



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

ESCUELA DE POSGRADO

DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



TESIS

EVALUACIÓN OPERACIONAL DE TRES SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFGRs) Y EL EFECTO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO.

PRESENTADA POR:

JULIO FREDY CHURA ACERO

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

PUNO - PERÚ

2021



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

ESCUELA DE POSGRADO

DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

TESIS

EVALUACIÓN OPERACIONAL DE TRES SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFCRs) Y EL EFECTO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO



PRESENTADA POR:

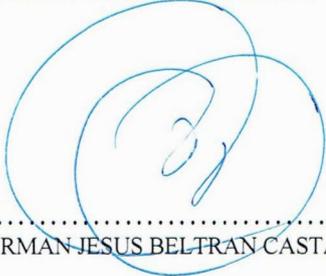
JULIO FREDY CHURA ACERO

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

APROBADA POR EL JURADO SIGUIENTE:

PRESIDENTE


.....
Dr. NORMAN JESUS BELTRAN CASTAÑON

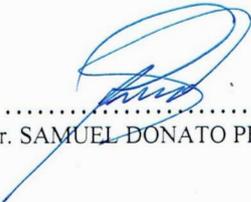
PRIMER MIEMBRO


.....
Dr. MÁXIMO AMANCIO MONTALVO ATCO

SEGUNDO MIEMBRO


.....
Dr. LEONIDAS VILCA CALLATA

ASESOR DE TESIS


.....
Dr. SAMUEL DONATO PEREZ QUISPE

Puno, 30 de noviembre de 2021

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería.

TEMA: Evaluación Operacional de Tres Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) y el Efecto de la Calidad de Energía para el Sistema Eléctrico.

LÍNEA: Mecánica-Eléctrica



DEDICATORIA

Con todo mi cariño a Sese y para todas aquellas personas que hicieron todo lo posible para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando más lo necesitaba, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.



AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios por darme fuerza y coraje para enfrentar las batallas de la vida.

A mis padres, a mi familia, y a todos mis amigos que han sido parte de este logro.

A la Universidad Federal do Pará – GEDAE BRASIL, por la entrega de conocimiento y disponibilidad de sus laboratorios para el desenvolvimiento de este trabajo.

A los investigadores Dr. João Tavares Pinho, Dr. Wilson Negrão Macêdo, Dr. Marcos Galhardo por los conocimientos que fueron necesarios para la realización de este trabajo.

A los tesisistas de pre y pos grado en GEDAE - UFPA Brasil: Ivan Parijos, José Neto, Yan Dos Santos y Leonam, que siempre estuvieron allí para cualquier duda.

Al Consejo Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) y (FONDECYT, ahora PROCENCIA), por el financiamiento de la presente tesis con el contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV y por la beca de movilidad para la pasantía realizada en la Universidade Federal do Pará en el Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE-UFPA) - Brasil



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE ANEXOS	ix
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Tecnología fotovoltaica	3
1.1.1. Arreglo fotovoltaico con MPPT	3
1.1.2. Caracterización de los fenómenos que influyen en la calidad de energía	8
1.1.2.1. Calidad de energía	8
1.1.2.2. Calidad de energía en redes de corriente continua	10
1.1.2.3. Identificación de los problemas de calidad de energía en la red	13
1.1.2.4. Indicadores de calidad de energía en C.A	13
1.1.3. Normatividad de la calidad de energía y la conexión a la red	23
1.1.3.1. IEEE y la normativa	23
1.1.3.2. IEC y la normativa	26
1.1.3.3. Normativa Peruana para la conexión a la red	27
1.1.3.4. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos	29
1.1.3.5. Estándares de calidad para la conexión a la red	30



1.2. Antecedentes	31
-------------------	----

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema	33
2.2. Enunciado del problema	35
2.2.1. Problema general	35
2.2.2. Problemas específicos	35
2.3. Justificación	35
2.4. Objetivos	36
2.4.1. Objetivo general	36
2.4.2. Objetivos específicos	36
2.5. Hipótesis	37
2.5.1. Hipótesis general	37
2.5.2. Hipótesis específicas	37

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio	38
3.2. Población	38
3.3. Muestra	39
3.4. Método de investigación	39
3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos	39
3.5.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red 1 (SFCR 1) Fase A-Línea 1	40
3.5.2. Sistema fotovoltaico conectado a la red 2 (SFCR 2) Fase B-Línea 2	41
3.5.3. Sistema fotovoltaico conectado a la red 3 (SFCR 3) Fase C-Línea 3	44
3.5.4. Equipo de pruebas y adquisición de datos	45



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Influencias de la irradiancia solar en los parámetros armónicos del sistema fotovoltaico.	47
4.2. Corriente y Voltaje de salida de los inversores en las tres fases.	48
4.3. THDi en la salida de los inversores para la conexión a la Red.	51
4.4. THDv (%) Voltaje en la salida de los inversores para la conexión a la Red.	54
4.5. Factor de potencia en la salida de los inversores	59
CONCLUSIONES	64
RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS	71



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Valores sugeridos por el estándar 1159 IEEE	24
2. Límites de distorsión de tensión IEEE Std 519-2014	25
3. Distorsión armónica de la corriente máxima (% de IL) IEEE Std 519	26
4. Tolerancia de la distorsión armónica en los voltajes NTCSE	29
5. Capacidad de generación fotovoltaica con las diferencias de f. y voltaje.	31
6. Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 1	41
7. Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 1	41
8. Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 2	42
9. Especificaciones técnicas del convertor utilizado en el SFCR 2	42
10. Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 2	43
11. Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 3	44
12. Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 3	45
13. Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 2	49
14. THDi en la salida de los inversores para la conexión a la Red	52
15. THDv en la salida de los inversores para la conexión a la Red	54



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Celda, módulo y arreglo fotovoltaico (FV)	4
2. Arreglo fotovoltaico y curvas I-V resultantes	4
3. Curva I-V, P-V del módulo fotovoltaico tipo Yngli Solar	5
4. (a) Características de una celda fotovoltaica con sombreado e irradiancia parcial (b) Algoritmo MPPT en la curva P-V, donde Δ es el tamaño del paso de perturbación, en el que el punto de operación oscilará alrededor del MPP en un estado ideal	7
5. Configuración de puesta a tierra para sistemas de distribución DC.	12
6. (a) Forma de onda de frecuencia fundamental y formas de onda armónicas 5 y 9 y (b) curva resultante.	15
7. Representación en serie de Fourier de una forma de onda distorsionada.	15
8. Representación vectorial de potencias definida por Budeanu	18
9. Representación de los tres sistemas fotovoltaicos conexión a la red.	39
10. Diagrama de conexión del SFCR 1 y los ocho sub generadores fotovoltaicos.	41
11. Diagrama de conexión del SFCR 2 con ocho subgeneradores fotovoltaicos y sus respectivos convertidores.	43
12. Diagrama de conexión del SFCR 3 con sus 12 módulos fotovoltaicos.	45
13. Conexión en las tres fases y el neutro del sistema de medición para la calidad de energía.	46
14. Niveles de THDi en el punto de acoplamiento a la red y la irradiancia del sistema fotovoltaico en las tres fases.	47
15. Corriente de salida de los tres tipos de inversores IA, IB e IC	49
16. Voltaje de salida de los inversores VA, VB y VC en 40 milisegundos	50



17.	Voltaje de salida de los inversores VA, VB y VC en 10 milisegundos	50
18.	THDi presente en la corriente de salida de los ocho micro inversores.	52
19.	THDi presente en la corriente de salida del inversor SOLAR EDGE.	53
20.	THDi presente en la corriente de salida del inversor SUNNY BOY.	53
21.	Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.	55
22.	Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 1, para la línea 1 Micro inversores.	56
23.	Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.	57
24.	Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.	58
25.	Límites establecidos por el IEEE y ABNT para los inversores y el FP en función de su eficiencia.	59
26.	F. P. en función de la eficiencia de la carga del micro inversor, sin desarrollar limpieza en los paneles fotovoltaicos (1S, 2S, 3S y 4S).	60
27.	F. P. con la eficiencia de la carga del micro inversor, haciendo limpieza en los paneles fotovoltaicos (1L, 2L, 3L y 4L).	61
28.	F. P. en función de la eficiencia de la carga de los 8 micro inversores tipo REPLUS.	62
29.	F. P. en función de la eficiencia de la carga del Inversor Solar Edge.	62
30.	F. P. en función de la eficiencia de la carga del Inversor Sunny Boy.	63

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Ubicación para la implementación de los sistemas tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.	71
2. Ubicación de tres sistemas fotovoltaicos en el Instituto de Energías Renovables.	73
3. Diagrama bifilar de los tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red en baja tensión 220 V trifásico.	74
4. Caracterización de la infraestructura de los tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.	75
5. Caracterización de la operatividad de los diferentes tipos de inversores (Con Microinversores, String y Conversores).	80
6. Experimental; medición y procesamiento de los registros de la distorsión armónica calidad de energía en los paneles fotovoltaicos conectados a la red.	81
7. Toma de datos para el registro de la distorsión armónica en los paneles fotovoltaicos conectados a la red.	82
8. Toma de datos en los micro inversores paneles fotovoltaicos limpios y sucios.	83
9. Medición y procesamiento de la distorsión armónica.	84
10. Interpretación de resultados, distorsión armónica, desbalance voltaje y corriente	85
11. Interpretación de resultados y validación de datos del analizador de redes Power Logic PM Serie 5560 para los tres sistemas fotovoltaicos trifásico.	86
12. Interpretación de resultados y validación de datos del analizador de redes Power Logic PM Serie 5560 para la distorsión armónica de voltaje y corriente.	87
13. Prueba final de la operatividad de los tres sistemas fotovoltaicos. A demás de la validación de datos de la irradiancia del Sistema Fotovoltaico de la Pontificia Universidad Católica del Perú.	88



14. Fichas Técnicas de los equipos implementados en el presente estudio (Inversores y Paneles Fotovoltaicos)	89
---	-----------

RESUMEN

El objetivo fue identificar los parámetros de la calidad de energía para la inyección a la red y los efectos en la conexión del sistema fotovoltaico. El sistema tiene una potencia instalada de 8,30 kWp en tres sistemas fotovoltaicos (dos utilizando inversores CC-CA String y Microinversores) y el otro un sistema de convertor CC-CC. Y los resultados del 24 de junio de 2021, con frecuencia de 60 Hz para valores máximos de RMS en las fases A, B y C fueron de 9.30 A, 17.40 A y 19.10 A y para los voltajes en 302.50 V, 311.00 V y 307.90 V respectivamente. Y las potencias activas y reactivas en sus fases fueron 1380 W, 241 VAR. 3004.28 W y -2530.17 VAR y 2729.00 W, 655.35 Var. En los valores porcentuales de la corriente armónica aumentan en caso de disminuir la irradiancia tenemos como el más crítico en la fase C con irradiancia cercanas a 0 W/m² con 99.94 % THDi, seguida por la fase B con 99.40 % THDi y fase C 43.52 % THDi. Por el contrario, también se pudo observar que llegando a una irradiancia de 1200 W/m² los THDi en las corrientes de las tres fases disminuye. En conclusión, los inversores deben funcionar preferiblemente con factor de escala inferior a 1 para que el optimizador MPPT funcione al máximo tiempo posible en un rango de generación cercano o superior al nominal, manteniendo los valores FP y THDi dentro de valores aceptables para la inyección a la red.

Palabras clave: Calidad de energía, conexión a la red eléctrica, distorsión armónica total, factor de potencia, inversores, sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

The research objective was to identify the energy quality parameters for the injection to the network and the effects on the connection of the photovoltaic system. The system has an installed power of 8.30 kWp in three photovoltaic systems, two using DC-AC String inverters and Microinverters, and the other a DC-DC converter system. The results of June 24, 2021, with a frequency of 60 Hz for maximum RMS values in phases A, B and C were 9.30 A, 17.40 A and 19.10 A and for the voltages in 302.50 V, 311.00 V and 307.90 V respectively. And the active and reactive powers in its phases were 1380 W, 241 VAR. 3004.28 W and -2530.17 VAR and 2729.00 W, 655.35 VAR. In the percentage values of the harmonic current increase, in case of decreasing the irradiance we have as the most critical in phase C with irradiance close to 0 W/m² with 99.94% THDi, followed by phase B with 99.40% THDi and phase C 43.52 %THDi. On the contrary, it was also observed that reaching an irradiance of 1200 W/m² the THDi in the currents of the three phases decreases. In conclusion, the inverters should preferably work with a scaling factor of less than 1 so that the MPPT optimizer works as long as possible in a generation range close to or greater than the nominal one, keeping the PF and THDi values within acceptable values for injection at network.

Keywords: Connection to the electrical grid, inverters, photovoltaic systems, power factor, power quality, total harmonic distortion.

INTRODUCCIÓN

En el Perú aún no se tiene el marco normativo para la conexión a la red mediante los sistemas fotovoltaicos en media o baja tensión, sin embargo si existe una política de enfrentar el cambio climático, mediante los recursos de energías renovables (RER) para el sistema eléctrico, a consecuencia de ello los sistemas fotovoltaicos considerando los inversores, micro inversores, convertidores y baterías son parte de la generación distribuida para zonas que aún no se tiene el suministro eléctrico o para alimentar o mejorar la calidad de suministro en redes convencionales, a través de los denominados Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica (SFCRs).

Con el último estudio del balance de nacional de energía 2017, trabajado por la DGEE del Ministerio de Energía y Minas; el mismo que se aprobó el 30 de setiembre del 2019, con R.M. N° 292-2019-MINEM/D. y de acuerdo a esta matriz energética el consumo del sector residencial, industrial y público fue de 213 344 TJ y para la industria – minería 230 334 TJ.

Así como va creciendo el consumo de la energía solar como fuente de energía primaria, el uso de sistemas fotovoltaicos como generación distribuida contribuirá a la diversificación de la matriz y reducción de los impactos para la producción de electricidad (Kabalcí, 2017), y esto a su vez pudiendo ubicarse cerca de los centros de consumo, no es necesario transportar energía a largas distancias. De esta manera, reduciendo pérdidas, además de ser una alternativa para expandir el suministro de energía.

Esta investigación pretende realizar la evaluación operacional con un diseño óptimo para el buen aprovechamiento del sistema e implementarlo mediante un sistema de 3 kW, analizando los problemas de armónicos en el punto de interconexión en base a las normas internacionales IEEE-512-1998 y EN-50160. Los resultados son extraídos luego de la implementación del proyecto ganador de FONDECYT-Banco Mundial, con Contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, con el título: “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre 3800 msnm”. Los resultados de esta investigación serán utilizados como criterio para la utilización y evaluación de estos sistemas para la conexión a la red.



El contenido de esta investigación consta de 4 capítulos: En el Capítulo I, se analiza la revisión de la bibliografía y/o literatura, que se desarrolla en la construcción de un modelo teórico conceptual de la tecnología fotovoltaica, caracterización de los fenómenos que influyen en la calidad de energía y Normatividad para la conexión a la red. En el Capítulo II planteamiento del problema, se considera la problemática de la investigación que se formula en las siguientes preguntas; ¿Se podrá determinar la configuración, topología adecuada para la operación del sistema que maximice la generación de energía inyectada a la red?, ¿En la operación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs) se podrá determinar qué tipo de inversor es el adecuado, considerando la irradiancia extrema, variación de temperatura, altitud del altiplano Puneño? y ¿La presencia de armónicos de voltaje y corriente generará diversos problemas en la conexión de la red convencional y en efecto se logrará la interconexión al sistema?. Para el capítulo III se especifican con que equipos se trabajó y los materiales utilizados en la presenta investigación, utilizando la metodología apropiada para la detección y cuantificación de los datos medidos como voltaje, corriente, potencias, THDv, y THDi en las tres fases de acuerdo a la configuración de los tres sistemas fotovoltaicos. Finalmente, en el Capítulo IV se presenta la discusión de resultados obtenidos en los tres sistemas fotovoltaicos instalados el Instituto de Energías Renovables de la UNAJ.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Tecnología fotovoltaica

1.1.1. Arreglo fotovoltaico con MPPT

Sin contaminación ni emisión de gases de efecto invernadero, con los agujeros vacíos de los semiconductores y los electrones liberados por la irradiación solar es arrastrada a los terminales opuestos de una celda fotovoltaica por la fuerza del campo eléctrico y en consecuencia de esto tenemos corriente - voltaje. Esta célula solar está hecha de silicio, que convierte la energía de la luz (fotones) del sol en corriente continua (CC) a través de este efecto fotovoltaico.

Las celdas más comerciales son la tecnología monocristalina, policristalina y de película delgada. Según estudios, las celdas monocristalinas son las más empleadas en los sistemas fotovoltaicos ya que tienen una mayor eficiencia. Por otra parte, las características eléctricas del arreglo fotovoltaico, como la potencias, voltaje de salida, y la corriente, varían de acuerdo con los cambios de las condiciones ambientales como la irradiación solar y la temperatura. Por lo tanto, el efecto de las variaciones de la condición ambiental debe ser considerado en el diseño del arreglo fotovoltaico. (Brockmann & Legrand, 2007)

Un módulo fotovoltaico se compone de varias celdas solares que están conectadas eléctricamente en serie y en paralelo para lograr el voltaje y la corriente de salida en corriente continua (CC).

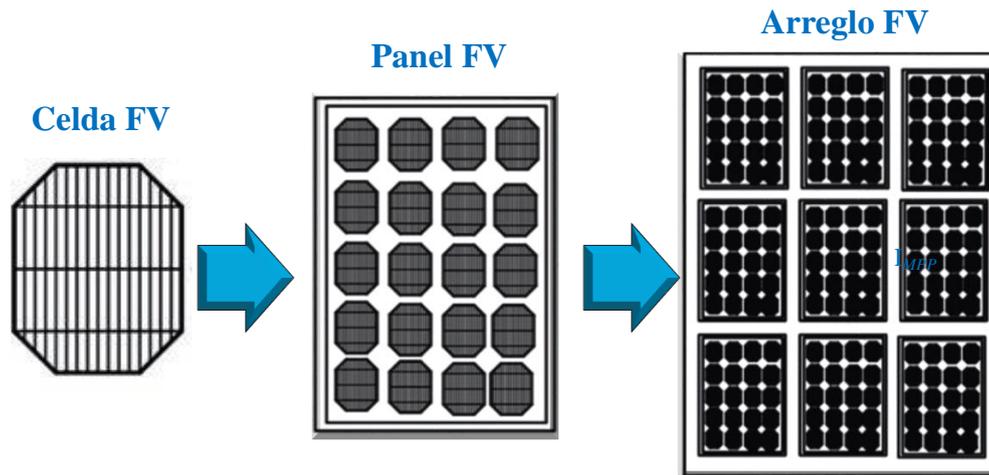


Figura 1. Celda, módulo y arreglo fotovoltaico (FV)

La tecnología fotovoltaica tiene una característica no lineal, conocida como la curva I-V, para obtener los niveles de voltaje deseados, los paneles fotovoltaicos se conectan en serie, produciendo un voltaje resultante equivalente a la suma de los voltajes individuales en cada panel fotovoltaico. De manera similar, cuando se conectan los paneles en paralelo, la corriente resultante es igual a la suma de las corrientes en cada panel; tal como se muestra en la Figura 2.

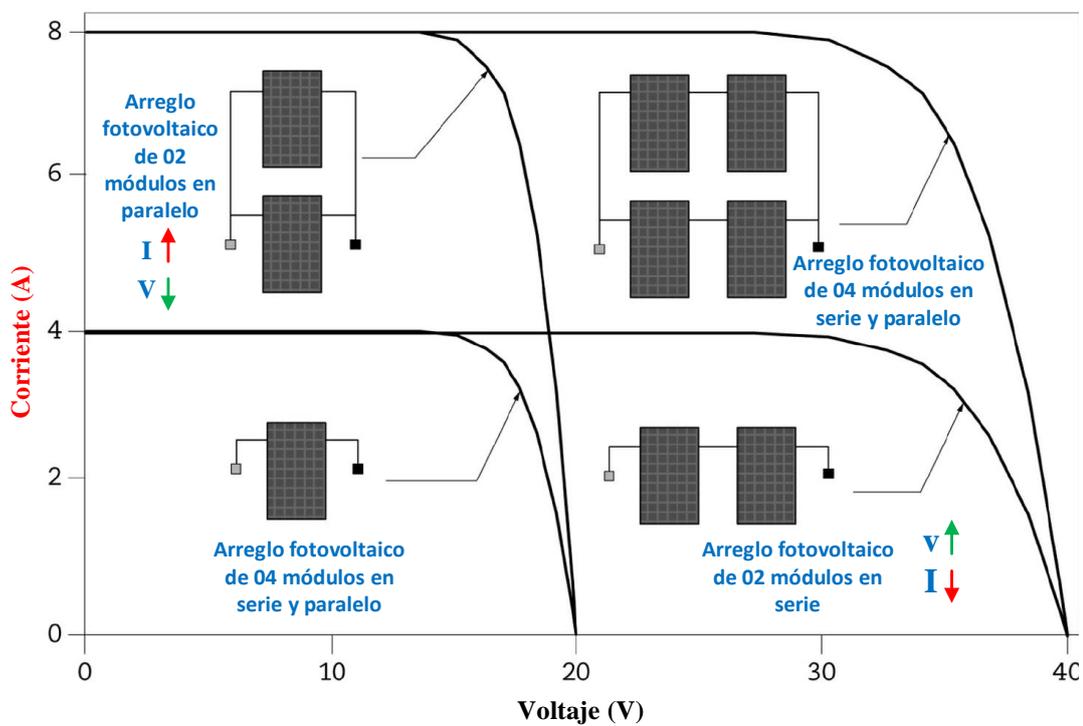


Figura 2. Arreglo fotovoltaico y curvas I-V resultantes

Las características típicas de corriente-voltaje (I-V) de un módulo fotovoltaico se muestran en la Figura 2. Estas son específicamente las características del módulo PV Yngli Solar Policristalino en condiciones de prueba estándar (STC); la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) son la corriente y el voltaje máximos que puede producir el módulo fotovoltaico. Sin embargo, la salida de potencia instantánea del módulo fotovoltaico es el producto de la corriente de salida y el voltaje terminal del módulo fotovoltaico, por lo que ninguna de estas condiciones es el punto de operación apropiado para el módulo fotovoltaico (voltaje de cortocircuito (V_{sc}) y abierto) la corriente del circuito (I_{oc}) es cero, lo que conduce a la producción de energía cero). A demás se puede observar que hay un punto de operación óptimo por lo que el módulo fotovoltaico entrega la máxima potencia para una condición ambiental en 25° y 1000 W/m^2 ; para esta grafica se hizo una prueba de un módulo fotovoltaico del tipo Yngli Solar Policristalino, de 48 celdas en el laboratorio de PASAN MEASUREMENT SYSTEMS- GEDAE de la Universidad Federal de Pará-Brasil con resultados de una máxima potencia de 185.487 W , en una tensión y corriente máxima de 23.416 V y 7.921 A respectivamente. Asi mismo para V_{oc} en 29.766 V y I_{sc} en 8.452 A .

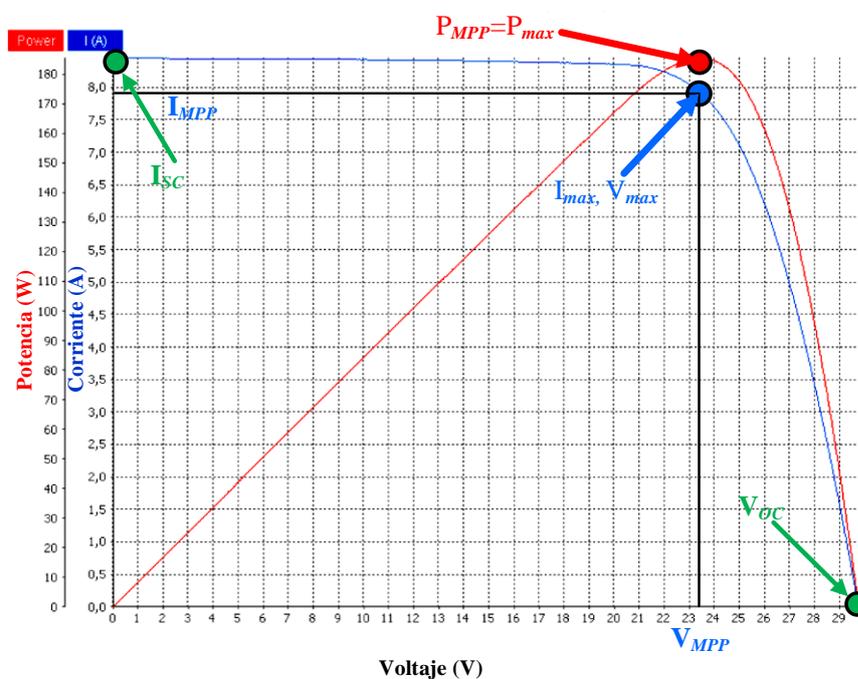


Figura 3. Curva I-V, P-V del módulo fotovoltaico tipo Yngli Solar

Por lo tanto, para aprovechar la potencia máxima del panel fotovoltaico, es necesario operarlos con una tensión y corriente óptima. Esto lleva al concepto de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT). La intensidad de la irradiancia varía debido a diferentes razones como la variación del tiempo de incidencia solar en un día, los efectos atmosféricos como la presencia de nubes y latitud de la ubicación. Por lo tanto, las técnicas MPPT son empleado para regular el voltaje y la corriente de salida de un panel o arreglo fotovoltaico para extraer la potencia máxima durante la variación de la irradiancia solar y así mejorar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Además, la técnica MPPT se implementa en el convertidor (CC-CC) de impulso para extraer la potencia máxima del sistema fotovoltaico durante la variación de la irradiación solar y este juega un papel importante en las fuentes de energía renovables debido a su intermitente naturaleza. Este punto se puede rastrear fácilmente en la curva característica de la celda. Para obtener la máxima potencia de la celda, siempre debe operar en un punto de la curva de voltaje de potencia (P-V), ver Figura 3, donde la eficiencia del sistema fotovoltaico está en su máximo. Existen técnicas de MPPT utilizadas en el mercado mundial para diferentes aplicaciones como bombeo solar de agua, satélites espaciales, vehículos solares; en la que están se clasifican en dos métodos directo (Redes neuronales y lógica difusa) e indirecto (En base a la búsqueda de datos con un ajuste de curva para circuito abierto-V y cortocircuito-I). y es por eso que el indirecto incluye la técnica Look-Up Table, Curve-Fitting, open circuit y short circuit. (Jamil et al., 2017).

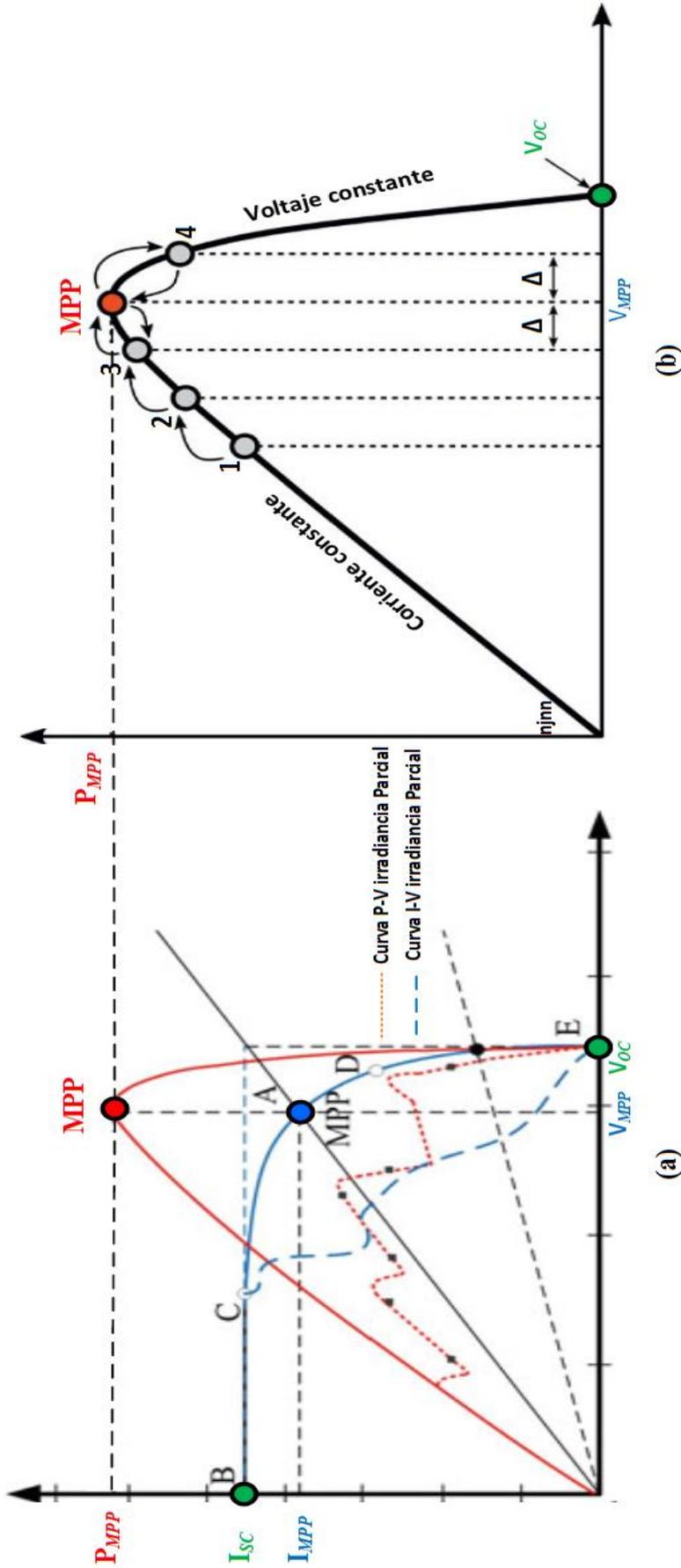


Figura 4. (a) Características de una celda fotovoltaica con sombreado e irradiancia parcial (b) Algoritmo MPPT en la curva P-V, donde Δ es el tamaño del paso de perturbación, en el que el punto de operación oscilará alrededor del MPP en un estado ideal.

