



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA PARQUES FOTOVOLTAICOS EN EL ECUADOR

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN

edigab2009@hotmail.es

DIRECTOR: Dr. Ing. GABRIEL SALAZAR YÉPEZ

gsalazaryopez@gmail.com

Quito, Mayo 2015

DECLARACIÓN

Yo, Edison Gabriel Novoa Guamán, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mí autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la Normativa Institucional Vigente.

Edison Gabriel Novoa Guamán

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edison Gabriel Novoa Guamán, bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Gabriel Salazar Yépez

AGRADECIMIENTO

A Dios por regalarme cada día de vida y por darme la oportunidad de cumplir su voluntad.

A mis padres por ser los pilares de mi vida, por ser un ejemplo sin igual de lucha y esfuerzo, por darme su apoyo total a fin de regalarme una profesión.

A mis abuelitos, por su amor y apoyo total e incondicional durante el transcurso de la carrera, por ser mi motivación.

A mis hermanos, por regalarme una sonrisa día a día y por preocuparse de mí.

A mis tíos, por sus manos abiertas a recibirme y apoyarme en todo momento.

A mi novia, por permitirme ser feliz a su lado y por su apoyo y alegría compartida durante el transcurso de toda la carrera.

A mi querida Ingeniería Eléctrica, por formarme como profesional y como persona, por confiar en mí y darme las herramientas y conocimientos para enfrentar al mundo.

Al Doctor Gabriel Salazar Yépez, por dirigir este proyecto de titulación, por su constante apoyo profesional y personal, por su amistad y alegría en todo momento, por enseñarme con su ejemplo que no hay problemas que no se puedan resolver en la vida.

A mis compañeros y jefes, Ing. Ivonne Pérez, Tlgo. Eduardo Salazar, Javier Salazar, por ser un ejemplo y guía de profesionalismo laboral y personal, por permitirme aprender de su experiencia.

A Gransolar, por su constante apoyo y por permitirme aplicar el presente proyecto de titulación en sus instalaciones.

A mis profesores, por dedicar su vida y tiempo a formarme como profesional, por esforzarse cada día teniendo como objetivo la excelencia.

A mis amigos, por su brindarme su amistad sincera y por darme la mano en tiempos difíciles tanto académicos como personales.

DEDICATORIA

A mis padres, Robert y Lourdes.

A mis Hermanos David y Heidi.

A mis Abuelitos Miguel, Clarita y María.

A una persona especial Eliana.

Edison Gabriel

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
RESUMEN	XI
PRESENTACIÓN	XII

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	1
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	1
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	1
1.2 ALCANCE	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 ANTECEDENTES DEL PROYECTO [1] [2] [3]	2

CAPÍTULO II

2 GENERALIDADES DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	7
2.1 EL RECURSO SOLAR EN EL ECUADOR	7
2.1.1 MODELO FÍSICO DEL RECURSO SOLAR [10]	9
2.1.2 MODELO DEL RECURSO SOLAR EN BASE A MEDICIONES [11]	11
2.2 LA CENTRAL FOTOVOLTAICA Y EL SEP [13]	13
2.2.1 FACTOR DE PLANTA.....	16
2.2.2 ÍNDICE DE RENDIMIENTO PR.....	17
2.3 COMPONENTES DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA	18

2.3.1	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	18
2.3.2	EQUIPO DE CONEXIÓN DE ARREGLOS DE PANELES	26
2.3.3	INVERSOR [7].....	30
2.3.4	TRANSFORMADOR [7].....	35
2.3.5	EQUIPO DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE [22]	39
2.3.6	SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	40
2.3.7	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL [23].....	41
2.3.8	SISTEMA DE MONITOREO	46
2.3.9	SISTEMA DE CABLEADO GENERAL	47
2.4	GENERALIDADES DE CONFIABILIDAD DE LOS EQUIPOS.....	50
2.5	GENERALIDADES DE PRUEBAS EN LOS EQUIPOS [27]	51
2.6	GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO	52
2.6.1	MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	53
2.6.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO [30].....	54
2.6.3	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	55
2.6.4	GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO [30].....	55
2.6.5	ÍNDICADORES DE EVALUACIÓN DEL MANTENIMIENTO [30].....	57
2.7	GENERALIDADES DE LEVANTAMIENTO DE PROCESOS	58
2.7.1	PROCESO [31].....	58
2.7.2	PROCEDIMIENTO [31]	60

CAPÍTULO III

3	MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	61
3.1	PRUEBAS EN LOS EQUIPOS	61
3.1.1	PRUEBAS GENERALES.....	61
3.1.2	PRUEBAS MECÁNICAS	72

3.1.3	PRUEBAS ELÉCTRICAS	77
3.5	MANUAL DE OPERACIÓN.....	91
3.2.1	OPERACIÓN NORMAL DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO.....	91
3.2.2	OPERACIONES CON EL ARCONEL.....	93
3.2.3	OPERACIONES CON EL CENACE	96
3.3	MANUAL DE MANTENIMIENTO	105
3.3.1	MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	105
3.3.2	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	135
3.4	PLAN DE MANTENIMIENTO [30].....	136
3.4.1	PLANIFICACIÓN DIARIA	136
3.4.2	PLANIFICACIÓN SEMANAL	136
3.4.3	PLANIFICACIÓN MENSUAL	136
3.4.4	PLANIFICACIÓN ANUAL	136

CAPÍTULO IV

4	MANUAL DE PROCESOS.....	139
4.1	PROCESOS DE OPERACIÓN	140
4.1.1	OPERACIÓN DIARIA	140
4.1.2	OPERACIÓN SEMANAL	142
4.1.3	OPERACIÓN MENSUAL.....	143
4.2	PROCESOS DE MANTENIMIENTO EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA.	144
4.2.1	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL TERRENO 144	
4.2.2	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN PANELES FOTOVOLTAICOS	145
4.2.3	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EQUIPOS O CAJAS DE CONEXIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS	146

4.2.4	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN INVERSORES 147	
4.2.5	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRANSFORMADORES	148
4.2.6	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL EQUIPO DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE	149
4.2.7	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN	150
4.2.8	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	151
4.2.9	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MONITOREO.....	152
4.2.10	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	153
4.2.11	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA METEOROLÓGICO DE MEDICIÓN	154
4.2.12	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE	155
4.2.13	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL CABLEADO GENERAL	156
4.2.14	PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LOS SERVICIOS GENERALES	157
4.2.15	PROCESO DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	158

CAPÍTULO V

5	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	159
5.1	INSTRUCCIONES DE USO DEL MANUAL.....	159
5.2	PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO	160

5.2.1	ENCENDIDO O ARRANQUE MANUAL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	160
5.2.2	APAGADO O DESCONEXIÓN MANUAL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	162
5.2.3	PUESTA A TIERRA DE LA CELDA DE MEDIO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR.....	165
5.2.4	REPORTE MENSUAL DE PERSONAL – SISDAT/ARCONEL.....	168
5.2.5	REPORTE MENSUAL DE ENERGÍA PRODUCIDA – SISDAT/ARCONEL.....	170
5.2.6	REPORTE MENSUAL DE BALANCE DE PRODUCCIÓN – SISDAT/ARCONEL.....	172
5.2.7	REPORTE MENSUAL ACUMULATIVO DE ENERGÍA VENDIDA – SISDAT/ARCONEL.....	174
5.2.8	ENVÍO DE ARCHIVOS TPL (TERMINAL PORTÁTIL DE LECTURA) AL SIMEC/CENACE.....	176
5.2.9	REPORTE DE ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA CENACE	179
5.2.10	REPORTE DE PREVISIÓN DIARIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA - CENACE.....	181
5.2.11	VERIFICACIÓN DE LIQUIDACIONES DIARIAS - CENACE.....	183
5.2.12	REPORTE DE PREVISIÓN SEMANAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA - CENACE.....	185
5.2.13	VERIFICACIÓN MENSUAL DE FACTURACIÓN - CENACE.....	187
5.3	PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO.....	190
5.3.1	DESBROCE DEL TERRENO	190
5.3.2	READECUAMIENTO DEL TERRENO	192
5.3.3	LIMPIEZA DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	194
5.3.4	TERMOGRAFÍA DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	196

5.3.5	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL EQUIPO DE CONEXIÓN DE STRINGS.....	198
5.3.6	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL INVERSOR.....	205
5.3.7	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL TRANSFORMADOR	229
5.3.8	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LA CELDA DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE	233
5.3.9	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA.....	237
5.3.10	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	240
5.3.11	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MONITOREO.....	243
5.3.12	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	246
5.3.13	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN METEOROLÓGICO.....	249
5.3.14	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE	252
5.3.15	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL CABLEADO GENERAL	255
5.3.16	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LOS SERVICIOS GENERALES.....	258

CAPÍTULO VI

6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	261
6.1	CONCLUSIONES.....	261
6.2	RECOMENDACIONES.....	262
7	BIBLIOGRAFÍA.....	264
8	ANEXOS.....	268

RESUMEN

El presente documento pretende ser una buena guía para la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica en el Ecuador.

Se plantea un manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas, el cual tiene como objetivo, detallar las principales actividades de operación y mantenimiento que permitan mantener altos índices de rendimiento y disponibilidad en los equipos de una central fotovoltaica.

Se establece un conjunto de pruebas basadas en normas, reglamentos técnicos, códigos de red, pliegos de condiciones técnicas, guías de prácticas recomendadas, entre otros, las cuales permiten evaluar el estado de los equipos y componentes de una central fotovoltaica. A su vez se establecen los criterios de evaluación a fin de determinar si un equipo está defectuoso y requiere de labores de mantenimiento.

Se redacta el manual de operación y mantenimiento indicando las labores recomendadas tanto para operación como para mantenimiento de una central fotovoltaica, se incluye también las condiciones necesarias para ejecutar cada labor, los equipos, la metodología, las precauciones y la frecuencia con que se deben realizar dichas actividades.

Para ejecutar adecuadamente la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica se ha seleccionado la administración por procesos, la cual es una herramienta administrativa que mediante la definición de un proceso general de operación o mantenimiento permite fácilmente determinar un procedimiento específico para cada central fotovoltaica. Se establece también un manual de procedimientos para una central existente en el Ecuador, el cual es el resultado de la aplicación de los procesos generales de operación y mantenimiento y del manual de operación y mantenimiento a la vez. El manual de procedimientos de operación y mantenimiento será diferente para cada central fotovoltaica existente en el Ecuador, sin embargo será el resultado de aplicar los procesos y actividades recomendadas en el presente documento.

PRESENTACIÓN

El cambio de la matriz energética del país plantea como eje fundamental la inclusión de energías renovables no convencionales en el sistema nacional interconectado.

Mecanismos tarifarios incentivan a inversionistas nacionales y extranjeros a que instalen centrales de generación no convencional en territorio ecuatoriano. En sus inicios, el país carecía de experiencia en energías alternativas, lo cual se evidencia en la falta de un código de red y en la falta de normativas para la instalación de centrales de generación no convencionales conectadas a la red. Tras finalizar la etapa de instalación y puesta en marcha de una central fotovoltaica comienzan las labores de operación y mantenimiento de forma apresurada e informal, sin tener una guía clara de las acciones que se deben ejecutar. Ante tal necesidad se decide elaborar el manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas en el Ecuador.

En el capítulo I, se realiza una introducción al presente proyecto de titulación, se establecen objetivos, alcance, justificación y antecedentes del proyecto.

En el capítulo II, se revisan las generalidades de los equipos y componentes de una central fotovoltaica, se detallan también las generalidades para pruebas, mantenimiento y procesos aplicables en una central fotovoltaica.

En el capítulo III, se establece el manual de operación y mantenimiento, incluyendo pruebas, criterios de evaluación y labores de operación y mantenimiento en sistemas, equipos y componentes de una central fotovoltaica.

En el capítulo IV, se establece un manual de procesos de operación y mantenimiento para los equipos de una central fotovoltaica, mismos que se representan a través de diagramas de flujo.

En el capítulo V, se redacta el manual de procedimientos para una central fotovoltaica específica del Ecuador, el cual es resultado de aplicar el manual de operación y mantenimiento y de los procesos de operación y mantenimiento.

En el capítulo VI, se finaliza el presente documento con las conclusiones y recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad actual de cambiar la matriz energética en el Ecuador y apostar por energías renovables, amigables con el medio ambiente, ha llevado a que el gobierno, a través de incentivos, promueva la implementación de generadores no convencionales de electricidad, ya sea mediante la instalación centrales eólicas, fotovoltaicas, geotérmicas, etc.

La necesidad de implementar un manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para plantas fotovoltaicas existentes y proyectadas en el Ecuador, surge de la poca experiencia del país en este tipo de centrales de generación no convencional. La falta de un Código de Red ecuatoriano o una normativa para parques fotovoltaicos conectados a la red, genera incertidumbre a la hora de actuar y manejar correctamente este tipo de instalaciones.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para parques fotovoltaicos del Ecuador, el cual a través de pruebas y criterios, permita la evaluación continua de los equipos, mismos en los que luego se determinará su estado funcional y las actividades de operación y mantenimiento que requieran, basadas en criterios técnicos y a recomendaciones del fabricante, las cuales se desarrollarán según lo establezca un procedimiento que resulte de la aplicación de un proceso.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los equipos que conforman un parque Fotovoltaico.
- Analizar la confiabilidad de los equipos y sus tasas de salida tipo.
- Establecer los procesos necesarios durante la operación normal del parque Fotovoltaico.
- Determinar las pruebas necesarias para evaluar el estado funcional de los equipos de un parque Fotovoltaico.

- Establecer los criterios para determinar si algún equipo requiere o no de mantenimiento preventivo o correctivo.
- Elaborar un manual de procesos que se ejecute según un cronograma de actividades previamente establecido.

1.2 ALCANCE

Elaborar un manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para parques Fotovoltaicos en el Ecuador, estableciendo pruebas y criterios que permitan evaluar el estado funcional de los equipos sobre los cuales se determinarán los procesos de operación y mantenimiento a ejecutarse según un cronograma previamente establecido.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La necesidad mundial de apostar por las energías renovables no convencionales ha incentivado a que el gobierno ecuatoriano incluya en su parque generador centrales de generación fotovoltaica y eólica. El país no ha tenido antecedentes en este tipo de generación eléctrica no convencional, lo cual se evidencia en la inexistencia de un código de red o una normativa para parques fotovoltaicos, debido a esto continuamente se debe acudir a asesorías para conocer la forma de manejar y actuar correctamente en este tipo de instalaciones, lo cual no es conveniente para el país ya que se llega a depender de marcas, firmas y equipos extranjeros. Con esta premisa se propone elaborar un manual que permita operar y proveer de mantenimiento preventivo y correctivo a los parques fotovoltaicos actualmente instalados en el Ecuador.

El manual a manera de recomendación establece un conjunto de actividades de operación y mantenimiento que permiten cuidar del rendimiento, disponibilidad y tiempo de vida útil de los equipos que posee una central fotovoltaica, consiguiendo como beneficio adicional el ahorro económico necesario para la sostenibilidad del parque fotovoltaico.

1.4 ANTECEDENTES DEL PROYECTO [1] [2] [3]

En abril del 2011 las energías renovables no convencionales son consideradas por primera vez en el sector eléctrico ecuatoriano mediante la expedición de las Regulaciones del ARCONEL N° 002/11, 003/11 y 004/11, las cuales establecen las excepciones para la participación privada en la generación eléctrica,

las metodologías aplicables para determinar los plazos de los títulos habilitantes y los precios con los cuales se podrá comercializar la energía en el sector eléctrico. Finalmente en la regulación 004/11 se detalla, la forma en que se tratará la energía producida por generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales, es decir, los requisitos, los precios, su período de vigencia y la forma de despacho de la energía generada en el mercado eléctrico mayorista. De igual forma en ésta regulación se establece que el límite de despacho preferente para la energía generada con centrales no convencionales es de hasta el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del SNI.

Según el informe de actividades del ARCONEL para el año 2012 se recibe 140 solicitudes para desarrollar proyectos de tipo hidroeléctricos, biomasa, fotovoltaicos, eólicos, entre otros, sumando entre ellos una potencia instalada de 1100 MW. Finalmente se suscribe solamente 7 títulos habilitantes para el 2012 y 8 más para finales de enero 2013. [4]

A continuación la tabla 1. 1 muestra el listado de centrales fotovoltaicas que obtuvieron todos los permisos y autorizaciones estatales y del ARCONEL.

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS EN EL ECUADOR				
N°	COMPAÑÍA	PROYECTO	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MW)
1	DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DEL ECUADOR S.A.	Shyri I	Distrito Metropolitano Quito	50
2	CONDORSOLAR S.A.	Condorsolar	Cayambe y Tabacundo Pichincha	30
3	SOLARCONNECTION S.A.	Solarconnection	Cayambe y Tabacundo Pichincha	20
4	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	Imbabura - Pimán	Ibarra Imbabura	25

5	GUITARSA S.A.	Vaiana	Guayas Guayas	20
6	ENERGÍA SOLAR S.A.	Manabí	Montecristi Manabí	30
7	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	Santa Elena I	Santa Elena Santa Elena	25
8	ENERCAY S.A.	Centro del Mundo	Cayambe Pichincha	10
9	RACALSER S.A.	Chota – Pimán	Ibarra Imbabura	8
10	SUPERGALEÓN S.A.	San Alfonso	Ibarra Imbabura	6
11	GRANSOLAR S.A.	Salinas	Urcuquí Imbabura	2
12	ENERGÍAS MANABITAS S.A.	Montecristi	Montecristi Manabí	12
13	AENERDOR S.A.	Lagarto	Río Verde Esmeraldas	20
14	SUN ENERGY ECUADOR S.A	Rancho Cayambe	Cayambe Pichincha	8
15	GALÁPAGOS POWER S.A.	Zapotillo	Zapotillo Loja	16
TOTAL				282

Tabla 1. 1 Proyectos fotovoltaicos aprobados al 2012.

De igual forma, el ARCONEL reporta inscritos para el año 2013 un total de 82 proyectos de generación con fuentes de energía renovable y de potencia menor o igual a 1 MW, las cuales se acogen a lo establecido en la regulación N° 009/08. Ver el listado de centrales fotovoltaicas del anexo 1 y 2.

La tabla 1. 2 muestra de forma resumida lo que establecen las regulaciones respecto a generación de electricidad con fuentes de energía renovable, en este caso se profundizará en lo que refiere a centrales fotovoltaicas:

CENTRALES FOTOVOLTAICAS	
Precio De La Energía Generada	0.4003 US\$/kWh
Plazo Del Título Habilitante	20 años
Vigencia de precios	15 años

Tabla 1. 2 Título habilitante y Precio de la energía generada para centrales fotovoltaicas.

Según estadísticas del ARCONEL, para el cierre del año 2014, la capacidad de generación según el tipo de recurso utilizado se resume en la figura 1. 1. [5]

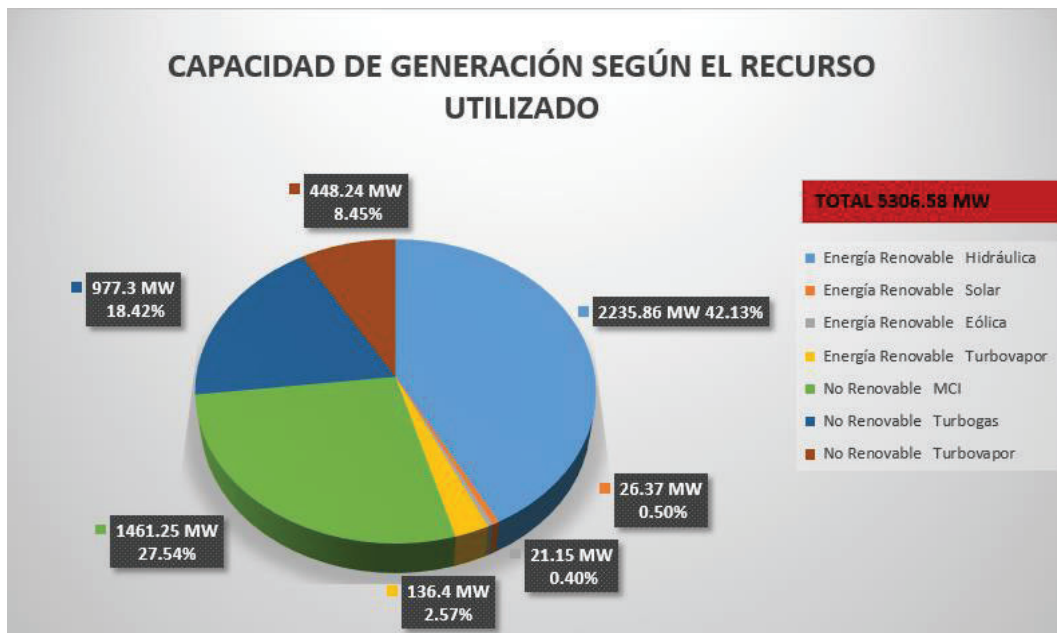


Figura 1. 1 Capacidad instalada de generación según el recurso utilizado. Elaboración propia a partir de [5].

Se puede observar que la capacidad instalada de centrales de generación fotovoltaicas es solamente 26.37 MW, lo cual es un valor bajo respecto a la capacidad de generación total del SNI. La capacidad instalada es diferente de la energía generada y para el caso del SNI ecuatoriano, la influencia es aún más baja, llegando solamente a ser el 0.07% del total de energía generada, la figura 1. 2 muestra la energía generada por centrales fotovoltaicas en el SNI.

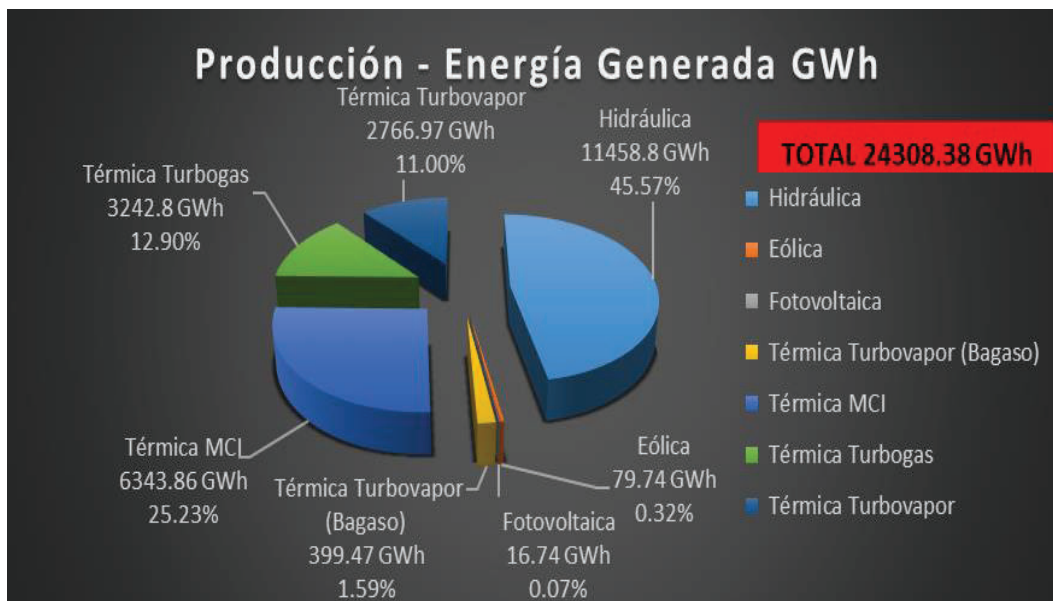


Figura 1. 2 Energía generada según el recurso utilizado. Elaboración propia a partir de [5]

El Ecuador actualmente tiene instaladas 22 centrales fotovoltaicas en el SNI, sin embargo no dispone de normas, reglamentos, pliegos de condiciones técnicas, prácticas recomendadas, entre otros documentos que regulen la labor de operación y mantenimiento durante el plazo establecido por los títulos habilitantes, si bien las labores de operación y mantenimiento, no son obligatorias y tampoco están reguladas, es necesario realizarlas a fin de cuidar la disponibilidad y el rendimiento de las centrales fotovoltaicas para de esta manera asegurar la recuperación de la inversión utilizada para la instalación de estos generadores no convencionales.

De acuerdo a lo explicado anteriormente, es necesario implementar un manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas en el Ecuador, mismo que permita establecer un conjunto de labores recomendadas para la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica. De la aplicación del manual y los procesos, también establecidos en el presente proyecto de titulación, se puede determinar un conjunto de procedimientos propios y característicos para cada instalación dependiendo de la tecnología y los equipos que posea.

CAPÍTULO II

2 GENERALIDADES DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Se define como central o parque fotovoltaico al conjunto de equipos como: paneles, inversores, transformadores, entre otros, encargados de aprovechar la energía irradiada por el sol y convertirla en energía eléctrica para su posterior consumo.

La central fotovoltaica acoge dentro de ella a todo conjunto de elementos y sistemas que tienen como objetivo el uso de la energía solar para la generación de energía eléctrica. Se puede definir dos tipos de centrales fotovoltaicas basándose en la forma en la que se entrega la energía eléctrica al consumidor final:

- Parque Fotovoltaico conectado a la Red.
- Parque Fotovoltaico aislado de la Red.

Para instalaciones menores a 100 kW existe la norma ecuatoriana de construcción, NEC-10 parte 14-2 para energía renovable en el Ecuador. Si bien el país no posee de un Código de Red para instalaciones fotovoltaicas, de momento se puede indicar que para aquellos parques fotovoltaicos que superen los 100 kW de capacidad deberán cumplir con los requerimientos que dispongan los organismos reguladores, en este caso CENACE, ARCONEL, MEER y las empresas distribuidoras. [6]

2.1 EL RECURSO SOLAR EN EL ECUADOR

Una central fotovoltaica aprovecha la energía proveniente del sol, por lo cual es necesario definir los siguientes términos asociados:

- Irradiancia Solar: Es la magnitud física que describe cuánta radiación solar recibe un cuerpo en la tierra en un instante de tiempo por unidad de área, se mide en $\frac{W}{m^2}$. La NASA ha adoptado como constante solar el valor de $1366.1 \frac{W}{m^2}$, el cual representa la irradiancia solar que recibe la parte más externa de la atmósfera terrestre.

- Insolación o Irradiación Solar: Es la magnitud física que describe cuánta energía solar recibe un cuerpo en la tierra. Se calcula mediante la integral de la irradiancia solar durante un intervalo de tiempo y se mide en $\frac{Wh}{m^2}$. [7]

La radiación solar llega sobre la atmósfera y por fenómenos de reflexión y refracción de la luz se divide en:

- Radiación solar directa: Radiación solar que llega a la corteza terrestre con una trayectoria recta.
- Radiación solar difusa: Radiación solar que al atravesar la atmósfera cambia de dirección y que al final incide sobre un punto determinado de la tierra.
- Radiación solar reflejada: Radiación solar que incide sobre un cuerpo en la tierra, el cual debido a su composición refleja la radiación solar hacia un objeto cercano. [8]

Lo expresado anteriormente se puede resumir en la figura 2. 1.

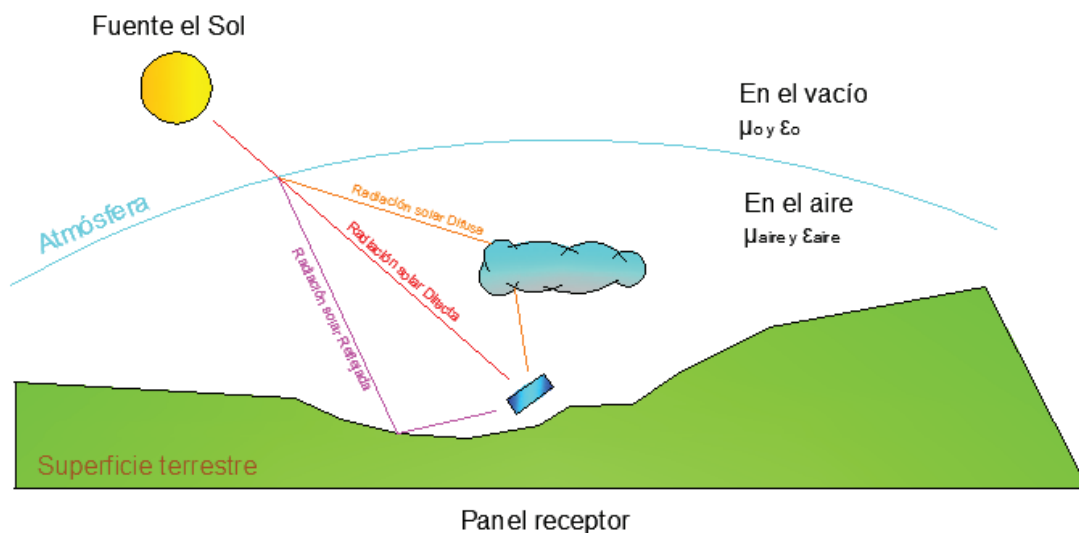


Figura 2. 1 Radiación solar sobre un cuerpo receptor en la tierra. Elaboración propia en base a [8]

El ARCONEL ha puesto a disposición del Ecuador el atlas solar con fines de generación eléctrica, el cual ha sido desarrollado por la CIE, Corporación para la Investigación Científica, misma que ha establecido la irradiancia solar incidente

en el Ecuador para todos los meses del año con una resolución de 1 km² y una precisión del 90 % aproximadamente. [9]

La figura 2. 2 muestra un ejemplo de irradiación o insolación en el Ecuador.

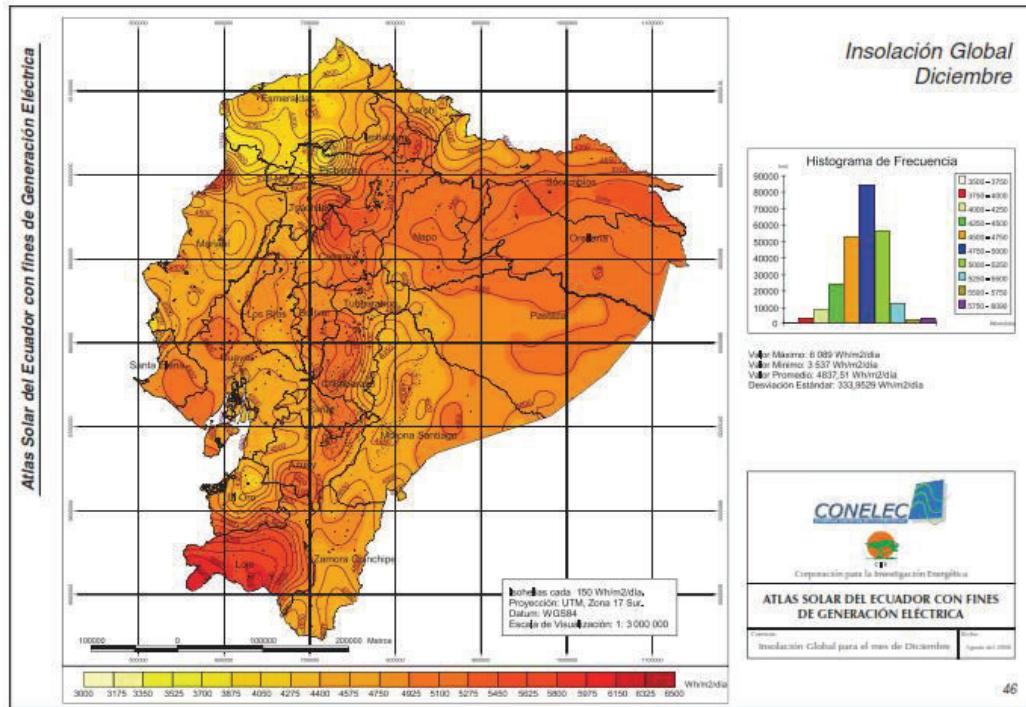


Figura 2. 2 Insolación solar global en el Ecuador para el mes de Diciembre. [9]

Mediante el uso adecuado de este atlas, durante la etapa de diseño se puede determinar los lugares óptimos de ubicación de las centrales fotovoltaicas, dicha ubicación debe verificarse con mediciones de irradiación solar en el sitio.

El funcionamiento de una central fotovoltaica depende básicamente del recurso solar disponible para la generación de electricidad. Por lo cual, para entender su comportamiento, es necesario modelar la irradiación solar diaria.

2.1.1 MODELO FÍSICO DEL RECURSO SOLAR [10]

Este modelo tiene como objetivo considerar todos los factores físicos que influyen en la radiación solar, por ejemplo:

- Distancia de la tierra al sol durante el transcurso del año.
- Declinación de la tierra respecto al sol.
- Distancia de la tierra al sol a lo largo de un día.
- Duración del día, entre otras.

En la figura 2. 3 se puede observar la variación de la distancia de la tierra al sol y su posición durante el transcurso del año:

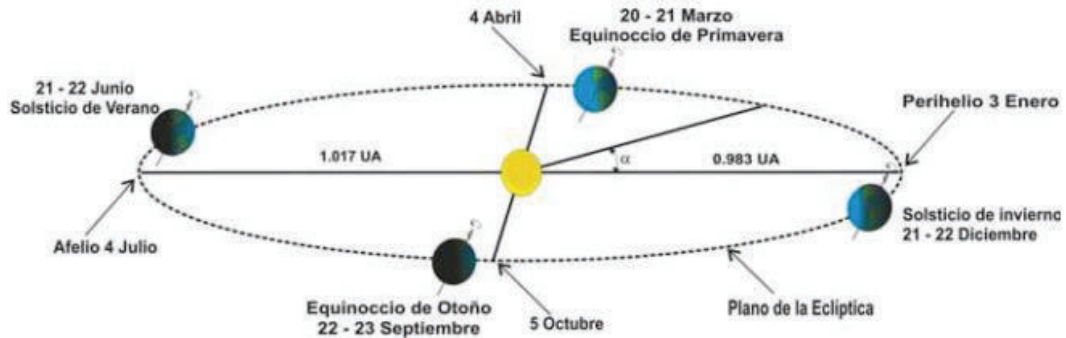


Figura 2. 3 Posición de la tierra respecto al sol durante un año. [10]

La metodología consiste primero en modelar la irradiación solar anual, con la cual se puede estimar la irradiación solar mensual y finalmente la irradiación solar diaria. Como se indica a continuación, en base a todos los factores que influyen en la radiación solar, se puede llegar a determinar una curva de irradiación solar mensual para un año en específico, tal como lo muestra la figura 2. 4.

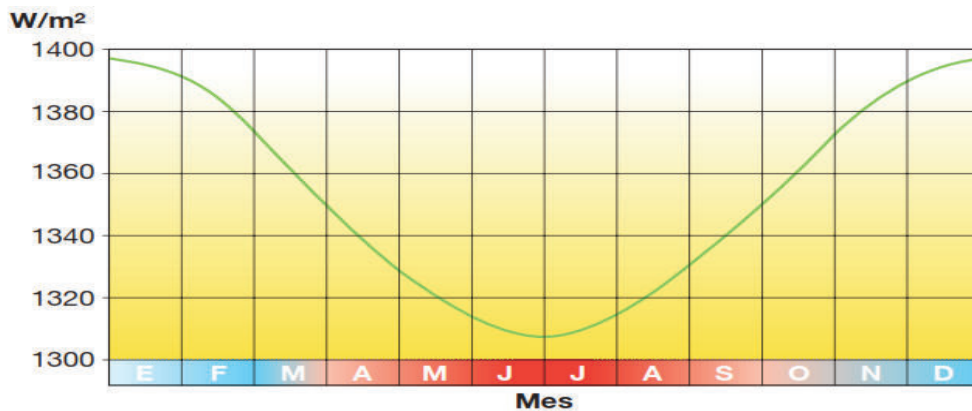


Figura 2. 4 Radiación solar mensual en la atmósfera. [8]

Finalmente en base a la irradiación solar mensual se puede estimar la radiación solar diaria que, para fines prácticos, se le puede aproximar con una curva senoidal, como lo muestra la figura 2. 5.

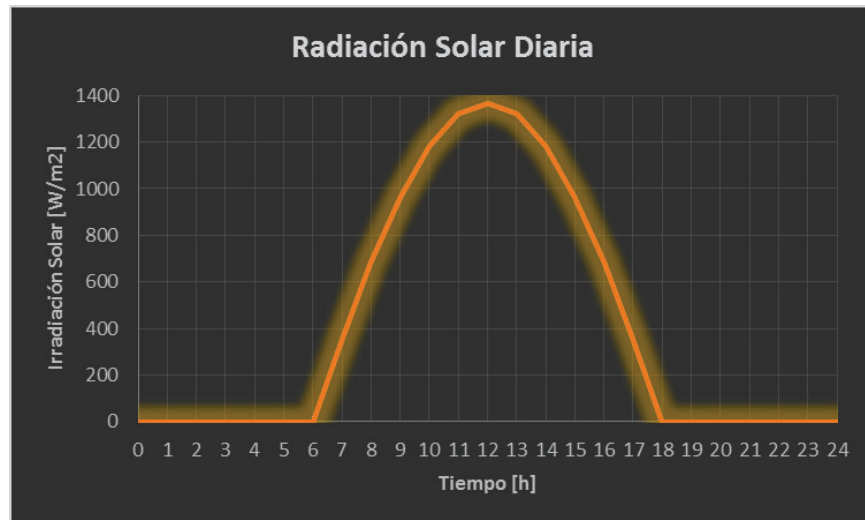


Figura 2. 5 Ejemplo de radiación solar diaria. Elaboración propia.

Empíricamente la radiación solar diaria se podría definir con la función mostrada en la ecuación 2. 1.

$$RS(h) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 < h < 6 \\ RS_{m\acute{a}x} * \text{sen} \left((h - 6) * \frac{180}{12} \right) & \text{para } 6 < h < 18 \\ 0 & \text{para } 18 < h < 24 \end{cases} \quad \text{Ec. 2. 1}$$

Donde:

RS (h): Radiación solar en función de las horas del día en W/m².

h: Hora del día, valor comprendido entre 0 horas y 24 horas.

RS_{máx}: Máximo valor de radiación solar en un día tomado del modelo de estimación de radiación mensual. Siempre menor a 1366.1 W/m².

2.1.2 MODELO DEL RECURSO SOLAR EN BASE A MEDICIONES [11]

Esta metodología se basa en mediciones meteorológicas de radiación solar, las cuales permitan obtener, mediante regresiones matemáticas, un modelo que permita estimar la radiación solar anual, mensual y diaria. La figura 2. 6 es un ejemplo de la aplicación de esta metodología, en ésta se puede notar la diferencia con el modelo senoidal.

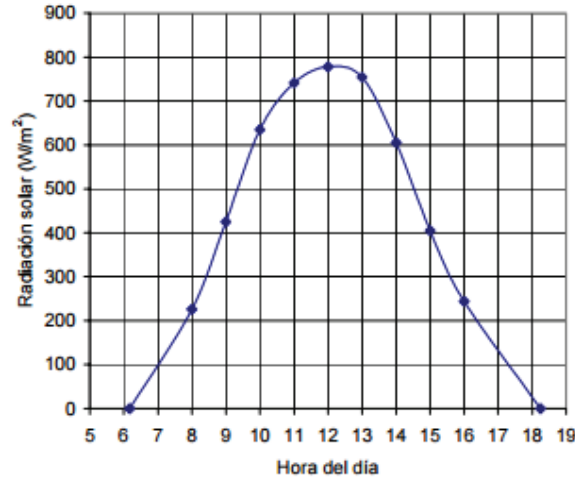


Figura 2. 6 Ejemplo de curva de radiación solar diaria basada en mediciones meteorológicas.

En esta metodología es necesario considerar los parámetros meteorológicos que pueden influir directa o indirectamente en el modelamiento del recurso solar, para ello la tabla 2. 1 muestra algunos datos meteorológicos como ejemplo para el Ecuador, estos también se deben considerar dentro de la planificación de las actividades operación y mantenimiento en una central fotovoltaica.

M002		LA TOLA										INAMHI							
MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)						HUMEDAD RELATIVA (%)			PUNTO DE ROCÍO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación			
		ABSOLUTAS		M E D I A S				Máxima día	Minima día	Media			Suma Mensual	Máxima en 24hrs	en día				
ENERO	243.8	27.0	22	3.5	3	24.4	8.4	16.1	96	6	35	1	74	10.6	12.9	15.9	8.0	25	7
FEBRERO	164.5	27.0	22	7.4	18	23.7	10.7	16.8	97	23	39	14	77	12.1	14.2	83.0	38.1	16	10
MARZO	146.3	26.7	28	5.4	25	24.1	10.1	16.5	96	11	37	25	78	11.9	14.1	12.1	2.4	29	13
ABRIL	130.4	25.5	1	6.5	23	22.7	10.4	16.0	98	28	40	2	82	12.4	14.5	163.4	32.6	11	21
MAYO	165.1	27.5	17	7.0	19	23.4	9.9	16.0	96	1	33	26	78	11.5	13.7	100.4	29.2	20	13
JUNIO	141.5	24.4	24	5.9	14	21.6	9.1	15.3	96	1	40	24	77	10.8	13.0	40.7	22.4	1	11
JULIO	173.6	24.9	21	3.5	21	22.2	8.1	14.8	97	16	33	21	77	10.1	12.5	69.6	21.4	15	13
AGOSTO	204.6	24.5	30	3.4	18	22.7	7.1	15.0	97	8	35	18	74	9.7	12.2	29.5	14.9	31	7
SEPTIEMBRE	162.3	26.4	10	3.0	9	22.8	7.1	14.9	96	2	31	10	75	9.7	12.2	79.1	20.6	11	14
OCTUBRE	186.3	25.7	14	3.9	1	23.1	8.4	15.6	95	25	35	31	75	10.5	12.8	66.4	31.2	6	10
NOVIEMBRE	110.2	25.6	5	5.0	5	21.3	8.6	14.4	97	19	34	5	81	10.8	13.1	170.4	58.4	15	20
DICIEMBRE	127.9	24.5	6	7.4	31	20.6	9.5	14.5	97	17	40	6	84	11.6	13.7	107.6	22.7	17	19
VALOR ANUAL	1956.5	27.5	3.0			22.7	9.0	15.5	98		31		77	11.0	13.2	938.1	58.4		

MES	EVAPORACION (mm)		NUBOSIDAD MEDIA (Ondas)	VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DE VIENTO												Vel Mayor Observada (m/s) DIR	VELOCIDAD MEDIA (Km/h)							
	Suma Mensual	Máxima en 24hrs día		N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	CALMA	Nro OBS											
ENERO	133.2	8.1	31	2.1	25	3.2	11	0.0	0	4.1	28	1.4	8	1.5	2	0.0	0	1.5	12	15	93	14.0	SE	3.8
FEBRERO	106.7	8.0	1	1.8	30	2.4	8	0.0	0	6.7	19	1.5	7	1.3	4	0.0	0	1.6	8	24	84	12.0	SE	3.5
MARZO	108.3	6.0	24	2.1	37	2.3	9	0.0	0	3.3	15	1.0	2	1.0	4	0.0	0	1.6	10	24	93	8.0	SE	2.9
ABRIL	82.8			1.7	23	2.8	6	0.0	0	4.3	11	1.3	4	1.0	1	0.0	0	1.6	23	31	90	12.0	SE	2.4
MAYO	103.9	5.6	13	2.0	25	2.6	8	0.0	0	4.7	18	1.3	3	1.2	7	1.0	4	1.3	12	24	93	14.0	SE	2.6
JUNIO	107.6	7.5	5	1.8	19	2.9	8	0.0	0	6.5	26	1.3	3	1.3	4	0.0	0	1.1	9	31	90	14.0	SE	3.2
JULIO	97.6	6.3	22	1.8	17	2.4	9	0.0	0	2.9	30	2.0	1	1.3	4	1.0	1	1.4	16	22	93	10.0	SE	2.8
AGOSTO	155.6	8.0	20	2.8	13	3.8	14	0.0	0	5.1	42	1.8	4	1.5	9	1.0	1	2.1	9	9	93	18.0	SE	4.3
SEPTIEMBRE	111.5	8.0	28	1.8	18	3.0	10	0.0	0	3.6	24	2.0	3	1.6	6	1.3	3	1.5	13	22	90	12.0	SE	3.2
OCTUBRE	118.5	6.7	13	2.0	33	2.2	5	2.0	1	6.2	20	1.2	5	1.0	2	1.5	2	1.4	13	17	93	18.0	SE	3.8
NOVIEMBRE	91.2	7.3	9	1.6	28	4.3	3	0.0	0	1.8	9	1.3	3	1.5	2	0.0	0	1.9	17	38	90	8.0	NE	2.2
DICIEMBRE	80.1	4.3	8	1.8	36	1.5	4	1.0	1	1.5	4	1.0	2	0.0	0	1.0	1	1.5	11	41	93	8.0	N	2.2
VALOR ANUAL	1297.0			1.9	25	2.8	8	0.3	0	4.2	21	1.4	4	1.2	4	0.6	1	1.5	13	25		18.0	SE	3.0

Tabla 2. 1 Ejemplo de tabla de parámetros meteorológicos registrados por la estación la Tola ubicada en Quito. [12]

2.2 LA CENTRAL FOTOVOLTAICA Y EL SEP [13]

En base a lo explicado anteriormente, el recurso solar se puede aprovechar aproximadamente entre las 06:00 y 18:00 horas, como lo muestra la figura 2. 7, el cual puede compararse con la curva diaria de demanda del Ecuador, como lo muestra la figura 2. 9, misma que posee las siguientes bandas de demanda:

- Demanda mínima: De 00:00 – 07:00 horas y de 22:00 – 24:00 horas.
- Demanda media: De 07:00 – 17:00 horas.
- Demanda máxima: De 17:00 – 22:00 horas.



Figura 2. 7 Curva horaria de generación de una central fotovoltaica.

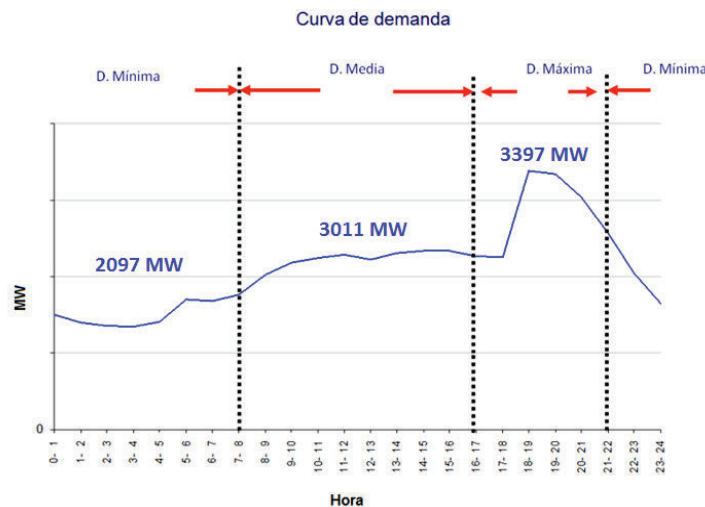


Figura 2. 8 Curva de demanda del Ecuador. [13]

En base a las figuras 2. 7 y 2. 8 se puede determinar que el aporte energético de una central fotovoltaica es fuera de las horas pico, lo cual constituye una desventaja al no ser de ayuda en la generación de potencia activa durante las horas de máxima demanda.

Debido a las regulaciones y a su despacho preferente y obligatorio los inversores se configuran para generar la mayor cantidad de potencia activa que sea posible. Si bien los inversores tienen la capacidad de generar potencia reactiva no lo hacen, ya que por ella no se obtiene igual beneficio económico. El estado del arte indica que inversores de última tecnología tienen la capacidad de generar potencia reactiva durante la noche, característica que encarece el equipo y reduce su tiempo de vida útil, el aporte de potencia reactiva de estos equipos suele ser del orden de decenas hasta centenas de kVAr.

La forma en la que la central fotovoltaica se debe comportar en el SEP se establece mediante un Código de Red, el cual indica los siguientes requerimientos por ejemplo:

- Respuesta potencia - frecuencia:

Establece la forma en la que una central fotovoltaica debe entregar potencia activa al sistema cuando existen variaciones de frecuencia en el mismo, tal como lo indica la figura 2. 9.

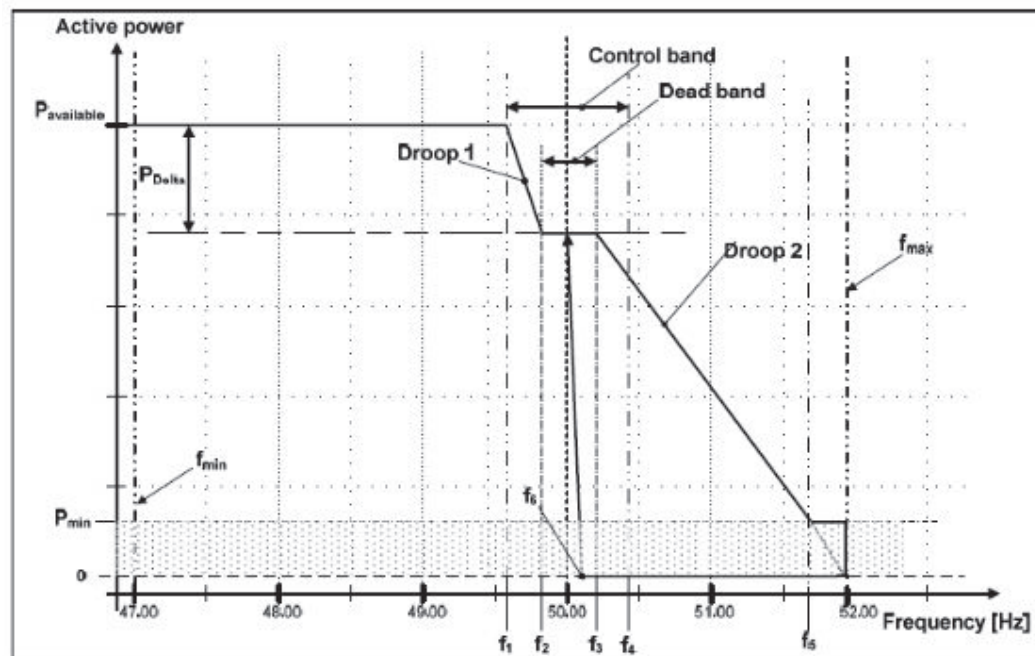


Figura 2. 9 Ejemplo de Respuesta P-f de una central fotovoltaica. [14]

- Capacidad de potencia activa y reactiva:

Establece la capacidad de generación de potencia activa y reactiva que debe poseer una central fotovoltaica, tal como lo indica la figura 2. 10.

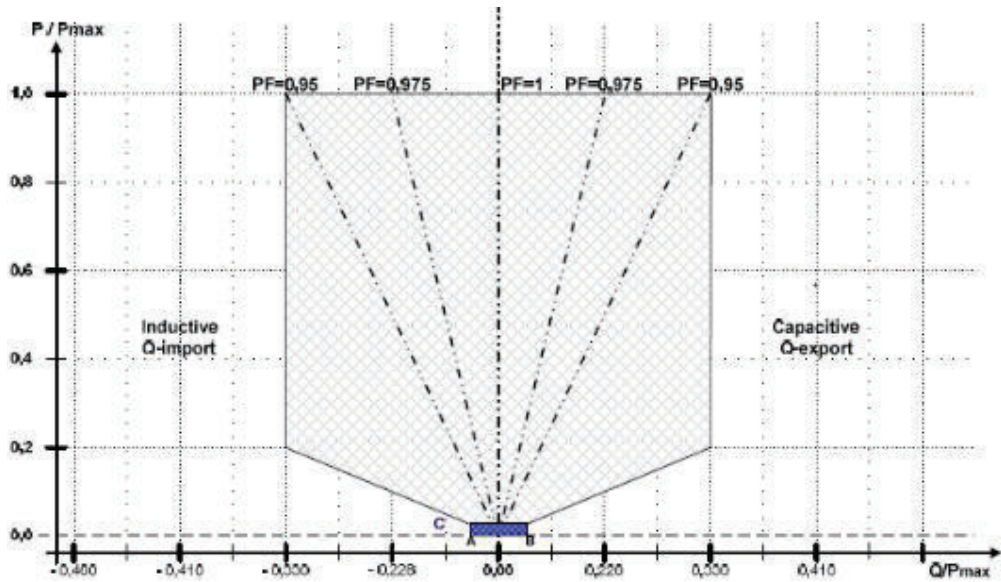


Figura 2. 10 Requisito de capacidad de generación de potencia reactiva para una central fotovoltaica. [14]

- Modos de control de potencia reactiva:
 - Control de potencia reactiva Q . Véase la figura 2. 11.
 - Control de factor de potencia fp . Véase la figura 2. 11.

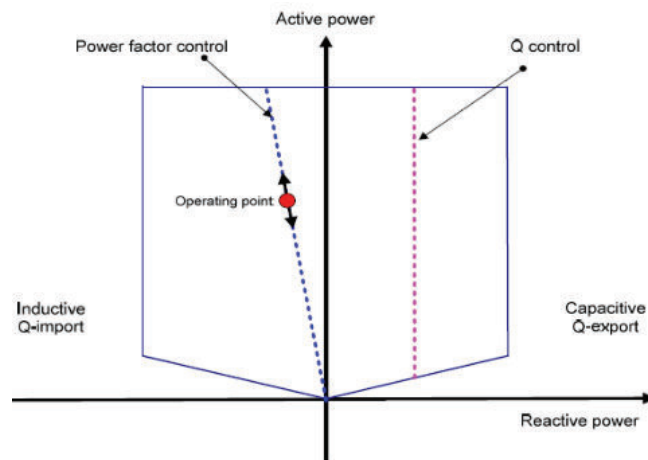


Figura 2. 11 Ejemplo control de Q y fp . [14]

- Control de voltaje V . Véase la figura 2. 12.

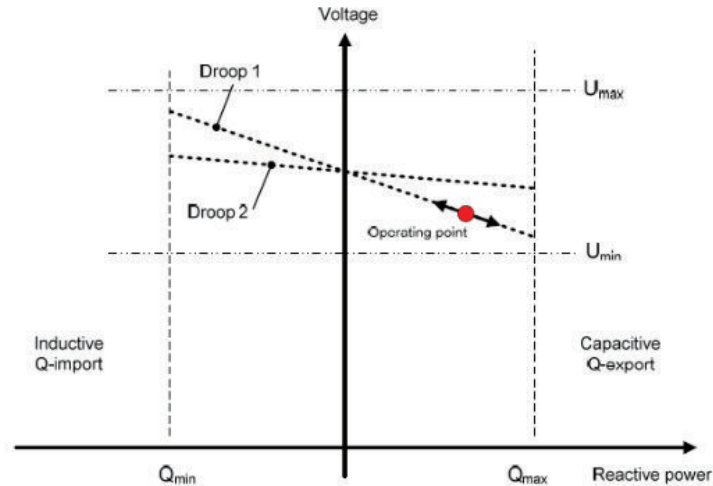


Figura 2. 12 Ejemplo control V. [14]

2.2.1 FACTOR DE PLANTA

El factor de planta se define como la relación entre la energía real generada durante un período de tiempo, que pueden ser días, meses, años, y la energía que en teoría debería generar la central fotovoltaica si durante el mismo intervalo de tiempo operara a potencia nominal. Se calcula con la ecuación 2. 2. [15]

$$FP = \frac{\text{Energía Generada Real}}{\text{Energía Generada Teórica}} * 100\% [\%] \quad \text{Ec. 2. 2}$$

Analizando el factor de planta se puede concluir lo siguiente:

- El factor de planta de inicio no puede ser mayor a 50% dado que el recurso solar sólo existe durante la mitad de tiempo en un día.
- Debido a que la irradiancia solar durante el día no permanece en su máximo valor, del 50% del factor de planta restante sólo se puede aprovechar el 60% aproximadamente. Con lo cual el factor de planta puede llegar como máximo al 30%. La presencia de nubes reduce notablemente el factor de planta, el cual se puede disminuir hasta el 15%.
- Para mejorar el factor de planta se puede:
 - Seleccionar paneles de mejor tecnología y rendimiento.
 - Implementar un sistema de seguimiento solar en los paneles.
 - Realizar labores de operación y mantenimiento que permitan reducir las pérdidas al mínimo.

El costo asociado a la implementación de estas medidas limita las acciones para mejorar el factor de planta.

2.2.2 ÍNDICE DE RENDIMIENTO PR

El índice de rendimiento o PR por sus siglas en inglés (performance ratio) permite conocer en último término cuánta radiación solar ha sido transformada en electricidad por una central fotovoltaica, si bien se puede calcular para un día, un mes o un año, el PR se calcula para el período de un año con la ecuación 2. 3, a fin de reducir el efecto de las condiciones meteorológicas de operación diaria de la central fotovoltaica. [7]

$$PR = \frac{E_i}{G_{sg\ i(\alpha,\beta)} * P_p * G_{CEM}^{-1} * Fdeg} [\%] \quad \text{Ec. 2. 3}$$

Donde:

- PR: Performance ratio o índice de rendimiento. [%]
- E_i: Energía generada en el año i por la central fotovoltaica. Valor medido en el punto de conexión. [kWh]
- G_{sg_i}: Valor de irradiación solar recibida en el año i sobre la superficie del generador fotovoltaico. [kWh/m²]
- P_p: Potencia pico instalada de la central fotovoltaica. [kW]
- G_{CEM}: Valor de irradiancia solar para las condiciones estándar de medida. [1 kW/m²]
- Fdeg_i: Factor de degradación que permite corregir la degradación natural del rendimiento de los equipos, se calcula con la ecuación 2. 4:

$$Fdeg_i = \frac{100\% - Deg_i}{100} \quad \text{Ec. 2. 4}$$

Siendo Deg_i la degradación del año i, 1.25% para el primer año y 0.35% adicional por cada año transcurrido.

El PR puede alcanzar el 80% de forma ideal, debido principalmente a que las pérdidas en una central fotovoltaica van del orden del 20%. Como referencia el valor del PR oscila entre el 70% y 80% cumpliéndose así un PR medio anual del 75% o superior.

Los principales factores que afectan al PR de una central fotovoltaica son:

- Temperatura.

- Rendimiento de los paneles fotovoltaicos.
- Rendimiento del cableado.
- Rendimiento del inversor.
- Pérdidas en paneles debido a suciedad y al uso de distintas tecnologías.
- Pérdidas por error en el seguimiento del punto máximo de transferencia de potencia.
- Pérdidas por limitación de la potencia activa de salida de los inversores.
- Pérdidas por sombreados parciales.
- Disponibilidad

[7]

2.3 COMPONENTES DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

2.3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos son equipos estáticos formados por células solares que poseen dos capas semiconductoras, tipo N-P, las cuales se encargan de transformar la energía solar en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento es el efecto fotovoltaico, mismo que se define como la capacidad de convertir en electricidad la energía que los fotones poseen de la radiación solar. La figura 2.13 explica de mejor manera el funcionamiento de un panel fotovoltaico. [8]

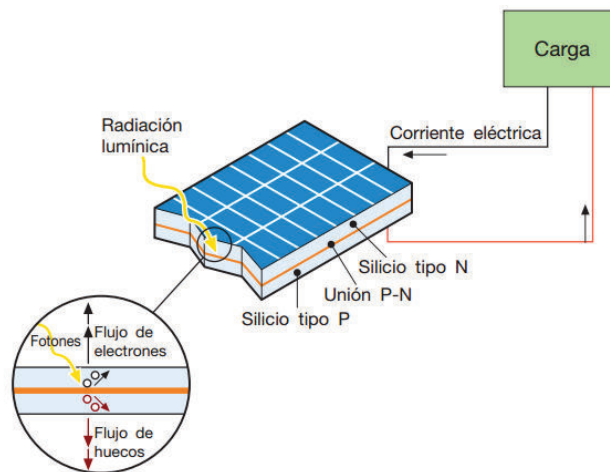


Figura 2. 13 Funcionamiento de un panel fotovoltaico. [8]

El avance y desarrollo de los paneles se basa en las características propias del material del cual se construye la célula fotovoltaica; a pesar de que se ha investigado en varios materiales como el diseleniuro de cobre en indio (CIS), el telurio de cadmio (CdTe), el arseniuro de galio (GaAs), entre otros, el silicio ha

sido aquel material que ha brindado los mejores resultados en cuanto a generación de electricidad y facilidad de producción. [6]

La estructura básica de una célula fotovoltaica se muestra en la figura 2. 14.

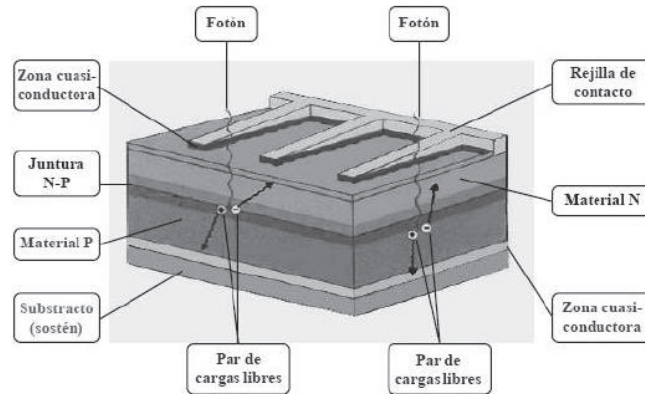




Figura 2. 14 Estructura de una célula fotovoltaica. [6]

2.3.1.1 Clasificación [16]

De acuerdo a la estructura del material que compone a la célula fotovoltaica se puede realizar la siguiente clasificación:

- Célula de Silicio Monocristalino
- Célula de Silicio Policristalino
- Célula de Silicio Amorfo

Sus características se resumen en la tabla 2. 2.

Células	Silicio	Rendimiento		Características	Fabricación
		Teórico	Real		
	Monocristalino	24 %	15-18 %	Color azul homogéneo con conexiones visibles	Se obtiene de silicio puro dopado con boro
	Policristalino	19-20 %	12-14 %	Distintos tonos azules en una superficie estructurada de cristales	Igual que el monocristalino pero de menor número de fases de cristalización


	Amorfo	16 %	< 10 %	Color azul homogéneo pero sin conexiones visibles entre células	Posee la ventaja de depositarse como lámina delgada sobre un sustrato de vidrio o plástico
---	--------	------	--------	---	--

Tabla 2. 2 Características de las células fotovoltaicas de Silicio. [16]

Las células fotovoltaicas pueden tener distinta forma ya sean circulares o poligonales, como lo muestra la figura 2. 15, esto dependerá del fabricante debido a aspectos de eficiencia, costos, facilidad de fabricación, etc.