Fuente: Interacción de operación entre la fuente de corriente y voltaje del módulo fotovoltaico (Kabalci, 2017) y (Yang et al., 2019)

Para complementar una mejor explicación tenemos un ejemplo en la Figura 4 (b), para condiciones con una irradiancia uniforme o estado ideal, el algoritmo rastrea al MPP de un extremo inferior y este avanza continuamente desde un voltaje inferior de 1-2-3 y al MPP, variando en ese punto con el valor de Δ , lo que resulta en un variación de potencia, por lo que el voltaje de referencia continúa avanzando en la dirección positiva hacia el punto MPP, como lo indican las flechas, después del tercer paso (3 a MPP), el punto de operación está en el MPP, pero el algoritmo hace un cambio de la referencia de voltaje (MPP - 4). Esta vez, la potencia disminuye, por lo que el paso de perturbación cambia la dirección y disminuye la referencia voltaje (4-MPP). Siguiendo el algoritmo, el punto operativo continuará para ir debajo (MPP-3), incluso si las condiciones ambientales cambian, el algoritmo automáticamente se ajusta al nuevo MPP.

1.1.2. Caracterización de los fenómenos que influyen en la calidad de energía

1.1.2.1. Calidad de energía

Para definir que es la calidad de energía, es necesario tomar en cuenta varios problemas que se tiene en la demanda, estos problemas van desde perturbaciones visuales causadas por la variación de la luz debido a una regulación deficiente de la tensión hasta interferencias en equipos electrónicos sensibles, causadas por interrupciones en la fuente de alimentación o por otros fenómenos que se detallaran más adelante. (Babu et al., 2021)

Sin embargo, aún no existe el concepto de la calidad de energía por lo que se puede definir de la siguiente manera: *Es la que nos garantiza la operación continua, adecuada y segura de un equipo eléctrico y procesos asociados, asegurando el bienestar de las personas y sin afectar el medio ambiente.*

En el Perú, el término calidad de energía, generalmente se ha asociado con condiciones técnicas y calidad de los servicios eléctricos, por ejemplo, para otros países se relacionan de la siguiente manera.

- Europa: Calidad del voltaje
- USA: Calidad de energía
- Sudáfrica: Calidad de suministro

- Brasil: Calidad de la energía eléctrica QEE

También en el sector eléctrico, debemos diferenciar tres aspectos importantes, que son: la calidad de suministro, la calidad del servicio; calidad del producto.

El primero se preocupa por la relación comercial entre la empresa concesionaria y los clientes, tratan de cuestiones problemas típicos, como procedimientos para conectar unidades de consumo; para la atención de emergencias causada por fallas y defectos en la red, entre otros.

Calidad de servicio: se refleja esencialmente en la continuidad del suministro de energía, tratándose básicamente por interrupciones de suministro causadas por fallas en los sistemas eléctricos debido a cortocircuitos, descargas atmosféricas (rayos), rendimiento de la protección, mantenimiento programado basado en servicios que debe realizarse en el sistema eléctrico, entre otros.

Calidad del producto: que se caracteriza básicamente por la conformidad de la forma de onda de voltaje con el patrón sinusoidal, en la frecuencia de suministro, como 60 Hz. (Yanarates & Zhou, 2021).

En sistemas eléctricos en operación, la forma de onda sinusoidal pura es una idealización, ya que el voltaje eléctrico es continuamente sujeto a numerosos fenómenos perturbadores, interno y externo al sistema eléctrico, causando distorsiones en la forma de onda, tanto en magnitud como en la frecuencia

Esta medida incluye características de continuidad de suministro y cumplimiento de ciertos parámetros considerados deseables para una operación segura, tanto del sistema de suministro como las cargas eléctricas. Entre los parámetros a considerar están:

- Armónicos
- Supra harmónicos
- Distorsiones
- Fluctuaciones de voltaje
- Variaciones de voltaje rms de corta y larga duración

- Desequilibrio
- Transitorios
- Corrientes armónicas
- Corriente de inrush
- Corriente de falla
- Aterramiento

1.1.2.2. Calidad de energía en redes de corriente continua

La diferencia entre el estudio de la calidad de la energía en los sistemas de distribución de corriente continua y corriente alterna proviene de la diferencia entre el voltaje idealmente constante en los sistemas de CC. y el voltaje idealmente sinusoidal en los sistemas C.A., y los muchos convertidores e inversores de potencia electrónicos, que son la columna vertebral de los sistemas de distribución de CC. (Ramirez & Lazaroiu, 2021). Los cuatro puntos fundamentales sobre la calidad de la energía en los sistemas de CC. Identificados en la literatura son corrientes armónicas, corriente de Inrush (Entrada), corriente de falla y corriente de aterramiento; en el que se debe prestar especial atención al procedimiento de conexión. (De Parijós Junior, 2018)

- Corrientes armónicas

El uso creciente de convertidores e inversores de potencia en modo conmutado utilizados hacia la red en C.A., provocan la inyección de corrientes armónicas. Pero es común decir que los sistemas de corriente continua no experimentan corrientes o voltajes armónicos, ya que la frecuencia fundamental de un C.C. es 0 Hz, no existen otras señales que no sean fundamentales. Sin embargo, en un nivel práctico, la presencia de fluctuaciones de corriente y voltaje en un sistema de corriente continua, similar a los armónicos de corriente alterna, hace que la extensión de la discusión armónica para los sistemas de corriente continua sea relevante. (Jia et al., 2021). Por esta razón, el término "armónico" se utilizará en esta sección para referirse a los voltajes y corrientes oscilantes en un sistema de CC. (De Parijós Junior, 2018). Los convertidores de potencia determinan el

voltaje en el sistema, que, junto con los filtros, debe diseñarse para minimizar las oscilaciones y los armónicos en el voltaje. (Rodriguez De Jesus et al., 2021)

En la barra de corriente continua sirve como conexión entre múltiples convertidores de potencia, la existencia de armónicos de corriente puede surgir en la barra de CC con efectos no lineales en los diversos convertidores de electrónica de potencia. (Elbaset & Hassan, 2016)

- **Corriente de Inrush**

En un sistema de conversión CC-CC, la corriente de Inrush (Irrupcion) actúa como un arranque, es decir que en el primer instante del encendido del enlace de CC, un alto valor de corriente de entrada fluirá hacia el circuito del enlace de CC. Esta corriente en los sistemas de distribución de CC puede ser lo suficientemente sustancial para pegarse físicamente en los puntos de contacto, siempre y cuando los conectores no estén dimensionados adecuadamente, y este arco puede causar otros daños físicos al sistema de distribución. Aunque el sistema está diseñado para soportar altas condiciones de estrés físico, las altas corrientes de irrupción pueden causar caídas de voltaje en el sistema, afectando la operación de otros equipos. (De Parijós Junior, 2018)

Y es por eso que el circuito deberá estar protegido por un circuito de protección contra esta corriente de irrupción. Y para proteger esta corriente es necesario implementar condensadores electrolíticos y resistencias Inrush.

- **Corriente de falla**

La protección es un tema clave con respecto a un circuito en C.C. Y es por eso que el convertidor y el inversor en lado CC deberá estar conectado a la barra de CC común no importa qué convertidor tenga una falla de cortocircuito, la falla debe aislarse lo antes posible para evitar afectar la barra en CC.

En caso de falla a tierra, la corriente de falla disparará a un dispositivo de protección, alimentada con una fuente de alimentación (como la fuente de alimentación de CC y la fuente de alimentación de 220V). Para evitar fallas del sistema de protección, es necesario aumentar la capacitancia de los filtros, lo que implica mayores corrientes de Inrush. Para la detección de fallas, los tableros de

medición también proporcionan circuitos de sobretensión/corriente. Esta circuitería genera un indicador de falla que se puede retroalimentar fácilmente a la circuitería de protección. (Bollen et al., 2017).

- **Aterramiento**

Con un diseño optimo en la conexión de puesta tierra para un sistema de distribución en CC, el resultado siempre será tener una buena calidad de energía y seguridad del sistema fotovoltaico, específicamente cuando se tiene fallas por sobretensiones (Whaite et al., 2015). Así como otras causas externas como los transitorios en la red.

A partir de ello nacen los dispositivos de protección contra sobretensiones con sistema a tierra (DPS). Y es por eso que en la implementación del proyecto de tesis se consideró estos tipos de dispositivos, instalándose después del arreglo fotovoltaico y en el tablero de protección de los inversores. Para el caso de los microinversores no se requiere de DPS, porque estos tienen integrado dicho dispositivo en el circuito de entrada fotovoltaica, en cuanto a la salida del microinversor si es necesario instalar el DPS.

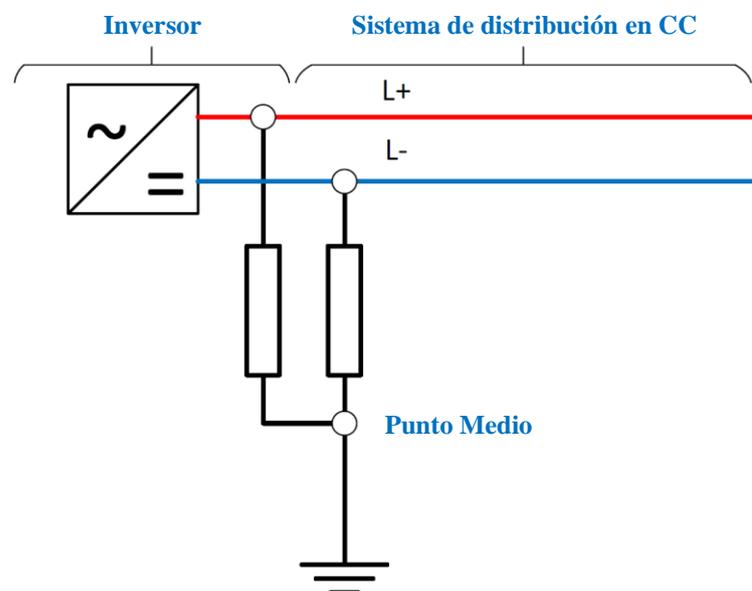


Figura 5. Configuración de puesta a tierra para sistemas de distribución DC.

Fuente: Seguridad del sistema fotovoltaico en fallas (Whaite et al., 2015)

1.1.2.3. Identificación de los problemas de calidad de energía en la red

Para el lado de la red normalmente para una corriente su Distorsión Armónica Total (THD) de salida debe alcanzarse menos del 5% para una buena calidad de energía. (Yang et al., 2019). Estas no deben tener caídas de voltaje, variaciones de frecuencia en la red. Los parámetros típicos monitoreados son valores instantáneos de formas de onda de voltaje y corriente, valores eficaces de voltaje y corriente, frecuencia fundamental, factor de potencia, distorsiones armónicas, entre otros parámetros que varían de acuerdo con las regulaciones de cada país.

Por lo tanto, es necesario utilizar equipos y un sistema de gestión que garantice el monitoreo de la calidad de la energía de manera confiable, así como un software que permita el análisis de los datos almacenados. Para el monitoreo de la calidad de la energía es esencial en el funcionamiento de la red inteligente, donde los medidores inteligentes son elementos básicos para detectar alteraciones en la calidad de la energía.

El monitoreo a través del medidor inteligente puede ayudar al usuario de la red a tomar decisiones para controlar su demanda y administrar el consumo de energía a diferentes tarifas durante el día, contribuyendo a reducir la carga de la red en las horas punta, además de maximizar el consumo propio de los usuarios que tienen generación distribuida, permitiendo la optimización del consumo de energía, mejorando la flexibilidad de la red.

También es importante resaltar que la introducción de energías renovables en la red como una generación distribuida conlleva muchos desafíos que involucran monitoreo y control, debido a la naturaleza intermitente de algunas fuentes, como la solar, por lo que es importante que la red actúe para evitar la ocurrencia de inestabilidades en el suministro de energía (Zame et al., 2018) y (Hossain et al., 2016)

1.1.2.4. Indicadores de calidad de energía en C.A.

Como ya se mencionó, la calidad de la energía está directamente relacionada con la calidad del voltaje y la corriente. Por lo tanto, los indicadores que usan estos parámetros en sus cálculos pueden usarse para detectar problemas en la calidad de la energía. Como se presentó en (De Parijós Junior, 2018), el flujo de corriente

debido a una carga en un sistema eléctrico está directamente influenciado por la forma de onda, el nivel y la frecuencia del voltaje que lo alimenta, y los parámetros correlacionados, como THD, el valor eficaz (RMS), el valor máximo, el factor de potencia y la máxima demanda del sistema.

- **Armónicos**

El primer y más importante parámetro de calidad de energía es la distorsión armónica total por sus siglas en inglés (Total Harmonic Distortion - THD). La distorsión armónica y la existencia de componentes armónicos en el sistema eléctrico no es solo responsable de los concesionarios, sino también del usuario final de energía; por lo que la distorsión armónica es causada por los dispositivos no lineales, estos dispositivos no cumplen con la constante de proporcionalidad entre la magnitud de entrada y salida. Un ejemplo es, que en la gráfica de corriente en función de la tensión no sea una línea recta. (Fan et al., 2021).

Estos mismos dispositivos provocan que la forma de onda senoidal de la corriente eléctrica se distorsione. Una onda es idéntica al anterior, el mismo que se puede representar como una suma de ondas sinusoidales en que la frecuencia de cada senoide es un múltiplo entero de la fundamental. (Zhong et al., 2021). Este múltiplo se llama armónico de la fundamental, de ahí el nombre, y la suma de sinusoides se conoce como la serie de Fourier, llamada así por el gran matemático francés quien descubrió este fenómeno y es aplicado en el análisis de problemas armónicos.

En la Figura 6 (a) se puede apreciar una forma de onda de la frecuencia fundamental (60 Hz) y las formas de onda de los componentes armónicos quinto y noveno. Luego de esto la Figura 6 (b) muestra una representación de la forma de onda resultante.

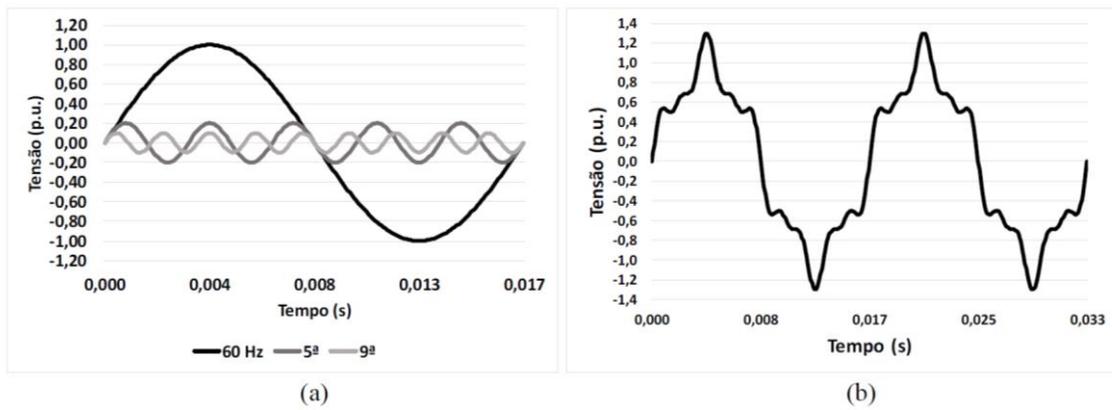


Figura 6. (a) Forma de onda de frecuencia fundamental y formas de onda armónicas 5 y 9 y (b) curva resultante.

Fuente: Fenómeno de distorsión aplicados en el análisis de problemas armónicos.

(De Parijós Junior, 2018)

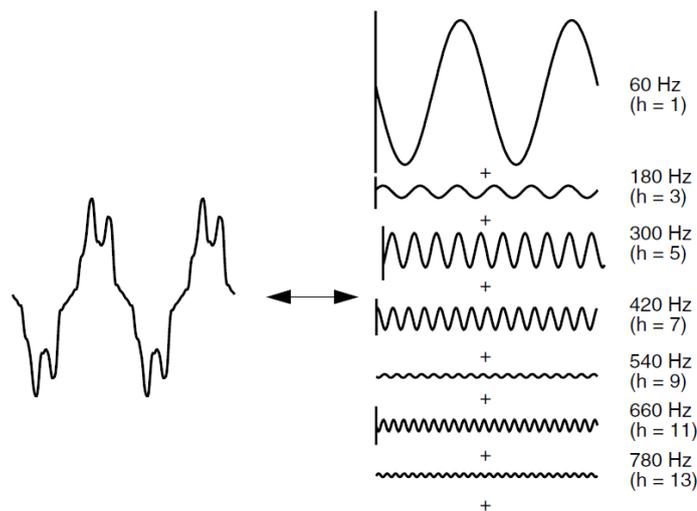


Figura 7. Representación en serie de Fourier de una forma de onda distorsionada.

Fuente: La distorsión armónica y la existencia de componentes en el sistema eléctrico (Dugan et al., 2004)

También se puede apreciar en la Figura 7 la forma de onda distorsionada, como resultado de la frecuencia fundamental 60 Hz y los demás con múltiplos enteros

de la fundamental en $60 \cdot 3 = 180$ Hz, $60 \cdot 5 = 300$ Hz, $60 \cdot 7 = 420$, y así llegando hasta la última frecuencia de $60 \cdot 13 = 780$ Hz.

Por lo general, los armónicos de orden superior (por encima del rango del 25 al 50, dependiendo del sistema) son insignificantes para el análisis del sistema de alimentación. Si bien pueden causar interferencia con dispositivos electrónicos de baja potencia, generalmente no dañan el sistema. (Kan et al., 2021).

De hecho, la presencia de armónicos pares es a menudo una pista de que hay algo mal, ya sea con el inversor, equipo de carga o con el transductor.

La mayor o menor presencia de armónicos se mide con una magnitud (THD), tal como se muestra en las ecuaciones 1 al 3 :

$$\text{THD} = \frac{\text{Valor rms de la distorsión}}{\text{Valor rms de la fundamental}} \quad (1)$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_{h_{\max}}^2}}{I_1} \quad (2)$$

$$\text{THD} = \sqrt{\left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2 + \left(\frac{I_3}{I_1}\right)^2 + \left(\frac{I_4}{I_1}\right)^2 + \dots + \left(\frac{I_{h_{\max}}}{I_1}\right)^2} = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (3)$$

- Factor de Forma

El factor de forma (FF) es una medida de la forma de la forma de onda y se define como

$$FF = \frac{I_{rms}}{I_{CC}} \quad (4)$$

Como el valor promedio de una senoide cero, su promedio durante un ciclo medio se usa arriba ecuación. A medida que aumenta el contenido armónico de la forma de onda, también aumentará su FF.

- Factor de Rizado

El factor de ondulación (RF) es una medida del contenido de ondulación de la forma de onda y se define como

$$FR = \frac{I_{CA}}{I_{CC}} \quad (5)$$

Donde $I_{CA} = \sqrt{(I_{rms})^2 - (I_{CC})^2}$. Y esto fácilmente se puede como:

$$FR = \frac{\sqrt{(I_{rms})^2 - (I_{CC})^2}}{I_{CC}} = \sqrt{\frac{(I_{rms})^2}{(I_{CC})^2} - \frac{(I_{CC})^2}{(I_{CC})^2}} = \sqrt{FF^2 - 1} \quad (6)$$

- La potencia de distorsión, activa, reactiva y aparente

Para expresar la existencia de armónicos, debemos partir conociendo las potencias fundamentales en condiciones sinusoidales:

En primer lugar, la potencia aparente fundamental (S_f) es el producto del voltaje y la corriente fundamental rms;

La potencia activa fundamental P es la potencia promedio o real;

La potencia reactiva fundamental (Q_B) es la porción de la potencia aparente que es oscilatorio; y el factor de potencia a la frecuencia fundamental (o factor de desplazamiento). La relación entre estas cantidades está definida por el triángulo de potencia:

Donde S_f es representada como la potencia aparente y más conocida en la aplicación de la ingeniería eléctrica, siempre y cuando sea en un régimen sinusoidal con carga lineal (activa y reactiva).

$$|S_f| = |P| + |Q_B| \quad (7)$$

$$S_f = \sqrt{P^2 + Q_B^2} \quad (8)$$

Como se observa en la gráfica Q_f representa la potencia reactiva ficticia, así como se observa en la gráfica carece de potencia activa.

$$|Q_f| = |Q_B| + |D| = |S| - |P| \quad (9)$$

$$Q_f = \sqrt{Q_B^2 + D^2} = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (10)$$

Ahora la Potencia no reactiva,

$$|N| = |P| + |D_B| = |S| - |Q_B| \quad (11)$$

$$N = \sqrt{P^2 + D_B^2} = \sqrt{S^2 - Q_B^2} \quad (12)$$

Para obtener la potencia de distorsión D_B , antes debemos mencionar que hasta aquí se obtuvo las otras tres potencias Q_f , N , S_f ahora Finalmente observando la figura se puede tener la representación matemática de la potencia de Distorsión D_B .

$$|S| = |iP| + |jQ_B| + |kD_B| \quad (13)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q_B^2 + D_B^2} \quad (14)$$

$$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2} \quad (15)$$

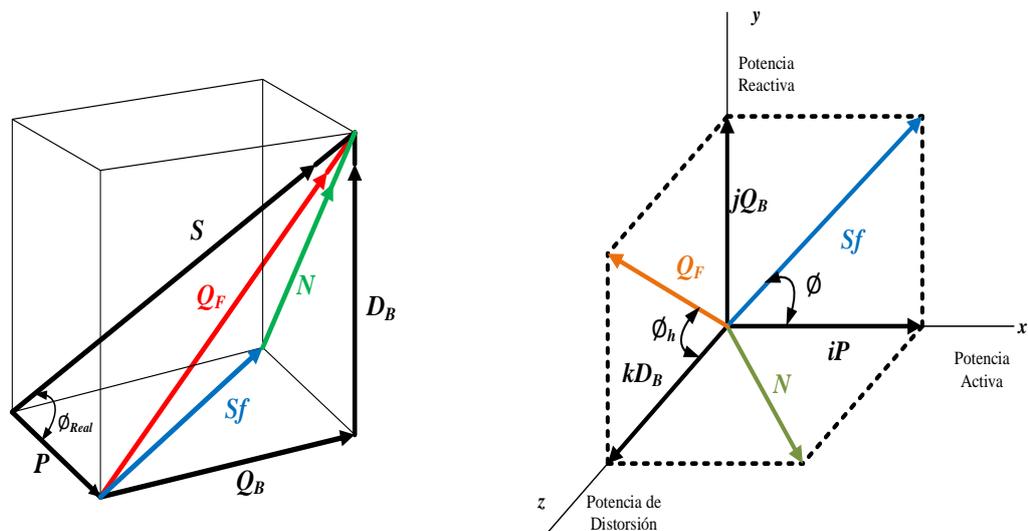


Figura 8. Representación vectorial de potencias definida por Budeanu

Fuente: Los diagramas fasoriales fueron adaptados por (Dugan et al., 2004)

- El Factor de Potencia Verdadera $fp_{Verdadero}$

El factor de potencia verdadero es cuando existen armónicos de tensión y corriente (Potencia de Distorsion D).

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{V_{rms}I_{rms}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)d(t)}{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [v(t)]^2 d(t)} \times \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [i(t)]^2 d(t)}} \quad (16)$$

$$fp_{Real} = fp_{desplazamiento} \times fp_{distorsión} \quad (17)$$

El factor de potencia de desplazamiento: este factor está relacionado con el desfase de la tensión y corriente.

$$v(t) = V_1 \text{sen}(\omega t + \theta_v) \quad (18)$$

$$i(t) = I_1 \text{sen}(\omega t + \theta_i) \quad (19)$$

$$fp_{desplazamiento} = \frac{V_1 I_1 \cos(\theta_v - \theta_i)}{V_1 I_1} = \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (20)$$

$$fp_{dist} = FD = \frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{I_1}{\sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} (I_h)^2}} = \frac{I_1}{I_1 \sqrt{1 + THD}} \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2}} \quad (21)$$

$$fp_{Real} = \cos(\theta_v - \theta_i) \times \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2}} \quad (22)$$

Este factor de potencia es el valor real, ya incluyéndose todos los armónicos.

También podemos representar de la siguiente forma:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_B^2 + D_B^2}} \quad (23)$$

$$\cos \phi_{Real} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_B^2 + D_B^2}} \quad (24)$$

- La Potencia de Distorsión a Partir de los Valores Eficaces

La potencia aparente (S) se aplica tanto para condiciones sinusoidal y no sinusoidal. La potencia aparente se puede escribir de la siguiente manera:

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (25)$$

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos \phi \quad (26)$$

$$Q = V_{rms} I_{rms} \sin \phi \quad (27)$$

Donde V_{rms} e I_{rms} son los valores eficaces del voltaje y la corriente. en una condición sinusoidal, tanto las formas de onda de voltaje como de corriente; contienen solo el componente fundamental de frecuencia; así los valores rms pueden ser expresado simplemente como:

$$V_{rms} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_1 \quad y \quad I_{rms} = \frac{1}{\sqrt{2}} I_1 \quad (28)$$

Donde V_1 e I_1 son la amplitud de las formas de onda de voltaje y corriente respectivamente. El subíndice "1" denota cantidades en el fundamental de la frecuencia. En una condición no senoidal, una forma de onda distorsionada armónicamente está compuesto por sinusoides de frecuencias armónicas con diferentes amplitudes como se muestra en la Figura 6 los valores rms de las formas de onda son calculado como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados rms de todos los individuos componentes, es decir,

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} V_h \right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_{h_{max}}^2} \quad (29)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} I_h\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_{h_{max}}^2} \quad (30)$$

De otra forma también se puede escribir la ecuación (30).

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} (I_h)^2} = I_1 \sqrt{1 + THD} \quad (31)$$

Donde V_h e I_h son la amplitud de una forma de onda en el componente armónico h . En la condición sinusoidal, los componentes armónicos de V_h e I_h son todos cero, y solo quedarían V_1 e I_1 . Las ecuaciones (29) y (30) simplifican a la ecuación (3)

A partir del análisis matemático de la interacción entre la corriente y la tensión, la potencia aparente de la ecuación (25) y elevando al cuadrado resultará:

$$S = V_{rms} I_{rms}$$

$$S^2 = I_{rms}^2 V_{rms}^2$$

$$I_{rms}^2 V_{rms}^2 = (V_1^2 + V_2^2 + \dots + V_{h_{max}-1}^2 + V_{h_{max}}^2)(I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_{h_{max}-1}^2 + I_{h_{max}}^2) \quad (32)$$

Por otro lado, el valor eficaz al cuadrado de la corriente armónica se puede expresar como:

$$I_h^2 = (I_h \cos \phi_h)^2 + (I_h \sin \phi_h)^2 \quad (33)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior y aplicando la identidad de Lagrange en la expresión de potencia aparente obtenemos las tres potencias P , Q_B y D_B definidas por Constantin I. Budeanu.

Por lo tanto, la potencia aparente resulta:

$$S^2 = \left(\sum_{h=1}^k V_h I_h \cos \phi_h \right)^2 + \left(\sum_{h=1}^k V_h I_h \sin \phi_h \right)^2 \quad (34)$$

$$+ \sum_{h=1}^{k-1} \sum_{m=h+1}^k [(V_h I_m)^2 + (V_m I_h)^2 - 2V_h V_m I_h I_m \cos(\phi_h - \phi_m)]$$

De la ecuación (14), tenemos:

$$S = \sqrt{P^2 + Q_B^2 + D_B^2} = S^2 = P^2 + Q_B^2 + D_B^2 \quad (35)$$

Comparando estas dos ecuaciones (34) y (35) tenemos que el primer término es:

$$P = \sum_{h=1}^k V_h I_h \cos \phi_h \quad (36)$$

Para $k=\infty$

P corresponde a la potencia activa y también a los productos de las tensiones eficaces por las componentes en fase de las corrientes eficaces con mismas frecuencias.

El segundo término es:

$$Q_B = \sum_{h=1}^k V_h I_h \sin \phi_h \quad (37)$$

Q_B corresponde a la potencia reactiva y también a los productos de las tensiones eficaces por las componentes en fase de las corrientes eficaces con mismas frecuencias.

Por lo tanto, las definiciones de P , Q_B para régimen distorsionado deviran de la definición clásica del régimen sinusoidal.

El tercer término es:

$$D_B^2 = \sum_{h=1}^{k-1} \sum_{m=h+1}^k [(V_h I_m)^2 + (V_m I_h)^2 - 2V_h V_m I_h I_m \cos(\phi_h - \phi_m)]$$

$$D_B = \sqrt{\sum_{h=1}^{k-1} \sum_{m=h+1}^k [(V_h I_m)^2 + (V_m I_h)^2 - 2V_h V_m I_h I_m \cos(\phi_h - \phi_m)]} \quad (38)$$

Para $k=\infty$

Finalmente, este último nos representa la potencia de distorsión. Que también se puede representar en función de otras potencias:

$$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2} \quad (39)$$

1.1.3 Normatividad de la calidad de energía y la conexión a la red

Existen organizaciones a nivel nacional e internacional, en coordinación con los fabricantes de equipos y grupos de investigación para elaborar normas que rijan las pautas, y limitar la inyección de armónicos. (Khan et al., 2021).

El objetivo de las normas es proporcionar un espacio común para todas las partes involucradas en la implementación conjunta y asegurar la compatibilidad entre estos equipos y la red eléctrica.

1.1.3.1. IEEE y la normativa

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) elabora sus estándares que afectan y aplican a las industrias, biomedicina, tecnología informática, telecomunicaciones, nanotecnología, la seguridad de la información e incluyendo principalmente al sector eléctrico en potencia y energía. En los últimos años, el IEEE tiene más de 900 estándares activos, con más de 500 normas en elaboración.

- Estándares sobre la calidad de energía

Una referencia importante es el estándar 1159-2009 del IEEE Práctica recomendada para monitorear la calidad de la energía eléctrica expresadas en la siguiente Tabla 1.

Tabla 1

Valores sugeridos por el estándar 1159 IEEE

Categoría	Ajustes sugeridos		Comentarios
	120 V	220 V*	
Hueco de tensión	108 V	198 V	10 % por debajo de la tensión nominal
Sobretensiones	126 V	231 V	5 % sobre la tensión nominal
Transitorio	200 V	400 V	Aproximadamente el doble de fase nominal.
Ruido	1,5 V	2,5 V	Aproximadamente el 1 % de la tensión de fase nominal.
Armónicas (THD)	5 %	5 %	Nivel de distorsión armónica que puede afectar a la carga.
Desbalance de fases	2 %	2 %	Desbalance de fases mayores al 2 % pueden afectar a máquinas eléctricas

* Valores correspondientes a 220 V obtenidos en forma análoga a los sugeridos para 120 V.

Fuente: Los estándar de acuerdo al 1159 IEEE (IEEE Power and Energy Society, 2009)

- **Estándares sobre armónicos para voltaje y corriente**

En la mayoría de los países toman como referencia el estándar 519 del IEEE, la primera vez fue se revisó y aprobó en 1981 con el nombre *“Guía para el control de armónicos y la compensación reactiva de convertidores de potencia estáticos”*, posteriormente en el año 1992 sale el estándar llamado *“Prácticas recomendadas y requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia”* y finalmente el estándar *“IEEE STD 519-2014. Práctica recomendada y requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia”*.

Los límites recomendados, nos ayudan al análisis y el control armónico entre los fabricantes, usuarios y operadores del sistema. entre los objetivos que tiene este estándar son:

- Mantener los voltajes armónicos por debajo de los niveles que se requieren en la Tabla 2
- Se debe limitar las emisiones de corriente armónica en valores razonables.

- Cada operador del sistema debe tomar medidas para disminuir los THDi y THDv, modificando las características de impedancia en la fuente de alimentación.

En la Tabla 1, el THD se expresa en función de la tensión rms, en lugar de la magnitud de voltaje en la frecuencia fundamental. La definición utilizada aquí permite la evaluación de la distorsión de voltaje con respecto a valores fijos en lugar de valores que fluctúan con el voltaje del sistema. Hay dos componentes importantes para limitar la distorsión de voltaje niveles en el sistema de utilidad general:

- Corrientes armónicas inyectadas por usuarios finales de la red, debe ser limitado, estas corrientes se propagan hacia el suministro, a través de una variable importante que es la impedancia del sistema, creando también una variación de voltaje. Por lo tanto, al limitar la cantidad de corrientes armónicas inyectadas, el voltaje de distorsión también puede ser limitada; este es de hecho del método básico para controlar los niveles generales de distorsión propuestos por la Norma IEEE 519-2014, indicadas en la Tabla 2
- Los niveles generales de distorsión de voltaje pueden ser excesivamente altos incluso si las inyecciones de corriente armónica están dentro de los límites. Esta condición ocurre principalmente cuando una de las frecuencias de corriente armónica está cerca de una frecuencia de resonancia del sistema. Esto puede provocar en algunas ubicaciones del sistema, niveles de distorsión en voltaje inaceptable.

Tabla 2

Límites de distorsión de tensión IEEE Std 519-2014

Voltaje en barra al PCC, V_n (kV)	Voltaje individual de la distorsión armónica (%)	Distorsión armónica total, THD V_n (%)
$V_n \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
1 kV $< V_n \leq 69$ kV	3.0	5.0
69 kV $< V_n \leq 161$ kV	1.5	2.5
161 kV $< Por encima$	1.0	1.5

THD : Total Harmonic Distortion

PCC : Point of Common Coupling

Fuente: Valores para la distorsión en voltajes según (IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014)

La Tabla 3 muestra el IEEE 519 los límites de corriente armónica que especifican en la cantidad máxima de armónicos que se puede inyectar a la red. IEEE 519 (IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014)

Tabla 3

Distorsión armónica de la corriente máxima (% de I_L) IEEE Std 519

I_{ca}/I_L	<11	11< h<17	17< h<23	23< h<35	35< h	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.0	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

I_{ca} : Maximum short circuit current at PCC
 I_L : Maximum of fundamental component of Load Current
 TDD : Total Demand Distortion.

Fuente: Valores para la distorsión en corrientes según (IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014)

A demás de estos estándares en el IEEE, se tiene el IEEE Std 1100-2005 Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment, IEEE Std 493-2007 - Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.

1.1.3.2. IEC y la normativa

La estructura de la serie IEC (International Electrotechnical Commission) 61000 refleja los temas tratados en publicaciones básicas de EMC (Electromagnetic compatibility), incluyen terminología, descripciones de fenómenos electromagnéticos y todo el entorno EMC, además de las técnicas de medición y prueba. Los Estándares de EMC también nos brindan la disposición que se necesita para resolver problemas en el diseño e implementación de equipos de electrónica de potencias, que operen de

manera más confiable y segura. Generalmente en Europa aplican esta base normativa Compatibilidad Electromagnética (CEM), 2014)

A demás de esta, existen varios estándares que son aplicadas para la calidad de energía de acuerdo al IEC:

- IEC 61000-4-30-2008 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.
- IEC 61000-3-2-2009 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase).
- IEC 61000-3-3-2009 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection.

1.1.3.3. Normativa Peruana para la conexión a la red

El 24 de setiembre de 2015, fue una fecha importante para el sistema eléctrico peruano, en especial para el sistema de distribución, por la aprobación del Decreto legislativo N° 1221, (Decreto Legislativo Que Mejora La Regulación de La Distribución de Electricidad Para Promover El Acceso a La Energía Eléctrica En El Perú, 2015), en su artículo 2 establece lo siguiente respecto a la Generación Distribuida: *i) Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado. ii) La potencia máxima señalada en el numeral anterior, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas.* (Decreto Legislativo Que Mejora La Regulación de La Distribución de Electricidad Para Promover El Acceso a La Energía Eléctrica En El Perú, 2015), el mismo que permitirá una conexión a la red eléctrica en baja tensión.

Esta norma complementa y modifica a la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, apoyando a otras aplicaciones en la distribución de electricidad; específicamente el artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas D. S. N° 009-93-EM, para viabilizar la coordinación de Generación Distribuida por las empresas Distribuidoras. Además de la ley N° 28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, que también define la Generación Distribuida como *“Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica”*. Una de las modificaciones que establece sobre la Generación Distribuida en que los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable o de cogeneración podrán inyectar sus excedentes al sistema de distribución (Media tensión y/o baja tensión) sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al que se conecta. (Tanca Villanueva et al., 2017)

Finalmente, con Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, Autorizar la publicación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida, por lo que a continuación se detallan los parámetros importantes para la conexión a la red en baja tensión:

Microgeneración Distribuida (MCD), Capacidad menores a 100kW

Mediageneracion Distribuida (MGD), Capacidad mayor a 100kW

Cabe precisar que la potencia nominal de los generadores fotovoltaicos será la capacidad del inversor; para el cálculo de la corriente de corto circuito en centrales de potencia menor a 36 kW, sugieren que no estén sujetas a cálculo de la corriente de CC que aporta.

Según esta norma técnica las consideraciones que se deben tomar para la conexión a la red son:

- Definición de Potencia máxima de la instalación para la conexión a la red.
- Método de cálculo de las corrientes de corto circuito.
- Metodología para precisar la potencia máxima por nivel de tensión.

- Sistema de protección de la instalación
- Comportamiento de la instalación a las variaciones de frecuencia.
- Comportamiento de perturbaciones en tensión y frecuencia.
- Calidad de onda, límite de perturbaciones, huecos de tensión, armónicos, flickers, desbalance, variaciones de tensión en la conexión y desconexión de la instalación.
- Perturbaciones ligadas a generadores: sincronismo, rampa de energización.
- Control de performance.

1.1.3.4. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos

Antes de explicar la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE-Urbana, también tenemos la NTCSE-Rural, para este caso esta norma no aplica; por lo que se pasará a explicar el NTCSE Urbana, esta misma fue aprobada por el D.S. N° 020-97-EM aprobada el 09 de octubre de 1997 y actualizada el 13 de setiembre de 2010.

Tabla 4

Tolerancia de la distorsión armónica en los voltajes NTCSE

Orden (n) de la armónica o THD	Tolerancia Vi' o THD' (% con respecto a la tensión nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a 60 kV	Para tensiones menores o iguales a 60 kV
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5

25	0.7	1.5
Mayores de 25 (Armónicas impares múltiplos de 3)	$0.1+2.5/n$	$0.2+12.5/n$
	1.5	5.0
3	1.0	1.5
9	0.3	0.3
15	0.2	0.2
21	0.2	0.2
Mayores de 21 (Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	8

Fuente: Para los servicios eléctricos considerar la (NTCSE, 2014)

1.1.3.5. Estándares de calidad para la conexión a la red

- Calidad de onda: Armónicos

Las centrales generadoras, en nuestro caso el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en BT, se debe ceñir de acuerdo a los siguientes estándares de emisión de armónicos a la red. Para la aplicación de esta Norma, se debe considerar las armónicas comprendidas entre la dos y la cuarenta; por lo que también se debe considerar en ambas. Explicadas en la Tabla 4 de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

- Calidad de onda: Flickers

La emisión de Flicker o llamadas también fluctuaciones rápidas de tensión para corta duración Pst y de larga duración Plt en el que no pueden estar fuera de rango en los niveles máximos calculados según la norma IEC 61000-3-7 para instalación y operación. Por lo que el índice de severidad considerado en los Flicker Pst no debe exceder la unidad ($Pst < 1$).

- **Calidad de onda: Desbalance**

La contribución a la tasa de desequilibrio en tensión en el punto de conexión BT o MT de cualquier instalación de generación debe ser inferior o igual a 1% del componente directo.

- **Perturbaciones y sincronismo**

Las instalaciones de generación fotovoltaica, compuestas por varias unidades generadoras que pueda generar tensión independientemente de su conexión con la red de distribución MT, deberán contar con un equipo que proporcione la funcionalidad, de acuerdo a las recomendaciones en la Norma IEEE 1547.

Tabla 5

Capacidad de generación fotovoltaica con las diferencias de frecuencia y voltaje.

Potencia del generador fotovoltaico (kVA)	Diferencia de frecuencia (f, Hz)	Diferencia de voltaje (f, Hz)	Diferencia de ángulo fase (f, Hz)
0-500	0.3	10	20
>500-1500	0.2	5	15
>1500-10 000	0.1	3	10

Fuente: Capacidad de generación considerando la frecuencia en (IEEE 1547, 2012)

1.2. Antecedentes

Con la implementación de la tecnología solar en el mundo, la generación de energía fotovoltaica ha ganado un espacio de suma importancia en el sector energético. Los sistemas fotovoltaicos emergen como una de las tecnologías más importantes entre los recursos energéticos renovables. De esta manera los sistemas fotovoltaicos van operando ampliamente en los sistemas de distribución a través de dispositivos electrónicos de potencia en diferentes partes del mundo. Sin embargo, las interfaces basadas en inversores de los sistemas fotovoltaicas dan lugar a armónicos de corriente y tensión, que pueden dañar los dispositivos del sistema eléctrico e impactar negativamente la eficiencia y fiabilidad de las redes de distribución. De esa manera, la excesiva inyección de corrientes armónicas da lugar a problemas de calidad de la energía desde el punto de vista de la red

de distribución. A continuación, se muestra los principales antecedentes del trabajo de investigación. (Mahela et al., 2015) presentan una revisión exhaustiva de la literatura sobre detección y clasificación de eventos en la red eléctrica que afecten la calidad de la energía. (Prakash Mahela & Gafoor Shaik, 2016) cubren una extensa revisión de las técnicas utilizadas para promover mejor calidad de energía eléctrica en los sistemas de distribución. En (Whaite et al., 2015) se presentan aspectos importantes de la calidad de energía que involucran sistemas de distribución de corriente continua. Entre los estudios que comprenden el análisis de los impactos de la inserción de sistemas fotovoltaica en la red eléctrica en relación con la calidad de energía, una gran parte está destinada a monitoreo de tensiones y corrientes, aplicando las principales normas y/o recomendaciones (Anzalchi et al., 2017), (Seme et al., 2017), (Sakar et al., 2017), (Monteiro Júnior, 2014), (Macêdo & Zilles, 2009).

Otros trabajos están dirigidos al uso de modelado de sistemas fotovoltaicos conectado a la red eléctrica con el fin de predecir y/o mitigar los impactos negativos de inserción de generación fotovoltaica en la red eléctrica mediante estrategias de control (Sayadi et al., 2017); (Deng et al., 2017), (Amoo et al., 2016), (Sujatha & Anitha, 2018), (Obi & Bass, 2016) y (Rodway et al., 2013).

Otra línea de investigación que involucra sistemas los sistemas fotovoltaicos es la operación de generación distribuida (GD) en conjunto con las redes inteligentes. (Jegen & Phillion, 2018), (Kakran & Chanana, 2018), (Rahman et al., 2018), (Di Santo et al., 2018), (Zame et al., 2018), (De Oro Arenas et al., 2017), (Bollen et al., 2017), (Meyabadi & Deihimi, 2017), (Hossain et al., 2016), (Dumitrache & Dogaru, 2015).

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema

Según el IPCC (MINEM, 2019), el sector de generación de energía sigue siendo uno de las fuentes con mayor aporte de gases efecto invernadero (GEI), causa principal del calentamiento global que se ha venido manifestando progresivamente con climas más cálidos e impredecibles.

Es por eso que en el Perú se está implementando la generación distribuida, específicamente con los sistemas fotovoltaicos para la conexión a la red. El problema parte con los equipos, que estos no se encuentran en el mercado y no están configurados para las distintas condiciones de nuestra región, siendo que esto impide que se maximice la generación de energía; más aún en territorios como el Altiplano Sur, donde las condiciones ambientales son extremas y junto a la irradiación son especialmente interesantes para esta tecnología, pero sin embargo no se tienen estudios sobre la caracterización de los diferentes parámetros que influyen en la generación eficiente de energía para usar en el SFCR.

Se ha demostrado en la revisión bibliográfica del capítulo anterior que los sistemas fotovoltaicos para la conexión a la red deben considerarse los parámetros en alta calidad, controlando adecuadamente con los convertidores e inversores de potencia. Sin embargo, en la operación de los sistemas fotovoltaicos para la conexión a la red no siempre es un voltaje sinusoidal ideal con una frecuencia y amplitud constantes. A demás uno de los problemas es el aumento de pérdidas de potencia o incluso complicar la estabilidad del sistema, durante fallas transitorias de voltaje. Por lo tanto, es importante desarrollar control avanzado para sistemas fotovoltaicos inteligentes para condiciones donde la red

presentaría anomalías, para que los sistemas fotovoltaicos puedan instalarse y aceptarse de manera seguro en la red. (Yang et al., 2019).

Desde el ingreso de la electrónica de potencia al mercado, esta ha sido reconocida como una tecnología que ha involucrado al crecimiento de las energías renovables para la conexión a la red, incluyéndose a los sistemas solares fotovoltaicos. Asociado estos por los avances de dispositivos semiconductores de potencia, Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red varían significativamente en tamaño y potencia, desde pequeña escala hasta centrales de generación de energía fotovoltaica a gran escala. También, los convertidores de potencia fotovoltaica pueden clasificarse simplemente en nivel de módulo (CC-CC), convertidores de cadenas, multicapas y centrales. Por ejemplo, el multistring y los convertidores centrales se usan intensivamente para plantas solares fotovoltaicas como sistemas trifásicos. Por el contrario, el módulo y los micro inversores de cadena son ampliamente adoptados en el sector residencial en aplicaciones para sistemas monofásicos. Con respecto a la eficiencia, el sistema de electrónica de potencia (incluidos componentes pasivos) representa la mayor parte de las pérdidas de energía en todo el sistema fotovoltaico.

Además, debido a su baja inmunidad a puntos calientes y sombreado parcial en los paneles, el problema de desajuste de potencia es importante en este concepto (es decir, baja utilización de P y V). En contraste, el control MPPT se logra por separado en cada cadena de los inversores fotovoltaicos de cadena/multicadena, lo que conduce a un mejor rendimiento total de energía. Teniendo en cuenta los problemas mencionados anteriormente, se desarrollan convertidores de módulo (convertidores de módulo de CC y / o inversores de módulo de CA), existiendo Una solución flexible para los sistemas fotovoltaicos de baja potencia y también para el monitoreo a nivel de módulo y diagnósticos Este concepto integrado en el módulo puede minimizar los efectos del sombreado parcial, módulo desajuste, y diferentes orientaciones del módulo, etc., ya que el convertidor del módulo actúa en un solo PV panel con control individual MPPT. Sin embargo, una baja eficiencia general es la principal desventaja en este concepto debido a la baja potencia.

Finalmente, el problema de la calidad de la energía en armónicos ha conservado su importancia en la ingeniería eléctrica desde tiempos muy anteriores hasta ahora. Se espera que aumenten los estudios relacionados con este problema con el uso generalizado de

dispositivos electrónicos de potencia en el sistema de distribución. Desde el punto de vista de la literatura, los estudios de armónicos consisten de tres partes principales: espectros de corriente armónica basados en inversores y cargas no lineales, redes de prueba de distribución y potencia armónica métodos de flujo para análisis monofásico y trifásico.

2.2. Enunciado del problema

2.2.1. Problema general

¿Cuál es el efecto de la operación de tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs) y su calidad de energía para el sistema eléctrico convencional?

2.2.2. Problemas específicos

¿Se podrá determinar la configuración, topología adecuada para la operación del sistema que maximice la generación de energía inyectada a la red

¿En la operación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs) se podrá determinar qué tipo de inversor es el adecuado, considerando la irradiancia extrema, variación de temperatura, altitud del altiplano Puneño?

¿La presencia de armónicos de voltaje y corriente generará diversos problemas en la conexión de la red convencional y en efecto no logrará la interconexión al sistema?

2.3. Justificación

A medida que la tecnología fotovoltaica ha seguido avanzando, la eficiencia de conversión de energía (típicamente entre 12% y 15% como se informa en (Obi & Bass, 2016) que ha mejorado y se han logrado reducciones de costos considerables en la producción del panel fotovoltaico.

Y aquí en la región altiplánica se han instalados paneles fotovoltaicos por diferentes sectores, el gobierno, instituciones privadas o personas con iniciativa para el cambio de consumo energético; en este último para una instalación común o autónomos (off grid), existe una enorme gama de tecnología fotovoltaica, las que son componentes principales del sistema fotovoltaico, en el caso de una instalaciones conectadas a la red (on grid), se deberá tener en cuenta la calidad de energía que se inyectará al sistema convencional, teniendo cuidado en dimensionar los convertidores, inversores o seguidores con MPPT que son parte de la tecnología fotovoltaica, de ahí un tipo de potencia distorsionada, nacida a partir de la potencia reactiva, y a consecuencia de ello hacemos un análisis del THD para

corriente y voltaje. Una de las variables importantes en el estudio de la presente tesis es el Total Harmonic Distorsion (THD), al instalar los inversores en los sistemas fotovoltaicos la existencia de armónico puede ocasionar sobrecalentamiento de conductores de neutro, fuente de error en los sistemas de medición, sobrecarga de equipos disparo inesperado de interruptores termo-magnéticos, y caída drástica del factor de potencia. Por lo tanto, en el presente estudio fue de vital importancia analizar y determinar la calidad de la energía eléctrica entregada por los inversores hacia la red y la carga eléctrica que se tiene en las instalaciones del instituto de energías renovables, en la que pueden operar de manera no apropiada debido a una fuente de alimentación con alto contenido armónico.

De otro lado existen proyectos e investigaciones en otras latitudes del mundo, sin embargo, no se tiene una propuesta de investigación con irradiancias extremas en una altura sobre los 3800 msnm. Motivo por lo que se plantea un sistema fotovoltaico conectado a la Red (SFCR) para el altiplano puneño. A demás del cálculo, diseño y evaluación de escenarios operativos para estos tres tipos de sistemas fotovoltaicos, compuestos por una gran cantidad de convertidores e inversores electrónicos de potencia; en un futuro cercano se convertirán en una variable importante.

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Evaluar la operación de tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs) y analizar el efecto de la calidad de energía para el sistema eléctrico.

2.4.2. Objetivos específicos

Evaluar la topología y la viabilidad técnica adecuada de conexión del SFCR con los micro inversores, un conversor cc/cc con su inversor, así como para el inversor String.

Evaluar la operatividad del SFCR con los micro inversores, un conversor cc/cc con su inversor, así como para el inversor String en las condiciones de irradiancia extrema y climatológicas del altiplano.

Determinar los parámetros de la calidad de energía como los armónicos de voltaje y corriente, así como el factor de potencia con la inserción de la generación fotovoltaica que influyen en el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.

2.5. Hipótesis

2.5.1. Hipótesis general

La operación del sistema solar fotovoltaico y la calidad de energía eléctrica para la conexión a la red influye de forma significativa y además su eficiencia está condicionada con la irradiancia extrema y climatológicas del altiplano.

2.5.2. Hipótesis específicas

La topología, configuración y la viabilidad técnica es adecuada para la conexión del SFCR con los micro inversores, y no con el inversor-conversor cc/cc, así como el inversor String.

La operatividad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs) en condiciones de irradiancia extrema y climatológicas del altiplano son eficientes por tener mayor irradiación.

La presencia de armónicos en voltaje y corriente generan diversos problemas de deterioro en la calidad de energía y no logra la interconexión al sistema convencional.



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio

El presente estudio entro en operación experimentalmente en el Instituto de Energías Renovables del campus de la Universidad Nacional de Juliaca, ubicado en la región Puno, Provincia de San Román, distrito de San Miguel, entre las coordenadas 382957.79 m E y 8296105.95 m S zona 19 L, en 3837 msnm.

3.2. Población

En esta investigación se ha considerado todo el paquete tecnológico financiado por el CONCYTEC como objeto de su implementación, en la cual se encuentren contenidos los objetos que fueron motivos para este estudio. Por lo que se implementó tres sistemas fotovoltaicos de generación en 8.3 kW conectados a la red con diferentes tipos de inversores conectadas en una carga ubicada en el edificio del Instituto de Energías Renovables, así como un sistema de adquisición de datos para monitorear el funcionamiento de estos.

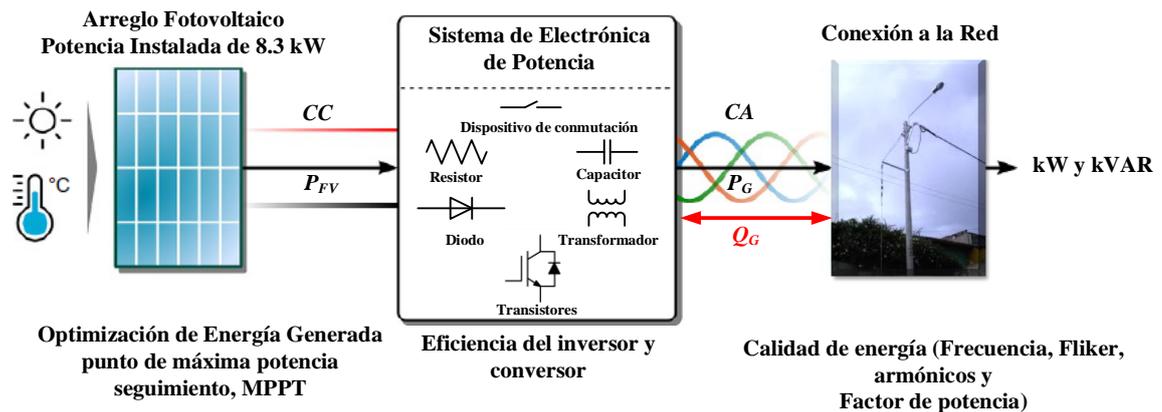


Figura 9. Representación de los tres sistemas fotovoltaicos para la conexión a la red.

3.3. Muestra

La muestra se seleccionó a criterio del investigador para los tres sistemas fotovoltaicos. Considerando las variables de investigación en la irradiancia solar, tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y el THDi,v. Debido a que la población es muy específica en los tres casos, los datos tomados son desde el 22 de mayo al 30 de setiembre del 2021, en tiempos de cada minuto, considerando el 24 de junio como un día crítico de irradiancia extrema, se ha considerado todo la base de datos adquiridos en los equipos de medición.

3.4. Método de investigación

El método de investigación es aplicativo y experimental, complementada con un análisis interpretativo; seleccionando los resultados en valores críticos los cuales son datos generados que se presenta en la realidad. El experimento consiste en mantener constante la demanda de carga durante un día de funcionamiento de los tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red, midiendo las formas de onda de las corrientes de la red, inversor y carga, así como la forma de onda de tensión en el punto de acoplamiento.

3.5. Descripción detallada de métodos por objetivos específicos

Para la implementación del sistema fotovoltaico para la fase experimental del trabajo de investigación. Se proporciona una descripción general del hardware experimental de prueba y se presenta la secuencia de conexión a la red. Esto seguido por una descripción detallada de los componentes del sistema y su forma de adquisición de datos.

Los materiales utilizados en este trabajo son equipos que se adquirieron para la implementación del proyecto FONDECYT, a continuación, hacemos las descripciones de los equipos implementados para sistema fotovoltaico conectados a la red. En este trabajo, se utilizaron tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red, que se denominan SFCR 1, SFCR 2 y SFCR 3, y se instalaron en el instituto de investigación de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Juliaca UNAJ.

3.5.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red 1 (SFCR 1) Fase A-Línea 1

El SFCR 1 tiene una potencia nominal de 2 kWp y está formado por 8 subgeneradores, donde cada subgenerador tiene una potencia nominal de 250 Wp, con cada subgenerador constituido por 1 módulo fotovoltaico de silicio policristalino modelo TP660P-270 del fabricante Talesun. Cada subgenerador está conectado a la entrada de su respectivo micro inversor de potencia nominal de 250 W del fabricante ReneSola, modelo REPLUS-250^a; para el micro inversor la Distorsion Armonica Total es menor a <4%, con un factor de potencia $\cos\phi > 0.95$.

En la Figura 10, se muestra el diagrama de conexión del SFCR 1 y se muestran los inversores y los subgeneradores fotovoltaicos, todos instalados en la zona de pruebas del Instituto de Energías Renovables.

La Tabla 7 muestra las especificaciones técnicas del inversor ReneSolar y la Tabla 6 presenta las características técnicas de los módulos fotovoltaicos de Talesun utilizados para formar el generador SFCR 1.

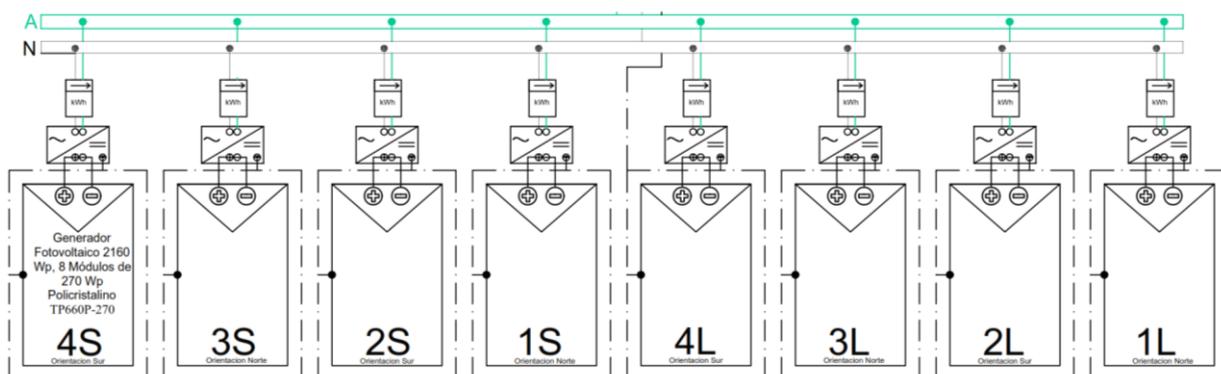


Figura 10. Diagrama de conexión del SFCR 1 y los ocho sub generadores fotovoltaicos.