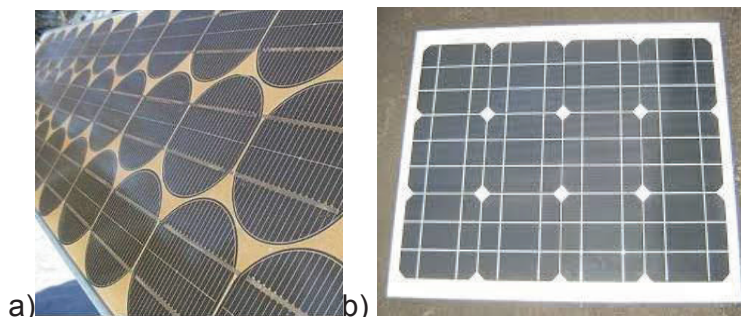


Figura 2. 15 Formas de células fotovoltaicas a) Circular b) Cuadrada

2.3.1.2 Curva V-I

La curva V-I de funcionamiento de un panel fotovoltaico permite conocer la forma en que se comporta un panel fotovoltaico bajo la presencia de irradiación solar; existen varios factores, a parte de la irradiación, que provocan cambios en dicha curva, tales como: temperatura, viento, ángulo de inclinación y otros factores propios del diseño. La curva V-I es determinada por el fabricante, mediante un conjunto de pruebas en los paneles. La curva de potencia de un panel se obtiene a partir de su curva V-I, misma que resulta del producto de los valores de voltaje por los de corriente de la curva. [16]

Para obtener la curva V-I de un panel se debe realizar las mediciones de voltaje y corriente bajo las condiciones estándar de prueba STC, que son las siguientes:

- Irradiación Solar: 1000 W/m².
- Distribución Espectral: AM 1.5 G.
- Temperatura de la celda: 25 °C

[7]

Para diferenciar un poco la curva V-I ideal de sus condiciones de operación reales se realiza la misma medición de voltaje y corriente pero bajo la condición TONC, temperatura de operación normal de la célula fotovoltaica, la cual ocurre cuando:

- Irradiación Solar: 800 W/m^2 .
- Temperatura ambiente: $20 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Distribución Espectral: AM 1.5 G.
- Velocidad del viento: 1 m/s .

[7]

La figura 2. 16 muestra un ejemplo de curva V-I propia de un panel fotovoltaico:

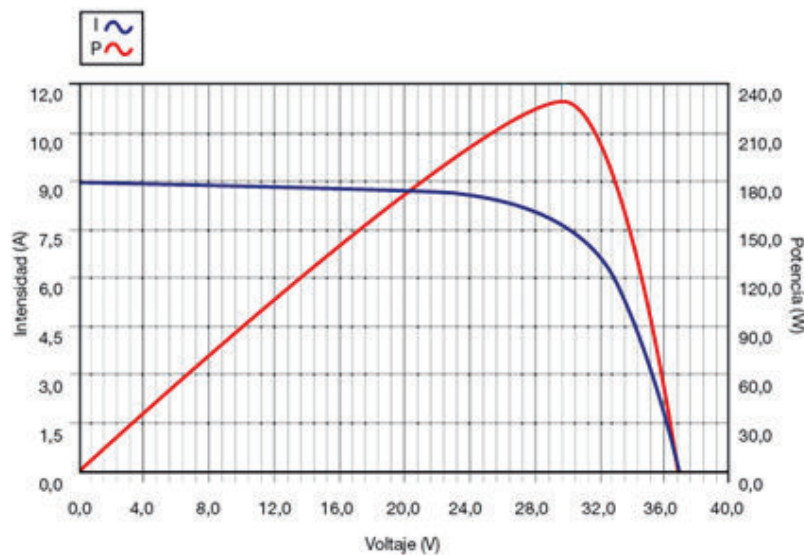


Figura 2. 16 Curva V-I de un panel en particular (Azul), Potencia (Rojo). [16]

Los parámetros meteorológicos de irradiación solar y temperatura provocan cambios notorios en la curva de funcionamiento V-I de un panel fotovoltaico. La corriente es directamente proporcional a la irradiación solar incidente sobre el panel y el voltaje es inversamente proporcional a la temperatura de operación del mismo, esto se puede observar en las figuras 2. 17 a) y 2. 17 b) respectivamente.

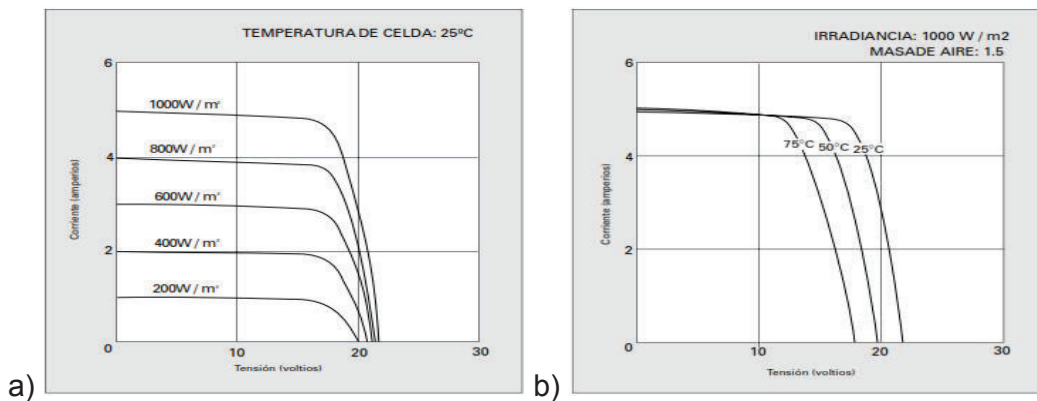


Figura 2. 17 Efecto en la curva V-I de a) Irradiación Solar b) Temperatura. [17]

2.3.1.3 Terminología

Los términos asociados a la agrupación de células fotovoltaicas se explican de mejor manera en la figura 2. 18.



Figura 2. 18 Términos asociados a la agrupación de células fotovoltaicas. Elaboración propia.

2.3.1.4 Componentes de un Panel Fotovoltaico [6] [16]

Los paneles fotovoltaicos deben operar a la intemperie bajo la presencia directa del sol, por lo cual deben ser diseñados para soportar condiciones medioambientales adversas; los equipos que conforman el panel fotovoltaico deben asegurar un tiempo de vida útil rentable.

El panel fotovoltaico dispone de los siguientes equipos básicos:

- Marco Metálico
- Vidrio Encapsulante
- Estructuras de soporte
- Caja de Conexiones
- Diodos de protección o bloqueo

2.3.1.4.1 Marco Metálico

El marco metálico sirve para dar rigidez mecánica al panel ya que permite juntar la capa encapsulante de vidrio con la parte posterior del panel, el marco suele ser de aluminio anodizado u otro material capaz de soportar la corrosión u oxidación, en su perímetro suele poseer agujeros para su correcta sujeción a las estructuras de soporte. La figura 2. 19 muestra un ejemplo de marco metálico.

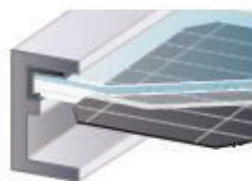


Figura 2. 19 Marco Metálico de un Panel Fotovoltaico. [16]

2.3.1.4.2 Vidrio Encapsulante

El vidrio implementado en los paneles fotovoltaicos sirve para mantener las células fotovoltaicas fijas en el panel y protegidas de golpes y agentes externos medioambientales, éstas características constructivas no deben disminuir la transmisividad del material, mismo que debe permitir el paso del recurso solar hacia las células fotovoltaicas en todo momento. Véase la figura 2. 20.



Figura 2. 20 Vidrio encapsulante.

2.3.1.4.3 Estructuras de Soporte

Las estructuras de soporte son de metal diseñado para soportar los esfuerzos mecánicos asociados a la instalación de uno o más paneles con cierto grado de inclinación, es necesario considerar los esfuerzos producidos por el viento. De igual forma las estructuras deben ser aptas para su instalación a la intemperie sin mostrar efectos de corrosión tras varios años de operación. Su ubicación será de tal forma que a ninguna hora del día provocará sombra en paneles cercanos, la figura 2. 21 muestra un ejemplo de instalación de estructuras de soporte.

En un parque fotovoltaico toda estructura metálica perteneciente al panel fotovoltaico deberá estar conectada, en caso de existir, a una única puesta a tierra.



Figura 2. 21 Estructuras de Soporte

2.3.1.4.4 Caja de Conexiones

La caja de conexiones de un panel fotovoltaico por lo general se ubica en la parte posterior del panel, es de material plástico con cierto grado de protección IP y de ella se derivan los terminales positivos y negativos del voltaje generado en corriente continua. A su vez la caja de conexiones suele usarse para alojar dentro de ella los diodos de protección de los paneles fotovoltaicos.

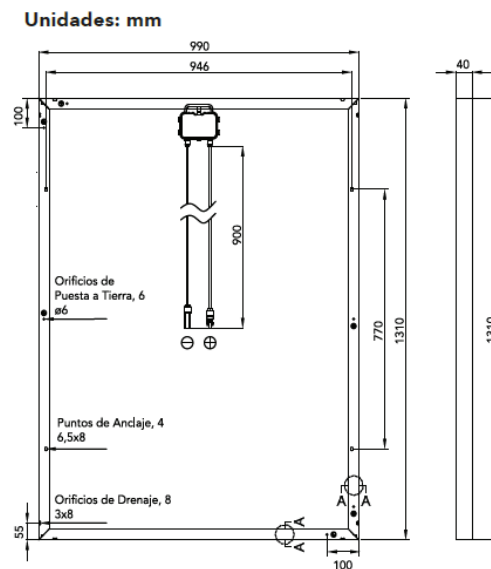


Figura 2. 22 Caja de Conexiones en la parte posterior del Panel. [18]

2.3.1.4.5 Diodos de Protección

Los diodos de protección en los paneles fotovoltaicos aprovechan la forma en la que opera un diodo, el cual conduce la corriente en un solo sentido dependiendo de su polarización, polarización directa para operar en la zona de saturación y polarización inversa para operar en la zona de corte, de acuerdo a esto,

conectando de forma adecuada los diodos se puede conseguir la protección de los paneles para los siguientes casos:

- Protección contra el efecto producido por sombras sobre células de un panel fotovoltaico.
- Protección contra el efecto producido por sombras sobre uno o más paneles dentro de un arreglo o ramal paralelo de paneles.
- Protección contra descargas inversas de baterías o capacitores internos al inversor durante la noche
- Protección contra flujos inversos de corriente sobre un ramal paralelo sombreado durante el día.

El uso de estos diodos permite proteger al panel contra la generación de “puntos calientes” que no son más que células que se han dañado debido a que han operado bajo condiciones sobrecorriente y a alta temperatura. La figura 2. 23 muestra la instalación de diodos de protección en un panel fotovoltaico.

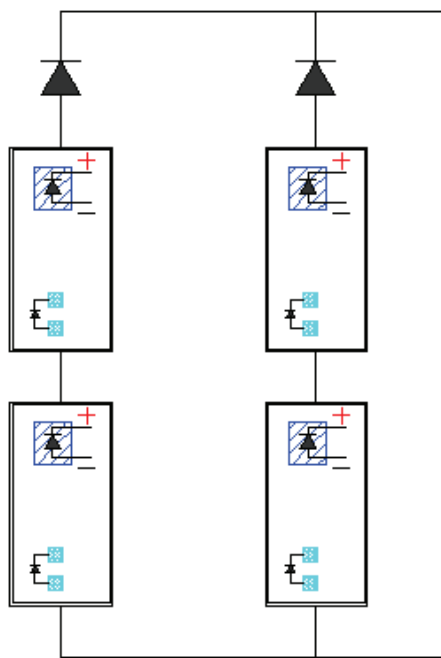


Figura 2. 23 Diodos de protección en celdas paneles y arreglos de paneles.

Elaboración propia.

2.3.2 EQUIPO DE CONEXIÓN DE ARREGLOS DE PANELES

En grandes parques fotovoltaicos la gran cantidad de paneles y la gran cantidad de ramales en paralelo obliga a que se instalen equipos que brinden maniobrabilidad y protección a nivel de panel o a nivel de arreglo de paneles en paralelo. Los equipos de conexión de arreglos de paneles permiten monitorear de manera adecuada la corriente que circula por cada ramal permitiendo detectar averías con cierto grado de exactitud dado que no se dispone de un monitoreo panel a panel. La detección pronta de ramales paralelo defectuosos a su vez permite mejorar índices de rendimiento y pérdidas en la producción del parque fotovoltaico.

El equipo de conexión de arreglos de paneles es el elemento de monitoreo, protección y maniobrabilidad más cercano a los paneles. En la figura 2. 24 se puede observar un ejemplo de equipo de conexión de arreglos de paneles o strings.



Figura 2. 24 Estructura externa e interna de un equipo de conexión de arreglos de paneles fotovoltaicos o strings. [19]

2.3.2.1 Componentes

El equipo de conexión, maniobra y protección de paneles fotovoltaicos debe constar de equipos de corte y seccionamiento al igual que de dispositivos de comunicaciones para el monitoreo del funcionamiento propio y el de los paneles. En la figura 2. 25 se puede observar esquemáticamente los componentes internos que tiene un equipo de conexión de arreglos de paneles fotovoltaicos.

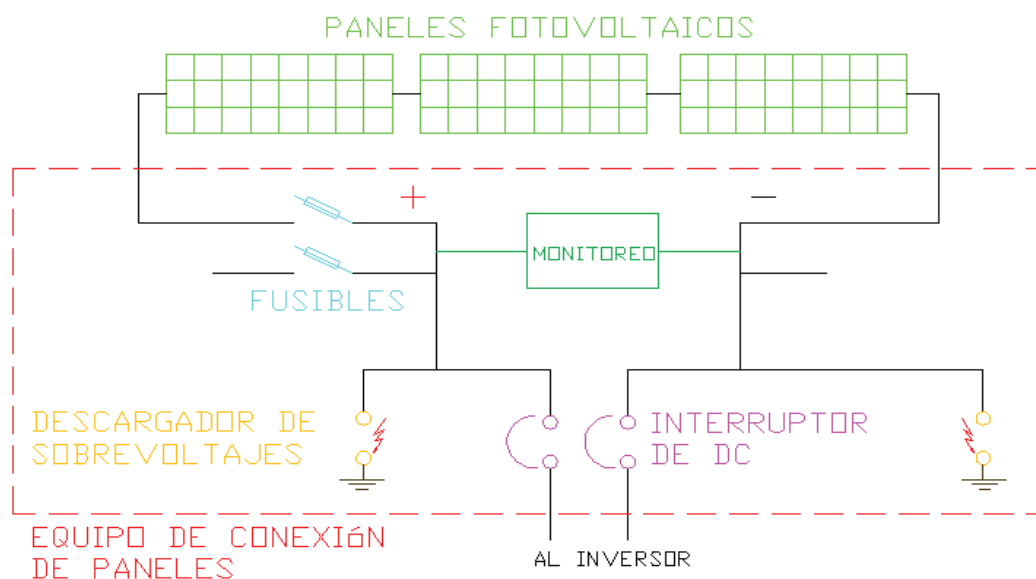


Figura 2. 25 Esquema de equipos internos al equipo de conexión de strings.

Elaboración propia.

A continuación se describen los principales equipos de los que está compuesto un equipo de conexiones para paneles fotovoltaicos.

2.3.2.2 Estructura Armario

La estructura armario protege a los equipos internos de los fenómenos medioambientales, el material del que está hecho debe permitir la instalación del equipo a la intemperie garantizando protección contra impactos y con un cierto grado de IP. La estructura armario cumple la función de soporte de los equipos internos por lo cual deberá instalar fijamente en su soporte para pared o pedestal.

Tanto la tornillería como los equipos interiores se deberán ajustar con un adecuado par de apriete establecido según las instrucciones de instalación, el excesivo ajuste podría dañar las piezas usadas. Véase la figura 2. 26.



Figura 2. 26 Estructura armario de un equipo de conexión de arreglos de paneles.

2.3.2.3 Interruptor de DC

El interruptor de DC es el único equipo encargado de conectar o desconectar las ramas paralelo de paneles bajo carga, el interruptor debe ser capaz de seccionar la corriente del conjunto de paneles que controla, adicionalmente algunos interruptores de DC suelen poseer seguros contra la conexión involuntaria del dispositivo lo cual ofrece seguridad al operador o técnico de mantenimiento.

El interruptor internamente debe soportar el arco eléctrico producido por la operación del mismo, razón por la cual se debe esperar por lo menos un segundo para asegurar su operación, debido al arco eléctrico las partes del interruptor se suelen calentar, se debe tener cuidado de quemaduras por contacto con los elementos del interruptor. La figura 2. 27 es un ejemplo de interruptor de DC.



Figura 2. 27 Interruptor de DC de un equipo de conexión de arreglos de paneles.

2.3.2.4 Fusibles

Los fusibles son los encargados de proteger a los ramales de paneles ante la circulación de corrientes en sentido inverso, los fusibles son de operación instantánea y no pueden conectar o desconectar ramales de paneles bajo carga.

Las corrientes en sentido inverso pueden tener distinto origen como los que se menciona a continuación:

- Cortocircuito de células internas de uno o más paneles
- Cortocircuito de uno o más paneles
- Cortocircuito a tierra de uno o más paneles
- Cortocircuito a tierra del cableado entre paneles y equipo de maniobra

Por lo general los fusibles se ubican dentro de portafusibles lo cual dificulta verificar visualmente su estado, esto se resuelve con un adecuado sistema de monitoreo que indicará la desconexión de alguno de los ramales en paralelo.

La figura 2. 28 muestra un ejemplo de fusibles y portafusibles de un equipo de conexión de arreglos de paneles.



Figura 2. 28 Fusibles y portafusibles de un equipo de maniobra de paneles.

2.3.2.5 Descargador de Sobrevoltajes

El equipo de conexiones y maniobra suele contener un equipo de protección contra sobrevoltajes transitorios conectado a tierra a fin de evitar que sobrevoltajes asociados a los paneles lleguen a afectar al inversor, hay que tener claro que el descargador de sobrevoltajes protege al inversor y no al equipo de maniobra o a los paneles. Los descargadores por lo general se los encuentra como equipos modulares compactos ubicados en la parte interna del equipo de maniobra.

2.3.2.6 Sistema de Monitoreo

Por lo general el equipo de maniobra cuenta con una tarjeta de comunicaciones para monitorear parámetros como corriente instantánea o media de los ramales paralelo de paneles, a su vez el sistema de monitoreo permitirá activar leds indicadores ante:

- Operación del descargador de sobrevoltajes.
- Error en el sistema de comunicaciones para monitoreo.
- Error interno del equipo.
- Robo del equipo.

2.3.2.7 Puesta a Tierra

En el caso de no existir una puesta a tierra general se deberá contar con una puesta a tierra cercana que permita la correcta operación del descargador de sobrevoltajes.

2.3.3 INVERSOR [7]

El inversor es un equipo eléctrico de potencia estático encargado de convertir la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna apta para su entrega a la red de distribución. El inversor es el equipo más costoso de un parque fotovoltaico debido a su complejidad y a la electrónica de potencia asociada. Internamente el inversor dispone de equipos de protección, control, comunicaciones, entre otros, encargados de asegurar la operación continua del parque durante su tiempo de vida útil, a continuación la figura 2. 29 muestra de forma esquemática los subsistemas que posee el inversor. [6]

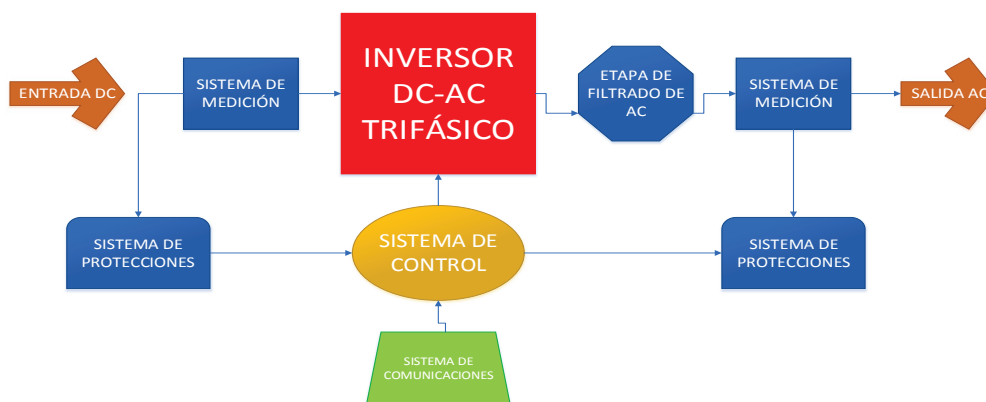


Figura 2. 29 Esquema de equipos en un inversor

El inversor es un equipo independiente y autónomo que debe cumplir con las siguientes características según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, instituto para la diversificación y ahorro de la energía:

- Potencia variable para aprovechar el máximo de potencia instantánea.
- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del máximo punto de potencia.
- No operar en modo isla.
- Aprobar pruebas de rendimiento y conversión de energía según normas.
- Cumplir directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.
- Incorporar protecciones mínimas contra:

- Cortocircuitos
 - Voltaje fuera de rango.
 - Frecuencia fuera de rango.
 - Sobrevoltajes.
 - Perturbaciones de la red.
- Incorporar la señalización necesaria para su correcto manejo y a su vez los controles manuales para el encendido y apagado general del inversor.
- Grado de protección IP 20 para instalación en interiores inaccesibles, IP 30 para instalaciones en interiores accesibles e IP 65 para instalaciones a la intemperie.
- Operación normal bajo las siguientes condiciones meteorológicas:
- Temperatura de 0 °C a 40 °C.
- Humedad relativa de 0% a 85%.
- Garantía de mínimo 3 años.
- Características eléctricas:
- Rendimiento no menor a 92% al 50% de la potencia nominal y rendimiento no menor a 94% al 100% de la potencia nominal.
 - Autoconsumo no mayor al 2% de la potencia nominal.
 - Factor de potencia de ± 0.95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

2.3.3.1 Funcionamiento

El inversor DC – AC trifásico debe estar diseñado para su conexión a la red en medio voltaje a través de un transformador elevador y debe ser capaz de entregar a la red el máximo de potencia activa que se pueda obtener a partir de la energía generada por los paneles fotovoltaicos.

El inversor debe cumplir con el código de red y normas vigentes de cada país, en nuestro caso al no disponer de un código de red solamente se cumple con algunos requerimientos mínimos:

- Capacidad de soportar huecos de tensión. Véase la figuras 2. 30 a) y b)

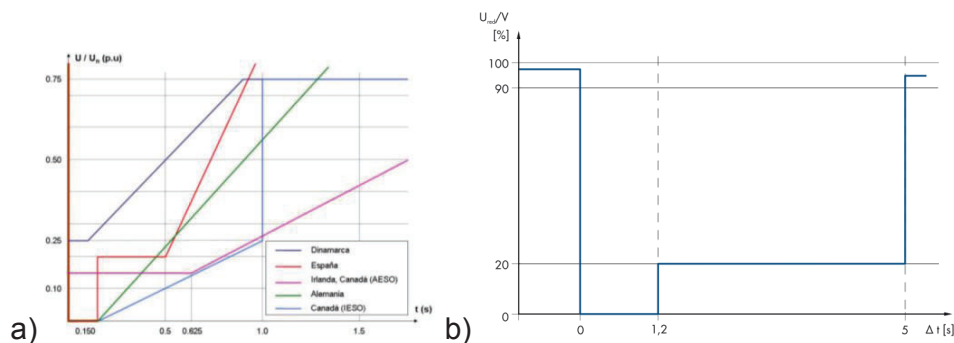


Figura 2. 30 a) Requerimientos que solicita el código de red b) Respuesta del inversor a huecos de voltaje. [20]

- Capacidad de operar cuando la variación del voltaje en el punto de conexión sea de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.
- Capacidad de operar ante variaciones de frecuencia. Tabla 2. 3.

Rango de frecuencia					
Frecuencia	Tiempo mínimo				
	Dinamarca	Alemania	Irlanda	Escocia	Inglaterra
52 a 53 Hz	3 min	-	-	-	-
51.5 a 52 Hz	30 min	-	60 min	Operación continua	Operación continua
51 a 51.5 Hz	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua
50.5 a 51 Hz	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua
49.5 a 50.5 Hz	Operación continua	Operación continua	Operación continua	Operación continua	Operación continua
49.5 a 47.5 Hz	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua
47.5 a 47 Hz	3 min	-	20 seg	20 seg	20 seg
>47 Hz	-	-	20 seg	20 seg	20 seg

Tabla 2. 3 Ejemplo de límites de frecuencia según distintos códigos de red. [20]

- THD < 3%.

2.3.3.2 Módulo Inversor DC – AC Trifásico. [21]

El módulo inversor, como lo muestra la figura 2. 31, se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna con la ayuda de la electrónica de potencia y sus respectivos controles. El estado del arte indica que la técnica de control más usada para este tipo de inversores es el control con PWM. (modulación del ancho de pulso)



Figura 2. 31 Ejemplo de módulos inversores.

2.3.3.3 Sistema de Control

El inversor posee un conjunto de subsistemas que deben trabajar en conjunto como un único equipo encargado de la conversión DC – AC; el sistema de control, formado por microprocesadores, cumple la función de cerebro en el inversor. El sistema de control está comúnmente formado por equipos de comunicación, medición y control.

2.3.3.4 Sistema de Medición [7]

El sistema de medición está formado por un conjunto de instrumentos de medición que permiten monitorear todos los parámetros eléctricos y no eléctricos del inversor con el fin de asegurar su operación continua.

El sistema de medición permite monitorear:

- Temperatura del inversor.
- Corriente, voltaje, potencia entregada por los paneles fotovoltaicos en el lado de DC.
- Corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia en el lado de AC
- Número de operación de los distintos componentes del inversor.

2.3.3.5 Sistema de Comunicación

El sistema de comunicación está formado por un conjunto de equipos de telecomunicaciones que permiten, mediante la red de internet:

- Enviar y recibir información del inversor.

- Operar de forma remota sobre los componentes del inversor.
- Configurar remotamente el modo de operación de los componentes del inversor.

El sistema de comunicación y medición se complementan para permitir que el operador vigile de forma continua el funcionamiento del inversor.

2.3.3.6 Sistema de Protecciones [7]

El sistema de protecciones está formado por el conjunto de relés, fusibles, interruptores, disyuntores entre otros equipos que permiten proteger al inversor contra fallas de carácter eléctrico y no eléctrico. En la figura 2. 32 se puede observar un ejemplo de protecciones que posee un inversor.

Protecciones:

- Seccionadores fusibles en el lado de DC.
- Interruptor de potencia de DC.
- Verificación de la resistencia de aislamiento a tierra en el lado de DC.
- Descargador de sobrevoltajes en el lado de DC y AC.
- Seccionador fusibles de alto poder de ruptura en el lado de AC.
- Interruptor de potencia de AC.
- Relés de protección: baja frecuencia, sobrevoltaje, bajo voltaje, sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo, corriente inversa, protección a tierra, sobre temperatura, entre otros.

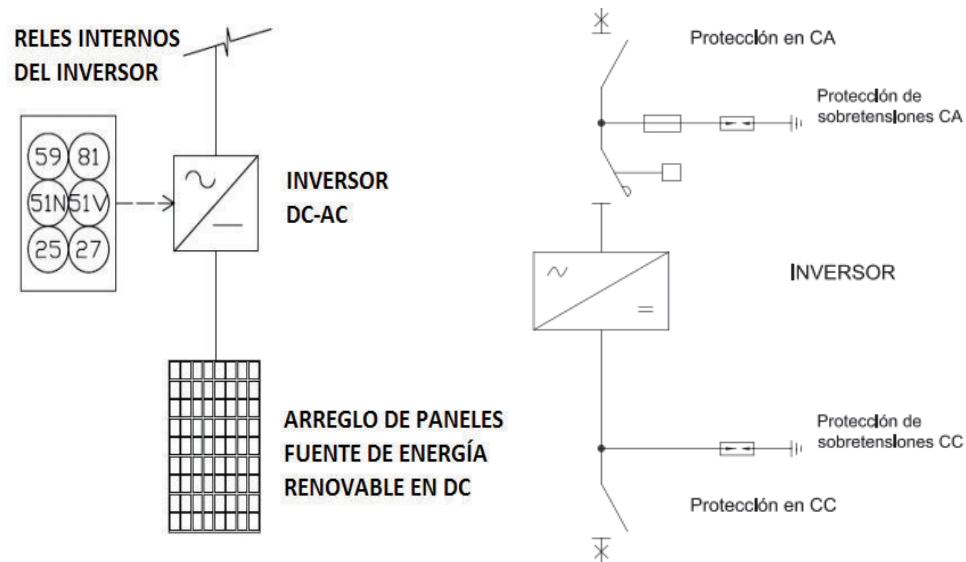


Figura 2. 32 Ejemplo de sistema de protecciones en un inversor. [22]

2.3.3.7 Sistema de Filtrado

El sistema de filtrado que se observa en la figura 2. 33 cumple un papel fundamental a la hora de entregar energía de calidad a la red ya que permite eliminar los armónicos presentes en la señal de AC generada por el inversor. Los armónicos presentes en el inversor se deben a que la electrónica de potencia asociada al proceso de conversión DC - AC se realiza con elementos no lineales. Un filtro pasivo formado por una red RLC puede ser usado para eliminar el contenido armónico de la corriente alterna generada, adicionalmente el sistema de filtrado también se usa para reducir la interferencia electromagnética EMI.



Figura 2. 33 Ejemplo de filtro en el lado de AC.

2.3.4 TRANSFORMADOR [7]

El transformador es un equipo estático que trabaja bajo el principio de inducción electromagnética el cual se encarga de elevar el voltaje generado por el inversor al nivel de voltaje de la red de distribución en el punto de conexión.

El transformador debe ser capaz de soportar la totalidad de energía generada por el parque fotovoltaico y su diseño debe considerar los modos de operación del inversor, una característica especial del transformador es que debe ser capaz de operar bajo el funcionamiento por pulsos del inversor.

El transformador aparte de elevar o reducir el voltaje a niveles de conexión con la red también brinda el aislamiento galvánico entre el inversor y la red de distribución en el punto de conexión. La figura 2. 34 muestra un ejemplo de diagrama unifilar de un transformador que conecta dos inversores a la red.

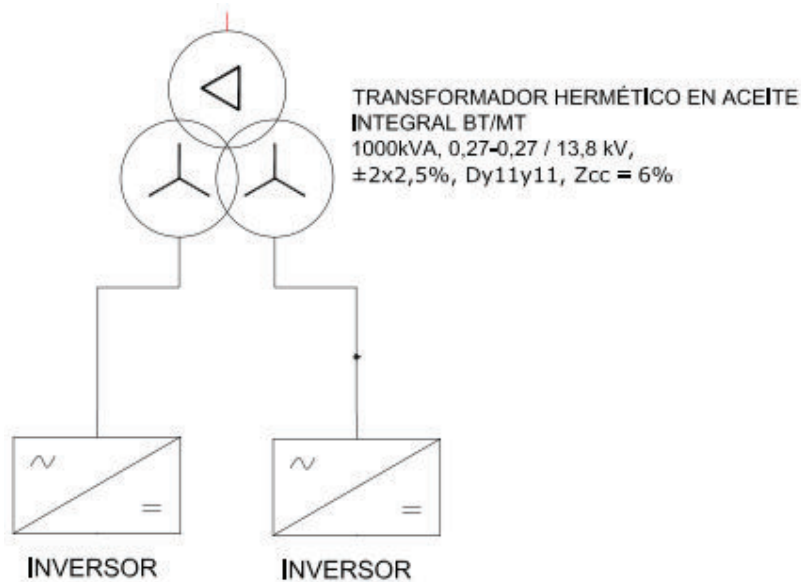


Figura 2. 34 Ejemplo, Diagrama unifilar de un transformador de medio voltaje con un devanado de bajo voltaje para cada inversor.

El transformador debe ser capaz de operar bajo los requerimientos indicados por el fabricante del inversor:

- El transformador constructivamente puede tener aislamiento seco o en aceite.
- El transformador debe estar diseñado para soportar cambios de voltaje repentinos de hasta $500 \frac{V}{\mu s}$ por ejemplo y para ello debe incluirse un blindado entre el devanado de bajo y medio voltaje que cumpla con la función de filtro.
- El transformador debe ser capaz de sobrecargarse al 10% de su potencia nominal cuando su temperatura de trabajo sea 25 °C.
- El grupo de conexión se selecciona de acuerdo a los requerimientos del inversor y de la red.
- El transformador debe estar dimensionado para operar con carga asimétrica.
- El transformador debe contar con protecciones para:
 - Sobrevoltajes
 - Sobrecorrientes
 - Sobretemperatura
 - Sobrepresión del aceite

Las características del transformador pueden variar para dependiendo del inversor instalado.

2.3.4.1 Transformador de Servicios Auxiliares y Autoconsumo

Los servicios auxiliares comprenden un conjunto de equipos e instalaciones que permiten el normal funcionamiento del inversor. Algunos equipos que forman parte de los servicios auxiliares brindan servicios adicionales que no están relacionados al correcto funcionamiento del inversor, por ejemplo, el sistema de medición comercial.

El transformador de servicios auxiliares permite alimentar a los distintos componentes a niveles de voltaje adecuados y con la ayuda de un conversor AC/DC se puede suministrar la energía tanto en AC como en DC.

El transformador de servicios auxiliares puede ser monofásico o trifásico dependiendo del diseño de la instalación y de los requerimientos de los componentes que conforman los servicios auxiliares.

La conexión del transformador de servicios auxiliares puede ser de dos formas:

- a) Conexión a la red. Véase la figura 2. 35.

SERVICIOS AUXILIARES ALIMENTADOS DESDE LA RED

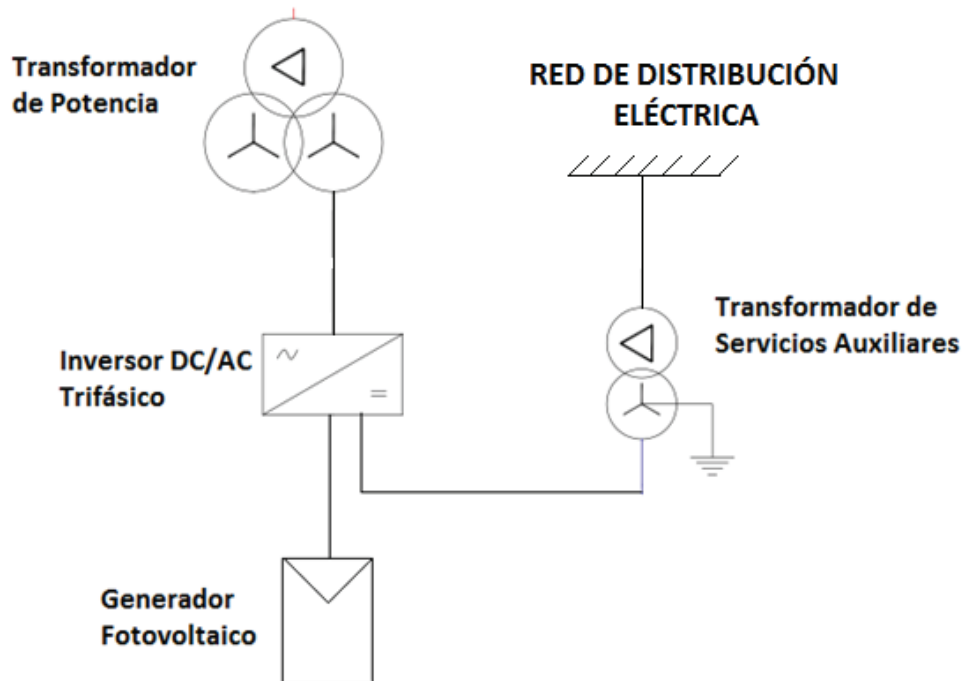


Figura 2. 35 Servicios auxiliares alimentados desde la red.

En este caso el inversor debe cumplir con los requerimientos de la red según la normativa vigente:

- Nivel de voltaje.
- Capacidad adecuada.
- Si el transformador es trifásico se debe estudiar el grupo de conexión, por ejemplo Dy5.
- Elementos de protección.
- Condiciones medioambientales, entre otros.

b) Conexión a la salida AC del Inversor. Véase la figura 2. 36.

SERVICIOS AUXILIARES ALIMENTADOS DESDE LA SALIDA AC DEL INVERSOR

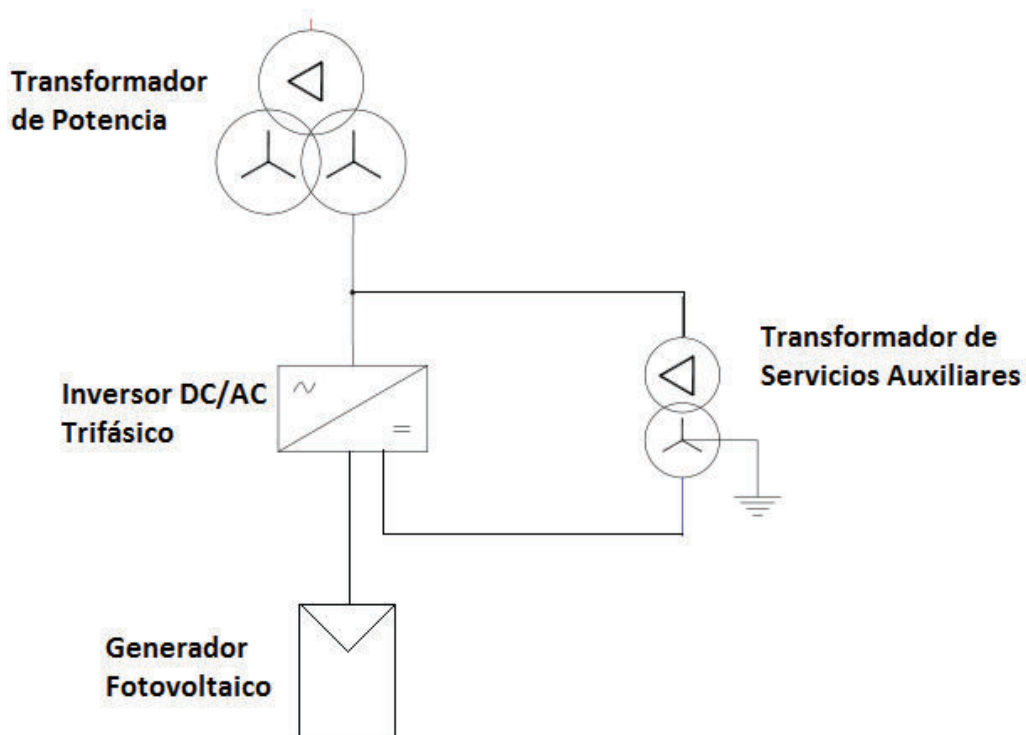


Figura 2. 36 Servicios auxiliares alimentados desde la salida del inversor.

En este caso el transformador debe cumplir con los requerimientos del inversor:

- Diseño especial del devanado primario con capacidad de operar bajo los efectos de funcionamiento por pulsos del inversor. Debe tenerse especial cuidado con los voltajes con el cable de tierra.
- Separación galvánica, no se puede usar un autotransformador.
- Si el transformador es trifásico se debe estudiar el grupo de conexión, por ejemplo Dy5.

- Condiciones medioambientales.
- Nivel de voltaje.
- Capacidad adecuada, entre otros.

2.3.5 EQUIPO DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE [23]

El equipo de conexión en medio voltaje es por lo general una estación o celda de medio voltaje aislada en SF6 o en algún otro medio aislante, que conecta al transformador y a la red de distribución en medio voltaje, la celda incluye los equipos de maniobra y protección para operar en medio voltaje, tales como:

- Maniobra
- Disyuntor en vacío aislado en estación compacta de SF6.
- Seccionadores de medio voltaje aislados en estación compacta de SF6.
- Seccionadores de puesta a tierra.
- Protección
- Relé diferencial para la protección del transformador.
- Relé de distancia para proteger la línea de distribución en medio voltaje.
- Relé de sobrecorriente instantánea e inversa, entre otros.

El equipo de conexión en medio voltaje cuenta con indicadores y accesorios para operarlo adecuadamente, las consecuencias de una mala operación pueden resultar catastróficas. En la figura 2. 37 se observa un ejemplo de diagrama unifilar de una celda o equipo de conexión en medio voltaje.

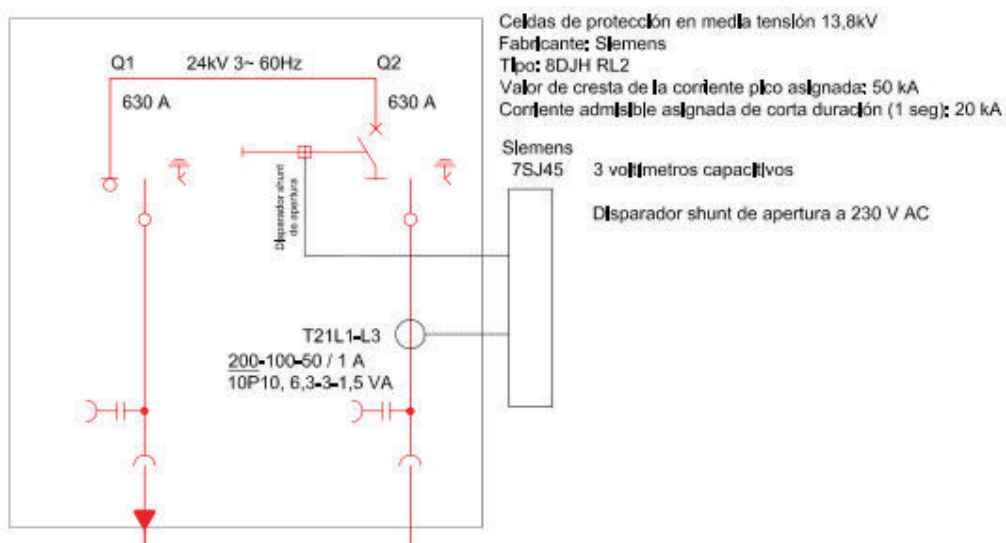


Figura 2. 37 Ejemplo, Diagrama unifilar de una celda de medio voltaje.

2.3.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones es el conjunto de equipos de telecomunicación que permiten el intercambio de información de forma remota con la mayoría de componentes de una central fotovoltaica.

El sistema de comunicaciones es un servicio adicional fundamental para la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica ya que permite ejecutar las tareas obligatorias durante la operación normal de un parque fotovoltaico y a su vez permite monitorear la central fotovoltaica a fin de desarrollar las labores de mantenimiento de forma eficaz y eficiente.

El servicio de comunicación vía internet es un servicio contratado que permite la transmisión de datos en una red de área amplia ya sea mediante cableado o de forma inalámbrica. El servicio de comunicación contratado a una empresa de telecomunicaciones permite reservar direcciones de IP necesarios para la comunicación de los equipos de forma remota. En la figura 2. 38 se observa un diagrama de conexión del sistema de comunicación de una central fotovoltaica.

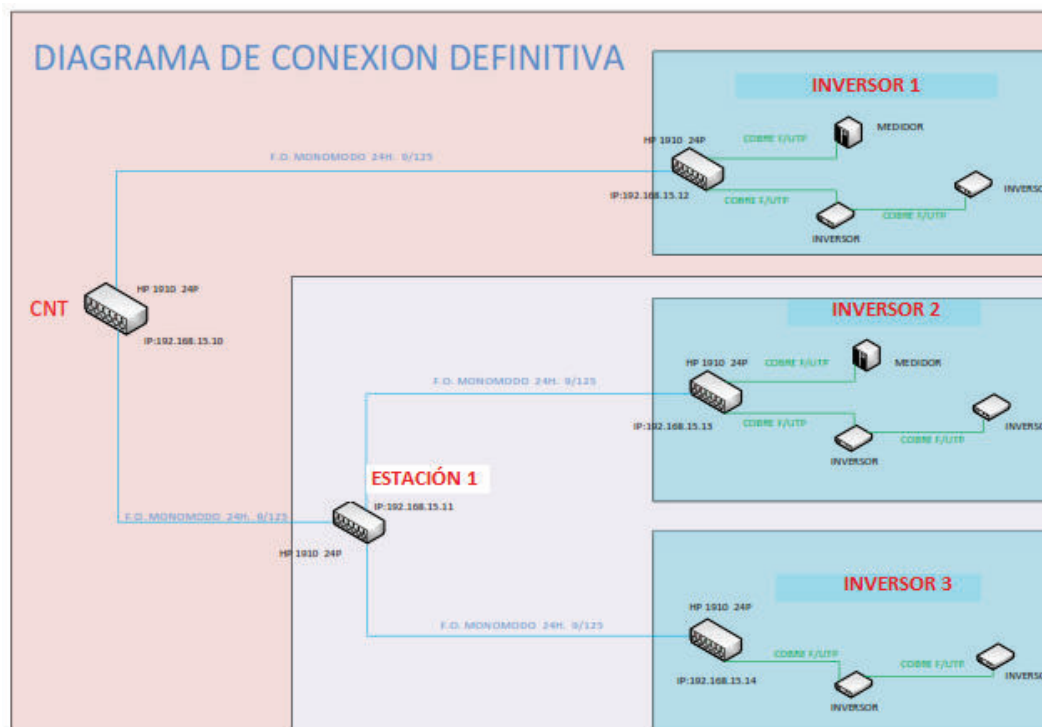


Figura 2. 38 Ejemplo, Diagrama del sistema de conexiones.

2.3.7 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL [24]

El sistema de medición comercial permite que el CENACE pueda cumplir de forma eficaz con la liquidación de las transacciones en el mercado eléctrico mayorista MEM, según lo establecido en la regulación del ARCONEL 005/06.

Los componentes del sistema de medición comercial son:

- a) Los equipos de medición con todos sus componentes instalados en los puntos de medición: cableado, relés auxiliares (KYZ), equipo primario, medidor/registrador principal, medidor/registrador de respaldo y todo el equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medición con el grado de precisión adecuado.
- b) Los dispositivos y medios de comunicación que permitan la telemedición (lectura remota desde el CENACE) de los datos almacenados en los medidores/registradores.
- c) El Terminal Portátil de Lectura (TPL).
- d) El concentrador principal de mediciones SIMEC.

Toda la información tomada de los contadores o registradores de energía debe ser cargada, de forma remota mediante internet, al portal de medición comercial SIMEC.

El equipamiento eléctrico primario del sistema de medición comercial se explica a detalle en el siguiente apartado.

2.3.7.1 Equipamiento Primario. [24]

El equipamiento primario, está formado de los transformadores de corriente y potencial que permiten efectuar la medición en baja tensión, como lo muestra la figura 2. 39, también lo conforma el circuito secundario de uso exclusivo para medición comercial, en la figura 2.40 se muestra un ejemplo de medición de energía principal y de respaldo.

2.3.7.1.1 Transformadores de Corriente TC y de Potencial TP.

- Precisión: 0.2% ó mejor según normas IEC o su equivalente en otras normas.

- (TC) Corriente de trabajo: entre 20 – 100 % de la corriente primaria nominal.
- (TC) Disponer de protocolos certificados de ensayos en fábrica, con las curvas de errores de relación y ángulo de fase correspondientes a corriente secundaria en incrementos de 0.5 A para equipos de relación secundaria 5 A, y 0.1 A para equipos de relación secundaria 1 A.
- (TP) Voltaje máximo de trabajo: entre 110 – 115 % del voltaje primario nominal.
- (TP) Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fábrica en sitio, con la curva de error de relación y ángulo de fase, en más o en menos el 20% de su voltaje nominal, en pasos de 5%.
- La suma de las potencias de consumo de los equipos de medida instalados a los transformadores no debe superar la potencia nominal del embobinado secundario del transformador (burden en VA).
- El voltaje de trabajo debe ser correspondiente con el voltaje del punto de medición.
- Placa de características visible y de fácil lectura.
- Marcación de bornes fácilmente visible e identificable.
- Disponer de terminales de puesta a tierra.
- Disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios con los seguros correspondientes.

[24]



Figura 2. 39 Ejemplo de ubicación de TC/TP.

2.3.7.1.2 Medidores / Registradores.

- Medidor/registrador de energía activa/reactiva.
- Número de elementos para conexión con ó sin transformadores de medida:
 - 3 para los sistemas a cuatro hilos.
 - 2 para los sistemas a tres hilos no aterrados.
- Con excepción en configuraciones de distribución delta abierto, sin perjuicio de lo indicado en los dos últimos casos, el CENACE podrá aceptar un número de elementos diferente, en cuyo caso preparará un informe de respaldo considerando las recomendaciones técnicas y de fabricación del medidor/registrador.
- Corriente máxima de trabajo (Clase en amperios), según normas IEC o equivalentes.
- Frecuencia de trabajo: 60 Hz.
- Disponer de al menos 4 canales de almacenamiento de información.
- Precisión para energía activa y reactiva: 0.2% o mejor.
- Capacidad de almacenamiento de la información en períodos de al menos 15 minutos.
- Borneras de prueba de corrientes cortocircuitables y potencial, instaladas antes de los medidores/registradores, con los seguros correspondientes.
- Sistema de registro en memoria no volátil con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 días corridos, para un período de integración de 15 minutos.
- Fuente auxiliar de energía (batería – condensador).
- Para fines de programación, lectura local y remota se deberá disponer de las siguientes vías de comunicación: módem, interfaz RS232/485, cabezal óptico y/o tarjeta que permita la comunicación remota desde el concentrador principal de mediciones del CENACE.
- Velocidad de transmisión de datos no menor a 300 bps.
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable local y remotamente.
- Disponer de los protocolos certificados de ensayos en fábrica o en sitio.



Figura 2. 40 Ejemplo de Medidor Principal y de Respaldo.

Luego de la debida verificación y aprobación de cumplimiento de los requisitos, del equipamiento primario, se debe obtener el permiso de operación comercial con lo cual el equipo encargado de operación y mantenimiento debe dar inicio a las actividades teniendo en cuenta las obligaciones establecidas por el ARCONEL.

2.3.7.2 Responsabilidades del Agente Generador [24]

- Realizar la descarga y envío de información al CENACE de los puntos de medición conforme lo establecido en la Regulación.
- Asegurar la disponibilidad y calidad de los medios de comunicación que permitan la lectura remota desde el CENACE, para los casos en que la Corporación lo requiera.
- Participar y prestar todas las facilidades para el cumplimiento de los procedimientos de verificación, intervención y oficialización de los equipos de medición.
- Atender las solicitudes de intervenciones resultantes de una verificación planificada o una petición, en los plazos indicados en la Regulación del ARCONEL.
- Llevar un programa periódico de mantenimiento según las recomendaciones de los fabricantes, la calibración de medidores/registradores se debe realizar coordinadamente con el CENACE y conforme lo establecido en la Regulación.
- Mantener archivos con la hoja de vida técnica de los equipos de medición, conteniendo los registros, verificaciones e intervenciones sobre los mismos. Esta información podrá ser solicitada en cualquier momento por

el CENACE, ARCONEL u otra entidad autorizada por este último, con el fin de resolver reclamos o auditar el cumplimiento de las especificaciones de los equipos de medición.

- Velar por la integridad de los sellos de seguridad, los parámetros internos de programación en medidores/registradores, así como la información residente en estos.
- Reportar documentadamente al CENACE cualquier anomalía que observe sobre los equipos de medición en un plazo máximo de 24 horas.

Las regulaciones son claras al establecer todos los parámetros necesarios para llevar a cabo un adecuado proceso de medición de la energía que se vende al mercador eléctrico mayorista. El sistema de medición comercial llega a ser vital desde el punto de vista económico ya que no se paga lo que no se registra. En caso de falla en el sistema de medición se debe recurrir a la regulación para saber cómo actuar ante las distintas eventualidades.

En la regulación se mencionan tres puntos importantes desde el punto de vista de operación y mantenimiento:

- Verificación Planificada: De acuerdo con el cronograma establecido y comunicado por el CENACE para tal efecto, considerando como base el siguiente esquema:

VERIFICACIÓN	PERÍODO
Equipos de medición (incluida calibración de medidores/registradores principal y respaldo) bajo condiciones operativas en sitio, y de carga variable en todo el rango de operación.	Cada dos años.
Equipo primario	Cada dos años.

Tabla 2. 4 Verificación del equipo de medición según requerimientos del CENACE.

Para este tipo de verificaciones, el agente deberá seleccionar al personal verificador, de aquellos que fueron calificados por el ARCONEL. Este particular debe ser notificado al CENACE, con al menos 48 horas de anticipación.

- Es responsabilidad del Agente propietario de los equipos de medición publicar diariamente en el portal de Internet del concentrador primario de medidas del CENACE, los archivos de información generados exclusivamente a partir de lecturas TPL, para cada uno de sus puntos de medición. La hora máxima para realizar el envío de esta información es hasta las 09:00 horas del siguiente día.
- Cuando el agente generador no haya remitido la información de los TPL dentro de los plazos indicados, el CENACE lo realizará automáticamente a fin de incluir la energía generada en la liquidación diaria, en este caso el agente generador deberá cubrir los costos de este servicio.

2.3.8 SISTEMA DE MONITOREO

El sistema de monitoreo comprende todo el hardware y software que permite monitorear de forma remota en tiempo real a la central fotovoltaica. Para su adecuado funcionamiento depende del servicio de telecomunicaciones.

El sistema de monitoreo es un servicio adicional que aporta de manera indirecta a la generación de energía eléctrica ya que permite detectar algún fallo producido en los equipos que conforman una central fotovoltaica.

El sistema de monitoreo es similar a un sistema SCADA, como lo muestra la figura 2. 41, sin embargo en ocasiones el control es limitado y no se permite modificaciones en el funcionamiento del inversor a través de este medio.

El sistema de monitoreo se conforma de básicamente los siguientes equipos:

- Estación de medición de parámetros meteorológicos y del medio ambiente bajo los cuales opera la central fotovoltaica
- Módulo de adquisición de datos y de comunicación con la estación meteorológica y con los equipos de la central fotovoltaica.
 - Tarjetas de comunicaciones
 - Cableado: utp, stp, fibra óptica, etc.
- Interfaz de comunicación con la red y con el operador de la central fotovoltaica mediante un portal de internet o una aplicación de computador.

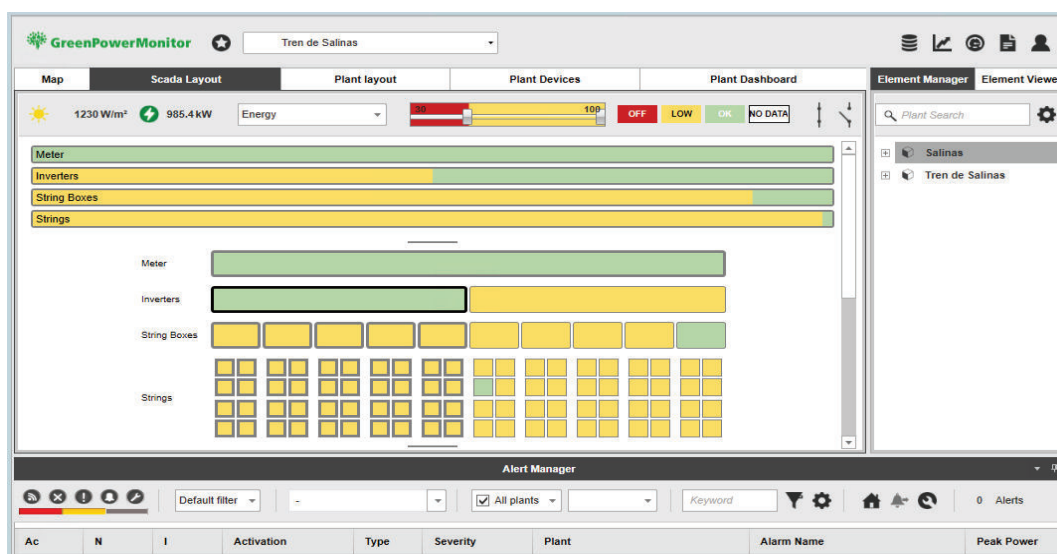


Figura 2. 41 Ejemplo de sistema de monitoreo.

2.3.9 SISTEMA DE CABLEADO GENERAL

El sistema de cableado general es el conjunto de varios conductores eléctricos que interconectan los equipos de una central fotovoltaica.

El sistema de cableado general se puede clasificar en dos tipos:

- Cableado eléctrico para la transmisión de la energía generada en DC/AC.
- Cableado eléctrico de comunicaciones.

2.3.9.1 Cableado Eléctrico para la Transmisión de la Energía Generada en DC/AC. [25]

El cableado eléctrico para transmisión de energía se forma de cables con conductores de cobre, son conocidos como cables de potencia y se fabrican de cobre sólo o con aleación de aluminio para conseguir características eléctricas y mecánicas óptimas para su aplicación en distintos tipos de instalaciones.

El conductor eléctrico para transmisión de energía conocido como conductor de potencia constructivamente tiene las siguientes partes, mostradas en la figura 2. 42.

- 1) Conductor: Formado por uno o varios hilos de cobre y su aleación con algún otro material.
- 2) Capa semiconductor del conductor: Es una capa de material semiconductor que está en contacto directo con la superficie del

conductor y se encarga de homogeneizar el campo eléctrico concentrado en las zonas donde el radio de curvatura es el menor.

- 3) Aislamiento eléctrico: El aislamiento eléctrico es una capa de material no conductor de electricidad la cual se encarga de separar el conductor energizado del medio que lo rodea para asegurar de esta manera el flujo de corriente únicamente por el conductor.
- 4) Capa semiconductor del aislamiento: Es una capa de material semiconductor que está en contacto directo con el aislamiento eléctrico y que se encarga de complementar la función de la primera capa semiconductor del conductor.
- 5) Apantallamiento: El apantallamiento es una capa de material conductor eléctrico pero no magnético que cubre al blindaje del aislamiento a fin de encerrar el campo electromagnético dentro del conductor y evitar interferencias electromagnéticas del entorno al conductor o viceversa.
- 6) Chaqueta: La chaqueta es una malla metálica robusta diseñada para proteger la parte interna del cable contra esfuerzos mecánicos externos.
- 7) Cubierta: La cubierta es la última capa de un conductor de potencia y es la que queda expuesta al medio en el cual se instala el conductor, es por esto que el material del cual se construye debe tener las siguientes características, por ejemplo:
 - No propagar llama.
 - Resistencia a irradiación solar directa y a rayos UV.
 - Resistencia al impacto y abrasión.
 - Resistencia a hidrocarburos.
 - Apto para instalación a la intemperie, en ductos o directamente en el terreno.

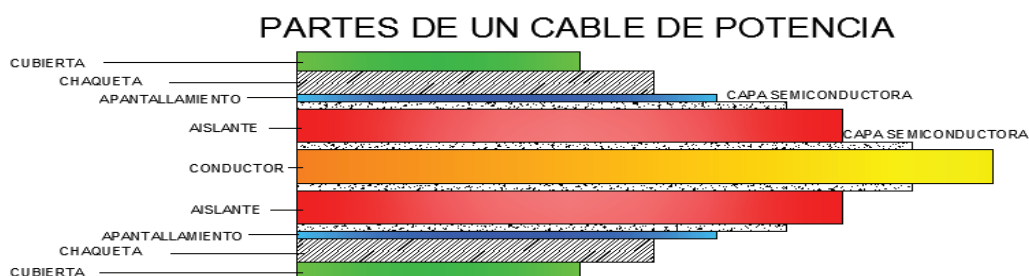


Figura 2. 42 Partes de un cable de potencia. Elaboración propia.

El cableado eléctrico que tiene por objetivo la transmisión de la energía generada por el parque fotovoltaico y tiene que ser debidamente seleccionado cumpliendo con los siguientes criterios:

- Aislamiento para AC/DC.
- Aislamiento acorde al nivel de voltaje de operación.
- Devaluación del aislamiento por el efecto de la altura.
- Capacidad de corriente suficiente que permita:
 - o Evitar caídas de voltaje elevadas en el conductor.
 - o Evitar pérdidas por efecto Joule.
 - o Cumplir con el criterio de conductor económico.

2.3.9.2 Cableado Eléctrico de Comunicaciones.

El cableado eléctrico de comunicaciones permite comunicar y transmitir la información obtenida de los distintos equipos que conforman una central fotovoltaica. El cableado puede ser de dos tipos, tal como lo muestra la figura 2. 43, dado el avance en la tecnología de las comunicaciones:

- Conductor de Cobre
- Conductor de fibra óptica

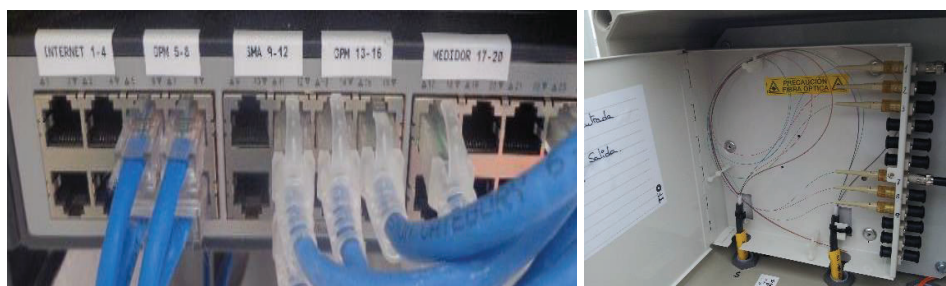


Figura 2. 43 Cableado con conductor de cobre en cable UTP y con fibra óptica.

La conexión inalámbrica también es válida sin embargo su alto costo limita su instalación.

El cableado de comunicaciones no requiere de gran capacidad de conducción de corriente por lo cual se usan cables multipolares para conectar varios equipos mediante un solo cable.