Tabla 6

Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 1

Características	TP660P-270
Potencia máxima	270 Wp
Voltaje máxima (Vmpp)	31,3 V
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,63 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	38,5 V
Corriente de corto-circuito (Isc)	9,09 A
Eficiencia del módulo (η)	16,5 %
Tipo de celda	Silicio policristalino

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

Tabla 7

Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 1

Características	REPLUS-250A
Potencia máxima en C.C.	250 W
Voltaje máximo en C.C.	60 V
Rango de Funcionamiento del MPPT	22 V – 55 V
Rango de Funcionamiento de corriente	0 A- 14 A
Corriente máxima C.C.	12 A
Potencia máxima en C.A.	220 W
Tensión Nominal en C.A./Rango	211 V - 240 V - 264 V
Corriente máxima en C.A.	1.0 A
Frecuencia	59.3 – 60 - 60.5 Hz
Temperatura de operación	-40°c ~ +65°c
Máxima eficiencia	96.3 %
THD (at Nominal Output)	<4%
Factor de potencia (cos ϕ)	>0.95

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

3.5.2. Sistema fotovoltaico conectado a la red 2 (SFCR 2) Fase B-Línea 2

El SFCR 2 tiene una potencia nominal de 3 kWp y cada sistema independiente está formado por 1 módulo fotovoltaico de silicio monocristalino modelo BSP370M del fabricante Bauer; acompañado de un conversor CC-CC con una potencia máxima de 370 W, eficiencia ponderada de 98.8 %. Se tiene 8 sistemas independientes y todos estos conectados a la entrada de su respectivo inversor de potencia nominal de 3000

W del fabricante SOLAR EDGE, modelo SE3000H; para este inversor en su ficha técnica no considera la Distorsión Armónica Total ni el factor de potencia $\cos\phi$.

En la Figura 3.3 se muestra el diagrama de conexión del SFCR 2 y se muestran los 8 paneles fotovoltaicos con sus respectivos convertidores; todos estos conectados al inversor SOLAR EDGE. Los mismo que se encuentran instalados en la zona de pruebas del Instituto de Energías Renovables.

La Tabla 10 muestra las especificaciones técnicas del inversor ReneSola, en la Tabla 8 presenta las características técnicas de los módulos fotovoltaicos de Bauer y en la Tabla 9 las especificaciones técnicas del convertidor CC-CC. utilizados para formar el generador SFCR 1.

Tabla 8

Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 2

Características	BSP370M
Potencia máxima	370 Wp
Voltaje máxima (V_{mpp})	40,1 V
Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	9,23 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	48,3 V
Corriente de corto-circuito (I_{sc})	9,95 A
Eficiencia del módulo (η)	19 %
Tipo de celda	72 Piezas de Silicio Monocristalino

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

Tabla 9

Especificaciones técnicas del convertidor utilizado en el SFCR 2

Características	P370
Potencia máxima en C.C.	370 W
Voltaje de entrada máxima en CC	60 V
Rango operativo MPPT	8V – 60 V
Voltaje de salida máxima en CC	60 V
Corriente máxima de corto circuito I_{sc}	11A
Corriente máxima de entrada cc	13.75A
Corriente máxima de salida	15 A
Eficiencia	99,5 %
Eficiencia Promedio	98,8 %

Tabla 10

Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 2

Características	SOLAR EDGE 3.0
Potencia máxima en C.C.	4600 W
Voltaje máximo en C.C.	480 V
Rango de Funcionamiento del MMP	380V – 480 V
Corriente máxima C.C.	9 A
Potencia máxima en C.A.	3 000 W
Tensión Nominal en C.A./Rango	220 V, 230V/184 V – 264.5 V
Corriente máxima en C.A.	14 A
Frecuencia	50 / 60 Hz+5Hz
Topología	Sin transformador
Máxima eficiencia	99,2 %
Consumo	<2,5 W

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

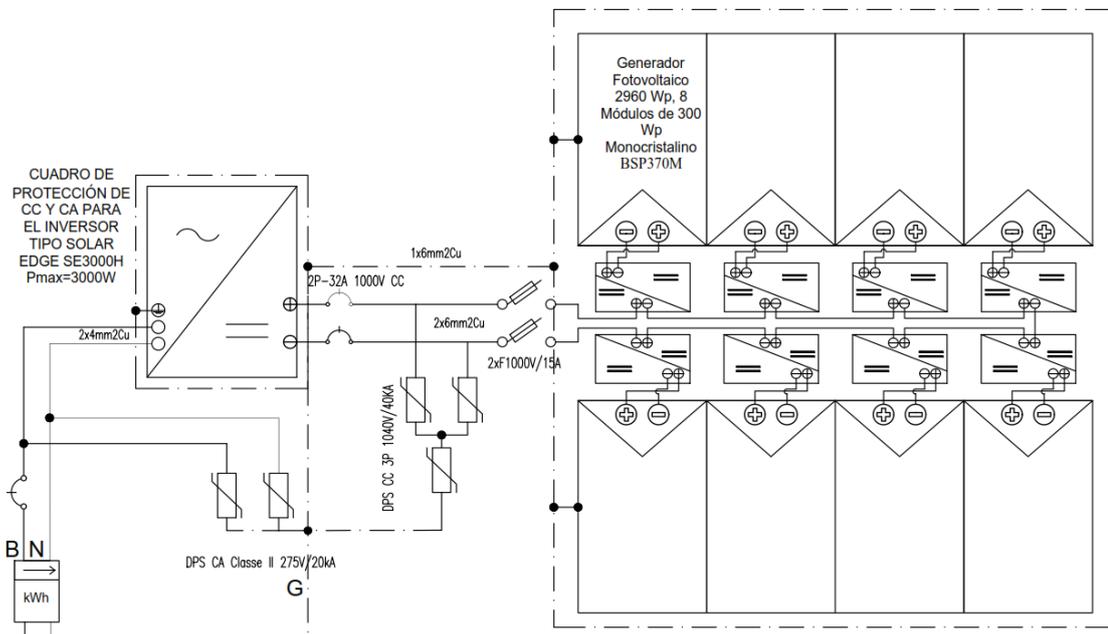


Figura 11. Diagrama de conexión del SFCR 2 con ocho subgeneradores fotovoltaicos y sus respectivos convertidores.

3.5.3. Sistema fotovoltaico conectado a la red 3 (SFCR 3) Fase C-Línea 3

Finalmente, en esta sección tenemos al SFCR 3 con una potencia nominal de 3 kWp, y el generador consta de 12 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino modelo TP660P-270 del fabricante Talesun, de 270 Wp cada uno, que están conectados en serie. A demás esta disposición está conectada a la entrada de un inversor de potencia nominal de 3 kW del fabricante SMA Solar Technology, modelo SUNNY BOY 3.0. Para el inversor SUNNY BOY 3.0, el factor de desfase ajustable es 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo sin embargo en la ficha técnica no considera la Distorsión Armónica Total.

En la Figura 3.4 se muestra el diagrama de conexión del SFCR 3, y se muestran los 12 módulos fotovoltaicos; todos estos conectados al inversor SUNNY BOY 3.0. Los mismo que se encuentran instalados en la zona de pruebas del Instituto de Energías Renovables.

La Tabla 12 muestra las especificaciones técnicas del inversor SUNNY BOY 3.0, y en la Tabla 11 presenta las características técnicas de los módulos fotovoltaicos de Bauer.

Tabla 11

Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico en SFCR 3

Características	TP660P-270
Potencia máxima	270 Wp
Voltaje máxima (V_{mpp})	31,3 V
Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	8,63 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	38,5 V
Corriente de corto-circuito (I_{sc})	9,09 A
Eficiencia del módulo (η)	16,5 %
Tipo de celda	Silicio policristalino

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

Tabla 12

Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 3

Características	SUNNY BOY 3.0
Potencia máxima en C.C.	5500 W
Voltaje máximo en C.C.	600 V
Rango de Funcionamiento del MMP	110 V – 500 V
Corriente máxima C.C.	15 A
Potencia máxima en C.A.	3 000 W
Tensión Nominal en C.A./Rango	220 V, 230, 240 V/180 V - 280 V
Corriente máxima en C.A.	16 A
Frecuencia	50 Hz – 60 Hz/+5Hz
Topología	Sin transformador
Máxima eficiencia	97 % - 96,4 %
Consumo	5 W

Fuente: (Monroy Tumpi, 2022)

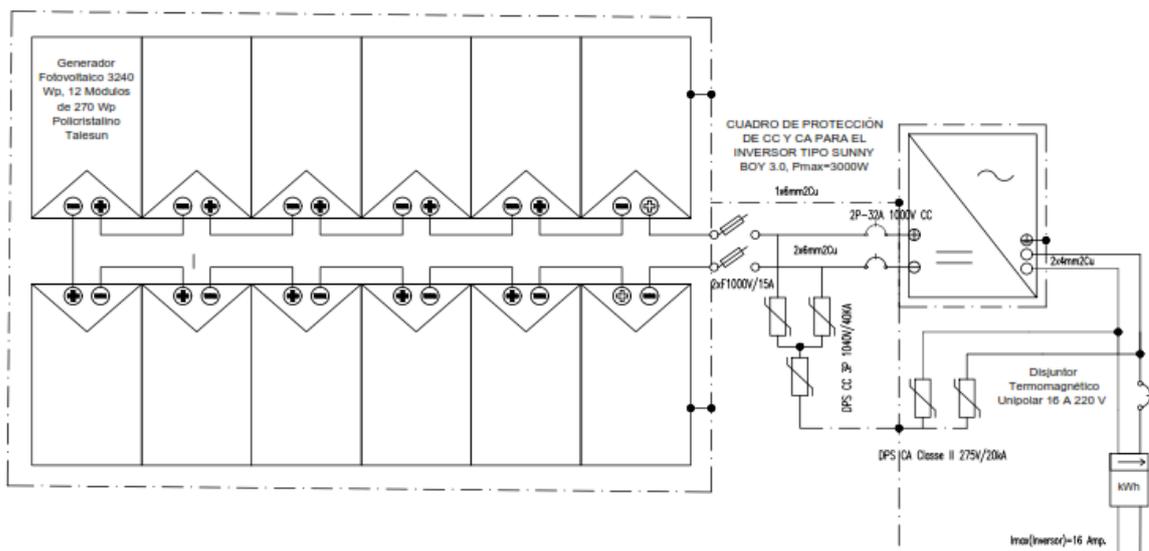


Figura 12. Diagrama de conexión del SFCR 3 con sus 12 módulos fotovoltaicos.

3.5.4. Equipo de pruebas y adquisición de datos.

Para la fase experimental del presente trabajo de investigación los equipos de pruebas constan de un analizador de redes que se utilizan para detectar los disturbios en la forma de onda, alteraciones en voltaje y la corriente, medidor de energía bidireccional, medidor de calidad de energía, tablero de adquisición de datos y tablero de distribución eléctrica, además de hardware y software desarrollado para la adquisición de datos. El

hardware y *software* fueron desarrolladas con el objetivo de obtener las formas de onda de la corriente y voltaje en la salida de los inversores, de la carga y la red. Además la utilización de la carga fue el edificio del instituto de energías renovables.

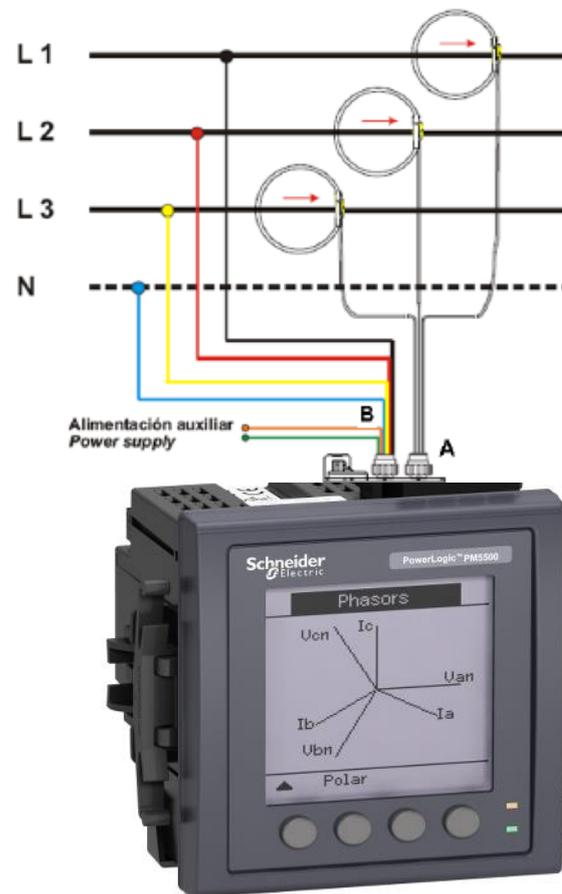


Figura 13. Conexión en las tres fases y el neutro del sistema de medición para la calidad de energía.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Influencias de la irradiancia solar en los parámetros armónicos del sistema fotovoltaico.

Las distorsiones armónicas de la corriente fotovoltaica inyectada a la red se obtienen de mediciones tomadas en el instituto de energías renovables para diferentes casos de irradiancia solar. El espectro de corriente armónica (THDi) del sistema fotovoltaico basado en las variaciones de la irradiancia solar se determina adaptando el método FFT para la conexión a la red del sistema fotovoltaico considerando las normas IEC 61000-4-7 y EN 50160.

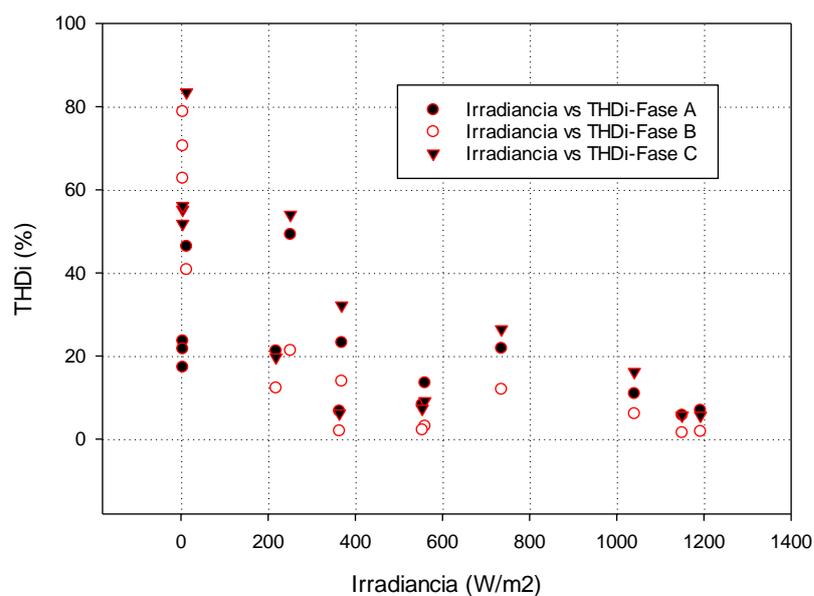


Figura 14. Niveles de THDi en el punto de acoplamiento a la red y la irradiancia del sistema fotovoltaico en las tres fases.

El orden máximo de armónicos es 40 según el estándar EN 50160, y según la norma IEC 61000-4-7, los componentes armónicos de la señal se pueden obtener realizando una medición de 12 períodos, si la señal correspondiente tiene una frecuencia fundamental de 60 Hz. El diagrama que se mostró en la Figura 9 con 8.3 kWp trifásico conectado a la red es el diagrama de bloques de los tres sistemas fotovoltaicos y los resultados de los espectros armónicos actuales del sistema fotovoltaico conectado a la red bajo diferentes condiciones de irradiancia solar se muestran en la Figura 14. Como se muestra en la Figura 14, las variaciones de los parámetros armónicos THDi están en función con la variación de la irradiancia solar. Los valores porcentuales del espectro de corriente armónica son mayores en el caso de baja irradiancia solar en comparación con una mayor irradiancia solar. El límite de THDi actual se prescribe en las normas IEEE 519 e IEC 61727 como 5%. El valor THDi de un panel fotovoltaico individual satisface este límite estándar cuando la irradiancia es de 1000 W/m, sin embargo, los valores actuales de THDi aumentan en caso de baja irradiancia solar. Además, los resultados muestran que los valores porcentuales de la corriente armónica aumentan en caso de disminuir la irradiancia solar para la fase C el resultado con irradiancia 0 W/m² es el mayor con 99.94 % THDi, seguida por la fase B con 99.40 % y fase A 43.52 %, ver Tabla 14. Por lo contrario, también se puede observar que llegando a una irradiancia de 1200 W/m² los THDi en las corrientes de las tres fases disminuye. Los resultados muestran que los valores porcentuales de la corriente armónica aumentan en caso de disminuir la irradiancia solar. Por esta razón, vale la pena señalar que el impacto de todas las condiciones de irradiancia extrema en los parámetros de calidad de energía en especial en los armónicos; debe considerarse en el sistema de distribución convencional.

4.2. Corriente y Voltaje de salida de los inversores en las tres fases.

En la Tabla 13 con una frecuencia de 60 Hz, se consideran los máximos valores medidos en corriente y tensión del día 24 de junio del 2021 (1926 datos registrados por el analizador de redes), considerando las tres fases línea 1-Fase A (microinversores), línea 2 – Fase B (Inversor solar edge) y línea 3 – Fase C (Inversor Sunny boy)

Tabla 13

Especificaciones técnicas del inversor utilizado en el SFCR 2

Características	Línea 1	Línea 2	Línea 3
I_{RMS} (Amperios)	6.60	12.30	13.50
I_{Max} (Amperios)	9.30	17.40	19.10
V_{RMS} (Voltios)	213.90	219.90	217.70
V_{Max} (Voltios)	302.50	311.00	307.90
$I_{mediana}$ (Amperios)	0.95	0.23	0.39
$V_{mediana}$ (Voltios)	213.88	219.89	217.66

En las Figuras 15, 16 y 17, se muestran las mediciones en formas de onda de la corriente y tensión, registradas en la salida de los inversores SFCR de 1 al 3, respectivamente.

De acuerdo a los datos presentados en la Tabla 13 es posible observar que la línea 1 tiene un bajo nivel de voltaje de 213.90 V con diferencia de las líneas 2 y 3; así también se puede apreciar que los valores de corriente en la fase A en los micro inversores son también bajos con 9.30 amperios.

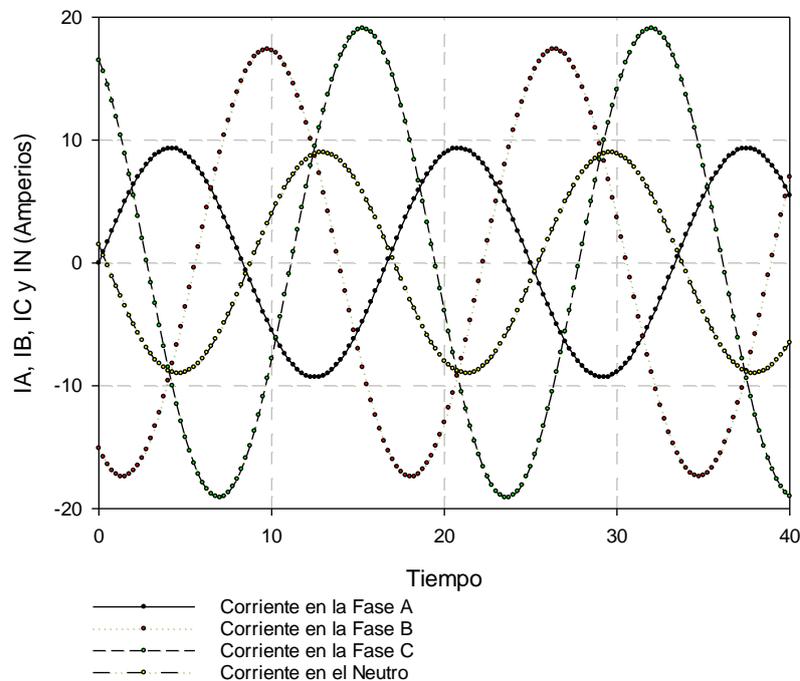


Figura 15. Corriente de salida de los tres tipos de inversores I_A , I_B e I_C

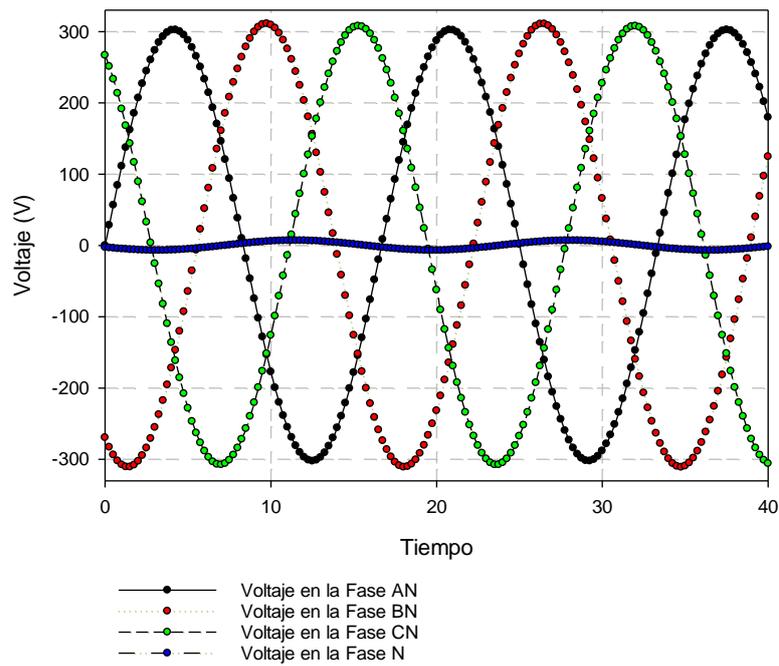


Figura 16. Voltaje de salida de los inversores V_A , V_B y V_C en 40 milisegundos

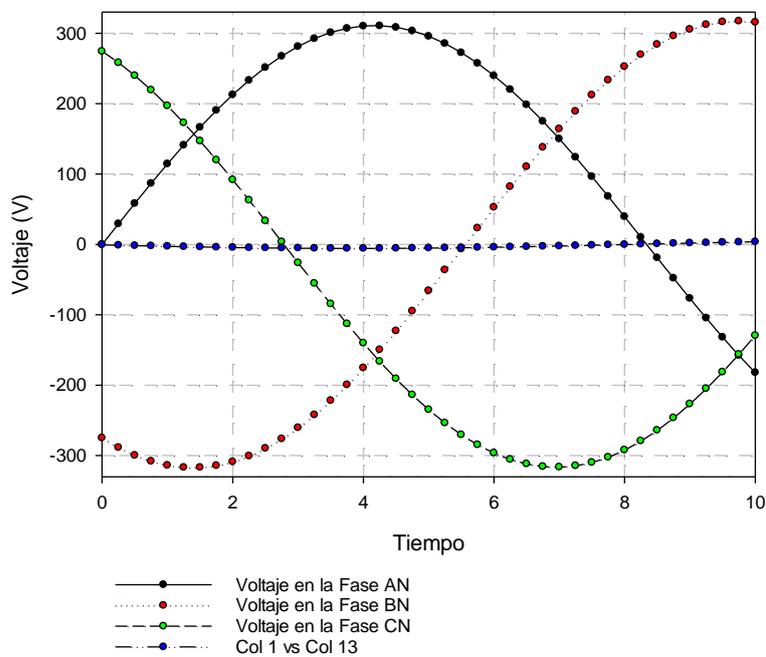


Figura 17. Voltaje de salida de los inversores V_A , V_B y V_C en 10 milisegundos

4.3. THDi en la salida de los inversores para la conexión a la Red.

En las Figuras 18, 19 y 20 muestran la THDi presente en la corriente de salida de los inversores en función de su carga de trabajo. Según el estándar IEEE 929-2000 y ABNT NBR 16149, el inversor debe suministrar a la red una corriente inferior al 5% de THDi cuando operando a potencia nominal. En las figuras, los valores máximos de THDi medido, junto con los valores RMS de las respectivas corrientes.

En la operación de los micro inversores del tipo REPLUS, para el THDi máxima medida fue 43.52 % para una eficiencia de 3.78 %. Para el inversor Solar Edge el THDi máxima fue de 99.40 %, cuando el inversor presento una eficiencia de 1.18 %. Y para el inversor Sunny Boy el THDi máxima medida fue de 99.94 % cuando este mismo presenta una eficiencia de de 3.43 %. Podemos observar que cuando los inversores trabajan con menor eficiencia los THDi suben drásticamente y estos valores aparecen en los horarios que no se tienen irradiancia en los tres casos después de la 17: 00 horas.

En cambio, para los valores mínimos de los micro inversores son el THDi en 5.59 % con su eficiencia 71.76 %, para el THDi Solar Edge 1.72 % y eficiencia de 99.62 %; también para el inversor Sunny Boy es de 5.25 % con si eficiencia al 82.03 %, por lo que se observa que la THDi a la salida del inversor Solar Edge alcanzó valores por debajo del 5% antes de alcanzar la carga nominal, a diferencia del micro inversor REPLUS y el inversor Sunny Boy, que alcanzó valores mayores al 5 %.

En la Figura 4.5 se puede apreciar que para eficiencias bajas de los inversores los THDi en la corriente de salida son superior al 5%. Es importante señalar que, aunque el THDi es alto para valores de eficiencia bajas, las magnitudes de las corrientes de salida en los inversores son bajos, por lo que la inyección de contenido armónico en la red de distribución eléctrica es pequeña.

Sin embargo, en las Figuras 4.6 y 4.7 se destaca que el funcionamiento de los inversores Solar Edge y Sunny Boy presentaron aumento de las corrientes 13.54 y 12.32 Amperios, con THDi iguales a 99.40 y 99.94 % respectivamente. El funcionamiento de estos inversores requiere atención porque, si muchos inversores similares a éste están conectados en el mismo punto de la red, el mismo puede elevar los niveles de armónicos en la red a valores que no están permitidos. ser capaz de causar problemas de calidad de la energía.

Tabla 14

THDi en la salida de los inversores para la conexión a la Red

Características	Micro inversor	Inversor Solar	Inversor Sunny Boy
	Línea 1	Edge Línea 2	Línea 3
Máximo THDi (%)	43.52	99.40	99.94
Mínimo THDi (%)	5.59	1.72	5.25
Máximo (Amp)	6.55	13.54	12.32
Mínimo (Amp)	0.63	0.18	0.27

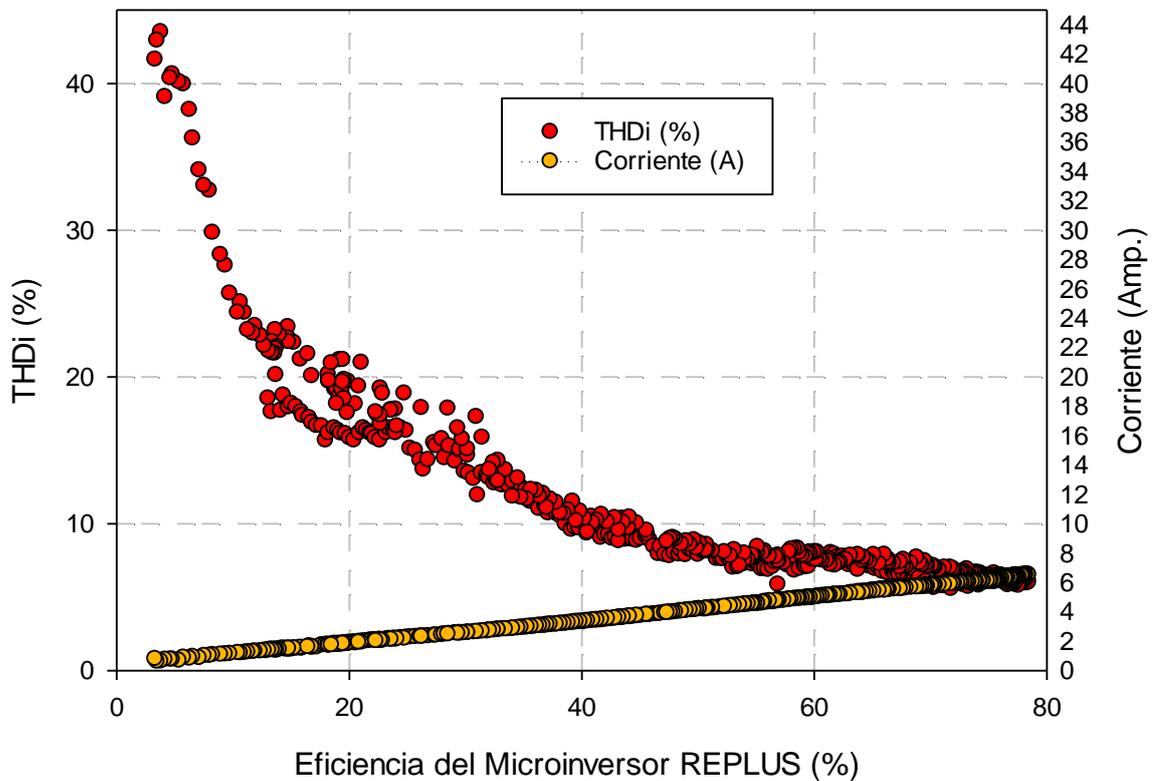


Figura 18. THDi presente en la corriente de salida de los ocho micro inversores.

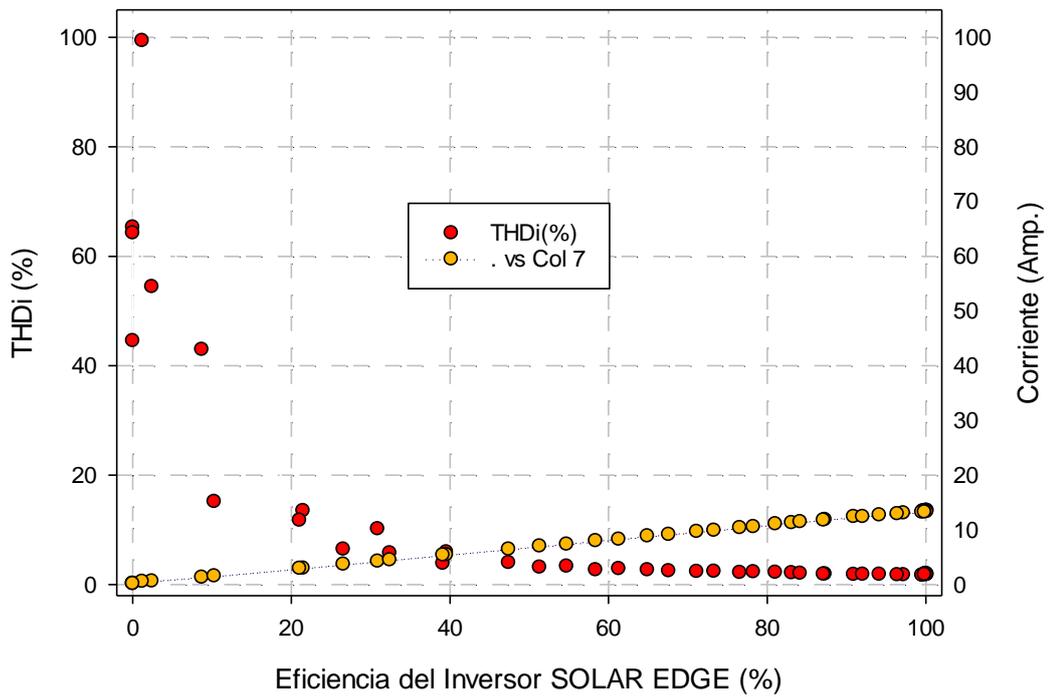


Figura 19. THDi presente en la corriente de salida del inversor SOLAR EDGE.

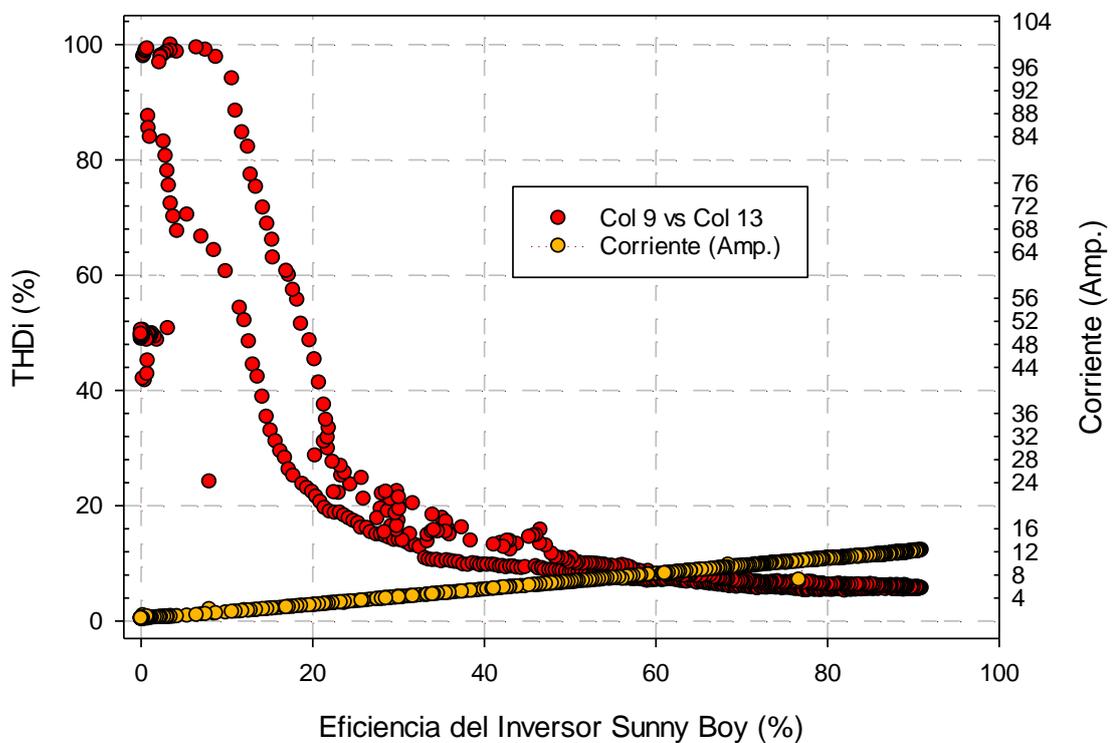


Figura 20. THDi presente en la corriente de salida del inversor SUNNY BOY.

De acuerdo a la norma IEEE 929, el inversor debe operar con un factor de potencia encima de 0.85 cuando la potencia de salida fuera superior al 10 % de la potencia nominal, así mismo se tiene una norma brasileña ABTN NBR 16149 donde establece que los inversores con potencias nominal de hasta 3 kW deben operar con factor de potencia en el rango de 0,98 a 1 cuando la potencia activa en la salida sea superior a 20 % de la potencia nominal.

4.4. THDv (%) Voltaje en la salida de los inversores para la conexión a la Red.

Varios estudios ya desarrollados que incluyen el análisis de los impactos de la inserción de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica están destinados a controlar la tensión en el punto de acoplamiento común. Por tanto, en las Figuras 22, 23 y 24 nos presentan los perfiles de la tensión y la potencia a la salida de los inversores; en el punto de acoplamiento común, medida durante las operaciones de los tres sistemas fotovoltaicos.

Tabla 15

THDv en la salida de los inversores para la conexión a la Red

Características	Micro inversor	Inversor Solar	Inversor Sunny Boy
	Línea 1	Edge Línea 2	Línea 3
Máximo THDv (%)	4.08	3.46	4.29
Mínimo THDv (%)	2.19	1.76	2.11
Mediana THDv (%)	3.49	3.01	3.69
Máximo Voltaje (V)	216.72	226.25	227.68
Mínimo Voltaje (V)	209.18	215.56	210.19
Mediana Voltaje (V)	212.55	221.59	222.05

Considerando la Tabla 15 para todos los casos monitoreados, el THDv mediana en la Línea 1, Línea 2 y Línea 3 son 3.49, 3.01 y 3.69 % respectivamente, que estos mismos se muestra en la Figura 21, junto con los valores medidos THDv, durante la operación de los tres sistemas fotovoltaicos.

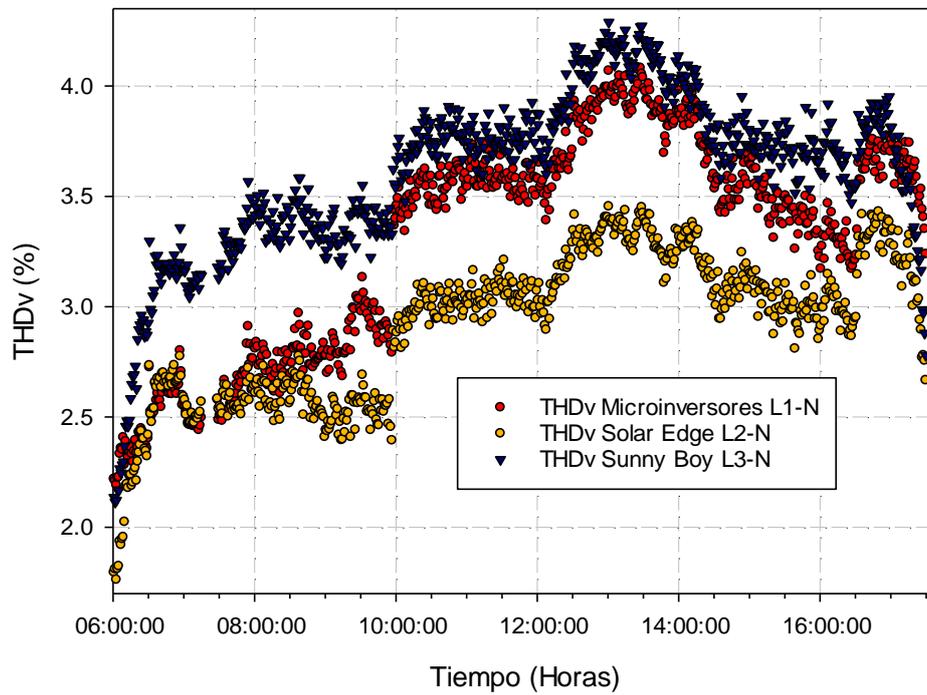


Figura 21. Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.

En las Figuras 22, 23 y 24 también se observan que los perfiles de voltaje tienden a seguir el perfil de generación de los tres sistemas fotovoltaicos. Así mismo es posible apreciar que el voltaje aumenta desde las 12 horas a 14 horas del día 24 de junio del 2021 para los tres casos.

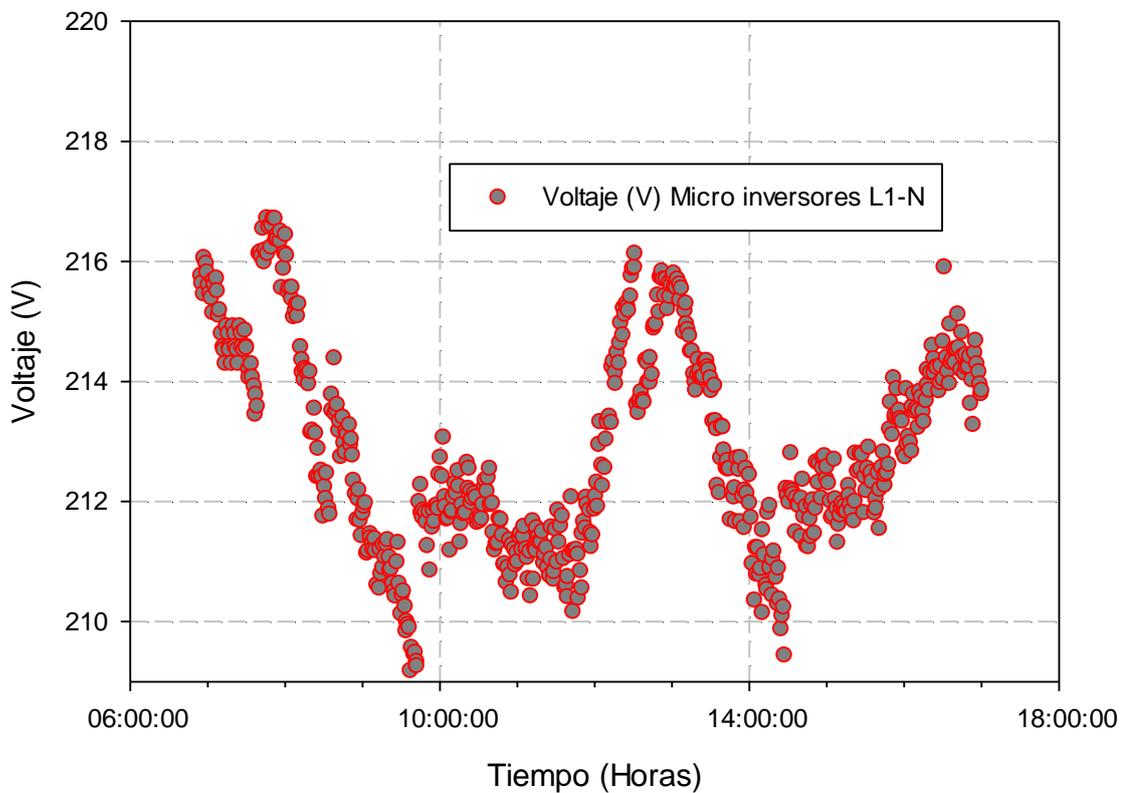
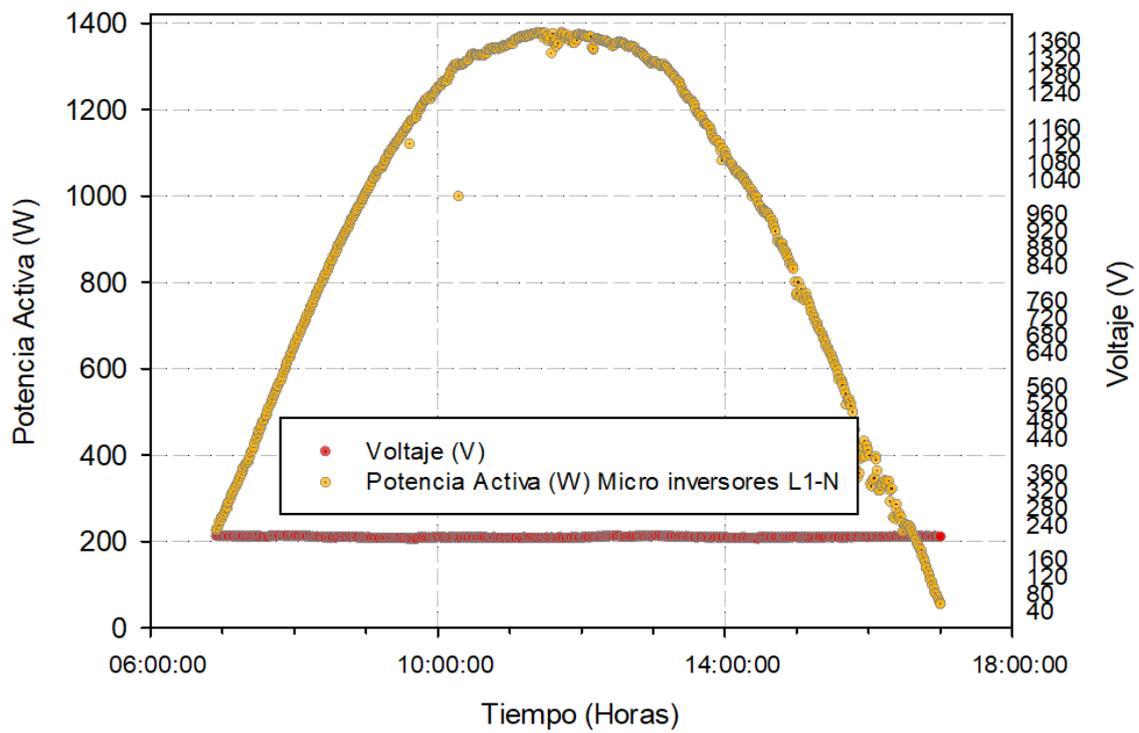


Figura 22. Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 1, para la línea 1 Micro inversores.

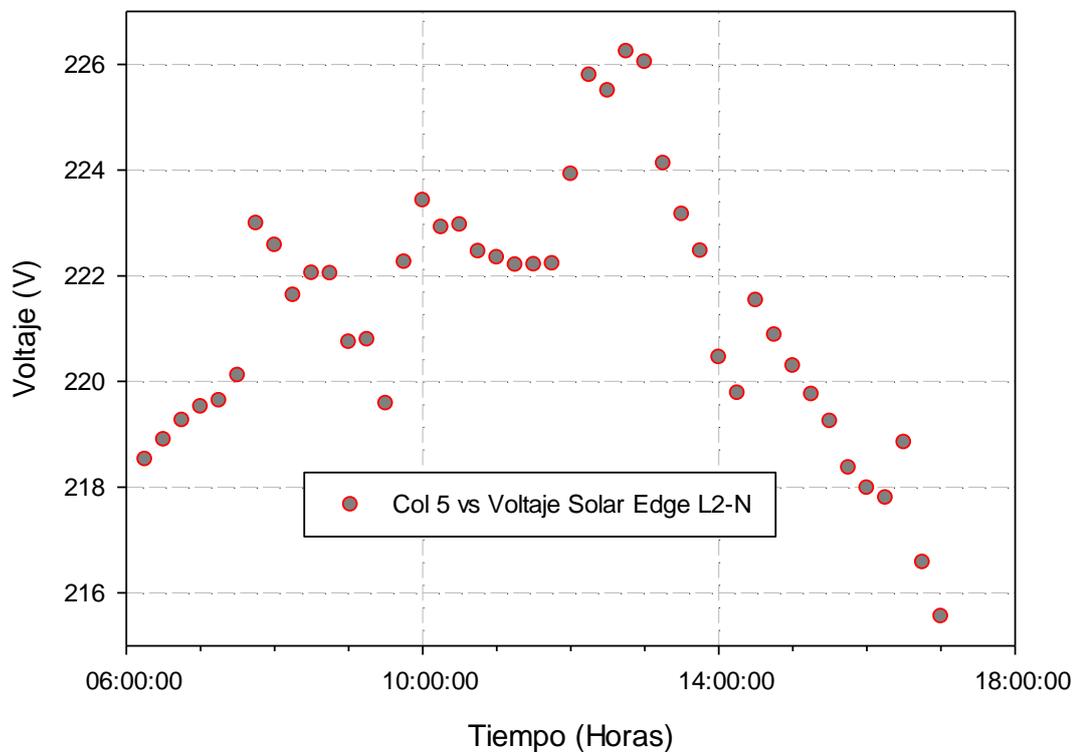
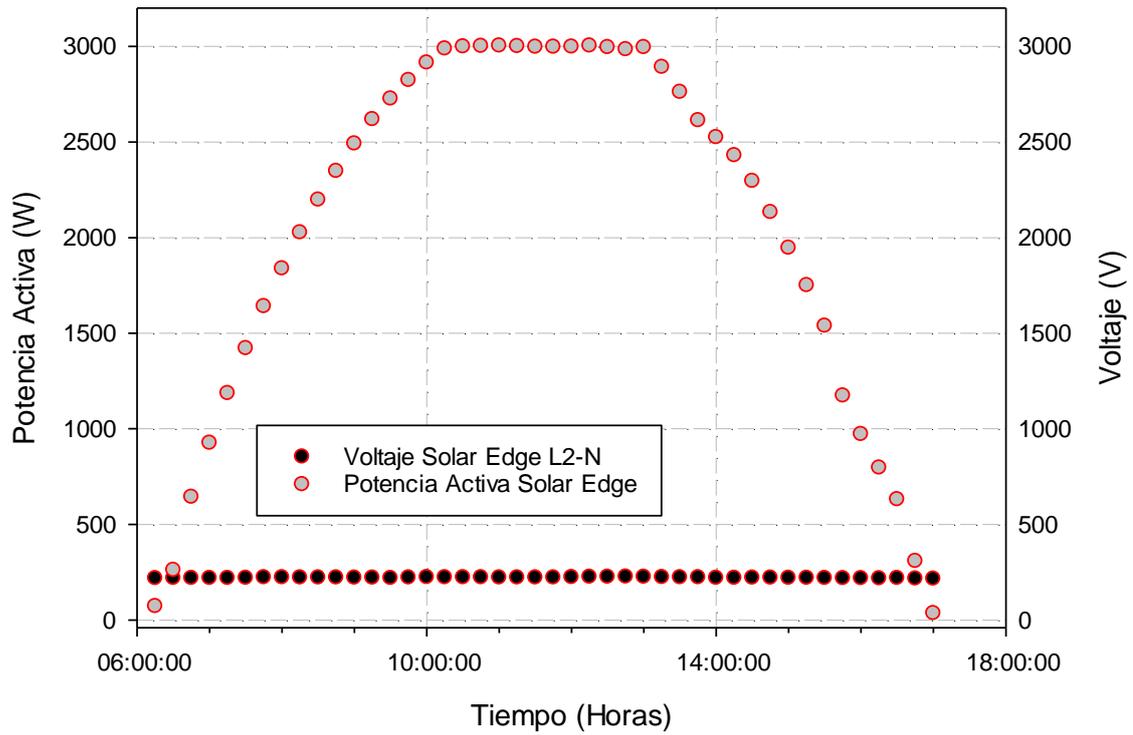


Figura 23. Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.

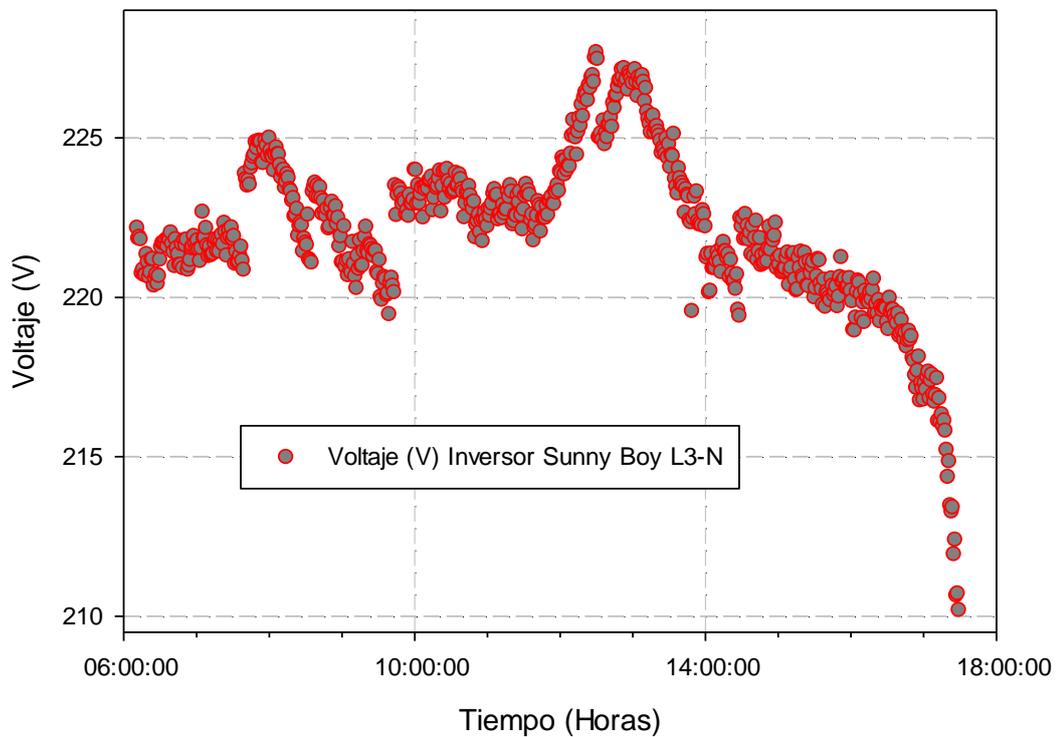
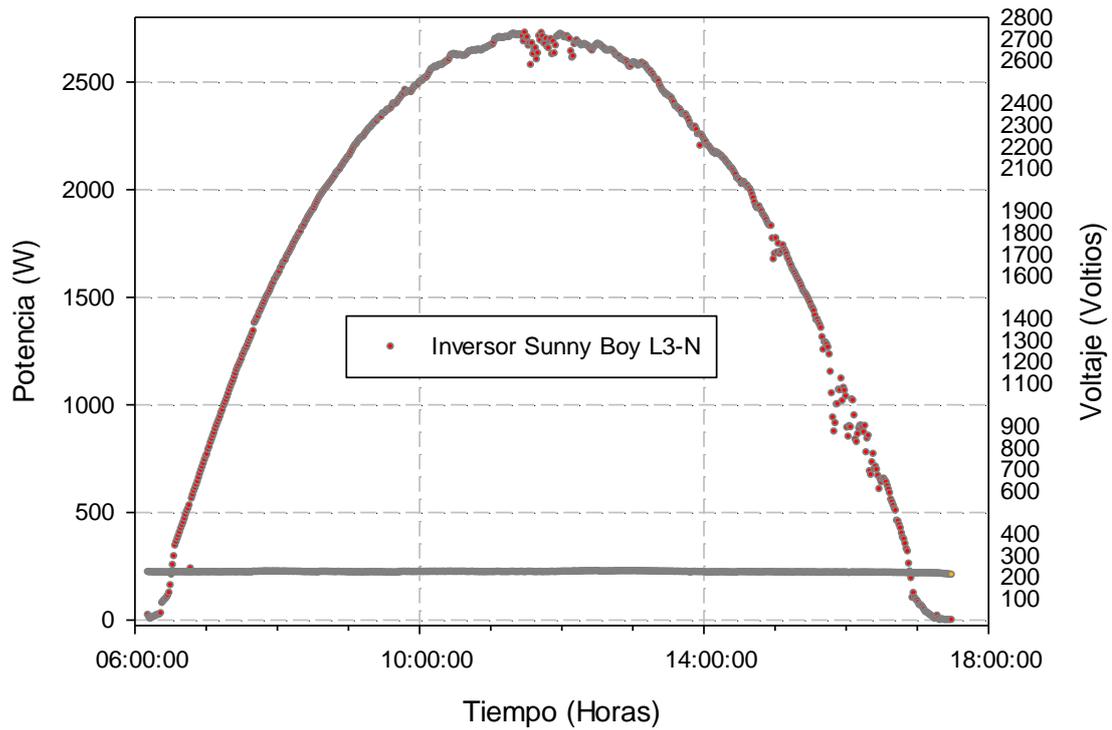


Figura 24. Niveles de voltaje en el punto de acoplamiento a la red y la potencia de salida del sistema fotovoltaico SFCR 2, para la línea 2 Inversor Solar Edge.

4.5. Factor de potencia en la salida de los inversores

Según el estándar IEEE 929, los inversores deben funcionar con un factor de potencia superior al 0,85 siempre y cuando la potencia de salida sea superior al 10% de la potencia nominal, mientras que la normativa brasileña ABNT NBR 16149 establece que los inversores con potencia nominal de hasta 3 kW deben operar con un factor de potencia en el rango de 0,98 a 1 cuando la potencia activa a la salida del inversor sea superior a 20 % de potencia nominal. Estos valores mínimos requeridos se muestran en la Figura 24, en que la región delimitada con líneas punteadas negras se refiere al estándar IEEE 929 y la región

delimitado con líneas en color rojo se refiere a ABNT NBR 16149. La región gris y el color rojo representan la región de valores PF no permitidos debido a la carga del inversor.

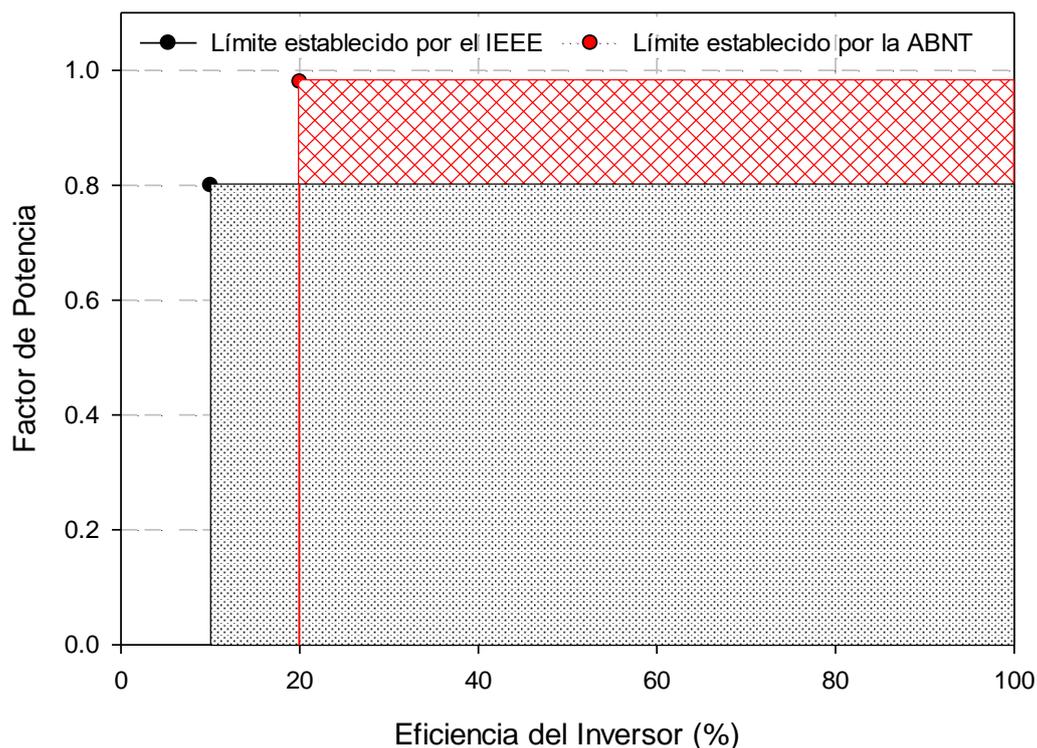


Figura 25. Límites establecidos por el IEEE y ABNT para los inversores y el FP en función de su eficiencia.

En las Figuras 26, 27, 28, 29 y 30; se muestran los valores medidos realizadas para obtener una relación entre el factor de potencia de los inversores y eficiencia de carga con los límites establecidos por el IEEE y la ABNT.