Los conductores de comunicaciones deben cumplir con las siguientes características:

- Transmisión a largas distancias.
- Ancho de banda suficiente
- Apantallamiento contra interferencia electromagnética.
- Atenuación baja o nula.

2.4 GENERALIDADES DE CONFIABILIDAD DE LOS EQUIPOS

Se define como confiabilidad a la probabilidad de que un equipo opere satisfactoriamente durante un intervalo de tiempo definido. La confiabilidad de un equipo puede interpretarse como la ausencia de fallas o la probabilidad de que un equipo no falle en un intervalo de tiempo y se puede definir, en función del tiempo, con una función de distribución exponencial; la ecuación 2. 5 muestra la función de confiabilidad de un equipo para tasas de fallos constantes. [26]

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad \text{Ec. 2. 5}$$

Donde:

R(t): Confiabilidad de un equipo en función del tiempo.

λ : Tasa de fallos del equipo.

t: Tiempo de análisis de confiabilidad.

Para determinar la confiabilidad de un equipo primero es necesario conocer la tasa de fallos del equipo, la cual se indica la cantidad de equipos que fallan en un intervalo de tiempo determinado, la tasa de fallos se determina con datos del fabricante, mediciones y cálculos realizados en diversos equipos de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas y aisladas de la red, luego de permanecer varios años en operación. Estudios actuales indican las tasas de fallo, mostradas en la tabla 2. 5, para los principales equipos de una central fotovoltaica, tratándolas como si fueran constantes en el tiempo. [27]

Equipo	Tasa de fallos [%de fallos/año]
Paneles fotovoltaicos o generador fotovoltaico	0.2 %
Cableado	0.2 %
Inversores	10 %
Transformador de potencia	1 %

Tabla 2. 5 Tasas de falla tipo en equipos de una central fotovoltaica. [26] [27]

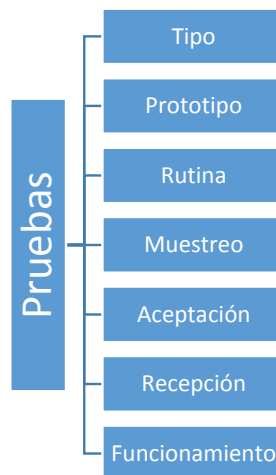
La falta de valores más representativos de confiabilidad en los equipos de una central fotovoltaica deja a criterio del encargado de operación y mantenimiento si tiene la suficiente información como para basar el mantenimiento en la confiabilidad. Hay que tener claro que la confiabilidad depende directamente de las características constructivas de los componentes que conforman un equipo, la cual se puede mejorar indirectamente con las labores de mantenimiento.

De los datos mostrados en la tabla 2. 5 se puede determinar que el equipo con mayor tasa de fallos es el inversor, razón por la cual el enfoque actual está direccionado al aumento de la confiabilidad de los mismos.

2.5 GENERALIDADES DE PRUEBAS EN LOS EQUIPOS [28]

Se define como prueba al conjunto de actividades que permiten evaluar el estado de un equipo o las partes que lo conforman. Su principal característica es que se realizan en base a normas y a indicaciones del fabricante.

Las pruebas se pueden clasificar de la siguiente manera:



Las pruebas destructivas no serán permitidas en ningún caso sobre equipos que se encuentren ya operando, es necesario cumplir con las restricciones establecidas en la garantía del fabricante.

Las pruebas van desde la inspección visual hasta el megado de un cable por ejemplo, las pruebas más sencillas no requieren de mayor cuidado y se pueden realizar fácilmente, sin embargo existen pruebas de mayor grado de complejidad que requieren de personal especializado y que deben realizarse según alguna metodología aprobada en norma.

EL objetivo de una prueba es verificar el correcto funcionamiento de algún equipo o componente, la interpretación de resultados tras finalizar la ejecución de una prueba es vital para evaluar un equipo. Los resultados deben analizarse y compararse con criterios de bondad que permita conocer si un equipo necesita ser intervenido a fin de asegurar su normal funcionamiento.

Como criterio general las pruebas no deben afectar al normal funcionamiento de los equipos y su metodología debe asegurar en todo momento la vida del personal que realiza la prueba.

2.6 GENERALIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

El mantenimiento de un equipo es el conjunto de actividades programadas y no programadas que permiten asegurar índices de rendimiento y disponibilidad de funcionamiento de los equipos que conforman una central fotovoltaica. Las labores de mantenimiento tienen como objetivo asegurar al menos el tiempo de vida útil ofertado por el fabricante.

Se entiende por mantenimiento a todas las actividades que permiten la operación continua y eficiente de la totalidad de componentes que conforman una central fotovoltaica.

Las labores de mantenimiento están relacionadas con el porcentaje de fallas que existe en una central fotovoltaica durante su tiempo de vida útil, tal como lo muestra la figura 2. 44: [29]

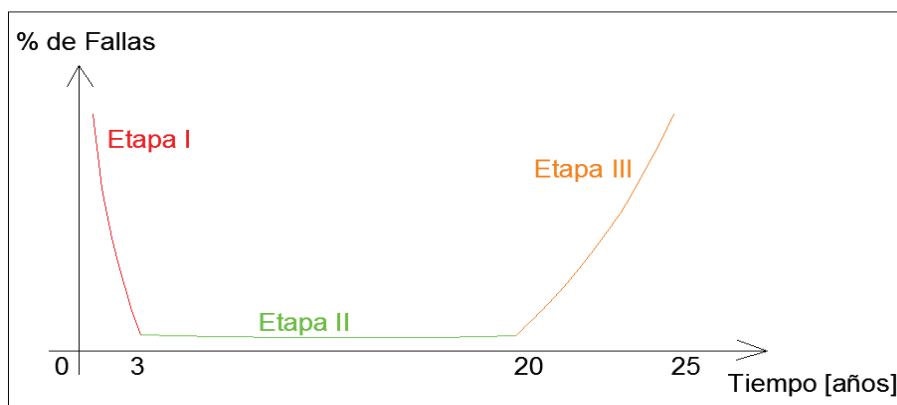


Figura 2. 44 Relación entre el porcentaje de fallas y el tiempo de vida de una central fotovoltaica. [29]

Analizando la anterior gráfica se tiene que:

Etapa I: Esta etapa se la conoce como de niñez, va desde la instalación de la central fotovoltaica hasta los 2 o 3 años de operación. Durante este período existe un elevado porcentaje de fallas debidas básicamente a la puesta en marcha y a la mala instalación de la central fotovoltaica.

Etapa II: Esta etapa se la conoce como de madurez, va desde los 2 o 3 años hasta cerca de los 20 años de operación. Durante este período existe un bajo porcentaje de fallas debidas básicamente a defectos de fábrica en los equipos o a su funcionamiento a la intemperie.

Etapa III: Esta etapa se la conoce como de vejez, va desde los 20 años hasta cerca de los 25 años. Durante este período los equipos fallan debido a que se ha cumplido su tiempo de vida útil.

En el aspecto económico, el costo de operación y mantenimiento suele ser bajo en comparación con la pérdida de producción y el costo asociado a la reparación de algún fallo. En una central fotovoltaica los costos de operación y mantenimiento varían entre el 3% y 4% de sus ingresos por producción de electricidad.

El mantenimiento se puede clasificar en tres tipos:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

2.6.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo corresponde al conjunto de actividades que permiten anticipar un posible fallo de algún equipo o componente antes de que ocurra; este tipo de mantenimiento permite planificar acciones preventivas a fin de evitar que la posible falla se vuelva real. El mantenimiento predictivo es posible cuando se dispone de un conjunto de pruebas predictivas, registros históricos y de un sistema de monitoreo especializado que permita llevar un análisis continuo de los parámetros de operación de los equipos. [30]

Ventajas:

- Permite anticipar fallos específicos en los equipos.

Desventajas:

- Elevado costo del equipo especializado para pruebas de mantenimiento preventivo en los equipos.
- El personal que interprete los resultados debe ser calificado y con experiencia.

2.6.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO [31]

El mantenimiento preventivo es el conjunto de actividades programadas que tienen por objetivo evitar fallos en los equipos, debido al desgaste normal de sus componentes a corto, mediano y largo plazo. El análisis histórico del comportamiento de los equipos al igual que el conocimiento y experiencia con los mismos son de ayuda para la ejecución del mantenimiento preventivo.

Ventajas:

- Permite evitar fallos en los equipos y a su vez el mantenimiento correctivo.
- El costo de este mantenimiento es bajo considerando que se puede evitar el paro de la producción y los costos de mantenimiento correctivo.
- Permite aumentar la disponibilidad y el tiempo de vida útil de los equipos.
- Se puede planificar la frecuencia y las condiciones para realizar las actividades de mantenimiento.
- Se puede evitar el riesgo de falta de repuestos, herramientas y recursos solicitándolos con anticipación.

Desventajas:

- El costo del mantenimiento preventivo requiere de una inversión inicial en equipos, herramientas, personal capacitado, entre otros, dicha inversión resulta viable solamente con un contrato de operación y mantenimiento de al menos 3 años, según el Pliego de condiciones técnicas del IDAE. [7]
- Se debe analizar a detalle las actividades de mantenimiento preventivo a fin de realizar sólo aquellas que sean imprescindibles, las actividades innecesarias elevan el costo de mantenimiento y añaden el riesgo de

afectar a equipos que permanecían y operaban en perfecto estado antes del mantenimiento.

2.6.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo es el conjunto de actividades no programadas que se ejecutan posterior a un evento de falla y que tienen como fin corregirlo. Se aplica en equipos donde su salida de operación no afecta a la producción y en los cuales el costo de la reparación es bajo comparado con las actividades de mantenimiento preventivo.

Ventajas:

- Permite corregir fallas en los equipos.

Desventajas:

- La reparación del fallo implica la interrupción de funcionamiento del equipo averiado.
- Tiempo elevado de reparación y puesta en servicio. La disponibilidad del equipo se reduce.
- La falla de un componente o de un equipo puede generar fallos de mayor importancia en el mismo u otro equipo de la instalación.
- El riesgo de no disponer de repuestos y de acortar la vida útil de los equipos es elevado.
- Es el mantenimiento de mayor costo dado que incluye el costo de la reparación, repuestos y la pérdida de producción durante el tiempo que tome reparar la falla.

2.6.4 GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO [31]

La gestión del mantenimiento es la herramienta administrativa que permite complementar la parte técnica del servicio de operación y mantenimiento.

Desde el punto de vista administrativo la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica comienza con los siguientes ítems:

- Contrato de operación y mantenimiento de al menos 3 años.
- Inventario de equipos instalados.
- Inventario de equipos o componentes de repuesto.
- Manuales de cada equipo y componente de la central fotovoltaica.

- Planos eléctricos, civiles, de comunicaciones, entre otros.
- Garantías de los equipos.

Luego del inicio formal del servicio de operación y mantenimiento éste se debe gestionar en base a las siguientes herramientas:

- Plan de mantenimiento anual.
- Órdenes de trabajo.
- Procedimientos técnicos.
- Informes técnicos.

Para el personal encargado de operación y mantenimiento serán de ayuda las herramientas administrativas:

- Codificación e identificación clara y exacta de cada equipo de una central fotovoltaica.
- Registro histórico del número de operación de los equipos o componentes que basan su mantenimiento en este principio.
- Registro histórico del tiempo de operación de los equipos que basan su mantenimiento en este principio.
- Registro histórico de actividades de mantenimiento (Libro de Mantenimiento).
- Registro histórico de eventos o fallas.
- Control del inventario de equipos y repuestos.

Si bien todas las anteriores herramientas permiten llevar a cabo técnicamente las labores de operación y mantenimiento no se debe dejar de lado la parte económica, misma que en ocasiones limita las labores de operación y mantenimiento. Antes de programar cada actividad de operación y mantenimiento se debe tener en cuenta principalmente los costos de:

- Sueldo del personal técnico, administrativo y de apoyo de operación y mantenimiento.
- Equipos y herramientas asociadas a cada actividad de operación y mantenimiento.
- Visitas programadas y no programadas a la central fotovoltaica.

Todo esto a fin de que la operación y mantenimiento sea viable económicamente en el tiempo y no sea un impedimento a la hora de su implementación en una central fotovoltaica.

2.6.5 INDICADORES DE EVALUACIÓN DEL MANTENIMIENTO [31]

Para la evaluación de la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica puede utilizarse los indicadores que describen a continuación.

Se debe aclarar que los tiempos asociados a los cálculos consideran las horas durante las cuales hay la presencia del recurso solar.

2.6.5.1 Fiabilidad

Se define como el tiempo durante el cual un equipo ha operado eficaz y eficientemente. Es el valor de las horas de operación de un equipo.

2.6.5.2 Disponibilidad

Es la relación entre el tiempo de operación de un equipo y el tiempo total en que el equipo idealmente debería estar disponible para operar. Éste parámetro depende directamente de las fallas y el tiempo asociado al levantamiento de la misma. Se mide en porcentaje y se calcula con la ecuación 2.6.

$$Disponibilidad = \frac{Tiempo\ Operativo}{Tiempo\ total\ de\ disponibilidad} * 100\% \quad [\%] \quad Ec. 2.6$$

Donde:

Tiempo Operativo: Es el tiempo operativo real de un equipo, debe restarse el tiempo que ha dejado de operar debido a alguna falla.

Tiempo total de Disponibilidad: Es el tiempo ideal de operación continua de un equipo menos el tiempo de indisponibilidad debido a una actividad de operación y mantenimiento programada.

2.6.5.3 Tiempo Medio Entre Fallas MTBF

Es la relación que existe entre el tiempo entre cada fallo y el número de fallos ocurridos. Se puede medir en horas y se calcula con la ecuación 2.7.

$$MTBF = \frac{Toperación - Tfallas - Tespera}{Número\ de\ fallos} \quad [horas] \quad Ec. 2.7$$

Donde:

Toperación: Es el tiempo ideal durante el cual un equipo debería mantenerse operando de forma continua desde la instalación de la central fotovoltaica.

Tfallas: Es el tiempo que ha tardado en levantarse la falla.

Tespera: Es el tiempo que tarda en levantarse la falla debido a demoras del personal de operación y mantenimiento, demoras en la entrega de repuestos, demoras en la aprobación de órdenes de trabajo, entre otras.

2.6.5.4 Tiempo Medio para las Reparaciones MTTR

Es la relación entre el tiempo que tarda en repararse una falla y el número de reparaciones realizadas. Se calcula con la ecuación 2. 8.

$$MTTR = \frac{Treparaciones}{Número\ de\ reparaciones} [horas] \quad \text{Ec. 2. 8}$$

Donde:

Treparaciones: Es el tiempo acumulado que ha tomado reparar las fallas en la central fotovoltaica.

Número de reparaciones: Es número de reparaciones ejecutadas.

2.7 GENERALIDADES DE LEVANTAMIENTO DE PROCESOS

El levantamiento de procesos es una herramienta administrativa que permite gestionar adecuadamente la operación y mantenimiento de una central fotovoltaica.

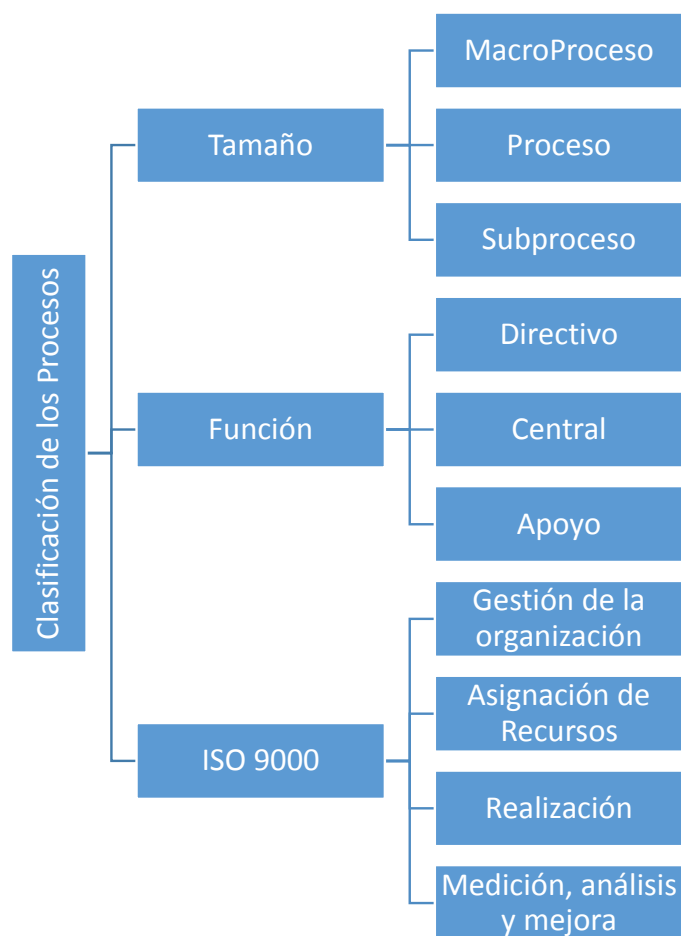
2.7.1 PROCESO [32]

Se define un proceso como un conjunto de actividades o acciones organizadas e interrelacionadas que tienen como objetivo conseguir un resultado específico y predeterminado, el cual se obtiene gracias al aporte conjunto y organizado de todos los actores que participan en el mismo. Se representa comúnmente con un diagrama de flujo.

Un proceso debidamente definido está conformado de las siguientes partes:

- **Objetivo:** Es la meta macro que se consigue de la aplicación del proceso.
- **Entradas:** Es el conjunto de equipos, materiales, documentos que sirven para dar inicio al proceso.
- **Actividades:** Conjunto de acciones que dan valor agregado al proceso a fin de obtener las salidas del proceso.
- **Recursos:** Es el conjunto de elementos tangibles e intangibles que permiten cumplir con las actividades del proceso.
- **Salidas:** Es el conjunto de equipos, materiales, documentos que son el resultado del proceso y que deben satisfacer con el objetivo general del mismo.

La clasificación de los procesos se puede observar en el siguiente cuadro sinóptico:



2.7.2 PROCEDIMIENTO [32]

Se define como un conjunto de operaciones o actividades ordenadas que especifican y detallan un proceso y que se ejecutan de manera secuencial cumpliendo con normas y la reglamentación asociada.

La elaboración de un procedimiento es vital cuando se desea dirigir aquellos trabajos que se deben realizar con equipos energizados ya que bajo estas condiciones se debe cumplir con los requerimientos mínimos de seguridad.

Un procedimiento debe ser de fácil entendimiento y aplicación a fin de que el técnico que ejecute las labores tenga claro qué se debe hacer, a qué riesgos está expuesto y cuáles son las consecuencias y penalidades por violar lo establecido en el procedimiento.

Una de las principales ventajas que se obtiene del levantamiento de procedimientos es la independencia del recurso humano, es decir ningún técnico se vuelve indispensable para ejecutar las labores de operación y mantenimiento.

La elaboración de un procedimiento queda a cargo del personal técnico calificado que tenga conocimientos de la central fotovoltaica; la aprobación y revisión del mismo está sujeto al equipo de operación y mantenimiento.

Un procedimiento en general debe constar de las siguientes partes:

- Título.
- Propósito u objetivo.
- Descripción.
- Cualificación del Personal.
- Identificación de los peligros.
- Clasificación de los peligros.
- Limitaciones y el Alcance.
- Prácticas de trabajo seguro.
- Vestimenta y equipo de protección personal.
- Equipos de prueba y herramientas.
- Información técnica de referencia.
- Recomendaciones.
- Procedimiento paso a paso.

CAPÍTULO III

3 MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este capítulo se establecen las pruebas recomendadas para los equipos de una central fotovoltaica y también su manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo.

3.1 PRUEBAS EN LOS EQUIPOS

En esta sección se establecen un conjunto de pruebas recomendadas para los equipos de una central fotovoltaica, mismas que permiten evaluar su estado funcional. Finalmente, de los resultados obtenidos de las pruebas será necesario programar o reprogramar el mantenimiento de cada equipo.

Las pruebas recomendadas son las mostradas en la tabla 3. 1:

PRUEBAS EN LOS EQUIPOS	
Pruebas Generales	Inspección Visual
	Medición del Ruido
	Medición de Parámetros Meteorológicos de Operación
Pruebas Mecánicas	Medición de Vibraciones
	Medición del Par de Apriete
	Termografía: Enfoque Mecánico
Pruebas Eléctricas	Medición de Voltaje, Corriente y Resistencia
	Medición de la Resistencia de Aislamiento en Cables.
	Medición de la Resistencia de Aislamiento en el Transformador.
	Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra.
	Prueba Funcional de los Equipos.
	Termografía en los equipos.

Tabla 3. 1 Pruebas recomendadas en una central fotovoltaica.

3.1.1 PRUEBAS GENERALES

En este grupo se encuentra un conjunto de pruebas que tienen por objetivo dar una visión general del estado de un equipo y sus componentes; no todas las pruebas son obligatorias.

3.1.1.1 Inspección Visual [34]

La inspección visual es la prueba más básica y de menor costo que tiene por objetivo verificar, mediante el ojo humano y la ayuda de instrumentos de iluminación y aumento de visión, el correcto estado externo e interno de un equipo y sus componentes. La inspección visual puede ser directa, indirecta o remota.

3.1.1.1.1 Metodología

Para realizar una adecuada inspección visual hay que considerar que el campo de visión humano, mostrado en la figura 3. 1, es de 120° , 50° por sobre la línea visual estándar (horizontal) y 70° por debajo de la misma. Se recomienda realizar la inspección visual a una distancia de separación de 300mm a 600mm del equipo inspeccionado y a un ángulo no menor a 30° de su superficie, tal como lo muestra la figura 3. 2.

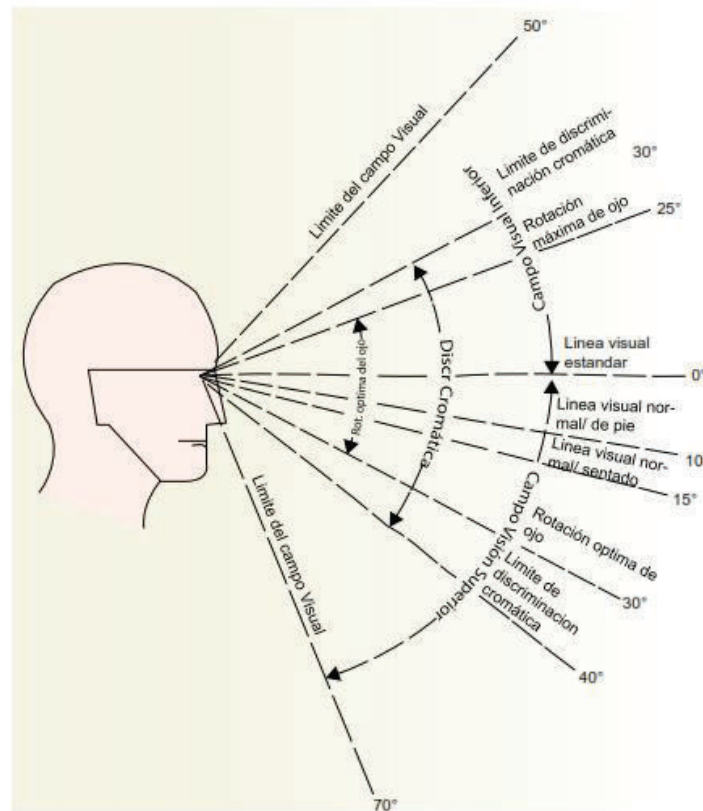


Figura 3. 1 Campo de Visión. [34]

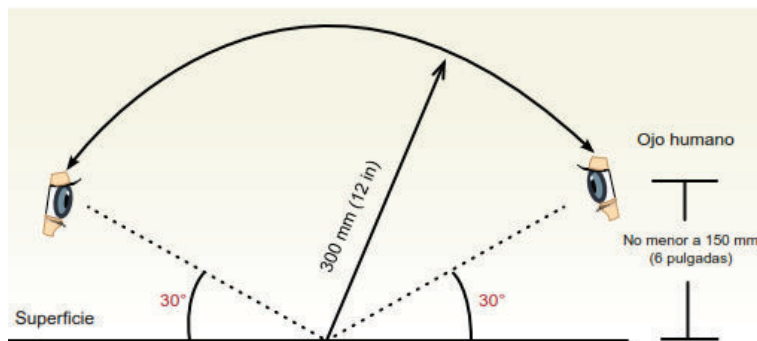


Figura 3. 2 Distancia y ángulo recomendado para la inspección visual. [34]

Mediante esta prueba se espera determinar, por ejemplo:

- Cantidad, tamaño, forma, configuración de los equipos inspeccionados.
- Deterioro externo del equipo debido a fenómenos medioambientales.
- Daños visibles en el equipo o en alguno de sus componentes.
- Presencia de polvo, suciedad, humedad, oxidación, entre otros.
- Decoloración, ajuste y características funcionales de los equipos.

3.1.1.1.2 Criterio de Evaluación

El equipo o componente inspeccionado no debe presentar daños visibles, anomalías o desperfectos. El criterio de evaluación se basa en este caso en la experiencia y conocimiento del equipo, es vital conocer el estado del equipo al momento de la instalación para compararlo con su estado actual.

3.1.1.2 Medición del Ruido [35]

La medición del ruido es una prueba no destructiva que se realiza en los equipos para determinar el nivel de ruido generado por los mismos, los objetivos son:

1. Determinar si el ruido generado por un equipo es mayor al ruido generado debido a su operación normal.
2. Determinar si los niveles de ruido están por sobre los permitidos y pueden conducir a una enfermedad laboral.

3.1.1.2.1 Equipo de Medición.

El equipo de utilizado para la medición del ruido es un sonómetro conocido comúnmente como decibelímetro, el equipo debe cumplir con las siguientes características comprobables con un certificado de fábrica:

- Equipo de medición normalizado y calibrado.

- Opción de selección del filtro de ponderación para el cálculo de los dB A y operación en respuesta lenta (slow: energía acústica medida en 1s).
- Cumplir con los requerimientos para sonómetros tipo 0,1 y 2 según la IEC 804.

3.1.1.2.2 Metodología

El equipo de medición de ruido debe ubicarse a una altura entre 1,0 a 1,5 m del suelo y a 3,0 metros de las estructuras que puedan reflejar el ruido; el período de medición debe ser de 1 minuto. El objetivo es determinar inicialmente el NPS, nivel de presión sonora, de un lugar en específico, para ello el NPS instantáneo se define en la ecuación 3. 1.

$$NPS = 20 * \log_{10} \left[\frac{PS}{20*10^{-6}} \right] \text{ en [dB]} \quad \text{Ec. 3. 1}$$

Donde:

PS: Es la presión sonora medida y expresada en N/m².

La medición del NPS sirve para calcular el NPSeq, nivel de presión sonora equivalente, el cual se calcula realizando medidas de NPS_i cada 5 segundos con pausa de 10 segundos entre cada medición, obteniéndose 12 mediciones para conseguir un minuto de medición sin contar las pausas. Finalmente el NPSeq se calcula con la ecuación 3. 2.

$$NPSeq = 10 * \log \left[\sum_{i=1}^{i=12} \frac{10^{\frac{NPS_i}{10}}}{12} \right] \text{ [dB A]} \quad \text{Ec. 3. 2}$$

El valor de NPSeq también es válido si el equipo de medición especificado anteriormente tiene la opción de realizar este cálculo.

3.1.1.2.3 Criterio de Evaluación

Para cumplir con lo establecido en la Ley y Reglamento de Gestión Ambiental ecuatoriana no se debe sobrepasar los límites establecidos en la tabla 3. 2.

TIPO DE ZONA SEGÚN USO DE SUELO	NIVEL DE PRESIÓN SONORA EQUIVALENTE NPSeq [dB (A)]	
	DE 06H00 A 20H00	DE 20H00 A 06H00

Zona hospitalaria y educativa	45	35
Zona Residencial	50	40
Zona Residencial mixta	55	45
Zona Comercial	60	50
Zona Comercial mixta	65	55
Zona Industrial	70	65

Tabla 3. 2 Límites de ruido permitido según el uso del suelo. [35]

Para cumplir con los criterios de seguridad industrial y salud ocupacional de la INSHT (Instituto nacional para la seguridad e higiene en el trabajo) los límites de ruido en el lugar de trabajo se muestran en la tabla 3. 3.

NPSeq en db (A)	Tiempo máximo de exposición
87	8 horas
90	4 horas
93	2 horas
96	1 hora
99	30 minutos
102	15 minutos
105	7.5 minutos
112	1.5 minutos
117	30 segundos
120	15 segundos

Tabla 3. 3 Tiempo máximo de exposición al ruido. [36]

El criterio para evaluar un equipo debe estar basado en un análisis histórico de los registros de emisión de ruido de un equipo, el objetivo es determinar si los ruidos generados son mayores a los debidos a su normal funcionamiento para así poder pronosticar el estado de un equipo o de uno de sus componentes.

Los criterios anteriores permiten conocer si los equipos de una central fotovoltaica operan dentro de los límites de emisión de ruido y a su vez no generan daños o peligros al personal encargado de operación y mantenimiento.

3.1.1.3 Medición de los Parámetros Meteorológicos de Operación

Las actividades de mantenimiento deben ejecutarse bajo condiciones meteorológicas óptimas a fin de que no afecten al equipo intervenido ni a ninguno de sus componentes.

Las condiciones medioambientales de mayor relevancia que deben verificarse antes de realizar algún tipo de mantenimiento en los equipos son:

- Medición de temperatura.
- Medición de irradiación solar.
- Medición de la velocidad del viento y su dirección.
- Medición de la humedad relativa.

La medición y monitoreo de la mayoría de estos y otros parámetros meteorológicos están considerados generalmente en la estación meteorológica de monitoreo.

3.1.1.3.1 Medición de Temperatura [37]

La medición de la temperatura se realiza con una “sonda”, un termómetro o un termopar para mediciones es directas o un termómetro infrarrojo o cámara termográfica para mediciones a distancia. Véase la figura 3.3. El equipo de medición debe cumplir con los estándares para equipos de medición de temperatura, lo cual debe ser comprobable mediante certificados del fabricante.

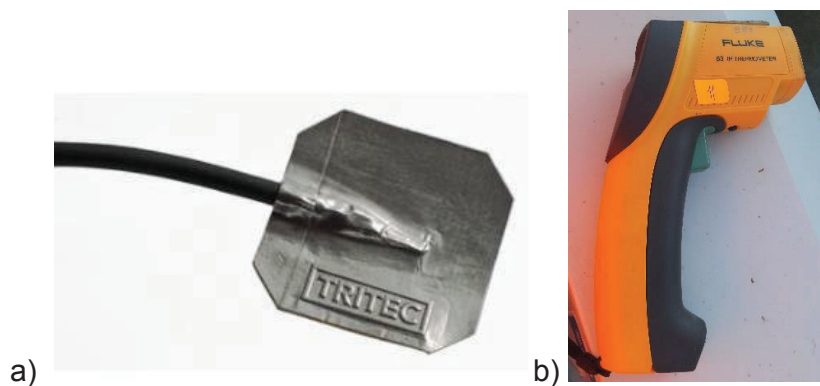


Figura 3. 3 a) Sonda de temperatura b) Termómetro infrarrojo [37]

Las mediciones de temperatura necesarias en una central fotovoltaica son:

- Temperatura ambiente.
- Temperatura en los equipos de la central fotovoltaica, primordialmente en:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversores
- Transformador

Las sondas para medición de temperatura permanecen instaladas en los equipos, de esta manera la medición de temperatura puede obtenerse de forma remota y con la ayuda del sistema de monitoreo dicha medida se obtiene directamente en el computador.

3.1.1.3.2 Medición de la Irradiación Solar [38]

La irradiación solar puede ser directa, difusa o reflejada. La irradiación solar directa se define como aquella que llega a la tierra con una trayectoria lineal desde el sol y la cual se mide con un pirheliómetro. Sin embargo bajo condiciones reales de operación la irradiación solar que recibe un panel no es sólo la irradiación solar directa, por lo cual se utiliza el piranómetro que mide la irradiación solar global. Véase la figura 3. 4.

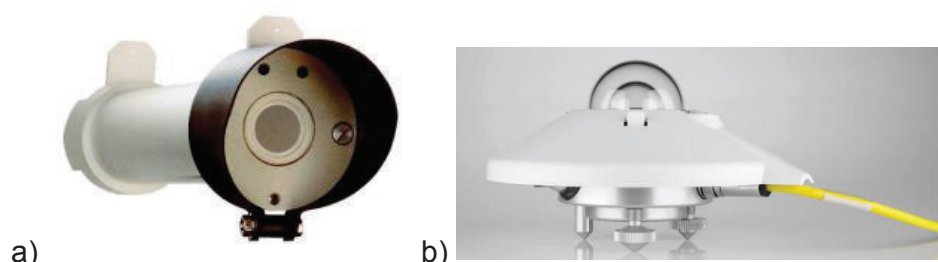


Figura 3. 4 a) Pirheliómetro b) Piranómetro [38]

La tabla 3. 4 muestra un ejemplo de los requerimientos técnicos de un piranómetro.

CARACTERÍSTICAS DE UN PIRANÓMETRO	VALOR
Tiempo de respuesta (95%)	< 30 s
Desajuste de cero	
a) Respuesta a la variación de 200 W/m ² en radiación térmica	± 15 W/m ²
b) Respuesta a la variación de 5 K/h en temperatura ambiente	± 4 W/m ²
Resolución (Mínimo cambio detectable)	± 5 W/m ²
Respuesta direccional a la radiación directa (Error debido al asumir que la irradiación llega de forma directa al piranómetro)	± 20 W/m ²
Respuesta en temperatura	

(Error debido a la variación de temperatura ambiente)	$\pm 15 \text{ W/m}^2$
No linealidad	$\pm 1\%$
Sensibilidad espectral	$\pm 5\%$
Respuesta a la inclinación (Error debido a la inclinación del piranómetro)	$\pm 2\%$
Incertidumbre en las medidas de irradiación	
- Horario	$\pm 8\%$
- Diario	$\pm 2\%$

Tabla 3. 4 Especificaciones recomendadas para un piranómetro. [39]

Se recomienda que la medición de irradiación solar se realice en los planos indicados a continuación:

- Plano horizontal
- Plano inclinado

Esto a fin de conocer de manera más exacta la irradiación solar real que reciben los paneles fotovoltaicos.

La medición de irradiación solar usualmente forma parte de la estación meteorológica de monitoreo, como la mostrada en la figura 3. 5, con lo cual las mediciones de irradiación se pueden visualizar en el sistema de monitoreo de la central fotovoltaica.



Figura 3. 5 Ejemplo de piranómetros en una estación meteorológica de monitoreo.

3.1.1.3.3 Medición de la Velocidad del Viento y su Dirección [37]

La medición de la velocidad del viento y su dirección se lo realiza con un anemómetro más una veleta. El anemómetro está formado por una hélice y un pequeño generador eléctrico, el cual envía una señal eléctrica senoidal de frecuencia proporcional a la velocidad del viento. La veleta es un sensor analógico que entrega una señal DC proporcional a la dirección del viento. Véase la figura 3. 6. La ubicación de estos equipos no debe afectar a sus mediciones. Los anemómetros y la veleta deben ser equipos calibrados bajo estándares y su comprobación debe constar en certificados del fabricante.

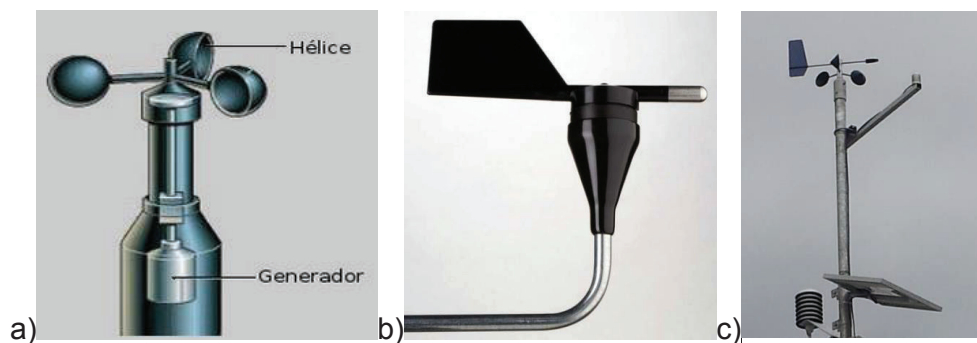


Figura 3. 6 a) Anemómetro b) Veleta c) Ubicación en la estación meteorológica.

3.1.1.3.4 Medición de la Humedad Relativa [40]

La humedad relativa tiene como objetivo conocer el nivel de vapor de agua existente en el medio ambiente. Se define como relación entre la presión del vapor de agua presente en el medio y la presión del vapor de agua saturado a la misma temperatura. Se calcula con la ecuación 3. 3.

$$HR\% = \frac{P_{amb}(T)}{P_{sat}(T)} * 100\% \quad \text{Ec. 3. 3}$$

Donde:

HR%: Humedad relativa del medio ambiente en porcentaje.

Pamb: Presión del vapor de agua del medio a la temperatura T.

Psat: Presión del vapor de agua saturado a la temperatura T.

Para realizar la medición de la humedad relativa se utiliza un higrómetro que se instala a 10m del suelo, el cual con la ayuda de un bulbo seco mide la temperatura ambiente y con un bulbo húmedo se mide la temperatura de

evaporación del agua, con dichos datos y con la ayuda de una carta psicrométrica se determina fácilmente el valor de humedad relativa y el punto de rocío. El punto de rocío es la temperatura a la cual el vapor de agua empieza a condensarse. La carta psicrométrica, mostrada en la figura 3. 7, debe corregirse según la altura de instalación de la central fotovoltaica lo cual influye directamente en el punto de rocío del cual se debe tener cuidado si durante las labores de mantenimiento los equipos intervenidos se encuentran abiertos y con libre acceso a la humedad.

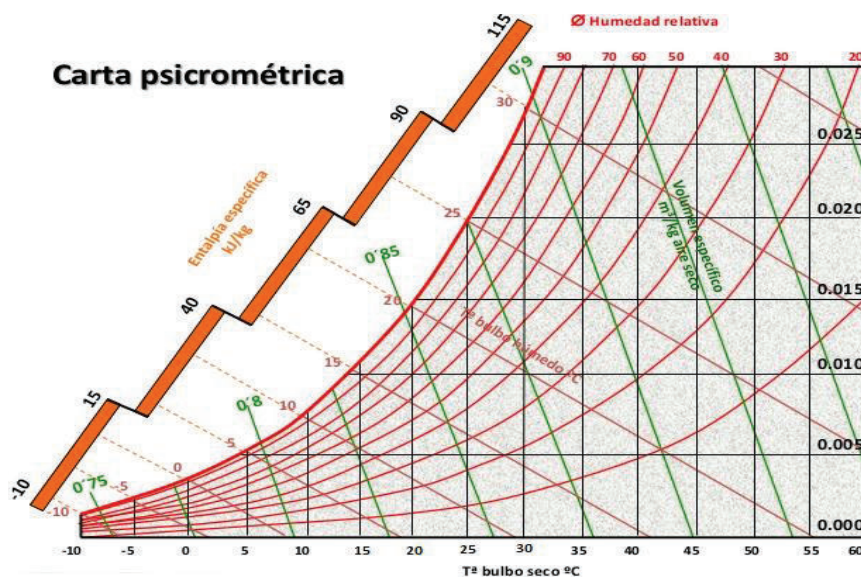


Figura 3. 7 Ejemplo Carta Psicrométrica.

La medición realizada con equipos digitales, como los mostrados en la figura 3. 8, realizan la metodología antes expuesta y generan una salida de voltaje proporcional a la humedad relativa, dicha medición puede recogerse en el sistema de monitoreo de una central fotovoltaica.

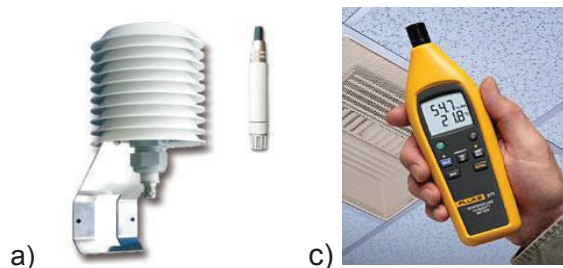


Figura 3. 8 a) Higrómetro en una central fotovoltaica b) Instrumento digital de medición de humedad relativa y temperatura. [37]

3.1.1.3.5 Criterios de Evaluación

Se debe considerar los siguientes criterios que afectan a las labores de mantenimiento:

- Temperatura
 - La temperatura del equipo y de los componentes inspeccionados no debe superar su límite térmico ya que a partir de este el equipo puede destruirse, dicho límite se establece en las especificaciones del fabricante. A un equipo o componente que opera por sobre los límites de temperatura se lo conoce como punto caliente y deberá analizarse los motivos del problema y sus soluciones.
 - Durante las labores de mantenimiento no se debe tocar equipos o componentes que trabajen o se encuentren a temperaturas superiores a los 40 °C.
 - La temperatura influye directamente sobre la humedad relativa, debido a esto es necesario considerar, durante las labores de mantenimiento, que por efectos de temperatura se pueda dar lugar a condensación del agua dentro de los equipos.
- Irradiación Solar
 - No instale en zonas expuestas al sol aquellos equipos que no soportan la irradiación solar.
 - La medición de irradiación solar, desde el punto de vista de rendimiento, debe permitir comprobar el índice rendimiento de una central fotovoltaica y este índice no debe estar lejano al de diseño.
 - La medición de irradiación solar, desde el punto de vista de mantenimiento, sirve para comprobar el cumplimiento de las condiciones bajo las cuales se deben realizar las pruebas en los paneles fotovoltaicos y piranómetros.
- Velocidad del Viento
 - La velocidad del viento no debe ser tan elevada como para generar carga, debida a la presión del viento, superior a la soportada por los paneles fotovoltaicos y demás equipos de una central fotovoltaica. La carga por viento o por hielo soportada es determinada por el fabricante. Como referencia un viento de 60m/s

puede generar una presión del viento aproximada de 2.2kPa, para el cálculo aproximado de presión del viento se utiliza la ecuación 3.4:

$$P_{viento} = 0.6125 * V_{viento}^2 [Pa] \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

- *Vviento* es la velocidad del viento en m/s.
- La velocidad del viento no debe ser tan elevada durante las labores de mantenimiento ya que puede levantar polvo, mismo que puede ingresar al equipo intervenido.
- La velocidad del viento se debe comprobar como requisito de otras pruebas en los equipos de una central fotovoltaica.
- Humedad relativa
 - El límite de humedad relativa es determinado por el fabricante de cada equipo, los equipos con elementos electrónicos son los más sensibles a la humedad, en este caso los inversores, razón por la cual se recomienda no abrir los equipos si se supera el 80% de humedad relativa del ambiente.
 - No se deben realizar labores cuando la temperatura del medio es superior a la del punto de rocío ya que el vapor de agua puede condensarse interna y externamente en los equipos intervenidos.
 - El instituto de seguridad e higiene en el trabajo, INSHT, establece que la humedad relativa del medio debe encontrarse entre el 70% y el 80% para asegurar el bienestar térmico y evitar excesiva humedad o sequedad de la piel y mucosas del personal de operación y mantenimiento.

3.1.2 PRUEBAS MECÁNICAS

Las pruebas mecánicas son aquellas que se realizan con el objetivo de comprobar las características mecánicas de los componentes y equipos de una central fotovoltaica. Las pruebas recomendadas son:

- Medición de vibraciones.
- Medición del par de apriete.
- Termografía en equipos: enfoque mecánico.

3.1.2.1 Medición de Vibraciones [35]

La medición de vibraciones es una prueba no destructiva que se utiliza para conocer el nivel de vibraciones al que están sometidos los equipos de una central fotovoltaica. Las vibraciones pueden ser la causa para que un tornillo se afloje por ejemplo y en casos más críticos pueden causar esfuerzos mecánicos en las estructuras de los equipos, las cuales pueden llegar a colapsar.

La medición de las vibraciones se la realiza con un acelerómetro, como el mostrado en la figura 3. 9, el cual mide los valores eficaces de la aceleración de la vibración de un equipo en m/s^2 o en Hz, la medición de vibraciones permite determinar fallos mecánicos o anticipar su aparición en los componentes que operan bajo esfuerzos mecánicos.



Figura 3. 9 Acelerómetro digital.

3.1.2.1.1 Metodología

Con el acelerómetro se toma mediciones de vibración, a_w , en los tres ejes de coordenadas x, y, z, al mismo instante y durante un minuto, luego se calcula el valor eficaz de la aceleración, mediante la ecuación 3. 5, considerando los valores medios de cada eje.

$$a_w = \sqrt{a_{w,x}^2 + a_{w,y}^2 + a_{w,z}^2} [m/s^2] \quad \text{Ec. 3. 5}$$

Con el resultado anterior y la ecuación 3. 6 se calcula el índice de vibración L_{aw} .

$$L_{aw} = 20 \log \left(\frac{a_w}{a_0} \right) [dB] \quad \text{Ec. 3. 6}$$

Donde a_0 es la aceleración de referencia y es igual a $10^{-6} m/s^2$.

Estas mediciones pueden calcularse o tomarse de los instrumentos de medida que dispongan de ésta opción de cálculo, los resultados pueden mostrarse en m/s^2 , dB y Hz según lo requiera.

3.1.2.1.2 Criterio de Evaluación

Se debe cumplir con los límites de transmisión de vibraciones de la tabla 3. 5.

Receptor	Máximo Nivel De Vibración Permitido	
	L_{aw} [dB]	
	Día	Noche
Hospitalario Educativo Receptor	83	80
Residencial Hospedaje	89	86
Oficinas	95	95
Comercial	101	101
Industrial	107	107

Tabla 3. 5 Límites del nivel de vibraciones permitido MAE. [35]

En este caso al considerar una central fotovoltaica como un receptor industrial las mediciones de vibraciones en los equipos de la central fotovoltaica no deben superar los 107 dB para evitar daños en las instalaciones.

Los valores límite de vibración que permiten cuidar del personal de operación y mantenimiento se muestran en la tabla 3. 6.

Vibración	Valor límite
Vibraciones transmitidas al sistema mano – brazo	5 m/s^2
Vibraciones transmitidas al cuerpo entero	1.15 m/s^2

Tabla 3. 6 Valores límite de vibraciones para personas. [41]

Las estructuras de soporte de los equipos de una central fotovoltaica también tienen un límite de vibraciones asociado indirectamente al límite de esfuerzo mecánico, el cual viene establecido por el fabricante, en caso de superarse los límites será necesario analizar las causas y determinar sus soluciones.

3.1.2.2 Medición del Par de Apriete

La medición del par de apriete permite comprobar que el torque de apriete de los elementos de sujeción, la tornillería por ejemplo, cumpla con los pares de apriete establecidos por el fabricante. La primera medición del par de apriete se realiza en la etapa de instalación y puesta en marcha de la central fotovoltaica, luego debido a la operación de la central y a sus condiciones de funcionamiento el par de apriete cambia respecto al de instalación, por lo cual es necesario verificarlo.

La variación del par de apriete en los elementos de sujeción puede deberse a:

- Vibraciones.
- Dilatación de los materiales debido a la circulación de corriente.
- Instalación inadecuada.
- Defectos de fábrica, entre otras.

La medición del par de apriete puede realizarse con un dinamómetro, como el de la figura 3. 10, comúnmente conocido como llave dinamométrica o torquímetro, para aprovechar el uso de este equipo es preferible ajustarlo al par de apriete recomendado por el fabricante de esta forma si el par de apriete es menor se ajustará al recomendado durante la medición.



Figura 3. 10 Instrumentos de medida del par de apriete.

3.1.2.2.1 Criterios de Evaluación

El par de apriete de los elementos de sujeción debe cumplirse como lo establece cada fabricante, ni más ni menos, ya que han sido diseñados para una aplicación en especial. La tabla 3. 7 tiene un ejemplo de par de apriete recomendado.

Elemento	Par de Apriete [Nm]
Conectores DC terminales de cobre	60
Conectores DC terminales de aluminio	37

Tornillería de la estructura de ventilación	20
Bandas de puesta a tierra	8
Conector entre conductor y varilla de puesta a tierra	5
Tornillería de tapas cubiertas	4
Conector del descargador de sobrevoltajes	3.5
Tornillería general	3.4
Bornes roscados	1.7

Tabla 3. 7 Ejemplo de pares de apriete recomendados por el fabricante. [42] [19]

3.1.2.3 Termografía en Equipos: Enfoque Mecánico

La termografía en los equipos es una prueba no destructiva que permite determinar las zonas o puntos calientes de un equipo o sus componentes. Desde el punto de vista mecánico se analiza dichas zonas calientes a fin de verificar que su temperatura no sobrepase el punto de fusión del material del cual está fabricado algún componente mecánico.

Para realizar esta prueba se puede utilizar una cámara termográfica o un termómetro infrarrojo; la medición se debe realizar con los equipos operando en las condiciones más desfavorables, que resultan al medio día para una central fotovoltaica. Se recomienda retirar las cubiertas plásticas de seguridad de los equipos a fin de evitar los obstáculos entre el instrumento de medida y el componente inspeccionado. La figura 3. 11 muestra la termografía de un equipo de conexión de paneles de una central fotovoltaica.

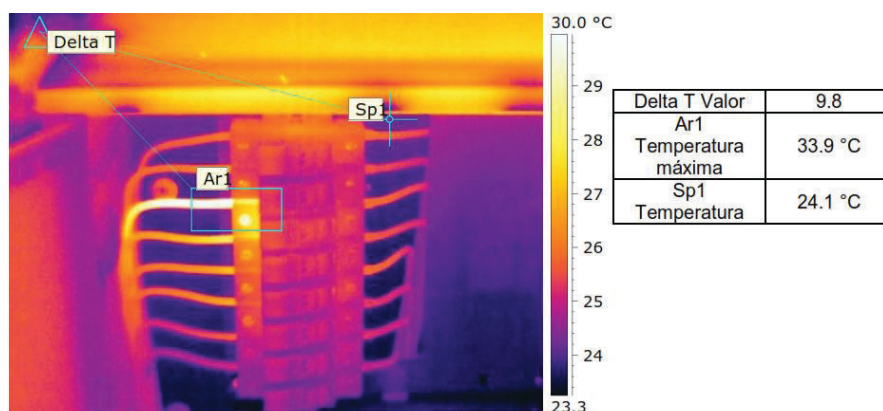


Figura 3. 11 Termografía de un equipo de conexión de strings, tornillo con temperatura mayor a los elementos análogos.

3.1.2.3.1 Criterio de Evaluación

La temperatura de operación de los elementos de sujeción y tornillería de un equipo debe ser menor a la soportada por el material de diseño.

Se puede usar el criterio de cuánta es la variación de temperatura respecto a los elementos análogos cercanos, como lo muestra la tabla 3. 8, para así considerar posibles acciones preventivas y correctivas.

Prioridad	Delta T	Acción Recomendada
4	1 a 10 °C	Acciones correctivas en el siguiente mantenimiento
3	10 a 20 °C	Acciones correctivas según sea posible su programación
2	20 a 30 °C	Medidas correctivas a corto plazo
1	30 a 40 °C	Medidas correctivas urgentes

Tabla 3. 8 Ejemplo de criterio de evaluación según la variación de temperatura.

3.1.3 PRUEBAS ELÉCTRICAS

Las pruebas eléctricas en una central fotovoltaica se realizan con el objetivo de evaluar el estado de un equipo o de alguno de sus componentes.

Las pruebas eléctricas pueden ser:

- Medición de voltaje, corriente y resistencia.
- Medición de la resistencia de aislamiento en cables.
- Medición de la resistencia de aislamiento en transformadores.
- Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Prueba funcional de los equipos y componentes.
- Termografía en paneles y equipos.

3.1.3.1 Medición de Voltaje, Corriente y Resistencia.

La medición de los tres parámetros fundamentales de la electricidad, como son voltaje, corriente y resistencia tanto en DC y AC en bajo y medio voltaje permiten determinar fácilmente el estado de un equipo.

La medición de voltaje, corriente y resistencia se la realiza básicamente con un multímetro o pinza amperimétrica que en la actualidad existen tanto para DC y AC, como los instrumentos mostrados en la figura 3. 12; para realizar la medición en medio voltaje se debe usar los TC y TP instalados previamente en la central

fotovoltaica. Los equipos que trabajan en medio voltaje tienen incorporado constructivamente un divisor de voltaje capacitivo, el cual permite obtener la medición de voltaje a un nivel de voltaje soportado por el instrumento de medida.

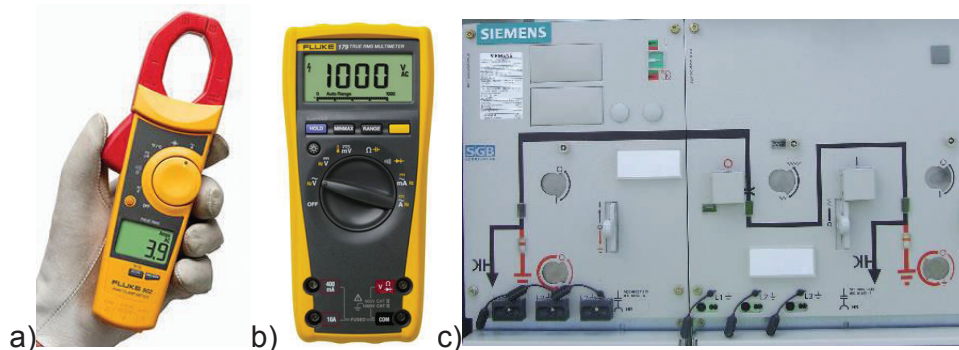


Figura 3. 12 Instrumentos básicos de medición: a) Pinza amperimétrica AC/DC b) Multímetro digital AC/DC c) Celda de medio voltaje con divisor de tensión capacitivo.

No se debe olvidar los conceptos básicos de medición para este caso:

- Voltaje: Se mide con el voltímetro de DC o AC con la adecuada polaridad de ser el caso y con la conexión en paralelo.
- Corriente: Se mide con un amperímetro de DC o AC con la adecuada polaridad de ser el caso y con su conexión en serie, el uso de pinzas evita la desconexión de los equipos para realizar esta medición.
- Resistencia: Se mide con un óhmetro y su conexión es en paralelo, el equipo al cual se le realiza esta medición debe estar desenergizado.

3.1.3.1.1 Criterios de Evaluación

Los equipos se diseñan para un determinado valor de voltaje y corriente de operación, los cuales vienen establecidos en las especificaciones técnicas del fabricante. Las mediciones de voltaje, corriente y resistencia deben compararse con los de fábrica para determinar así su correcto estado y funcionamiento. De igual forma no se debe superar los límites máximos de voltaje y corriente soportados por los equipos.

3.1.3.2 Medición de la Resistencia de Aislamiento en Cables. [25]

La medición de la resistencia de aislamiento se realiza para comprobar el aislamiento entre la parte conductora del cable y el medio externo; la medición se la realiza con un megaóhmetro, el cual, si bien su principio de funcionamiento

es el mismo que el de un óhmetro, debe ser capaz de probar el aislamiento y a su vez medirlo, según el voltaje aplicado la medición puede ser:

- Medición con voltaje DC: La medición se realiza aplicando un voltaje DC.
- Medición con voltaje AC de baja frecuencia VLF: La medición se realiza aplicando un voltaje senoidal con frecuencia entre 0.1Hz y 1 Hz. No recomendado cuando el aislamiento del cable es con XLPE.
- Medición con pulsos de voltaje: La medición se realiza aplicando un pulso positivo o negativo de voltaje de DC.

La central fotovoltaica tiene cables en DC en bajo voltaje y cables en AC en bajo y medio voltaje, razón por la cual se debe tener especial cuidado al realizar las pruebas, teniendo en consideración la selección del voltaje de prueba, metodología, conexionado y su criterio de evaluación.

En la tabla 3. 9 se muestra los voltajes de prueba recomendados y su criterio de evaluación:

Voltaje Nominal De La Instalación	Voltaje De Ensayo En Vdc	Resistencia De Aislamiento
MBTS y MBTP <50 Vac <75 Vdc	250 V	$\geq 0.25 \text{ M}\Omega$
500 V	500 V – 1000 V	$\geq 0.5 \text{ M}\Omega$
5000 V	2500 V – 5000 V	1 $\text{M}\Omega$ por cada 1kV
15000 V	10000 V – 15000 V	1 $\text{M}\Omega$ por cada 1kV
35000 V	10000 V – 15000 V	1 $\text{M}\Omega$ por cada 1kV

Tabla 3. 9 Voltaje de ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento en cables y el límite mínimo de resistencia de aislamiento. [25] [43]

El aislamiento de un cable se deteriora con el pasar del tiempo debido a factores propios de la operación y a factores externos ambientales, por lo cual es necesario considerar que el voltaje a aplicarse en el ensayo, luego de varios años de operación, no será el mismo que cuando se realizan las pruebas de puesta en marcha del cable. Seleccione el voltaje de ensayo de un cable de potencia según lo establecido en la tabla 3. 10.

Prueba	Voltaje Aplicado %
Fábrica	100%
Aceptación	80%
0 – 1 año	60%
1 – 5 años	45%
Superior a 5 años	30%

Tabla 3. 10 Voltaje aplicado en un cable de acuerdo al tipo de prueba. [44]

La forma de conexión del equipo de medición de resistencia de aislamiento se realiza conectando el terminal positivo de forma directa con la cubierta del aislante y el terminal negativo conectado al conductor, según lo muestra las figuras 3. 13.

- Cuando un cable de potencia tiene chaqueta metálica.

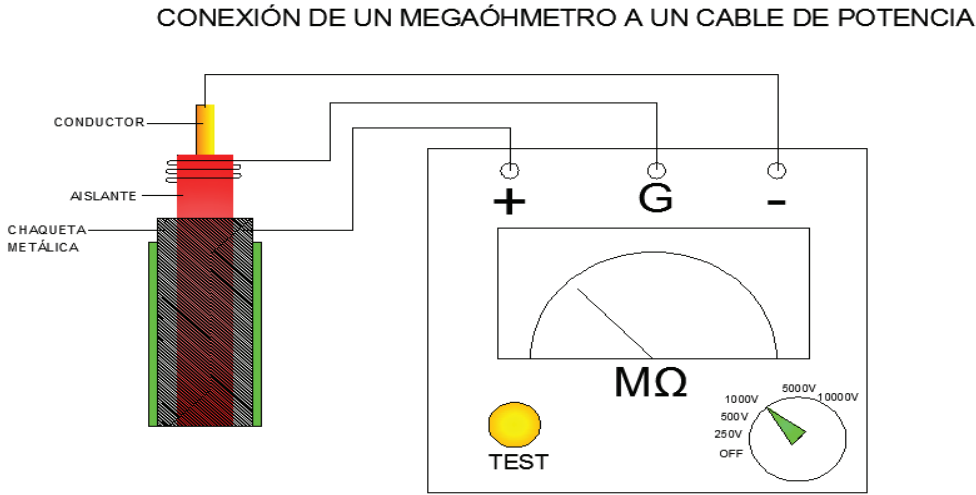


Figura 3. 13 Conexión del megaóhmmetro a un cable de potencia con chaqueta metálica. Elaboración propia en base a [25].

- Cuando un cable está enterrado o está a la intemperie y no tiene chaqueta metálica es necesario un medio que permita probar el aislamiento en todo el cable y no solo en los extremos donde se conectan las puntas de prueba del megaóhmmetro, la conexión debe realizarse como lo muestra la figura 3. 14. Algunos megaóhmmetros tienen la opción del cable de guarda para la medición, este cable está al mismo potencial que el terminal negativo y su principal función es la de eliminar la corriente de fuga en los extremos del conductor para así tener una medición más exacta.

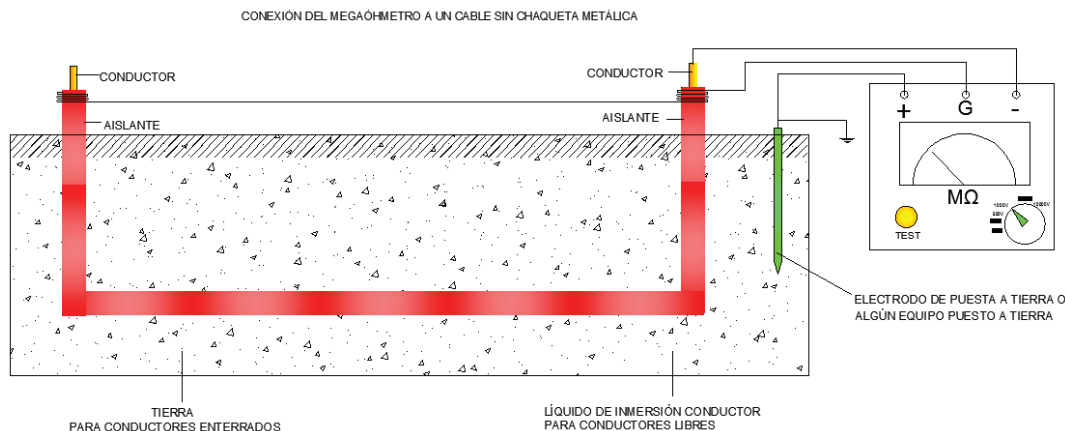


Figura 3. 14 Conexión del megaóhmmetro para medir la resistencia de aislamiento de un cable sin chaqueta metálica. Elaboración propia.

Finalmente es necesario descargar a tierra la energía almacenada por los cables debido a la prueba de medición del aislamiento.

3.1.3.3 Medición de la Resistencia de Aislamiento en Transformadores [45]

La medición de la resistencia de aislamiento o “megado” en un transformador se realiza con un megaóhmmetro capaz de realizar las pruebas en medio y bajo voltaje, con un voltaje de prueba DC.

Las mediciones se deben realizar según lo establece la tabla 3. 10.