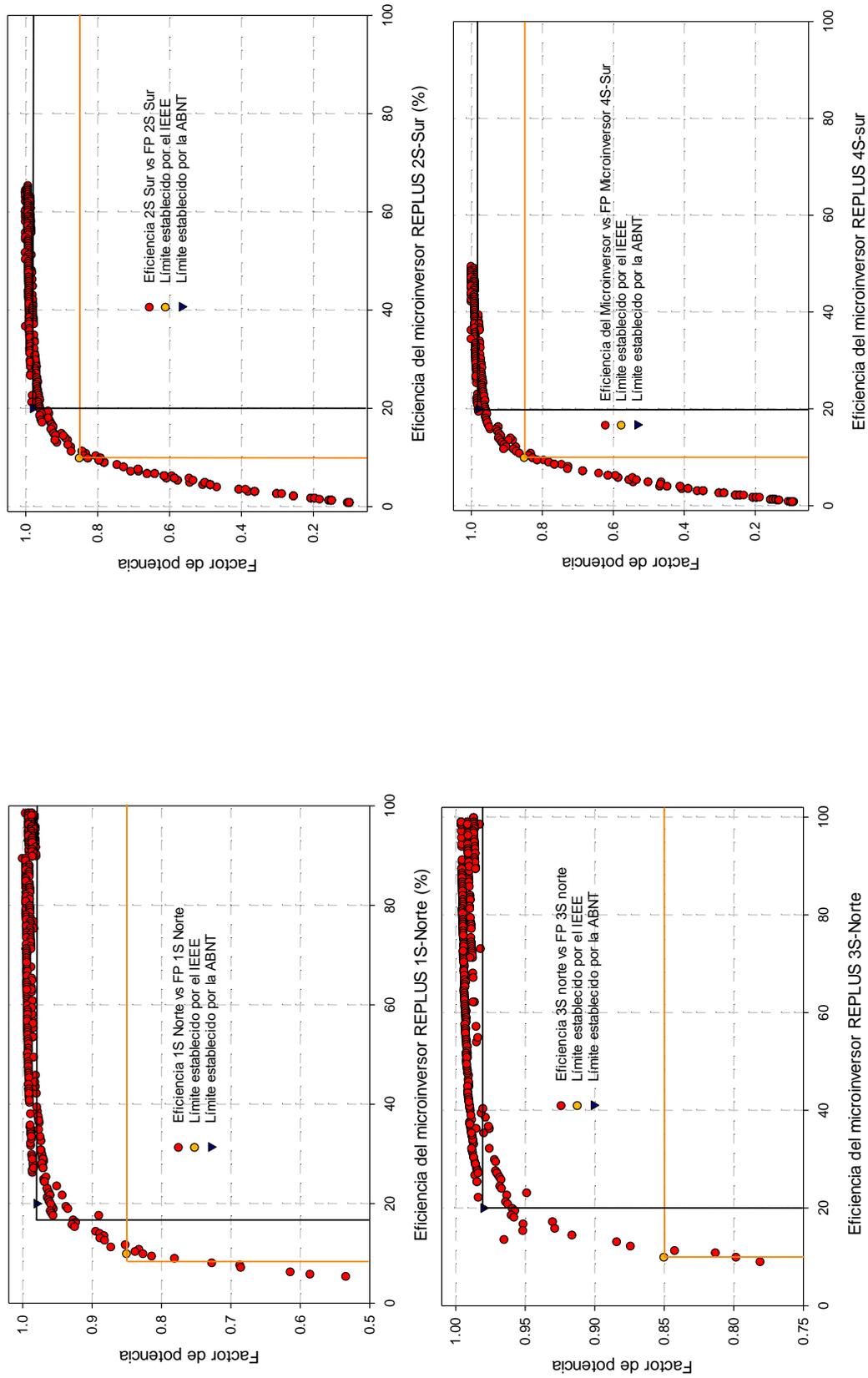


Figura 26. F. P. en función de la eficiencia de la carga del micro inversor, sin desarrollar limpieza en los paneles fotovoltaicos (1S, 2S, 3S y 4S).

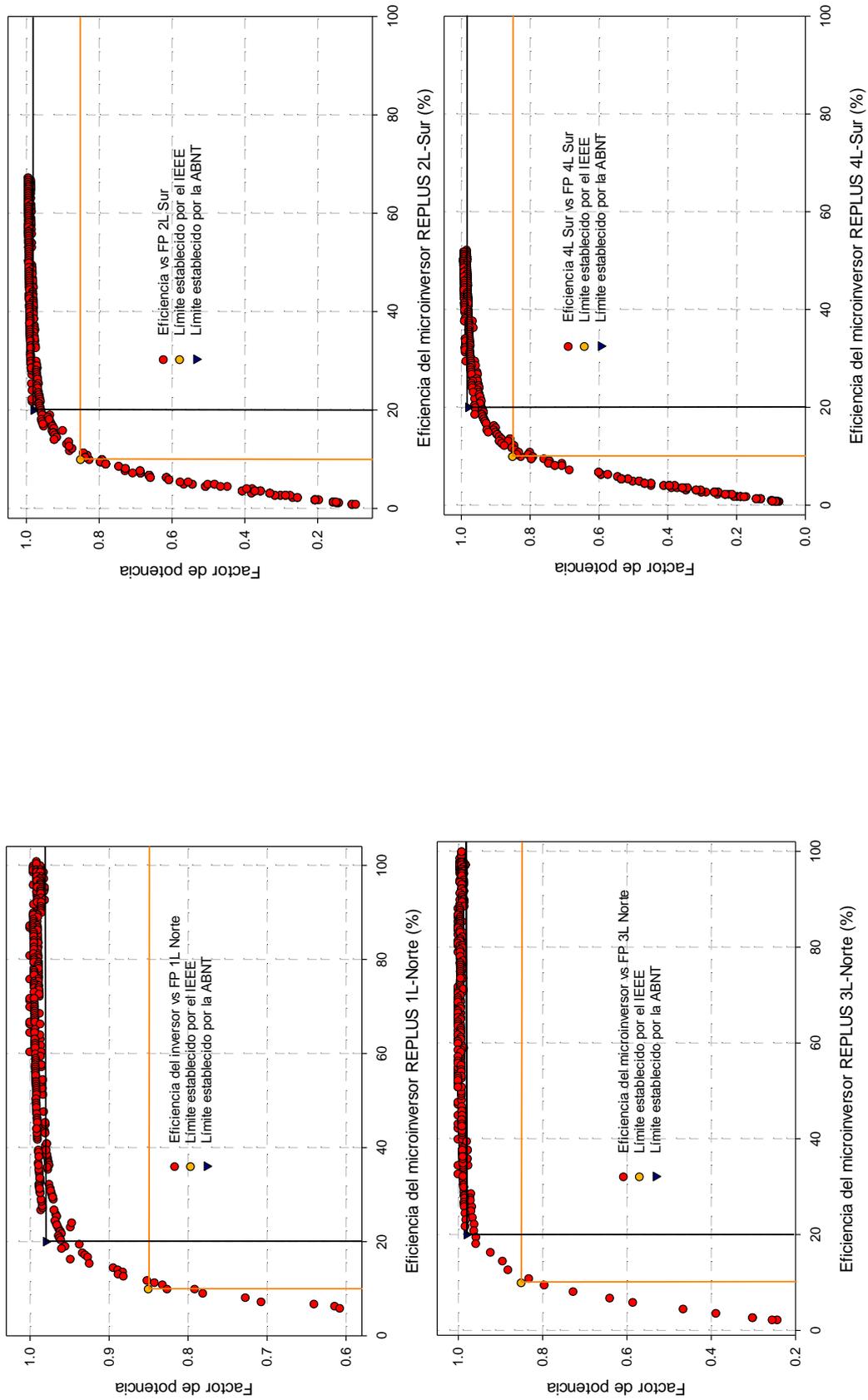


Figura 27. F. P. con la eficiencia de la carga del micro inversor, haciendo limpieza en los paneles fotovoltaicos (1L, 2L, 3L y 4L).

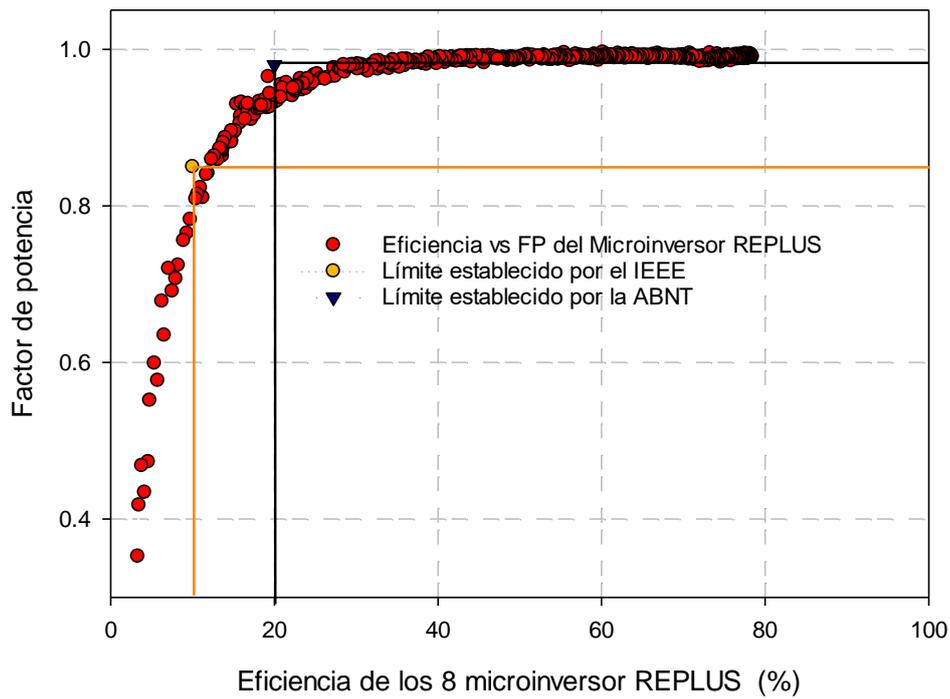


Figura 28. F. P. en función de la eficiencia de la carga de los 8 micro inversores tipo REPLUS.

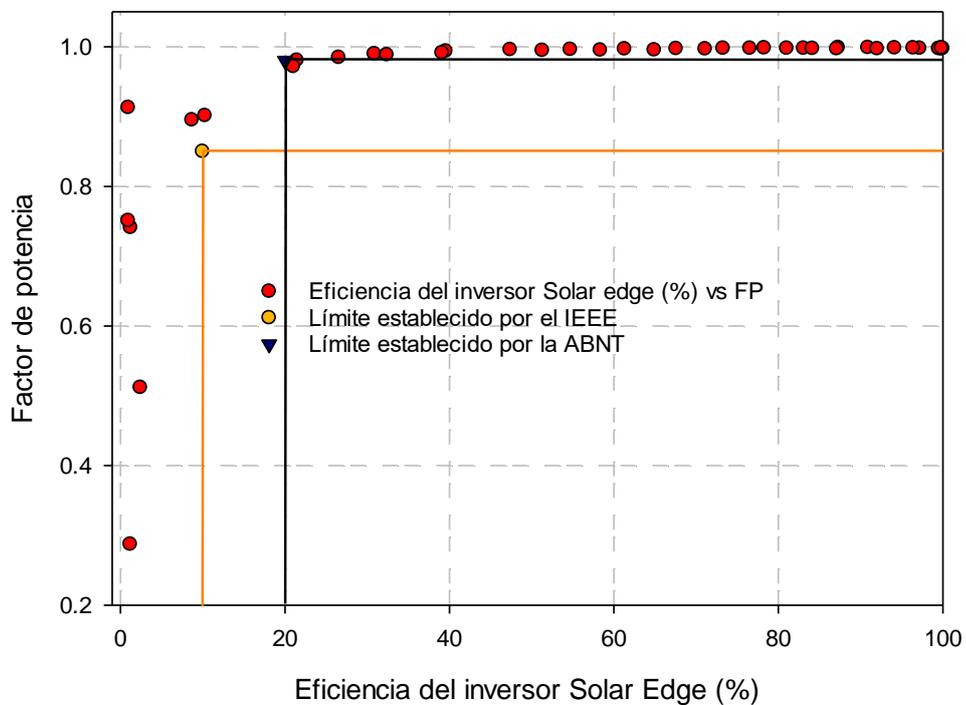


Figura 29. F. P. en función de la eficiencia de la carga del Inversor Solar Edge.

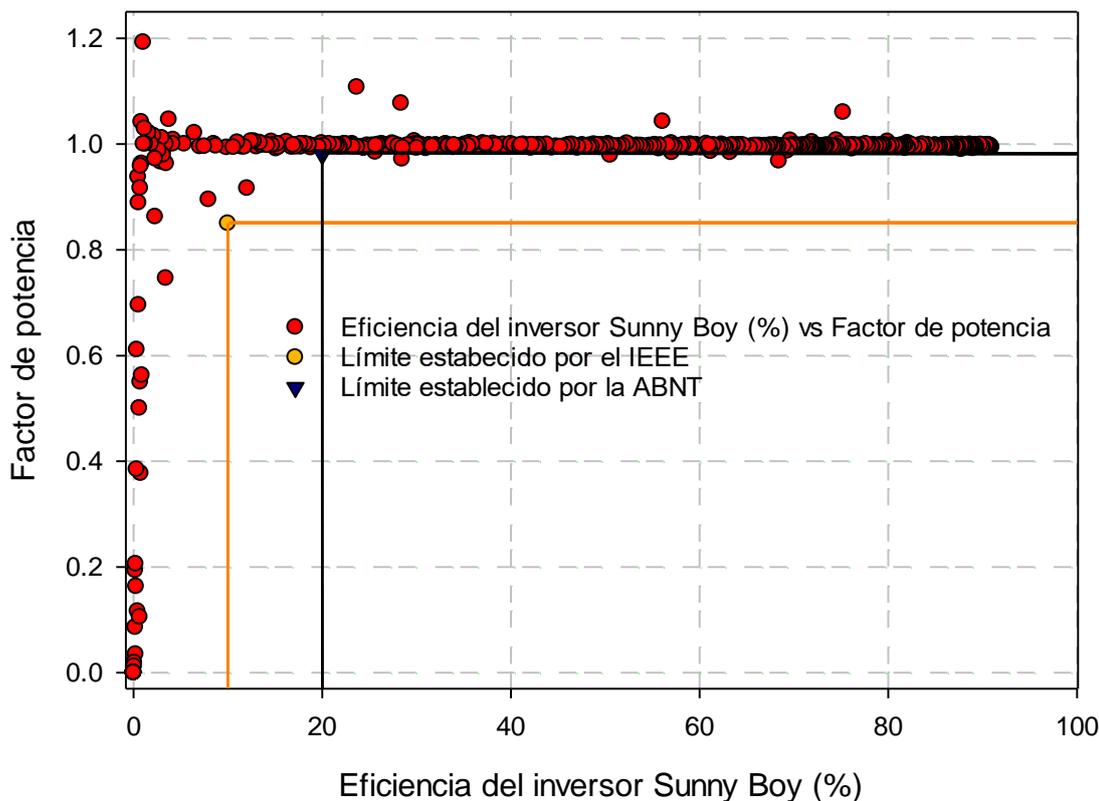


Figura 30. F. P. en función de la eficiencia de la carga del Inversor Sunny Boy.

En la Figura 29 es posible ver que algunos valores FP calculados para el inversor de Sunny Boy están dentro de la zona no permitida. Sin embargo, debido a las incertidumbres inherentes de la metodología utilizada, existe la posibilidad de que estos valores no hayan sido los registros correctos.

Asimismo, en la Figura 28, aunque algunos valores de FP medidos del inversor Solar Edge no ha superado la zona de valores no permitida, hay también la posibilidad de que estos valores estén dentro de esta zona debido a la incertidumbre del método.

Finalmente, en la Figura 27 se puede ver que el FP de los micro inversores Replus presenta valores diferente para niveles de eficiencia cercanas. El micro inversor para diferentes inclinaciones mostraron valores de factor de potencia considerando el límite de la ABNT en 0,85 de promedio, para cargas de eficiencia cercanas al 20% respectivamente.

CONCLUSIONES

Se evaluó la topología y la viabilidad técnica adecuada para la conexión a la red con los micro inversores, un convertor CC/CC con su inversor, así como para el inversor String; y los resultados en las corrientes y voltajes medidos en la Línea 1, Línea 2 y Línea 3; medidas con el analizador de redes y los sistemas de medición, ubicadas en el centro de control, por lo que presentan un desbalance en las tres fases debido a las fuentes fotovoltaicas, en consecuencia a ello se aumenta la corriente en la línea neutra y es por qué se debe balancear las fases en cuanto a las fuentes de alimentación. Y los resultados del día 24 de junio de 2021, con una frecuencia de 60Hz para valores máximos de RMS en las fases A, B y C son 9.30 A, 17.40 A y 19.10 A y para los voltajes fueron de 302.50 V, 311.00 V y 307.90 V respectivamente. Y las potencias activas y reactivas son 1380 W, 241 Var fase A (micro inversores). 3004.28 W y -2530.17 Var fase B (inversor solar Edge) y 2729.00 W, 655.35 Var (Inversor Sunny Boy). Además, estos resultados influyen en el incremento de armónicos si se sobrecarga en la línea del neutro. A demás se obtuvieron valores de THDi mayores que el 42%.

Se evaluó la operatividad del SFCR con los micro inversores, un convertor CC/CC con su inversor, así como para el inversor String en las condiciones de irradiancia extrema y climatológicas del altiplano; dado que la condición de alta irradiancia solar da lugar a las peores condiciones de caso en distorsiones armónicas, este caso tiene un efecto más limitante sobre el nivel óptimo de penetración fotovoltaica en comparación con los otros casos. A pesar de que la THDi actual del sistema fotovoltaico es más alta para condiciones de baja irradiancia solar, la distorsión de voltaje para estas condiciones es menor que en condiciones de alta irradiancia solar; cuando se consideran las condiciones de alta irradiancia solar, se observan las distorsiones armónicas de voltaje más altas ya que la potencia de salida del sistema fotovoltaico aumenta para estas condiciones y los valores porcentuales de la corriente armónica aumentan en caso de disminuir la irradiancia solar tenemos como el más crítico en la fase C con irradiancia cercanas a 0 W/m² con 99.94 % THDi, seguida por la fase B con 99.40 % THDi y fase C 43.52 % THDi. Por el contrario, también se puede observar que llegando a una irradiancia de 1200 W/m² los THDi en las corrientes de las tres fases disminuye.

Se determino las variables de la calidad de energía y los niveles de penetración de los sistemas fotovoltaicos permitidos por lo que se determinaron en función a estos



parámetros que comprenden la distorsión armónica total del voltaje y corriente, la distorsión armónica del voltaje individual y los límites de voltaje RMS teniendo en cuenta la incertidumbre de la irradiancia y la característica intermitente de la potencia de salida del sistema fotovoltaico debido a estos cambios en la irradiancia solar considerando su proceso de optimización. Finalmente concluimos que, los sistemas fotovoltaicos generan fuentes de THDi y THDv distorsión de corriente y voltaje armónica que inyectan a las redes de distribución en forma trifásica desbalanceada a través de las interfaces electrónicas de potencia (Inversores y convertidores).

De los datos recolectados se puede concluir que el funcionamiento del SFGR puede elevar los niveles de voltaje de la red, además de que los inversores deberían funcionar preferiblemente con factor de escala inferior a 1 para que el optimizador MPPT funcione al máximo tiempo posible en un rango de generación cercano o superior al nominal, manteniendo los valores FP y THDi dentro de valores aceptables según normativa vigente.

RECOMENDACIONES

Un problema a futuro en la inyección es provocar el colapso del sistema de distribución de la red eléctrica si no se tiene un reglamento claro para la conexión a la red. Por lo tanto, debería ser obligatorio para los sistemas fotovoltaicos identificar las caídas temporales de tensión, y al mismo tiempo, las unidades de generación fotovoltaica deberían contribuir con corrientes reactivas para ayudar a la red a tener esa variable de apoyo en los eventos a corto plazo (es decir, soportes de cuadrícula dinámica).

Desarrollar los análisis considerando las variaciones de una curva de carga real de la infraestructura del instituto de energías renovables como un modelo para la aplicación de la generación distribuida en la región y el país.

Desarrollar el banco de pruebas y software para que pueda ser posible recopilar datos de los parámetros del lado CC. del inversor, así como los parámetros de temperatura e irradiancia.

Hacer los análisis considerando inversores con compensación reactiva.

BIBLIOGRAFÍA

- Amoo, A. L., Aliyu, U. O., Bakare, G. A., & Dalila, M. S. (2016). Assessment of harmonic penetration with embedded PV in Nigerian power system. *Clemson University Power Systems Conference, PSC 2016*. <https://doi.org/10.1109/PSC.2016.7462819>
- Anzalchi, A., Sundararajan, A., Moghadasi, A., & Sarwat, A. (2017). Power quality and voltage profile analyses of high penetration grid-tied photovoltaics: A case study. *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IAS 2017, 2017-Janua*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/IAS.2017.8101854>
- Babu, N. P., Guerrero, J. M., Siano, P., Peesapati, R., & Panda, G. (2021). A Novel Modified Control Scheme in Grid-Tied Photovoltaic System for Power Quality Enhancement. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 68(11), 11100–11110. <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.3031529>
- Bollen, M., Ronnberg, S., Zavoda, F., Langella, R., Djokic, S., Cuifo, P., Meyer, J., & Cuk, V. (2017). Consequences of smart grids for power quality: Overview of the results from CIGRE joint working group C4.24/CIREN. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings, 2018-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260116>
- Brockmann, H., & Legrand, M. (2007). Single Stage Grid Connected Photovoltaic Systems with Maximum Power Point Tracking. In *Tetrahedron* (Vol. 19, Issue 3). [https://doi.org/10.1016/S0040-4020\(01\)99187-2](https://doi.org/10.1016/S0040-4020(01)99187-2)
- Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú, 1 6 (2015). <https://www.inacal.gob.pe/repositorioaps/data/1/1/5/jer/mlegal/files/LEY-30224.pdf>
- De Oro Arenas, L., E Melo, G. A., & Canesin, C. A. (2017). FPGA-based power meter implementation for three-phase three-wire and four-wire power systems, according to IEEE 1459-2010 standard. *14th Brazilian Power Electronics Conference, COBEP 2017, 2018-Janua*(3), 1–6. <https://doi.org/10.1109/COBEP.2017.8257373>
- De Parijós Junior, I. R. (2018). AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DO PERFIL DE DEMANDA DE QUATRO SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE. In *Repositorio UFDP* (Vol. 1, Issue 1). http://ppgee.proresp.ufpa.br/ARQUIVOS/dissertacoes/DM_23_2018_Ivan_Ruy_de_Parijós_Junior.pdf
- Deng, Z., Rotaru, M. D., & Sykulski, J. K. (2017). Harmonic Analysis of LV distribution networks with high PV penetration. *Proceedings - 2017 International Conference on Modern Power Systems, MPS 2017, Mps*. <https://doi.org/10.1109/MPS.2017.7974392>
- Di Santo, K. G., Di Santo, S. G., Monaro, R. M., & Saidel, M. A. (2018). Active demand side management for households in smart grids using optimization and artificial intelligence. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 115(September 2017), 152–161. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2017.10.010>

- Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S., & Beaty, H. W. (2004). *Electrical Power Systems Quality* (Second Edi). McGraw-Hill. www.digitalengineeringlibrary.com
- Dumitrache, I., & Dogaru, D. I. (2015). Smart grid overview: Infrastructure, cyber-physical security and challenges. *Proceedings - 2015 20th International Conference on Control Systems and Computer Science, CSCS 2015*, 693–699. <https://doi.org/10.1109/CSCS.2015.80>
- Elbaset, A. A., & Hassan, M. S. (2016). Design and power quality improvement of photovoltaic power system. In *Design and Power Quality Improvement of Photovoltaic Power System*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-47464-9>
- Fan, Y., Zhou, Q., Wang, J., Mu, S., & Wang, L. N. (2021). Application of Superconducting-Magnetic-Energy-Storage-Based Current-Source Active Power Filter in Photovoltaics for Harmonic Mitigation. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 31(8), 8–11. <https://doi.org/10.1109/TASC.2021.3088766>
- Hossain, M. S., Madlool, N. A., Rahim, N. A., Selvaraj, J., Pandey, A. K., & Khan, A. F. (2016). Role of smart grid in renewable energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1168–1184. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.098>
- UNE-EN-61000-3-12:2012, Compatibilidad electromagnética (CEM), (2014). <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0049678>
- IEEE Power and Energy Society. (2009). IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. In *IEEE Standard 1159-2009* (Vol. 1995).
- IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 2014 IEEE Std. 519-2014 29 (2014).
- Jamil, M., Rizwan, M., & Kothari, D. P. (2017). Grid integration of solar photovoltaic systems. In *Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems*. <https://doi.org/10.1201/9781315156347>
- Jegen, M., & Pillion, X. D. (2018). Smart grid development in Quebec: A review and policy approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(June 2017), 1922–1930. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.019>
- Jia, K., Chen, J., Zhao, G., Yang, B., & Bi, T. (2021). Second Harmonic Injection-Based Recovery Control of PV DC Boosting Integration System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(2), 1022–1032. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3030650>
- Kabalci, E. (2017). *Energy Harvesting and Energy Efficiency*. 37, 205–234. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49875-1>
- Kakran, S., & Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(August 2017), 524–535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.045>
- Kan, S., Ruan, X., Huang, X., & Dang, H. (2021). Second Harmonic Current Reduction for Flying Capacitor Clamped Boost Three-Level Converter in Photovoltaic Grid-Connected Inverter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 36(2), 1669–1679. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2020.3007806>
- Khan, M. A., Bharath Kurukuru, V. S., Haque, A., & Mekhilef, S. (2021). Islanding

- Classification Mechanism for Grid-Connected Photovoltaic Systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 9(2), 1966–1975. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2020.2986262>
- Macêdo, W. N., & Zilles, R. (2009). Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. *Energy for Sustainable Development*, 13(3), 202–211. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2009.08.001>
- Mahela, O. P., Shaik, A. G., & Gupta, N. (2015). A critical review of detection and classification of power quality events. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 495–505. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.070>
- Meyabadi, A. F., & Deihimi, M. H. (2017). A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(January 2016), 367–379. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>
- MINEM. (2019). *The Golden Book - COP 20 - Contributions from the energy and mining sector to reduce the impact of climate change*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/index.html>
- Monroy Tumpi, K. J. (2022). Evaluación del Desempeño de Operación de un Microinversor Enganchado a la Red a 3800 metros se Altitud, en La Región Altiplánica, Puno. In *Tesis*. http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/7104/Molleapaza_Mamani_Joel_Neftali.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Monteiro Júnior, A. (2014). *Modelagem da usina fotovoltaica do estádio do mineirão para estudos de propagação harmônica*. 116. http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS-9UNHW6/ppgee__disserta__o_de_mestrado_848___alcy_monteiro_j_nior.pdf?sequence=1
- Obi, M., & Bass, R. (2016). Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1082–1094. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.289>
- Prakash Mahela, O., & Gafoor Shaik, A. (2016). Topological aspects of power quality improvement techniques: A comprehensive overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1129–1142. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.251>
- Rahman, M. M., Selvaraj, J., Rahim, N. A., & Hasanuzzaman, M. (2018). Global modern monitoring systems for PV based power generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(October 2017), 4142–4158. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.111>
- Ramirez, A., & Lazaroiu, G. C. (2021). Fast Steady-State Computation of Electrical Networks Involving Nonlinear and Photovoltaic Components. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(4), 3107–3114. <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3053488>
- Rodrigues De Jesus, V. M., Cupertino, A. F., Xavier, L. S., Pereira, H. A., & Mendes, V. F. (2021). Operation Limits of Grid-Tied Photovoltaic Inverters with Harmonic Current Compensation Based on Capability Curves. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 36(3), 2088–2098. <https://doi.org/10.1109/TEC.2021.3050312>

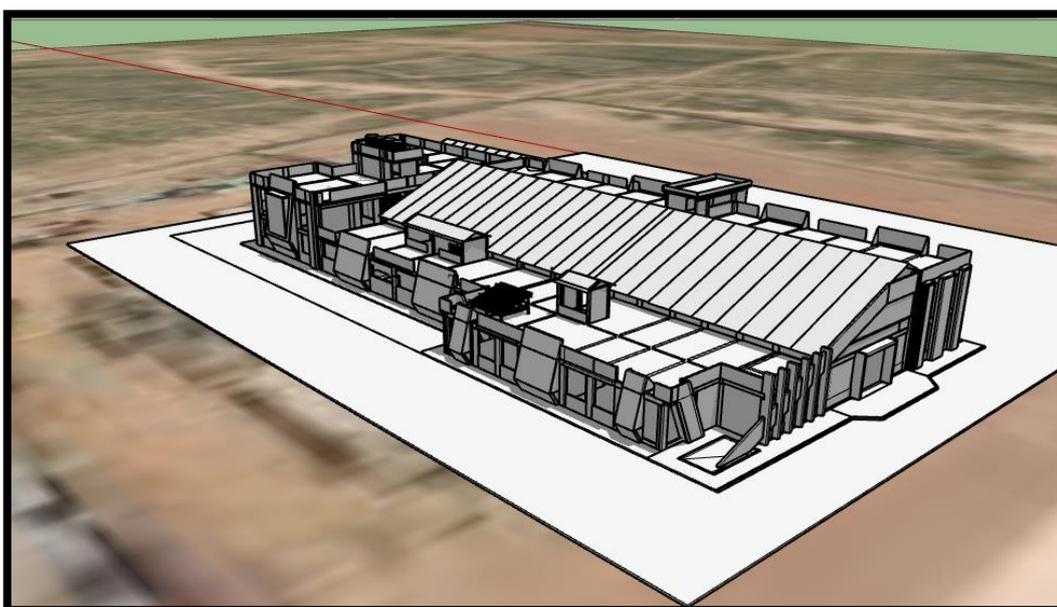
- Rodway, J., Musilek, P., Misak, S., & Prokop, L. (2013). Prediction of PV power quality: Total harmonic distortion of current. *2013 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2013*, 102, 2–5. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2013.6802926>
- Sakar, S., Balci, M. E., Abdel Aleem, S. H. E., & Zobaa, A. F. (2017). Increasing PV hosting capacity in distorted distribution systems using passive harmonic filtering. *Electric Power Systems Research*, 148, 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.03.020>
- Sayadi, F., Esmaeili, S., & Keynia, F. (2017). Two-layer volt/var/total harmonic distortion control in distribution network based on PVs output and load forecast errors. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 11(8), 2130–2137. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1440>
- Seme, S., Lukač, N., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2017). Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. *Energy*, 139, 1261–1266. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.088>
- Sujatha, B. G., & Anitha, G. S. (2018). Enhancement of PQ in grid connected PV system using hybrid technique. *Ain Shams Engineering Journal*, 9(4), 869–881. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2016.04.007>
- Tanca Villanueva, M. C., Medrano Alencastre, Y. A., & Morales Paredes, H. K. (2017). *Normativad Nacional e Internacional para la Microgeneración Fotovoltaica en el Perú*. 13–17.
- Whaite, S., Grainger, B., & Kwasinski, A. (2015). Power quality in DC power distribution systems and microgrids. *Energies*, 8(5), 4378–4399. <https://doi.org/10.3390/en8054378>
- Yanarates, C., & Zhou, Z. (2021). Symmetrical Pole Placement Method-Based Unity Proportional Gain Resonant and Gain Scheduled Proportional (PR-P) Controller with Harmonic Compensator for Single Phase Grid-Connected PV Inverters. *IEEE Access*, 9, 93165–93181. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3092827>
- Yang, Y., Kim, K. A., Blaabjerg, F., & Sangwongwanich, A. (2019). *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems* (M. W. Fisher (ed.)). Joe Hayton. <https://www.elsevier.com/books-and-journals>
- Zame, K. K., Brehm, C. A., Nitica, A. T., Richard, C. L., & Schweitzer, G. D. (2018). Smart grid and energy storage: Policy recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(July 2017), 1646–1654. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.011>
- Zhong, Q., Qiu, Y., Zhao, Y., Li, H., Wang, G., & Wen, F. (2021). Interharmonic Analysis Model of Photovoltaic Grid-connected System with Extended Dynamic Phasors. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(6), 1540–1547. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000241>

ANEXOS

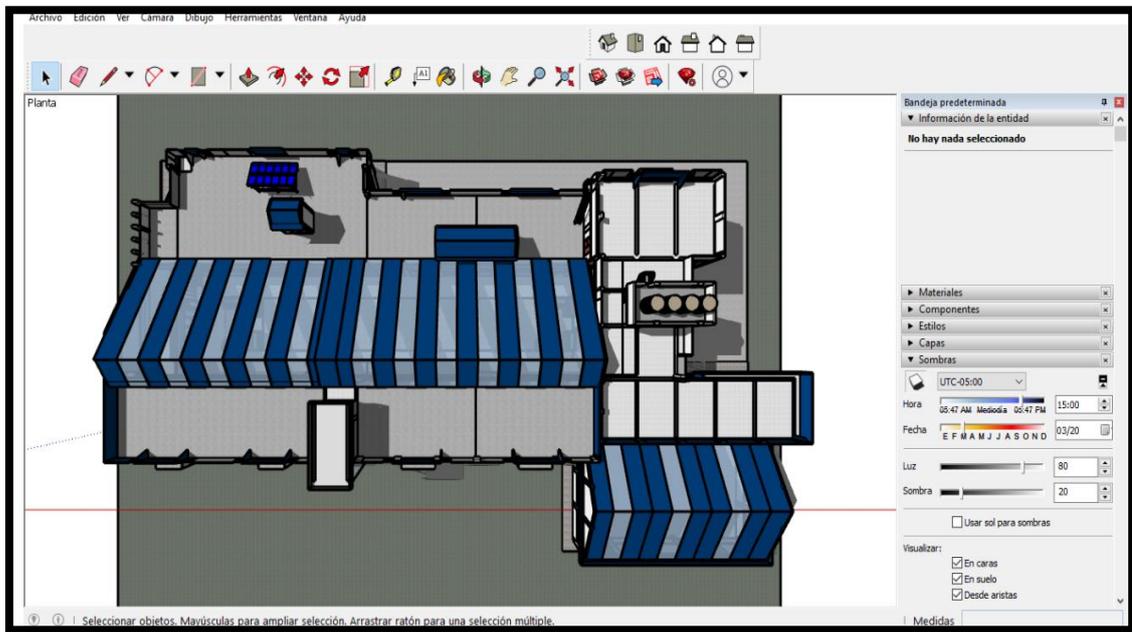
Anexo 1. Ubicación para la implementación de los sistemas tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.



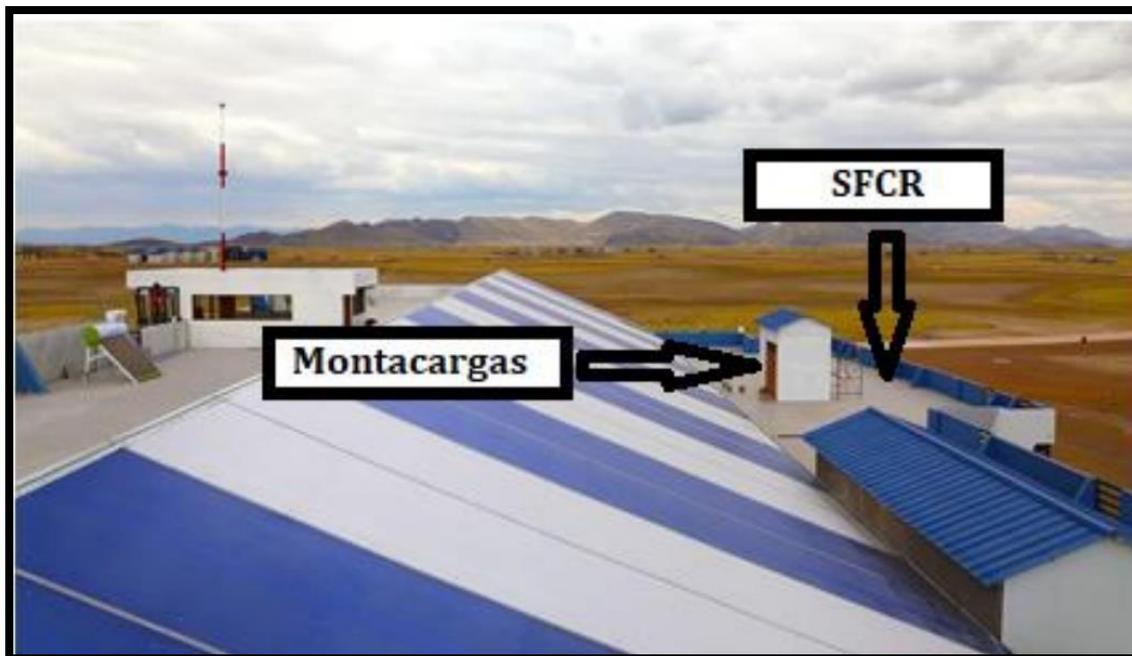
Infraestructura construida del instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Fuente: Tesis Pregrado FONDECYT).



Transposición de la maqueta virtual y la estructura de soporte en 3D para la simulación de sombras (Fuente: Tesis Pregrado FONDECYT, diseñada en el software Sketch Up).

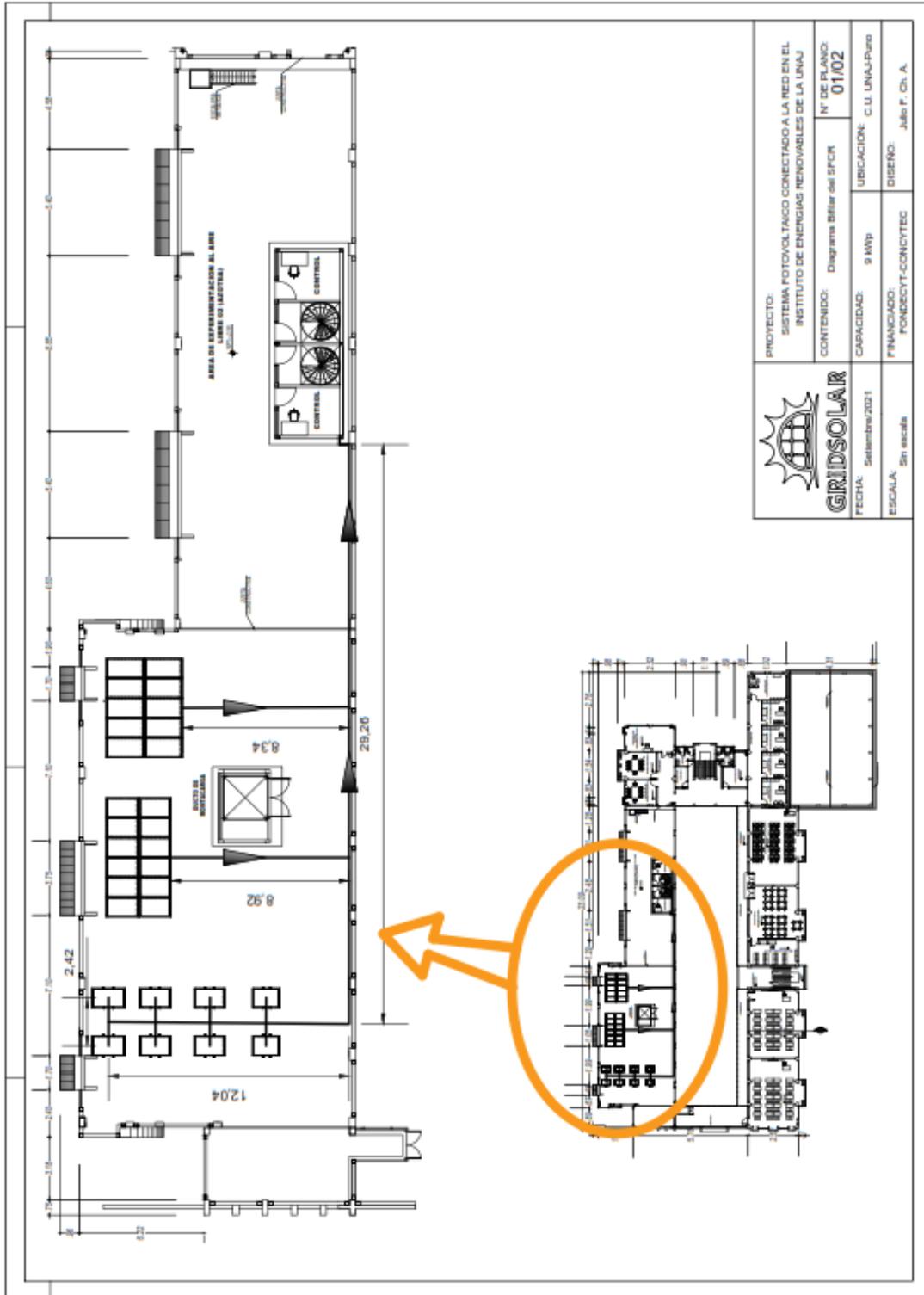


Transposición de la maqueta virtual y la estructura de soporte en 3D para la simulación de sombras (Fuente: Tesis Pregrado FONDECYT, diseñada en el software Sketch Up).

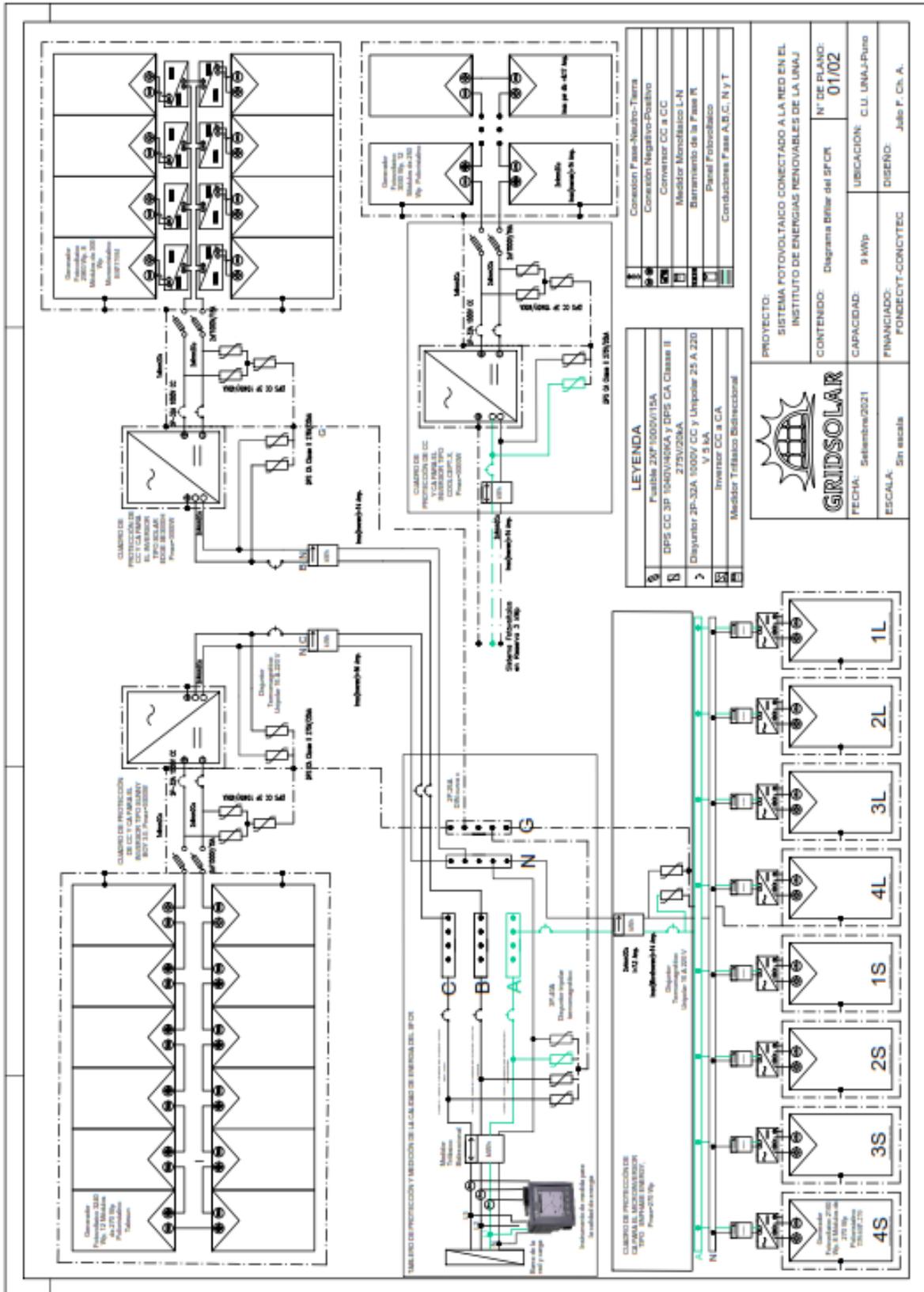


Ubicación del área de trabajo para los tres sistemas y el centro de control ubicado en el montacargas.

Anexo 2. Ubicación de los tres sistemas fotovoltaicos en el Instituto de Energías Renovables.



Anexo 3. Diagrama bifilar de los tres sistemas fotovoltaicos conectados a la red en baja tensión 220 V trifásico.



Anexo 4. Caracterización de la infraestructura de los tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.

CASO 1: MICROINVERSORES-MONOPOSTES

Implementación de la estructura de soporte para el montaje de los fotovoltaicos y los 8 micro inversores, orientados al norte y al sur en diferentes ángulos de inclinación.





Armado y cableado de los micro inversores, adecuando la inclinación de los paneles fotovoltaicos 4 unidades hacia el norte y cuatro unidades hacia el sur; así mismo en estos paneles se consideran 4 sucias y 4 limpias, tal como se muestra en el plano general.

Caracterización de la infraestructura de los tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.

CASO 2: INVERSOR SOLAR EDGE



Se tiene 8 sistemas independientes y todos estos conectados a la entrada de su respectivo inversor de potencia nominal de 3000 W del fabricante SOLAR EDGE, modelo SE3000H.



Armado y cableado del inversor Solar Edge, caracterizando los paneles fotovoltaicos; ; para este caso se considera paneles fotovoltaicos tipo monocristalinos.

Caracterización de la infraestructura de los tres sistemas fotovoltaicos en el laboratorio del instituto de energías renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.

CASO 3: INVERSOR SUNNY BOY



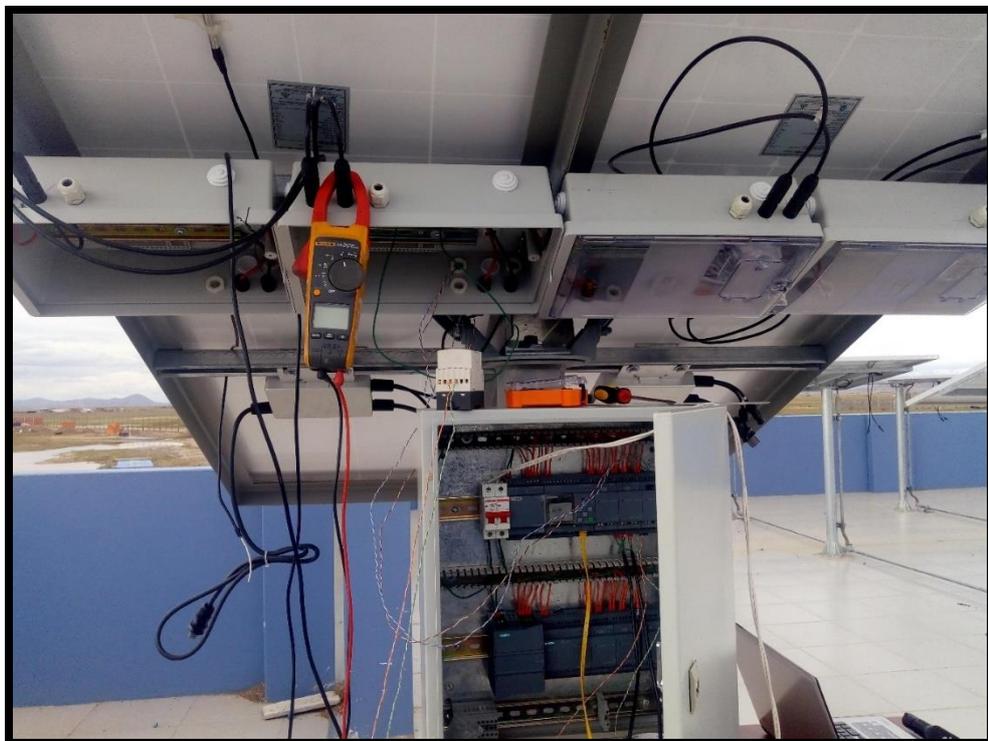
Anexo 5. Caracterización de la operatividad de los diferentes tipos de inversores (Con Microinversores, String y Conversores).



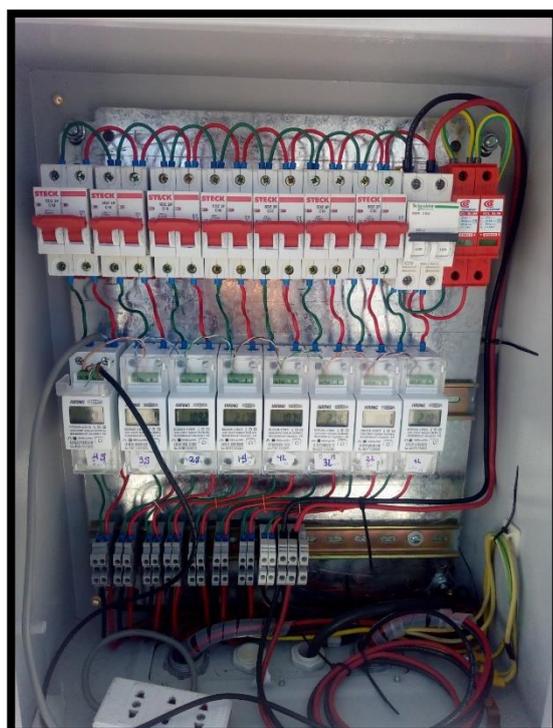
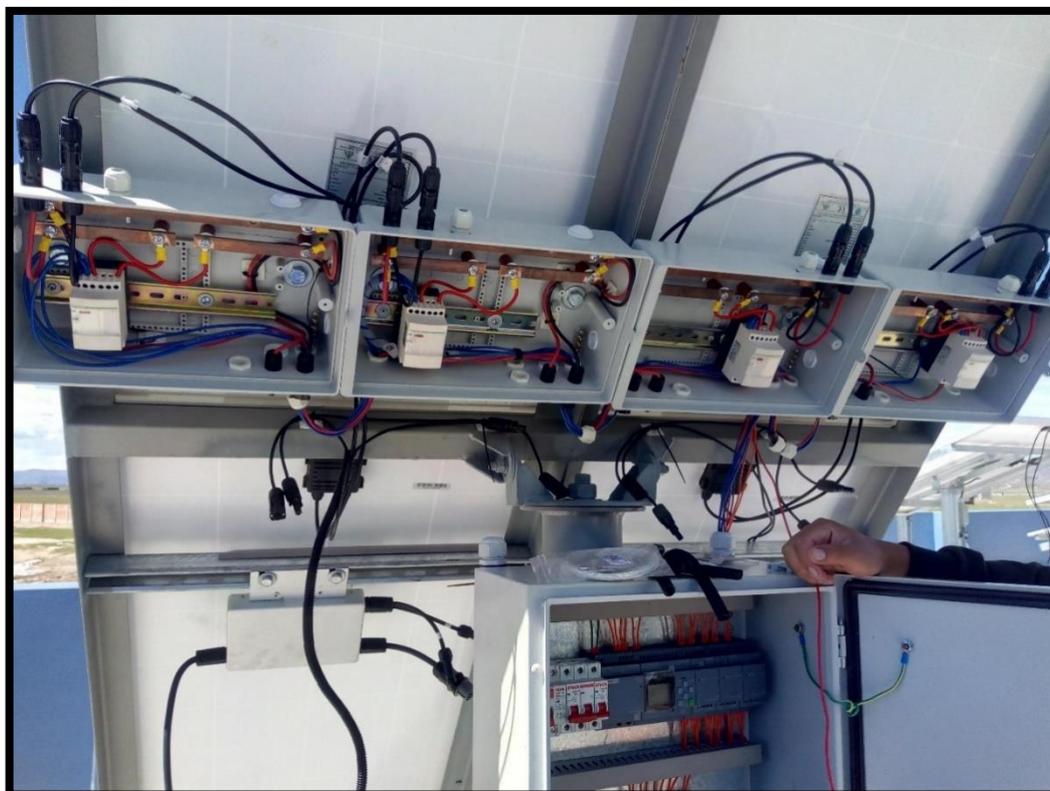
Pruebas de Ensayo de Paneles Fotovoltaicos.



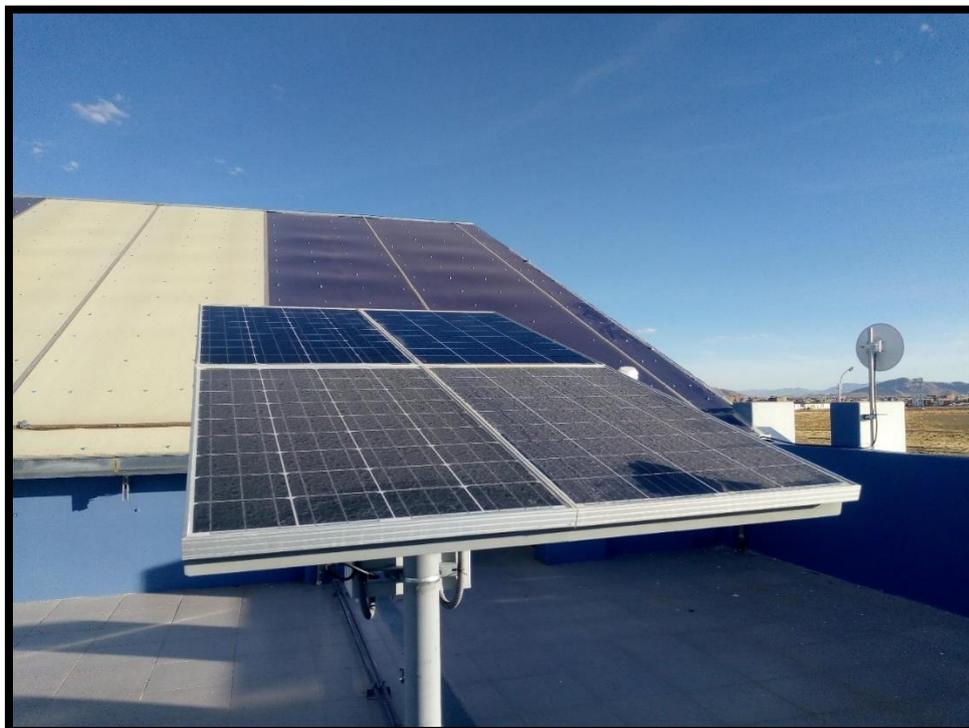
Anexo 6. Experimental; medición y procesamiento de los registros de la distorsión armónica – calidad de energía en los paneles fotovoltaicos conectados a la red.



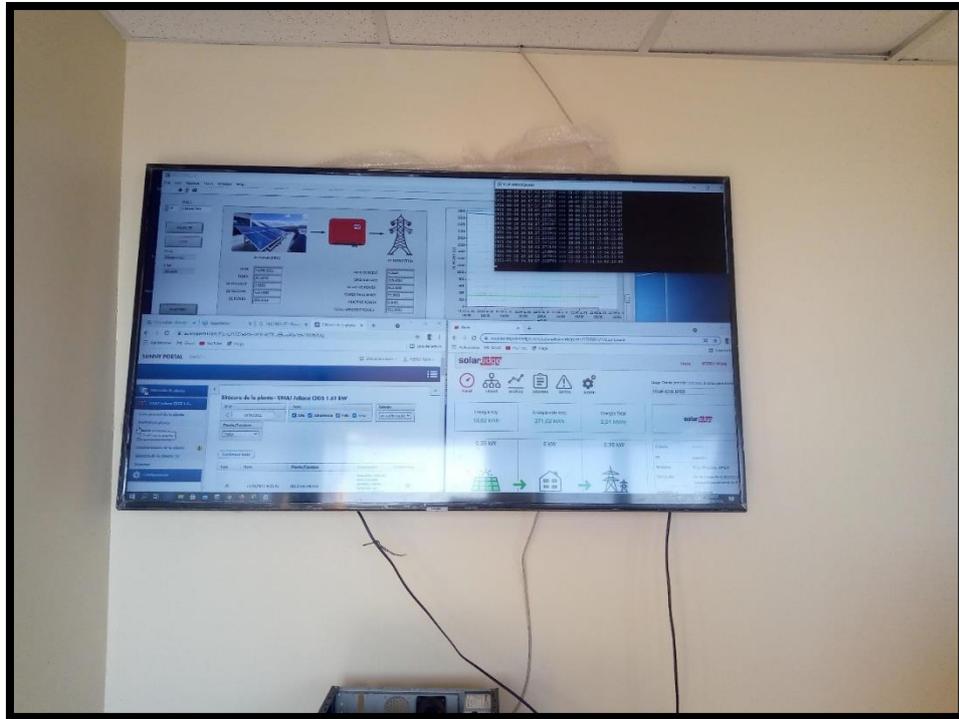
Anexo 7. Toma de datos para el registro de la distorsión armónica en los paneles fotovoltaicos conectados a la red.