Devanado de prueba	Voltaje De Ensayo Recomendado En Vdc	Resistencia De Aislamiento
Bajo voltaje y Tierra	50 V – 500 V	1 MΩ por cada 1kV + 1MΩ
Bajo voltaje y Medio voltaje	1000 V – 5000 V	1 MΩ por cada 1kV + 1MΩ
Medio voltaje y Tierra	5000 V – 10000 V	1 MΩ por cada 1kV + 1MΩ

Tabla 3. 11 Medición de resistencia de aislamiento en transformador de potencia. [45]

La medición de resistencia de aislamiento por sí sola no permite dar un diagnóstico adecuado del aislamiento del transformador, razón por la cual es necesario incluir el criterio del índice de polarización, el cual se obtiene mediante la medición continua de la resistencia de aislamiento durante diez minutos, con las mediciones obtenidas se relaciona el valor de resistencia de aislamiento a los diez minutos con el valor de resistencia de aislamiento correspondiente al primer minuto luego del inicio de la prueba. La ecuación 3. 7 permite calcular el índice de polarización del aislamiento de un transformador:

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \quad \text{Ec. 3. 7}$$

La relación de absorción dieléctrica (DAR), también permite determinar el estado del aislamiento de un transformador, para esto se aprovechan las mediciones tomadas entre cero y diez minutos para la prueba anterior, sino que en este caso el DAR se calcula como la relación entre la medida de resistencia de aislamiento tomada a los sesenta segundos respecto a la tomada a los treinta segundos. La ecuación 3. 8 permite calcular el DAR:

$$DAR = \frac{R_{60s}}{R_{30s}} \quad \text{Ec. 3. 8}$$

Los resultados deben compararse con los valores de la tabla 3. 12, mismos que ha sido establecidos por norma:

Índice De Polarización IP	Relación de Absorción Dieléctrica DAR	Estado
IP < 1	DAR < 1.1	Peligroso
1 ≤ IP ≤ 1.5	1.1 ≤ DAR ≤ 1.25	Cuestionable
1.5 ≤ IP ≤ 2.0	1.25 ≤ DAR ≤ 1.4	Aceptable
2.0 ≤ IP ≤ 3.0	1.4 ≤ DAR ≤ 1.6	Bueno
3.0 ≤ IP ≤ 4.0	DAR ≥ 1.6	Muy Bueno
IP ≥ 4.0		Excelente

Tabla 3. 12 Valores de referencia de IP y DAR. [45]

A continuación se muestra la forma en la que se debe realizar las conexiones para realizar las mediciones de resistencia de aislamiento en los devanados de un transformador:

- Medición de resistencia de aislamiento entre el devanado de medio voltaje y tierra. Véase la figura 3. 15.
- Medición de resistencia de aislamiento entre el devanado de bajo voltaje y tierra. Véase la figura 3. 16.
- Medición de resistencia de aislamiento entre el devanado de medio voltaje y bajo voltaje. Véase la figura 3. 17.

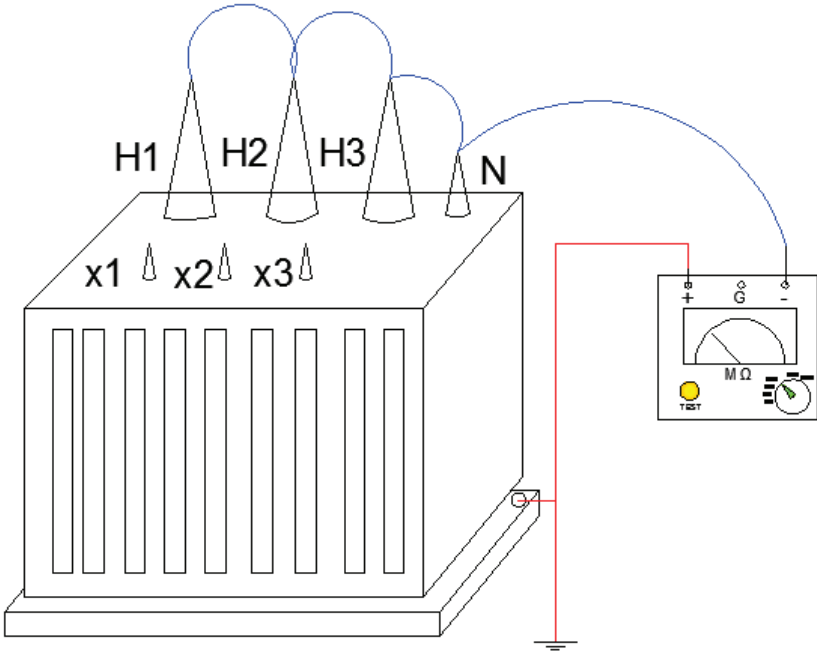


Figura 3. 15 Medición de resistencia de aislamiento entre el devanado de medio voltaje y tierra. Elaboración propia en base a [46]

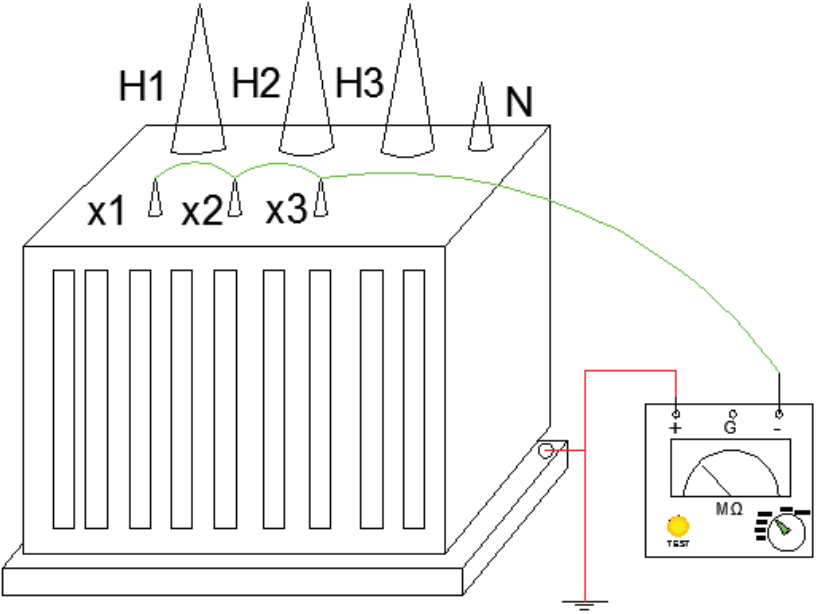


Figura 3. 16 Medición de resistencia de aislamiento entre el devanado de bajo voltaje y tierra. Elaboración propia en base a [46]

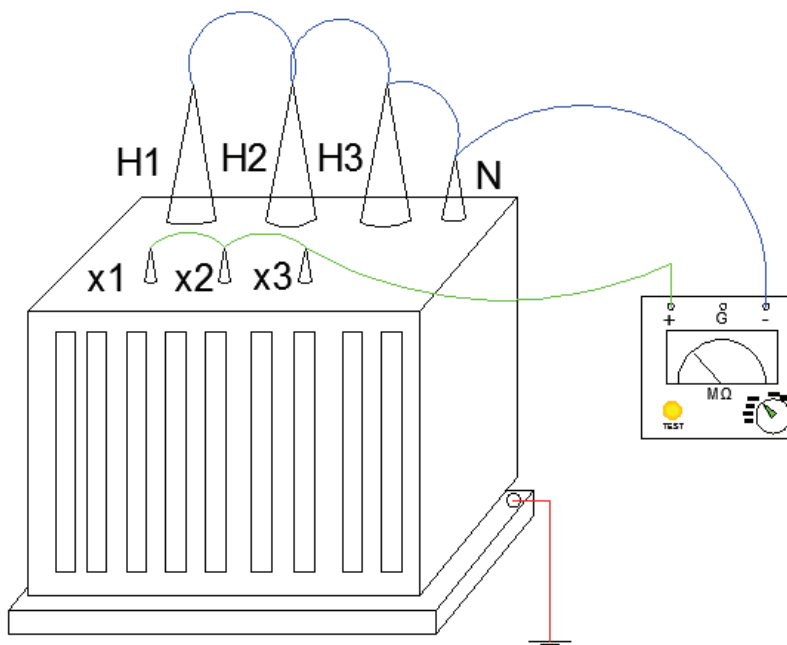


Figura 3. 17 Medición de resistencia de aislamiento entre los devanados de medio voltaje y bajo voltaje. Elaboración propia en base a [46]

Finalmente se debe descargar a tierra los devanados de medio y bajo voltaje ya que estos quedan cargados de energía debido al voltaje aplicado por el equipo de medición.

3.1.3.4 Medición de la Resistencia de Puesta a Tierra.

La medición de la resistencia de puesta a tierra permite comprobar el valor de resistencia de puesta tierra que debe tener una central fotovoltaica. Los límites de resistencia de puesta a tierra recomendados se muestran en la tabla 3. 13.

Instalación	Valor Máximo De Resistencia De Puesta A Tierra
Estructuras o torres metálicas con cable de guarda	20 Ω
Subestación de alto y extra alto voltaje	1 Ω
Subestaciones de medio voltaje	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en bajo voltaje	25 Ω

Tabla 3. 13 Valores máximos de resistencia de puesta a tierra. [47]

Para la medición de la resistencia de puesta a tierra suele utilizarse un megaóhmetro o un telurómetro, los cuales usualmente incorporan la medición de resistencia de puesta a tierra aparte de la medición de resistividad del suelo. La medición de resistencia de puesta a tierra se puede realizar por cualquiera de las metodologías recomendadas, sin embargo en este caso se elegirá la medición mediante el método de caída de potencial utilizando 3 varillas.

La forma de conexión se muestra en la figura 3. 18.

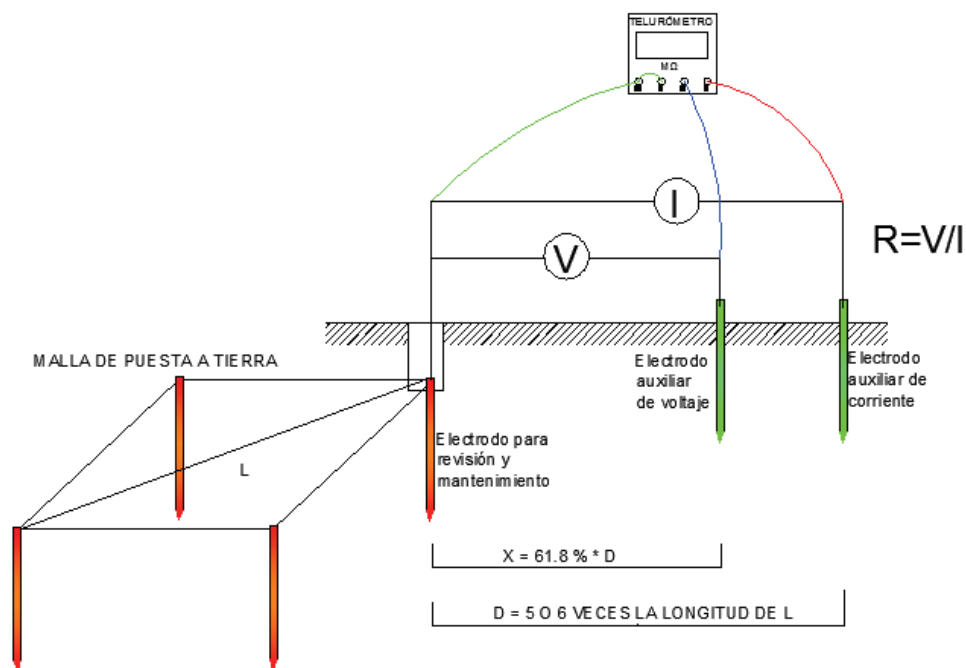


Figura 3. 18 Medición de resistencia de puesta a tierra. Elaboración propia en base a [48]

3.1.3.5 Prueba Funcional de los Equipos y Componentes. [49]

La prueba funcional de equipos y componentes permite comprobar el correcto funcionamiento de un equipo o componente tras haber finalizado la etapa de instalación de una central fotovoltaica o también luego de algunos años de operación o tras haber finalizado alguna actividad de mantenimiento.

Para realizar una prueba funcional de forma general en los equipos basta con apagarlos y volverlos a encender, si tras esta operación el equipo no enciende quiere decir que tiene problemas o que las labores de mantenimiento afectaron al equipo, por esto es necesario verificar que cada equipo y componente

encienda luego de alguna operación de apagado forzado o programado o también luego de alguna actividad de mantenimiento.

La prueba funcional en los componentes internos de un equipo se realiza con instrumentos, como los mostrados en la figura 3. 19, los cuales han sido fabricados exclusivamente para probar el adecuado funcionamiento de un equipo, dicho probador es diseñado por el fabricante del equipo. Las pruebas se realizan en los siguientes equipos, por ejemplo:

- Interruptores de potencia.
- Contactores de gran capacidad de corriente.
- Descargadores de sobrevoltaje.
- Protecciones de sobrecorriente instantánea e inversa.
- Protecciones de sobrevoltaje, entre otros.

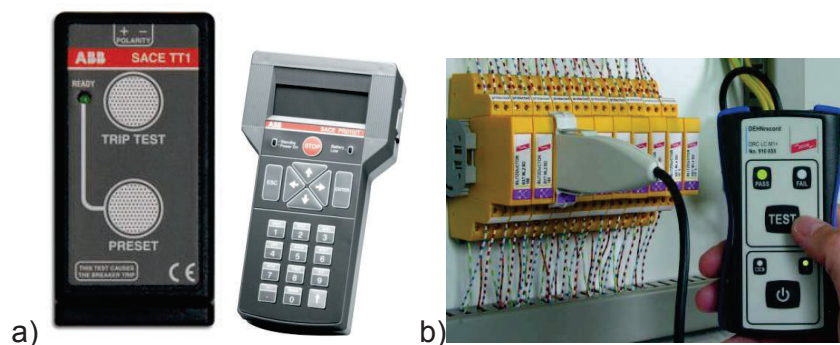


Figura 3. 19 Ejemplos de probadores a) Contactores b) descargadores de sobrevoltajes.

Las pruebas deben realizarse según lo recomiende el fabricante y bajo las condiciones que éste indique a fin de no afectar al equipo o componente.

3.1.3.6 Termografía en Paneles [50]

La termografía de paneles es una prueba que se usa para determinar el estado funcional de los paneles fotovoltaicos y en específico de cada célula fotovoltaica, para esto se utiliza una cámara termográfica que permite medir la temperatura de los paneles en su totalidad, basándose en los rayos infrarrojos que cada material emite según la temperatura que posee. La figura 3. 20 muestra un ejemplo de termografía en un arreglo de paneles fotovoltaicos.

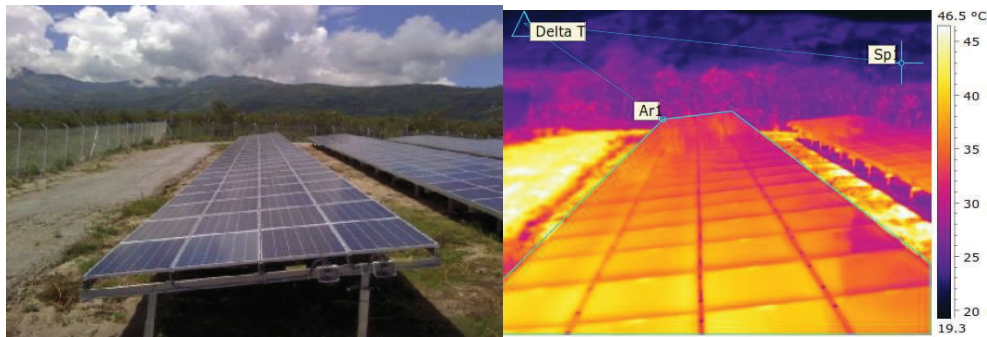


Figura 3. 20 Termografía en un arreglo de paneles fotovoltaicos.

El objetivo de la termografía en los paneles es determinar los llamados “puntos calientes” que son aquellas células fotovoltaicas que por algún motivo han operado en su zona de polarización inversa y han cambiado su característica generadora y han pasado a funcionar como una carga. Cuando una célula fotovoltaica falla y opera como carga a través de ella circula la corriente del conjunto de células que se encuentran en buen estado, generando a su vez pérdidas sobre estas debido al efecto Joule, al mismo tiempo también aumenta la temperatura de la célula fotovoltaica defectuosa con respecto a las demás células, la cámara termográfica puede detectar que cierta célula fotovoltaica está con temperatura elevada o caliente. La figura 3. 21 muestra un ejemplo de termografía en un panel fotovoltaico que posee “puntos calientes”.

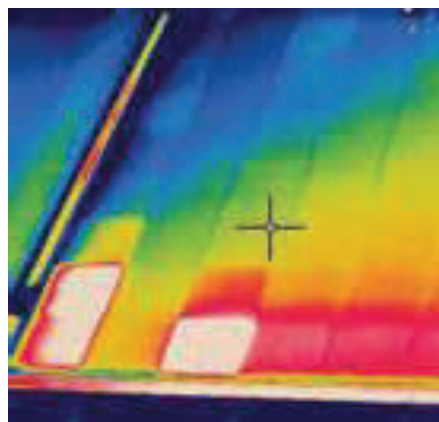


Figura 3. 21 Puntos calientes en un panel fotovoltaico [50]

En el caso de que una célula fotovoltaica esté dañada, dependiendo de la configuración de conexión entre células fotovoltaicas, el arreglo de paneles puede reducir su producción o dejar de producir por completo.

3.1.3.6.1 Equipo

La termografía de paneles se la realiza con una cámara termográfica, como la mostrada en la figura 3. 22, con una resolución suficiente para determinar fallos o puntos calientes en los paneles fotovoltaicos.



Figura 3. 22 Cámara termográfica. [50]

Características:

- Resolución de al menos 320x240 píxeles. Para mediciones de corta distancia.
- Resolución de al menos 640x480 píxeles con lente de 45°. Para mediciones de larga distancia.
- Sensibilidad térmica menor a 0,08°C.
- Precisión de al menos $\pm 2^\circ\text{C}$.

3.1.3.6.2 Condiciones necesarias para realizar la Termografía

Las condiciones a las que se realiza la prueba son vitales a la hora de interpretar los resultados ya que una prueba realizada a distintas condiciones de las que se establecen a continuación generaría resultados desconfiables.

Las condiciones que se deben cumplir para realizar una correcta termografía en los paneles son:

- Irradiancia solar mínima de 500 W/m², irradiancia solar recomendada de 700 W/m² o superior, el valor de irradiancia solar se mide con un piranómetro, el cual generalmente se puede tomar de las mediciones del sistema de monitoreo.
- Cielo despejado y sin nubosidades, se debe evitar el efecto de sombreado ya sea por las nubes, equipos o personal cercanos a los paneles.

- Velocidad del viento relativamente baja, se debe evitar flujos fuertes de aire en la zona ya que enfrían al panel por convección, disminuyendo el contraste térmico en la fotografía termográfica.
- Adecuada ubicación de la cámara con respecto al panel para evitar fenómenos de reflexión del vidrio, se recomienda apuntar la cámara dentro de un ángulo de 5° a 60° , estableciendo como 0° cuando la cámara está perpendicular al panel. Lo explicado se observa en la figura 3. 23.

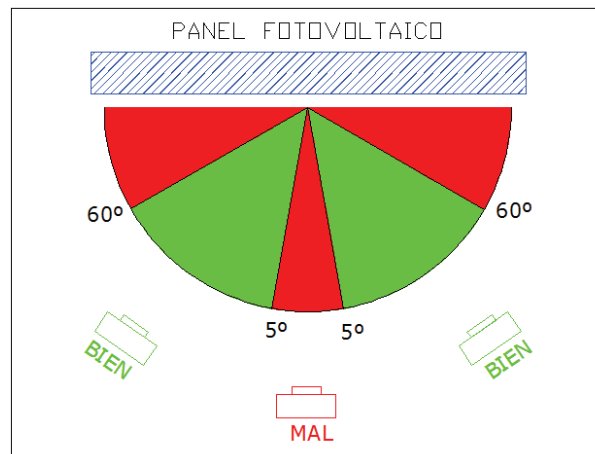


Figura 3. 23 Ubicación adecuada de la cámara termográfica con respecto al panel.

Elaboración propia en base a [50].

Se debe realizar la termografía a los paneles siempre que se cumpla con las condiciones antes mencionadas, para ello se recomienda realizar la termografía en horas de la mañana ya que se logran cumplir la mayoría de las condiciones ideales de prueba; al medio día la temperatura de la zona y la del terreno que acoge a los paneles puede ser tan alta, que puede reducir el contraste térmico entre los paneles y el ambiente que lo rodea, dando como resultado falsas fallas en los paneles.

La termografía realizada en la parte trasera de los paneles, como lo muestra la figura 3. 24 o en condiciones de circuito abierto y con carga pueden aportar resultados valiosos para la interpretación de resultados, sin embargo ésta práctica es recomendada pero no obligatoria.

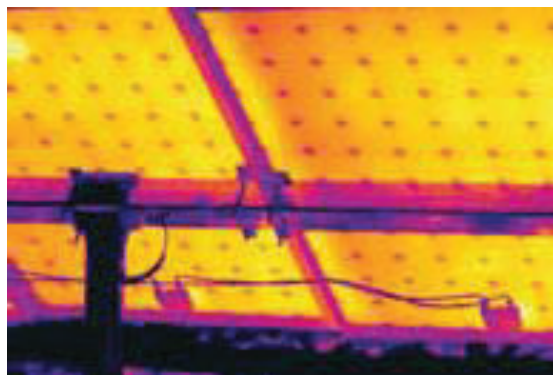


Figura 3. 24 Termografía en la parte posterior de un panel. [50]

3.1.3.6.3 Criterio de Evaluación

La temperatura de operación de cada célula fotovoltaica debe ser similar en todo el área del panel, en este caso se puede usar el criterio de cuánta es la variación de temperatura respecto a las células fotovoltaicas cercanas, como lo indica la tabla 3. 14, para así considerar posibles acciones preventivas y correctivas.

Prioridad	Delta T	Acción Recomendada
4	1 a 10 °C	Acciones correctivas en el siguiente mantenimiento
3	10 a 20 °C	Acciones correctivas según sea posible su programación
2	20 a 30 °C	Medidas correctivas a corto plazo
1	30 a 40 °C	Medidas correctivas urgentes

Tabla 3. 14 Ejemplo de criterio de evaluación según la variación de temperatura.

3.5 MANUAL DE OPERACIÓN

En este manual se establecerán las labores a realizar durante la operación normal de un parque fotovoltaico que forme parte del sistema nacional interconectado del Ecuador.

3.2.1 OPERACIÓN NORMAL DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO

La operación normal de un parque fotovoltaico está relacionada con la forma en la que entrega la energía generada al sistema nacional interconectado.

La generación de energía eléctrica de un parque fotovoltaico depende básicamente de la irradiación solar que incide sobre los paneles. Para ello es necesario conocer la irradiancia solar horaria durante el día, la cual cumple teóricamente con la forma del semiciclo positivo de una función senoidal.

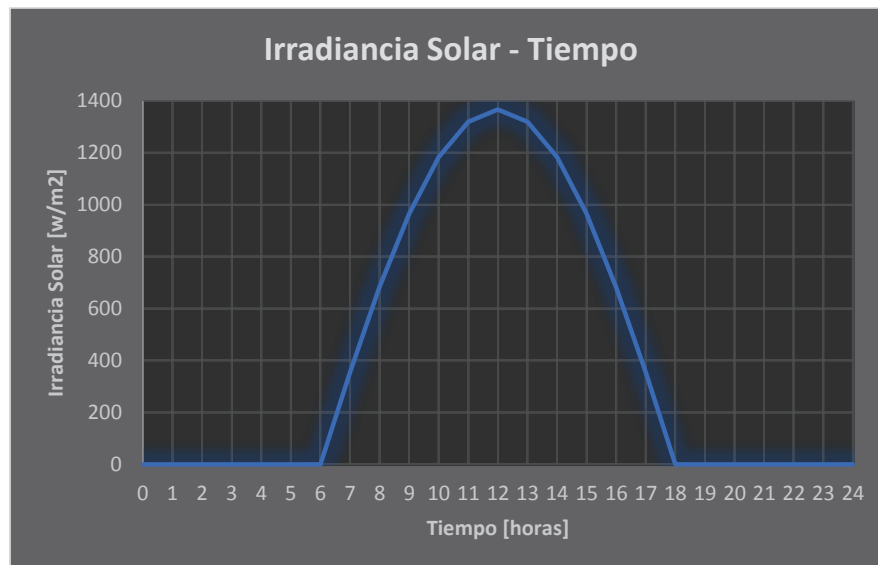


Figura 3. 25 Curva teórica de irradiación solar global horaria. Elaboración propia.

En la figura 3. 25 se observa la curva de irradiancia solar global teórica durante un día, de la cual se puede decir que a las 12:00 horas se tiene la mayor cantidad de irradiación solar sobre los paneles. La curva permite estimar a su vez la irradiación solar incidente que llega sobre los paneles, sin embargo es necesario tomar en cuenta aquellos factores externos que la modifican, dentro de estos factores los de mayor interés son:

- Sombras provocadas por nubosidades en la zona.
- Lluvias en el área de instalación del parque fotovoltaico.

Estos factores son capaces de cambiar bruscamente la producción de energía y su duración puede ir desde minutos en el caso de nubosidades hasta pocas horas en el caso de lluvias; el efecto más perjudicial para la generación de energía es el efecto producido por las sombras ya que no solamente disminuyen la producción de energía sino también pueden provocar flujo de corrientes en sentidos inversos cuando el sombreado es parcial y no total.

La curva de producción Potencia-Tiempo de un parque fotovoltaico, mostrada en la figura 3. 26, es similar a la curva de irradiancia solar global con la diferencia de que la generación es cero mientras los paneles e inversor en conjunto no sobrepasen las condiciones mínimas de operación que permitan dar inicio a su funcionamiento. De igual forma la curva de producción tiene dependencia directa con el efecto de nubosidades o lluvias por lo cual no se puede despreciar éstos fenómenos que se presentan de forma impredecible.

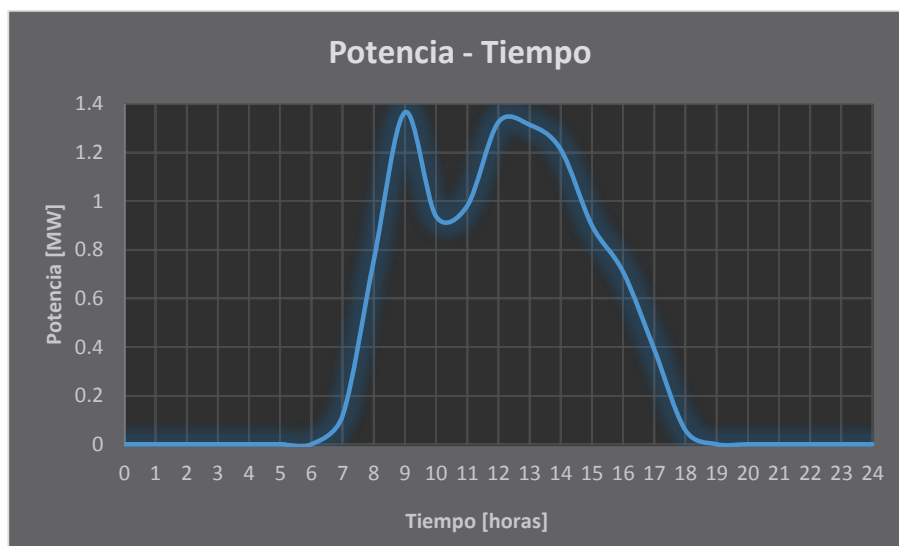


Figura 3. 26 Curva de producción real Potencia-Tiempo para un parque fotovoltaico de 2 MW. Elaboración propia.

En base a la curva de producción real y dependiendo de la capacidad del parque fotovoltaico se puede planificar su despacho considerando la forma de operación de un parque fotovoltaico y su aporte de energía en el SNI durante el día.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el ARCONEL dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

La regulación del ARCONEL – 004/11 establece el despacho preferente para centrales fotovoltaica, mediante el cual el CENACE debe despachar de manera obligatoria y preferente la totalidad de energía eléctrica generada por las centrales que usan recursos renovables no convencionales.

De esta manera la operación de un parque fotovoltaico y su producción se enfoca en conseguir la máxima transferencia de potencia al sistema ya que su producción no puede ser restringida por el despacho que realiza el CENACE.

Según lo expuesto anteriormente la operación normal de un parque fotovoltaico es automática y enfocada a generar la mayor cantidad de potencia posible durante el día, por lo cual no existe la necesidad de disponer de un operador de planta ya que los sistemas de control de los inversores son capaces de actuar de forma autónoma y remota; las operaciones de encendido y apagado de los inversores son las funciones básicas que se realizan manualmente en un parque fotovoltaico.

A pesar de que no se necesita actuar sobre el despacho de energía generada por un parque fotovoltaico el presente manual indica las operaciones de tipo regulatorias que debe realizar el operador para cumplir con disposiciones del ARCONEL y CENACE. Las operaciones relacionadas con el ARCONEL o CENACE pueden ser diarias, mensuales, semestrales, acumuladas, entre otras según lo indique el ente regulador. Para llevar a cabo todas las operaciones mencionadas es necesario disponer del software, licencias y capacitación por parte de los organismos relacionados.

3.2.2 OPERACIONES CON EL ARCONEL

El ARCONEL a través de su portal SISDAT, sistematización de datos del sector eléctrico, recopila información técnica-económica de del parque fotovoltaico. Todos los reportes del SISDAT tienen fecha límite de carga, usualmente fin de mes, fecha que se puede verificar en la propia página web. Los datos se enviarán de forma obligatoria y dentro de los plazos establecidos para evitar multas.

La información cargada al portal SISDAT tiene el formato .xml, el cual se genera en base a lo ingresado en un formulario en Excel .xls, se recomienda validar la información con la opciones válidas en el formulario y en el portal.

					(MWh)	(MWh)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (6) - (7)

Tabla 3. 16 Reporte Mensual de Energía Producida

La información requerida en la tabla anterior debe ser llenada con valores consolidados por el sistema SIMEM, Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista, del cual se profundizará más adelante.

3.5.2.3 Operación Mensual - Reporte de Balance de Producción

El reporte mensual de balance de energía se realiza con la tabla 3. 17, la cual recopila la información de la energía generada por el parque fotovoltaico y sus relaciones o transacciones con el MEM, Mercado Eléctrico Mayorista, el balance de energía permite determinar la cantidad de energía que se ha entregado o no al mercado eléctrico mayorista y cuánta de esta energía ha sido dispuesta para servicio público, en este punto cabe mencionar que las transacciones con el MEM son casi nulas para el caso de compra de energía a diferencia de su despacho de energía que es de la totalidad de energía generada de forma obligatoria y preferencial.

Central / Unidad	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Consumos Otros Auxiliares (MWh)	Energía Comprada al MEM (MWh)	Energía Comprada fuera del MEM (MWh)	Energía Disponible (MWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)=(2)+(5)+(6)-(3)-(4)

Tabla 3. 17 Reporte Mensual de Balance de Producción, parte a.

Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Generada No Incorporada al MEM (MWh)	Energía NO entregada para Servicio Público (MWh)	Energía entregada para Servicio Público (MWh)
(8)	(9)=(7)-(8)	(10)	(11)

Tabla 3. 17 Reporte Mensual de Balance de Producción, parte b.

La mayoría de valores se cargan automáticamente del reporte de energía producida y al llenar las celdas restantes con cero se calculan automáticamente las celdas restantes.

3.5.2.4 Operación Mensual - Reporte Acumulativo de Energía Vendida

El reporte mensual acumulativo de Energía Vendida tiene como objetivo registrar la forma en la que se ha despachado, a las empresas distribuidoras, la energía generada por el parque fotovoltaico, para esto se llena la tabla 3. 18, la cual incluye también el valor en dólares correspondiente a la facturación mensual, dichos datos deben comprobar que el costo total de energía vendida sea como máximo el producto de la energía producida por el precio del kWh según la tarifa única preferencial, para generadores no convencionales, establecida en la regulación del ARCONEL 004/11.

Mes	Tipo de Vendedor	Comprador	Tipo de Transacción	ENERGÍA VENDIDA			
				(MWh)	Costos Fijos (USD)	Costos Variables (USD)	Total Costos (USD)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)

Tabla 3. 18 Reporte Mensual Acumulativo de Energía Vendida

Los valores que cargan en esta tabla deben estar consolidados en el portal SIMEM del CENACE, ya que estos son el portal y organismo oficial encargados del despacho de energía a las empresas distribuidoras del país.

3.2.3 OPERACIONES CON EL CENACE

El Centro Nacional de Control de Energía, en lo que interesa a un parque fotovoltaico, es la entidad encargada de realizar los despachos hora a hora de todo el sistema y a su vez es la encargada de liquidar hora a hora la generación de energía de cada agente generador del país, para esto se requiere de un sistema de medición preciso y confiable que permita evitar errores en la medición, liquidación y facturación mensual asociada.

El CENACE establecerá las fechas y horas límite en las que se debe cargar la información de medición de energía al igual que las fechas para posibles reclamos o correcciones en las liquidaciones o facturaciones.

El CENACE deberá entregar software, licencias y capacitación para la correcta ejecución de las operaciones requeridas.

A continuación se analizará a detalle las distintas operaciones diarias, semanales y mensuales.

3.2.3.1 Operación Diaria - Envío de Archivos TPL (Terminal Portátil de Lectura)

El TPL, Terminal Portátil de Lectura, mostrado en la figura 3. 27 es el sistema de comunicación remota con los registradores o contadores de energía, a través del cual se puede obtener los registros diarios de generación de energía.



Figura 3. 27 Terminal Portátil de Lectura.

El TPL en último término es un software, que deberá ser entregado y administrado, con sus respectivas licencias y permisos por el CENACE y sólo mediante éste software es posible descargar diariamente los archivos que contengan la información de generación de energía para posteriormente subirlos al portal SIMEC mostrado en la figura 3. 28.



Figura 3. 28 SMEC - TPL

El SIMEC, Sistema de Medición Comercial, es un portal del CENACE, mostrado también en la figura 3. 29, en el cual se cargan los archivos generados por el TPL, en éste portal se debe contar con un usuario registrado al igual que sus permisos y contraseñas. Los archivos deben ser cargados hasta las 09:00 horas del siguiente día con la información del registrador de energía principal y de respaldo.

Administrador Técnico y Comercial del Mercado Eléctrico y Mayorista del Ecuador

Estado Recepción Archivos TPL

Archivo	Usuario	Fecha Recepción	Fecha Instalación	Estado
AR_TSAL_WB_R_2014_09_08.zip	GRANSOLAR	2014/09/09 06:50:50	2014/09/09 06:52:13	Instalación OK
GFGSOLAR_TSAL_WB_P_2014_09_08.zip	GRANSOLAR	2014/09/09 06:50:50	2014/09/09 06:52:12	Instalación OK
GFGSOLAR_SALI_WB_R_2014_09_08.zip	GRANSOLAR	2014/09/09 06:50:50	2014/09/09 06:52:11	Instalación OK
GFGSOLAR_SALI_WB_P_2014_09_08.zip	GRANSOLAR	2014/09/09 06:50:50	2014/09/09 06:52:10	Instalación OK
GFGSOLAR_TSAL_WB_R_2014_09_07.zip	GRANSOLAR	2014/09/08 00:27:02	2014/09/08 00:30:15	Instalación OK
GFGSOLAR_TSAL_WB_P_2014_09_07.zip	GRANSOLAR	2014/09/08 00:27:02	2014/09/08 00:30:14	Instalación OK
GFGSOLAR_SALI_WB_R_2014_09_07.zip	GRANSOLAR	2014/09/08 00:27:02	2014/09/08 00:30:13	Instalación OK
GFGSOLAR_SALI_WB_P_2014_09_07.zip	GRANSOLAR	2014/09/08 00:27:02	2014/09/08 00:30:12	Instalación OK

Figura 3. 29 Portal SIMEC – Envío y Recepción de archivos TPL.

La información enviada a través de SIMEC al CENACE se utiliza para la liquidación diaria de generación y a su vez con esta información se consolidan los datos de liquidación y facturación mensual de la generadora.

3.2.3.2 Operación Diaria - Reporte de Análisis Post-Operativo de Generación de Potencia Activa y Reactiva

El CENACE a través de sus distintos departamentos y técnicos realiza un análisis post-operativo de la generación de energía diaria producida, para lo cual se realizan reportes diarios basados en la información cargada al SIMEC; la información enviada debe realizarse en archivos de tipo Excel .xls y debe tener el formato preestablecido por el CENACE, como lo muestra la figura 3. 30, debido a que los archivos se cargan en un software especializado propio para éste análisis.

HORA	AGENTE	
	MW	MVAr
01H00	0.0000	0.0034
02H00	0.0000	0.0034
03H00	0.0000	0.0034
04H00	0.0000	0.0034
05H00	0.0000	0.0034
06H00	0.0000	0.0033
07H00	0.0845	0.0033
08H00	0.4552	0.0005
09H00	1.0242	0.0000
10H00	1.0086	0.0000
11H00	0.8318	0.0000
12H00	1.2652	0.0000
13H00	1.2674	0.0000
14H00	1.5887	0.0000
15H00	1.2293	0.0000
16H00	1.1784	0.0000
17H00	0.3892	0.0014
18H00	0.0802	0.0031
19H00	0.0003	0.0034
19H30	0.0000	0.0017
20H00	0.0000	0.0034
21H00	0.0000	0.0034
22H00	0.0000	0.0034
23H00	0.0000	0.0034
24H00	0.0000	0.0034

Figura 3. 30 Ejemplo de Información cargada para el análisis Post-Operativo.

3.2.3.3 Operación Diaria - Previsión de Generación

El CENACE a través del departamento de Dirección y Planeamiento solicita a los agentes generadores solares fotovoltaicos reportar la previsión o estimación de la producción de energía del día siguiente. La estimación de generación puede ser simulada mediante modelos matemáticos, sin embargo, es recomendable modelar la estimación de producción con datos reales estadísticos en caso de existir.

El envío de información se lo debe realizar en el formato establecido por el CENACE, como lo muestra la figura 3. 31, debido a que la información se procesa mediante software especializado.



		AGENTE MW (*)	Observaciones (**)
2014-09-10	01:00	0.0000	
	02:00	0.0000	
	03:00	0.0000	
	04:00	0.0000	
	05:00	0.0000	
	06:00	0.0000	
	07:00	0.0760	
	08:00	0.4962	
	09:00	0.8817	
	10:00	1.0186	
	11:00	1.1164	
	12:00	1.3031	
	13:00	1.2547	
	14:00	1.6840	
	15:00	1.1924	
	16:00	1.1313	
	17:00	0.4204	
	18:00	0.0730	
	19:00	0.0003	
	20:00	0.0000	
	21:00	0.0000	
	22:00	0.0000	
	23:00	0.0000	
	24:00	0.0000	

(*) Potencia que estima producir la central
 (**) Describir las principales restricciones que puedan afectar la normal operación

Figura 3. 31 Ejemplo de Previsión Diaria de Generación.

3.2.3.4 Operación Diaria - Verificación de Liquidación de Generación

El CENACE a través de su portal SIMEM, Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista, mostrado en la figura 3. 32, gestiona la información correspondiente a:

- Registro de Agentes
- Planeamiento
- Transacciones Comerciales
- Operaciones



Figura 3. 32 Portal SIMEM.

En el portal SIMEM, en el módulo de Transacciones Comerciales, en su apartado de Administración de Liquidaciones se publica la información económica de mayor importancia para la planta fotovoltaica.

Del portal SIMEM, la información de interés para la central fotovoltaica, durante su operación normal es:

- 1) Liquidación Diaria
- 2) Liquidación Mensual de Contratos
- 3) Facturación Mensual

En este punto trataremos aquella información correspondiente a la liquidación diaria, para esto se debe descargar, como primer paso, el archivo de liquidación diaria del SIMEM, mismo que se observa en la figura 3. 33.

Generación activa y reactiva neta-Generación Activa Neta (kWh)							
Fecha	Tipo Medida	Código de ejecución	Fecha y hora de publicación				
2014-08-28	Generacion Activa Neta	101300538	2014-09-01 08:12:06				
Agente	Unidad	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6
GSFVG	SALFRFVU01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GSFVG	TSAFRFVU01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12	Hora 13	Hora 14
102.45	607.18	1023.38	1508.07	1257.41	896.82	989.62	567.22
49.56	297.41	510.15	760.64	632.50	444.91	498.18	283.32
Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22
921.80	757.40	305.16	59.68	0.00	0.00	0.00	0.00
463.91	378.63	154.63	31.07	0.00	0.00	0.00	0.00
Hora 23	Hora 24	TOTAL Diario					
0.00	0.00	8996.17					
0.00	0.00	4504.91					

Figura 3. 33 Ejemplo archivo de Liquidación Diaria.

El archivo de liquidación diaria recolecta información de generación, despacho y demanda de todos los agentes generadores y distribuidores del país. Para el caso de un parque fotovoltaico se debe verificar que la energía neta generada hora a hora sea igual a la registrada en el SIMEC, para con esto verificar la producción diaria en dólares con la ecuación 3. 10.

$$E_{Diaria\ SIMEC} = E_{Diaria\ TPL} \quad \text{Ec. 3. 9}$$

$$E \left[\frac{\$}{día} \right] = E \left[\frac{kWh}{día} \right] * CPE \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad \text{Ec. 3. 10}$$

Donde:

$E_{Diaria\ SIMEC}$: Energía diaria tomada del portal SIMEC.

$E_{Diaria\ TPL}$: Energía diaria subida mediante el TPL y descargada del SIMEC

$E \left[\frac{\$}{día} \right]$: Energía producida al día en dólares.

$E \left[\frac{kWh}{día} \right]$: Energía producida al día en kWh

$CPE \left[\frac{\$}{kWh} \right]$: Costo preferencial de energía para generadores no convencionales, según regulación del ARCONEL.

Las verificaciones diarias no se reportan a ningún organismo controlador pero en el caso de que no coincidan los valores de energía producida en kWh al día, se deberá reportar las inconsistencias, dentro del tiempo establecido y mediante Oficio al CENACE, para que de esta forma se vuelva a considerar la energía generada en la liquidación diaria de energía del MEM.

3.2.3.5 Operación Diaria - Análisis Diario de Eventos y Alarmas del Sistema de Monitoreo

El sistema de monitoreo de un parque fotovoltaico, como el ejemplo mostrado en la figura 3. 34, tiene como objetivo vigilar, en tiempo real, la operación de cada uno de los equipos que lo conforman, una de las funciones del sistema de monitoreo es la de generar alarmas que mediante comparaciones lógicas evalúan el estado funcional de los equipos.

El siguiente paso y el más importante corresponde a la interpretación de las alarmas, en este punto son vitales los criterios del personal de operación y

mantenimiento del parque fotovoltaico ya que deberá realizar un análisis técnico de los eventos o fallas reportadas por el sistema de monitoreo, para con esto validar la veracidad de los eventos, en ocasiones una mala interpretación de las mediciones del sistema de monitoreo puede ocasionar acciones innecesarias.

Para validar una alarma se debe analizar los parámetros que activan a la alarma con los datos mostrados en tiempo real por el sistema de monitoreo y en el caso de ser reales las alarmas se deberá tomar acciones que permitan resolver los problemas de forma inmediata y eficiente.

Dependiendo de la naturaleza de las alarmas será necesario actuar según las acciones dispuestas en el manual de mantenimiento y en este se indicarán acciones preventivas o correctivas.

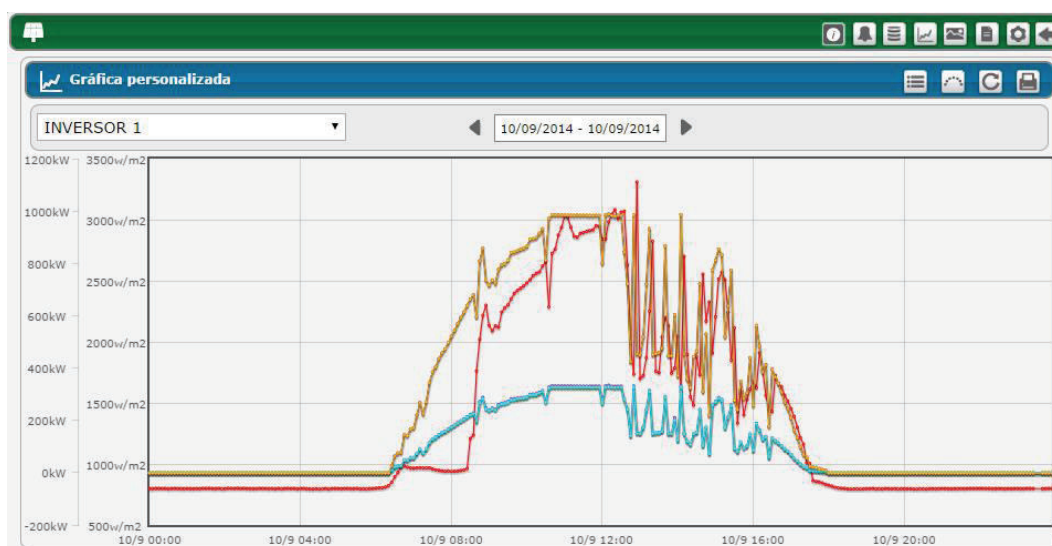


Figura 3. 34 Sistema de Monitoreo - Curva de Producción en tiempo real

Rojo: Irradiación Solar, Café: Potencia Total, Celeste: Potencia por fase. [37]

3.2.3.6 Operación Semanal - Previsión Semanal de Generación

El CENACE a través de su departamento de Dirección de Planeamiento solicita a cada parque fotovoltaico estimar la producción de energía con una semana de anticipación, existen dos fuentes de información, la primera correspondiente a información fundamentada en modelos matemáticos, sin embargo no se ha investigado lo suficiente como para modelar la irradiación solar en provincias específicas del Ecuador ni tampoco los efectos naturales, como las nubosidades, que afectan a la producción del parque fotovoltaico. La segunda fuente de

información corresponde a datos históricos que en caso de existir pueden reflejar resultados mucho más cercanos a la realidad.

La información debe enviarse dentro de los tiempos establecidos, antes de las 10:00 horas de los jueves, en el formato que indica el CENACE, como lo muestra la figura 3. 35, ésta información se archiva para su respectivo análisis.

PROGRAMACIÓN SEMANAL
PREVISION DE GENERACION

 **DESDE** 2014-09-04

		Gransolar	Observaciones (*)
		MW (*)	
2014-09-04	01:00	0.0000	
	02:00	0.0000	
	03:00	0.0000	
	04:00	0.0000	
	05:00	0.0000	
	06:00	0.0000	
	07:00	0.0266	
	08:00	0.1343	
	09:00	0.3942	
	10:00	1.0046	
	11:00	1.5874	
	12:00	1.3525	
	13:00	1.1074	
	14:00	1.6714	
	15:00	1.3488	
	16:00	0.6830	
	17:00	0.4545	
	18:00	0.1299	
	19:00	0.0006	
	20:00	0.0000	
	21:00	0.0000	
	22:00	0.0000	
	23:00	0.0000	
	24:00	0.0000	

Figura 3. 35 Ejemplo de Previsión semanal de Generación.

3.2.3.7 Operación Mensual - Verificación Mensual de Facturación o Liquidación

El CENACE a través del portal SIMEM publica la información correspondiente a la facturación mensual de generación a partir del día 10 de cada mes. En el portal SIMEM, en la viñeta de Transacciones Comerciales, en el apartado de Administración de liquidaciones se puede descargar la Facturación Mensual de todos los agentes generadores y distribuidores del país.

Dentro del archivo de facturación mensual se encuentra información técnica-económica relacionada a la facturación, por ejemplo, valores de energía generada, reasignación de consumos, entre otros, tanto para generadores como para distribuidores.

Si bien toda aquella información es de interés, solo se hará la verificación en los valores de facturación mensual de la hoja de liquidación singularizada.

La hoja de liquidación singularizada contiene a manera de resumen la energía producida al mes y como se ha despachado entre todos los agentes

distribuidores del país, con esta información se procede mensualmente a facturar el consumo de energía a los agentes distribuidores.

La verificación se la realiza comparando la energía total producida al mes con la sumatoria de energía producida diariamente, con la ecuación 3. 11, de esta manera si coinciden los valores de energía, los valores de facturación en dólares deben coincidir de igual forma.

$$E_{\left[\frac{kWh}{mes}\right]} = \sum_{i=1}^n \text{días al mes} E_i \left[\frac{kWh}{día}\right] \quad \text{Ec. 3. 11}$$

$$E_{\left[\frac{\$}{mes}\right]} = E_{\left[\frac{kWh}{mes}\right]} * CPE_{\left[\frac{\$}{kWh}\right]} \quad \text{Ec. 3. 12}$$

Donde:

$E_i \left[\frac{kWh}{día}\right]$: Energía producida del día i en kWh.

$E_{\left[\frac{kWh}{mes}\right]}$: Energía producida al mes en kWh.

$E_{\left[\frac{\$}{mes}\right]}$: Energía producida al mes en dólares.

$CPE_{\left[\frac{\$}{kWh}\right]}$: Costo preferencial de energía para generadores no convencionales, según regulación del ARCONEL.

La verificación mensual no se la reporta a ningún ente regulador, pero el CENACE recomienda realizar esta verificación para evitar problemas en el caso de que se facture menos energía de la que se ha producido.

El proceso para volver a facturar toma tiempo lo cual se puede evitar si se detecta y reporta a tiempo las inconsistencias en las liquidaciones diarias.

3.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO

El presente manual tiene como objetivo establecer los criterios y las operaciones de mantenimiento preventivas y correctivas que se deben realizar en todos los equipos que conforman al parque fotovoltaico para asegurar el correcto funcionamiento y el máximo aprovechamiento del recurso solar.

El manual de mantenimiento consta de dos partes:

- 1) Mantenimiento Preventivo
- 2) Mantenimiento Correctivo

3.3.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo consiste en una serie de acciones o labores que tienen el objetivo de prevenir fallas en los equipos para de esta manera asegurar su disponibilidad y mejorar su rendimiento. Este tipo de mantenimiento a su vez permite cuidar del tiempo de vida útil de los equipos.

El mantenimiento preventivo comprende acciones que van desde la inspección visual hasta la verificación funcional de la totalidad de equipos que conforman al parque fotovoltaico. Se debe tener en cuenta, durante los primeros años, los términos de las garantías de fábrica, las cuales se deben estudiar con anticipación a fin de coordinar y limitar las acciones de mantenimiento.

El manual de mantenimiento preventivo debe ejecutarse conjuntamente con el apoyo de otras herramientas que permitan cuidar de los equipos y de la vida del personal de operación y mantenimiento, tales como:

- Estudio básico de salud y riesgos laborales.
- Medidas preventivas de seguridad personal.
- Equipo de seguridad personal.
- Manuales de los equipos y recomendaciones del fabricante.

Las labores de mantenimiento deben afectar en lo mínimo la producción del parque fotovoltaico por lo cual se deben minimizar paros innecesarios de generación mientras duren las labores de mantenimiento. Puede considerarse la opción de ejecutar las labores de mantenimiento durante la noche.

Cada acción de mantenimiento debe ejecutarse por personal profesional capacitado y adecuado para cada labor de mantenimiento, cada acción de mantenimiento puede requerir de profesionales especializados en distintas áreas de acción.

El mantenimiento preventivo y correctivo de un parque fotovoltaico tiene su campo de acción sobre todos los equipos que lo conforman, como lo muestra la figura 3. 36, en este punto se puede aclarar que si bien la línea transmisión de energía es construida por el propietario del parque fotovoltaico, luego pasa a ser administrada por la distribuidora de energía que ha puesto a disposición el punto de conexión para la entrega de la energía.

En general se realizará el mantenimiento sobre las siguientes instalaciones:

- Instalaciones Civiles
- Instalaciones Eléctricas
- Instalaciones de Comunicaciones
- Instalaciones de Monitoreo y Medición

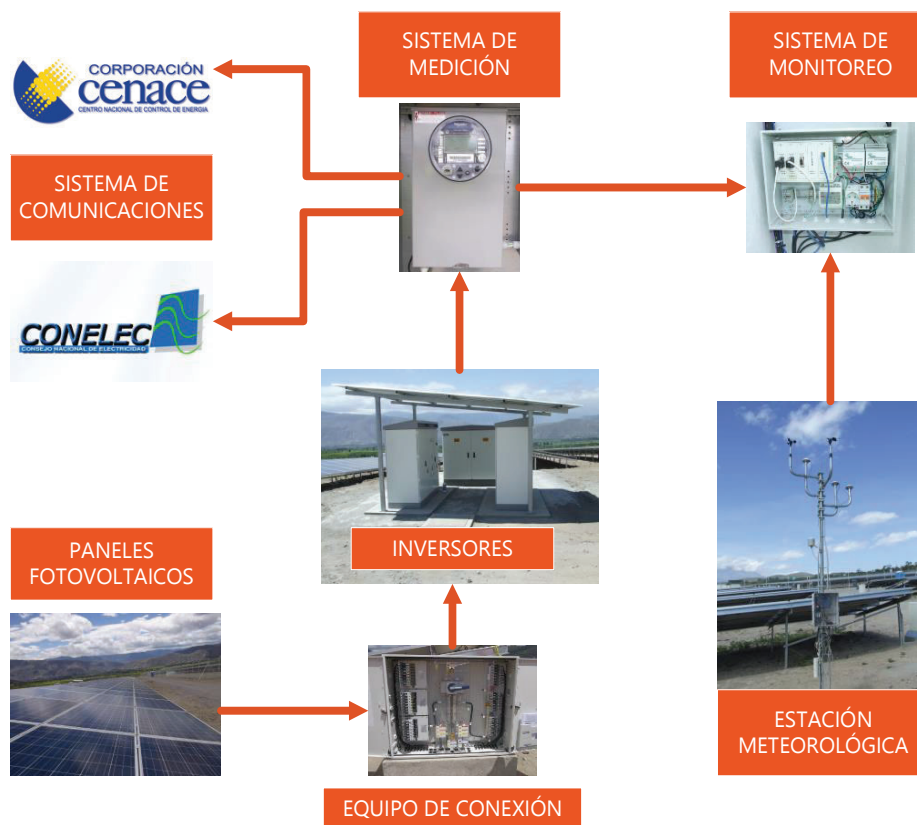


Figura 3. 36 Equipos de un parque fotovoltaico. Elaboración propia.

A continuación se enlistan los principales equipos sobre los cuales se recomienda ejecutar las labores de operación y mantenimiento.

- Terreno.
- Paneles fotovoltaicos.
- Equipos o cajas de conexión de paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Transformadores.
- Equipo de conexión en medio voltaje.
- Sistema de comunicaciones.
- Sistema de medición.
- Sistema de monitoreo.
- Sistema de puesta a tierra.
- Sistema meteorológico de medición.
- Estructuras de soporte.
- Cableado general.
- Servicios generales.

3.3.1.1 Mantenimiento Preventivo en el Terreno

Los parques fotovoltaicos ocupan grandes áreas de terreno para su instalación debido a que combinan decenas o centenas de miles de paneles para conseguir generar la potencia de diseño. El espacio de terreno aumenta tomando en cuenta que los paneles deben estar lo suficientemente separados para no generar sombras durante su operación normal. La instalación de los paneles se la realiza a cierta altura del piso por lo cual la mayoría del terreno se encuentra desocupado.

Los principales factores que influyen negativamente en el terreno son:

- La maleza
- La lluvia

La maleza influye indirectamente sobre los paneles, ya que cuando crece entre ellos y alcanza una altura que sobrepasa la instalación de los mismos se produce un sombreado parcial, como lo muestra la figura 3. 37, lo cual lleva a una

disminución de la producción y a su vez a la continua operación de los diodos de protección debido a que la sombra generada es puntual y permanente.



Figura 3. 37 Vegetación o maleza en un parque fotovoltaico.

Cuando la maleza crece por detrás del panel y alcanza a tocarlo, como lo muestra la figura 3. 38, se deteriora el material que cubre la parte trasera del panel, ya sea debido a acumulación de humedad o debido a las características físicas de la maleza, espinas por ejemplo. Si bien esta maleza no afecta directamente a la producción de energía del panel a largo plazo puede reducirse el tiempo de vida útil de los componentes del panel.



Figura 3. 38 Maleza en la parte posterior de los paneles.

La lluvia puede crear grietas o surcos en el terreno, como se observa en la figura 3. 39, aumentando la erosión del suelo y haciendo inaccesibles aquellos caminos

entre paneles, los cuales son indispensables para realizar otras labores de mantenimiento. La lluvia puede afectar a los cimientos de las estructuras de soporte, lo cual reduce su capacidad para soportar el peso de los paneles.



Figura 3. 39 Grietas en el terreno de un parque fotovoltaico.

Conociendo estos factores se recomienda realizar las siguientes labores de mantenimiento sobre el terreno:

- Desbroce del terreno
- Readecuamiento del terreno

3.3.1.1.1 Desbroce del Terreno

El desbroce del terreno consiste en retirar la maleza de todo el parque fotovoltaico incluyendo aquella que crece entre los paneles y debajo ellos.

La frecuencia con que se realiza esta labor depende de la frecuencia con la que crece la maleza en la zona. Para ello se debe determinar el tiempo que tarda en crecer la maleza y logra sobrepasar la altura de instalación de los paneles.

Frecuencia recomendada: Intervalos de hasta máximo seis meses.

Se recomienda no eliminar la maleza por completo sino dejarla crecer hasta 20cm por sobre el suelo, para así evitar la erosión y el agrietamiento del terreno.

La metodología con la que se puede realizar esta labor puede ser:

- Manual

- Mecanizada
- Química

La metodología manual aplica para el desbroce que se realiza por debajo de los paneles, la maleza se retira con las manos o con la ayuda de un machete o alguna herramienta similar a fin de cuidar de los conductores que conectan los paneles. La metodología mecanizada aplica para el desbroce que se realiza en los espacios entre paneles, para ello se utiliza algún equipo motorizado, como lo muestra la figura 3. 40. Finalmente la metodología química se utiliza para el desbroce por debajo y entre los paneles y se basa en la aplicación de agentes químicos matamalezas, herbicidas u otros. La combinación de metodologías da un resultado óptimo técnico y económico.

Una solución poco técnica y de bajo costo suele ser el desbroce de la vegetación con la ayuda de animales, por ejemplo una oveja, si se utiliza esta opción se debe capacitar al personal responsable de dichos animales.

El personal extra, empleado en esta labor, debe ser capacitado por el técnico de operación y mantenimiento con el fin de que dicho personal no provoque daños en los paneles y en sus estructuras de soporte. Ésta actividad resulta mucho más económica si se realiza con personas que vivan cerca de la central fotovoltaica.



Figura 3. 40 Desbroce del terreno.

Luego de llevar a cabo el desbroce del terreno se debe recopilar la maleza según el plan de manejo de desechos, mismo que se establece en el plan de manejo ambiental del proyecto. Se debe cumplir, en todo momento, las obligaciones del sector ambiental, a fin de conservar la concesión de uso del recurso solar.

3.3.1.1.2 *Readecuamiento del Terreno*

El readecuamiento del terreno es una actividad de mantenimiento que tiene como objetivo corregir las grietas producidas por la lluvia, una primera solución sugiere volver a llenar las grietas con tierra, lo cual no resuelve el problema ya que ante una nueva caída de lluvia lo origina nuevamente, una solución definitiva viene acompañada de la construcción de un sistema de canales de recolección de agua lluvia, agua que puede utilizarse posteriormente para otros fines. El no readecuar el terreno provoca la pérdida de acceso a los paneles y demás equipos, dificultando o encareciendo otras labores de mantenimiento.

Se recomienda realizar este trabajo con personal que viva cerca de la central fotovoltaica ya que resulta mucho más económico.

3.3.1.2 **Mantenimiento Preventivo en Paneles Fotovoltaicos**

Los paneles fotovoltaicos al estar instalados a la intemperie son principalmente afectados por los efectos medioambientales de la zona, tales como:

- Nubosidades.
- Polvo.
- Lluvia.
- Contaminación ambiental de la zona.

Las nubosidades provocan el sombreado parcial o total de uno o más paneles fotovoltaicos, bajo estas condiciones el panel o el arreglo de paneles opera por secciones, dando lugar a la circulación corrientes inversas, si las protecciones no actúan o no existen se originan puntos calientes que, en el peor de los casos, provocan que se dañe un conjunto de células fotovoltaicas o un conjunto de paneles dependiendo del caso.

El polvo levantado por el viento de la zona puede crear una capa fina sobre los paneles fotovoltaicos, lo cual reduce su eficiencia debido a que no se aprovecha toda la radiación proveniente del sol. En la figura 3. 41 se puede observar paneles fotovoltaicos con una capa fina de polvo y suciedad adicional.



Figura 3. 41 Suciedad sobre los paneles.

La lluvia no afecta en gran forma a los paneles, sin embargo en el caso de que se combine con la contaminación ambiental del sitio puede generarse una solución corrosiva que a largo plazo afecte al marco metálico o a las estructuras de soporte de los paneles.

La contaminación ambiental de la zona es un factor que se debe analizar en cada parque fotovoltaico, el cual debe reflejar la realidad de cada central fotovoltaica ya que dependiendo de los resultados puede surgir la necesidad de limpiar los paneles con mayor o menor frecuencia.

En base a lo explicado anteriormente, se recomienda realizar las siguientes actividades de mantenimiento preventivo en los paneles fotovoltaicos:

- Mantenimiento general.
- Limpieza de paneles fotovoltaicos
- Termografía de paneles fotovoltaicos

3.3.1.2.1 Mantenimiento General [51]

El mantenimiento general comprende las actividades básicas de mantenimiento:

- Inspección visual.
- Comprobación de conexiones y uniones.
- Limpieza leve de componentes.

Frecuencia recomendada: Semestral

Actividades recomendadas en:

- Parte frontal y posterior del panel fotovoltaico y su marco metálico.
- Caja de conexiones de paneles fotovoltaicos.
- Cableado entre paneles fotovoltaicos.
- Uniones o conexiones entre paneles fotovoltaicos.
- Elementos de sujeción a las estructuras metálicas.

3.3.1.2.2 *Limpieza de Paneles Fotovoltaicos [52]*

La limpieza de los paneles es el proceso mediante el cual se retira la suciedad acumulada sobre los paneles. La frecuencia de la limpieza debe definirse conjuntamente con el análisis de contaminación ambiental de la zona, para según esto programar el número de limpiezas necesarias al año.

Frecuencia recomendada: Semestral

Las operaciones de limpieza de paneles fotovoltaicos se pueden realizar a cualquier hora del día, sin embargo no se recomienda realizarla en horas de máxima producción, debido a las siguientes consecuencias:

- Choques térmicos sobre el vidrio del panel fotovoltaico.
- Pérdidas leves de producción de energía.

Se define como choque térmico a la variación súbita de temperatura de un material, éste fenómeno es el más perjudicial, ya que puede provocar el apareamiento de grietas sobre el vidrio de un panel fotovoltaico, el cual en el peor de los casos termina rompiéndose.

Para evitar un choque térmico durante la limpieza de paneles fotovoltaicos se debe tener en cuenta que el máximo cambio de temperatura permitido sobre la superficie de vidrio de los paneles fotovoltaicos es de ± 25 °C.

Considerando los cuidados explicados la limpieza de paneles se puede realizar mediante las siguientes metodologías:

- Metodología sin agua.
- Metodología manual con agua.
- Metodología mecanizada con agua.
- Autolimpieza.

3.3.1.2.2.1 Metodología manual sin agua [52]

La limpieza manual sin agua se lleva a cabo cuando la suciedad sobre los paneles es leve de tal forma que se puede retirar con la ayuda de un sistema de aire a presión, el cual es recogido en un compresor de aire.

Equipos:

- Compresor de Aire. Véase la figura 3. 42.

Personal:

- Mínimo un trabajador por cada compresor de aire.



Figura 3. 42 Equipo compresor de aire para limpieza de paneles

3.3.1.2.2.2 Metodología manual con agua

La limpieza manual, como se observa en la figura 3. 43, corresponde a la acción manual de retirar la suciedad con la ayuda de agua, el abastecimiento del agua puede realizarse de distintas maneras, una de ellas es acumulándola en recipientes para luego transportarlos a un lugar cercano a los paneles o la otra es con la ayuda de un sistema pequeño de bombeo de agua. El agua limpia y pura es fundamental en este tipo de limpieza, por lo cual se recomienda tratarla para lograr desmineralizarla; las sales minerales que generalmente lleva el agua pueden afectar de manera directa a los marcos de los paneles fotovoltaicos y a su vez a las estructuras metálicas de soporte. Para tratar el agua se puede utilizar alguna de las siguientes técnicas:

- Ósmosis inversa.
- Sistema de filtrado.
- Procesos químicos.

La combinación del agua con detergente facilita la limpieza de paneles pero afecta a sus marcos, esto puede encarecer el costo del mantenimiento.

Equipos:

- Cepillo para limpieza de paneles diseñado para limpieza de vidrio y fabricado con acabados que no produzcan rayas.
- Pértigas de fibra de carbono y poliéster de longitud adecuada, diseñada para limpieza de vidrio fabricada con acabados que no produzcan rayas.
- Agua tratada con o sin sistema de bombeo.

Personal:

- Se requiere mínimo dos trabajadores.



Figura 3. 43 Limpieza manual de paneles fotovoltaicos. [52]

3.3.1.2.2.3 Metodología mecanizada con agua

La limpieza de paneles fotovoltaicos de forma mecanizada comprende técnicas más avanzadas y costosas de limpieza, se debe analizar su viabilidad antes de implementarlas en grandes parques fotovoltaicos.

Entre las principales técnicas se tiene:

- Sistema con un vehículo tanquero equipado con motobomba y pistolas de agua a presión.
- Sistema con un vehículo equipado con un sistema de vapor de agua a presión. Véase la figura 3. 44.
- Sistema con un vehículo equipado con un sistema de abastecimiento de agua y rodillos. Véase la figura 3. 44.

- Sistema de rodillos que se activan con la presencia de lluvia, éstos se instalan en las estructuras de soporte del arreglo de paneles.
- Sistema conformado por robots programados para limpieza.

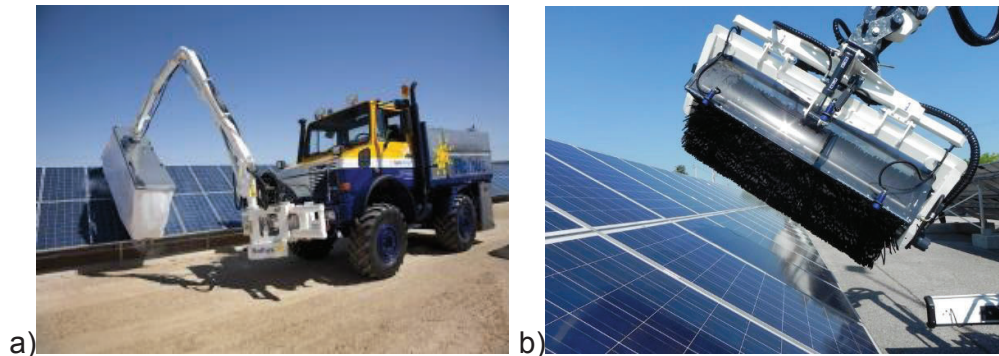


Figura 3. 44 Ejemplo de metodologías mecanizadas de limpieza.

a) Con vapor de agua, b) Con rodillos. [52]

Para determinar el equipo y personal necesario para estos sistemas se deberá hacer un estudio más profundo, de igual forma dependiendo del grado de suciedad de los paneles algunas metodologías pueden o no ser suficientes para realizar el mantenimiento.

Si bien todas las metodologías de limpieza de paneles fotovoltaicos permiten dejarlos en óptimo funcionamiento se debe seleccionar la metodología según un análisis previo de factibilidad y viabilidad ya que una mala elección de la metodología puede encarecer el mantenimiento de forma innecesaria.

Se recomienda que para parques fotovoltaicos en el Ecuador se utilice la metodología manual con agua, debido a su fácil aplicación y bajos costos de inversión. El tema del agua es crítico pero se puede solucionar si se realiza la limpieza de los paneles aprovechando el agua lluvia.

3.3.1.2.2.4 Autolimpieza [51]

Los paneles se instalan con un mínimo ángulo de inclinación para permitir la autolimpieza, algunos fabricantes recomiendan un ángulo de inclinación mínima de 10° por ejemplo.

La autolimpieza se realiza solamente bajo los siguientes factores:

- Lluvia. Véase la figura 3. 45.

- “Efecto del Rocío” o condensación de la humedad del aire en la madrugada. Véase la figura 3. 45.

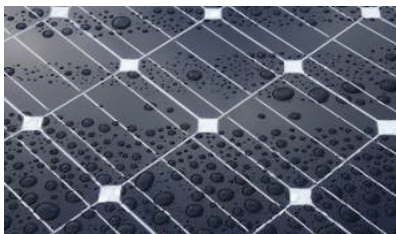


Figura 3. 45 Panel fotovoltaico bajo condiciones de lluvia o rocío.

Dependiendo de estos factores es necesario analizar el medio ambiente bajo el cual están instalados los paneles fotovoltaicos para poder considerar, por ejemplo, el eliminar la limpieza programada, lo cual puede reducir notablemente los costos de operación y mantenimiento.

3.3.1.2.3 Termografía de Paneles Fotovoltaicos

La termografía de paneles se debe realizar según lo indicado en el capítulo de pruebas eléctricas en los equipos y con una frecuencia recomendada anual.

3.3.1.3 Mantenimiento Preventivo en Equipos de Conexión de Arreglos de Paneles

Los equipos de conexión son equipos especiales, generalmente preensamblados, como el ejemplo mostrado en la figura 3. 46, los cuales se instalan según lo indique el fabricante. Estos equipos cuentan con garantía de fábrica por lo cual se debe conocer y respetar todas las condiciones que anulan la misma.

La garantía limita el alcance en las labores de mantenimiento preventivo durante los primeros años de funcionamiento del equipo ya que es mucho más conveniente disponer de una garantía que sacrificarla por una labor de mantenimiento preventivo.

La frecuencia con que se realiza las labores de mantenimiento preventivo suele venir recomendada por el fabricante, sin embargo queda al criterio del encargado de mantenimiento modificar la frecuencia de las labores dependiendo el lugar de instalación de los equipos y las condiciones medioambientales.

Frecuencia recomendada: Cada año.

Las acciones de mantenimiento deben realizarse con personal calificado.

El equipo de conexión trabaja con componentes energizados con voltajes peligrosos de operación, razón por la cual las operaciones de mantenimiento deben realizarse siempre que el equipo se haya desconectado adecuadamente.

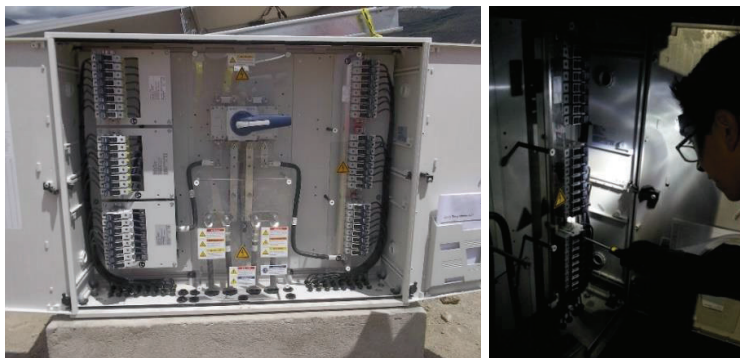


Figura 3. 46 Cajas de conexión de strings.

Para conectar o desconectar el equipo de conexión se debe actuar según un procedimiento adecuado cumpliendo como mínimo con los siguientes pasos:

- Desconectar el equipo.
- Asegurar los equipos contra una reconexión involuntaria.
- Verificar que no exista tensión eléctrica en los equipos.
- Aislar aquellas partes o piezas que mantengan tensión eléctrica a pesar de la desconexión del equipo de conexión.
- Esperar un tiempo adecuado antes de realizar las acciones de mantenimiento, para evitar quemaduras provocadas por el contacto con las partes que trabajan a altas temperaturas.

Todas estas labores se deben realizar con el uso del equipo de protección personal, ya que a pesar de que se corta el flujo de corriente, existe voltaje de circuito abierto entre los terminales positivo y negativo de cada arreglo de paneles.

3.3.1.3.1 Termografía en el Equipo de Conexión de Strings

La termografía de un equipo de conexión de strings es una prueba que consiste en la inspección del equipo con la ayuda de una cámara termográfica, la cual puede ser de las mismas o de menores características que la que se recomienda para la termografía en los paneles.

La metodología es sencilla ya que solamente es una inspección, con la cámara termográfica, de todos los componentes internos y externos del equipo con el objetivo de encontrar puntos calientes, tal como lo muestra la figura 3.47.

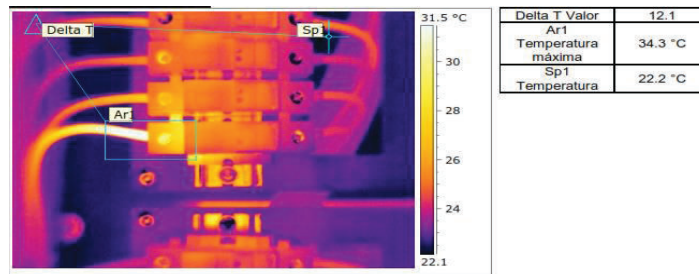


Figura 3. 47 Termografía en equipos eléctricos.

3.3.1.3.2 *Mantenimiento Preventivo General*

El mantenimiento preventivo general comprende todas las acciones básicas de mantenimiento, tales como:

- La termografía.
- La inspección visual.
- La limpieza de componentes.
- La lubricación de piezas móviles.
- La comprobación funcional de los equipos y sus parámetros de operación.
- El control y corrección del par de apriete de las uniones, entre otras.

A continuación se enlistan los principales componentes de un equipo de conexión sobre los cuales se recomienda realizar labores básicas de mantenimiento preventivo.

Mantenimiento con el equipo energizado:

- Termografía en el equipo de conexión.
- Mantenimiento del lugar de montaje o emplazamiento.
- Mantenimiento externo de la estructura armario.
- Comprobación de registros e indicadores de alarma.

Mantenimiento con el equipo desenergizado:

- Mantenimiento interno de la estructura armario.
- Mantenimiento de las cubiertas y etiquetado de seguridad.

- Mantenimiento en los fusibles y equipos portafusibles.
- Mantenimiento de los equipos de unión y tornillería.
- Mantenimiento en las conexiones del cableado eléctrico.
- Mantenimiento del descargador de sobrevoltaje.
- Mantenimiento de la conexión de puesta a tierra.
- Mantenimiento en los equipos de comunicación con el inversor.

Mantenimiento con el equipo energizado nuevamente:

- Comprobación del voltaje de operación de los componentes.
- Comprobación de registros e indicadores de alarma.

Todas las acciones mencionadas se deben ejecutar bajo un debido procedimiento que permita desarrollar los trabajos de mantenimiento de forma segura cuando el equipo se encuentre energizado o desenergizado.

3.3.1.4 Mantenimiento Preventivo en el Inversor

El inversor es un equipo especial, prefabricado y conformado de varios subsistemas que permiten asegurar la operación eficiente y continua del equipo.

El mantenimiento en el inversor se debe realizar bajo las recomendaciones del fabricante dado su grado de importancia a nivel de equipos que conforman un parque fotovoltaico. Actualmente la garantía ofertada por fabricantes de inversores va de los 5 años hasta los 10 años, tiempo que tiene estrecha relación la confiabilidad del inversor.

Dependiendo de los términos de la garantía el fabricante puede cubrir repuestos, asistencia técnica y la reposición total del equipo de ser necesario, por lo cual se debe cuidar que las labores de mantenimiento preventivo no afecten a dicha garantía mientras permanezca vigente. Toda acción de mantenimiento en el inversor debe realizarse de forma coordinada con el fabricante, el cual debe autorizar las actividades a fin de evitar problemas en el manejo del equipo.

La frecuencia con que se deben realizar las labores de mantenimiento en el inversor vienen recomendadas por el fabricante, sin embargo dicha frecuencia se puede cambiar dependiendo de los factores meteorológicos y no meteorológicos del lugar de instalación de los equipos.

Frecuencia recomendada: Cada año.

En el inversor las labores de mantenimiento deben ser ejecutadas siempre y cuando se lo haya desconectado adecuadamente y todas sus partes se encuentren sin voltaje. Las labores de mantenimiento terminan tras la reconexión del equipo y su verificación funcional.

Las labores de mantenimiento se deben realizar con personal calificado y bajo condiciones meteorológicas óptimas, sin que se afecte a los componentes internos y externos del inversor. Las actividades se pueden ejecutar en el día o en la noche, como se observa en la figura 3. 48.



Figura 3. 48 Ejemplo de inversores instalados en el Ecuador.

Se recomienda realizar mantenimiento de tipo correctivo en los componentes electrónicos internos del inversor, mostrados en la figura 3. 49, debido a que son componentes o placas prefabricadas, en las cuales resulta más conveniente cambiarlas por completo que pieza por pieza. Las acciones de mantenimiento preventivo deben limitarse a la limpieza superficial de los componentes y subsistemas, para ello se recomienda utilizar herramientas antiestáticas.

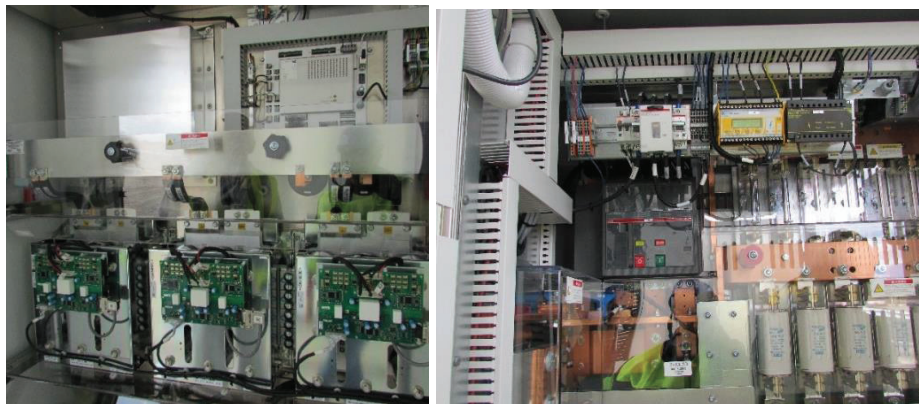


Figura 3. 49 Ejemplo de quipos internos de un Inversor.

3.3.1.4.1 *Termografía en el Inversor*

La termografía en el inversor es una prueba de mantenimiento predictivo que consiste en la inspección de todos los componentes y subsistemas internos y externos del inversor. Ésta prueba se realiza con la ayuda de una cámara termográfica con el objetivo de determinar zonas o puntos calientes en los componentes o subsistemas. La metodología utilizada es sencilla y basta con inspeccionar detenidamente cada componente del inversor, se recomienda retirar cubiertas o todo tipo de elemento que interfiera entre la cámara termográfica y el equipo o componente inspeccionado.

La termografía en el inversor debe realizarse con el equipo encendido, por lo cual se recomienda realizarla al inicio de las actividades de mantenimiento.

La figura 3. 50 muestra un ejemplo de termografía realizada en un inversor.



Figura 3. 50 Termografía en equipos eléctricos.

3.3.1.4.2 *Mantenimiento General*

A continuación se enlista un conjunto de las labores de mantenimiento recomendadas en el inversor, se debe respetar el orden en que se ejecutan dichas labores ya que puede ser necesario energizar o desenergizar el inversor.

Mantenimiento con el inversor energizado:

- Termografía en el inversor.
- Lectura de datos y registro de errores.
- Comprobación del interruptor de potencia de DC.
- Comprobación del interruptor de potencia de AC.

Mantenimiento con el inversor desenergizado:

- Limpieza del sistema de ventilación.

- Comprobación de la estructura armario del inversor.
- Comprobación de las protecciones fusibles y seccionadores.
- Comprobación de las uniones roscadas en las conexiones eléctricas.
- Comprobación del descargador de sobrevoltajes
- Limpieza del sistema de calefacción en caso de existir.
- Comprobación del sistema de etiquetado de seguridad.

Mantenimiento con el inversor nuevamente energizado:

- Comprobación del sistema de ventilación.
- Comprobación del sistema de calefacción.
- Comprobación del correcto funcionamiento del inversor.

Todas las labores antes mencionadas son un ejemplo de las mínimas acciones de mantenimiento que se deben realizar sobre un inversor, dependiendo del tipo de inversor pueden existir labores adicionales, distintas para cada parque fotovoltaico.

Todas las labores de mantenimiento planteadas son un conjunto de acciones que van desde la inspección visual hasta el cambio de partes o piezas dependiendo del caso y todas deben ser ejecutadas bajo un adecuado procedimiento, el cual debe indicar de forma detallada los pasos a seguir en cada acción de mantenimiento preventivo o correctivo.

3.3.1.5 Mantenimiento Preventivo en Transformadores

El transformador de potencia es un equipo que se debe manejar con cuidado dada su operación en medio voltaje, las labores de mantenimiento se deben realizar en base a recomendaciones e indicaciones del fabricante. La figura 3. 51 muestra un ejemplo de transformador de potencia de una central fotovoltaica.



Figura 3. 51 Ejemplo de transformador de medio voltaje de una central fotovoltaica.

Las actividades de mantenimiento se deben realizar con personal calificado, el cual conozca los riesgos presentes al trabajar con equipos en medio voltaje.

Las herramientas y equipo de protección personal deben cuidar del mismo en distintos niveles de voltaje de trabajo. Se recomienda utilizar guantes y botas dieléctricas como mínimo. Adicionalmente se recomienda disponer de accesorios de seguridad, por ejemplo sillas o bancos aislantes, láminas o planchas aislantes, pértigas dieléctricas de salvamento, entre otros. No se debe realizar el mantenimiento del equipo bajo condiciones meteorológicas adversas.

Se recomienda realizar las labores de mantenimiento al menos en los principales componentes del transformador, mismos que se enlistan a continuación:

- Estructura armario del transformador y su sistema de ventilación.
- Sistema de canalización de conductores.
- Transformador de medio voltaje.
- Transformador de autoservicios o servicios auxiliares.
- Equipos de protección.
- Equipo de monitoreo de los parámetros internos del transformador.

Dependiendo del diseño e instalación de cada central fotovoltaica, existirán equipos adicionales que requieran de mantenimiento, en este caso el primer paso será estudiar a fondo los manuales y garantías ofrecidas por el fabricante.

Las labores de mantenimiento se deben ejecutar obligatoriamente con el transformador apagado, sin embargo antes de apagarlo se recomienda realizar una inspección termográfica que permita determinar zonas o puntos calientes sobre las cuales enfocar el mantenimiento.

La frecuencia con que se deben realizar las labores de mantenimiento en el transformador vienen recomendadas por el fabricante, dicha frecuencia se puede alterar dependiendo de los siguientes factores:

- Contaminación ambiental.
- Condiciones meteorológicas de operación.

En la tabla 3. 19 se resumen las principales labores de mantenimiento recomendadas en el transformador y la frecuencia con que se deben realizar.

Frecuencia	Equipo	Mantenimiento
Cada año.	Transformador de medio voltaje	<ul style="list-style-type: none"> - Comprobar el nivel de aceite. - Comprobar la temperatura del aceite. - Comprobar la hermeticidad del aceite del transformador. - Comprobar fugas, óxido y daños. - Comprobar si los elementos internos del transformador poseen suciedad. - Comprobar el apriete de los elementos de tornillería. - Comprobar si existen zonas calientes en las conexiones eléctricas. - Comprobar el sistema de ventilación de la estructura armario del transformador. - Comprobar el nivel de ruido del transformador. - Revisar los dispositivos de medición y protección al igual que sus accesorios. - Comprobar el funcionamiento de los equipos de monitoreo de los parámetros internos de transformador.
Cada año.	Estructura armario del transformador.	<ul style="list-style-type: none"> - Comprobar el estado de ductos, cubiertas, pintura, cables, etc. - Limpieza de entradas de aire. - Comprobar el funcionamiento de puertas y sistemas de cierre. - Comprobar el estado de instalaciones civiles. - Comprobar la presencia de agua en cables soterrados. - Comprobar la estructura externa, suciedad, desperfectos, óxido, etc.

Cada 2 años	Estructura armario del transformador.	- Comprobar la existencia de corrosión en la parte exterior de la estructura.
	Seccionador de corte de alto poder de ruptura.	- Comprobar deterioro o decoloración de los fusibles.
	Interruptor de potencia de AC.	- Comprobar el funcionamiento del interruptor o disyuntor de potencia.
	Transformador de autoservicios.	- Comprobar suciedad, polvo, corrosión y adecuada sujeción de las uniones.
	Sistema de ventilación.	- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores.
Cada 6 años	Transformador de medio voltaje	- Tomar muestras de aceite, realizar las pruebas al aceite y tratarlo en caso de ser necesario.

Tabla 3. 19 Mantenimiento recomendado en el transformador de medio voltaje.

Todas las labores de mantenimiento preventivo antes mencionadas implican acciones de conexión y desconexión de equipos, las cuales se deben realizar bajo un debido procedimiento al igual que las labores de limpieza, comprobación, ajuste de uniones, entre otras.

3.3.1.6 Mantenimiento Preventivo en el Equipo de Conexión en Medio Voltaje [53]

Los equipos de conexión en medio voltaje comúnmente llamados celdas de medio voltaje se pueden observar en la figura 3. 52 y son equipos especiales preensamblados encargados de realizar las operaciones de corte y seccionamiento con o sin carga a nivel de medio voltaje.



Figura 3. 52 Ejemplo de equipos de conexión en medio voltaje.

Suelen ser equipos de conexión metal-clad o metal-enclosed y dependiendo del tipo requerirán de un adecuado mantenimiento programado con recomendaciones del fabricante.

Los equipos metal-clad poseen compartimentos de medio voltaje con láminas de metal aterrizadas a tierra, razón por la cual se tiene espacios libres con acceso a la parte interna del equipo, los compartimentos tienen equipos de medio voltaje que trabajan con medios aislantes encapsulados como aire, vacío, SF6, a fin de romper el arco eléctrico.

Los equipos de conexión en medio voltaje metal-enclosed se construyen de tal forma que sus equipos se encuentran en una estructura soldada herméticamente con un sistema de sellado a presión de tal forma que todos sus componentes se encuentran encapsulados en un medio aislante el cual es libre de mantenimiento.

Las partes aisladas en SF6 no requieren de mantenimiento durante su tiempo de vida útil ya que aseguran su adecuado funcionamiento durante treinta o cuarenta años desde su puesta en funcionamiento.

Las celdas de medio voltaje son equipos accionados de forma automática por los relés de protección cuando detectan una falla. Dichos relés de protección suelen ensamblarse en un compartimento cercano al equipo de conexión en medio voltaje y su mantenimiento de igual forma es mínimo.

A continuación la tabla 3. 20 detalla las labores de mantenimiento recomendadas en una celda de medio voltaje y la frecuencia con que se deben realizar.

Se recomienda tener en cuenta que, dependiendo del caso, las actividades de mantenimiento se deben realizar con el equipo energizado y otras solamente luego de la desconexión del mismo.

Frecuencia	Mantenimiento
Cada año.	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual general del estado de los equipos e instalaciones. - Limpiar la celda de medio voltaje y la estructura armario que la contiene. - Comprobar la presencia y el estado de los accesorios. - Comprobar el nivel de SF6.

	<ul style="list-style-type: none"> - Conmutar el equipo de conexión al menos una vez al año para evitar que se deposite residuos de aceite carbonizado en sus contactos. - Comprobar el etiquetado de seguridad. - Comprobar las conexiones con los relés de protección.
Cada 6 años	<ul style="list-style-type: none"> - Comprobar par de apriete de las uniones. - Comprobar el estado de fusibles, interruptores y accesorios.

Tabla 3. 20 Mantenimiento recomendado en el equipo de conexión en medio voltaje.

[53] [23]

3.3.1.7 Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Medición de Energía.

Una parte vital, durante la operación normal de un parque fotovoltaico, es el sistema continuo de medición horario de energía generada ya que del correcto funcionamiento de estos equipos dependen las transacciones comerciales con el mercado eléctrico mayorista.

Las labores de mantenimiento preventivo, en el sistema de medición de energía, se las realiza con frecuencia anual y recomendablemente en horas de la mañana o en la tarde para no afectar al registro de energía generada.

Las acciones de mantenimiento preventivo recomendadas son:

- Revisión general de partes, cubiertas, accesorios, y conexiones eléctricas.
- Limpieza de polvo, suciedad, corrosión en piezas y conexiones.
- Reajuste de uniones y tornillería.
- Revisar las conexiones del contador de energía, de ser posible.
- Revisar eventos, alarmas y estado de las partes internas como batería y tarjetas según los indicadores mostrados en la pantalla del contador.
- Revisar la correcta puesta a tierra del equipo.
- Comprobación de los voltajes de operación de los componentes del sistema de medición de energía.

[54]

Adicionalmente a las labores antes mencionadas es necesario añadir aquellas solicitadas por el CENACE para tal efecto, considerando como base las actividades indicadas en la tabla 3. 21.

VERIFICACIÓN	PERÍODO
Equipos de medición (incluida la calibración de medidores/registradores principal y respaldo) bajo condiciones operativas en sitio, y de carga variable en todo el rango de operación.	Cada dos años.
Equipo primario	Cada dos años.

Tabla 3. 21 Verificación del sistema de medición de energía según requerimientos del CENACE. [24]

Todas las actividades de mantenimiento se deben realizar bajo un debido procedimiento que permita tener claros los requerimientos del personal empleado, su equipo de protección personal, las herramientas a utilizar y las acciones paso a paso que permitan reducir riesgos en el personal o en el equipo.

3.3.1.8 Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Comunicaciones

El sistema de comunicaciones es un servicio adicional que es contratado por el propietario de la central fotovoltaica. Se forma de un conjunto de equipos que permiten su comunicación con la red de internet, facilitando su comunicación remota con los equipos y sistemas de monitoreo y vigilancia.

El sistema de comunicaciones está formado por equipos que, durante su tiempo de vida, no requieren de mantenimiento, sin embargo efectos ambientales como la acumulación de polvo y la presencia de humedad afectan a los equipos, lo cual se pueden corregir con las labores básicas de mantenimiento.

Las labores básicas de mantenimiento recomendadas son:

- Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
- Verificación de indicadores de funcionamiento y eventualidades.
- Limpieza externa e interna de la estructura armario o rack.
- Limpieza externa de equipos.
- Comprobación e inspección del estado de las conexiones.
- Comprobación e inspección del cableado y su canalización.
- Comprobación de los voltajes de operación de los componentes del sistema de comunicaciones.

Frecuencia recomendada: Anual.

Las labores de mantenimiento se deben ejecutar con personal capacitado y con herramientas adecuadas a fin de no afectar a los equipos intervenidos.

3.3.1.9 Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Monitoreo [37] [55]

El sistema de monitoreo recoge, de forma centralizada, las mediciones de los parámetros meteorológicos y eléctricos de operación de los equipos que conforman un parque fotovoltaico. El objetivo es monitorear, en tiempo real, el estado de los equipos y sus condiciones reales de operación.

Para esto el sistema de monitoreo recoge los datos registrados por distintos equipos, por ejemplo los contadores de energía, inversores, equipos de conexión de paneles fotovoltaicos, sensores de la estación meteorológica, entre otros, con el objetivo de mantener informado al encargado de operación y mantenimiento de las eventualidades que afectan a la operación normal del parque fotovoltaico.

Por lo general los sistemas de monitoreo usan comunicaciones vía internet ayudándose del sistema de comunicaciones que dispone el parque fotovoltaico, las partes que lo conforman son las tarjetas de adquisición de datos, las tarjetas de comunicaciones, el cableado y la fuente de alimentación de energía, como lo muestra la figura 3. 53.



Figura 3. 53 Sistema de Monitoreo.

Las labores de mantenimiento recomendadas son las siguientes:

- Verificación de indicadores de funcionamiento y de alarma.
- Revisión de conexiones y uniones.
- Limpieza externa e interna de la caja o cubierta que contiene las equipos del sistema de monitoreo.

- Limpieza externa de las tarjetas de comunicación y sus accesorios.
- Comprobación de los voltajes de operación de los componentes del sistema de monitoreo.
- Comprobar el estado de la fuente de energía del sistema.
- Comprobar el estado del sistema autónomo de suministro de energía (baterías) en caso de existir. [55]

Frecuencia recomendada: Anual.

El personal y las herramientas usadas en las labores de mantenimiento se realizarán bajo un debido procedimiento que evite interrumpir innecesariamente las comunicaciones o la operación normal de los equipos asociados.

3.3.1.10 Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Puesta a Tierra [56]

El sistema de puesta a tierra ofrece un camino seguro a las corrientes de falla, lo cual permite proteger al personal y a los equipos asociados durante una falla.

Con el paso del tiempo el sistema de puesta tierra se deteriora debido a varios factores y dando como resultado la elevación del valor de resistencia de puesta a tierra, este valor no debe ser superior al indicado en la sección de pruebas del presente manual.

Para cuidar del sistema de puesta a tierra se recomienda realizar las labores de mantenimiento preventivo que se observan en la figura 3. 54, mismas que se enlistan a continuación:

- Medición y verificación de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Comprobación de la conexión de los equipos con el sistema de puesta a tierra.
- Mejora de la resistencia de puesta a tierra.



Figura 3. 54 a) Medición de puesta a tierra b) Verificación de conexiones c) Mejora del sistema de puesta a tierra.

Se recomienda realizar la medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra según lo indicado en la sección de pruebas del presente manual. Adicionalmente se recomienda que la prueba se realice cuando la tierra se encuentre relativamente seca, al medio día por ejemplo, ya que en estas condiciones baja la resistividad del suelo.

Con el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra se debe verificar que no se supere el límite de resistencia de puesta a tierra y si se llegase a superar dicho límite es necesario realizar un proceso de mejora de resistencia de puesta a tierra, el cual puede realizarse mediante algún tratamiento químico para el suelo.

Se recomienda realizar las labores de mantenimiento preventivo en el sistema de puesta a tierra cumpliendo con los intervalos establecidos en la tabla 3. 22.

Voltaje De La Instalación	Inspección Visual [Años]	Inspección Visual Y Mediciones [Años]
Bajo Voltaje	1	5
Medio Voltaje	3	6
Alto Voltaje	2	4
Sistemas críticos	1	1

Tabla 3. 22 Frecuencia de inspección del sistema de puesta a tierra. [47]

3.3.1.11 Mantenimiento Preventivo en el Sistema de Medición Meteorológico.

El sistema de medición meteorológico es el conjunto de equipos encargados de medir los parámetros meteorológicos de operación del parque fotovoltaico.

El sistema de medición meteorológico está formado por los siguientes equipos básicos:

- Sensor de irradiación solar.
- Sensor de temperatura del panel.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Sensor de humedad relativa del ambiente
- Equipo de medición de la velocidad y dirección del viento. [55]

En los equipos mencionados se recomienda realizar las labores de mantenimiento enlistadas a continuación:

- Verificación de alarmas e indicadores LED.
- Inspección visual y limpieza de los sensores y accesorios.
- Comprobación de las conexiones, cableado y conectores.
- Comprobación de los voltajes de operación de los componentes internos: tarjetas de comunicación, sensores, cajas de amplificación de señal y demás componentes del sistema de medición meteorológico.
- Comprobación de la estructura que soporta los sensores y sus accesorios.

[55]

Debido a la importancia de la información suministrada por los sensores, ya sea para comprobar índices de rendimiento o verificar la funcionalidad de equipos, se recomienda realizar las labores de mantenimiento con intervalos cortos de mantenimiento.

Frecuencia recomendada: Cada seis meses.

Las labores de mantenimiento se deben realizar con el personal capacitado y las herramientas adecuadas, con el objetivo de cuidar de los equipos y evitar su descalibración, por ejemplo.

3.3.1.12 Mantenimiento Preventivo en las Estructuras de Soporte [7]

Las estructuras de soporte son las bases sobre la cuales se instalan los equipos, se fabrican de aleaciones de metal con el objetivo de conseguir piezas o componentes con características suficientes para trabajar bajo esfuerzos mecánicos elevados y bajo condiciones meteorológicas adversas.

Para cuidar de las estructuras de soporte se recomienda realizar las siguientes labores de mantenimiento:

- Inspección visual de partes fijas y uniones.
- Reapriete y fijación de piezas y tuercas flojas.
- Limpieza y tratamiento de zonas afectadas por corrosión.

Frecuencia recomendada: Cada seis meses.

Se recomienda utilizar herramientas, aditamentos, accesorios y personal capacitado adecuado para este tipo de labores, los cuales se deben detallar en el debido procedimiento.

3.3.1.13 Mantenimiento Preventivo en el Cableado General.

Todos los equipos que conforman el parque fotovoltaico deben conectarse entre sí, para ello se utilizan cables conductores de electricidad de características apropiadas, suficiente capacidad de corriente, adecuado aislamiento, capacidad de instalación subterránea o aérea, entre otras.

Luego de su instalación, los conductores están sujetos al continuo deterioro de las características físicas y eléctricas que posee, debido básicamente a:

- Esfuerzos mecánicos: Conductores trabajando bajo tensión mecánica debida a vibraciones, temblores, empalmes ajustados excesivamente, instalación defectuosa, entre otros.
- Esfuerzos eléctricos: Sobrecorrientes, sobrevoltajes, microdescargas, trabajo a elevadas temperaturas, entre otros.
- Efectos ambientales: Ingreso de humedad o agua, corrosión en el conductor o en empalmes, excavaciones, grietas realizadas por roedores, entre otros. [25]

Dados los anteriores motivos se debe realizar las labores de mantenimiento preventivas que aseguren la adecuada conexión eléctrica entre todos los equipos que conforman el parque fotovoltaico.

Las labores de mantenimiento recomendadas se enlistan a continuación:

- Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
- Termografía de cables, empalmes, conexiones o derivaciones.
- Comprobación y reapriete de las conexiones.
- Comprobación de la continuidad de los cables.
- Comprobación del aislamiento de los cables (Megado de cables). [44]

Frecuencia recomendada: Cada 3 años como máximo.

Se debe limitar o ampliar las labores de mantenimiento dependiendo del tipo de cable, características constructivas, condiciones de operación, entre otras.

Se recomienda realizar las actividades de mantenimiento con los instrumentos que se indican en la sección de pruebas en los equipos. Los instrumentos, herramientas, personal requerido y acciones paso a paso se deben detallar en el debido procedimiento.

3.3.1.14 Mantenimiento Preventivo de los Servicios Generales.

Los servicios generales son todas aquellas instalaciones adicionales o de apoyo, las cuales posibilitan, de forma indirecta, el normal funcionamiento del parque fotovoltaico.

La mayoría de instalaciones civiles forman parte de los servicios generales, entre ellas tenemos:

- Vallado del parque fotovoltaico.
- Bodegas.
- Casa de guardianía y sus instalaciones interiores.
- Obras civiles: alcantarillado, pozos, cimentaciones, entre otras.

Las labores de mantenimiento recomendadas en los servicios generales son:

- Inspección visual del estado de los servicios generales.
- Limpieza externa e interna de las instalaciones civiles.
- Readecuamiento de las instalaciones de servicios generales.

Frecuencia recomendada: Anual.

En este tipo de mantenimiento se utilizan herramientas menores y no se requiere de personal especializado.

3.3.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Para llevar a cabo el mantenimiento correctivo en una central fotovoltaica, es necesario identificar y verificar que el equipo efectivamente ha fallado y requiere ser reemplazado.

No se puede establecer un período para este tipo de mantenimiento dado que las actividades no son programadas.

El personal debe ser especializado y calificado para trabajar con los equipos de la central fotovoltaica. Antes de iniciar alguna labor de mantenimiento correctivo se debe verificar que se dispone de los elementos de repuesto.

Dependiendo del caso se deberá analizar la necesidad de apagar toda la central fotovoltaica o aislar solamente el equipo dañado, cumpliendo con criterios de seguridad para el personal de operación y mantenimiento y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas debido al paro de la producción.

3.4 PLAN DE MANTENIMIENTO [31]

El plan de mantenimiento es un complemento vital para la administración del servicio de operación y mantenimiento de una central fotovoltaica, como su nombre lo indica el plan de mantenimiento es el resultado de planificar todas las actividades de operación y mantenimiento que se han recomendado para una central fotovoltaica.

Los objetivos de planificar las actividades de operación y mantenimiento son:

- Reducir la inversión inicial.
- No sobrecargar actividades en un solo mes.
- Cumplir con los tiempos de mantenimiento recomendados por el fabricante.
- Optimizar el número de visitas a la central fotovoltaica.
- Cumplir con tiempos de mantenimiento solicitados por los organismos reguladores.

Al ser una herramienta de planificación se debe tener en cuenta que no siempre se cumplirán las actividades dentro de los períodos establecidos, por lo cual a continuación se explican los principales tipos de planificación y para qué actividades aplican.

3.4.1 PLANIFICACIÓN DIARIA

La planificación diaria se reserva sólo para aquellas actividades urgentes como lo son el mantenimiento correctivo y la atención a fallos imprevistos.

3.4.2 PLANIFICACIÓN SEMANAL

La planificación semanal se la utiliza sólo para definir de forma más exacta las actividades planificadas del mes en curso.

3.4.3 PLANIFICACIÓN MENSUAL

La planificación mensual permite distribuir las actividades de operación y mantenimiento en el año, a fin de no acumularlas para un mes específico.

3.4.4 PLANIFICACIÓN ANUAL

La planificación anual permite definir aquellas actividades de operación y mantenimiento que se deben realizar de forma anual y plurianual.

Se recomienda elaborar un plan de mantenimiento que defina las labores de operación y mantenimiento de forma mensual, también es necesario considerar las labores de mantenimiento plurianual, como ocurre en el transformador por ejemplo.

Para elaborar el plan anual de mantenimiento se debe tener las siguientes consideraciones generales:

- Intervalos de mantenimiento recomendados en el presente manual o por el fabricante del equipo.
- Condiciones ambientales que limitan la ejecución de las labores de operación y mantenimiento.
- Aspectos económicos que limitan la ejecución de las labores de operación y mantenimiento.
- Las labores de mantenimiento se deben planificar por conveniencia, de tal forma que una actividad no imposibilite otra.

En la figura 3. 55 se puede observar un ejemplo de plan de mantenimiento establecido para una central fotovoltaica.

PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL													
N°	EQUIPO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	Terreno	MPS						MPS					
2	Paneles Fotovoltaico		MPS						MPS				
3	Equipo de Conexión de Paneles			MPA									
4	Inversor				MPA								
5	Transformador											MPPA	
6	Sistema de Medición												MPPA
7	Sistema de Comunicaciones					MPA							
8	Sistema de Monitoreo						MPA						
9	Sistema de Puesta a Tierra										MPPA		
10	Sistema Meteorológico de Medición	MPS						MPS					
11	Estructuras de Soporte		MPS						MPS				
12	Cableado General									MPPA			
13	Servicios Generales									MPPA			

MPM MANTENIMIENTO PREVENTIVO MENSUAL
MPT MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRIMESTRAL
MPS MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRAL
MPA MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL
MPPA MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLURI ANUAL

Figura 3. 55 Ejemplo de Plan de Mantenimiento para una Central fotovoltaica. Elaboración propia.

CAPITULO IV

4 MANUAL DE PROCESOS

En este capítulo se establecen los procesos de operación y mantenimiento recomendados para una central fotovoltaica, los cuales están representados mediante diagramas de flujo.

Un proceso es una herramienta administrativa que permiten aclarar la relación e interacción entre los principales actores que intervienen una central fotovoltaica, los cuales se muestran la figura 4. 1 y se enlistan a continuación:

- Propietario de la central fotovoltaica.
- Equipo de Operación y Mantenimiento.
- Organismos Reguladores del Sector Eléctrico: ARCONEL y CENACE.

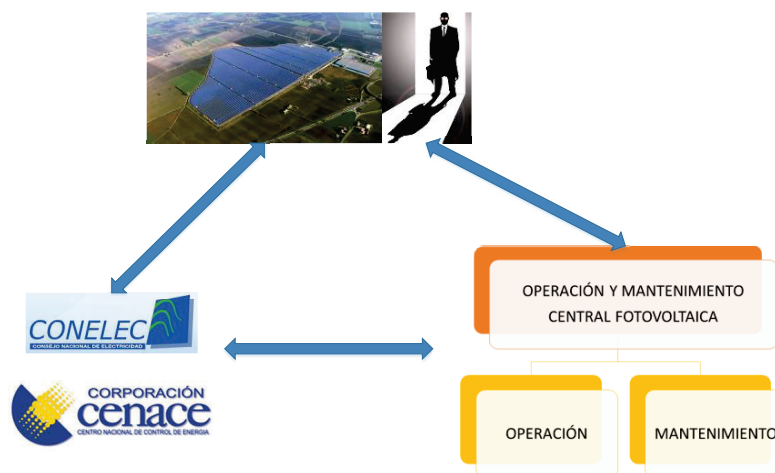


Figura 4. 1 Principales actores de una central fotovoltaica

Los procesos están clasificados en:

- 1) Procesos de Operación.
- 2) Procesos de Mantenimiento.

Para entender un proceso hay que tener clara su estructura formada por:

- Elementos de Entrada.
- Proceso.
- Elementos de Salida.

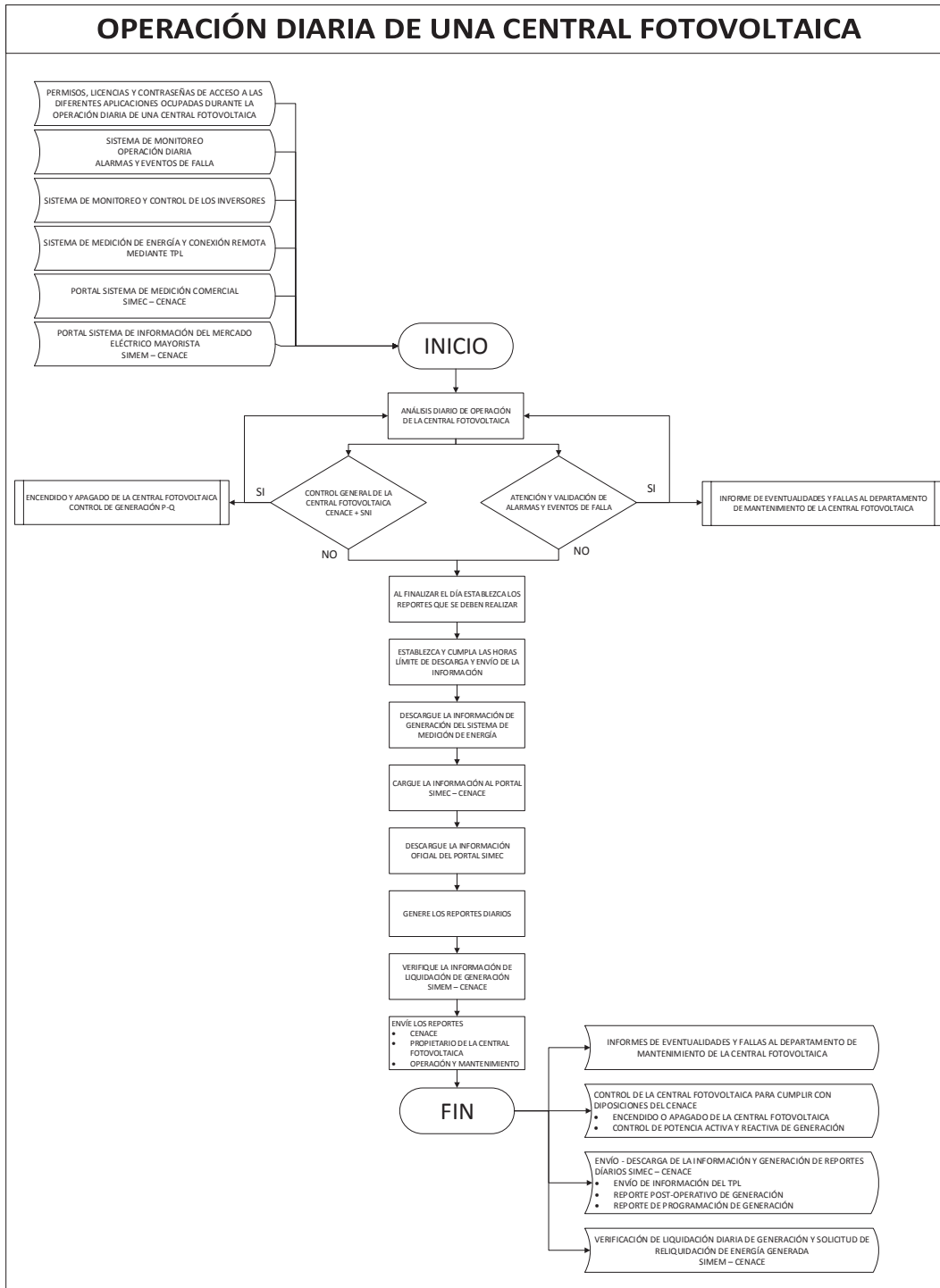
4.1 PROCESOS DE OPERACIÓN

Durante la operación normal de una central fotovoltaica se deben realizar las siguientes actividades:

4.1.1 OPERACIÓN DIARIA

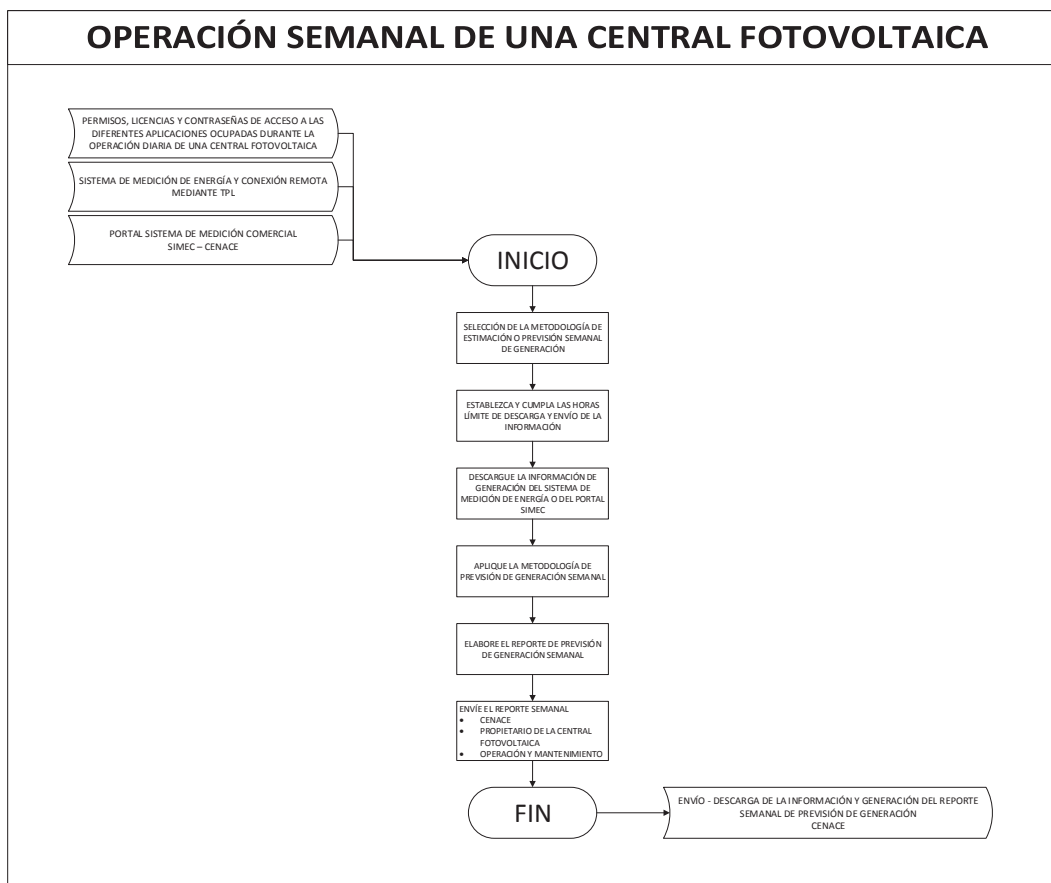
- Inspección y Control General de la Central Fotovoltaica.
 - Monitoreo y análisis del funcionamiento de la central fotovoltaica.
 - Atención a eventos de falla.
 - Encendido y apagado general.
 - Control de generación de potencia activa y reactiva.
- Envío de reportes de Generación al CENACE.
 - Reportes TPL
 - Reporte de generación Post-Operativo.
 - Reporte de Programación de Generación.
- Verificación De Liquidación De Generación.

OPERACIÓN DIARIA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA



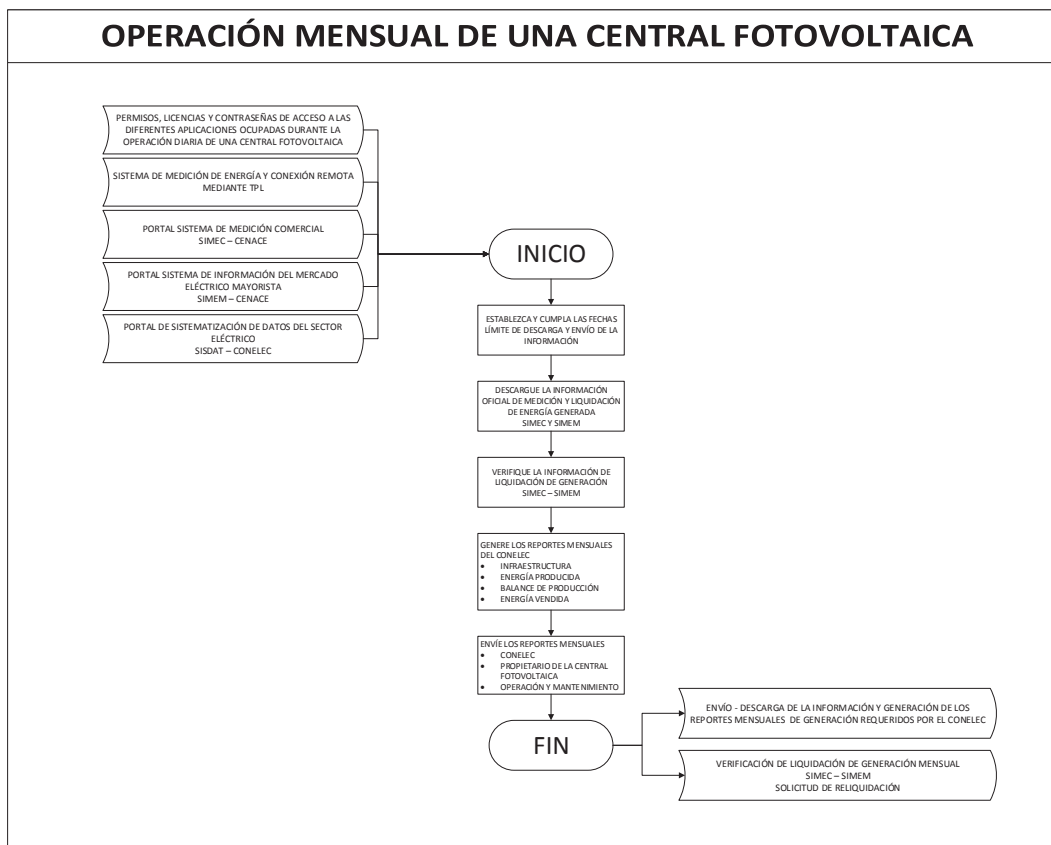
4.1.2 OPERACIÓN SEMANAL

- Envío de Reporte Semanal de Generación al CENACE.



4.1.3 OPERACIÓN MENSUAL

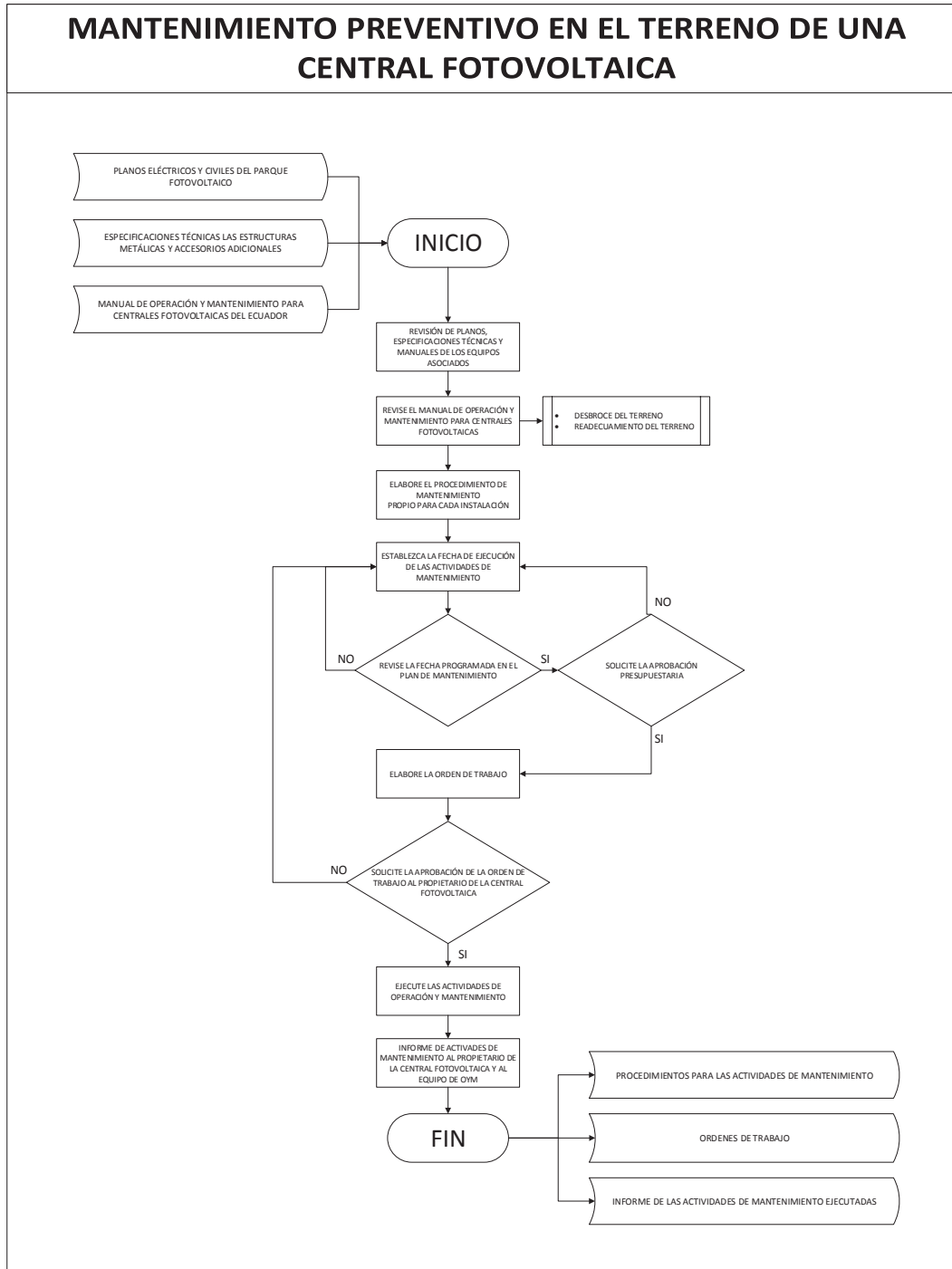
- Verificación de la Liquidación de Generación CENACE.
- Envío de reportes de Generación ARCONEL.
 - Reporte de infraestructura de la Central Fotovoltaica.
 - Reporte de Energía Producida.
 - Reporte de Balance de Producción.
 - Reporte de Energía Vendida.



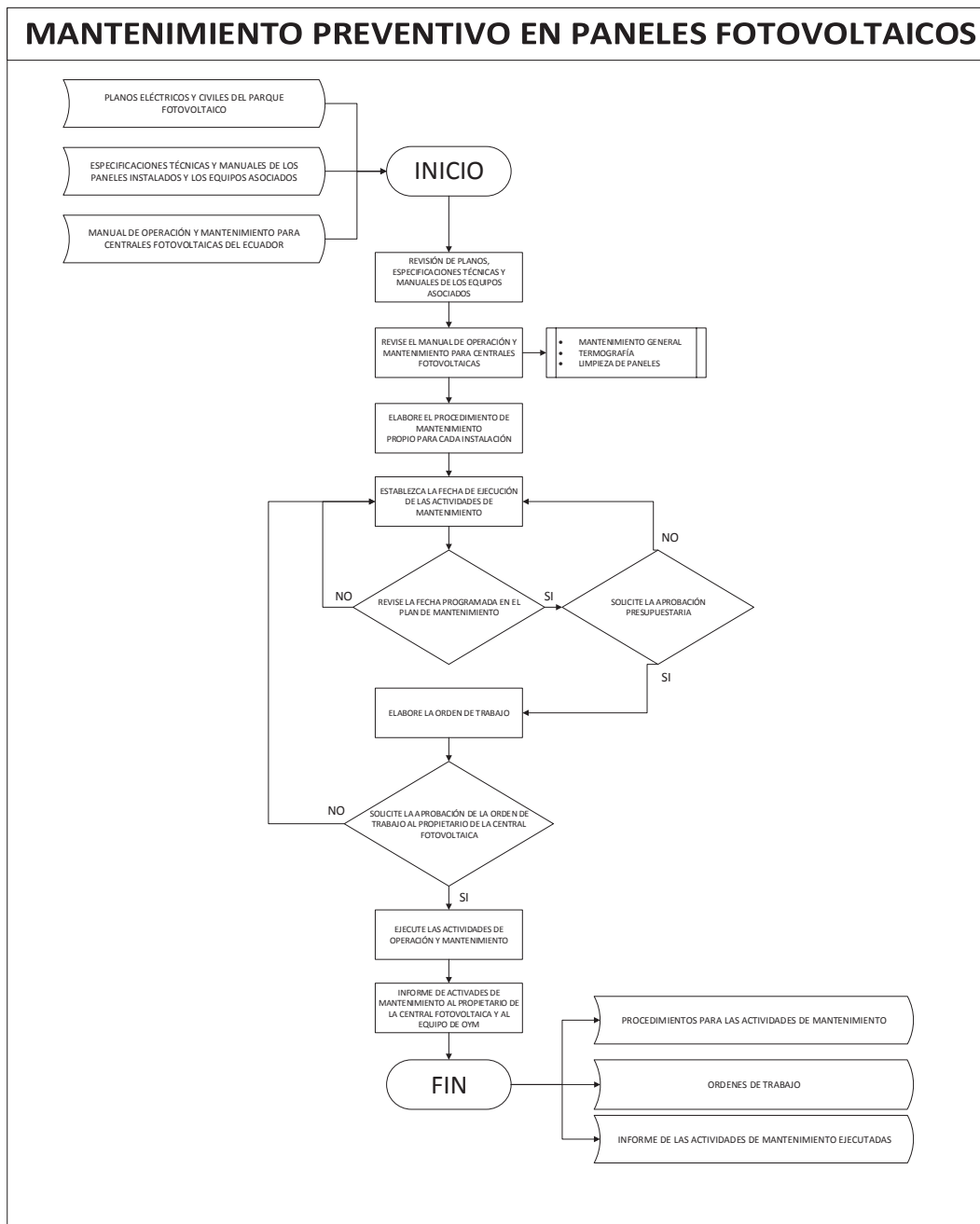
4.2 PROCESOS DE MANTENIMIENTO EN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA.

En esta sección se establece un conjunto de procesos de mantenimiento preventivo para cada equipo de una central fotovoltaica.

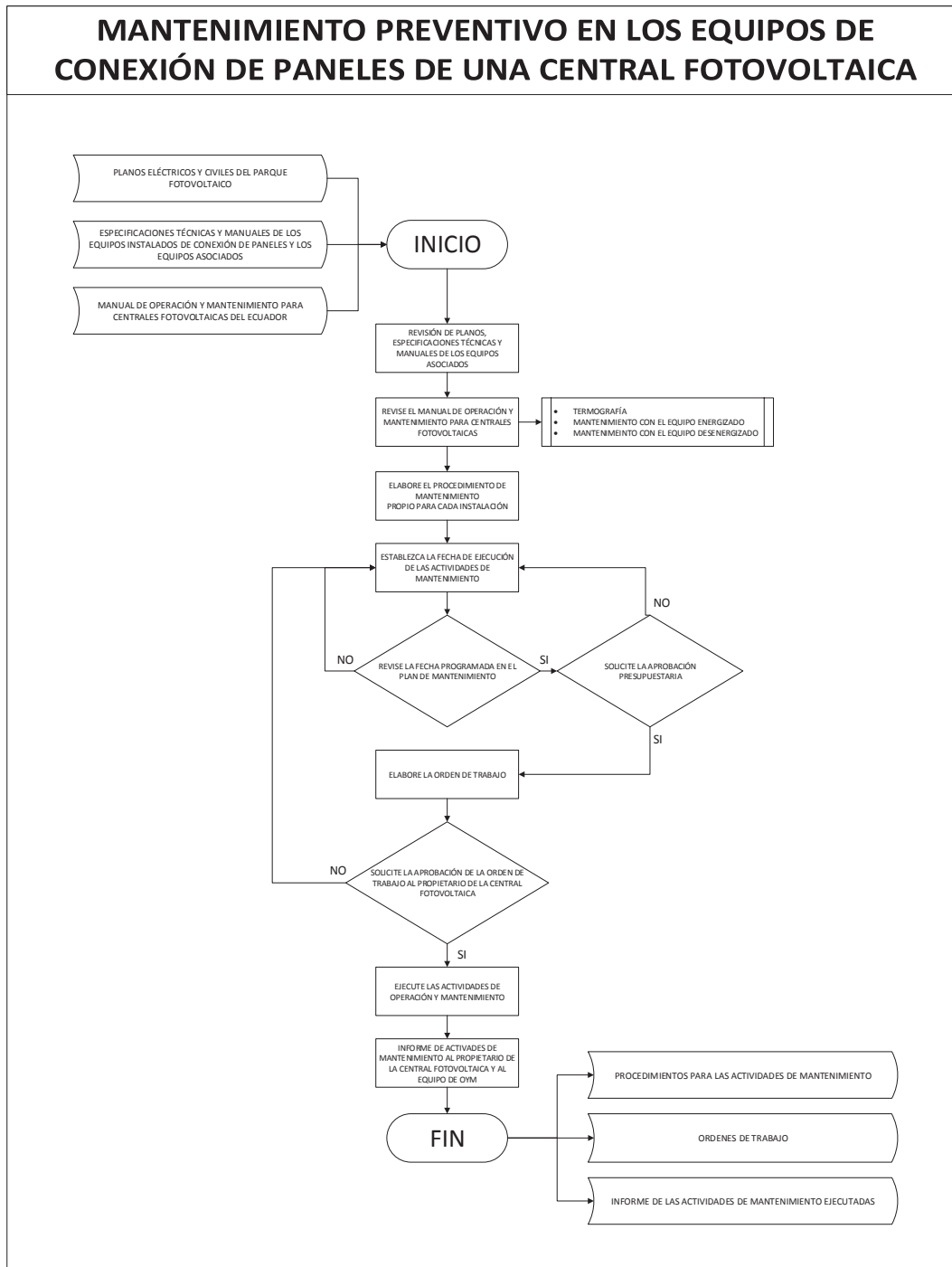
4.2.1 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL TERRENO



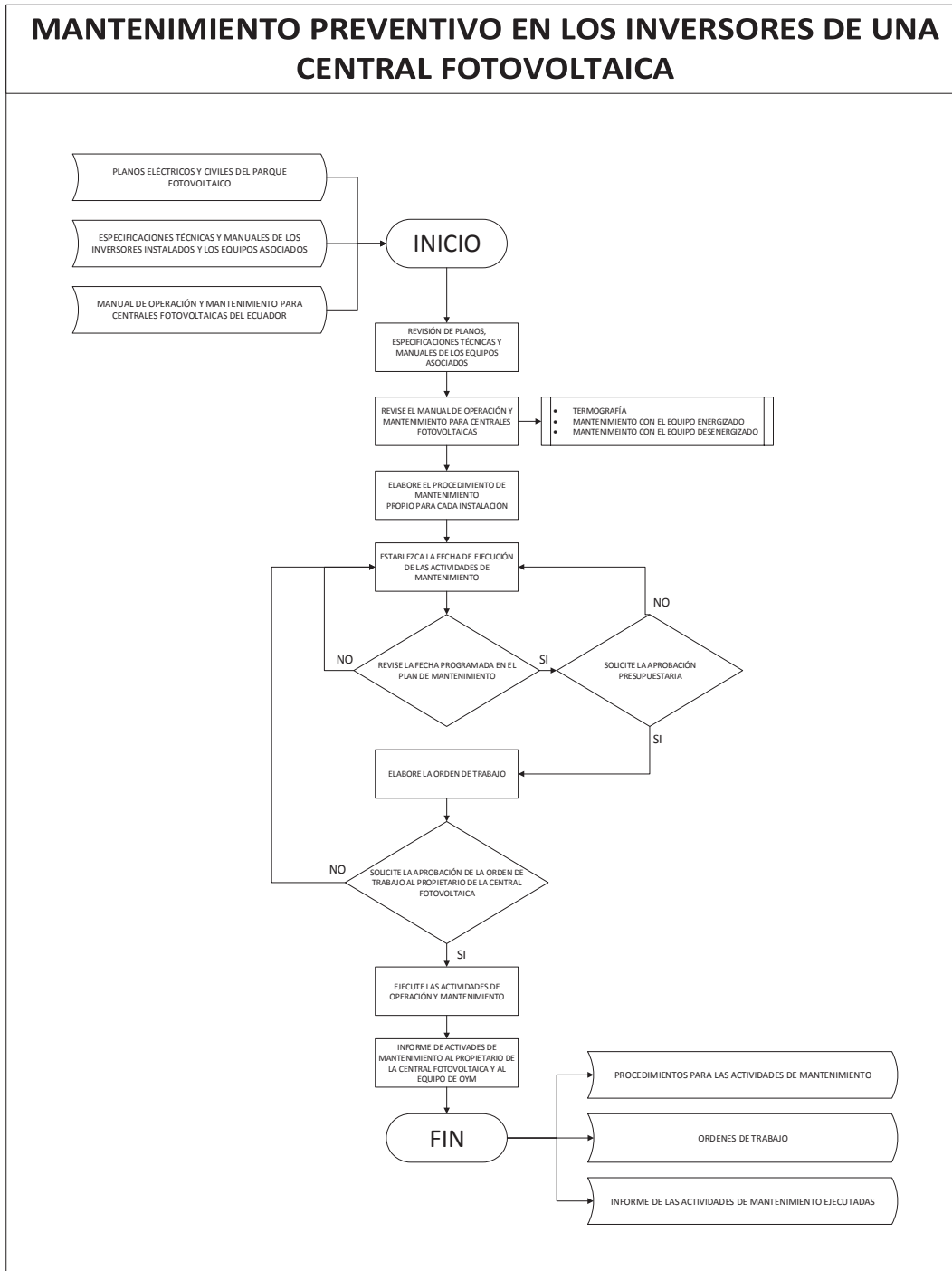
4.2.2 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN PANELES FOTOVOLTAICOS



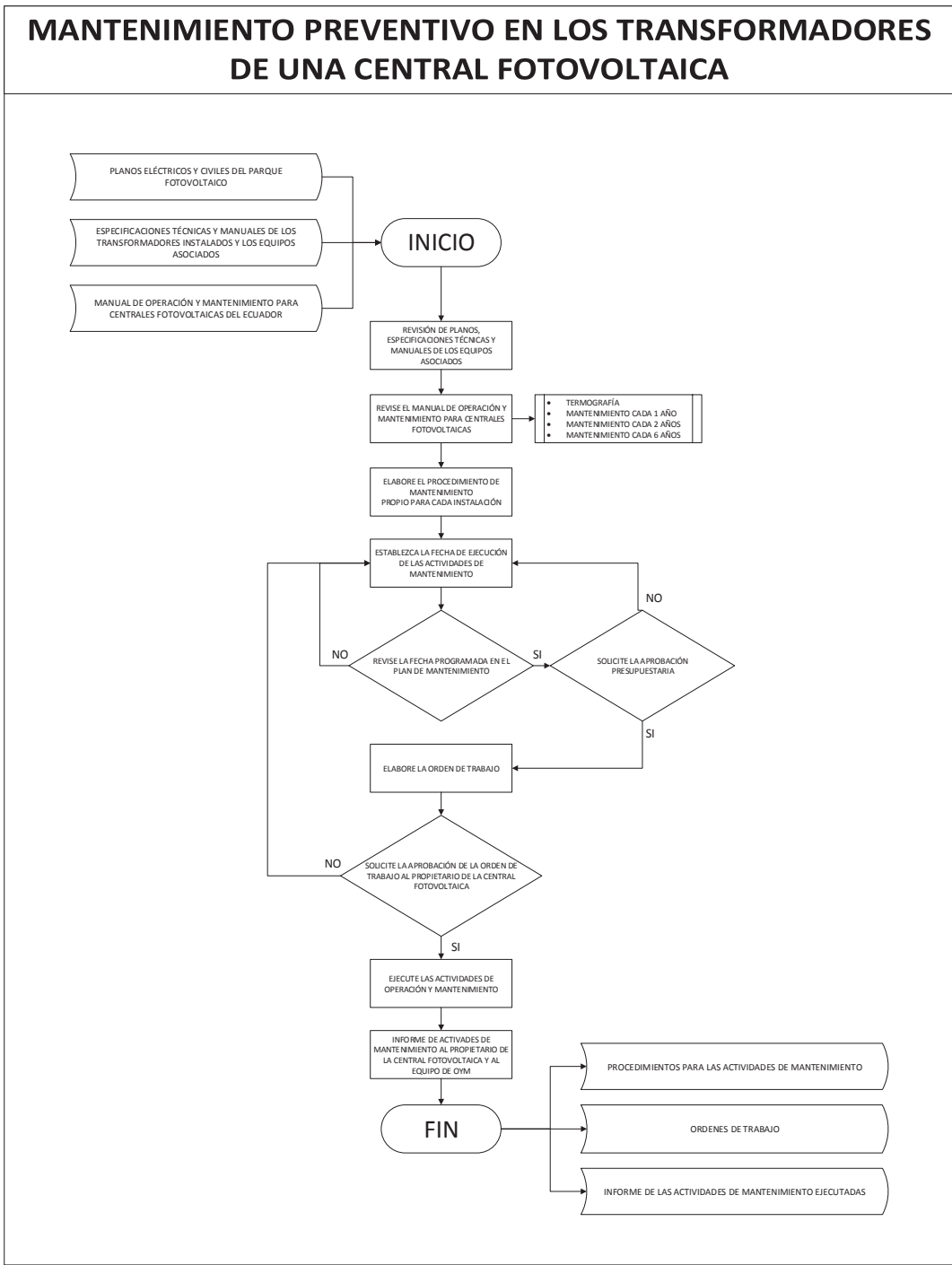
4.2.3 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EQUIPOS O CAJAS DE CONEXIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS



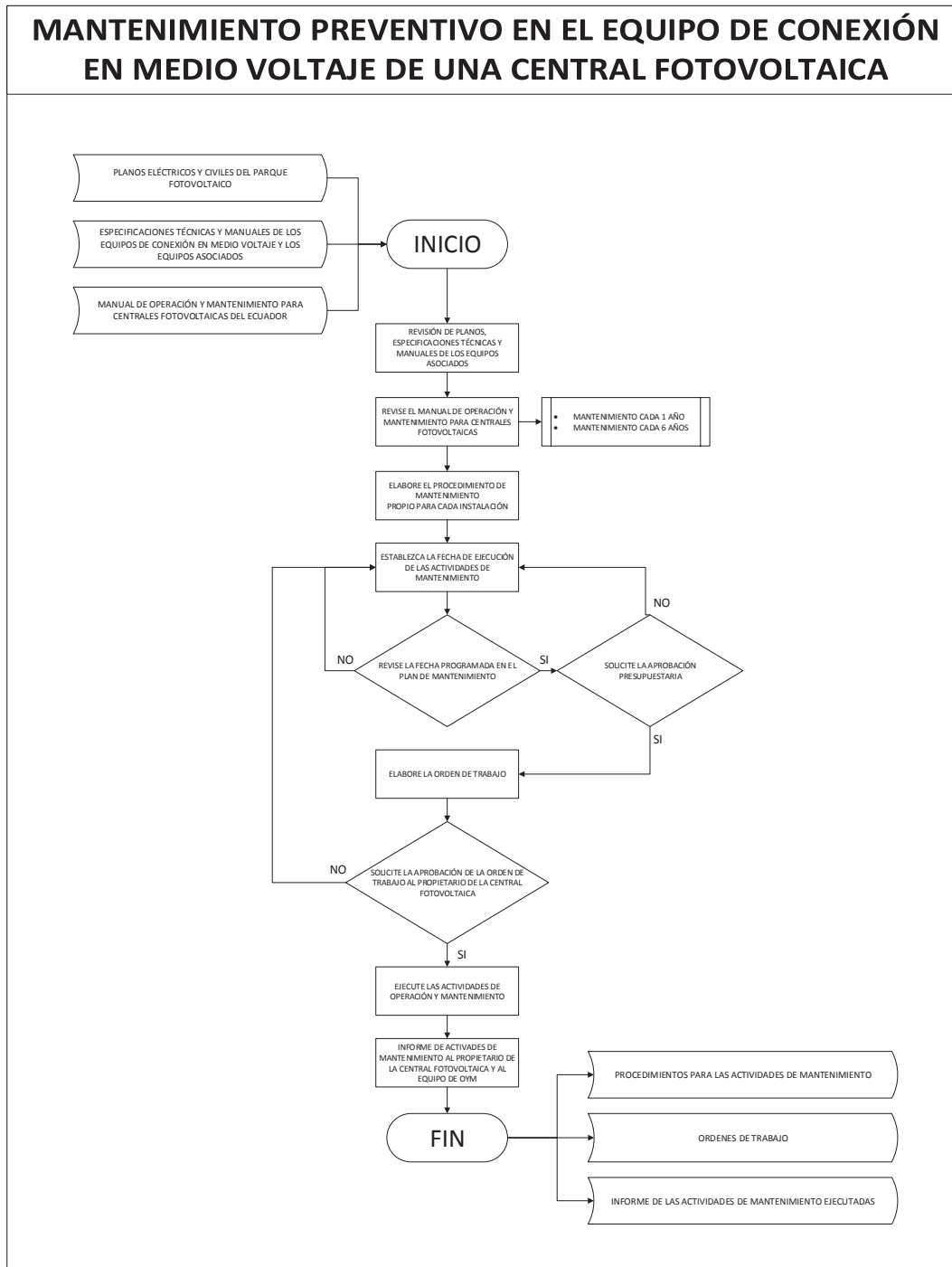
4.2.4 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN INVERSORES



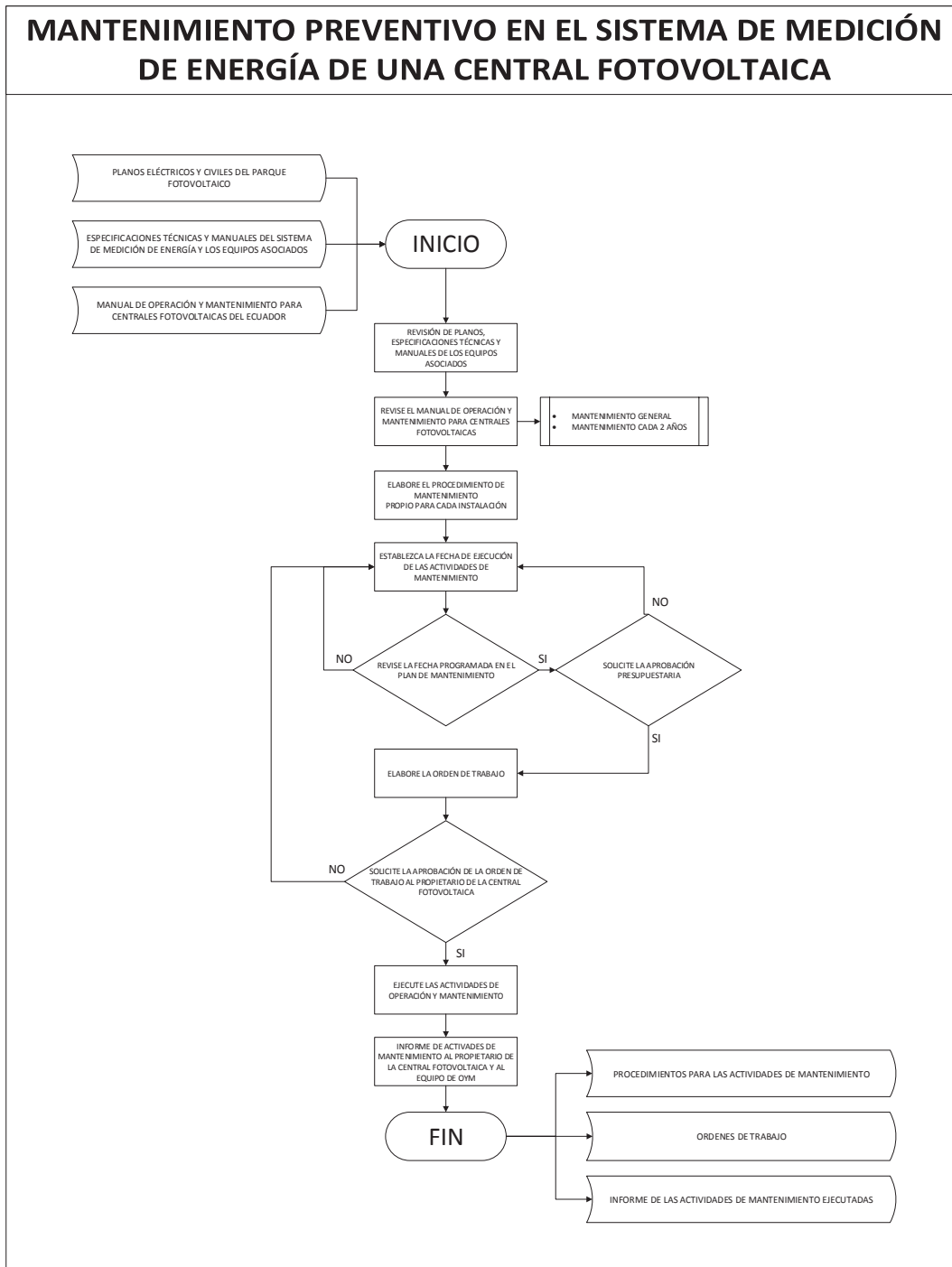
4.2.5 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRANSFORMADORES



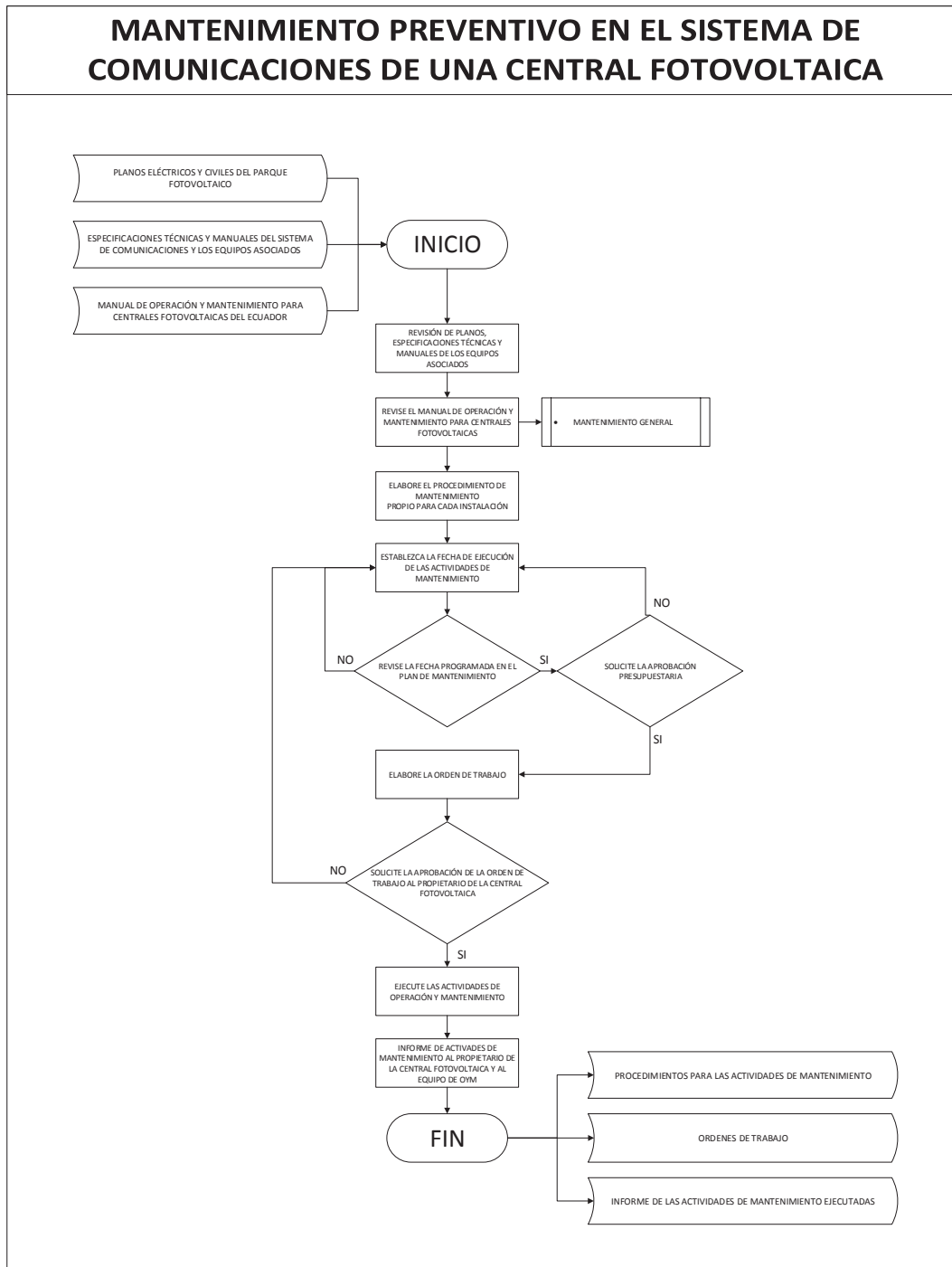
4.2.6 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL EQUIPO DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE



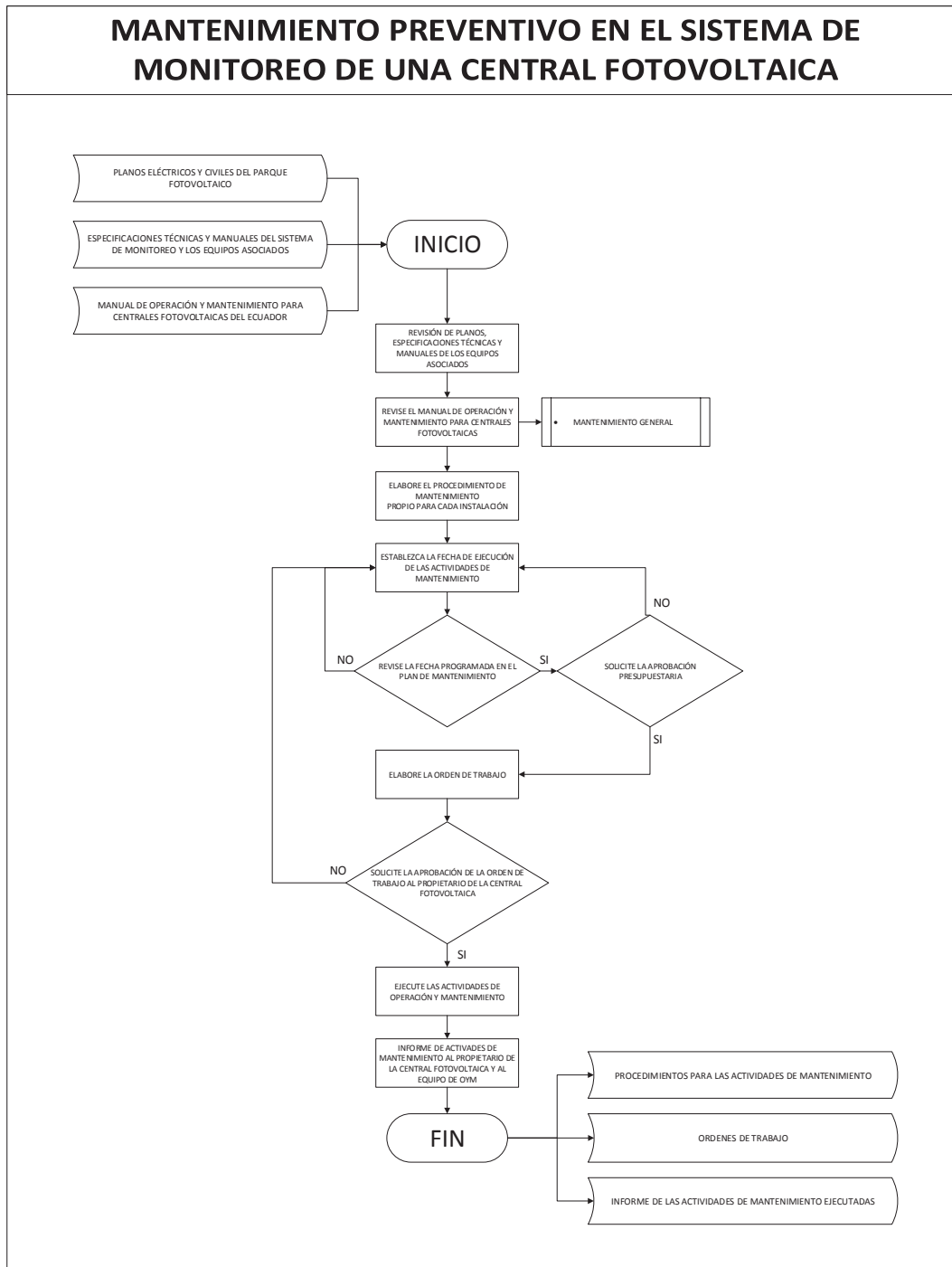
4.2.7 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN



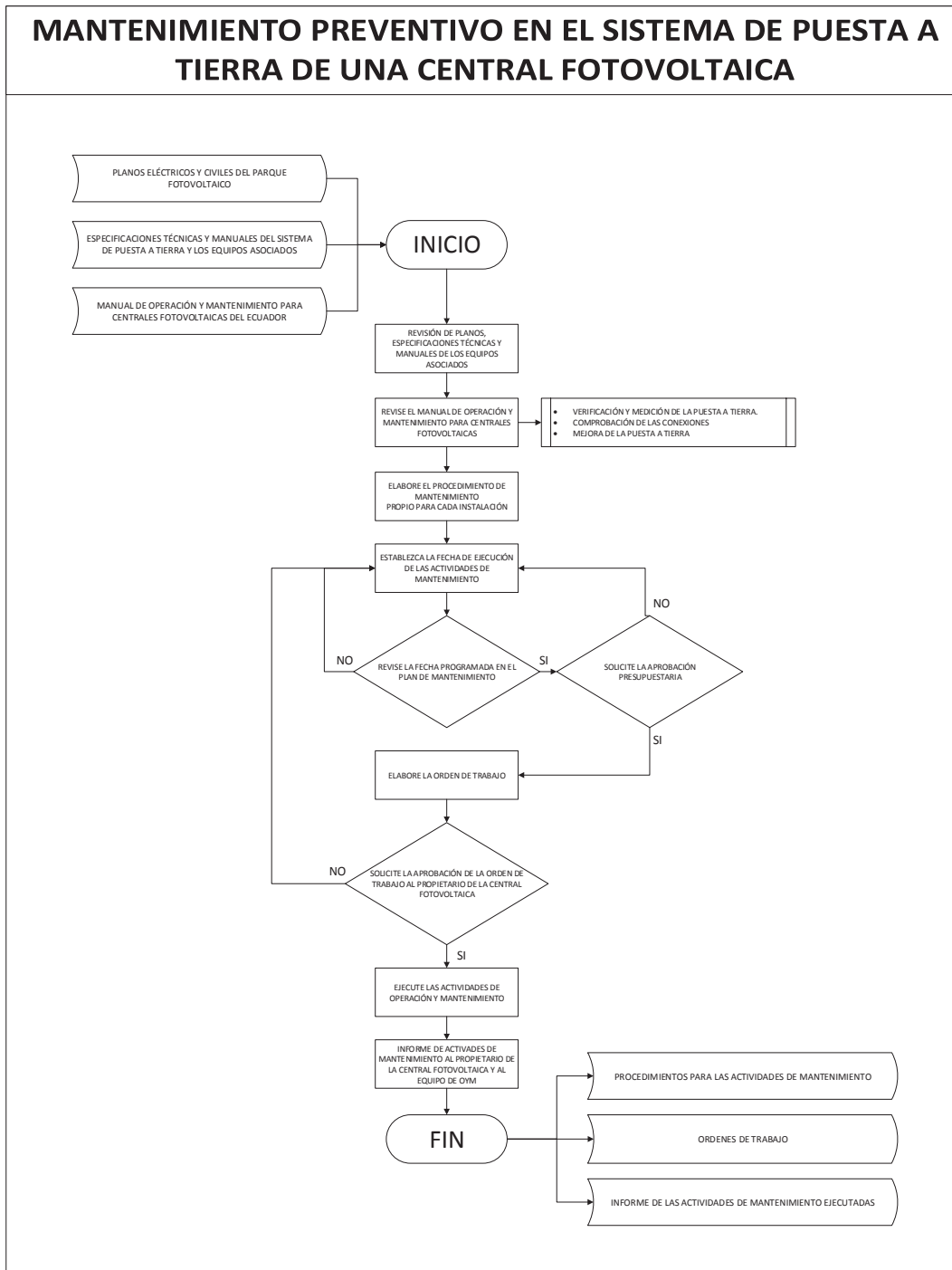
4.2.8 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE COMUNICACIONES



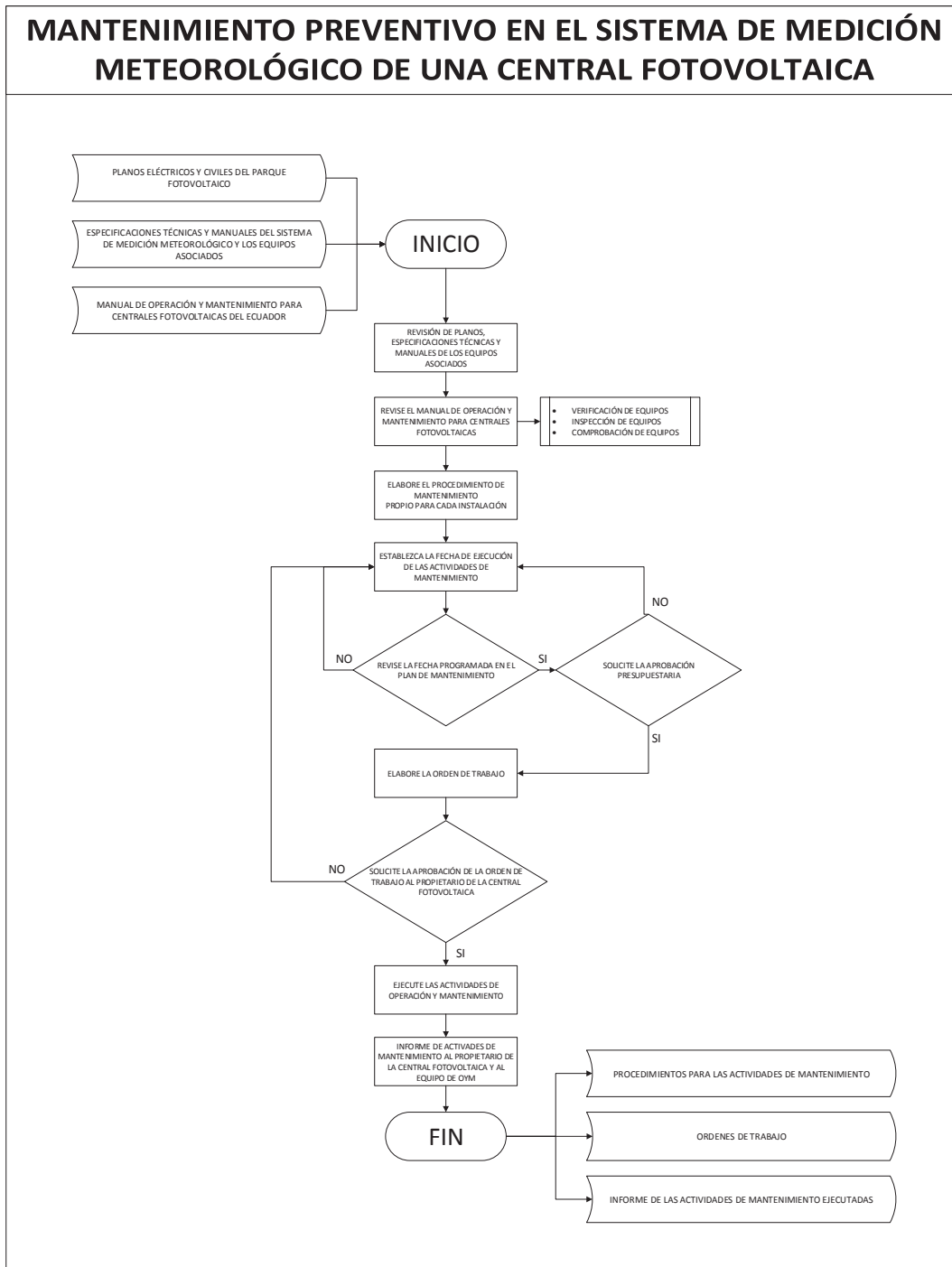
4.2.9 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MONITOREO



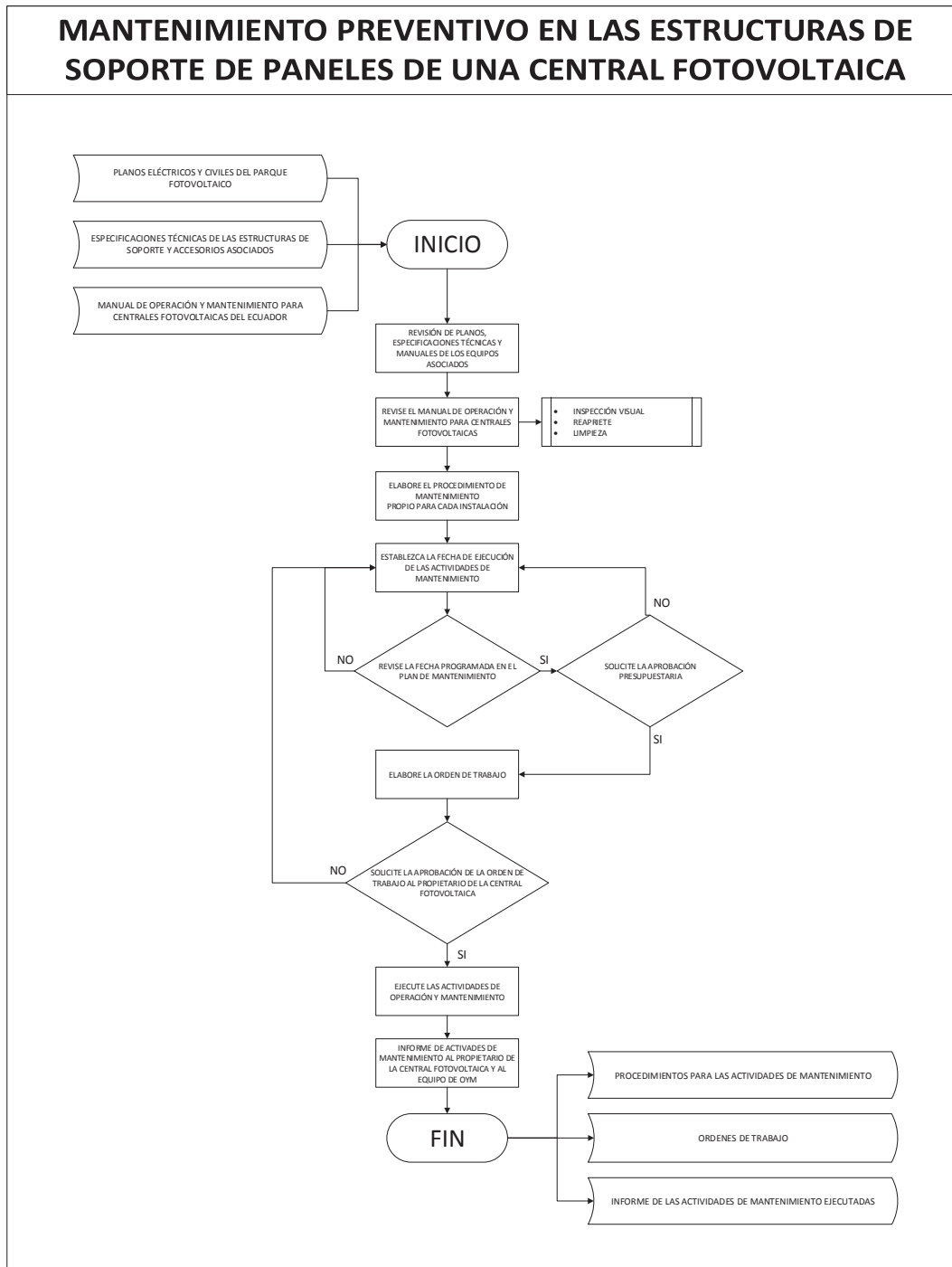
4.2.10 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA



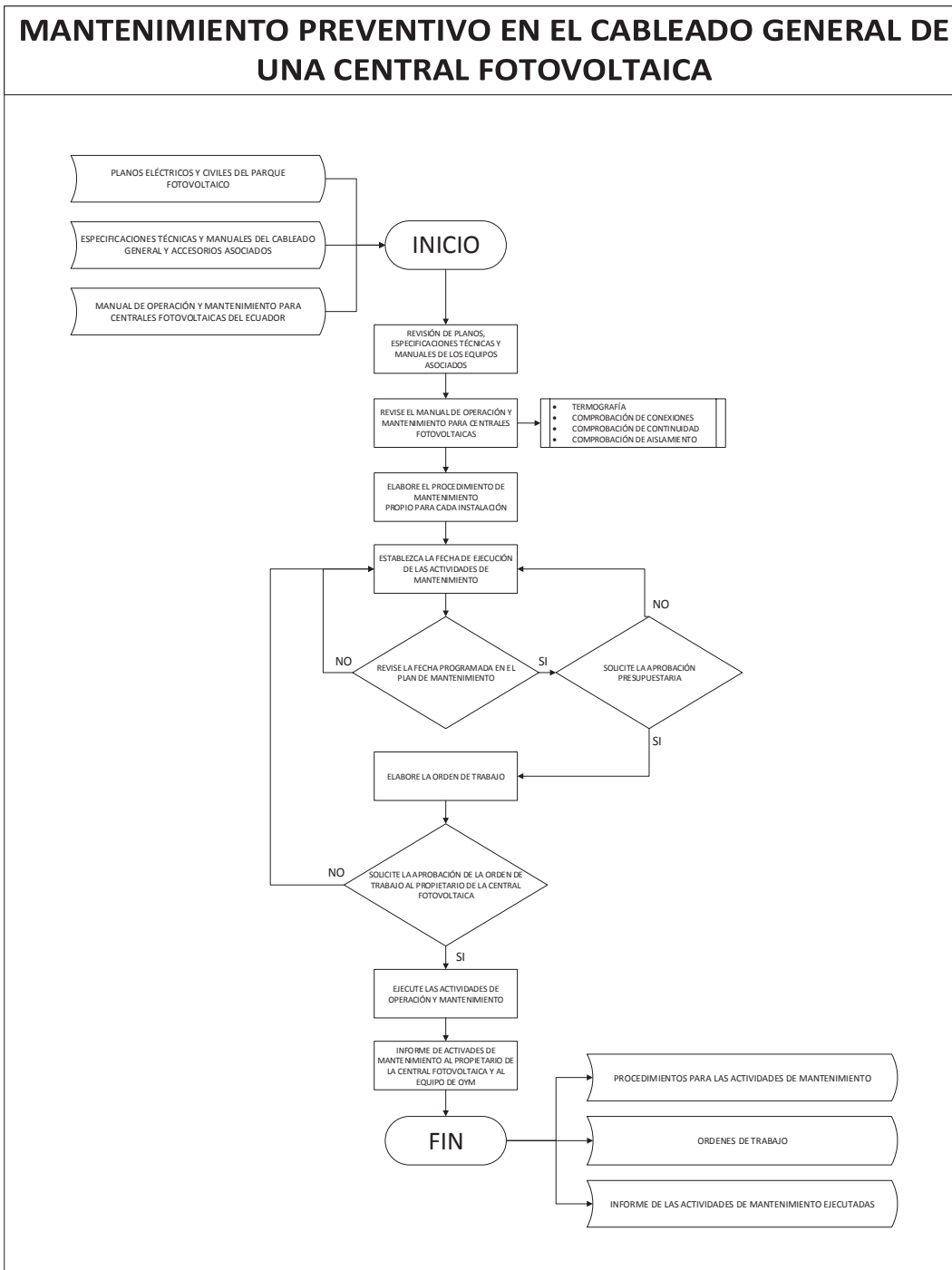
4.2.11 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA METEOROLÓGICO DE MEDICIÓN



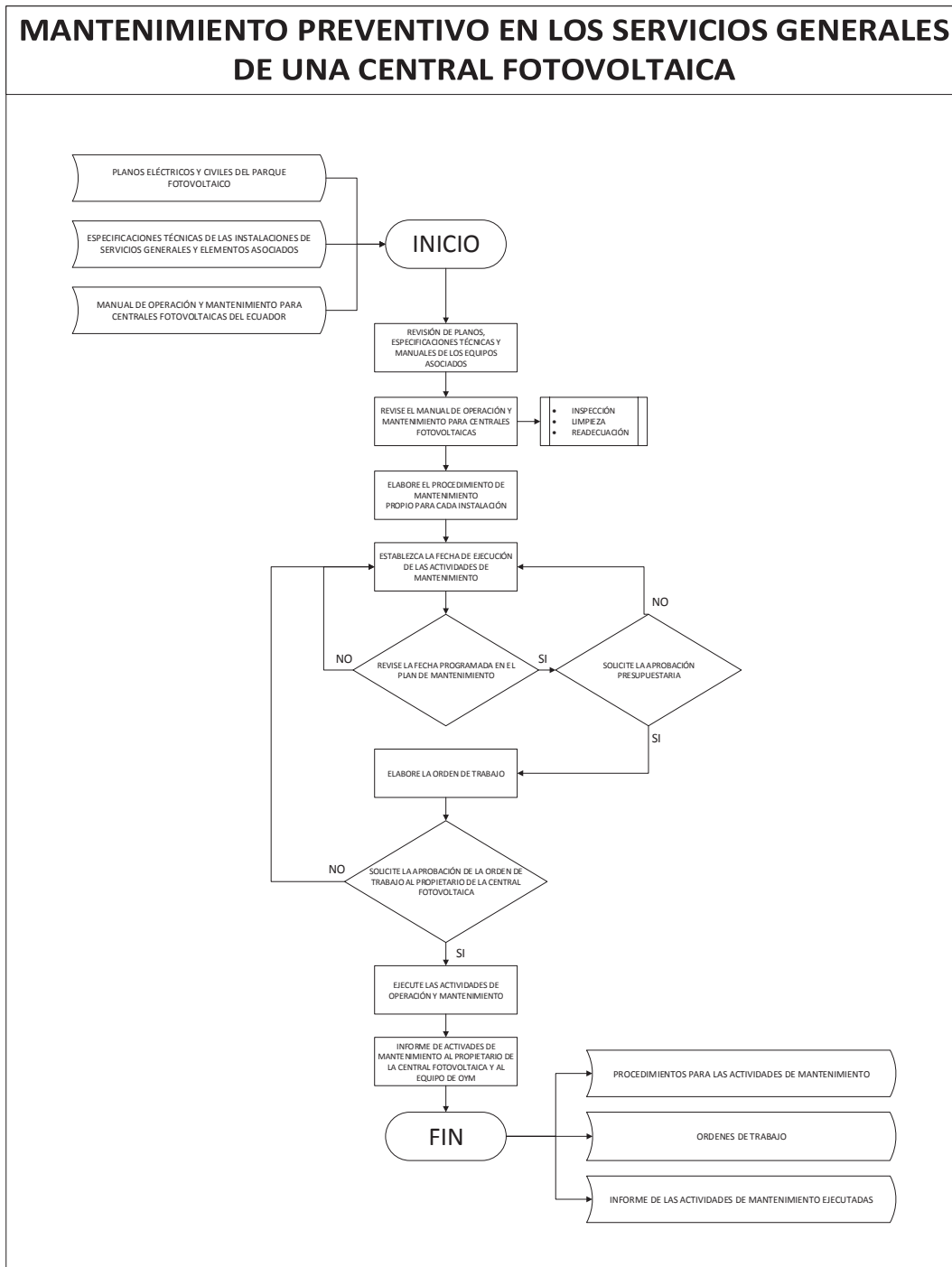
4.2.12 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE



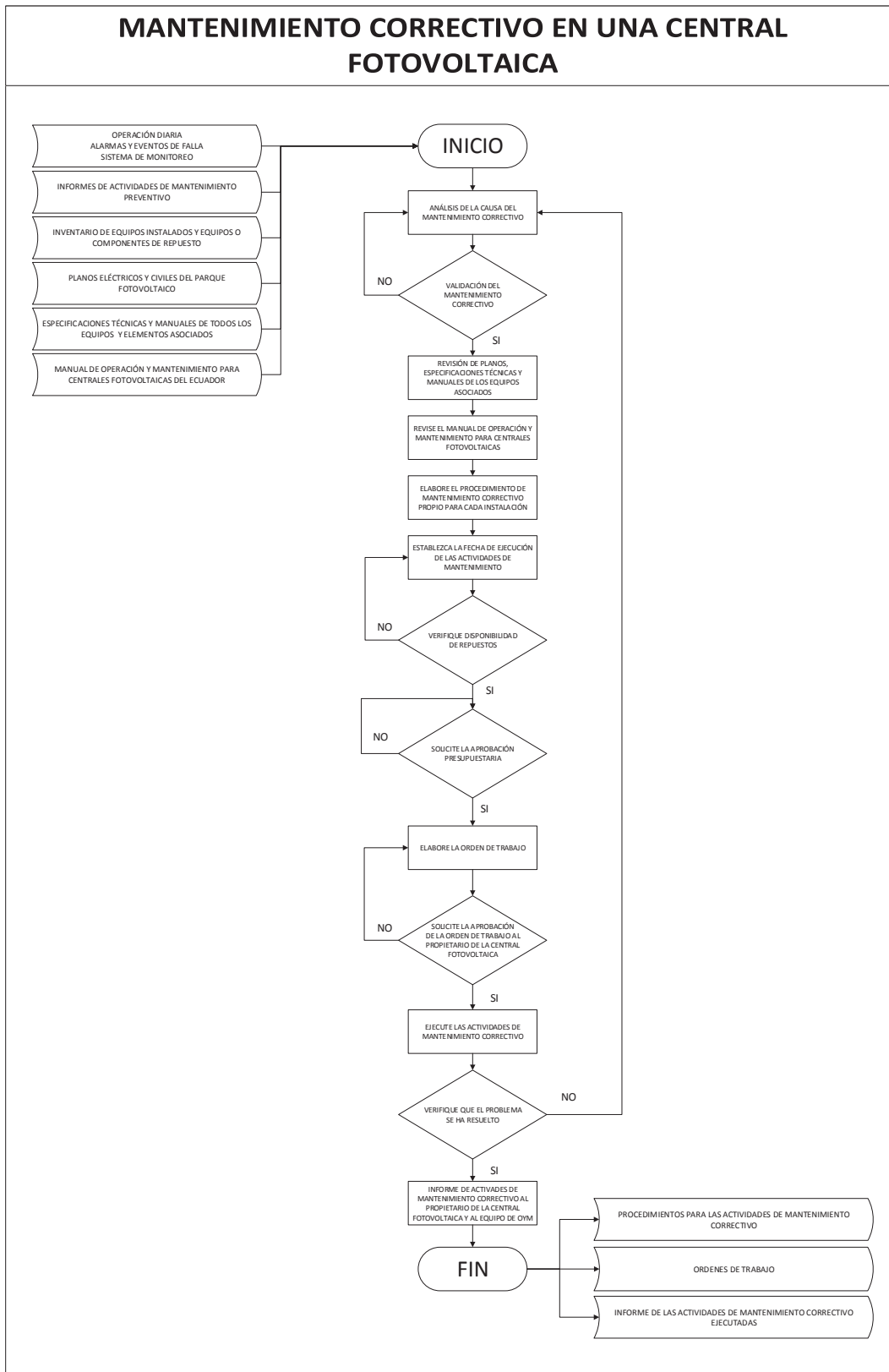
4.2.13 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL CABLEADO GENERAL



4.2.14 PROCESO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LOS SERVICIOS GENERALES



4.2.15 PROCESO DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO



CAPITULO V

5 MANUAL DE PROCEDIMIENTOS

El presente manual de procedimientos tiene por objetivo normalizar y estandarizar las acciones paso a paso que se deben ejecutar en cada labor de operación y mantenimiento. Es a su vez el resultado de aplicar el manual de operación y mantenimiento y el manual de procesos para centrales fotovoltaicas en el Ecuador.

El manual presentado es una guía para la ejecución de las labores de operación y mantenimiento que deben llevarse a cabo en un parque fotovoltaico las cuales se deben ejecutar por personal calificado, capacitado y adecuado para cada labor y deben programarse por el jefe de mantenimiento en concordancia con el plan de mantenimiento anual de las instalaciones.

5.1 INSTRUCCIONES DE USO DEL MANUAL

El presente manual tiene la siguiente estructura para cada procedimiento de operación y mantenimiento:

- Título y descripción general del procedimiento.
- Equipamiento, herramientas y personal requerido.
- Frecuencia con la que se debe realizar cada procedimiento.
- Precauciones y condiciones bajo las cuales ejecutar cada procedimiento.
- Procedimiento.

Los procedimientos descritos en este manual comprenden todas las labores de operación y mantenimiento de recomendadas para las instalaciones, infraestructura y equipos que conforman el parque fotovoltaico.

El presente manual debe ejecutarse con el apoyo de herramientas como:

- Estudio básico de salud y riesgos laborales.
- Medidas preventivas de seguridad personal.
- Equipo de seguridad personal.
- Manuales de los equipos y recomendaciones del fabricante.
- Garantías de los equipos.

5.2 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO

5.2.1 ENCENDIDO O ARRANQUE MANUAL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Objetivos:

Describir el correcto procedimiento para el encendido o arranque manual de un parque fotovoltaico.

Descripción:

El encendido o arranque manual es una operación que permite que el parque fotovoltaico trabaje en las condiciones de generación de electricidad.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Juego de llaves de acceso y mando de los equipos del parque fotovoltaico.
- Equipo de protección personal: Casco, gafas, chaleco, guantes, botas.
- Manuales de los equipos.
- Pértiga de MV para la apertura de cañuelas portafusibles de MV.
- Personal capacitado en el manejo de los equipos del parque fotovoltaico, un técnico como mínimo.

Frecuencia:

- Dependiendo de la necesidad, encendido o apagado programado o forzado.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con los manuales de los equipos asociados a la operación de encendido: equipos de conexión de strings, inversores, transformadores, celdas de MV.
- El parque fotovoltaico debe encontrarse apagado en su totalidad, esto ocurre cuando se interrumpe el flujo de corriente en todo el parque, para ello los equipos de corte y seccionamiento debe estar abiertos tanto en el lado de DC como en el lado de AC en Medio y Bajo Voltaje.
Cuando se apaga por completo al parque los equipos quedan conectados a tierra por motivos de seguridad.

- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute ninguna actividad sobre los mismos.

Procedimiento:

- 1** Conseguir la aprobación de permisos y órdenes de trabajo necesarias.
- 2** Coordinar la operación con el personal asociado: equipo de operación y mantenimiento del parque fotovoltaico, técnicos encargados de las operaciones, empresa distribuidora de energía.
- 3** Colocarse el equipo de protección personal.
- 4** Preparar todo el equipamiento y herramientas necesarias.
- 5** Identificar el lugar de trabajo y los equipos sobre los cuales se va a operar.
- 6** Verificar que los fusibles de los equipo que operan en AC y DC se encuentran abiertos en todos los equipos de DC y AC en medio y bajo voltaje.
- 7** Identifique y verifique si los equipos están o no conectados a tierra.
- 8** Cambie el estado de los equipos de conectado a tierra a posición abierta.
- 9** Cierre todos los fusibles del parque fotovoltaico en DC, AC en medio y alto voltaje ya que éstos no operan bajo carga.
- 10** En la parte de AC se opera en la celda de medio voltaje y se debe cambiar su estado de posición abierta a posición cerrada o conectada a la red.
- 11** En la parte de DC encienda todos los equipos de conexión de strings cambiando los interruptores de DC de posición OFF a ON.
- 12** En el inversor identifique la llave interruptor de encendido y apagado, seleccione la llave adecuada y cambie su estado de posición OFF a posición ON. El inversor se encarga de sincronizar con la red y de poner a tierra los respectivos equipos.
- 13** A través de algún visualizador esperar y verificar que la sincronización con la red se haya ejecutado correctamente.
- 14** Revise los indicadores de alarmas en búsqueda de posibles fallos antes, durante o después de esta operación.
- 15** Anote las labores ejecutadas y las eventualidades presentadas para la presentación posterior de un informe.

5.2.2 APAGADO O DESCONEXIÓN MANUAL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Objetivos:

Describir el correcto procedimiento para el apagado o desconexión manual de un parque fotovoltaico.

Descripción:

El apagado o desconexión manual de un parque fotovoltaico es una operación que permite apagar el generador y asegurar su desconexión del sistema de transmisión de energía, se debe desenergizar los equipos que conforman el parque fotovoltaico y ponerlos a tierra, en los que sea posible.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Juego de llaves de acceso y mando de los equipos del parque fotovoltaico.
- Equipo de protección personal: Casco, gafas, chaleco, guantes, botas.
- Manuales de los equipos.
- Pértiga de MV para la apertura de cañuelas portafusibles de MV.
- Personal capacitado en el manejo de los equipos del parque fotovoltaico, un técnico como mínimo.

Frecuencia:

- Dependiendo de la necesidad, encendido o apagado programado o forzado.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con los manuales de los equipos asociados a la operación de encendido: inversores, transformadores, celdas de MV.
- El parque fotovoltaico se encuentra encendido en su totalidad y entregando energía eléctrica a la red con todos sus equipos energizados y con circulación de corriente a través de ellos.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute ninguna actividad sobre los mismos.

Procedimiento:

1. Conseguir la aprobación de permisos y órdenes de trabajo necesarias.
2. Coordinar la operación con el personal asociado: equipo de operación y mantenimiento del parque fotovoltaico, técnicos encargados de las operaciones, empresa distribuidora de energía.
3. Colocarse el equipo de protección personal.
4. Preparar todo el equipamiento y herramientas necesarias.
5. Identificar el lugar de trabajo y los equipos sobre los cuales se va a operar.
6. Verificar que los fusibles e interruptores, de DC y AC en medio y bajo voltaje, se encuentran cerrados y no abrirlos ya que estos no operan bajo carga.
7. En el inversor identifique la llave interruptor de encendido y apagado, seleccione la llave adecuada y cambie su estado de posición ON a posición OFF, de esta manera el inversor realiza una desconexión adecuada sin afectar a sus componentes.
8. Espere el tiempo necesario hasta verificar esta operación se ha ejecutado y ha finalizado correctamente, se puede visualizar en los indicadores del inversor.
9. Ubique e identifique el interruptor de DC de los equipos de conexión de strings correspondientes al inversor desconectado y cambie de posición ON a posición OFF los interruptores de DC.
10. Una vez cumplido el paso anterior localice y abra el equipo armario que contiene a la celda de medio voltaje y cambie el estado del disyuntor principal: de posición conectada a la red a posición abierta, revise el procedimiento correspondiente.
11. Verifique que el paso anterior se haya ejecutado correctamente y proceda a abrir los seccionadores fusibles que conectan al parque fotovoltaico con la red de distribución de energía ya que ésta es la única conexión visible que asegura la desconexión del parque fotovoltaico, se debe desconectar los fusibles seccionadores de alto poder de ruptura dentro de las instalaciones ubicados en el lado de bajo voltaje de AC entre el inversor y el transformador. Con la apertura de los fusibles de medio voltaje se asegura su desconexión con el punto de entrega de energía a la línea y

a la subestación, es obligatorio este paso ya que a pesar que no existe flujo de corriente el otro lado de la línea puede continuar energizada.

- 12.** Desconecte todos los fusibles restantes en DC y AC en bajo y medio voltaje.
- 13.** Ponga a tierra los equipos como: celda de medio voltaje, inversores, equipos de conexión de strings. Algunos equipos lo hacen automáticamente al cambiar de estado ON a OFF, otros equipos necesitan la ejecución manual y algunos equipos no disponen de esta opción dado que no es necesario o las condiciones no lo permiten.
- 14.** Activar o accionar la opción de asegurar los equipos contra reconexiones involuntarias, mediante los sistemas de bloqueo disponibles.
- 15.** Anote las labores ejecutadas y las eventualidades presentadas para la presentación posterior de un informe.

5.2.3 PUESTA A TIERRA DE LA CELDA DE MEDIO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR

Objetivos:

Describir el correcto procedimiento para poner a tierra la celda de medio voltaje del transformador.

Descripción:

La celda de medio voltaje tiene el equipo adecuado para realizar las operaciones de interrupción de corriente en medio voltaje. La posición de puesta a tierra permite asegurar que la energía se descargue a tierra en el caso de alguna reconexión involuntaria.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Juego de llaves de acceso y mando de los equipos del parque fotovoltaico.
- Equipo de protección personal: Casco, gafas, chaleco, guantes, botas.
- Manuales de los equipos.
- Pértiga de MV para la apertura de cañuelas portafusibles de MV.
- Personal capacitado en el manejo de los equipos del parque fotovoltaico, un técnico como mínimo.

Frecuencia:

- Dependiendo de la necesidad, encendido o apagado programado o forzado.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con los manuales de los equipos asociados a la operación: inversores, transformadores, celdas de MV.
- El disyuntor es capaz de operar con o sin carga, sin embargo para apagar la central fotovoltaica se recomienda primero apagar los inversores.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute ninguna actividad sobre los mismos.

Procedimiento:

1. Conseguir la aprobación de permisos y órdenes de trabajo necesarias.
2. Coordinar la operación con el personal asociado: equipo de operación y mantenimiento del parque fotovoltaico, técnicos encargados de las operaciones, empresa distribuidora de energía.
3. Colocarse el equipo de protección personal.
4. Preparar todo el equipamiento y herramientas necesarias.
5. Identificar el lugar de trabajo y los equipos sobre los cuales se va a operar.
6. Verificar que los fusibles se encuentran cerrados y no abrirlos ya que estos no operan bajo carga.
7. Verifique las veces necesarias que los sistemas de accionamiento como resortes, aire a presión, accionamiento motorizado, entre otros, se encuentren en óptimas condiciones, en caso de no estarlo no los opere.
8. Verifique que los indicadores de disposición del servicio no indican alarmas o advertencias y no están por debajo de los niveles aceptados ya que estos indican el estado del medio en el cual se extingue el arco eléctrico, en caso de que los indicadores presenten alarmas no opere el disyuntor.
9. Verifique que dispone de los accesorios de mando de los disyuntores.
10. Una vez cumplidos los pasos anteriores desactive los bloqueos que inhabilitan los accionamientos y opere con los accesorios necesarios: cambie de la posición CONECTADA A LA RED a la posición ABIERTO, en esta acción las celdas poseen pulsadores de ON-OFF, recargue los resortes u otros accionamientos para cada maniobra.
11. Verifique que el paso anterior se haya ejecutado correctamente y proceda a abrir los seccionadores fusibles que conectan al parque fotovoltaico con la red de distribución de energía ya que ésta es la única conexión visible que asegura la desconexión del parque fotovoltaico, se debe desconectar los fusibles seccionadores de alto poder de ruptura dentro de las instalaciones ubicados en el lado de bajo voltaje de AC entre el inversor y el transformador. Con la apertura de los fusibles de medio voltaje se asegura su desconexión con el punto de entrega de energía a la línea y a la subestación, es obligatorio este paso ya que a pesar que no existe flujo de corriente el otro lado de la línea puede continuar energizada.

- 12.** Cambie de estado la celda de medio voltaje de posición ABIERTO a PUESTO A TIERRA con los accesorios necesarios, recargue los resortes u otros accionamientos para cada maniobra.
- 13.** Verifique que los indicadores muestren un cambio de estado.
- 14.** Asegure los equipos, con la ayuda de los bloqueos disponibles, contra accionamientos involuntarios.
- 15.** Anote las labores ejecutadas y las eventualidades presentadas para la presentación posterior de un informe.

5.2.4 REPORTE MENSUAL DE PERSONAL – SISDAT/ARCONEL

Objetivos:

Enviar el reporte mensual de personal al portal SISDAT del ARCONEL.

Descripción:

El reporte mensual de personal contiene la información del personal empleado y su costo durante el mes reportado.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Fuente de información: Propietarios del parque fotovoltaico.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SISDAT.

Frecuencia:

- Mensual: se reporta información del mes anterior.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario del portal SISDAT en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Solicitar la Información a los propietarios del parque fotovoltaico.
2. Ingresar al portal SISDAT con el usuario y contraseña entregada.
3. En la opción formularios vigentes descargar los siguientes archivos:
 1. *Actualización de listados.xml* (del año en curso).
 2. *Infraestructura.xls*
4. Abrir el archivo Infraestructura.xls en Excel e ingresar en la hoja de identificación la información requerida, por ejemplo la fecha.
5. Se selecciona la opción actualizar listas en el archivo Infraestructura.xls e inmediatamente se abre una ventana que solicita cargar las listas.
6. Cargar el archivo descargado Actualización de listados.xml con lo cual se cargará la información del agente generador.

7. En el archivo Infraestructura.xls en la hoja Personal se llenan los datos, en el formato de la figura 5.1, mismos que son proporcionados por el propietario del parque fotovoltaico.

PERSONAL				
Validar		Generar		Actualizar Listas
Año	2014	Mes	Ago	
Fila	Descripción	Nro. Trabajadores	Costo Promedio Mensual (USD)	
(0)	(1)	(2)	(3)	
1	Contratos			
2	Fijos			
3	Otros			

Figura 5. 1 Reporte de personal al ARCONEL.

8. Se selecciona la opción validar de la hoja personal y ésta opción mostrará los campos mal llenados en caso de existir.
9. Una vez corregidos los campos y validada la información sin la presencia de errores se selecciona la opción generar.
10. Al generar el reporte se crea un archivo .xml con un nombre cualesquiera apto para cargarse al portal SISDAT.
11. En el portal SISDAT se selecciona al agente generador y el año en curso y se despliega la opción de carga de archivos.
12. Se selecciona el mes a reportar y se selecciona la opción cargar, en este punto se selecciona el archivo generado .xml y se lo carga.
13. Finalmente se verifica en el portal el envío del archivo, en caso de que contenga errores el archivo no se carga.

5.2.5 REPORTE MENSUAL DE ENERGÍA PRODUCIDA – SISDAT/ARCONEL

Objetivos:

Enviar el reporte mensual de energía producida al portal SISDAT del ARCONEL.

Descripción:

El reporte mensual de energía producida contiene la información de la energía bruta y neta del mes reportado.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Fuente de información: Liquidación singularizada SIMEM - CENACE.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SISDAT y SIMEM.

Frecuencia:

- Mensual: se reporta información del mes anterior.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales SISDAT y SIMEM en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Descargar la Información de Liquidación Singularizada mensual del portal SIMEM - CENACE.
2. Ingresar al portal SISDAT con el usuario y contraseña entregada.
3. En la opción formularios vigentes descargar los siguientes archivos:
 1. *Actualización de listados.xml* (del año en curso).
 2. *Transacciones.xls*
4. Abrir el archivo Transacciones.xls en Excel e ingresar en la hoja de identificación la información requerida, por ejemplo la fecha.
5. Se selecciona la opción actualizar listas en el archivo Transacciones.xls e inmediatamente se abre una ventana que solicita cargar las listas.

6. Cargar el archivo descargado Actualización de listados.xml con lo cual se cargará la información del agente generador.
7. En el archivo Transacciones.xls en la hoja Energía Producida se llena la tabla 5.1 con los datos obtenidos del portal SIMEM.

Tipo Empresa	Central / Unidad	Tipo de Unidad	Tipo de Servicio (Público / No Público)	Tipo de Energía (Renovable / No Renovable)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Neta (MWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (6) - (7)

Tabla 5. 1 Reporte de energía producida al ARCONEL.

8. Se selecciona la opción validar de la hoja personal y ésta opción mostrará los campos mal llenados en caso de existir.
9. Una vez corregidos los campos y validada la información sin la presencia de errores se selecciona la opción generar.
10. Al generar el reporte se crea un archivo .xml con un nombre cualesquiera apto para cargarse al portal SISDAT.
11. En el portal SISDAT se selecciona al agente generador y el año en curso y se despliega la opción de carga de archivos.
12. Se selecciona el mes a reportar y se selecciona la opción cargar, en este punto se selecciona el archivo generado .xml y se lo carga.
13. Finalmente se verifica en el portal el envío del archivo, en caso de que contenga errores el archivo no se carga.

5.2.6 REPORTE MENSUAL DE BALANCE DE PRODUCCIÓN – SISDAT/ARCONEL

Objetivos:

Enviar el reporte mensual de balance de producción al portal SISDAT del ARCONEL.

Descripción:

El reporte mensual de balance de producción contiene la información de la energía generada por el parque fotovoltaico y sus transacciones con el M.E.M.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Fuente de información: Liquidación singularizada SIMEM - CENACE.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SISDAT y SIMEM.

Frecuencia:

- Mensual: se reporta información del mes anterior.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales SISDAT y SIMEM en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Descargar la Información de Liquidación Singularizada mensual del portal SIMEM - CENACE.
2. Ingresar al portal SISDAT con el usuario y contraseña entregada.
3. En la opción formularios vigentes descargar los siguientes archivos:
 - a. *Actualización de listados.xml* (del año en curso).
 - b. *Transacciones.xls*
4. Abrir el archivo *Transacciones.xls* en Excel e ingresar en la hoja de identificación la información requerida, por ejemplo la fecha.

5. Se selecciona la opción actualizar listas en el archivo Transacciones.xls e inmediatamente se abre una ventana que solicita cargar las listas.
6. Cargar el archivo descargado Actualización de listados.xml con lo cual se cargará la información del agente generador.
7. En el archivo Transacciones.xls en la hoja Balance de Producción se llena la tabla 5. 2 con los datos obtenidos del portal SIMEM.

Central / Unidad	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Consumos Otros Auxiliares (MWh)	Energía Comprada al MEM (MWh)	Energía Comprada fuera del MEM (MWh)	Energía Disponible (MWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	$(7)=(2)+(5)+(6)-(3)-(4)$

Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Generada No Incorporada al MEM (MWh)	Energía NO entregada para Servicio Público (MWh)	Energía entregada para Servicio Público (MWh)
(8)	$(9)=(7)-(8)$	(10)	(11)

Tabla 5. 2 Reporte de balance de producción al ARCONEL.

8. Se selecciona la opción validar de la hoja personal y ésta opción mostrará los campos mal llenados en caso de existir.
9. Una vez corregidos los campos y validada la información sin la presencia de errores se selecciona la opción generar.
10. Al generar el reporte se crea un archivo .xml con un nombre cualesquiera apto para cargarse al portal SISDAT.
11. En el portal SISDAT se selecciona al agente generador y el año en curso y se despliega la opción de carga de archivos.
12. Se selecciona el mes a reportar y se selecciona la opción cargar, en este punto se selecciona el archivo generado .xml y se lo carga.
13. Finalmente se verifica en el portal el envío del archivo, en caso de que contenga errores el archivo no se carga.

5.2.7 REPORTE MENSUAL ACUMULATIVO DE ENERGÍA VENDIDA – SISDAT/ARCONEL

Objetivos:

Enviar el reporte mensual acumulativo de energía vendida al portal SISDAT del ARCONEL.

Descripción:

El reporte mensual acumulativo de energía vendida contiene la información de facturación de la energía vendida a cada sistema de distribución desde la fecha de la operación comercial del parque fotovoltaico.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Fuente de información: Liquidación singularizada SIMEM - CENACE.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SISDAT y SIMEM.

Frecuencia:

- Mensual: se reporta información de energía vendida desde la fecha de operación comercial del parque fotovoltaico.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales SISDAT y SIMEM en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Descargar la Información de Liquidación Singularizada mensual del portal SIMEM - CENACE.
2. Ingresar al portal SISDAT con el usuario y contraseña entregada.
3. En la opción formularios vigentes descargar los siguientes archivos:
 - a. *Actualización de listados.xml* (del año en curso).
 - b. *Transacciones.xls*

4. Abrir el archivo Transacciones.xls en Excel e ingresar en la hoja de identificación la información requerida, por ejemplo la fecha.
5. Se selecciona la opción actualizar listas en el archivo Transacciones.xls e inmediatamente se abre una ventana que solicita cargar las listas.
6. Cargar el archivo descargado Actualización de listados.xml con lo cual se cargará la información del agente generador.
7. En el archivo Transacciones.xls en la hoja Energía Vendida se llena la tabla 5. 3 con los datos obtenidos del portal SIMEM.

Mes	Tipo de Vendedor	Comprador	Tipo de Transacción	ENERGÍA VENDIDA			
				(MWh)	Costos Fijos (USD)	Costos Variables (USD)	Total Costos (USD)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)

Tabla 5. 3 Reporte acumulativo de energía vendida al ARCONEL.

8. En este punto se debe revisar que los datos de energía vendida, de los meses anteriores al mes reportado, también estén añadidos en la hoja.
9. Se selecciona la opción validar de la hoja personal y ésta opción mostrará los campos mal llenados en caso de existir.
10. Una vez corregidos los campos y validada la información sin la presencia de errores se selecciona la opción generar.
11. Al generar el reporte se crea un archivo .xml con un nombre cualesquiera apto para cargarse al portal SISDAT.
12. En el portal SISDAT se selecciona al agente generador y el año en curso y se despliega la opción de carga de archivos.
13. Se selecciona el mes a reportar y se selecciona la opción cargar, en este punto se selecciona el archivo generado .xml y se lo carga.
14. Finalmente se verifica en el portal el envío del archivo, en caso de que contenga errores el archivo no se carga.

5.2.8 ENVÍO DE ARCHIVOS TPL (TERMINAL PORTÁTIL DE LECTURA) AL SIMEC/CENACE

Objetivos:

Enviar el reporte diario de generación obtenido del terminal portátil de lectura y cargarlo al portal SIMEC - CENACE.

Descripción:

Los contadores o registradores de energía instalados en el parque fotovoltaico por normativa tienen conexión Ethernet que permite conectarse remotamente con ellos, la información de generación diaria de energía se almacena en estos equipos y se descarga con la ayuda de un terminal portátil de lectura, esta información tomada del TPL es la única que se acepta como verdadera y que luego se carga al portal SIMEC del CENACE.

Los archivos TPL se cargan al sistema SIMEC con la información de generación del día anterior.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema TPL, SIMEC.

Frecuencia:

- Diario: se reporta información de energía generada hora a hora desde la fecha de operación comercial del parque fotovoltaico.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales TPL y SIMEC en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Se debe descargar los archivos TPL a partir de las 12:15 a.m. de este modo se tienen las mediciones completas del día anterior.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Acceder al Terminal Portátil de Lectura (TPL) con el usuario y la contraseña asignada por el CENACE.
2. Verificar que existen en pantalla los contadores de energía instalados en el parque fotovoltaico.
3. Verificar en el sistema TPL que la hora y fecha coinciden con los valores reales al momento de la descarga de archivos, realizar esta operación dentro de los tiempos establecidos.
4. Seleccionar el contador de energía y dar doble clic sobre él.
5. Se establecerá la conexión remota con los contadores de energía y se descargará el archivo TPL que contiene la información de generación de energía del día anterior.
6. El sistema TPL se instala en una ubicación específica en el equipo y a su vez los archivos se almacenan en la carpeta: TPL/datos.
7. Una vez verificada la ubicación de los archivos y la existencia de los mismos se abre cualquier navegador de internet.
8. Se accede al portal SIMEC del CENACE y se ingresa con el usuario y clave asignados.
9. En el portal SIMEC se selecciona la opción carga de archivos y se abre el submenú con las opciones:
 - Enviar archivos TPL.
 - Estado de recepción de archivos TPL.
10. Se selecciona la opción enviar archivos TPL y se despliega una ventana que permite seleccionar el archivo a cargar, en caso de que se deba cargar más de un archivo TPL se da clic sobre incluir otro archivo según se requiera.
11. Al seleccionar el archivo TPL se debe ubicarlo en la carpeta de instalación del mismo, el archivo TPL es de tipo Nombre.rar.
12. Una vez cargados los archivos se selecciona la opción enviar, el sistema no permite enviar los archivos fuera de los tiempos establecidos.
13. Para verificar que los archivos TPL se han cargado al SIMEC se selecciona la opción: estado de recepción de archivos TPL de la opción carga de archivos.
14. Al seleccionar la opción estado de recepción de archivos TPL se despliega una ventana con la información referente a la carga de archivos como:

- Nombre del archivo
- Usuario
- Fecha de recepción
- Fecha de instalación
- Estado

15. Verificar que el estado de los archivos TPL indiquen: Instalación OK.

16. Imprimir la pantalla como respaldo de que se ha ejecutado este procedimiento.

17. Finalmente almacenar los archivos TPL en una carpeta de respaldo.

5.2.9 REPORTE DE ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA CENACE

Objetivos:

Enviar el reporte diario de análisis post-operativo de generación de potencia activa y reactiva al CENACE.

Descripción:

El CENACE solicita a los agentes generadores fotovoltaicos enviar un reporte post-operativo de generación, el cual contiene los datos de generación hora a hora resumidos en una tabla con un formato específico que luego el personal del CENACE analiza con la ayuda de herramientas computacionales.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema TPL, SIMEC.

Frecuencia:

- Diario: se reporta información de energía activa y reactiva generada hora a hora desde la fecha de operación comercial del parque fotovoltaico.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales TPL y SIMEC en caso de inquietudes e inconvenientes.
- Enviar los reportes dentro de las fechas acordadas para evitar multas o sanciones.

Procedimiento:

1. Acceder al portal SIMEC-CENACE con el usuario y la contraseña asignados y descargar la información entregada por los archivos TPL.
2. En el portal SIMEC escoger la opción Informes y se despliega un submenú que contiene las siguientes opciones:
 - Balance energético
 - Medidas de punto de frontera
 - Medidas de puntos de medida

- Calidad del servicio
 - Demanda máxima y mínima diaria
 - Curva de carga fina mensual
- 3.** Escoger la opción Medidas de puntos de medida y en esta llenar los campos de fecha de la consulta, magnitudes a presentar, contador de energía a consultar y el período con el que se quiere que se muestren los valores consultados.
 - 4.** Luego de completar el paso anterior se da clic sobre ver informe y este muestra los datos de generación en una tabla que se puede exportar a Excel.
 - 5.** Al descargar el informe de generación en formato Excel se lo abre y se copian los campos necesarios.
 - 6.** En la hoja de análisis post-operativo se llenan los campos con la información descargada del portal SIMEC.
 - 7.** Finalmente se envía el archivo, con formato preestablecido, a la dirección e-mail indicada por el CENACE.
 - 8.** Se archivan los datos como respaldo en una carpeta dedicada para esta información.

5.2.10 REPORTE DE PREVISIÓN DIARIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA - CENACE

Objetivos:

Enviar el reporte diario de previsión de generación de energía al personal correspondiente del CENACE.

Descripción:

El CENACE solicita a los agentes generadores fotovoltaicos enviar un reporte de previsión de generación, el cual contiene los datos de previsión de generación hora a hora del siguiente día al reportado, el CENACE analiza esta información con la ayuda de herramientas computacionales ya que puede servir para programar el despacho de energía. Para realizar la previsión de energía se la puede realizar de dos maneras, una con modelos matemáticos y la otra con información estadística o con los registros históricos de generación.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SIMEC.
- Registro histórico de generación o información necesaria para los modelos matemáticos que permitan prever la generación de energía de forma aproximada.

Frecuencia:

- Diario: se reporta información de previsión de generación de energía del día siguiente al reportado.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con la información existente que servirá como base para calcular la previsión de generación.
- Tomar en cuenta los límites de generación de acuerdo al diseño del parque fotovoltaico.
- Tome en cuenta que el parque fotovoltaico genera solamente durante el día y su generación se asemeja a la función de distribución normal o campana de Gauss.

Procedimiento:

1. Tomar la información necesaria para calcular la previsión de generación según la metodología que se escoja.
2. Calcular la previsión de generación y copiarla en el formato establecido por el CENACE, el archivo suele ser en formato Excel .xls.
3. Verifique que los resultados sean coherentes y coincidan con las fechas y horas del día que se desea prever la generación.
4. Envíe el archivo de previsión de generación a la dirección e-mail dentro del tiempo acordado.
5. Archivar los datos como respaldo en una carpeta dedicada para esta información, pueden servir para futuras previsiones.

5.2.11 VERIFICACIÓN DE LIQUIDACIONES DIARIAS - CENACE

Objetivos:

Verificar que los valores de generación liquidados por el SIMEM-CENACE sean los mismos que los cargados y mostrados con el TPL-SIMEC.

Descripción:

El CENACE liquida diariamente hora a hora la generación de energía de un parque fotovoltaico, a pesar de que cuentan con herramientas dedicadas para esto, el CENACE recomienda realizar esta labor con el fin de no estafar a los agentes generadores, transmisores y distribuidores ya que en ocasiones pueden darse errores que pueden resolverse con la verificación y la posterior gestión de la reliquidación.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SIMEC-SIMEM.

Frecuencia:

- Diario: se verifican los valores de liquidación con los valores de generación del sistema de medición, es una labor opcional.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales SIMEC y SIMEM en caso de inquietudes e inconvenientes.

Procedimiento:

1. Acceder al portal SIMEM con el usuario, contraseña y certificado otorgados y descargar el archivo de liquidación diaria que se encuentra en la siguiente ubicación del portal:
 - Menú > Transacciones Comerciales > Administración de liquidaciones.
2. En administración de liquidaciones se despliega una ventana con los distintos procesos posibles:
 - Consolidación de la información operativa diaria

- Consolidación de mediciones diaria
 - Liquidación diaria
 - Liquidación de IVA diaria
 - Liquidación diaria de TIEs
 - Garantías TIE semanal
 - Facturación mensual
 - Liquidación mensual de contratos
 - Liquidación mensual de potencia y SC
- 3.** Se selecciona el proceso Liquidación diaria y se da clic en la opción descargar.
 - 4.** El archivo de liquidación diaria se descarga en el computador en formato Excel y al abrirlo posee distintas hojas de las cuales se centra el análisis en la hoja Eng (Energía Neta Generada).
 - 5.** De toda la información mostrada en esta hoja se le aplica un filtro y se selecciona el parque fotovoltaico que se desea verificar.
 - 6.** Se seleccionan los datos pertinentes y en un archivo nuevo de Excel se recomienda copiar esta información para compararla con la información registrada por el TPL y cargada al portal SIMEC.
 - 7.** Se debe verificar que hora a hora los valores de energía liquidada corresponden con los valores de energía del sistema de medición.
 - 8.** Si no existen diferencias o las diferencias son despreciables no se toma ninguna acción y se reporta a los propietarios de ser necesario.
 - 9.** Si existen diferencias en los valores de liquidación y los de medición se procede a informar al propietario para que solicite la reliquidación de los días que presenten errores.

5.2.12 REPORTE DE PREVISIÓN SEMANAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA - CENACE

Objetivos:

Enviar el reporte semanal de previsión de generación de energía al personal correspondiente del CENACE.

Descripción:

El CENACE solicita a los agentes generadores fotovoltaicos enviar un reporte de previsión de generación, el cual contiene los datos de previsión de generación hora a hora de la siguiente semana a la reportada, el CENACE analiza esta información con la ayuda de herramientas computacionales ya que puede servir para programar el despacho de energía. Para realizar la previsión de energía se la puede realizar de dos maneras, una con modelos matemáticos y la otra con información estadística o con los registros históricos de generación.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SIMEC.
- Registro histórico de generación o información necesaria para los modelos matemáticos que permitan prever la generación de energía de forma aproximada.

Frecuencia:

- Semanal (7 días, incluye fin de semana): se reporta información de previsión de generación de energía de la siguiente semana a la reportada.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con la información existente que servirá como base para calcular la previsión de generación.
- Tomar en cuenta los límites de generación de acuerdo al diseño del parque fotovoltaico.
- Tome en cuenta que el parque fotovoltaico genera solamente durante el día y su generación se asemeja a la función de distribución normal o campana de Gauss.

Procedimiento:

1. Tomar la información necesaria para calcular la previsión de generación según la metodología que se escoja.
2. Calcular la previsión de generación y copiarla en el formato establecido por el CENACE, mostrado en la figura 5. 2, el archivo suele ser en formato Excel .xls.



PROGRAMACIÓN DIARIA
PREVISIÓN DE GENERACIÓN

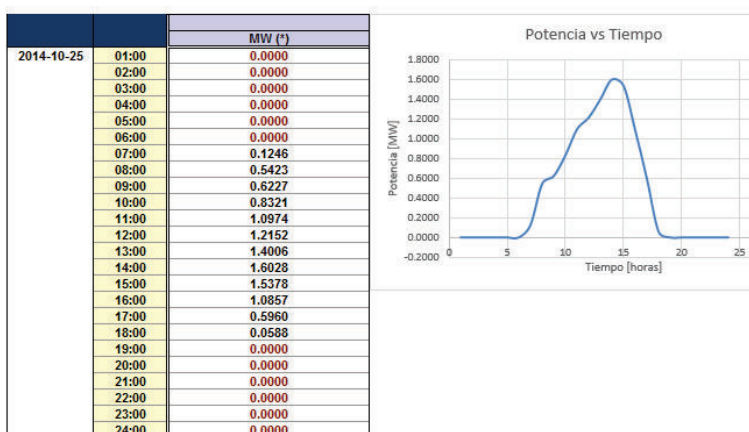


Figura 5. 2 Ejemplo de previsión de generación

3. Verifique que los resultados sean coherentes y coincidan con las fechas y horas del día que se desea prever la generación.
4. Envíe el archivo de previsión de generación a la dirección e-mail dentro del tiempo acordado.
5. Archivar los datos como respaldo en una carpeta dedicada para esta información, pueden servir para futuras previsiones.

5.2.13 VERIFICACIÓN MENSUAL DE FACTURACIÓN - CENACE

Objetivos:

Verificar mensualmente que los valores de generación liquidados por el SIMEM-CENACE sean los mismos que los cargados y mostrados con el TPL-SIMEC.

Verificar que el monto establecido en la facturación mensual sea igual al valor de energía generada al mes por el costo preferencial de energía.

Identificar los valores por los cuales se debe facturar a los distintos distribuidores de energía.

Descripción:

El CENACE al final del mes realiza el proceso de facturación y liquidación singularizada a todos los agentes generadores, transmisores y distribuidores.

La información publicada en el portal SIMEM sirve para comprobar, del lado comercial, asuntos de facturación. La información debe comprobarse de tal forma que se facture el total de energía generada al mes y equivalente en dólares. El proceso de comprobación comprende en la comparación de los valores de liquidaciones diarias, los valores del portal SIMEC y su equivalente en dólares que no es más que el producto de la energía generada por el costo preferencial de energía generada. En la facturación mensual se describe por qué valor económico se debe facturar a los agentes distribuidores.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Computador con licencias, contraseñas y permisos de operación.
- Personal capacitado en el manejo del sistema SIMEC-SIMEM.

Frecuencia:

- Mensual: se verifican los valores de liquidación con los valores de generación del sistema de medición, es una labor opcional de importancia desde el punto de vista comercial.

Precauciones y Requerimientos:

- Familiarizarse con el manual del usuario de los portales SIMEC y SIMEM en caso de inquietudes e inconvenientes.

Procedimiento:

1. Acceder al portal SIMEM con el usuario, contraseña y certificado otorgados y descargar el archivo de Facturación Mensual que se encuentra en la siguiente ubicación del portal:
 - Menú > Transacciones Comerciales > Administración de liquidaciones.
2. En administración de liquidaciones se despliega una ventana como la mostrada en la figura 5. 3 con los distintos procesos posibles:
 - Consolidación de la información operativa diaria
 - Consolidación de mediciones diaria
 - Liquidación diaria
 - Liquidación de IVA diaria
 - Liquidación diaria de TIEs
 - Garantías TIE semanal
 - Facturación mensual
 - Liquidación mensual de contratos
 - Liquidación mensual de potencia y SC

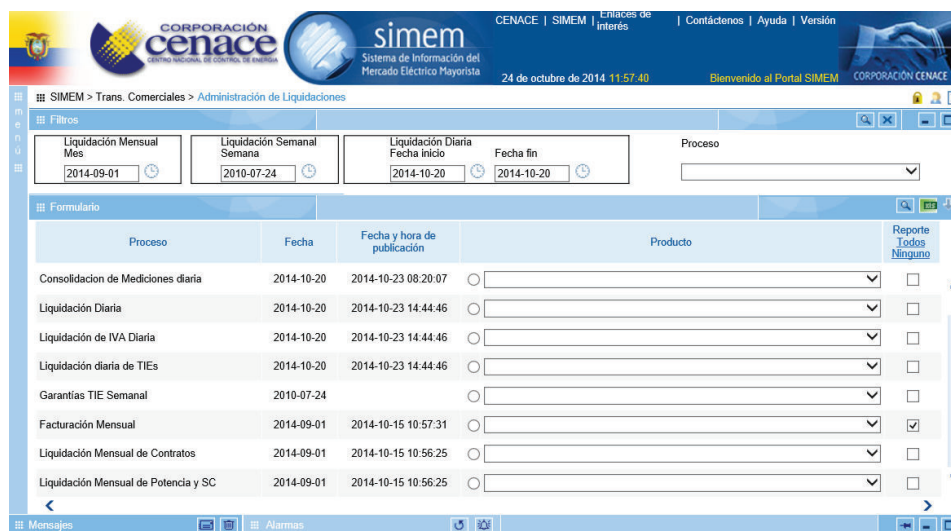


Figura 5. 3 Portal SIMEM - CENACE.

3. Se selecciona el proceso Facturación Mensual y se da clic en la opción descargar.

4. El archivo de Facturación Mensual se descarga en el computador en formato Excel y al abrirlo posee distintas hojas de las cuales se centra el análisis en la hoja LiqSin (Liquidación Singularizada). Véase la figura 5.4.

En la hoja LIQ.SIN (Liquidación Singularizada):

LIQ.SGL - Singularización de rubros (USD)					
Fecha	Digo de ejecuc	Fecha y hora de publicación			
2014-09-01	101341210	2014-10-14 17:20:25			
ANIO	MES	Col_Cd_Agente_A	Col_Cd_Agente	Col_Cd_Ru	Valor
2014.00	9.00	GSFVG	CATGD	GNCsgl3	52907.38
2014.00	9.00	GSFVG	EAMBD	GNCsgl3	6187.37
2014.00	9.00	GSFVG	EAZDD	GNCsgl3	1010.60
2014.00	9.00	GSFVG	EBOLD	GNCsgl3	804.34
2014.00	9.00	GSFVG	ECOTD	GNCsgl3	4906.68
2014.00	9.00	GSFVG	ECUSD	GNCsgl3	10632.38
2014.00	9.00	GSFVG	EESMD	GNCsgl3	5195.55
2014.00	9.00	GSFVG	EGRID	GNCsgl3	18040.41
2014.00	9.00	GSFVG	ELUZG	GNCsgl3	20.96
2014.00	9.00	GSFVG	EMAND	GNCsgl3	16461.41
2014.00	9.00	GSFVG	EMAPG	GNCsgl3	199.71
2014.00	9.00	GSFVG	EMAXA	GNCsgl3	318.31
2014.00	9.00	GSFVG	EMILD	GNCsgl3	6230.81
2014.00	9.00	GSFVG	ENOPD	GNCsgl3	5631.30
2014.00	9.00	GSFVG	EGPOD	GNCsgl3	9251.38
2014.00	9.00	GSFVG	EQUID	GNCsgl3	42135.51
2014.00	9.00	GSFVG	ERIBD	GNCsgl3	3665.28
2014.00	9.00	GSFVG	ERIOD	GNCsgl3	3934.92
2014.00	9.00	GSFVG	ERSUD	GNCsgl3	3330.97
2014.00	9.00	GSFVG	ESODD	GNCsgl3	5285.12
2014.00	9.00	GSFVG	ESELD	GNCsgl3	5525.97
2014.00	9.00	GSFVG	ESUCD	GNCsgl3	3343.16
2014.00	9.00	GSFVG	HABAA	GNCsgl3	2980.40

Figura 5. 4 Hoja de liquidación singularizada SIMEM - CENACE.

5. De toda la información mostrada en esta hoja se le aplica un filtro y se selecciona el parque fotovoltaico que se desea verificar.
6. Se seleccionan la columna valor y se la divide por el precio preferencial de energía, de esta manera se obtiene la energía que se ha despachado a cada agente distribuidor. La suma de la energía despachada a cada distribuidor da como resultado la energía generada al mes por el parque fotovoltaico.
7. En el portal SIMEC se puede obtener los datos de generación diaria de todo el mes y con este dato se puede verificar que la parte comercial y la parte de medición tienen mediciones iguales de energía.
8. En un archivo Excel se debe verificar que la energía total del mes sea la suma de la energía de todos los días que lo comprende.
9. En el archivo Excel se debe verificar que el valor en dólares por el cual se debe facturar a las empresas distribuidoras
10. Luego de realizar las verificaciones se informa las novedades, en caso de existir, para que el propietario realice los reclamos correspondientes o para que ejecute el proceso de facturación.

5.3 PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO.

5.3.1 DESBROCE DEL TERRENO

Objetivos:

Eliminar la vegetación perjudicial para las instalaciones civiles y eléctricas que afecten a la producción normal de energía.

Descripción:

Durante la instalación se desbroza el terreno a fin de que las irregularidades del mismo y su vegetación no dificulten la instalación de los equipos del parque fotovoltaico, luego de esto, según el lugar de emplazamiento del parque fotovoltaico, la vegetación vuelve a crecer logrando ocupar gran parte del terreno, la altura de la vegetación puede generar problemas directos sobre los paneles y sus conexiones eléctricas. La metodología a usar para realizar esta actividad queda a elección del encargado de mantenimiento y puede ser manual, mecanizada o química.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Manual: Guantes adecuados para la extracción de maleza y herramientas como machete, cortadora, entre otras.
- Mecanizada: Motoguadaña.
- Química: herbicidas.
- Personal con experiencia en corte de maleza, de preferencia que vivan cerca de la zona.
- Equipo de protección personal.

Frecuencia:

- Semestral: Se puede alterar la frecuencia dependiendo del tiempo con el que crece la vegetación en el sitio.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, se debe capacitar al personal que realice el corte de la maleza para que cuide de estos.

- Esta labor se puede ejecutar a cualquier hora del día.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Dependiendo del caso cambiar el modo de operación de los inversores de modo conectado a tierra a modo aislado de tierra.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Ejecutar el corte de la maleza por cualquiera de las metodologías mencionadas en el manual.
5. Recolectar la maleza y manejarla según el plan de manejo ambiental del parque fotovoltaico.
6. Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del terreno antes y después de realizar esta actividad.
7. Elaborar el informe respectivo.

5.3.2 READECUAMIENTO DEL TERRENO

Objetivos:

Mantener el terreno en buen estado de tal forma que permita el acceso a todos los equipos del parque fotovoltaico.

Descripción:

El terreno alberga a todos los equipos del parque fotovoltaico y de su correcto estado depende el acceso que tengamos a estos, en esta labor se deben corregir grietas, huecos y demás problemas en el terreno.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Pala, pico, azadón, carretilla, entre otras.
- Equipo de protección personal.
- Personal con experiencia en trabajos sobre el terreno, de preferencia que vivan cerca de la instalación.

Frecuencia:

- Semestral: Se puede alterar la frecuencia dependiendo del emplazamiento del parque fotovoltaico.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- Esta labor se puede ejecutar a cualquier hora del día.
- Se debe pensar en soluciones a largo plazo como un sistema de canalización del agua lluvia por ejemplo.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Dependiendo del caso cambiar el modo de operación de los inversores de modo conectado a tierra a modo aislado de tierra.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.

2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Realizar la inspección visual del terreno y determinar las partes del terreno afectadas por lluvia, erosión u otros.
5. Revisar que los pozos o arquetas de conexión estén siempre visibles para evitar que autos o personas pasen sobre ellos sin darse cuenta.
6. Revisar que el cableado subterráneo o sus tuberías no estén descubiertas debido a erosión o lluvia.
7. Revisar que no existan grietas, huecos, baches o acumulaciones de tierra debidas a lluvia, erosión o acción del hombre.
8. Una vez detectados los problemas en el terreno su reparación consiste en rellenar o retirar la tierra donde sea necesario.
9. Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del terreno antes y después de realizar esta actividad.
10. Elaborar el informe respectivo.

5.3.3 LIMPIEZA DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Objetivos:

Mantener en correcto estado los paneles fotovoltaicos a fin de cuidar de su tiempo de vida y de su producción óptima de energía.

Descripción:

Los paneles fotovoltaicos se instalan a la intemperie, razón por la cual están dispuestos a los efectos medioambientales del lugar de emplazamiento, durante su operación normal la suciedad del medio se acumula sobre los paneles disminuyendo su producción y en ocasiones generando manchas que provocan un sombreado parcial sobre el mismo.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Cepillo o fibra para limpieza de vidrio que no provoque ralladuras.
- Pértigas plásticas que no afecten al vidrio del panel o a su marco.
- Agua tratada descalcificada que no genere corrosión en partes metálicas.
- Equipo de protección personal.
- Personal capacitado y con conocimiento de limpieza de vidrio.

Frecuencia:

- Semestral: Se puede alterar la frecuencia dependiendo de la contaminación ambiental del sitio y la suciedad acumulada sobre los paneles.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- Es preferible no realizar la limpieza en horas de máxima producción (12:00 pm) ya que se afecta a la producción y existe la posibilidad de ocasionar choques térmicos sobre el vidrio del panel.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Dependiendo del caso cambiar el modo de operación de los inversores de modo conectado a tierra a modo aislado de tierra.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Elegir la metodología a emplear para la limpieza de los paneles, de acuerdo a las mencionadas en el manual: limpieza manual o mecanizada.
5. Tomar los equipos de limpieza y conjuntamente con el abastecimiento de agua ejecutar de forma ordenada la limpieza de todos los paneles del parque fotovoltaico.
6. Realizar una inspección visual de la limpieza de los paneles y verificar su estado funcional luego de la limpieza.
7. Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del estado de los paneles antes y después de realizar esta actividad.
8. Elaborar el informe respectivo.

5.3.4 TERMOGRAFÍA DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Objetivos:

Determinar la existencia de puntos calientes en los paneles fotovoltaicos.

Descripción:

Cuando una celda fotovoltaica se quema o avería cambia su estado de operación de generación a carga, en este estado la energía consumida por la celda fotovoltaica se disipa al medio ambiente en forma de calor lo cual puede ser detectado por cámaras termográficas.

Equipamiento / Herramientas / Personal:

- Cámara Termográfica con sus accesorios.
- Equipo de protección personal.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad.

Frecuencia:

- Anual: Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.

Las condiciones que se deben cumplir para realizar una correcta termografía a los paneles son:

- Irradiación solar mínima de 500 W/m^2 , irradiación solar recomendada de 700 W/m^2 o superior, el valor de irradiación solar se mide con un piranómetro el cual, por lo general, muestra la medición de irradiación solar en el sistema de monitoreo.
- Cielo despejado y sin nubosidades, se debe evitar el efecto de sombreado ya sea por las nubes, equipos o personal cercanos a los paneles.

- Velocidad del viento relativamente baja, se debe evitar flujos fuertes de aire en la zona ya que enfrían al panel por convección, disminuyendo el contraste térmico en la fotografía termográfica.
- Adecuada ubicación de la cámara con respecto al panel para evitar fenómenos de reflexión del vidrio, se recomienda apuntar la cámara dentro de un ángulo de 5° a 60°, estableciendo como 0° cuando la cámara está perpendicular al panel.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Revisar la información del manual referente a termografía de paneles.
5. Tomar la cámara termográfica y ejecutar la inspección de los paneles.
6. Tomar fotografías termográficas de los paneles que presenten puntos calientes.
7. Analizar los resultados obtenidos.
8. Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del estado de los paneles antes y después de realizar esta actividad.
9. Elaborar el informe respectivo.

5.3.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL EQUIPO DE CONEXIÓN DE STRINGS

Objetivos:

Prevenir fallos en el equipo de conexión de strings para mantenerlo operando eficientemente y con altos índices de disponibilidad.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el equipo de conexión de strings de un parque fotovoltaico.

Descripción:

Los equipos de conexión de strings son construidos de tal forma que su operación sea autónoma, sin embargo es necesario realizar mantenimiento preventivo sobre el mismo ya que existen piezas, componentes, accesorios u otros elementos que sufren desgaste a lo largo del tiempo de operación.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Guantes dieléctricos Clase 0 y guantes de protección.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
 - o Pértigas dieléctricas de salvamento.
- Cámara Termográfica con sus accesorios.
- Multímetro o pinza amperimétrica de AC y DC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Comprobador de interruptor de potencia.
- Comprobador de descargador de sobretensiones.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.

- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del inversor.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual: Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- Los componentes del equipo de conexión de strings pueden permanecer con voltaje luego de que se haya interrumpido el flujo de corriente adecuadamente.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones medioambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Disponer de un stock de repuestos, por ejemplo:
 - o Filtros del sistema de ventilación.
 - o Repuestos de tornillería.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.

4. Familiarizarse con el equipo de conexión de strings reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

Paso 1: Desconexión del Equipo de Conexión de Strings.

6. Ubique el equipo de conexión de strings sobre el cual se va a llevar a cabo el mantenimiento preventivo e identifique sus partes y componentes.
7. Verifique si el equipo de conexión de strings posee un interruptor de potencia de DC y póngalo en posición OFF para interrumpir adecuadamente el flujo de corriente, en caso de que no exista el interruptor de DC es necesario apagar el inversor asociado.
8. Verifique con una pinza amperimétrica o un multímetro que se ha interrumpido el flujo de corriente en el equipo de conexión de strings.
9. Identifique los portafusibles asociados a cada string y desconecte en el terminal positivo y negativo cada uno de ellos para asegurar visiblemente la interrupción de corriente. Es obligatorio abrir todos los portafusibles independientemente de si el terminal positivo posee fusibles y el negativo posee puentes de conducción.
10. Si es posible desconecte los cables que unen los paneles con el equipo de conexión de strings. Si no es posible aisle los terminales que mantienen un voltaje de vacío peligroso.
18. Finalmente antes de realizar cualquiera de los siguientes pasos verifique que el equipo de conexión de strings se encuentra desconectado. Recuerde que a pesar de que no existe circulación de corriente, los paneles fotovoltaicos mantienen voltaje de vacío entre sus terminales positivo y negativo.

Paso 2: Comprobación del montaje y lugar de emplazamiento. Figura 5. 5.



Figura 5. 5 Ejemplo de Emplazamiento del equipo de conexión de strings.

- 11.** Compruebe que en el equipo de conexión de strings es accesible en todo momento y que en sus alrededores no existen materiales inflamables, en caso de existir retírelos.
- 12.** Compruebe que el equipo de conexión de strings está correctamente sujetado a su estructura de soporte.
- 13.** Compruebe que el equipo de conexión de strings se encuentra protegido de la irradiación solar directa.

Paso 3: Comprobación de la carcasa.

- 14.** Revise la carcasa en búsqueda de daños y si es necesario cámbiela por una nueva.
- 15.** Verifique que las uniones de compensación de presión se encuentran en limpias y en buen estado.
- 16.** Revise que las puertas y los accesorios brinden un cierre perfecto a fin de asegurar la estanqueidad del equipo.

Paso 4: Comprobación interna del armario del equipo de conexión de strings.

Figura 5. 6.

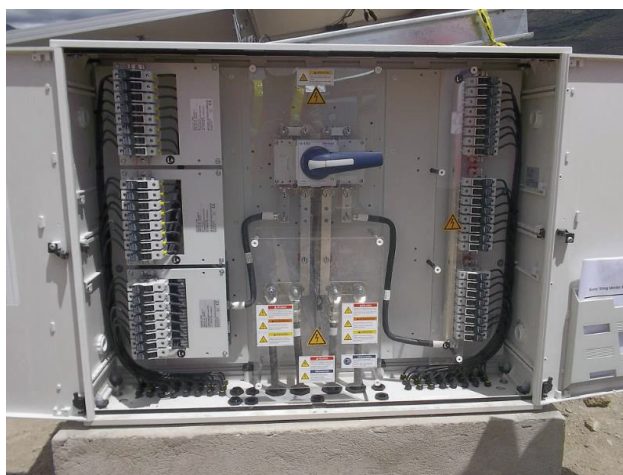


Figura 5. 6 Ejemplo de componentes internos del equipo de conexión de strings.

- 17.** Abra las puertas del equipo de conexión de strings y verifique la estanqueidad del armario.
- 18.** Revise los tapones de drenaje y asegúrese de que estén limpios y en buen estado.

19. Revise que el armario internamente se encuentra totalmente seco, en caso de existir gotas de agua por condensación se debe extraer el agua y revisar que los accesorios que brindan la estanqueidad al armario no estén en mal estado.

19. Revise, en la placa base, la estanqueidad y correcta fijación de las uniones que permiten el ingreso de los cables eléctricos y de comunicaciones al equipo de conexión de strings.

Paso 5: Comprobación de las cubiertas y del etiquetado de seguridad.

20. Compruebe que existen todas las etiquetas de seguridad y que se encuentran en buen estado, si faltan etiquetas o algunas no se puede visualizar adecuadamente se debe reemplazarlas por nuevas respectivamente.

21. Compruebe que las cubiertas se encuentran en buen estado, libres de polvo, sin grietas y correctamente fijadas. Si existen daños considerables se recomienda cambiarlas por nuevas

Paso 6: Comprobación de conexiones, uniones roscadas y a presión. Figura 5.7.



Figura 5.7 Ejemplo conexiones eléctricas y uniones.

22. Compruebe para las conexiones eléctricas y de comunicaciones que todas las uniones roscadas, a presión y de enchufe se encuentran en buen estado. Si las uniones están flojas ajústelas nuevamente respetando los pares de apriete y si han cambiado de color o se han deformado cámbielas por nuevas.

Paso 7: Comprobación del descargador de sobrevoltajes. Figura 5. 8.



Figura 5. 8 Ejemplo descargador de sobrevoltajes.

23. Identifique el descargador de sobrevoltajes y verifique mediante los indicadores si ha operado o no. En caso de que haya operado el descargador de sobrevoltajes debe ser cambiado por uno nuevo.

Paso 8: Comprobación de la tensión de alimentación del equipo de comunicación.

24. Si el equipo de conexión de strings posee un equipo o una tarjeta de comunicaciones identifíquela y proceda a verificar con un multímetro que la tensión de alimentación sea la adecuada para los equipos de comunicaciones. La tensión de alimentación de los equipos de comunicaciones puede estar impresa en los equipos o se puede encontrar en sus manuales de instalación. Ejemplo: tensión de alimentación 30 Vdc.

Paso 9: Comprobación de los relés auxiliares.

25. Si el equipo de conexión de strings posee un interruptor con la opción de control automático o remoto es necesario identificar los relés o contactores asociados al control del interruptor de potencia de DC.

26. En los contactores se puede verificar directamente su operación si al activarlo alguno de sus contactos auxiliares cambian de estado cerrado a abierto o viceversa.

Paso 10: Comprobación de la conexión a tierra.

27. Verifique que los componentes que comprenden la conexión a tierra del equipo de conexión de strings se encuentren en óptimas condiciones, es decir, no se han deteriorado, deformado o han cambiado de color.
28. Verifique el apriete en la tornillería del sistema de puesta a tierra. Si es necesario reapriete o cambie la tornillería.
29. Verifique que los componentes puestos a tierra, el descargador de puesta a tierra por ejemplo, se encuentran conectados fijamente a la puesta a tierra del equipo de conexión de strings.

Paso 11: Comprobación de los leds de aviso en los equipos de comunicaciones.

Figura 5. 9.



Figura 5. 9 Ejemplo de placa de comunicaciones y ubicación de leds de aviso.

30. La tarjeta de comunicaciones tiene las señales operativas de cada componente que la conforma. Identifique dicha tarjeta y ubique en ella todos los leds de aviso.
31. En el manual asociado al equipo puede encontrar el significado de cada led con lo cual se puede verificar el estado funcional de cualquiera de los componentes que lo conforman.

5.3.6 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL INVERSOR

Objetivos:

Prevenir fallos en el inversor para mantenerlo operando eficientemente y con altos índices de disponibilidad.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en los inversores de un parque fotovoltaico.

Descripción:

Los inversores son contruidos de tal forma que su operación sea autónoma, sin embargo es necesario realizar mantenimiento preventivo sobre el mismo ya que existen piezas, componentes, accesorios u otros elementos que sufren desgaste a lo largo del tiempo de operación. Existen actividades de mantenimiento que se deben realizar con el inversor encendido y otras cuando el inversor está apagado.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Guantes dieléctricos Clase 0 y guantes de protección.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
 - o Pértigas dieléctricas de salvamento.
- Cámara Termográfica con sus accesorios.
- Multímetro o pinza amperimétrica de AC y DC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Comprobador de interruptor de potencia.
- Comprobador de descargador de sobretensiones.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.

- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del inversor.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual: Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute ninguna actividad sobre los mismos.
- Disponer de un stock de repuestos, por ejemplo:
 - o Filtros del sistema de ventilación.
 - o Repuestos de tornillería.

Análisis de Riesgos:*Peligro*

- o Pueden darse descargas eléctricas debido a la presencia de equipos energizados, antes de cualquier labor de mantenimiento en el inversor desconecte la tensión de:
 - Tensión de inyección de la red, lado de AC.
 - Autoalimentación.
 - Tensión del generador fotovoltaico, lado de DC.
 - Otras tensiones externas auxiliares o complementarias.

- Asegure todos los equipos desconectados contra su reconexión accidental.
- El inversor puede descargar corrientes de falla a tierra debido a la conexión de sus equipos, en estas condiciones las partes puestas a tierra pueden poseer voltajes de contacto letales, verifique que no exista tensión en los equipos.
- Elementos internos contienen energía eléctrica incluso luego de su desconexión de DC y AC, espere 15 minutos como mínimo antes de abrir el inversor y verifique la ausencia de voltaje. No toque elementos con voltaje puede ocasionar la muerte.
- Ponga los equipos a tierra y en cortocircuito, en donde sea posible, y aíse las partes que queden bajo tensión.

Advertencia

- Mantenga la salida de emergencia libre y habilitada.
- Respete los pares de apriete de la tornillería y tenga cuidado de que estos elementos se calienten y genere un incendio.

Atención

- Respetar las etiquetas de seguridad.
- Espere el tiempo suficiente hasta que todas las partes del inversor se hayan enfriado y así evitar quemaduras.

Precaución

- Tenga en cuenta las indicaciones de seguridad y use el equipo de protección personal.
- Descargue la carga electrostática que posee tocando las partes puestas a tierra.
- Realice las labores bajo condiciones climatológicas adecuadas, sin la presencia de lluvia, humedad relativa alta, polvo, contaminación ambiental externa.
- Tenga cuidado en desconectar y conectar la alimentación externa durante las labores.

Procedimiento:

PASO 1: CON EL INVERSOR ENCENDIDO Y ENERGIZADO

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

PASO 1.1: Lectura de alarmas, mensajes de error, advertencia e indicadores.

Figura 5. 10.

5. Lectura de alarmas, mensajes de error, advertencia e indicadores de operación de componentes. Esta acción puede realizarse mediante conexión física e inalámbrica entre un computador y el inversor. De ser el caso se debe abrir las puertas del inversor, tenga cuidado en no tocar ningún componente ya que todo se encuentra energizado.

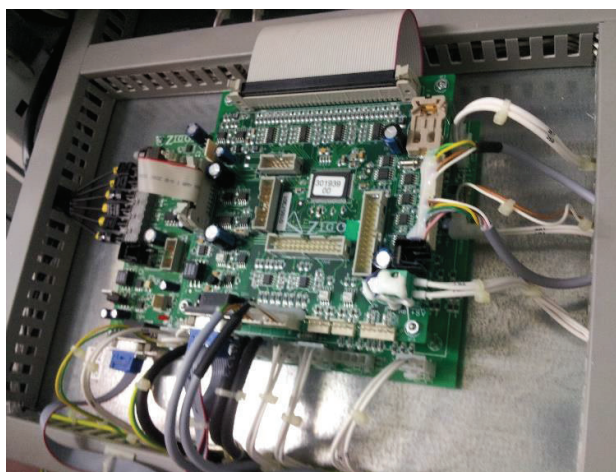


Figura 5. 10 Conexión física.

- 5.1 Ingrese al interfaz inversor – usuario y registre las alarmas y mensajes de error presentes en el inversor.
 - 5.2 Consulte la información de los indicadores de operación y registre el número de veces que han operado los distintos componentes del inversor con el fin de determinar si es necesario o no su reemplazo.
6. Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del estado de los componentes antes y después de realizar esta actividad.

Solución a las eventualidades:

- Si los indicadores muestran alarmas, advertencias o mensajes de error es imperativo que no avance con las demás acciones de mantenimiento hasta haber investigado la razón de las alarmas y su respectiva solución.
- Si el número de operaciones de alguno de los componentes del inversor sobrepasa los límites recomendados por el fabricante se debe cambiar el componente antes de que este falle de forma parcial o total.

PASO 1.2: Comprobación de funcionamiento del Interruptor de Potencia de DC.

7. Ponga al inversor en estado OFF, esta acción es fácil ya que los inversores poseen interruptores fáciles de operar y de varios tipos, a la vista, en la puerta del mismo. Durante esta acción las puertas del inversor están cerradas.
8. Abra las puertas e identifique el interruptor o contactor de potencia encargado de conectar el lado de DC del inversor. Véase la Figura 5.11.



Figura 5. 11 Interruptor de potencia de DC.

En la figura se observa que el interruptor de potencia de DC tiene los siguientes indicadores:

- A. Indicador de estado del resorte.
 - B. Indicador de estado del interruptor ON – OFF.
 - C. Pulsador ON para encender el interruptor.
 - D. Pulsador OFF para apagar el interruptor.
9. Verifique que el estado del resorte es el adecuado.

10. Verifique que el indicador de estado del interruptor se encuentre en apagado ya que al poner en OFF el inversor éste interruptor debe cambiar a estado apagado.
11. Cierre las puertas y ponga al inversor en estado encendido ON.
12. Abra las puertas con el inversor funcionando y verifique que el indicador de estado del interruptor de potencia de DC ha cambiado a encendido.
13. Cierre las puertas de los equipos.
14. Repita tres veces el *Paso 1.2: Comprobación de estado del interruptor de potencia de DC*, esta acción sirve para comprobar que el interruptor de potencia de DC funciona correctamente y a su vez se previene que los componentes internos del interruptor queden obsoletos debido a que no se los ha operado nunca. Esta actividad de carácter preventivo también permite que los residuos generados en los contactos, durante su encendido o apagado, no queden depositados sobre los mismos.
15. Una vez terminado el paso anterior ponga en OFF el inversor y presione la opción TEST en el interruptor de potencia, véase la figura 5. 12, en caso de que no se disponga de esta función los interruptores tienen en la parte posterior un puerto donde conectar un equipo de prueba especial para los interruptores.

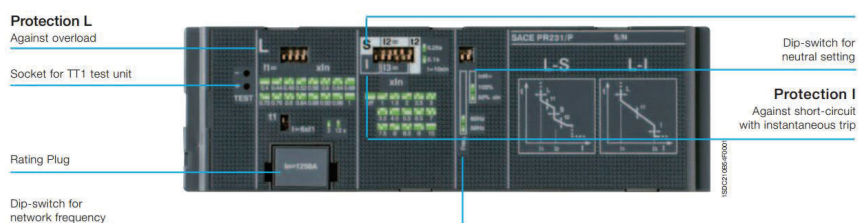


Figura 5. 12 Parte posterior de un interruptor automático de potencia

16. Conecte el equipo de prueba de interruptores automáticos de potencia en el puerto adecuado y presiones el botón TEST, puede ser necesario desmontar el interruptor o llevar la señal del equipo de prueba mediante extensiones de cable. El equipo de prueba de los interruptores comprueba que el disparo automático del interruptor debido a sobrecorriente sea el adecuado. El equipo de prueba como el de la figura 5. 13 no siempre es el mismo, se debe analizar su funcionamiento, las condiciones y la metodología para realizar el TEST de los interruptores.



Figura 5. 13 Equipos de prueba de interruptores de potencia.

17. Luego de realizar el Test se debe registrar los resultados y analizarlos.

18. Cumplido el paso anterior se debe documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del estado de los componentes antes y después de realizar esta actividad.

19. Finalmente de no haber inconvenientes se cierra el inversor y se lo pone en ON a fin de verificar que las actividades no han afectado al correcto funcionamiento del inversor.

Solución a las eventualidades:

- En el caso de que el interruptor de potencia de DC no cambie su estado ante el encendido y apagado del inversor se debe cambiarlo ya que el problema puede ser que los indicadores están dañados o que en realidad el interruptor de DC está averiado parcial o totalmente. No continúe con las demás actividades de mantenimiento.

PASO 1.3: Comprobación de funcionamiento del Interruptor de Potencia de AC.

El inversor tiene un interruptor de potencia o un contactor de potencia que opera en AC y que permite conectar el lado AC del inversor con el lado de bajo voltaje del transformador del parque fotovoltaico, esta operación se ejecuta cuando el inversor se pone en sincronismo con la red de energía eléctrica. El interruptor además de corte y seccionamiento suele disponer de las protecciones de sobrecorriente las cuales también se comprueban en este paso.

20. Ponga en OFF el inversor.

21. Abra las puertas del inversor e identifique el interruptor automático de potencia de AC.

22. Verifique que el interruptor automático de potencia de AC se pone en OFF cuando se apaga el inversor.
23. Ponga el inversor en ON.
24. Abra las puertas del inversor y verifique que el interruptor automático de potencia de AC cambia a estado ON, luego cierre las puertas.
25. Cuando se ha verificado el paso anterior se apaga el inversor poniéndolo en estado OFF (tome en cuenta que luego de 15 minutos de apagar el inversor los capacitores se descargan por completo).
26. Abra las puertas del inversor y en el interruptor automático de potencia de AC verifique si este dispone de una opción TEST o si permite el uso de equipos de prueba sobre el mismo.

Importante: Algunos interruptores de potencia de AC pueden ser diseñados para operar libres de mantenimiento y en los cuales no se debe realizar más actividades que inspección visual, limpieza y verificación de aprietes.

26.1 En caso de que el interruptor permita conectar equipos de prueba, como lo indica la figura 5. 14, se conecta el equipo de prueba y se verifican las condiciones y metodología con la cual se puede llevar a cabo la prueba o TEST, puede ser necesario desconectar el interruptor de manera parcial o total.

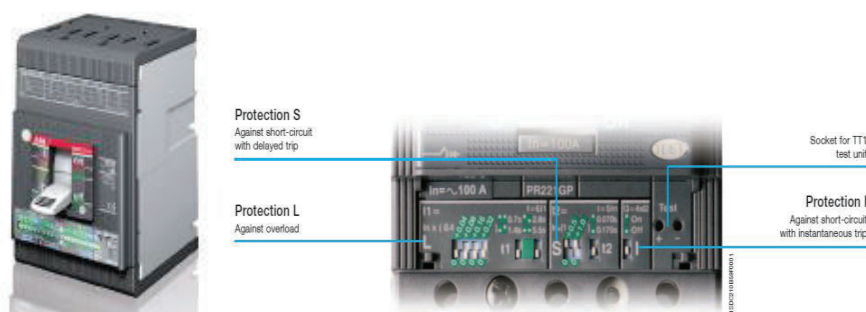


Figura 5. 14 Interruptor de potencia AC con puerto para equipo de prueba.

En la figura se muestra un ejemplo de interruptor automático de potencia de AC, el cual en la parte frontal cuenta con las opciones ON-DISPARADO-OFF y en la parte posterior las múltiples opciones de configuración y el puerto para el equipo de prueba.

26.2 En caso de que el interruptor, como el de la figura 5. 15, no permita pruebas para comprobar su adecuado funcionamiento se deben realizar las labores de mantenimiento de la tabla 5. 4 con una frecuencia de hasta máximo tres años:



Figura 5. 15 Interruptor automático de potencia de AC sin la opción TEST.

Orden	Actividades	Descripción	Solución
1	Suciedad	Realice una inspección visual del interruptor y localice la suciedad que existe sobre el mismo	Limpie la suciedad con un detergente no abrasivo y luego secar con una tela suave.
2	Aprietes	Revise el par de apriete de la tornillería y uniones.	Ajuste con una llave dinamométrica los terminales respetando su par de apriete.
3	Apertura y Cierre	Accione el interruptor si éste ha estado inactivo por mucho tiempo para prevenir la fricción por el	Si el interruptor no opera o sus partes están unidas e inmóviles se debe cambiar o

		endurecimiento de la grasa.	reparar el interruptor.
4	Medición de aislamiento	Con el equipo de medición de aislamiento de 500V se mide la resistencia de aislamiento entre las fases y la tierra del equipo.	Si la resistencia de aislamiento es menor a 5 MΩ se debe cambiar el equipo y determinar las causas de este fallo.

Tabla 5. 4 Mantenimiento del interruptor de potencia automático de AC.

- 27.** Al terminar las pruebas y las acciones antes mencionadas se registra los resultados para su posterior análisis.
- 28.** Reconectar el interruptor en el caso de que se lo ha desconectado de forma parcial o total para realizar su comprobación.
- 29.** Una vez reconectado el interruptor automático de potencia de AC se lo deja como en sus condiciones iniciales.
- 30.** Documentar todas las actividades y tomar un registro fotográfico del estado de los componentes antes y después de realizar esta actividad.
- 31.** Finalmente de no haber inconvenientes se cierra el inversor y se lo pone en ON a fin de verificar que las actividades no han afectado al correcto funcionamiento del inversor.

Solución a las eventualidades:

- En el caso de que el interruptor de potencia de AC no cambie su estado ante el encendido y apagado del inversor se debe cambiarlo ya que el problema puede ser que los indicadores están dañados o que en realidad el interruptor de AC está averiado parcial o totalmente. No continúe con las demás actividades de mantenimiento.

PASO 2: CON EL INVERSOR APAGADO Y DESENERGIZADO

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
5. Ponga a operar al inversor en modo aislado de tierra:
 - 5.1 Mediante software con la ayuda del interfaz disponible y configurando los parámetros necesario para operar el inversor en modo aislado de tierra.
 - 5.2 Apague el inversor poniéndolo en OFF y desconecte el interruptor de detección de fallo a tierra (GFDI) y también su componente de control automático y remoto, de esta manera se lo asegura contra su reconexión involuntaria.

PASO 2.1: Procedimiento para apagar y desenergizar el Inversor.

6. Apague el inversor poniéndolo en OFF.
7. Espere 15 minutos como mínimo antes de abrir las puertas del inversor, de esta forma se asegura la descarga de los capacitores.
8. Desconecte la tensión del lado de AC en el transformador de medio voltaje.
 - 8.1 Colóquese el equipo de protección personal y utilice el equipo de seguridad adecuado para maniobrar la celda de medio voltaje. Véase la figura 5. 16.
 - Guantes dieléctricos de clase adecuada para trabajos en medio voltaje, Clase 2 por ejemplo.
 - Banquillo dieléctrico de seguridad para medio voltaje.
 - Pértiga dieléctrica de salvamento para medio voltaje.



Figura 5. 16 Guantes dieléctricos, banquillo dieléctrico, pértiga de salvamento para medio voltaje.

- 8.2** Abra las puertas del equipo armario que contiene a la celda de medio voltaje del transformador e identifique los componentes y accesorios relacionados a esta operación.
- 8.3** Verifique que los indicadores de gas SF6 o el del resorte no presenten alarmas.
- 8.4** Cargue el resorte antes de realizar cada operación, si éste no ha actuado no es necesario cargarlo nuevamente.
- 8.5** Presione el pulsador OFF del disyuntor de medio voltaje.

Figura 5. 17.



Figura 5. 17 Vista frontal de una celda de medio voltaje, ejemplo 1.

- 8.6** Verifique en los indicadores, como los mostrados en la figura 5. 18, que se ha desconectado el transformador y la línea de transmisión en medio voltaje.



Figura 5. 18 Vista frontal de una celda de medio voltaje, ejemplo 2.

8.7 El paso anterior permite interrumpir el flujo de corriente, en caso de existir, pero para asegurar la desconexión se debe abrir los fusibles del transformador en los lados de medio y bajo voltaje, como los mostrados en las figuras 5.19 y 5.20, de tal forma que la desconexión sea visible. En medio voltaje se lo realiza con la ayuda de una pértiga de medio voltaje con un accesorio para manejar cañuelas portafusibles.



Figura 5. 19 Ejemplo de fusibles de alto poder de ruptura (APR) en el lado de bajo voltaje del transformador.

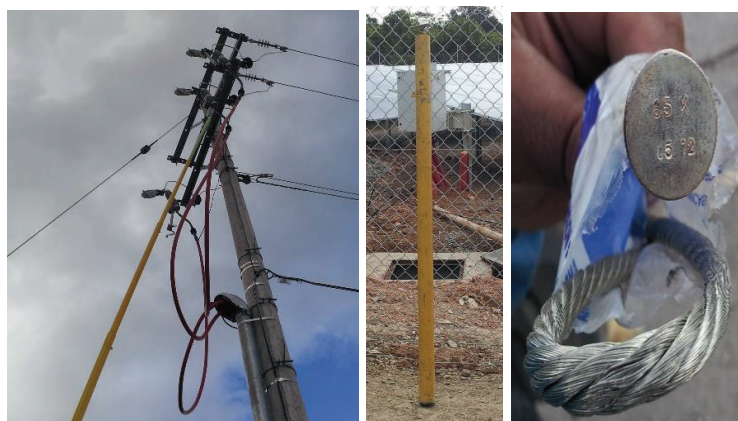


Figura 5. 20 Ejemplo de fusibles de medio voltaje y equipos de maniobra.

8.8 Una vez abiertos los fusibles con la ayuda de la celda de medio voltaje se pone el transformador a tierra y se lo asegura contra su reconexión involuntaria.

9. Desconecte el suministro de energía del lado de DC.

9.1 Si bien al apagar el inversor se interrumpe el flujo de corriente es necesario desconectarlo del lado de DC ya que la configuración del grupo de paneles fotovoltaicos mantiene entre sus terminales un voltaje en vacío. Para esto primero ubique los equipos de conexión de strings correspondientes al inversor intervenido.

9.2 Abra las puertas del equipo de conexión de strings e identifique el interruptor de potencia de DC que posee.

9.3 Cambie el estado del interruptor de potencia de DC, mostrado en la figura 5. 21, de posición ON a posición OFF, de todos los equipos de conexión de strings asociados al inversor intervenido.



Figura 5. 21 Equipo de conexión de strings. Interruptor de potencia de DC ubicado en la parte central.

9.4 En caso de disponerse la opción asegure los equipos contra su reconexión involuntaria y cierre las puertas del equipo.

10. Abra las puertas del inversor y verifique que no exista voltaje en los lados de DC y AC del inversor.

11. Ubique el interruptor de potencia de AC del inversor y desconéctelo.

12. Ubique todo tipo de alimentación de energía externa y desconéctelo, para ello desconecte primer los interruptores asociados.

13. Desconecte el interruptor que controla los equipos que monitorizan la red cuando el inversor entra en sincronismo con la misma.

14. Abra los bornes de seccionamiento de los equipos internos al inversor.

- 15.** Luego de realizar las desconexiones compruebe que no exista voltaje en ninguno de los terminales del inversor.
- 16.** Una vez que se han cumplido los pasos anteriores se debe poner a tierra y en cortocircuito al inversor y sus componentes.
- 17.** De no haber sido posible desenergizar todo el inversor se debe aislar todas las partes o componentes que hayan quedado con la presencia de voltaje.

PASO 2.2: Desmontaje de las coberturas.

- 18.** Luego de que se ha apagado y se ha desenergizado adecuadamente al inversor se empieza retirando los tornillos de las coberturas con la herramienta adecuada evitando causar daños en los elementos de tornillería.
- 19.** Desconecte los elementos que ponen a tierra las coberturas metálicas del inversor.
- 20.** Retire las coberturas con cuidado y sin dañarlas
- 21.** Retire las coberturas de protección de las conexiones internas de DC y AC.
- 22.** Compruebe que no exista voltaje en ninguna de las conexiones de DC y AC.

PASO 2.3: Limpieza del sistema de ventilación.

- 23.** Luego de desmontar las coberturas se tiene acceso al deflector del sistema de ventilación.
- 24.** Ubique el deflector y extráigalo del equipo armario del inversor.
- 25.** Limpie el deflector con una aspiradora, brocha y pincel dejándolo libre de polvo o suciedad que obstruya el acceso de aire.
- 26.** Vuelva a colocar el deflector en su ubicación original, tenga cuidado en ubicarlo en la misma posición que cuando se lo extrajo.

PASO 2.4: Limpieza de los canales y rejillas de ventilación.

- 27.** Afloje los tornillos de las rejillas de ventilación y retire tornillos y rejillas con cuidado.
- 28.** Las rejillas cubren el conducto de aire que sirve para la ventilación del inversor, se debe ubicar este conducto y aspirar la suciedad o polvo que contenga, con un pincel o brocha se puede afinar esta limpieza.
- 29.** Busque si existen daños visibles en rejillas y conductos, en caso de existir, se debe cambiarlos por nuevas piezas.
- 30.** Coloque las rejillas en su posición inicial y ajústelas, al equipo armario del inversor, con los tornillos respectivos y respetando su par de apriete.

PASO 2.5: Mantenimiento del equipo armario del Inversor y sus equipos.

Paso 2.5.1: Mantenimiento del equipo armario del Inversor.

- 31.** Con las puertas abiertas del inversor revise si internamente el equipo armario es estanco y no presenta daños visibles, en caso de existir daños hay que repararlos o cambiar las partes afectadas.
- 32.** Limpieza de polvo del equipo armario del inversor y de todos los equipos internos que lo conforman, se recomienda aspirar el polvo para evitar que este caiga sobre otros equipos internos.
- 33.** Limpieza de suciedad del equipo armario del inversor y de todos los equipos internos que lo conforman, se debe eliminar la suciedad con un paño seco de preferencia y dependiendo del grado de suciedad se puede humedecer un poco el paño de tal forma que no deje pequeñas gotas de agua sobre los componentes.
- 34.** Eliminación de humedad del equipo armario del inversor y de todos los equipos internos que lo conforman, se debe secar o absorber la humedad con una tela o paño seco.

Paso 2.5.2: Mantenimiento en los fusibles seccionadores.

- 35.** Con el equipo armario del inversor abierto ubique los fusibles seccionadores y sus accesorios.

36. Retire los fusibles seccionadores de sus bornes de conexión y verifique que no han cambiado de color o se han deformado, en caso de existir anomalías cambie el fusible seccionador o cualquiera de sus partes.
37. Compruebe que los bornes de conexión de los fusibles no hayan perdido color, estén deformados o su aislamiento esté deteriorado, en caso de existir anomalías puede ser necesario cambiar los bornes de conexión por completo.

Paso 2.5.3: Mantenimiento de las uniones roscadas.

38. Abra las puertas del inversor y ubique todas las uniones roscadas de los distintos componentes que lo conforman.
39. Realice una inspección visual e busca de uniones que han cambiado de color, se han deformado, su aislamiento se ha deteriorado o presentan corrosión. Si alguna unión se ha dañado se debe cambiarla por una nueva.
40. Compruebe el apriete de las uniones roscadas de la parte eléctrica y mecánica con una llave dinamométrica, de ser necesario ajústelas respetando el par de apriete establecido por el fabricante.

Paso 2.5.4: Mantenimiento de los descargadores de sobretensión.

41. Abra las puertas del equipo armario del inversor y ubique los descargadores de sobretensión.
42. Determine si los descargadores de sobretensión han operado, esto se puede verificar a través de sus indicadores, como el ejemplo mostrado en la figura 5. 22. En caso de que indiquen que ya han operado o se han dañado se debe cambiar por completo el descargador de sobretensión.



Figura 5. 22 Descargadores de sobretensión y sus indicadores.

43. Con el equipo de prueba de descargadores de sobretensión, como el mostrado en la figura 5. 23 recomendado por el fabricante, realice la

comprobación bajo las condiciones establecidas por el fabricante para determinar adecuadamente el estado funcional de los descargadores. De acuerdo a los resultados determine si es o no necesario cambiar el descargador de sobretensión.



Figura 5. 23 Equipo de prueba de descargadores de sobretensión.

Paso 2.5.5: Mantenimiento de los calefactores.

44. Abra las puertas del equipo armario del inversor e identifique los calefactores, en caso de existir.
45. Retire las cubiertas de protección de los calefactores y elimine polvo, suciedad y humedad que posean.
46. Coloque las cubiertas en su posición inicial.

Paso 2.5.6: Comprobación de las etiquetas de seguridad.

47. Mediante inspección visual verifique la existencia y estado de las etiquetas de seguridad que posea el inversor, como las mostradas en la figura 5. 24, en caso de que falten etiquetas o estén en mal estado cámbielas por nuevas.



Figura 5. 24 Ejemplo de etiquetas de seguridad dentro y fuera del inversor.

Paso 2.5.7: Comprobación de las juntas del equipo armario del inversor.

48. Abra las puertas del equipo armario del inversor e identifique las juntas existentes entre las puertas y el armario.
49. Inspeccione visualmente las juntas en búsqueda de daños sobre las mismas, las juntas trabajan a presión para sellar al inversor y evitar el ingreso masivo de polvo, suciedad y humedad.
50. Si no existen daños graves en las juntas se debe aplicar talco, vaselina o cera para evitar futuros daños provocados por su trabajo a diferentes temperaturas. En caso de daños mayores se debe cambiar las juntas por completo.

Paso 2.5.8: Comprobación de las piezas móviles del equipo armario del inversor.

51. Identifique e inspeccione visualmente la cerradura, el conjunto que sujeta las puertas, la bisagra y demás componentes que conformen las piezas móviles del equipo armario del inversor.
52. Compruebe que las partes móviles se deslizan con suavidad y no se atascan durante su accionamiento. Si alguna de las partes móviles no funciona adecuadamente se recomienda aplicar sobre ellas un lubricante anhidro y termoresistente, como el ejemplo mostrado en la figura 5. 25. Si no se soluciona el problema cambie por completo la parte móvil.



Figura 5. 25 Ejemplo de lubricante anhidro termoresistente.

53. Verifique los aprietes de la tornillería asociada a las partes móviles, de ser necesario reajuste la tornillería respetando su par de apriete de diseño.

Paso 2.5.9: Comprobación de las superficies internas y externas del equipo armario del inversor.

- 54.** Inspeccione visualmente las superficies internas y externas del inversor en búsqueda de daños y corrosión.
- 55.** Repare las superficies afectadas de la siguiente manera:
 - 55.1** Elimine la suciedad, polvo, humedad.
 - 55.2** Lije las superficies afectadas.
 - 55.3** Limpie la superficie con desengrasante.
 - 55.4** Pinte la superficie con pintura adecuada.
 - 55.5** Cubra la superficie con laca acrílica.

PASO 2.6: Montaje de las coberturas.

- 56.** Instale las coberturas en su posición inicial y conecte los componentes que ponen a tierra dichas coberturas.
- 57.** Verifique que la conexión a tierra de las coberturas es la adecuada, revise que los pares de apriete, de la tornillería que sujeta las coberturas al inversor, sean los recomendados por el fabricante.

PASO 3: INVERSOR CON TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN

- 1.** Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
- 2.** Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
- 3.** Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
- 4.** Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

PASO 3.1: Conexión de la tensión de alimentación.

- 5.** Verifique que el inversor está desconectado en los lados de AC y DC.
- 6.** Abra las puertas del equipo armario del inversor y conecte el equipo guardamotor de monitorización de la red.
- 7.** Conecte tensiones externas adicionales internamente y externamente según se requiera.

PASO 3.2: Comprobación de los ventiladores.

- 8.** Ponga el inversor en estado OFF
- 9.** Abra las puertas del inversor y conecte el disyuntor de suministro de tensión externo.

10. Tras la conexión del disyuntor de tensión externo verifique que arrancan los inversores y se encienden durante un corto tiempo. Si no arrancan los ventiladores se debe desconectar por completo al inversor para detectar la falla o pedir asistencia técnica al fabricante.

PASO 3.3: Comprobación de la calefacción y el higrostatato.

11. Ponga al inversor en estado OFF
12. Abra las puertas del inversor y ubique los equipos higrostatato y calefactor; en caso de que no se disponga de estos equipos no se puede realizar esta prueba.
13. Configure el higrostatato a su valor mínimo. Los higrostatatos suelen tener una rueda de ajuste, como lo muestra la figura 5. 26, que permite configurar el nivel de humedad relativa al cual se enciende la calefacción.



Figura 5. 26 Ejemplo de higrostatato

14. Tras la configuración del higrostatato espere unos minutos y compruebe que los calefactores emiten calor. Si el sistema de calefacción no enciende o emite calor desconecte por completo el inversor para detectar la falla y si lo requiere solicite ayuda al servicio técnico del fabricante.
15. Si se cumple exitosamente el paso anterior vuelva a configurar el higrostatato a los valores iniciales o estándar.

PASO 3.4: Comprobación del calefactor de bajas temperaturas.

16. Ponga al inversor en estado OFF
17. Abra las puertas del inversor, ubique los calefactores y retire sus cubiertas de protección.
18. Desconecte el regulador de calefacción a fin de obligar la operación de los calefactores.

19. Tras la desconexión del regulador de calefacción compruebe de forma audible que un contactor desconecte el inversor y la tensión de alimentación de manera secuencial. En caso de que no se oiga esta operación no avance en las demás labores, apague el equipo para detectar fallos y de ser necesario llame a la asistencia técnica del fabricante.
20. Si todos los pasos se han llevado a cabo con normalidad compruebe que los calefactores emitan calor luego de un tiempo aproximado de cinco minutos. De no ser así apague y desconecte el inversor en busca de fallos, se puede solicitar asistencia técnica al fabricante.
21. Vuelva a conectar el regulador de calefacción y tras su reconexión verifique de forma audible que dos contactores se enclavan, el de conexión del inversor y el de tensión de alimentación externa. En caso de que no actúen los contactores desenergice el inversor en búsqueda de la falla, se recomienda solicitar asistencia técnica del fabricante.
22. Coloque las coberturas de los calefactores y deje los componentes en sus condiciones iniciales.

PASO 3.5: Comprobación del correcto funcionamiento del suministro de energía al inversor.

23. Ponga el inversor en OFF.
24. Abra las puertas del inversor y ubique el equipo encargado de suministrar la energía de forma continua y sin interrupciones al inversor. Como se observa en la figura 5. 27.



Figura 5. 27 Ejemplo de ubicación del equipo de suministro de energía continua y sin interrupciones al inversor.

- 25.** Con un voltímetro compruebe que los valores del voltaje de alimentación se encuentran cerca de los valores establecidos por el fabricante. Por ejemplo: 230V en la alimentación del equipo y 24V en los bornes de salida. Si las mediciones de voltaje difieren en mucho con los valores establecidos por el fabricante puede que el equipo esté defectuoso, se recomienda solicitar asistencia técnica al fabricante.
- 26.** Desconecte el disyuntor de la tensión de alimentación externa y tome la medida del tiempo que tardan en apagarse los equipos de comunicaciones. Si los equipos se apagan antes de 15 minutos puede que las baterías, UPS, SAI que tienen como respaldo de energía estén en mal estado. Se recomienda cambiar los sistemas de respaldo de energía de ser posible o solicitar asistencia técnica al fabricante en caso de ser necesario cambiar el equipo por completo para no afectar garantías, por ejemplo.
- 27.** Conecte el disyuntor de la tensión de alimentación externa y revise que todos los componentes se encuentren como en sus condiciones iniciales, luego de esto cierre las puertas del inversor.

PASO 4: ENCENDIDO DEL INVERSOR

- 1.** Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
- 2.** Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
- 3.** Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
- 4.** Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
- 5.** Ponga el inversor en estado ON.
- 6.** Verifique de forma audible que se enciende correctamente el inversor y todos sus componentes.
- 7.** Verifique que el inversor no presente alarmas o errores en sus componentes luego de haber realizado el mantenimiento. Si se muestran alarmas anote su codificación para su posterior análisis y proceda inmediatamente a poner al inversor en estado OFF.
- 8.** Si se han cumplido los pasos anteriores satisfactoriamente ponga al inversor en estado OFF para proceder a encender por completo al parque fotovoltaico.

9. En los lados de DC y AC en medio y bajo voltaje desconecte de tierra todos aquellos equipos que se pusieron a tierra por motivos de seguridad. Luego de esto no conecte los equipos, se debe dejarlos en estado OFF o posición abierta.
10. En el lado de DC ubique los equipos de conexión de strings asociados al inversor y conéctelos cumpliendo en cada uno de ellos el siguiente orden:
 - 10.1 Conecte los fusibles de cada string en caso de que se hayan retirado.
 - 10.2 Ponga el interruptor de potencia de DC, que posea el equipo de conexión de strings, en estado ON.
11. Conecte los fusibles que disponga internamente el inversor para los lados de DC y AC.
12. En el lado de AC ubique y conecte todos los fusibles de alto y medio voltaje.
13. En la celda de medio voltaje cambie del estado abierto a estado ON con lo cual queda energizado el transformador en medio y bajo voltaje AC.
14. Finalmente si se han energizado adecuadamente los lados de AC y DC se enciende el inversor poniéndolo en estado ON. El inversor se encarga de chequear condiciones de sincronismo:
 - 14.1 Secuencia de Fases.
 - 14.2 Magnitud de voltajes.
 - 14.3 Frecuencia.
 - 14.4 Desfase angular entre el voltaje generado por el inversor y el voltaje de la red.
15. De haberse cumplido exitosamente todos los pasos anteriores el inversor empezará inmediatamente a entregar energía a la red. En caso de existir problemas se mostrarán las alarmas asociadas a la falla las cuales se deben anotar para su posterior análisis y consecutivamente se debe apagar al inversor, se recomienda solicitar asistencia técnica al fabricante.

5.3.7 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL TRANSFORMADOR

Objetivos:

Prevenir fallos en el transformador para mantenerlo operando eficientemente y con altos índices de disponibilidad.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el transformador de un parque fotovoltaico.

Descripción:

Los transformadores de potencia son construidos de tal forma que su operación sea autónoma, sin embargo es necesario realizar mantenimiento preventivo sobre el mismo ya que existen piezas, componentes, accesorios u otros elementos que sufren desgaste a lo largo del tiempo de operación.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Guantes dieléctricos Clase 0 y guantes de protección.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
 - o Pértigas dieléctricas de salvamento.
- Cámara Termográfica con sus accesorios.
- Multímetro o pinza amperimétrica de AC y DC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del transformador.

- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual
- Cada 2 años
- Cada 6 años

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- Es obligatorio desenergizar adecuadamente al transformador antes de realizar cualquier actividad de mantenimiento.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Disponer de un stock de repuestos, por ejemplo:
 - Filtros del sistema de ventilación.
 - Repuestos de tornillería.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el equipo de conexión de strings reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

6. Realice una inspección termográfica del transformador en búsqueda de puntos calientes.
7. Mida el nivel de ruido del transformador con un sonómetro o un dosímetro para con esto verificar que no supere los límites establecidos.
8. Compruebe de forma audible el funcionamiento de los ventiladores.

DESCONEXIÓN Y DESENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

9. Apagar todos los inversores que entreguen la energía eléctrica a la red a través del transformador.
10. Abrir el disyuntor principal de la celda de maniobra en medio voltaje. El disyuntor es capaz de operar bajo carga.
11. Abrir los seccionadores fusibles en los lados de medio y bajo voltaje del transformador. De esta forma se asegura visiblemente la desconexión.
12. Ponga a tierra el transformador a través de la celda de medio voltaje.
13. Asegure todos los equipos contra su reconexión accidental.
14. Finalmente con un multímetro mida el voltaje en el lado de bajo voltaje y verifique que marque cero voltios.

MANTENIMIENTO ANUAL

15. Verifique que el transformador esté correctamente desconectado y desenergizado.
16. Realice una inspección visual del transformador en búsqueda de daños visibles como: suciedad, fugas, óxido descoloración de los componentes, etc. Limpie la suciedad y óxido del transformador
17. En el equipo de medición de los parámetros de internos del transformador se debe comprobar:
 - a. Nivel de aceite
 - b. Temperatura del aceite
 - c. Hermeticidad del aceite

Los valores se deben registrar para su posterior análisis.

18. Reajuste de la tornillería de las conexiones del transformador respetando su par de apriete y corrigiendo aquellos puntos calientes resultado de la termografía inicial.

19. Comprobar el sistema de ventilación de la estructura armario del transformador.
20. Comprobar el nivel de ruido del transformador.
21. Revisar los dispositivos de medición y protección al igual que sus accesorios.
22. Comprobar el funcionamiento de los equipos de monitoreo de los parámetros internos de transformador.

MANTENIMIENTO CADA 2 AÑOS

23. Comprobar suciedad, polvo, corrosión y adecuada sujeción de las uniones.
24. Comprobar la existencia de corrosión en la parte exterior de la estructura.
25. Comprobar deterioro o decoloración de los fusibles.
26. Comprobar el funcionamiento del interruptor de potencia.
27. Comprobar el funcionamiento de los ventiladores.

MANTENIMIENTO CADA 6 AÑOS

28. Tomar muestras de aceite, realizar las pruebas al aceite y realizar los correctivos de ser necesario.

CONEXIÓN Y ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

29. Desconecte de tierra el transformador en todos sus devanados y componentes.
30. Conecte los tirafusibles de la línea de medio voltaje.
31. En la celda de medio voltaje coloque los seccionadores en conexión al transformador.
32. En la celda de medio voltaje ponga en estado ON el interruptor o disyuntor de medio voltaje.

5.3.8 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LA CELDA DE CONEXIÓN EN MEDIO VOLTAJE

Objetivos:

Prevenir fallos en la celda de medio voltaje para asegurar la conexión en medio voltaje de la central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el equipo de conexión en medio voltaje.

Descripción:

Las celdas de medio voltaje son equipos herméticamente sellados que contienen internamente un gas aislante. Debido a esto el equipo es casi libre de mantenimiento y el mantenimiento se limita a labores menores.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Guantes dieléctricos Clase 0 y guantes de protección.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
 - o Pértigas dieléctricas de salvamento.
- Multímetro o pinza amperimétrica de AC y DC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos de la celda de conexión en medio voltaje.

- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual
- Cada 6 años

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Algunas labores requieren de la desenergización de la celda de medio voltaje, puede considerarse la opción de realizar los trabajos en la noche o madrugada cuando no afecta la producción.
- Disponer en todo momento de los accesorios de manejo de la celda de medio voltaje.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con la celda de medio voltaje, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

MANTENIMIENTO ANUAL

6. Abra las puertas del equipo armario que contiene la celda de medio voltaje. Si existen imperfecciones corríjalas con los materiales adecuados.
7. Inspección visual general del estado de los equipos e instalaciones.
8. Limpiar la parte interna y externa de la estructura armario que contiene al equipo de conexión.
9. Limpieza externa del equipo de conexión en medio voltaje.
10. Comprobar la presencia y el estado de los accesorios.
11. Conmutar el equipo de conexión al menos una vez al año para evitar que se deposite residuos de aceite carbonizado en sus contactos.
12. Comprobar el etiquetado de seguridad de los interruptores.
13. Comprobar las conexiones con los relés de protección.

MANTENIMIENTO CADA 6 AÑOS

14. Abra las puertas de la estructura armario que contiene a la celda de conexión en medio voltaje.
15. Si la central fotovoltaica se encuentra generando electricidad es necesario interrumpirla, para esto proceda a apagar la central fotovoltaica.
16. Luego que se haya apagado adecuadamente la central accione el interruptor disyuntor de la celda de medio voltaje.
17. En la celda de medio voltaje cambie la posición de los seccionadores a estado abierto.
18. En la línea de distribución de medio voltaje abra los seccionadores fusibles de medio voltaje con la ayuda de la pértiga de medio voltaje.
19. Para mayor seguridad en la celda de medio voltaje ponga los seccionadores en posición de puesta a tierra.
20. Retire las cubiertas.
21. Compruebe la adecuada sujeción de las uniones, revise el apriete de las conexiones y de ser necesario reapriete.
22. Compruebe el estado de los fusibles, interruptores y accesorios internos a la celda de medio voltaje.
23. Coloque en su posición inicial los equipos, componentes internos y accesorios de la celda de medio voltaje.
24. Vuelva a colocar las cubiertas antes retiradas.

- 25.** Desconecte de tierra la celda de medio voltaje, para esto utilice los seccionadores propios de la celda.
- 26.** Reconecte los fusibles de medio voltaje de la línea distribución de medio voltaje.
- 27.** Ponga en posición conectado al transformador los seccionadores de la celda de medio voltaje.
- 28.** Ponga en ON el interruptor disyuntor de la celda de medio voltaje.
- 29.** Finalmente verifique que la celda de medio voltaje opera normalmente y adicionalmente no alarmas luego de la puesta en operación de la celda de medio voltaje.
- 30.** Tome registro fotográfico de las acciones realizadas y elabore el informe de mantenimiento.

5.3.9 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

Objetivos:

Prevenir fallos en el sistema de medición de energía para asegurar la entrega de las mediciones de energía generada a los organismos reguladores.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el sistema de medición de energía.

Descripción:

El sistema de medición de energía es el único medio validado y facultado para entregar la información de energía generada a los organismos CENACE y ARCONEL, debido a esto las labores de calibración en el mismo deben ejecutarse conjuntamente con los organismos reguladores. Las labores de mantenimiento que se realicen de forma no oficial serán de carácter menor.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
 - o Pértigas dieléctricas de salvamento.
- Multímetro o pinza amperimétrica DC / AC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:

- Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del sistema de medición de energía.
- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.
- Cada 2 años.

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- No retire los sellos de seguridad de los medidores de energía ya que pueden generarse sanciones. Esto sólo se puede realizar bajo órdenes directas del CENACE.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el sistema de medición de energía, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.

MANTENIMIENTO ANUAL

6. Revisión general de partes, cubiertas, accesorios, y conexiones eléctricas. De ser necesario corrija las imperfecciones para evitar a futuro la corrosión de las partes metálicas.

7. Limpieza de polvo, suciedad, corrosión en piezas y conexiones.

Si El Sello De Seguridad Del CENACE Lo Permite:

8. Reajuste de uniones y tornillería.

9. Revisar las configuraciones internas del contador de energía.

10. Revisar eventos, alarmas y estado de las partes internas como batería y tarjetas según los indicadores mostrados en la pantalla del contador.

11. Revisar la correcta puesta a tierra del equipo.

12. Medición de voltajes de operación de los equipos del sistema de medición de energía.

MANTENIMIENTO CADA 2 AÑOS

13. Conjuntamente con los representantes oficiales del CENACE y bajo órdenes por escrito inicie el proceso de verificación programado del sistema de medición de energía.

14. Verifique los equipos de medición (incluida la calibración de medidores/registradores principal y respaldo) bajo condiciones operativas en sitio, y de carga variable en todo el rango de operación.

15. Verifique el equipo primario incluida su calibración de ser el caso y sus conexiones.

16. Finalmente conecte los equipos tal como se encontraban antes de iniciar las labores de mantenimiento.

17. Coloque todas las cubiertas retiradas y solicite el nuevo sello del equipo de medición de energía.

18. Elabore el informe de actividades y entréguelo de forma oficial al CENACE y ARCONEL.

5.3.10 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Objetivos:

Prevenir fallos en el sistema de comunicaciones para asegurar el correcto funcionamiento de los demás sistemas que se conectan de forma remota a la central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el sistema de comunicaciones.

Descripción:

El sistema de comunicaciones permite la comunicación remota de todos los subsistemas de la central fotovoltaica. Si falla un elemento del sistema de comunicaciones varios subsistemas quedarían sin operar. Los equipos del sistema de comunicaciones son aptos para su instalación bajo ambientes adversos por lo cual su mantenimiento es mínimo.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Multímetro o pinza amperimétrica DC / AC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:

- Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del sistema de comunicaciones.
- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Para evitar pérdidas de comunicación o pérdida de información debido a falla en las comunicaciones considere la opción de realizar las labores de mantenimiento en la noche o madrugada, intente no tardar mucho tiempo ya que puede afectar al envío de reportes.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el sistema de comunicaciones, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual y revisión general de las instalaciones.

7. Verificación de indicadores de funcionamiento y eventualidades.
8. Limpieza externa e interna de la estructura armario. Corrija las imperfecciones de ser necesario.
9. Limpieza externa de equipos.
10. Comprobación e inspección del estado de las conexiones.
11. Comprobación e inspección del cableado y su canalización.
12. Medición de voltajes de operación de los equipos del sistema de comunicaciones.
13. Finalmente conecte los equipos tal como se encontraban antes de iniciar las labores de mantenimiento.
14. Coloque todas las cubiertas retiradas.
15. Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.11 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MONITOREO

Objetivos:

Prevenir fallos en el sistema de monitoreo para asegurar la monitorización continua y remota de la central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el sistema de monitoreo.

Descripción:

El sistema de monitoreo permite monitorear de forma remota la central fotovoltaica, es dependiente del sistema de comunicaciones y su diseño es tal que puede instalarse bajo condiciones ambientales adversas. Su mantenimiento es reducido.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Multímetro o pinza amperimétrica DC / AC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del sistema de comunicaciones.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Para evitar pérdidas de comunicación o pérdida de información debido a falla en las comunicaciones considere la opción de realizar las labores de mantenimiento en la noche o madrugada, intente no tardar mucho tiempo ya que puede afectar al envío de reportes.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el sistema de monitoreo, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
7. Verificación de indicadores de funcionamiento y eventualidades.
8. Limpieza externa e interna de la caja o cubierta que contiene los equipos del sistema de monitoreo. Corrija las imperfecciones de ser necesario.
9. Limpieza externa de las tarjetas de comunicación y sus accesorios.
10. Comprobación e inspección del estado de las conexiones.

- 11.** Medición de voltajes de operación de los componentes del sistema de monitoreo.
- 12.** Comprobar el estado de la fuente de energía del sistema.
- 13.** Comprobar el estado del sistema autónomo de energía (baterías) en caso de existir.
- 14.** Finalmente conecte los equipos tal como se encontraban antes de iniciar las labores de mantenimiento.
- 15.** Coloque todas las cubiertas retiradas, ponga a funcionar el equipo y verifique que opere con normalidad y sin mensajes de alarma o advertencia.
- 16.** Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.12 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Objetivos:

Prevenir fallos en el sistema de puesta a tierra para asegurar la protección del personal de operación y mantenimiento ante fallos eléctricos en la central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el sistema de puesta a tierra.

Descripción:

El sistema de puesta a tierra cumple la función de protección personal ya que permite conducir a tierra las corrientes de falla en una central fotovoltaica. Las labores de mantenimiento se enfocan en asegurar un valor adecuado de resistencia de puesta a tierra.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Megaóhmetro.
- Multímetro o pinza amperimétrica DC / AC.
- Llave Dinamométrica.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Aditivo o compuesto químico que permita mejorar la resistividad del suelo.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del sistema de comunicaciones.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Antes de llevar a cabo la medición de resistencia de puesta a tierra es necesario desconectar todos los equipos que se encuentren conectados al sistema de puesta a tierra. Dependiendo del modo de operación de la central será obligatorio apagar la central fotovoltaica por completo. Puede considerarse la ejecución de las labores de mantenimiento en la noche o madrugada.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el sistema de puesta a tierra, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
7. Verificación y medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
8. Comprobación de la conexión de los equipos con el sistema de puesta a tierra. Reapriete las conexiones de ser necesario.

9. Dependiendo de los resultados utilice un tratamiento para mejorar la resistividad del suelo.
10. Finalmente conecte los equipos tal como se encontraban antes de iniciar las labores de mantenimiento.
11. Energice la central fotovoltaica y verifique que opere con normalidad y no muestre mensajes de alarma o advertencia.
12. Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.13 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE MEDICIÓN METEOROLÓGICO

Objetivos:

Prevenir fallos en el sistema de medición meteorológico para asegurar la monitorización continua y remota de la central fotovoltaica.

Asegurar mediciones reales exactas y precisas de los parámetros meteorológicos de operación de una central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el sistema de medición meteorológico.

Descripción:

El sistema de medición meteorológico permite monitorear las condiciones reales de operación de una central fotovoltaica, a su vez dichas mediciones de parámetros meteorológicos sirven para evaluar el rendimiento de una central fotovoltaica. Antes, durante o después de una actividad de mantenimiento se debe evaluar las condiciones meteorológicas a fin de evitar que estas afecten de forma negativa en los equipos. Si bien este sistema es muy importante las labores de mantenimiento son limitadas.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Multímetro o pinza amperimétrica DC / AC.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.

- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del sistema de medición meteorológico.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Cada 6 meses.
Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Se deben realizar las labores de mantenimiento en las tarjetas de adquisición de datos, en los sensores y en los componentes intermedio como lo es el cableado.
- De preferencia se debe realizar las labores de mantenimiento en horas de la noche o madrugada para evitar pérdida de información o si se lo realiza en horas de producción hay que realizarlo en intervalos de tiempo muy cortos.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.

3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el sistema de medición meteorológico, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Verificación de alarmas e indicadores LED.
7. Inspección visual y limpieza de los sensores y accesorios.
8. Comprobación de las conexiones, cableado y conectores.
9. Compruebe los voltajes de operación de los componentes internos: tarjetas de comunicación, sensores, cajas de amplificación de señal, entre otros componentes del sistema de medición meteorológico.
10. Comprobación de la estructura que soporta los sensores y sus accesorios. Corrija las imperfecciones de ser necesario.
11. Finalmente conecte los equipos tal como se encontraban antes de iniciar las labores de mantenimiento.
12. Coloque todas las cubiertas retiradas, ponga a funcionar el equipo y verifique que opere con normalidad y sin mensajes de alarma o advertencia.
13. Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.14 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Objetivos:

Prevenir fallos en las estructuras de soporte sobre las cuales se instalan los distintos equipos de la central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en las estructuras de soporte.

Descripción:

Las estructuras de soporte son por lo general estructuras de metal y hormigón diseñadas para soportar elevados esfuerzos mecánicos y sobre los cuales se instalan los equipos de una central fotovoltaica. Las labores de mantenimiento son carácter menor y se realizan con el objetivo de eliminar fallos indirectos en los equipos de una central fotovoltaica.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos en las estructuras de soporte de una central fotovoltaica.

- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.

Puede realizarse con mayor o menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con las estructuras de soporte, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
7. Reapriete y fijación de piezas y tuercas flojas.
8. Limpieza y tratamiento de zonas afectadas por corrosión.
9. Finalmente ensamble todas las estructuras y déjelas tal como se encontraban antes de las labores de mantenimiento, evite que falten o sobren piezas o componentes.

- 10.** Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.15 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL CABLEADO GENERAL

Objetivos:

Prevenir fallos en cableado general que conecta los equipos de una central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en el cableado general.

Descripción:

El cableado general comprende todos los cables de DC / AC y de comunicaciones que permite la conexión y monitoreo de todos los equipos y componentes de una central fotovoltaica. Las labores de mantenimiento se enfocan en evitar o prevenir fallos en los cables provocados por el uso del mismo o por los efectos adversos del lugar de instalación.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Megaóhmetro.
- Multímetro o pinza amperimétrica.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Cinta aislante autofundente para bajo y medio voltaje.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos del cableado general de una central fotovoltaica.
 - o Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Plurianual con intervalos de hasta máximo 3 años.
Puede realizarse con menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.
- Antes de realizar las pruebas recuerde desconectar todos los terminales de los cables, las pruebas en los cables pueden generar voltajes peligrosos en sus extremos y afectar a los equipos que se encuentren conectados a estos. Considere la opción de apagar la central fotovoltaica, de no ser posible ejecute las labores en la noche o madrugada para evitar pérdidas de producción.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con el cableado general, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual y revisión general de las instalaciones.
7. Termografía de cables, empalmes, conexiones o derivaciones.
8. Comprobación y reapriete de las conexiones.
9. Comprobación de la continuidad de los cables.

- 10.** Comprobación del aislamiento de los cables (Megado de cables).
- 11.** De ser necesario realice los correctivos del caso cambiando conductores, conexiones o accesorios, emplee cinta aislante autofundente a fin de corregir el aislamiento de empalmes.
- 12.** Finalmente conecte todo el cableado y déjelo tal como se encontraban antes de las labores de mantenimiento, respete los pares de apriete de las conexiones utilice cinta aislante autofundente de ser necesario.
- 13.** Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

5.3.16 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LOS SERVICIOS GENERALES

Objetivos:

Prevenir fallos en los servicios generales de una central fotovoltaica.

Establecer el adecuado procedimiento para ejecutar las distintas labores de mantenimiento en los servicios generales.

Descripción:

Los servicios generales lo comprenden aquellas obras civiles fundamentales en una central fotovoltaica, como lo son:

- Vallado del parque fotovoltaico.
- Bodegas.
- Casa de guardianía y sus instalaciones interiores.
- Obras civiles: alcantarillado, pozos, cimentaciones, entre otras.

Las labores de mantenimiento son menores y no requieren de personal especializado.

Equipamiento / Herramientas / Materiales / Personal:

- Equipo de protección personal y de seguridad:
 - o Botas dieléctricas categoría S3, Clase 0 como mínimo.
 - o Prendas de trabajo adecuadas.
- Llave Dinamométrica.
- Equipo de limpieza: aspiradora, brocha plástica, franela, entre otros.
- Herramienta menor: desarmadores, alicate, pinza, entre otros.
- Lubricante apropiado que trabaje a elevadas temperaturas y que no contenga agua.
- Talco, cera o grasa especial para juntas.
- Lija, desengrasante, pintura y laca acrílica, de color adecuado, para corregir imperfecciones.
- Laca de revestimiento de zinc de capa espesa para proteger la pintura.
- Personal capacitado y con experiencia relacionada a esta actividad, mínimo dos técnicos:
 - o Conocimiento del funcionamiento, manuales y procedimientos de los servicios generales de una central fotovoltaica.

- Formación y respuesta ante peligros y riesgos eléctricos en el manejo y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Frecuencia:

- Anual.

Puede realizarse con menor frecuencia, según la necesidad.

Precauciones y Requerimientos:

- Las acciones a ejecutarse no deben afectar o dañar los equipos instalados en el parque fotovoltaico, es necesario capacitar a los trabajadores.
- El parque fotovoltaico no debe presentar fallas en los equipos e instalaciones.
- Verifique los indicadores de alarmas de los equipos antes de ejecutar las actividades indicadas para el parque fotovoltaico, en caso de existir alarmas en cualquiera de los equipos no ejecute alguna actividad sobre los mismos.
- No realice las labores de mantenimiento bajo condiciones ambientales adversas: lluvia, vientos fuertes, humedad relativa alta.

Procedimiento:

1. Capacitar al personal principal y de apoyo acerca del lugar de trabajo y los riesgos presentes en esta actividad.
2. Establecer los cuidados que se debe tener con los equipos instalados.
3. Colocarse el equipo de protección personal acorde a la actividad.
4. Familiarizarse con los servicios generales, reconocer y ubicar sus partes y componentes.
5. Revisar la información del manual referente a mantenimiento.
6. Inspección visual del estado de los servicios generales.
7. Limpieza externa e interna de las instalaciones civiles.
8. Readecuamiento de las instalaciones de servicios generales.
9. De ser el caso realice los correctivos cambiando los elementos o piezas que sean necesarios. Corrija las imperfecciones sobre elementos afectados por corrosión.

- 10.** Finalmente deje las instalaciones de servicios generales tal como se encontraban antes de las labores de mantenimiento.
- 11.** Tome el registro fotográfico y elabore el informe de actividades de mantenimiento.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas en el Ecuador puede aplicarse para cualquier central fotovoltaica conectada a la red sin importar su capacidad de potencia instalada debido a que establece las actividades de operación y mantenimiento para la estructura básica de una central fotovoltaica.
- El manual de procesos es una herramienta administrativa que permite aclarar la forma en la que interactúan el propietario de la central fotovoltaica, el equipo de operación y mantenimiento y los organismos reguladores en las actividades de operación y mantenimiento de una central fotovoltaica.
- Las actividades de operación y mantenimiento recomendadas se basan en criterios técnicos que permiten asegurar índices de rendimiento y disponibilidad durante el tiempo de vida de una central fotovoltaica.
- La aplicación del manual procesos y de operación y mantenimiento permite crear un manual de procedimientos para cada central fotovoltaica considerando las características propias de los equipos instalados y la configuración de los mismos.
- Durante los primeros años de operación de una central fotovoltaica las actividades de operación y mantenimiento se encuentran limitadas por las garantías de los equipos. Se pueden realizar actividades de mantenimiento en equipos con garantía sólo bajo órdenes del fabricante.
- Las actividades de operación en una central fotovoltaica del Ecuador dependen de la capacidad instalada de la central fotovoltaica, si la capacidad instalada es mayor a 1MW se realizarán todas las actividades de operación establecidas en el presente manual, si la capacidad instalada de la central es menor a 1MW se realizarán sólo las actividades que indiquen los organismos reguladores ARCONEL y CENACE.

- La frecuencia con la que se deben ejecutar las labores de mantenimiento son dependientes de las condiciones ambientales y de las recomendaciones del fabricante. Los intervalos de mantenimiento serán distintos para cada central fotovoltaica.
- El manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas es un complemento a los manuales propios de cada equipo instalado y jerárquicamente no está por sobre los mismos. Se añadirán o eliminarán actividades de mantenimiento según lo indique el fabricante.
- El manual de procedimientos de operación y mantenimiento establece la opción de realizar actividades de operación y mantenimiento durante la noche por dos motivos primordiales, el primero es evitar pérdida de producción y el segundo es eliminar el riesgo eléctrico cuando se realizan trabajos en los equipos.
- El incumplimiento de las actividades de operación en una central fotovoltaica genera multas y sanciones económicas por parte de los organismos reguladores ARCONEL y CENACE, en el peor de los casos se puede incluso perder los permisos y títulos habilitantes para la operación de la central fotovoltaica.
- La confiabilidad de una central fotovoltaica depende de la confiabilidad de los inversores debido a que es la más baja de todos los equipos de una central fotovoltaica.

6.2 RECOMENDACIONES

- El manual de operación y mantenimiento para centrales fotovoltaicas en el Ecuador está elaborado en base a criterios técnicos, se recomienda a futuro incluir los criterios económicos que permitan determinar el beneficio económico de invertir en operación y mantenimiento.
- Se recomienda analizar las características propias de cada central antes de establecer las actividades de operación y mantenimiento a fin de realizar sólo aquellas que sean realmente necesarias para cada instalación.
- Se recomienda ajustar la frecuencia con que se ejecutan las actividades de mantenimiento durante el primer año de operación y mantenimiento en

una central fotovoltaica. Los intervalos recomendados se los debe tomar solamente como referencia.

- Se recomienda capacitar al personal de operación y mantenimiento durante la etapa de construcción y puesta en marcha de una central fotovoltaica a fin de familiarizarlo con la central fotovoltaica y conseguir la transferencia de conocimientos por parte del fabricante del equipo instalado.
- Se recomienda analizar económicamente la posibilidad de ejecutar las labores de mantenimiento en horas de la noche y madrugada comparando el beneficio de evitar pérdidas de producción y el costo de ejecución de esta actividad.
- Se recomienda en todo momento respetar las indicaciones de seguridad que proporcione el fabricante a fin de asegurar la vida del personal de operación y mantenimiento, las labores que se realizan en voltaje DC y AC son mortales.
- Se recomienda mantener los procesos y procedimientos actualizados en todo momento y especialmente luego de que se realicen actividades correctivas que cambien o modifiquen la configuración de los equipos y sistemas que conforman una central fotovoltaica.
- Se recomienda mejorar continuamente los procesos y procedimientos con los conocimientos que surjan de la ejecución de los mismos.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARCONEL, *Regulación 002/11*, Quito, 2011.
- [2] ARCONEL, *Regulación 003/11*, Quito, 2011.
- [3] ARCONEL, *Regulación 004/11*, Quito, 2011.
- [4] ARCONEL, «Informe de Actividades del ARCONEL 2012,» Quito, 2012.
- [5] ARCONEL, «Información estadística Enero 2015,» 01 Enero 2015. [En línea]. Available: <http://www.ARCONEL.gob.ec/contenido.php?cd=10261&env=2&l=1#comentario>. [Último acceso: 12 Febrero 2015].
- [6] MIDUVI, *Norma Ecuatoriana de Construcción Parte 14-2 Energía Renovable*, Quito, 2011.
- [7] IDAE, *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*, Madrid, 2011.
- [8] ABB, «Plantas Fotovoltaicas,» *Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 10*, vol. I, p. 6, 2012.
- [9] ARCONEL, «Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica,» Quito, 2008.
- [10] UPME, «Atlas de Radiación Solar de Colombia, Anexo D,» Bogotá, 2005.
- [11] CEPIS, «Estimación De La Radiación Solar,» Lima, 2003.
- [12] INAMHI, «Anuario Meteorológico 2010,» Quito, 2012.
- [13] CENACE, «Determinación de la Reserva Rodante de Generación para el Sistema Nacional Interconectado,» Quito, 2014.
- [14] CND, «Código de Redes Fotovoltaicas,» Panamá, 2013.
- [15] PROCIVIL INTENIERÍA LTDA., «Generación Hidroeléctrica en Pequeñas Centrales asociadas a Obras de Riego,» Santiago, 2010.

- [16] T. Díaz y G. Carmona , *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Madrid: McGraw-Hill, 2010.
- [17] KYOCERA Solar, Inc., *Módulo Fotovoltaico Policristalino de Alto Rendimiento - Especificaciones técnicas*, Arizona, 2011.
- [18] YINGLI, *Especificaciones técnicas de paneles YL250P-29b*, Baoding, 2014.
- [19] SMA Solar Technology, *Instrucciones de Instalación equipo SSM24-21*, Niestetal, 2012.
- [20] I. Alfonso, M. Vignolo y A. Cardozo, *Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa sobre los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico. Segunda Parte*, Montevideo, 2012.
- [21] M. A. Abella, *Sistemas Fotovoltaicos*, Valencia: CIEMAT, 2008.
- [22] National Grid ESB, *Specifications for Eléctrical Installations*, Massachusetts, 2014.
- [23] SIEMENS , *Medium Voltage Switchgear - Installation and Operating Instructions*, Berlín, 2011.
- [24] ARCONEL, *Regulación 005/06*, Quito, 2006.
- [25] PETROL, *Instructivo para recibo de cables de potencia instalados o en mantenimiento*, Quito, 2010.
- [26] E. Contreras Martínez, *Confiabilidad de inversores integrados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red*, Cuernavaca, 2008.
- [27] P. Díaz Villar, *Confiabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos: Aplicación a la electrificación rural*, Madrid, 2003.
- [28] M. Barba, *Apuntes de clase de Alto Voltaje*, Quito, 2013.
- [29] L. A. Tavares, *Auditorías de mantenimiento*, León, 2003.

- [30] G. P. Gómez y G. F. Méndez , *Propuesta para la gestión de mantenimiento de la central hidroeléctrica Ocaña*, Cuenca, 2011.
- [31] L. F. Jácome Jijón, *Ingeniería de Mantenimiento*, Quito, 2014.
- [32] V. Antuña, *Material de Clase: Administración por procesos y Gerencia de la Calidad*, Quito: ESPE, 2013.
- [33] IEEE, *IEEE Std 902-1998 Guide for Maintenance, Operation, and Safety of Industrial and Comercial Power Systems*, New York, 1998.
- [34] ILOG SA DE CV, *Curso Inpección Visual*, Nuevo México, 2012.
- [35] MAE, *Norma Técnica - Límites Permisibles de Niveles de Ruido para Fuentes Fijas y Fuentes Móviles y para Vibraciones*, Quito, 2012.
- [36] INSHT, *Procedimiento de Evaluación de Ruido*, Madrid, 2010.
- [37] GPM, *DAM Manual de Instalación y Puesta en Marcha*, Barcelona, 2011.
- [38] AEMET, *La Radiación Solar*, Madrid, 2008.
- [39] D. Pérez Carrasco, *Procedimiento de Mantenimiento Y Calibración de Estación Radiométrica*, Sevilla, 2007.
- [40] S. Medrano, *Medición de la Humedad Relativa con Psicómetro*, Jalisco, 2003.
- [41] N. A. Benítez Gonzales, *Medición y análisis de señales de vibraciones mecánicas y su efecto en la salud y confort*, México D.F., 2012.
- [42] SMA Solar Technology, *Instrucciones de instalación del Sunny Central 500CP/XT*, Niestetal, 2012.
- [43] Ministerio de Ciencia Y Tecnología de España, *Reglamento electrotécnico de baja tensión*, Madrid, 2002.
- [44] A. Herculano Martínez y C. Maza Sánchez, *Manual para la instalación de cables energía de media tensión*, México D.F, 2012.

- [45] CHARVIN ARNOUX, *Guía de la Medición de Aislamiento*, Paris, 2010.
- [46] P. Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, New York: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.
- [47] Ministerio de Minas y Energía, *RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*, Bogotá, 2013.
- [48] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO, *Sistema de Tierra Para Plantas y Subestaciones Eléctricas*, México D.F., 2004.
- [49] ABB, *SACE PR010/T Test unit instructions*, Zúrich, 2002.
- [50] FLIR, *Guía sobre Termografía para aplicaciones en Edificios y Energía Renovable*, Madrid, 2010.
- [51] YINLGI SOLAR PV MODULES, *Installation and User Manual*, Baoding, 2011.
- [52] B. Malo Aragón, *Estudio del Efecto de la Limpieza de Módulos en Plantas Fotovoltaicas*, Sevilla, 2011.
- [53] ISA TRANSELCA, *Suminstro de Celdas Móviles de Media Tensión*, Barranquilla, 2012.
- [54] Schneider Electric, *Verificación de la Precisión de los Medidores PowerLogic ION8600*, Saanichton, 2011.
- [55] GPM, *Mantenimiento Preventivo*, Barcelona, 2011.
- [56] MIDUVI, *NEC-10 Parte 9-1: Instalaciones Electromecánicas*, Quito, 2011.

8 ANEXOS

ANEXO 1

PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MAYORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN NO. CONELEC 004/11

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación	DIRECCIÓN COMPAÑÍA	TELÉFONO	CIUDAD	REPRESENTANTE LEGAL
2	DISARROLLOS FOTOVOLTAICOS DEL ECUADOR S.A.	SHRII	FOTOVOLTAICO	50.0	Cantón Quito, provincia de Pichincha	República del Salvador N35-82 y Portugal	2268988	Quito	Luciano Tocco Aulis
3	GRANSOLAR S.A.	SALINAS	FOTOVOLTAICO	2.0	Cantón Urcuquí, provincia de Imbabura	Jerusalén 13.02.004 Parque Bolívar Central	2157237	Pedro Moncayo	Sebastián Nicholls
4	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	IMBABURA-PIMÁN	FOTOVOLTAICO	25.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura	Flavio Reyes s/n Calle 28	3959917	Maná	Manuel Antequera
5	ECUADOR ENERGÉTICO S.A.	SANTA ELENA I	FOTOVOLTAICO	25.0	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Flavio Reyes s/n Calle 29	3959918	Maná	Manuel Antequera
6	ENERCAY S.A.	CENTRO DEL MUNDO	FOTOVOLTAICO	10.0	Cantón Cayambe, provincia de Pichincha	Azcárrabi 54-28 y Alianza	2352333	Cayambe	Juan Carlos Romero
7	SUN ENERGY ECUADOR S.A.	RANCHO CAYAMBE	FOTOVOLTAICO	16.0	Cantón Cayambe, provincia de Pichincha	Licitación Industrial El Sauce	2109001	Guayaquil	Boris Jarrín Stagg
8	GUAPARSA S.A.	VARANA	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantón Guayas, provincia del Guayas	Avenida Terceira 13 y Calle Primera	2339451	Guayaquil	Jorge Vargas Barahona
9	RACALSER S.A.	CHOTA-PIMÁN	FOTOVOLTAICO	8.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura	Romaldo Navarro N23-152 la Gasca	2467881	Quito	Eduardo Rosero Rhea
10	ENERGÍA SOLARS S.A.	MANABI	FOTOVOLTAICO	30.0	Cantón Montecristi, provincia de Manabí	Avenida 12 57n entre calle 19 y 19	2625228	Maná	Xavier Saavedra
11	ENERGÍAS MAMABITAS S.A.	MONTECRISTI	FOTOVOLTAICO	12.0	Cantón Montecristi, provincia de Manabí	13 Diagonal al Comisariato Velho-Avenida Flavio Reyes	6262783	Maná	Karla Chávez Valencia
12	SUPERALEÓN S.A.	SAN ALFONSO	FOTOVOLTAICO	6.0	Cantón Ibarra, provincia de Imbabura	Ciudadela 9 de Octubre Vía 44	091952702	Guayaquil	Fernando Ponce Arfata
13	GALAPAGOS POWER S.A.	ZAPOTILLO	FOTOVOLTAICO	8.0	Cantón Zapotillo, provincia de Loja	Avenida Amazonas N385 y Corea	2922863	Quito	Cecilia Cedeño Infante
15	ENERDORS S.A.	LAGARTO	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantón Río Verde, provincia de Esmeraldas	Vía a la Costa km. 11	2990729	Guayaquil	Jorge Garter del Campo
16	CONDORSOLAR S.A.	CONDORSOLAR	FOTOVOLTAICO	30.0	Cantones Cayambe y Tabacundo, provincia de Pichincha	Luis Reina s/n Río Chinchipe	2950141	Ibarra	Ryan Dick
17	SOLARCONNECTION S.A.	SOLARCONNECTION	FOTOVOLTAICO	20.0	Cantones Cayambe y Tabacundo, provincia de Pichincha	Luis Reina s/n Río Chinchipe	2950141	Ibarra	Ryan Dick

ANEXO 2

REGISTRO DE GENERADORES MENORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN No. CONELEC 004/11

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación	DIRECCIÓN COMPAÑÍA	TELÉFONO	CIUDAD	REPRESENTANTE LEGAL
1	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	LAS QUEIMAZONES	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jáfira Yáñez
2	ARRAYASOLAR S.A.	MACHALA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jáfira Yáñez
3	ENERSERRA S.A.	COCHASOLÍ	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Av. República 395 y Diego de Almagro - Edif. Fórum 300 Oficina 301	2508852	Quito	Pablo Arteaga Cevallos
4	ENEGELISA S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Vía Intercomunal y Amazonas	2380683	Quito	Carlos Artigas Pérez
5	GRANSOLAR S.A.	TREN DE SALINAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urcubí, provincia de Imbabura	Jerasalén 13.02.004 Parque Bolívar Central	2157237	Pedro Moncayo	Sebastián Nicholls
6	ENERSOL S.A.	ENERSOL PREDIO 1	FOTOVOLTAICO	0.500	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922299	Manabí	Luis Correa Williams
7	ENERSOL S.A.	ENERSOL JAPAMILJÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
8	ALTIGENOTEC S.A.	ALTIGENOTEC	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia de Guayas	Avenida Juan Tarca Marengo y Justino Cornejo	2285744	Guayaquil	Werner Speck Paulson
9	GENRENOTEC S.A.	GENRENOTEC	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia de Guayas	Calle Kennedy Norte y José Miguel Castillo	2922293	Guayaquil	Carlos Fuentes Escobar
10	ENERSOL S.A.	ENERSOL MANTA	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
11	RENOVERGY S.A.	HEROES DEL CENEPA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondeal By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chimbaga Becerra
13	SOLHUAKUI S.A.	SOLHUAKUI	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Av. Loja s/n Manuela Cañizares	2948378	Machala	Juan Pablo Castillo Roa
14	SOLSANTROS S.A.	SOLSANTROS	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida 25 de Junio y Guayaquil	79010963	Machala	José Luis Cestillo Roa
15	SABIANGO SOLAR S.A.	SABIANGO SOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Macará, provincia de Loja	Carlos Román 4-17 Bolívar Ballón	2561538	Loja	Jorge Enrique Carrón
16	SARACANSOL S.A.	SARACANSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro	Urb. San Patricio, Villa 13	2116108	Machala	Diana Cabrera Cabrera
17	GONZAENERGY S.A.	GONZAENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Guzmán, provincia de Loja	Avenida Guaranda #42 y Cumbamba	2561393	Loja	Eduardo Bravo Sánchez
18	SANERSOL S.A.	SANERSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro	Avenida Luis Angel y Callejón Primero	2931400	Machala	Alexandra Oriolana Pineda
19	RENERGY S.A.	SALVADOR 1	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Panamericana Sur y Pasaje Uno	2273118	Mechichi	Dolores Izaa Endara
20	RENERGY S.A.	SALVADOR 2	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Panamericana Sur y Pasaje Uno	2273118	Mechichi	Dolores Izaa Endara
21	ENERSOL S.A.	ROCAFUERTE	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
23	CELLENERGY S.A.	PIMÁN CHUQUITO-SAGRARIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	062-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Jaime Artiga Medina
24	PALLENERGY S.A.	TUMBATU-PUSIR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	062-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Jaime Artiga Medina
25	CELLENERGY S.A.	TUMBATU-BOLIVAR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	062-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Jaime Artiga Medina
26	LUPEENERGY S.A.	LORENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	062-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Fernando García Acosta
27	AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A.	EL ORO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jáfira Yáñez
28	GUOIMA SOLAR S.A.	CABO MINACHO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jáfira Yáñez
29	AUROSOL S.A.	AUROSOL	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Quito, provincia de Pichincha	Monseñor Torres N.140.50 y James Coll	2252538	Quito	Tarcido Conar Zambano
30	EFFOTOVOLTAICA	SUNCO MULLALÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Latacunga, provincia de Cotacachi	Quito 1670 y Padre Salcedo	2800550	Latacunga	Esteban Chávez Arregui

31	ECOGEN S.A.	HUAQUILLAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chiriboga Becabich
32	GENROC S.A.	CHACRAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chiriboga Becabich
33	LA LIBERTAD SOLAR S.A.	SANTA ELENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	La Pradera EB933 Diego de Almagro.	2504049	Quito	Francisco Jávea Váñez
34	VALSOLAR S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Plaza Boyacá 476 B	2643202	Ibarra	Richard Guarderas Parat
35	GREENWATT Cía. Lib.	PINGUICHUELA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón barra, provincia de Imbabura	RW 2 JZ Incahuasi Santa Lucía	94691669	Salinas/Inabura	Alfonso Melomado Endara
36	AFORORA SOLAR AURORAS S.A.	EDELMIRA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón barra, provincia de Imbabura	Afonso de Torres N.140-50 y James Coit	2292538	Quito	Tancredi Conal Zambano
37	GENRLOJ S.A.	SANTA ROSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chiriboga Becabich
38	LOJENERGY S.A.	LOJENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Caltamayo, provincia de Loja	Guilermo Gallín y Pasaje Chuquiaguacá	2565490	Loja	Margarita Buvadineira Contés
39	SURENERGY S.A.	SURENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Caltamayo, provincia de Loja	Huaso Ruiz 25-62 Avenida Astudillo	2540082	Loja	Margarita Calderón Buvadineira
40	VALSOLAR S.A.	PARAGACHI	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pimampiro, provincia de Imbabura	Plaza Boyacá 476 B	2643202	Ibarra	Richard Guarderas Parat
41	VALSOLAR S.A.	ESCOBAR	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	Plaza Boyacá 476 B	2643202	Ibarra	Richard Guarderas Parat
42	CHOTASOLAR S.A.	CHOTASOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón barra, provincia de Imbabura	Emilio Grijales s/n Juan de la Roca	2954516	Ibarra	Luz Calderón Buvadineira
43	IMBASOLAR S.A.	IMBASOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón barra, provincia de Imbabura	Pérez Guerrero 527 y Sucre	84810232	Ibarra	Guillermo Calderón Buvadineira
44	AUTICON	ATAHUAI PA	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cantinas, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039786	Guayaquil	Pedro Bonquillo
45	SEDOFOCORP	CHANDUY	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cantinas, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039786	Guayaquil	Barbara Mendoza
46	FIDATOLEH S.A.	EL AZUCAR	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cantinas, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039786	Guayaquil	Rita Olaya
47	RENOENERGY	RENOENERGY	FOTOVOLTAICO	0.700	Cantón Zapotillo, provincia de Loja	Perf. Vicente Melomado 77-71 Leonado Davinci, Ciudadela El Electricista, Loja	72454529	Loja	Isabel Rodríguez
48	PROSOLAR LOJA	PROSOLAR LOJA	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Zapotillo, provincia de Loja	Sebastian Valdivieso s/n Garcia Lora, Cda El Rosal	72578629	Loja	Victor Hugo Bivilla
49	GENALTERNATIVA	EL ALAMO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Elisabeth Chiriboga
50	BIOMASGEN S.A.	SANTA ANA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Alicia Becabich
51	EPN FOTOVOLTAICA	PASTOCALLE	FOTOVOLTAICO	0.995	Provincia de Cotacachi	Padre Salisco N16-70 X Guayaquil, Latacunga	2414722-032800650	Latacunga	Esteban Chaves
52	BRNEFORCORP S.A.	BRNEFORCORP S.A.	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón San Vicente, provincia de Manabí	Quinta calle y Av. Segunda, No. 104, Urbica Norte	04532186-0998527	Guayaquil	Jesús Santos
54	EMETRIPLUS S.A.	SAN ISIDRO	FOTOVOLTAICO	0.650	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Urbica Norte tercera y primera No. 13	466939786	Guayaquil	Hugo Vargas
55	SAN MIGUEL S.A.	SAN MIGUEL	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Jaramijó, provincia de Maná	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Maná	Luis Correa Williams
56	GENELQUAYAS EP	GENELQUAYAS EP	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Playas, Provincia de Guayas	Av. 9 de Octubre 1911 y Los Rios, Guayaquil	6 899 251	Guayaquil	Micrez Zambrano Castro
57	GENMACHALILA GENERACION S.A.	ROCIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
58	GENERAMBIENT GENERACION RENOVABLE S.A.	ROSARIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
59	ARENENERGACION S.A.	EL TAMBO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
60	PAFECHF GENERACION S.A.	LA GUAJIRA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
61	GENERACION SOLAR ANDINA GENSOLAR S.A.	SANTA MONICA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
62	GRSOLGEN S.A.	LA LIBERTAD	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
63	MACHAGEN S.A.	PAQUISHA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
64	GENERACION RENOVABLE RENOGENEC S.A.	EL PORVENIR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
65	GENERACION RENOVABLE GENRENOVA S.A.	SANTA ANA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
66	ESPONERGY GENERACION S.A.	ISABELITA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
67	SOLCHACRAS S.A.	SOLCHACRAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Marisano Aguilera E7-291 Y Diego de Almagro, Quito	2598516/517	Quito	Diego Cabrera
68	SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	SAN PEDRO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Bolivar y primero de Agosto, Machala	026019850-02380006	Machala	Micrez Celi B
69	SOL SANTONIO S.A.	SOL SANTONIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	24 de Mayo y Mescalillo, Barrio San Sebastian, Loja	23800622	Loja	Jacqueline Jiménez
73	MEDABONENERGY S.A.	TUMBATU	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Av. 25 de Junio entre Guayaquil y Babahoyo of 1, Machala	023800622-24601985	Machala	Juan Carlos Castillo
74	MEDABONENERGY S.A.	PIWAN CHOQUITO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	026-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Folivia Almeida Rencoso
75	PALLENERGY S.A.	PIWAN CHOQUITO AMBLIQUI	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón barra, provincia de Imbabura	026-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Jaime Ariaga Medina
76	EOLIGENER S.A.	EL JARDIN	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Perdido Chiriboga
77	CHIRERENO S.A.	LA LUZ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Perdido Chiriboga
78	RENOVALOJA S.A.	RENOVALOJA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Caltamayo, provincia de Loja	José Antonio Tabara y Aguán Aguirre	2540600	Loja	Oswaldo Chacon Lopez
79	ELECTRISOL S.A.	ELECTRISOL	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Chimibulo Via a Tabacundo	2791228	Tabacundo	Esteban Casares Benítez
80	WLDTECSA S.A.	VILDTECSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas	Colina de los Ceibos Sl. 19	2851122	Guayaquil	Sophy Castañeda Vallejo
81	SANSAU S.A.	SANSAU	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas	Cambio Destaque entre Cerey y Tungurahua	5127344	Guayaquil	Eduardo Sánchez Suñedo
82	PHENIX ENERGY S.A.	EOS	FOTOVOLTAICO	0.091	Cantón Uro, provincia de Pichincha	De los Tulpanes E.1271 Y Los Rosales	3350135	Quito	Carlos Echeverría Córdova