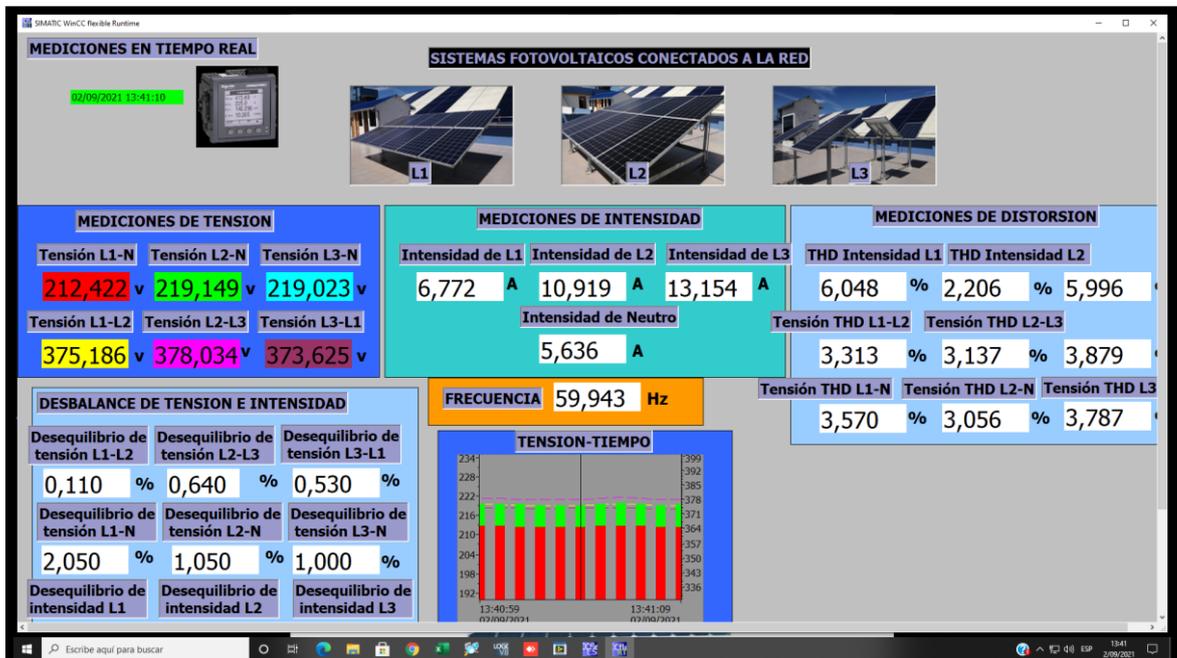
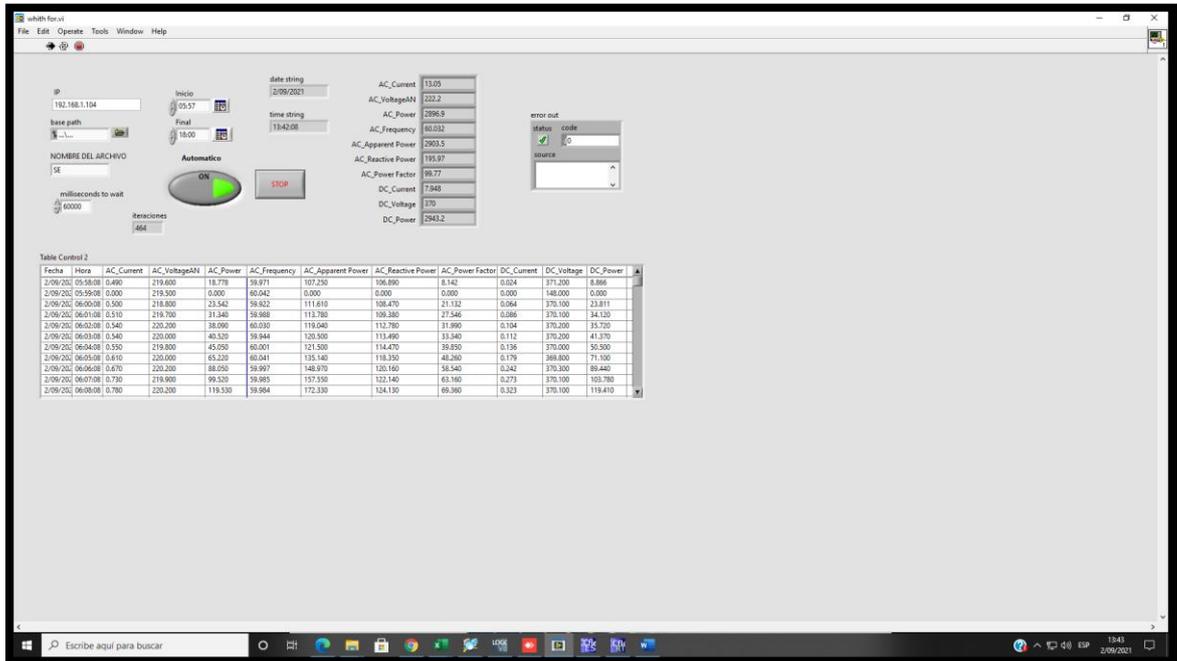
Anexo 8. Toma de datos en los micro inversores con paneles fotovoltaicos limpios y sucios.



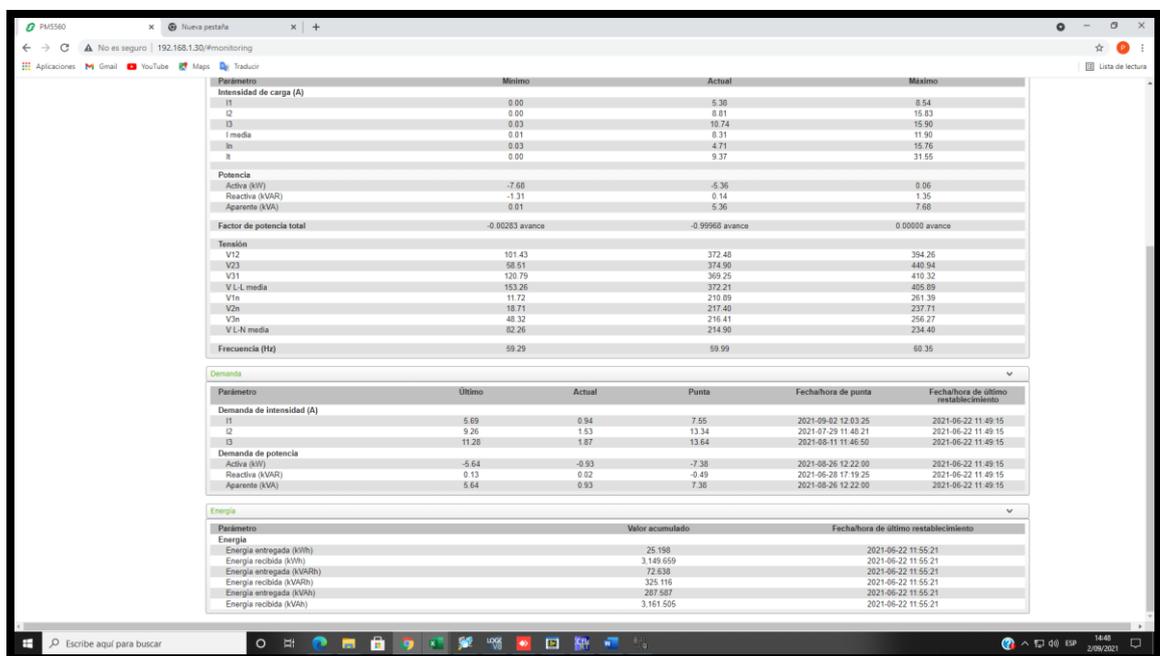
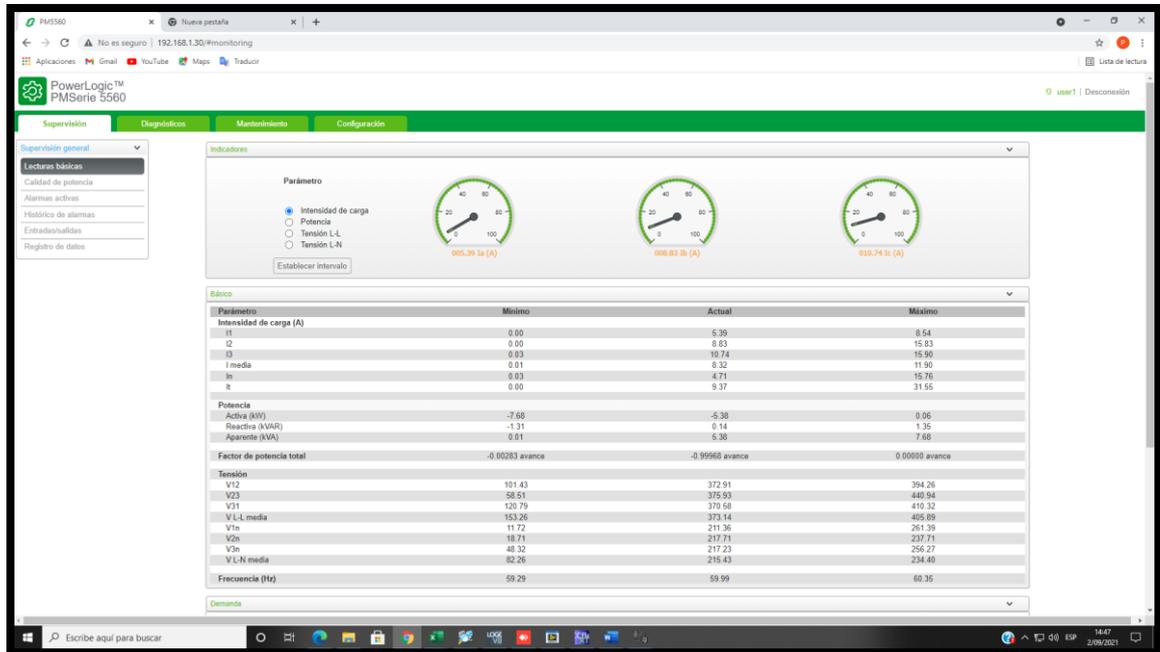
Anexo 9. Medición y procesamiento de la distorsión armónica.



Anexo 10. Interpretación de resultados, distorsión armónica, desbalance de voltaje y corriente



Anexo 11. Interpretación de resultados y validación de datos del analizador de redes Power Logic PM Serie 5560 para los tres sistemas fotovoltaicos trifásico.



Anexo 12. Interpretación de resultados y validación de datos del analizador de redes Power Logic PM Serie 5560 para la distorsión armónica de voltaje y corriente.

The screenshot shows the 'Calidad de potencia' (Power Quality) section of the PowerLogic PM5560 software. It displays a table with columns for 'Parámetro' (Parameter), 'Mínimo' (Minimum), 'Actual' (Actual), and 'Máximo' (Maximum). The parameters are categorized into THD de intensidad, THD V L-L, THD V L-N, Desequilibrio de intensidad, and Desequilibrio V L-L.

Parámetro	Mínimo	Actual	Máximo
THD de intensidad			
Fase 1	0.00%	8.33%	162.75%
Fase 2	0.00%	2.80%	1000.00%
Fase 3	0.00%	6.83%	1000.00%
Neutro	0.00%	14.04%	1000.00%
THD V L-L			
1-2	0.97%	3.13%	7.63%
2-3	1.01%	2.90%	10.89%
3-1	1.12%	3.62%	9.28%
L-L	1.07%	3.21%	7.68%
THD V L-N			
1-N	1.41%	3.37%	13.72%
2-N	0.94%	2.88%	16.80%
3-N	1.15%	3.48%	7.21%
L-N	1.26%	3.25%	7.32%
Desequilibrio de intensidad			
Fase 1	0.00%	35.24%	191.28%
Fase 2	0.00%	6.09%	188.75%
Fase 3	0.00%	29.15%	200.00%
Peor	0.00%	35.24%	191.28%
Desequilibrio V L-L			
1-2	0.00%	0.05%	39.78%
2-3	0.00%	0.01%	74.66%
3-1	0.00%	0.75%	48.37%
L-L	0.08%	0.81%	74.66%
Desequilibrio V L-N			
1-N	0.00%	1.95%	85.98%
2-N	0.00%	1.12%	77.28%
3-N	0.00%	0.83%	46.96%
L-N	0.01%	1.95%	85.99%

The screenshot shows the 'Registro de datos' (Data Log) section of the PowerLogic PM5560 software. It displays a table with columns for 'Fecha/hora' (Date/Time), 'Energía entregada (Wh)' (Energy delivered (Wh)), 'Energía entregada (VARh)' (Energy delivered (VARh)), and 'Energía entregada (VAh)' (Energy delivered (VAh)).

Fecha/hora	Energía entregada (Wh)	Energía entregada (VARh)	Energía entregada (VAh)
2021-09-02 14:45:00	25198	72626	287587
2021-09-02 14:30:00	25198	72593	287587
2021-09-02 14:15:00	25198	72559	287587
2021-09-02 14:00:00	25198	72527	287587
2021-09-02 13:45:00	25198	72495	287587
2021-09-02 13:30:00	25198	72473	287587
2021-09-02 13:15:00	25198	72448	287587
2021-09-02 13:00:00	25198	72420	287587
2021-09-02 12:45:00	25198	72393	287587
2021-09-02 12:30:00	25198	72366	287587
2021-09-02 12:15:00	25198	72345	287587
2021-09-02 12:00:00	25198	72326	287587
2021-09-02 11:45:00	25198	72310	287587
2021-09-02 11:30:00	25198	72293	287587
2021-09-02 11:15:00	25198	72274	287587
2021-09-02 11:00:00	25198	72253	287587
2021-09-02 10:45:00	25198	72230	287587
2021-09-02 10:30:00	25198	72207	287587
2021-09-02 10:15:00	25198	72185	287587
2021-09-02 10:00:00	25198	72158	287587

Anexo 13. Prueba final de la operatividad de los tres sistemas fotovoltaicos. A demás de la validación de datos de la irradiancia del Sistema Fotovoltaico de la Pontificia Universidad Católica del Perú.



Anexo 14. Fichas Técnicas de los equipos implementados en el presente estudio
(Inversores y Paneles Fotovoltaicos)



PANEL SOLAR 370W 72 CÉLULAS MONOCRISTALINO

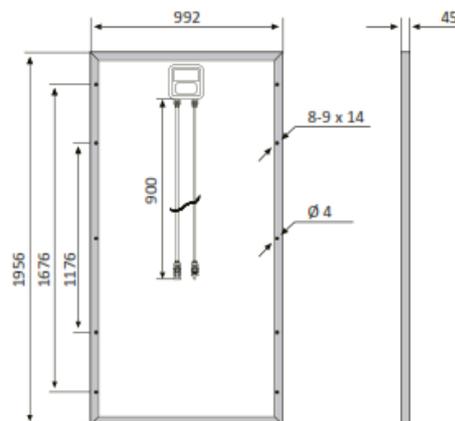
BSP370M

Características

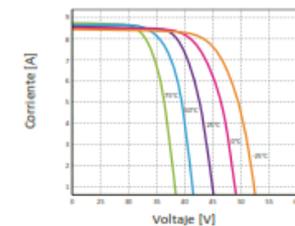
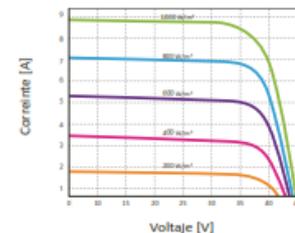
Tamaño del módulo	1956 x 992 x 45 mm
Células	72 piezas monocristalinas (156 x 156 mm)
Cristal	Bajo contenido en hierro y templado (3,2 mm)
Potencia máxima (Wp)	370W
Cable	90cm, 4mm ²
Voltaje en circuito abierto (Voc)	48.3V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	9.95A
Voltaje a máxima potencia (Vm)	40.1V
Intensidad a máxima potencia (Im)	9.23A
Condiciones del test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo sistema	1000Vdc
Coefficiente temperatura – Isc	+0.02973%
Coefficiente temperatura – Voc	-0.38038%
Coefficiente temperatura – Pmpp	-0.57402%
Temperatura normal trabajo célula	45°C
Eficiencia del módulo	19%
Certificados de producto	TUV(IEC 61215, IEC 61730), CE
Certificados de la empresa	ISO9001, ISO14001, ISO18001
Peso	21.5 kg
Garantía del producto	10 años
Garantía de potencia	25 años



Esquemas



Curvas



TP660P

Polycrystalline Solar Module 60 Cell Series



KEY FEATURES

275W

Highest power output

10 years

Material & workmanship warranty

PID Free

Certified by TUV Rheinland

25 years

Linear power output warranty

- Positive power tolerance: 0-+3%
- Robust design: Certified to withstand up to 2400 Pa wind load and up to 5400 Pa snow load
- Proved high reliability built on dozens of projects
- Four busbar cell: Improve the efficiency of modules

QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 and UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



ABOUT TALESUN

Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd. is one of the world's largest integrated PV manufacturers. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. With over 6 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance.

PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Cell Modules

- During the first year, TALESUN guarantees the nominal power output of the product will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- From year 2 to year 24, the nominal power decline will be no more than 0.7% in each year; by the end of year 25, the nominal power output will be no less than 80.7% of the labeled power output.

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 - +3%)				
Maximum Power (Pmax/W)	260	265	270	275
Operating Voltage (Vmpp/V)	30.6	31.0	31.3	31.7
Operating Current (Impp/A)	8.50	8.56	8.63	8.69
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	37.9	38.2	38.5	38.7
Short-Circuit Current (Isc/A)	8.97	9.04	9.09	9.17
Module Efficiency ηm(%)	15.9	16.2	16.5	16.8

Performance at NOCT				
Maximum Power (Pmax/W)	192	196	199	203
Operating Voltage (Vmpp/V)	28.3	28.7	28.9	29.2
Operating Current (Impp/A)	6.78	6.83	6.90	6.97
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	35.0	35.2	35.5	35.7
Short-Circuit Current (Isc/A)	7.26	7.32	7.36	7.42

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5 *NOCT: 800W/m², 20°C, AM 1.5, Wind Speed: 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Poly Crystalline
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6inch)
Cell Arrangement	60(6*10)
Weight	18.5kg(40.8lbs)
Module Dimensions	1650*992*35mm(64.96*39.06*1.38inch)
Cable Length	900mm(35.4inch)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	30pcs/Pallet, 840pcs/40hq
Packing Configuration (2)	30pcs+5pcs/Pallet, 910pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65/IP67

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)
Operating Temp.	-40°C - +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥ 100MΩ
Connector	MC4 Compatible

SUZHOU TALESUN SOLAR TECHNOLOGIES CO.,LTD.

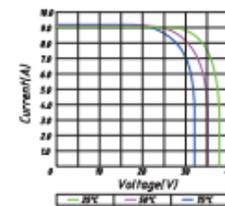
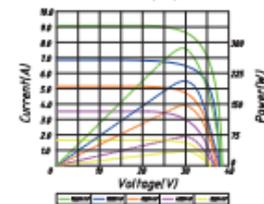
Email: sales@talesun.com Web: www.taiesun.com Tel: + 86 400 885 1098

TEMPERATURE COEFFICIENT

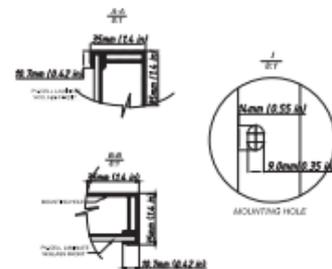
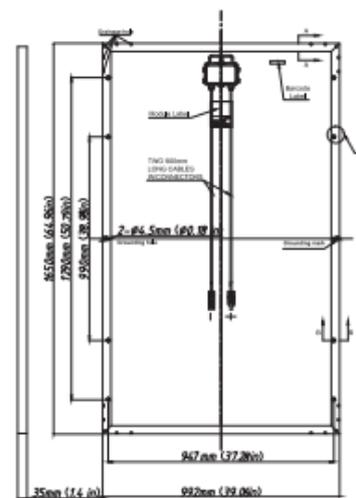
Temperature Coefficient Pmax	-0.40%/°C
Temperature Coefficient Voc	-0.31%/°C
Temperature Coefficient Isc	+0.06%/°C
NOCT	45±2°C

I-V CURVE

TP660P Pm(W)260



TECHNICAL DRAWINGS



Specifications subject to technical changes without notice. Talesun Solar Rev. 2017.7

M215 (original) de Enphase®



DATOS DE ENTRADA (DC)		M215-60-2LL-S22/S23	
Tensión de entrada recomendada (STC)		190 - 270 W	
Tensión máxima de DC de entrada		45 V	
Tensión de seguimiento de potencia de pico		22 - 36 V	
Intervalo de funcionamiento		16 - 36 V	
Tensión inicial mín./máx.		22 V / 45 V	
Corriente máxima de cortocircuito de DC		15 A	
Corriente máx. de entrada		10.5 A	
DATOS DE SALIDA (AC)		@208 VAC	@240 VAC
Potencia de salida pico		225 W	225 W
Potencia asignada de salida (continua)		215 W	215 W
Corriente nominal de salida (amperios media cuadrática de duración nominal)		1.0 A	0.9 A
Tensión/campo nominal		208 / 183-229 V	240 / 211-264 V
Tensión/campo extendido		179-232 V	206-269 V
Frecuencia/campo nominal		60.0 / 59.3-60.5 Hz	60.0 / 59.3-60.5 Hz
Frecuencia/campo extendido		57-60.5 Hz	57-60.5 Hz
Factor de potencia		>0.95	>0.95
Unidades máximas por circuito derivado (20A)		25 (trifásico)	17 (monofásico)
Corriente máximo de fallo de salida		1.05 amperios media cuadrática, durante 3 ciclos; 1.04 amperios media cuadrática, durante 5 ciclos	
RENDIMIENTO			
Rendimiento CEC promedio		96.0%	
Maxima eficiencia del inversor		96.3%	
Rendimiento estático del SPMP (ponderado, referencia EN 50530)		99.6%	
Rendimiento dinámico del SPMP (cambios rápidos de irradiación, referencia EN 50530)		99.3%	
Consumo eléctrico nocturno		46 mW	
DATOS MECÁNICOS			
Intervalo de temperatura ambiente		De -40°C to + 65°C	
Intervalo de temperatura de funcionamiento (interna)		De -40°C to + 85°C	
Dimensiones (AN x AL x PR)		17.3 cm x 16.4 cm x 2.5 cm (6.8" x 6.45" x 1.0")	
Peso		1.6 kg (3.5 lbs)	
Refrigeración		Convección natural, sin ventilador	
Clasificación ambiental de la carcasa		Exterior - NEMA 6	
CARACTERÍSTICAS			
Compatibilidad		Puede conectarse con la mayoría de módulos fotovoltaicos de 60 células	
Comunicación		Línea eléctrica	
Supervisión		Supervisión gratuita ilimitada mediante el software Enlighten	
Conformidad		UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15, Clase B CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, y 107.1-01	

Si desea obtener más información sobre los microinversores Enphase, visite enphase.com.



© 2014 Enphase Energy. Reservados todos los derechos. Todas las marcas comerciales que figuran en este documento se encuentran registradas por sus respectivos propietarios.



Single Phase Inverter with HD-Wave Technology

SE2200H, SE3000H, SE3500H, SE3680H
SE4000H, SE5000H, SE6000H

	SE2200H	SE3000H	SE3500H	SE3680H	SE4000H	SE5000H	SE6000H	
OUTPUT								
Rated AC Power Output	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ⁽¹⁾	6000	VA
Maximum AC Power Output	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ⁽¹⁾	6000	VA
AC Output Voltage (nominal)	220 / 230							Vac
AC Output Voltage Range	184 - 264.5							Vac
AC Frequency (nominal)	50 / 60 ± 5							Hz
Maximum Continuous Output Current	10	14	16	16	18.5	23	27.5	A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Country Configurable Thresholds	Yes							
INPUT								
Maximum DC Power	3400	4650	5425	5700	6200	7750	9300	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes							
Maximum Input Voltage	480							Vdc
Nominal DC Input Voltage	380							Vdc
Maximum Input Current	6.5	9	10	10.5	11.5	13.5	16.5	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes							
Ground-Fault Isolation Detection	600kΩ Sensitivity							
Maximum Inverter Efficiency	99.2							%
European Weighted Efficiency	98.3	98.8				99		%
Nighttime Power Consumption	< 2.5							W
ADDITIONAL FEATURES								
Supported Communication Interfaces	RS485, Ethernet, ZigBee (optional), WiFi (optional), Cellular (optional)							
Smart Energy Management	Export Limitation, Smart Energy, StorEdge applications							
STANDARD COMPLIANCE								
Safety	IEC-62109-1/2, AS-3100							
Grid Connection Standards	AS-4777, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, UTE C15-712, G83/2, G59/3, CEI-021, EN 50438, IEC61727, IEC62116, ÖNORM, TF3.2.1, C10-11, NRS 097-2-1							
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, FCC Part 15 Class B							
INSTALLATION SPECIFICATIONS								
AC Output - Supported Cable Diameter	9 - 16							mm
AC - Supported Wire Cross Section	1 - 16							mm ²
DC Input	1 x MC4			2 x MC4 pair				
Dimensions (H x W x D)	280 x 370 x 142							mm
Noise	< 25							dBA
Weight	7.8			9		10.6		kg
Cooling	Natural Convection							
Operating Temperature Range	-20 to +60 ⁽²⁾ (-40°C option)							°C
Protection Rating	IP65 - Outdoor and Indoor							

⁽¹⁾ 4600VA in Germany

⁽²⁾ For power de-rating information refer to: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>



Optimizador de Energía de SolarEdge

Módulo complementario para Norteamérica

P300 / P320 / P370 / P400 / P405

	P300 (para módulos de 60 células)	P320 (para módulos de alta potencia de 60 células)	P370 (para módulos de 60 y 72 células de mayor potencia)	P400 (para módulos de 72 & 96 células)	P405 (para módulos de capa fina)	
ENTRADA						
CD de entrada nominal ⁽¹⁾	300	320	370	400	405	W
Voltaje de entrada máx. abs. (Voc a la temperatura más baja)	48		60	80	125	Vcd
Rango operativo MPPT	8 - 48		8 - 60	8 - 80	12,5 - 105	Vcd
Corriente máxima de cortocircuito (Isc)	10	11		10,1		Acđ
Corriente CD de entrada máx.	12,5	13,75		12,63		Acđ
Máxima eficiencia				99,5		%
Eficiencia ponderada				98,8		%
Categoría de sobrevoltaje				II		
SALIDA DURANTE EL FUNCIONAMIENTO (OPTIMIZADOR DE ENERGÍA CONECTADO AL INVERSOR EN OPERACIÓN)						
Máx. corriente de salida				15		Acđ
Máx. Voltaje de salida	60			85		Vcd
SALIDA DURANTE MODO STANDBY (OPTIMIZADOR DE ENERGÍA DESCONECTADO DEL INVERSOR O INVERSOR APAGADO)						
Voltaje de salida de seguridad por optimizador de energía	1					Vcd
CUMPLIMIENTO DE NORMAS						
EMC	FCC parte 15 clase B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3					
Seguridad	IEC-62109-1 (seguridad clase II), UL1741					
RoHS	Sí					
ESPECIFICACIONES DE INSTALACIÓN						
Máx. voltaje permitido del sistema	1000					Vcd
Inversores compatibles	Todos los inversores simples y trifásicos de SolarEdge					
Dimensiones (A x L x H)	128 x 152 x 27,5 / 5 x 5,97 x 1,08		128 x 152 x 35 / 5 x 5,97 x 1,37	128 x 152 x 50 / 5 x 5,97 x 1,96		mm / pulg
Peso (incluidos los cables)	630 / 1,4		750 / 1,7	845 / 1,9		gr / lb
Conector de entrada	Compatible con MC4	MC4 / Amphenol AH4		Compatible con MC4		
Tipo de cable FV de salida / Conector	Doble aislamiento; Compatible con MC4		Doble aislamiento; MC4 / Amphenol AH4		Doble aislamiento; Compatible con MC4	
Longitud de cable FV de salida	0,95 / 3,0		1,2 / 3,9		m / ft	
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40 - +85 / -40 - +185					°C / °F
Clasificación de protección	IP68 / NEMA6P					
Humedad relativa	0 - 100					%

⁽¹⁾ Potencia nominal del módulo (STC). Módulo de hasta +5% de tolerancia permitida.

DISEÑO DE SISTEMA FV USANDO UN INVERSOR SOLAREEDGE ⁽²⁾	SIMPLE	TRIFÁSICO 208V	TRIFÁSICO 480V	
Longitud mínima de trama (optimizadores de energía)	8	10	18	
Longitud máxima de trama (optimizadores de energía)	25	25	50	
Potencia máx. por trama	5250	6000	12750	W
Tramas en paralelo de diferentes longitudes y orientaciones	Sí			

⁽²⁾ No se permite mezclar P405 con P300/P370/P400/P600/P700 en una trama.

SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0 con SMA SMART CONNECTED



Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V				
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A:2; B:2				
Salida (CA)					
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾	26,1 A
Factor de potencia a potencia asignada	1				
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/conexión	1/1				
Rendimiento					
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0%/96,4%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,6%
Dispositivos de protección					
Punto de desconexión en el lado de entrada	●				
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●				
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -				
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●				
Clase de protección (según IEC 61140)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III				
Datos generales					
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)				
Emisión sonora, típica	25 dB(A)				
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W				
Topología	Sin transformador				
Sistema de refrigeración	Convección				
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65				
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H				
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %				
Equipamiento					
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de enchufe de CA				
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●				
Interfaces: WLAN, Speedwire/Webconnect	● / ● / ●				
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4-R				
Gestión de las sombras: OptiTrac Global Peak	● / ○				
Garantía: 5/10/15 años	● / ○ / ○				
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777.2, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/3-4, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, NEN-EN50438, IEC-EN50438, NT_Ley20.571, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 & TOR D4, PPDS, PPC, RD1699, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2014				
Certificados y autorizaciones (en planificación)	DEWA, IEC 61727, IEC 62116, MEA, NBR16149, PEA, SI4777, TR3.2.2				
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK				