

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO DE LOS EFECTOS EN EL FACTOR DE POTENCIA Y
EN EL CONTENIDO ARMÓNICO PRODUCIDO POR EL
MONTAJE DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO EN UNA
INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

PRESENTADO POR:

**NELSON EDGARDO CORTEZ VALLADARES
HAROLD EDGARDO VALLADARES CORDERO**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL :

LIC. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO DE LOS EFECTOS EN EL FACTOR DE POTENCIA
Y EN EL CONTENIDO ARMÓNICO PRODUCIDO POR EL
MONTAJE DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO EN UNA
INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

Presentado por:

NELSON EDGARDO CORTEZ VALLADARES

HAROLD EDGARDO VALLADARES CORDERO

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Octubre 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 12 de octubre 2017, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 3:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Firma:




2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

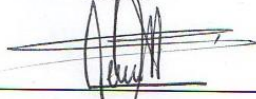
Firma:



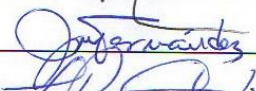
Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Jorge Alberto Zetino Chicas
(Docente Asesor)

Firma:



2- Ing. José Miguel Hernández



3- MSC. Luis Roberto Chevez paz



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO DE LOS EFECTOS EN EL FACTOR DE POTENCIA Y EN EL CONTENIDO ARMÓNICO PRODUCIDO POR EL MONTAJE DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO EN UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

A cargo de los Bachilleres:

- CORTEZ VALLADARES NELSON EDGARDO
- VALLADARES CORDERO HAROLD EDGARDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.8

(Ocho punto ocho. —)

AGRADECIMIENTOS.

Primeramente le agradezco a Dios por darme vida, por darme fe y fortaleza a lo largo de toda mi carrera y mi vida. Agradezco a Dios por darme una excelente familia y amigos que siempre me brindaron su apoyo y por todas esas personas que me ayudaron a salir adelante ante las adversidades.

Agradezco a mis padres Joselito Valladares y Dora Alicia Cordero por darme el cariño y apoyo incondicional a lo largo de todos estos años, por brindarme la oportunidad de poder estudiar y completar desde mi formación básica hasta mis estudios universitarios. Le agradezco a mi madre especialmente por ser mi soporte y mi sustento a lo largo de mis estudios y por brindarme todos esos consejos y valores que me han llevado por un buen camino a lo largo de mi vida y estudios, a mi padre que a pesar de la distancia siempre ha sabido darme un consejo oportuno en las situaciones difíciles, y a ambos por el simple hecho de ser mis padres y haber heredado las mejores cualidades de cada uno.

Agradezco también a mi hermano Christian Valladares porque a pesar de ser el menor me ha enseñado mucho y es para mí un ejemplo a seguir, y por ser esa fuerza que siempre me motiva a seguir adelante.

También agradezco a mis amigos, compañeros a lo largo de la carrera y de trabajo de graduación por todos los trabajos que realizamos juntos y por compartir sus conocimientos, bonitas experiencias y ayudar a hacer posible la culminación de esta etapa de mi vida.

Quiero agradecer a todos mis profesores que hicieron posible toda mi formación académica por sus enseñanzas y consejos que me brindaron y en especial al Ingeniero Jorge Zetino por su asesoría y consejos a lo largo de este trabajo de graduación.

Harold Edgardo Valladares Cordero.

Primeramente dar gracias a Dios por darme la vida necesaria, fuerzas y sabiduría para poder terminar mis estudios universitarios y poder llenar de orgullo a toda familia.

Agradecer a mis padres por siempre darme su apoyo y por el sacrificio que hicieron para que pudiera terminar mi carrera; a mi madre Esperanza Valladares de Cortez por ser mi ejemplo, la mejor mamá del mundo y siempre darme los mejores consejos y porque gracias a ella yo escogí estudiar la presente ingeniería, a mi padre Nelson Edgardo Cortez por ser un excelente padre y ser ese ejemplo de profesional que espero un día llegar a ser y porque gracias a su consejo yo obtendré mi título de la presente universidad.

A mis hermanos Claudia, Marcela, Katherine y Rodrigo por siempre creer en mí y porque nunca dejaron de animarme.

A mi hijo y a mi sobrina Axel y Fernanda por ser los nuevos motores de la familia y por llenarme de alegrías y fuerzas para poder finalizar mis estudios, espero poder ser un buen ejemplo para ustedes.

Gracias familia este logro es para ustedes y gracias a ustedes.

A todos mis compañeros de carrera y amigos, que siempre estuvieron en los buenos y malos momentos, gracias por todo ese tiempo que le dedicamos juntos a la carrera y por siempre apoyarnos.

Gracias a mi asesor, el Ingeniero Jorge Zetino, por todos sus consejos, por la paciencia y por transmitirnos sus conocimientos en todo este trabajo de graduación.

Nelson Edgardo Cortez Valladares

INDICE.

INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVOS	14
OBJETIVO GENERAL	14
OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
1.2 INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.....	18
1.3 CALIDAD DE LA SEÑAL.....	19
1.4 EL FACTOR DE POTENCIA	20
1.5 COMPORTAMIENTO ARMÓNICO	23
1.5.1 ¿QUÉ ORIGINA LOS ARMÓNICOS?	24
2.1 INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.....	27
2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED.....	28
2.2 CONFIGURACIÓN DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA	28
2.2.1 INVERSOR CENTRALIZADO.....	28
2.2.2 INVERSOR DE CADENA	29
2.2.3 INVERSOR MULTICADENA	30
2.2.4 INVERSOR INTEGRADO EN EL MÓDULO (MICRO INVERTER)	31
2.3 MODO DE CONMUTACIÓN DE LOS INVERSORES	31
3.1 LOS ARMÓNICOS	35
3.1.1 ORDEN DEL ARMÓNICO	35
3.1.2 EL ESPECTRO ARMÓNICO.....	36
3.2 DISTORSIÓN ARMÓNICA	37
3.3 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DE LOS ARMÓNICOS.....	38
3.3.1 EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	38
3.3.2 CONSECUENCIA DE LOS ARMÓNICOS EN EQUIPOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.....	40
3.4 SOLUCIONES PARA DISMINUIR EL EFECTO DE LOS ARMÓNICOS	41
3.5 ESTUDIO DEL CONTENIDO DE ARMÓNICOS.....	45
3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN ESTUDIO.....	45
3.5.2 PANELES FOTOVOLTAICOS	46
3.5.3 INVERSOR PARA CONEXIÓN A RED	47
3.5.4 PIRANÓMETRO CON DATALOGGER (LP02-LI19).....	49
3.5.5 ANALIZADOR DE REDES (DRANETZ 4400)	50
3.5.6 ANÁLISIS DE DATOS	51

3.5.7 COMPORTAMIENTO DE LA THD EN EL TIEMPO	52
3.6 EL FACTOR DE POTENCIA	55
3.6.1 POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA	57
3.7 CAUSAS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA.....	59
3.7.1 TIPOS DE CARGAS	60
3.8 EFECTOS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA.....	62
3.9 MÉTODOS PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	63
3.10 ANÁLISIS PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	67
3.11 FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	70
3.12 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.....	75
3.12.1 EJEMPLO PRÁCTICO.....	76
4.1 ANTECEDENTES:	85
4.2 MATERIALES A UTILIZAR PARA LA ELABORACIÓN DE CONEXIONES EN EL INVERSOR.....	85
4.3 CONEXIONES DE INVERSORES.	88
4.4 MODIFICACIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS.....	91
4.4.1 EL ANTES DEL BANCO DE PRUEBAS.....	91
4.4.2 EL BANCO DE PRUEBAS MODIFICADO.	92
4.5 EL FACTOR DE POTENCIA Y LA DISTORSIÓN ARMÓNICA.....	99
4.6 MEDICIONES DEL BANCO DE PRUEBAS.	101
4.6.1 ESTUDIO DEL CONTENIDO ARMÓNICO CON EL BANCO DE PRUEBAS... 101	
4.6.2 ESTUDIO DEL FACTOR DE POTENCIA CON EL BANCO DE PRUEBAS..... 112	
CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	124
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....	125
GLOSARIO	127
ANEXOS.....	131

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1. Energías renovables (Fuente Prodiel)	16
Ilustración 2. Sistema fotovoltaico aislado (Fuente: Phoenix Solar)	17
Ilustración 3. Sistema fotovoltaico conectado a la red (Fuente: docplayer.es)	18
Ilustración 4. a) inversor para sistemas aislados. b) inversor para sistemas conectados a la red.....	18
Ilustración 5. Componentes principales de un sistema de conexión a red (Fuente: Universidad Católica de Chile)	19
Ilustración 6. Triángulo de potencias.....	21
Ilustración 7. Procedimiento que siguen las empresas distribuidoras para la medición del factor de potencia en las industrias (Fuente: AES).....	23
Ilustración 8. Procedimiento que exige la SIGET a las empresas distribuidoras para la regulación del comportamiento armónico en las redes de energía eléctrica (Fuente: AES)	25
Ilustración 9. Esquema de un sistema FV conectado a la red.....	27
Ilustración 10. Conexión de MFV a inversor Centralizado.....	28
Ilustración 11. Conexión de MFV a inversores de cadena	29
Ilustración 12. Conexión de MFV a un inversor multicadena	30
Ilustración 13. AC module	31
Ilustración 14. Inversor conmutado por red, con la etapa de conexión realizada mediante tiristores.....	32
Ilustración 15. Inversor con múltiples MPPT	33
Ilustración 16. Señal con contenido armónico de segundo y tercer orden	36
Ilustración 17. Esquema del sistema fotovoltaico con equipos de medición	46
Ilustración 18. Panel FV amorfo PVL-144	47
Ilustración 19. Curvas I-V medidas a diferentes niveles de irradiancia	47
Ilustración 20. Inversor SUNNY BOY 700U	48
Ilustración 21. Piranómetro LP02 - Datalogger LI19	49
Ilustración 22. Dranetz Power Guide 4400	51
Ilustración 23. ITHD, VTHD y FP vs tiempo (SB 700U)	52
Ilustración 24. Irradiancia vs tiempo (SB 700U)	53
Ilustración 25. Irradiancia e ITHD vs tiempo (SB 700U).....	54
Ilustración 26. Potencia activa pura: La tensión y la corriente comparten fase	57
Ilustración 27. Potencia reactiva pura: La tensión y la corriente están desfasadas entre si 90 grados.....	58
Ilustración 28. Potencia aparente: La corriente y la tensión están desfasadas entre si y por tanto reducen la potencia activa.....	58
Ilustración 29. Suma geométrica de potencia activa y reactiva.....	59
Ilustración 30. Diagrama fasorial de un circuito resistivo.....	60
Ilustración 31. Diagrama fasorial de un circuito inductivo.....	61
Ilustración 32. Diagrama fasorial de un circuito capacitivo.....	61
Ilustración 33. Triángulo de potencias.....	68
Ilustración 34. Esquema de potencias entre un GFV y la red eléctrica.....	70
Ilustración 35. Triángulo de potencias GFV más red eléctrica.....	71
Ilustración 36. Triángulo de potencias con condiciones para cumplimiento del FP	72
Ilustración 37. Sistema eléctrico con banco de capacitores automático	73

Ilustración 38. Inversor conectado a la red (Sunny Boy SB700U)	85
Ilustración 39. Paneles fotovoltaicos amorfos	86
Ilustración 40. Cable THHN	86
Ilustración 41. Protecciones	87
Ilustración 42. Cuchillas seccionadoras	87
Ilustración 43. Conexión de inversores antes de realizar el banco de pruebas. 88	
Ilustración 44. Modificación de la conexión de los inversores para conectar el banco de pruebas.....	89
Ilustración 45 Operación normal de los inversores en caso de reemplazar las baterías.....	90
Ilustración 46. Diagrama para poner a trabajar el banco de pruebas	90
Ilustración 47. Banco de pruebas antes de la modificación y actualización ...	91
Ilustración 48. Banco de pruebas después de la actualización y modificación.	92
Ilustración 49. Conexión de las pinzas de voltaje y amperímetros del medidor para ver de manera individual la contribución del Sunny Boy y de la red eléctrica	94
Ilustración 50. Forma correcta de conectar las pinzas de voltaje y los amperímetros para ver la contribución del inversor y de la red eléctrica	94
Ilustración 51. Conexión de pinza de voltaje y amperímetro para observar la contribución de ambas fuentes en el medidor	95
Ilustración 52. Forma correcta de conectar la pinza de voltaje y el amperímetro para poder observar la contribución de ambas fuentes	95
Ilustración 53. Forma correcta de conexión del medidor	96
Ilustración 54. Banners adaptados al banco para que los estudiantes puedan realizar las conexiones.....	97
Ilustración 55. Carga resistiva	98
Ilustración 56. Carga capacitiva	98
Ilustración 57. Carga inductiva	99
Ilustración 58. Triángulo de potencias con distorsión (Fuente: quintoarmonico.es)	100
Ilustración 59. Gráficas de corriente carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m ²	101
Ilustración 60. Gráficas de corriente carga resistiva a una irradiancia de 500W/m ²	102
Ilustración 61. Gráficas de corriente carga resistiva solo con red eléctrica	103
Ilustración 62. Gráficas de corriente carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m ²	105
Ilustración 63. Gráficas de corriente carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m ²	105
Ilustración 64. Gráficas de corriente carga capacitiva solo con red eléctrica	106
Ilustración 65. Gráficas de corriente carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m ²	107
Ilustración 66. Gráficas de corriente carga inductiva a una irradiancia de 522.2 W/m ²	108
Ilustración 67. Gráficas de corriente carga inductiva solo con red eléctrica. 109	

Ilustración 68. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3 W/m ²	110
Ilustración 69. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0 W/m ²	111
Ilustración 70. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica	111
Ilustración 71. Señal con contenido armónico de segundo y tercer orden.	134
Ilustración 72. Triangulo de potencias sin tomar en cuenta la distorsión armónica ...	136
Ilustración 73. Triangulo de potencias tomando en cuenta la distorsión armónica.....	136

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Especificaciones eléctricas de panel fotovoltaico	46
Tabla 2. Características técnicas del inversor (Sunny Boy 700U)	48
Tabla 3. Operación a diferentes niveles de tensión del inversor Sunny Boy 700U	49
Tabla 4. Especificaciones técnicas del piranometro LP02.....	50
Tabla 5. Especificaciones técnicas del datalogger LI19.....	50
Tabla 6. Datos de consumos mensuales de GLOBALTEC S.A DE C.V. [11]	76
Tabla 7. KW-H/KWP para diferentes inclinaciones y orientaciones (Poli cristalino), San Salvador [11]	77
Tabla 8. Mediciones de armónicos con carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m ²	102
Tabla 9. Mediciones de armónicos con carga resistiva a una irradiancia de 500W/m ²	102
Tabla 10. Mediciones de armónicos con carga resistiva solo con red eléctrica	103
Tabla 11. Comparación de los valores de THD _i (%) para carga resistiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica	103
Tabla 12. Mediciones de armónicos con carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m ²	105
Tabla 13. Mediciones de armónicos con carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m ²	106
Tabla 14. Mediciones de armónicos con carga capacitiva solo con red eléctrica	106
Tabla 15. Comparación de los valores de THD _i (%) para carga capacitiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica	107
Tabla 16. Mediciones de armónicos con carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m ²	108
Tabla 17. Mediciones de armónicos con carga inductiva a una irradiancia de 522.2W/m ²	108
Tabla 18. Mediciones de armónicos con carga inductiva solo con red eléctrica	109
Tabla 19. Comparación de los valores de THD _i (%) para carga inductiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica	109

Tabla 20. Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3W/m ²	110
Tabla 21 Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0W/m ²	111
Tabla 22. Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica	112
Tabla 23. Comparación de los valores de THD _i (%) para carga resistiva, capacitiva e inductiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica	112
Tabla 24. Mediciones de energía para carga resistiva solo con red eléctrica	113
Tabla 25. Mediciones de energía para carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m ²	113
Tabla 26. Mediciones de energía para carga resistiva a una irradiancia de 500.0W/m ²	113
Tabla 27. Tabla comparativa de factores de potencia con carga resistiva....	113
Tabla 28. Mediciones de energía para carga capacitiva solo con red eléctrica	115
Tabla 29. Mediciones de energía para carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m ²	115
Tabla 30. Mediciones de energía para carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m ²	115
Tabla 31. Tabla comparativa de factores de potencia con carga capacitiva.	116
Tabla 32. Mediciones de energía para carga inductiva solo con red eléctrica	116
Tabla 33. Mediciones de energía para carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m ²	117
Tabla 34. Mediciones de energía para carga inductiva a una irradiancia de 522.2W/m ²	117
Tabla 35. Tabla comparativa de factores de potencia con carga inductiva.	117
Tabla 36. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica	118
Tabla 37. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3W/m ²	119
Tabla 38. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0W/m ²	119
Tabla 39. Tabla comparativa de factores de potencia con carga resistiva, capacitiva e inductiva.....	119

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se ha tratado en forma recurrente el tema de energías renovables, lo cual se debe a los altos niveles de contaminación que presenta el planeta y es por eso que se buscan otras alternativas para poder generar electricidad a partir de algunos recursos naturales que son virtualmente inagotables o que son capaces de regenerarse por sus propios medios y la generación fotovoltaica es una de estas.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas en el medio, pero esta vez se hará un enfoque en los sistemas que se conectan a una red eléctrica existente y se analizarán los efectos que pueden producir estos en el factor de potencia y en el contenido armónico de dicha red, este es un punto importante a analizar ya que la generación de dichos armónicos pueden causar daños que van desde el calentamiento de transformadores, hasta el ruido y posibles daños en circuitería electrónica.

La generación de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos se da en corriente directa y es por esto que es necesario inversores en este tipo de instalación, que son los que cumplen la labor de transformar la corriente de directa a alterna. En la actualidad se puede encontrar inversores que muestrean la onda de la red a la que se conecta, e incluso el factor de potencia del mismo se acopla al factor de potencia de la red a la que es conectado.

Esta investigación está orientada a buscar alternativas de como compensar el factor de potencia en inversores que no cuenten con este tipo de tecnología y poder de esta manera evitar cargos en los usuarios por un bajo factor de potencia, debido a que según la legislación de la SIGET un factor de potencia por debajo de 0.9 genera multas.

Los sistemas fotovoltaicos son la apuesta hoy en día de muchas empresas para la generación de electricidad de manera que estos les permitan percibir un ahorro energético lo cual significaría una reducción en los costos de producción de las mismas. Y es por eso que es importante tener en cuenta las variaciones que se podrían tener tanto en el contenido armónico como en el factor de potencia antes de echar a andar un proyecto fotovoltaico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

- Desarrollar un estudio sobre el factor de potencia y el comportamiento armónico de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en una instalación eléctrica, empleando los sistemas F.V instalados en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE; prever los efectos y su mecanismo de corrección.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Instalar un sistema de compensación reactiva en uno de los inversores con conexión a red existente en la escuela de ingeniería eléctrica.
- Realizar un estudio detallado de cómo funcionan las nuevas tecnologías de inversores y como mejoran el factor de potencia y el contenido armónico de la corriente inyectada a la red.
- Actualizar el banco de pruebas para el estudio del factor de potencia y comportamiento armónico de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, existentes en el laboratorio de aplicaciones fotovoltaicas.

Capítulo 1:
Conceptos y
Generalidades.

1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Conforme transcurre el tiempo, se han ido buscando alternativas de generación de electricidad y que éstas sean amigables con el medio ambiente, estos tipos de generación reciben el nombre de energías renovables, las cuales son energías limpias que se pueden utilizar de manera auto gestionada, siendo esto de mucha ayuda para el medio ambiente, debido al gran impacto que tienen los hidrocarburos, las energías renovables son la apuesta a futuro para tener un planeta más limpio y libre de contaminación.



Ilustración 1. Energías renovables (Fuente Prodiel)

La energía solar fotovoltaica es una alternativa muy prometedora, y es una de las antes mencionadas energías renovables. Ésta consiste en el aprovechamiento de la energía lumínica que proviene del sol y por medio de celdas solares poderla transformar en energía eléctrica, para su posterior utilización. La energía fotovoltaica está teniendo un amplio desarrollo favorecido por la concientización de organizaciones que tratan de preservar el medio en el que vivimos.

En el pasado la energía solar fotovoltaica se ha utilizado solo como fuente de alimentación para algunos tipos especiales de cargas o exclusivamente para zonas alejadas de las fuentes de energía convencional. Actualmente cada vez se emplean mucho más los sistemas fotovoltaicos conectados a la red; sobre

todo por el hecho que sus costos de instalación se han reducido apreciablemente llegando a \$0.05 el Kwh generados.

Básicamente se pueden identificar dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: Los sistemas aislados y los sistemas conectados a la red. El primero de los casos es un tipo de sistema que funciona de manera autónoma y consta de colectores de energía para seguir funcionando incluso en las horas donde El sol está oculto y los paneles solares dejan de producir, este tipo de sistemas está siendo muy utilizado en lugares donde no se cuenta con el servicio de energía eléctrica o en equipos que desean ser instalados aislados de la red eléctrica.

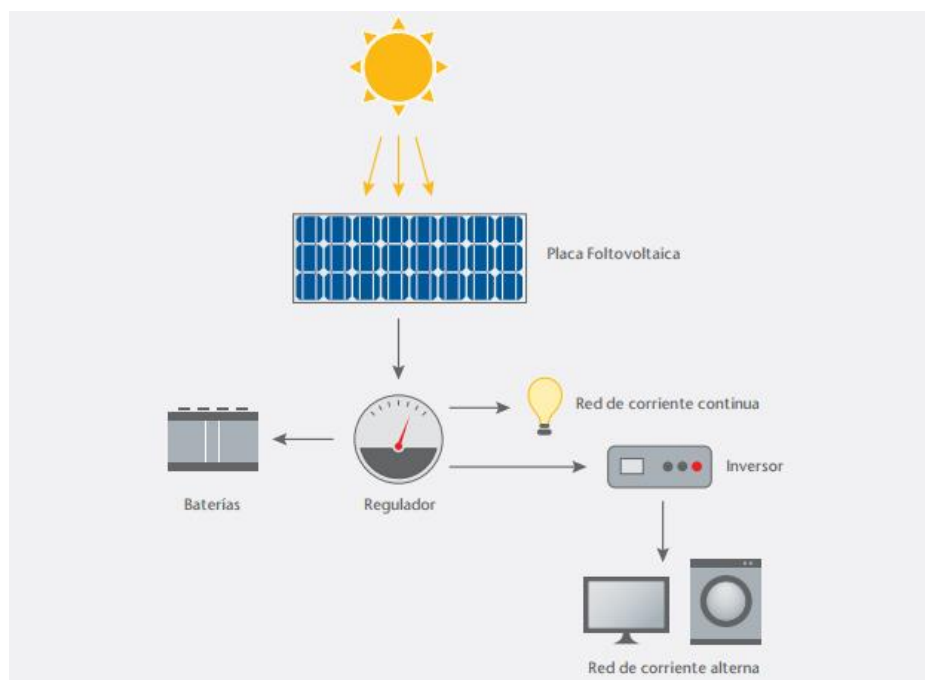


Ilustración 2. Sistema fotovoltaico aislado (Fuente: Phoenix Solar)

La aplicación en auge de la energía solar fotovoltaica es la conexión a las diferentes redes eléctricas, esto con el fin de reducir los costos en facturación por parte de las distribuidoras o simplemente para suplir una mayor cantidad de demanda que día a día sigue creciendo.

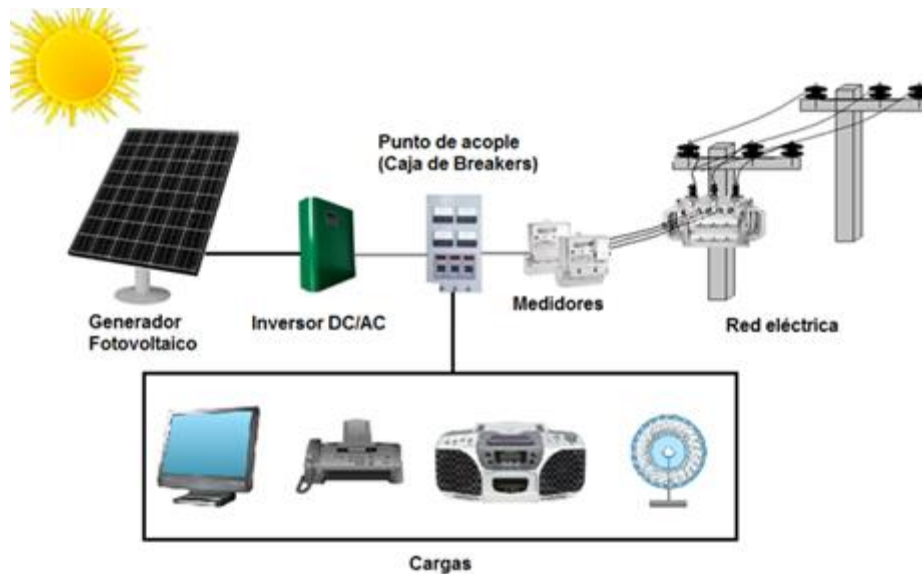


Ilustración 3. Sistema fotovoltaico conectado a la red (Fuente: docplayer.es)

1.2 INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Un inversor fotovoltaico, es un dispositivo cuya función es convertir la corriente continua procedente de los generadores fotovoltaicos en corriente alterna, Estos se dividen en dos tipos: Inversores aislados e inversores conectados a la red.



Ilustración 4. a) inversor para sistemas aislados. b) inversor para sistemas conectados a la red

El presente estudio se basa principalmente en inversores conectados a la red y es por ello que se hará un enfoque especial en ellos.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna, especialmente diseñado para esa aplicación.

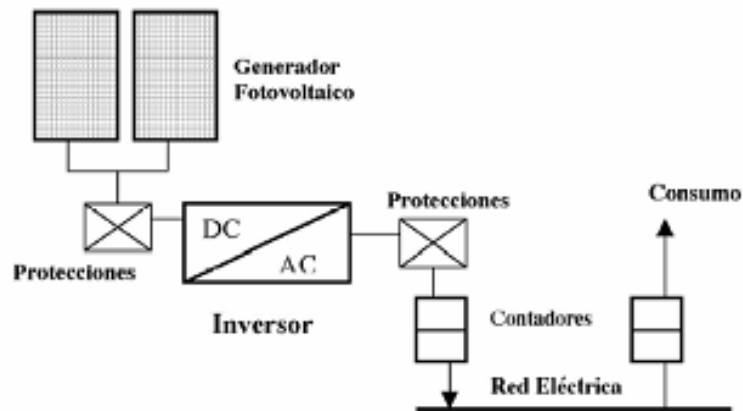


Ilustración 5. Componentes principales de un sistema de conexión a red (Fuente: Universidad Católica de Chile)

Para optimizar el grado de aprovechamiento del GFV, los inversores deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica).

1.3 CALIDAD DE LA SEÑAL

Las dos principales cuestiones técnicas a tener en cuenta en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conectados a la red, operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, y es algo que se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor demandara a la red energía reactiva (VAr), afectando a la tensión del sistema, lo cual puede

degradar la calidad del servicio de los demás consumidores conectados a dicha red. Además, esto es poco deseable para la compañía eléctrica ya que no puede ser razonable esperar que ésta cargue con los costes de suministrar potencia reactiva mientras no se le compra potencia activa, o quizá incluso tener que comprar potencia activa si es un auto generador.

La demanda de energía reactiva ya sea debido a cargas o inversores, es penada por la ley si el factor de potencia es menor a 0.9. Por ello, un factor de potencia lo más próximo a la unidad en el punto de conexión y en la salida del convertidor es lo que las compañías eléctricas desean.

El gran aumento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y de los inversores que se conectan a la red eléctrica como interfaz de sistemas de energía solar, ha despertado el interés de estudiar métodos para la corrección del factor de potencia y contenido armónico en inversores fotovoltaicos que no cuenten internamente con esta función para evitar problemas de multas o cargos adicionales por las distribuidoras y que los sistemas de generación solar funcionen de una manera apropiada [2]

1.4 EL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es un parámetro utilizado para describir la cantidad de energía que realmente se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es la unidad y esto indicaría que toda la energía que se ha consumido ha sido transformada en trabajo. Por el contrario un factor de potencia bajo indica un consumo mayor de energía para efectuar o producir un trabajo útil.

Existen tres tipos de potencia existentes en corriente alterna las cuales son:

- Potencia Real.
- Potencia Reactiva.
- Potencia Aparente.

En este estudio es muy importante saber diferenciar entre estos tres tipos de potencia y es por ello que se definirán brevemente cada una de ellas.

Potencia Real: También conocida como potencia activa, es la potencia realmente útil, es la energía que realmente se aprovecha cuando ponemos a funcionar un equipo eléctrico y este realiza un trabajo. La unidad de medida de la potencia real es el Watt.

Potencia Reactiva: No es realmente una potencia consumida en una instalación eléctrica, debido a que no produce trabajo útil. Este tipo de potencia aparece en una instalación eléctrica en la que hay condensadores o inductores, ya que es necesaria para crear campo eléctrico y magnético respectivamente en dichos componentes. La unidad de medida de la potencia reactiva es VAR (Voltamperios reactivos)

Potencia Aparente: Es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados entre la potencia real y la potencia reactiva. La unidad de medida de la potencia aparente son los VA (Voltamperios)

Estos tres tipos de potencia se relacionan por medio del triángulo de potencia el cual es una herramienta matemática que nos permite entender de mejor manera la relación existente entre los diferentes tipos de potencia.

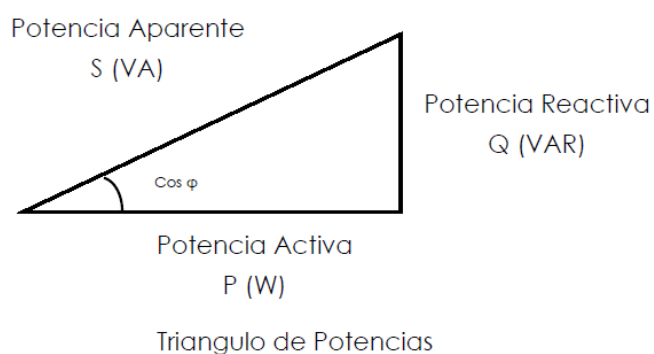


Ilustración 6. Triángulo de potencias

En el antes mostrado triángulo de potencia aparece un término muy importante como los es el $\cos \phi$ que es como comúnmente se conoce el factor de potencia que como se mencionaba anteriormente es un parámetro básico con el cual podemos definir en realidad que cantidad de energía es transformada en trabajo.

En El Salvador a las empresas distribuidoras no les conviene que las industrias manejen un factor de potencia bajo debido a que la potencia que estas exigen de la red es mucho mayor de la que en realidad está siendo utilizada, y es por eso que por medio de la legislación de la SIGET estas pueden sancionar a los usuarios que presenten un bajo factor de potencia.

La factura de electricidad en El Salvador cuenta con diferentes tipos de cobros entre los cuales encontramos: Cargo de comercialización, Cargo de distribución, aparte de los cobros por el consumo energético. Pero si los clientes de las

empresas distribuidoras no cumplen, teniendo un factor de potencia dentro del rango permisible estas los penalizan siguiendo la siguiente metodología.

Los términos y condiciones generales al consumidor final del pliego tarifario del año 2016 que la SIGET define establece en el artículo 50 la siguiente disposición:

- 1- Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90 el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.90.
- 2- Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.6 y menor que 0.75 el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.75.
- 3- Si el Factor de potencia fuese inferior a 0.60, el distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Esta penalización no puede hacerse vigente sin antes ser prevista, y es por eso que se deben seguir los siguientes lineamientos [15]

- La medición del factor de potencia se deberá de realizar con el consentimiento del usuario final.
- En los casos que el factor de potencia sea inferior a 0.9 el distribuidor notifica al usuario el bajo factor de potencia para que corrija dicha condición en un plazo de 90 días consecutivos contados a partir de la notificación.
- El distribuidor deberá reiniciar el registro de factor de potencia, cada ciclo mensual de lectura.

A continuación se presenta una imagen ilustrativa de la forma en que las empresas distribuidoras detectan un problema con el factor de potencia y como estas permiten al usuario corregirlo en el plazo estipulado que son 90 días a partir de una notificación.

1.5.1 ¿QUÉ ORIGINA LOS ARMÓNICOS?

Entre otros muchos, los principales causantes de distorsiones armónicas son los siguientes:

- Las reactancias electromagnéticas y electrónicas del alumbrado.
- Equipos de soldadura eléctrica
- Equipos electrónicos conectados a la red monofásica
- Arrancadores electrónicos
- Variadores de velocidad
- Los circuitos de rectificación de AC a DC que corresponden a la fuente de alimentación de un equipo electrónico

Efectos de los armónicos en la red eléctrica

- Aumento de la potencia a transportar, empeorando el factor de potencia de la red.
- Disparo fuera de tiempo de interruptores automáticos.
- Sobrecarga y calentamiento de conductores.
- Vibraciones y sobrecargas en las maquinas.
- Creación de inestabilidad en el sistema eléctrico.
- Mediciones erróneas en equipos de medida.

En El salvador la SIGET para el caso de los armónicos sigue el siguiente lineamiento para la identificación y depuración de los mismos, y al igual que para el caso del factor de potencia puede sancionar al usuario que no cumpla con la erradicación de estos, siguiendo los siguientes lineamientos.

Recargos en la Factura



Perturbaciones

Normativa Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución

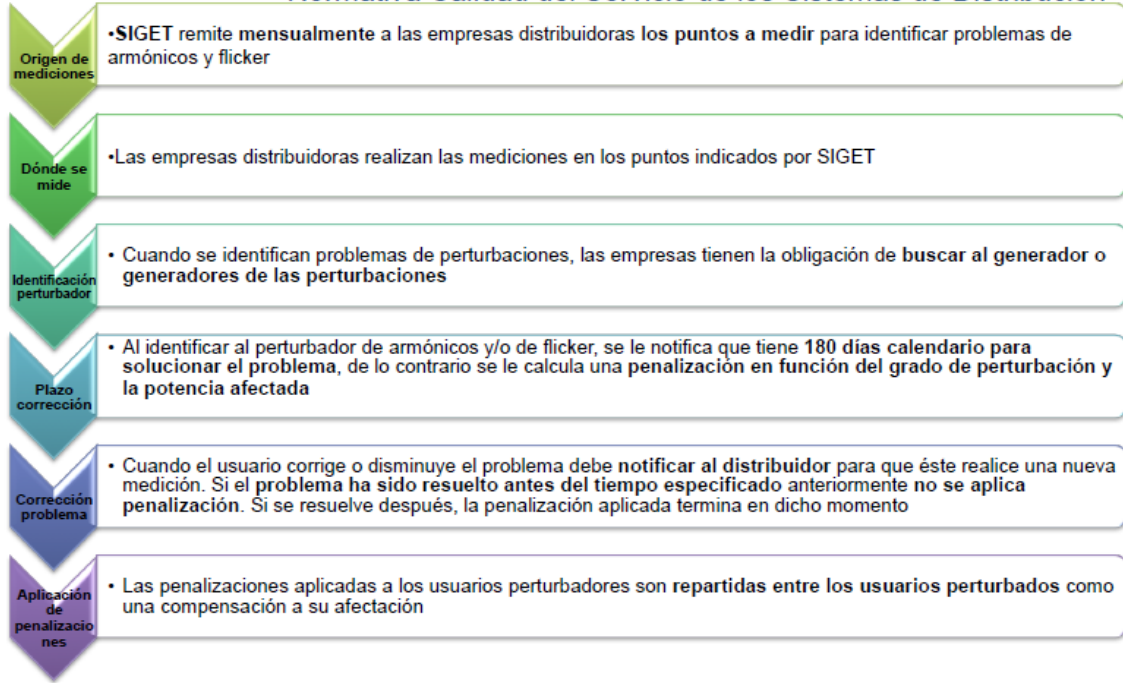


Ilustración 8. Procedimiento que exige la SIGET a las empresas distribuidoras para la regulación del comportamiento armónico en las redes de energía eléctrica (Fuente: AES)

Ahora que ya se tiene conocimiento de los efectos y cargos que puede ocasionar un bajo factor de potencia y la generación de contenido armónico en una instalación eléctrica, se procede al estudio de las tecnologías que utilizan los diferentes tipos de inversores para la corrección de este tipo de problemas, y de la misma manera ofrecer una solución de como prever una solución óptima y factible a dichos problemas.

Capítulo 2:

Inversores fotovoltaicos
conectados a la red
eléctrica.

2.1 INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Un generador fotovoltaico produce energía eléctrica en forma de corriente continua que se puede usar para aportar la energía generada a la red de distribución eléctrica. Para generadores fotovoltaicos que serán conectados directamente a la red de distribución eléctrica se requiere convertir la corriente continua generada en corriente alterna a la tensión y la frecuencia demandadas por las compañías eléctricas.

Un inversor es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia.

Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica y es necesario que dispongan de seguidor del punto de máxima potencia. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red.

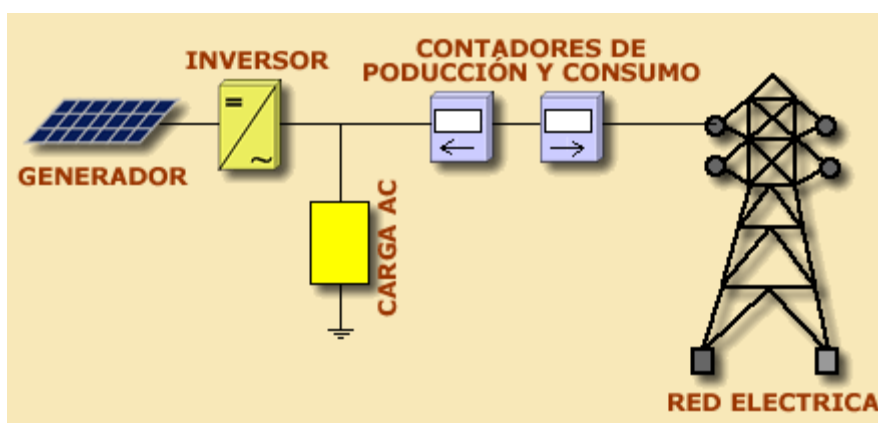


Ilustración 9. Esquema de un sistema FV conectado a la red

2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED

Deben tener las siguientes características y funciones:

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. El inversor tiene que llevar un seguidor MPP.
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de la distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Cortocircuitos en alterna
 - Tensión de red fuera de rango
 - Frecuencia de red fuera de rango
 - Sobretensiones
 - Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0.5% de su potencia nominal.
- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand-by) [1].

2.2 CONFIGURACIÓN DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

2.2.1 INVERSOR CENTRALIZADO

El GFV está conectado a un único inversor. Se usa en instalaciones de mucha potencia en la que los módulos fotovoltaicos están divididos por muchas ramas en paralelo de módulos conectados en serie (string).

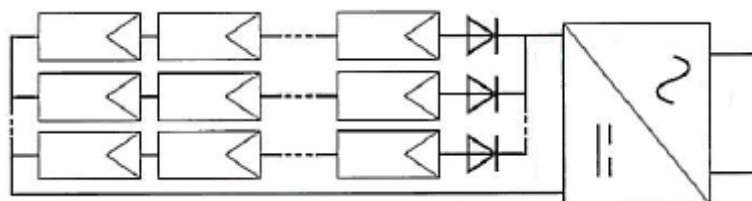


Ilustración 10. Conexión de MFV a inversor Centralizado

Este tipo de inversor permite la generación de potencias elevadas con un buen rendimiento y costos reducidos al disponer de una instalación centralizada con protecciones únicas. El inversor centralizado también cuenta con algunas limitaciones:

- Limita la fiabilidad del sistema fotovoltaico al depender de un único inversor que, si se avería, produce la parada de toda la instalación.
- Pérdidas en los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas en los diodos de bloqueo.
- Pérdidas en la potencia máxima de los paneles fotovoltaicos (el punto de máxima potencia MPPT no es óptimo).
- Problemas de sombreado, esta configuración es muy sensible al sombreado.
- No flexibilidad en el diseño, provocando un mal funcionamiento cuando se está lejos de la potencia nominal de diseño establecida [2].

2.2.2 INVERSOR DE CADENA

Esta configuración consta de varias ramas de módulos fotovoltaicos conectados en serie y que dispone de un inversor en cada rama. Reciben el nombre de inversores de cadena porque tienen en su entrada una sola rama o cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Este tipo de inversor cuenta con potencias nominales que van desde 1 a 10 kW aproximadamente, se pueden conectar varios inversores en paralelo para obtener la potencia deseada.

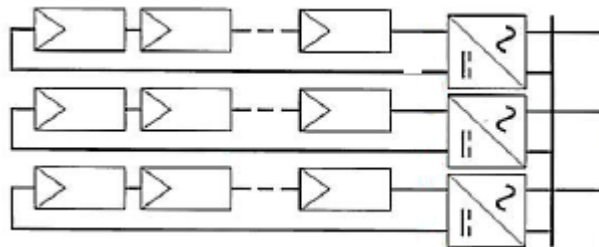


Ilustración 11. Conexión de MFV a inversores de cadena

Las ventajas con esta tecnología son:

- Elimina las pérdidas asociadas a los diodos de bloqueo.
- Reduce los fallos debido al sombreado de los MFV y aumenta la energía generada por el sistema fotovoltaico.
- Se consigue un MPPT óptimo al utilizar un inversor por cada rama
- Tienen un rendimiento mayor que los inversores centrales.
- Permite que diferentes ramas puedan tener condiciones de insolación distintas.
- La utilización de diferentes convertidores CC/CC permite la desconexión de las ramas dañadas sin necesidad de dejar fuera el sistema global.
- La posibilidad de utilizar un control separado para cada convertidor CC/CC permite minimizar los armónicos de amplitud de la tensión del bus de continua DC [2].

2.2.3 INVERSOR MULTICADENA

Son inversores que permiten la conexión de varias ramas de módulos fotovoltaicos, cada una con su propio seguidor MPPT y disponen de una única etapa inversora. Se fabrican para potencias en el rango de 3 a 10 kW.

Las ventajas de esta configuración frente a la de un inversor centralizado son:

- Cada rama se puede controlar individualmente.
- Nuevas ramas pueden ser conectadas a la plataforma ya existente.
- Un diseño más flexible con mejor rendimiento (aproximadamente de 1 a 3% más que el rendimiento de un sistema centralizado).
- El precio por watt disminuye [2].

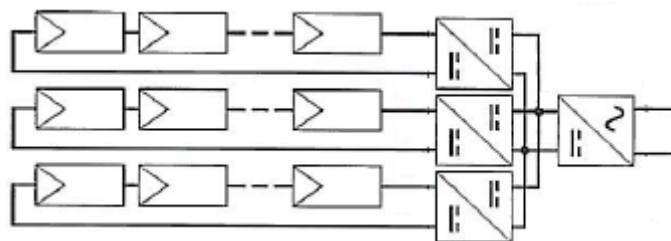


Ilustración 12. Conexión de MFV a un inversor multicadena

2.2.4 INVERSOR INTEGRADO EN EL MÓDULO (MICRO INVERTER)

Son inversores que van directamente instalados en el módulo fotovoltaico y habitualmente se utilizan en sistemas fotovoltaicos de poca potencia, desde 50W a 500 W. No existe cableado de corriente continua ya que la conversión de corriente continua en corriente alterna se realiza en el mismo modulo.

En SFV con varios módulos, las sombras sobre un módulo no afectan al resto del sistema y si un inversor tiene alguna falla el resto de módulos fotovoltaicos puede seguir produciendo energía.

Un inconveniente que puede presentar este tipo de tecnología es que si se presenta una avería importante en el inversor, solo puede cambiarse junto con el modulo fotovoltaico [2].

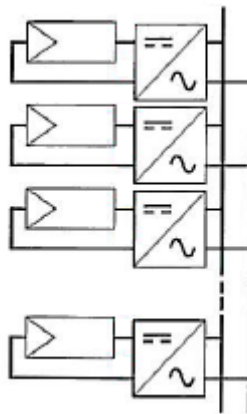


Ilustración 13. AC module

2.3 MODO DE CONMUTACIÓN DE LOS INVERSORES

Los primeros inversores fotovoltaicos conectados a la red fueron inversores conmutados por red, con la etapa de conexión a la red realizada mediante tiristores con conmutación provocada por la evolución de la tensión de red. Este tipo de inversores operan normalmente con un factor de potencia bajo (0.6 y 0.7), un alto nivel de distorsión armónica de la corriente de salida, una mala calidad de la potencia y presentan fallos en su conmutación en el momento en que aparece un fallo de red. Pero, por el contrario, esta topología es robusta, eficiente y barata.

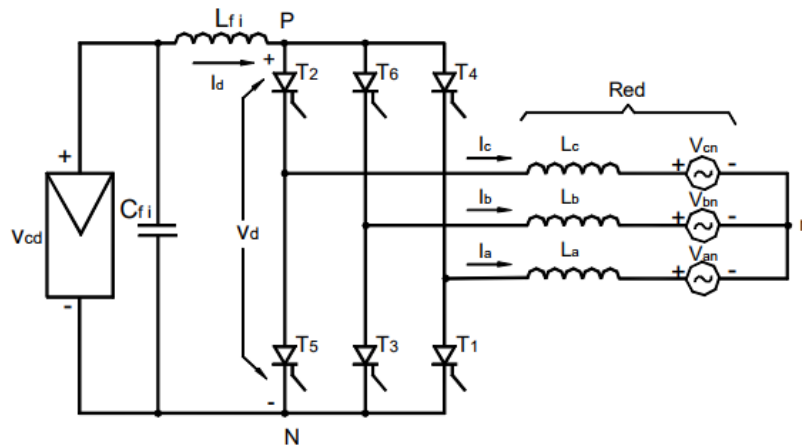


Ilustración 14. Inversor conmutado por red, con la etapa de conexión realizada mediante tiristores.

Debido al desarrollo rápido en los semiconductores de potencia, los tiristores han sido substituidos por Mosfets, IGBTs y los inversores centralizados conmutados por red han sido remplazados por inversores auto conmutados en un rango de potencia superior a 2KW.

Este tipo de inversores pueden ser conectados a la red ya que pueden sincronizar su tensión alterna con la tensión de la red eléctrica, de manera que inyectan cualquier nivel de corriente a la red, siempre que no superen su potencia nominal. Son inversores seguros.

Los inversores auto conmutados utilizan generalmente el control PWM y una frecuencia de conmutación alta (de 1kHz a 20kHz) dependiendo del dispositivo utilizado, por lo que la señal de salida suele ser perfectamente sinusoidal. Este concepto es robusto, eficaz y su tecnología no cara, permitiendo asegurar una fiabilidad alta y un precio bajo por Watt.

Los únicos inconvenientes de este tipo de inversores son:

- El precio: son bastante más caros que los inversores basados en tiristores.
- La máxima potencia está bastante limitada ya que al funcionar a alta frecuencia de conmutación, las pérdidas debidas a la conmutación se disparan y deben ser controladas.

- El rendimiento de los inversores auto conmutados es menor que el rendimiento de los inversores conmutados por red debido a la alta frecuencia y a las pérdidas por conmutación.

La reducción de los armónicos y el mejor factor de potencia son los principales motivos de interés de las nuevas topologías del inversor y el diseño de sistemas para responder a las nuevas normas que cubren la calidad de la potencia [2].

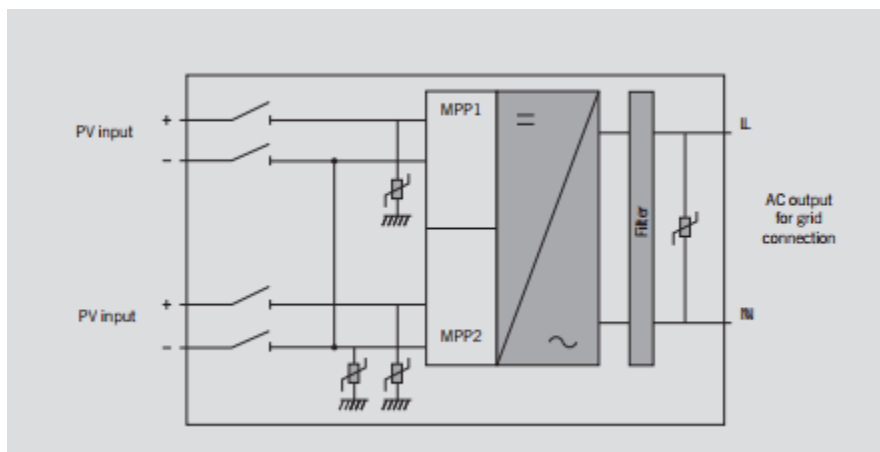


Ilustración 15. Inversor con múltiples MPPT

Capítulo 3:

Estudio de contenido armónico y de compensación reactiva en inversores fotovoltaicos conectados a la red

3.1 LOS ARMÓNICOS

Una tensión armónica es una tensión sinusoidal cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación. Según Fourier, cualquier señal periódica, por compleja que sea, se puede descomponer en suma de señales sinusoidales cuya frecuencia es múltiplo de la fundamental.

$$S(t) = \sum_1^{n \rightarrow \infty} (A_0 + A_1 \cdot \sin(2\pi \cdot f_1) + A_2 \cdot \sin(2\pi \cdot 2f_1) + \dots + A_n \cdot \sin(2\pi \cdot nf_1))$$

Ecuación 3.1

Esta expresión matemática permite descomponer cualquier señal en suma de señales sinusoidales, donde f_1 es la frecuencia de la componente fundamental y A_0, A_1, A_2, \dots son las amplitudes de las distintas senoides cuya expresión matemática para calcularlas también están definidas en las series de Fourier.

En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales, lo cual significa que su impedancia no es constante (está en función de la tensión). Estas cargas no lineales a pesar de estar alimentadas con una tensión sinusoidal absorben una intensidad no sinusoidal, haciendo que la corriente quede desfasada un ángulo ϕ respecto a la tensión. Para simplificar a la hora de hacer cálculos, se considera que las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red. Los componentes que suelen originar armónicos son: los variadores de velocidad, balastos electrónicos, equipos informáticos y en general cualquier tipo de carga con componentes activos, tales como diodos, transistores, tiristores, etc.

Las características que definen a los armónicos son las amplitudes de cada armónico y el orden del armónico.

3.1.1 ORDEN DEL ARMÓNICO

El orden del armónico es el número entero de veces que la frecuencia de ese armónico es mayor que la de la componente fundamental. Por ejemplo, el

armónico de orden 3 es aquel cuya frecuencia es 2 veces superior a la de la fundamental, o lo que es lo mismo, si la fundamental es de 60 Hz el armónico de orden 3 tendría una frecuencia de 180 Hz. El armónico fundamental se considera de orden 1.

Los armónicos se pueden clasificar en dos tipos: los impares y los pares. Los armónicos impares son los que se encuentran habitualmente en las instalaciones eléctricas, industriales y edificios comerciales. Los armónicos de orden par sólo existen cuando hay asimetría en la señal debida a la componente continua.

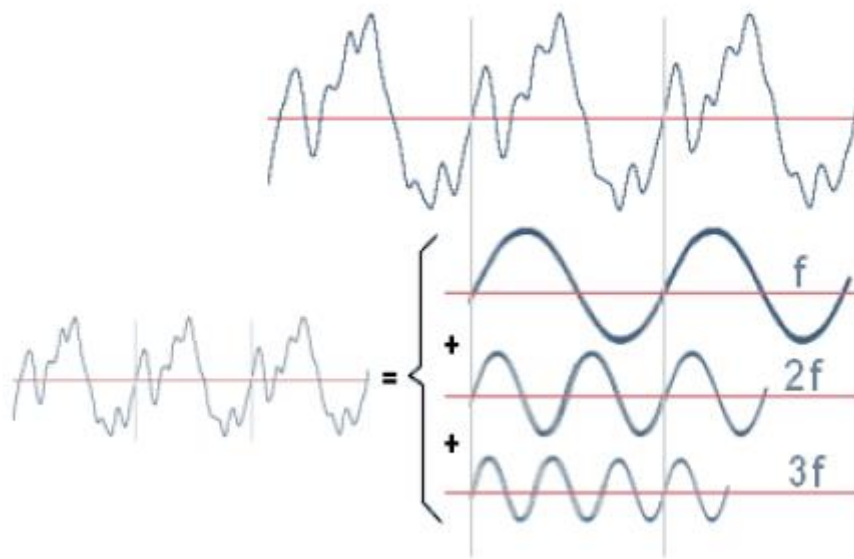


Ilustración 16. Señal con contenido armónico de segundo y tercer orden

3.1.2 EL ESPECTRO ARMÓNICO

El espectro armónico permite descomponer una señal en sus armónicos y representarlo mediante un gráfico de barras, donde cada barra representa un armónico, con una frecuencia, un valor eficaz, magnitud y desfase.

El espectro armónico es una representación en el dominio de la frecuencia de la forma de onda que se puede observar con un osciloscopio. Cada barra representa un armónico, pudiendo tener armónicos de orden 3, 5...

El espectro armónico de una señal deformada llega hasta el infinito, sin embargo por convenio se limita el número de armónicos que se analizan, ya que por encima del orden 40 raras veces se tienen armónicos de un valor significativo

que pueda perturbar el funcionamiento de los equipos y elementos conectados a la instalación eléctrica.

En una instalación eléctrica, donde por ella sólo circula corriente alterna, el espectro está formado por componentes armónicos de orden impar. Los armónicos de orden par aparecen principalmente cuando circulan tensiones o corrientes con componente continua.

3.2 DISTORSIÓN ARMÓNICA

La distorsión armónica de una onda representa el contenido en armónicos que tiene esa señal. La cantidad de distorsión que presenta una forma de onda de tensión o corriente se cuantifica mediante un índice llamado Distorsión armónica total (THD), definido para tensiones y corrientes por las ecuaciones 3.1 y 3.2, donde V_1 e I_1 son las componentes fundamentales de tensión y corriente respectivamente y V_h e I_h los armónicos h . Todos en términos eficaces.

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}$$

Ecuación 3.2

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

Ecuación 3.3

El factor de potencia (FP) se puede definir como el producto del factor de potencia de desplazamiento (FPD) y del ratio $\frac{I_1}{I_S}$.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{I_1}{I_S} \times FPD$$

Ecuación 3.4

Donde $FPD = \cos \varphi$, siendo φ el ángulo de desfase entre tensión y corriente.

El factor de potencia está íntimamente ligado a la distorsión armónica. A mayor distorsión armónica mayor es la corriente total I_S respecto su componente

fundamental I_1 (ya que el resto son armónicos), de modo que el factor de potencia disminuye. Por lo tanto, la presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con la que el equipo proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar, tanto a nivel de seguridad como también de efectividad.

La distorsión armónica total de la onda de corriente generada por el inversor THD_I , es una medida de la calidad de la energía generada por el inversor sobre la que existe normativa internacional (IEC 61000-3-2). En ella se indica que la distorsión armónica total de la corriente sea inferior al 5% cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión de la red eléctrica a la que está conectado sea inferior al 2%, además de que cada armónico individual sea inferior a un valor determinado. [3]

3.3 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DE LOS ARMÓNICOS

Con el creciente aumento en el uso de cargas no lineales, se han empezado a tener algunos problemas en las instalaciones eléctricas debido a los efectos de las componentes armónicas de corrientes y voltajes en el sistema eléctrico, que no se contemplaban anteriormente. A continuación se presenta un análisis de los efectos más comunes provocados por las armónicas en los sistemas eléctricos.

3.3.1 EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

a) Calentamiento

El calentamiento es uno de los efectos más importantes de los armónicos. Se puede producir en los devanados de los transformadores, motores, conductores en general y especialmente en el hilo de neutro.

Debido al efecto piel, a medida que la frecuencia de la tensión o corriente aumenta, ésta tiende a circular por el exterior del conductor desaprovechando parte de la sección, lo que significa que aumenta la resistencia del cable. Esta mayor resistencia, unida a la circulación por el exterior provoca un aumento de la temperatura del cable, con el consiguiente peligro de dañar el aislamiento del

mismo y llegar, en ciertos casos, a generar un foco de incendio, en especial si el cable no está protegido contra el fuego.

Los conductores de neutro se ven especialmente perjudicados porque es habitual diseñarlos con una sección igual a la mitad de la sección de los conductores de fase, ya que cuando el sistema está equilibrado la corriente por el neutro debería ser cero.

b) Disparo de protecciones

Las señales con armónicos pueden tener un valor de corriente eficaz muy pequeño y sin embargo alcanzar un valor de pico muy grande. Este hecho hace que equipos de protección, magneto térmicos y diferenciales puedan saltar.

c) Resonancia

Un capacitor en paralelo con una inductancia forma un circuito resonante, capaz de amplificar las señales de una determinada frecuencia. Este circuito resonante puede amplificar ciertos armónicos, pudiendo hacer que los efectos de estos sean todavía más perjudiciales, llegando a quemar las baterías.

d) Vibraciones y acoplamientos

Las altas frecuencias de los armónicos y las subidas y bajadas rápidas de las señales distorsionadas provocan interferencias electromagnéticas que pueden ser radiadas o conducidas. Las interferencias electromagnéticas pueden provocar: vibraciones en cuadros eléctricos y transformadores, y/o acoplamientos en redes de comunicación como las de telefonías o redes de ordenadores.

e) Deterioro de la forma de onda de la tensión

Cuando una instalación eléctrica tiene una gran cantidad de armónicos, la corriente distorsionada generada por las cargas puede provocar una deformación de la forma de onda de tensión, llegando a presentar achatamiento o aplanamiento en la parte superior e inferior de la forma de onda cuando la distorsión es importante. Este achatamiento hace que la señal no alcance el valor de pico adecuado, provocando el mal funcionamiento de los puentes de diodos,

que se encuentran en fuentes de alimentación, o en convertidores de frecuencia, que consumen corriente cuando la señal de tensión alcanza su valor máximo.

f) Tensión entre neutro y tierra distinta de cero

La circulación de corriente por el conductor de neutro provoca una caída de tensión entre neutro y tierra, ya que la resistencia del cable de neutro no es cero. Esta tensión perjudica la calidad de la red y puede tener efectos nefastos sobre la instalación produciendo ruido de modo común. Por ello, además de mantener la tensión entre neutro y tierra a cero, es recomendable tener un buen sistema de tierras y que las conexiones de los equipos no formen lazos entre ellos para evitar la circulación de corrientes parásitas y disminuir el riesgo de daños en los equipos.

3.3.2 CONSECUENCIA DE LOS ARMÓNICOS EN EQUIPOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

a) Motores asíncronos

La circulación de corrientes armónicas por los devanados del motor provoca calentamientos en los mismos, lo que pone en peligro el aislamiento térmico del arrollamiento. También puede producirse una pérdida de rendimiento y reducción de la vida del motor.

b) Cables

Los cables presentan una impedancia que depende de la frecuencia. A mayor frecuencia, mayor es la impedancia del cable, con lo que la calidad de la alimentación eléctrica se deteriora y se puede producir un excesivo calentamiento.

c) Capacitores

Éstos disminuyen su impedancia con la frecuencia, con lo que cuanto mayor sea la frecuencia mayores posibilidades de corrientes parásitas, acoplamiento entre cables, mal funcionamiento de las protecciones y relés. Hay peligro de sobrecarga por el efecto de la resonancia.

d) Transformadores

Los armónicos producen varios efectos sobre los transformadores. Calienta el bobinado, aumenta la impedancia de fuente y produce pérdidas debidas a las corrientes de Foucault. La impedancia del transformador aumenta con la frecuencia, con lo que la distorsión armónica total de tensión (THDv) también aumenta. [3] [4]

3.4 SOLUCIONES PARA DISMINUIR EL EFECTO DE LOS ARMÓNICOS

Para encontrar una solución al problema de armónicos es necesario contrarrestar los síntomas porque no se puede eliminar el problema de raíz ya que este fenómeno electromagnético es ocasionado principalmente por las nuevas tecnologías electrónicas cada vez más crecientes y diversificadas y eliminar su uso no es posible.

A continuación se dan algunas sugerencias para resolver ciertos problemas típicos de los armónicos y evitar que los sigan causando en el futuro.

a) Sobredimensionamiento en las instalaciones eléctricas

En una instalación donde la presencia de armónicos es relativamente importante, si el transformador trabaja en límites próximos al 75% de su potencia nominal, se pueden presentar síntomas de notable relevancia, como consecuencia de las cargas deformantes, pudiendo apreciar manifestaciones tales como vibraciones y ruidos, sobrecalentamientos y disfunciones en los elementos de protección (magnetotérmicos y diferenciales).

Estos fenómenos acaban afectando principalmente a la calidad de la tensión, provocando una distorsión armónica total de tensión elevada. Al tener una mala calidad de tensión, los mismos armónicos de la instalación se comportan incrementando sus tasas de distorsión y se llega a unos términos en los que hay que tomar soluciones, ya que una tensión distorsionada puede provocar el anómalo funcionamiento de determinados receptores.

Con fuentes de mayor potencia, platinas y cables de mayor sección, se consigue que el efecto de los armónicos en las instalaciones, provoque menos incidencias y tarde más en manifestarse.

Al tener mayor potencia de fuente, la distorsión de tensión será menor (la calidad de la tensión será mejor) ya que la relación de la potencia armónica respecto a la potencia de la fuente es menor. De esta manera la impedancia de la instalación es más baja gracias al sobredimensionamiento de la fuente.

Si los armónicos tienen una sección mayor de cable o de pletina por donde circular, el efecto piel tendrá menor incidencia provocando un menor calentamiento de los conductores y de las protecciones.

En resumen, como consecuencia de este sobredimensionamiento la impedancia total de la instalación disminuye, evitando que aumenten las pérdidas por efecto Joule ocasionadas por los armónicos al ofrecer una sección mayor en cables y platinas. [3]

b) Transformadores

Los transformadores generalmente utilizados como elementos de adaptación de tensión, en ocasiones se utilizan para cambiar el régimen de neutro de la instalación o para generar un aislamiento galvánico entre elementos de electrónica de potencia o como medida suplementaria de seguridad contra contactos directos.

Hoy en día los transformadores también tienen su aplicación en el campo de los armónicos, precisamente gracias a la propiedad de poder aislar las cargas de la fuente y añadiéndole las distintas posibilidades de sus configuraciones de conexión y de construcción.

Estos transformadores permiten poder tener una determinada carga o conjunto de cargas, susceptibles de causar problemas a otros equipos, controladas en una zona concreta de la instalación, para que no perjudiquen al resto.

En sistemas trifásicos compensados, la corriente fundamental y las de los armónicos 5^o, 7^o, etc. se anulan mutuamente, mientras que las corrientes monofásicas del tercer armónico tienen el mismo desfase y, por consiguiente,

se acumulan en el conductor neutro, retornando una corriente igual a tres veces las de las fases.

La circulación de corrientes importantes por el neutro debidas al armónico tercero y los múltiplos de tres, generan un desprendimiento de calor significativo debido al efecto Joule. Otro inconveniente de esta circulación es debido generalmente a su capacidad de deformar la tensión, haciéndola perder su carácter sinusoidal.

Los transformadores utilizados específicamente para el confinamiento y control de los armónicos en una determinada zona de la instalación, se construyen con unos materiales y características especiales para este fin, ya que han de estar preparados para poder soportar en permanencia los efectos de los armónicos, con la misión de mantener unas prestaciones mínimas de calidad de tensión. [3]

c) Filtros activos

Los filtros activos analizan cada una de las fases de manera permanente, teniendo en cuenta la forma de la corriente de carga. De este análisis se extrae el espectro armónico, que está constituido por la suma de la intensidad fundamental y la de todos u cada uno de los armónicos. El filtro genera una señal de corriente que es igual a la diferencia entre la corriente de carga y la intensidad fundamental. Esta diferencia que es la suma de las corrientes armónicas desfasada 180° , se inyecta a la carga de tal manera que la resultante será una corriente senoidal igual a la intensidad fundamental de la fuente.

El filtro activo se intercala en paralelo entre la fuente y la carga, teniendo que dimensionarse exclusivamente para las corrientes armónicas y no para la corriente total.

El principio de la compensación activa, consiste en utilizar la electrónica de potencia para poder generar las componentes armónicas que anulen a las de las cargas no lineales, reinyectando esta corriente en sentido contrario a través de su propio puerto de alimentación, consiguiendo así anular en el punto de inserción los armónicos que provienen de la carga. [3]

d) Filtros pasivos

Los filtros pasivos son los más simples y económicos, pero menos flexibles y efectivos para filtrar armónicos. Los filtros anti armónicos suelen ser del tipo LC.

Este filtro dispone de una bobina serie y, en paralelo, la que sintoniza con el armónico a eliminar, cerrando las bobinas con unos condensadores entre fases. Son elementos puramente pasivos, usados como circuitos en paralelo en la entrada de los servicios con problemas de generación de armónicas, evitando de esta manera que entren al sistema de distribución. También los filtros pueden instalarse directamente en un equipo particular donde existe un grave problema de generación de armónicas, evitando de esta manera que circulen en la propia instalación eléctrica del usuario.

El comportamiento de los filtros pasivos es ser sensitivos a la impedancia del sistema para los cuales han sido ajustados. Para aplicaciones en las que la impedancia del sistema puede cambiar a lo largo del tiempo, se corre el riesgo de que quede obsoleto ya que con toda probabilidad, habrá cambiado el espectro armónico de las cargas o el de la instalación. Los filtros pasivos con frecuencia no proporcionan un comportamiento satisfactorio, bajo ciertas circunstancias pueden causar problemas de resonancia sobre el sistema donde están conectados.

La atenuación serie (intercalar una inductancia serie entre la fuente y la carga) es una solución que se ha adoptado recientemente para proteger las baterías de condensadores, utilizadas en la compensación de la energía reactiva, cuya impedancia disminuye de manera importante como consecuencia de los armónicos, ya que éstos circulan por el punto donde menor resistencia les ofrece y acaban pasando por el interior de los condensadores, pudiendo llegar a destruirlos. [3]

Con respecto a las soluciones antes mencionadas se pueden identificar tres puntos para colocar los equipos y dispositivos para la mitigación de armónicos:

- 1- El primero es en los bornes (platinas de conexión) de las cargas generadoras de armónicos. Esta es la ubicación idónea, pues elimina o amortigua el disturbio en el lugar en el que se produce, focalizándolo y evitando su propagación a lo largo de la red.

- 2- El segundo punto se localiza en los tableros eléctricos de distribución secundarios. Esta posición se recomienda cuando existen diferentes cargas generadoras de armónicos de pequeña potencia, alimentados desde un mismo tablero eléctrico secundario. Su eliminación permite la descarga de las líneas que van al tablero general. La mitigación o eliminación de armónicos en estos tableros evita su flujo hacia otros tableros, confinando este disturbio hacia una sola sección de la red eléctrica.

- 3- El tercer punto de colocación se localiza en el tablero general de baja tensión. Cuando las corrientes armónicas se han eliminado y atenuado en las propias cargas o en los tableros secundarios, la colocación en el tablero eléctrico general de un tipo de filtrado permite la eliminación de los residuos armónicos. Así, se vuelve más sólida la solución para tener un correcto estado de la señal eléctrica en el punto de conexión con la compañía suministradora, beneficiando en primera instancia a la propia red del usuario y contribuyendo a no aportar armónicos a usuarios cercanos. [5]

3.5 ESTUDIO DEL CONTENIDO DE ARMÓNICOS

3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN ESTUDIO

El sistema fotovoltaico utilizado para nuestro estudio es del tipo de conexión a red, este cuenta con: el generador fotovoltaico, la estructura de soporte y el inversor fotovoltaico; para la toma de datos se utilizó un piranómetro patrón junto con un datalogger y un analizador de redes eléctricas.



Ilustración 17. Esquema del sistema fotovoltaico con equipos de medición

3.5.2 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles utilizados fueron los PVL-144 de la marca UNISOLAR. Sus principales características eléctricas son las siguientes:

Potencia máxima (Pmax):	144Wp
Tensión en el punto de Pmax (Vmp):	33 V
Corriente en el punto de Pmax (Imp):	4.36 A
Corriente en cortocircuito (Isc):	5.3 A
Voltaje en circuito abierto (Voc):	46.2 V
Fusible en serie:	8 A

Tabla 1. Especificaciones eléctricas de panel fotovoltaico

Estos datos son en condiciones estándar con una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$ a una AM 1.5 y una temperatura de 25 °C.

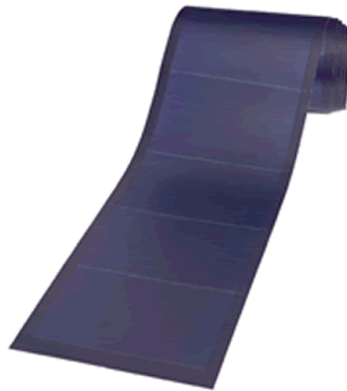


Ilustración 18. Panel FV amorfo PVL-144

En la siguiente figura se muestra la curva I-V medida a diferentes niveles de irradiancia solar a una AM 1.5 y 25 °C de temperatura de célula.

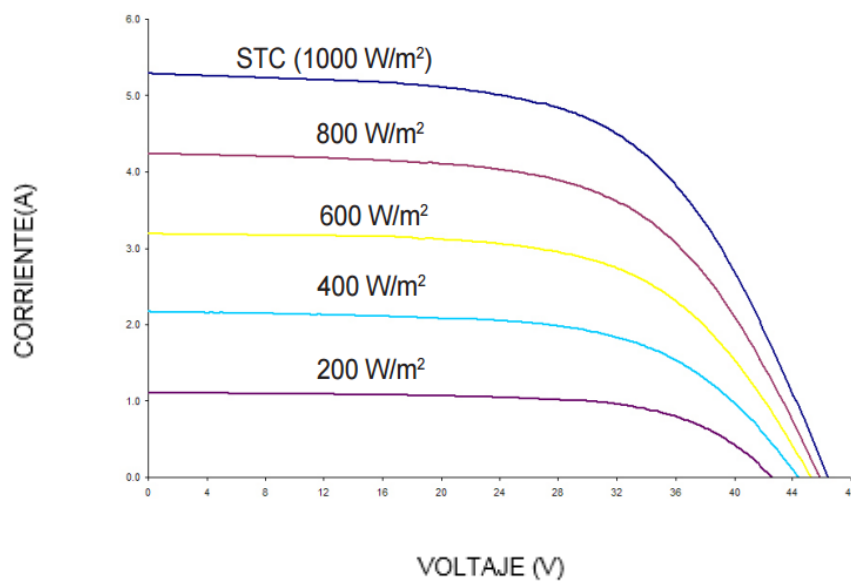


Ilustración 19. Curvas I-V medidas a diferentes niveles de irradiancia

3.5.3 INVERSOR PARA CONEXIÓN A RED

El inversor elegido para el sistema es el SUNNY BOY 700U del fabricante SMA, este inversor se muestra en la siguiente figura:



Ilustración 20. Inversor SUNNY BOY 700U

Los datos técnicos del inversor son los siguientes:

Datos Técnicos			
Dispositivo	SB-700-US	SB-700-US	SB-700-US
	150 V DC	200 V DC	250 V DC
Entrada (DC)			
Máxima potencia recomendada (STC)	575 W	750 W	875 W
Máxima potencia DC (FP=1)	150 W	670 W	780 W
Máximo Voltaje (DC)	150 V	200 V	250 V
Voltaje Nominal (DC)	95 V	125 V	200 V
Rango de Voltaje para MPP (DC)	77-120 V	100-160 V	125-200 V
Voltaje Mínimo de Arranque	75-95 V	100-125 V	125-150 V
Máxima corriente de entrada (por Arreglo)	7A		
Salida (AC)			
Potencia Nominal AC	460 W	600 W	700 W
Máxima Potencia Aparente	460 W	600 W	700 W
Voltaje Nominal AC	120 V	120 V	120 V
Rango de voltaje AC	106-132 V		
Rango de frecuencia de RED	60 Hz; 59.3-60.5 Hz		
Máxima Corriente de Salida	4.4 A	5.7 A	6.6 A
Factor de Potencia	1	1	1
Armónicos	< 3%	< 3%	< 3%
Eficiencia			
Máxima Eficiencia	92.40%	93.30%	93.60%
Eficiencia CEC	91.50%		

Tabla 2. Características técnicas del inversor (Sunny Boy 700U)

Una de las características principales de este inversor, es que puede operar en tres rangos de entrada, esto hace que la eficiencia cambie según el rango utilizado, en este caso debido a que el voltaje máximo del arreglo de paneles es de 202.5 V DC, se coloca en el rango por defecto (125 a 250 V DC). Así

dependiendo de la configuración que se escoja se determinara la potencia y corriente a la cual este inversor funcionara, esto se puede resumir en la tabla 3.3.

Configuración DC	Corriente Máxima	Potencia Máxima
125 V DC - 250 V DC	6.6 A	700 W
100 V DC - 200 V DC	5.7 A	600 W
75 V DC - 150 V DC	4.3 A	460 W

Tabla 3. Operación a diferentes niveles de tensión del inversor Sunny Boy 700U

3.5.4 PIRANÓMETRO CON DATALOGGER (LP02-LI19)

En este proyecto se utiliza un pirómetro y un datalogger de la marca HUKSEFLUX para la medida de la irradiancia solar.



Ilustración 21. Piranómetro LP02 - Datalogger LI19

El LP02 es un sensor de radiación solar que se puede aplicar para las observaciones de radiación solar más comunes. El piranómetro cumple con las especificaciones ISO 9060 segunda de clase y la guía de la OMM. El LI19 es una unidad portátil de lectura de alta precisión (datalogger).

El LP02 mide la radiación solar global en todo su espectro y el LI19 se utiliza para visualizar la radiación medida y para el registro de datos. Una vez programado con la sensibilidad del piranómetro LP02, la pantalla mostrara el

valor real de la radiación solar en $\frac{W}{m^2}$. La programación del LI19 se realiza a través de su interfaz de PC.

A continuación se presentan las especificaciones técnicas para el piranómetro LP02 y el datalogger LI19:

Medida:	radiación solar hemisférica
Clasificación ISO:	piranómetro segunda clase o Clase B
Incertidumbre de calibración:	<1,8% (k = 2)
Trazabilidad de calibración:	a WRR
Rango espectral:	285-3000 x 10 ⁻⁹ m
Sensibilidad (nominal):	15 x 10 ⁻⁶ V / (W / m ²)
Temperatura de funcionamiento:	-40 a +80 °c
Respuesta de la temperatura:	<± 3% (-10 a +40 ° C)
Longitud de cable:	5 m, otras bajo pedido

Tabla 4. Especificaciones técnicas del piranometro LP02

Medida:	Analógica en tensión con la conversión de W / m ²
Frecuencia de Muestreo:	1 s -1
Tipo de pila:	AA
Duración de Batería:	> 50 días
Ajuste de Intervalo:	2-65.535 s
Capacidad de Memoria:	3000 muestras
Temperatura de funcionamiento (rango nominal):	-10 Hasta +40 ° C

Tabla 5. Especificaciones técnicas del datalogger LI19

3.5.5 ANALIZADOR DE REDES (DRANETZ 4400)

Equipado con 8 canales independientes, el PowerGuide 4400 de 3 fases es un avanzado instrumento de monitorización de potencia que incorpora una pantalla táctil a color en su diseño ligero. Las configuraciones automatizadas proporcionan la detección instantánea de circuitos y configuraciones, asegurando que el instrumento esté listo para recolectar datos con éxito. Los usuarios pueden seleccionar el tiempo y el modo de recolección de datos, incluyendo la solución de problemas, el registro de datos, reportes de calidad de energía, la energía y el equilibrio de carga.



Ilustración 22. Dranetz Power Guide 4400

A continuación se presentan sus principales características:

- Ocho canales, 4 de voltaje y 4 de corriente
- Aplicaciones AC / DC
- Muestras a 256 muestras / ciclo
- Captura de transitorios de baja a media frecuencia
- THD / espectro armónico y TID / espectro interarmónico a la 63^a
- Cumple con IEEE 1159, IEEE 519, IEEE 1453
- Cumple con IEC 61000-4-30 Clase A y EN50160
- Medidas de Flicker según IEC 61000-4-15; Mide armónicos según IEC 61000-4-7
- Mide una amplia gama de parámetros, incluyendo factor de cresta, factor K, factor de reducción de transformador y factor de interferencia telefónica

Para el completo uso de nuestro dranetz, se ha utilizado su software: DRAN-VIEW 7 el cual permite visualizar y analizar los datos de energía de forma sencilla y rápida. Gracias a este ha sido posible grabar los datos de las mediciones y convertirlas a formatos visibles con otros programas como es en nuestro caso para Excel.

3.5.6 ANÁLISIS DE DATOS

En esta sección se estudia el comportamiento de los armónicos procedente del inversor fotovoltaico descrito anteriormente. Para ello se analizarán los datos obtenidos experimentalmente en el laboratorio y observará cómo se comparta la

inyección de armónicos ante las variaciones de irradiancia que se dan a través del tiempo y se compararán estos datos con límites impuestos por la norma IEEE 519-1992. Para el estudio del contenido armónico, se ha utilizado una serie de datos como lo son: la distorsión armónica total, el factor de potencia y la irradiancia. Las medidas corresponden a días entre los meses de mayo y junio del año 2017.

3.5.7 COMPORTAMIENTO DE LA THD EN EL TIEMPO

En la gráfica 21 se observan las curvas de la distorsión armónica total de corriente y de tensión y la curva del factor de potencia a la salida del inversor fotovoltaico.

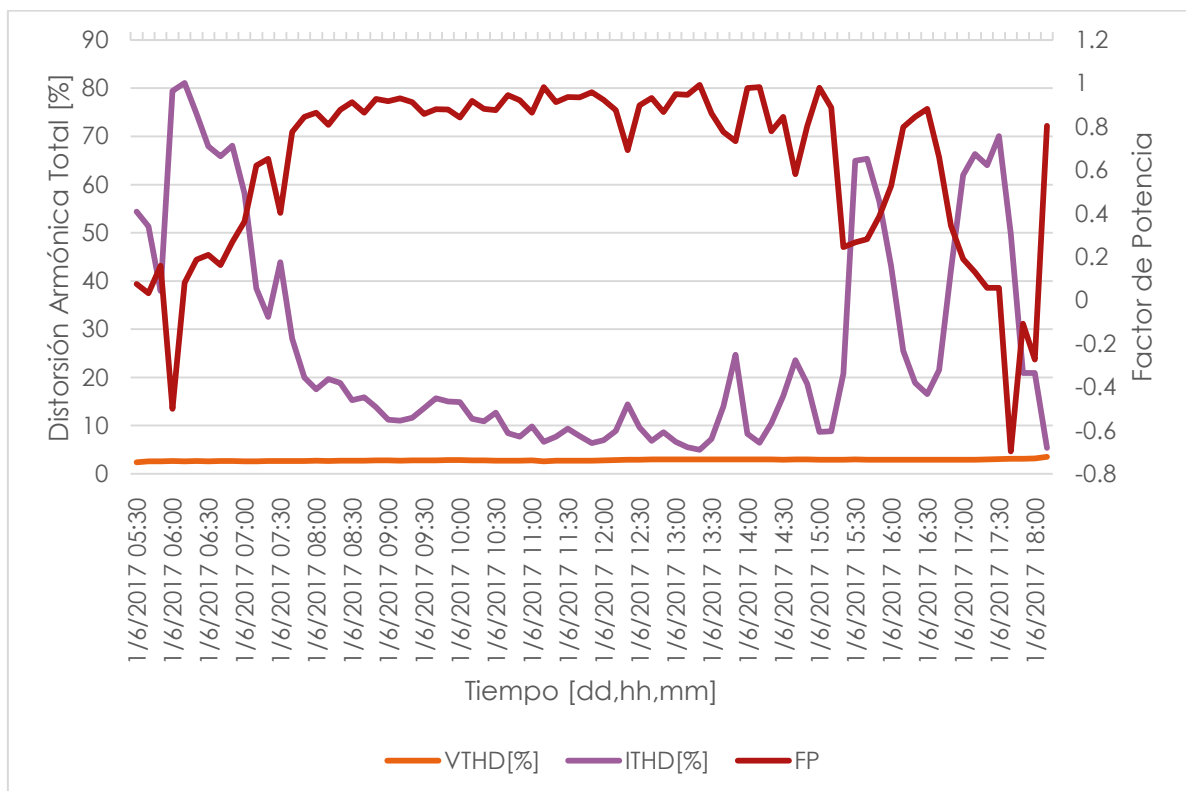


Ilustración 23. ITHD, VTHD y FP vs tiempo (SB 700U)

El valor promedio de la distorsión armónica total de tensión (THD_v) es de 2.8% y se puede apreciar en la gráfica su carácter continuo. Según la norma internacional IEC 61000-3-2, la THD_i debe ser inferior al 5% cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión de la red eléctrica a la que está conectado sea inferior al 2%, en este punto nos encontramos con un problema ya que dicha norma no considera límites para equipos con tensión nominal inferior a 220V,

pero nos servirá como un parámetro para comparar la cantidad de distorsión armónica a la salida del inversor en estudio.

En la ilustración #21 se aprecia que cuando los módulos fotovoltaicos se encuentran en horas en la que reciben una cantidad de luz solar suficiente y muy elevada para trabajar correctamente, el factor de potencia es más cercano a 1 y la distorsión armónica de corriente se mantiene en sus valores más bajos. Esto es porque a mayor distorsión armónica, mayor es la corriente total respecto a su componente fundamental y por esta razón el factor de potencia disminuye, esto se puede comprender revisando la ecuación del factor de potencia (Ecuación 3.4).

En la gráfica #22 se representa el valor de la irradiancia respecto al tiempo para un día en horas hábiles de sol.

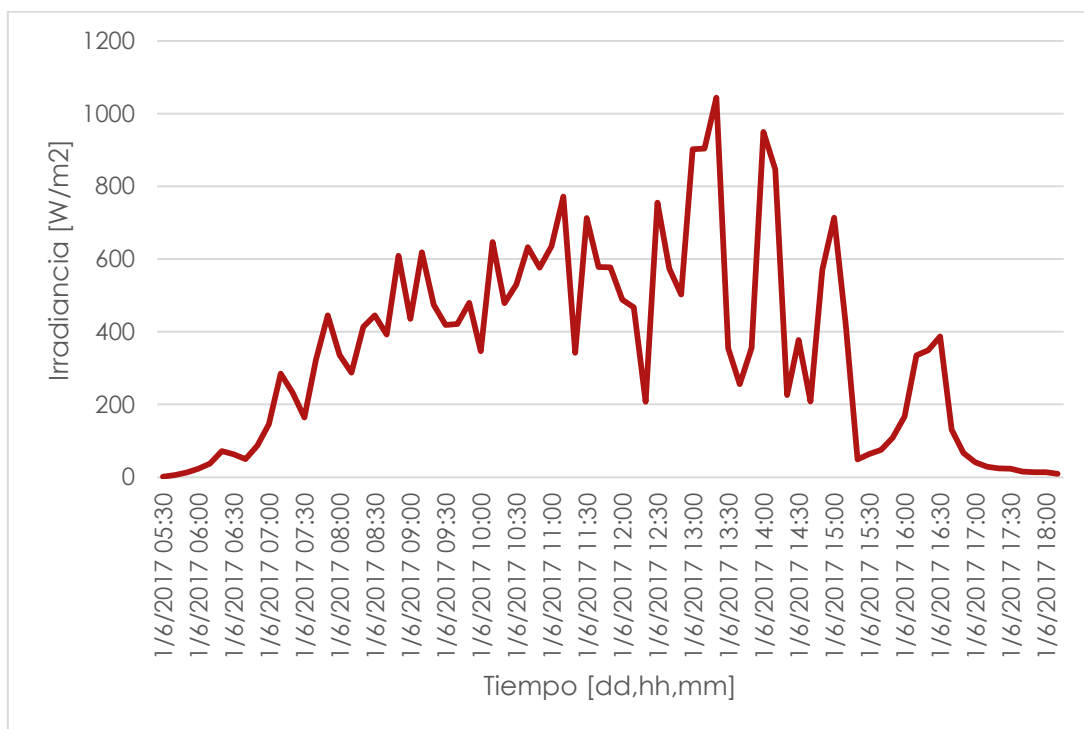


Ilustración 24. Irradiancia vs tiempo (SB 700U)

Se aprecia que la irradiancia es bastante irregular esto se debe a que nos encontramos en la época del año donde los días son bastante nublados es por eso el gran número de fluctuaciones que se ven en la gráfica.

A continuación se describe el comportamiento de la THD_1 y de la irradiancia para un día completo, desde las 00:00 am hasta las 23:59 pm (ilustración 23).



Ilustración 25. Irradiancia e ITHD vs tiempo (SB 700U)

Se puede observar el comportamiento de la irradiancia a lo largo del día y el impacto que esta trae para la distorsión armónica total de corriente, a bajas irradiancias la THD_i aumenta hasta alcanzar casi un 25%. Cuando la irradiancia se mantiene por encima de los 700 W/m², la THD_i presenta valores cercanos al 5%. Hay que observar que justo cuando la irradiancia va pasar a ser 0, la THD_i, toma valores muy elevados y a medida pasa el tiempo se estabiliza.

La mayoría de las perturbaciones presentes en los sistemas fotovoltaicos son causadas por la conmutación de los inversores (circuitos de potencia que conectan la señal proveniente de los paneles solares con la red eléctrica). [18]

Reducir el contenido armónico del puerto alterno de tensión o corriente es una de las tareas más complejas en el diseño de los convertidores dc-ac. Los armónicos no sólo reducen el factor de potencia del lado de alterna, sino también aumentan las interferencias con el propio inversor, o con equipos situados en el entorno. Además si el inversor alimenta una carga electromecánica, tal como un motor de alterna, el contenido en armónicos de la forma de alterna que alimentan al motor provoca resonancias mecánicas.

En una primera aproximación, cabría pensar que un filtro pasa baja (reducción pasiva) podría eliminar el problema de los armónicos, sin embargo, no será demasiado efectivo cuando se aplica al inversor, la razón es la relación entre la frecuencia de conmutación y la frecuencia de la entrada o de la salida es finita en un convertidor dc-ac. Por tanto en un inversor el tamaño y la efectividad de los elementos del filtro están determinados por factores tales como la cantidad de atenuación o el desplazamiento de fase tolerado. [19]

3.6 EL FACTOR DE POTENCIA

Se denomina factor de potencia (FP) al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente y está representada por la ecuación 3.5.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \varphi$$

Ecuación 3.5

Donde:

$P = \text{Potencia activa [KW]}$

$S = \text{Potencia aparente [KVA]}$

$\cos \varphi = \text{Coseno entre la potencia activa y la potencia aparente}$

En caso de un sistema trifásico, se tiene en cuenta que la definición del factor de potencia es aplicable cuando el sistema es completo (ecuación 3.6), así como a cada una de sus fases (A, B, C) por separado (ecuaciones 3.7, 3.8, 3.9).

$$FP_{TOTAL} = \frac{P_{TOTAL}}{S_{TOTAL}}$$

Ecuación 3.6

$$FP_A = \frac{P_A}{S_A}; (\text{FASE A})$$

Ecuación 3.7

$$FP_B = \frac{P_B}{S_B}; (\text{FASE B})$$

Ecuación 3.8

$$FP_C = \frac{P_C}{S_C}; (\text{FASE C})$$

Ecuación 3.9

Resumiendo, el FP es la relación entre la potencia consumida por el equipo y la potencia aparente suministrada por la red. Si el sistema trifásico es equilibrado, entonces el FP_{TOTAL} coincide con el FP de cada una de sus fases y este a su vez se puede descomponer en dos términos que serán el factor de distorsión armónica y el factor de desplazamiento, donde cada uno de ellos significa respectivamente desviación de la forma de onda de una señal sinusoidal y desfase existente entre la diferencia de potencial y la corriente del primer armónico [6].

3.6.1 POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA

La potencia eléctrica es el producto resultante de corriente y tensión. Mientras que en la corriente continua la electricidad y la tensión poseen valores estáticos, el caso de la corriente alterna es más complejo, ya que la intensidad y la dirección del flujo de corriente y la tensión cambian periódicamente. En la red pública, ambas presentan un recorrido sinusoidal, de manera que el producto es una potencia pulsada.

Lo que resulta determinante es si la corriente y la tensión están desfasadas o no. Sin desfase, es decir, cuando la tensión y la corriente alcanzan al mismo tiempo sus valores máximo y mínimo, la potencia fluctúa entre cero y el valor máximo positivo utilizable de la energía que hay en la red pública.

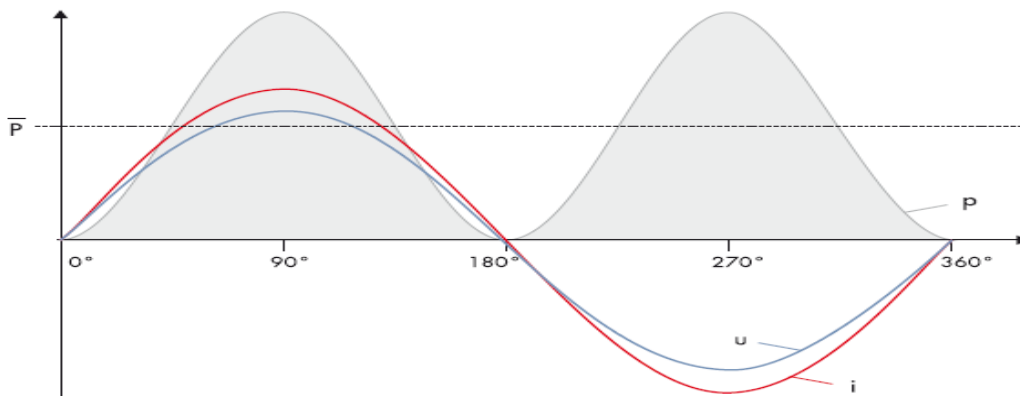


Ilustración 26. Potencia activa pura: La tensión y la corriente comparten fase

Con un desfase de 90°, cuando el valor máximo de la corriente se produce con el paso por cero de la tensión, la potencia adopta, por el contrario, valores positivos y negativos alternativamente. De ahí que el valor medio temporal sea cero. Se dice que la potencia reactiva (Q) en cierto modo oscila de un lado a otro en los cables. La potencia reactiva no se consume y sobrecarga la red pública.

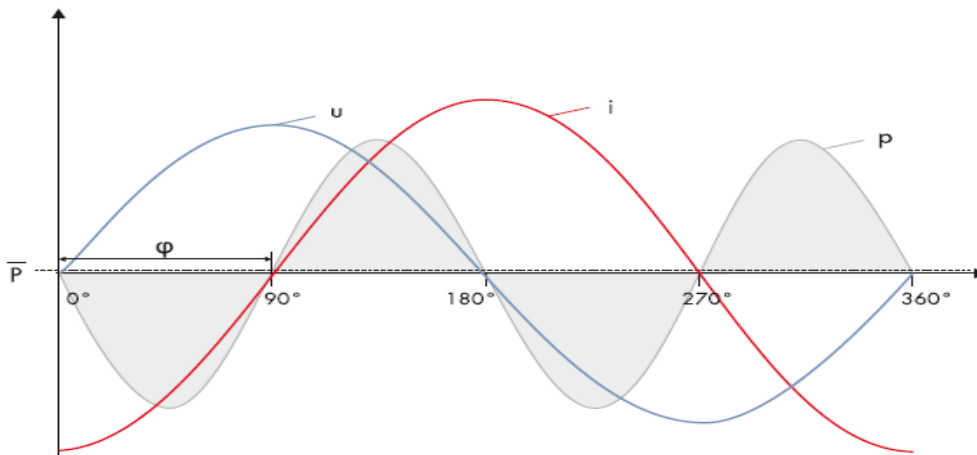


Ilustración 27. Potencia reactiva pura: La tensión y la corriente están desfasadas entre si 90 grados

Con desfases inferiores, se obtiene una combinación de potencia activa y reactiva. Este comportamiento tiene lugar cuando en la red hay cargas inductivas o capacitivas. El desplazamiento entre corriente y tensión se indica por medio del factor de desfase $\cos \varphi$.

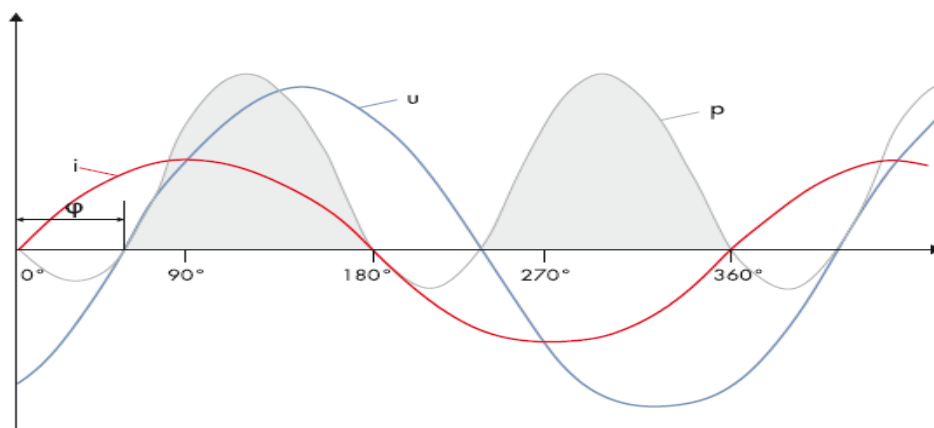


Ilustración 28. Potencia aparente: La corriente y la tensión están desfasadas entre si y por tanto reducen la potencia activa

La suma de potencia activa y potencia reactiva es la llamada potencia aparente. Hay que tener en cuenta que: la potencia activa y la potencia reactiva conforman los catetos de un triángulo perpendicular, mientras la hipotenusa equivale a la potencia aparente. El coseno del ángulo entre la potencia activa y la potencia aparente es el factor de desfase [7].

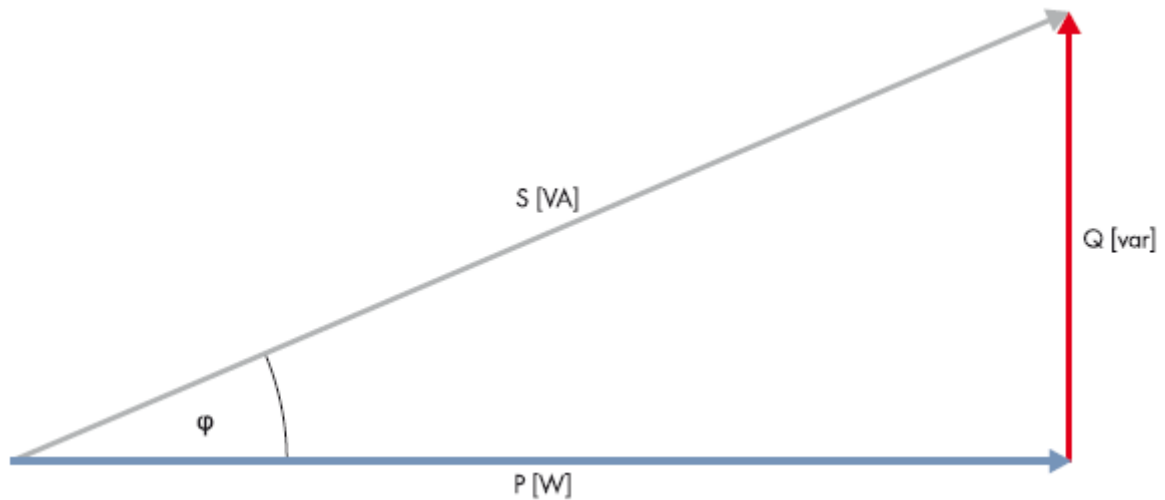


Ilustración 29. Suma geométrica de potencia activa y reactiva

3.7 CAUSAS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA

Cuando existe una cantidad apreciable de equipos, los requerimientos de potencia reactiva aumentan, esto se debe a la naturaleza de las cargas ya que existe un gran número de cargas que consumen potencia reactiva adicionalmente al consumo de potencia real, lo cual produce una disminución del factor de potencia y aumento de la corriente. Los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas, lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse principalmente por:

- Cantidad elevada de motores
- Equipos de refrigeración y aire acondicionado
- Elevado número de equipos electromecánicos
- Transformadores

3.7.1 TIPOS DE CARGAS

El factor de potencia viene determinado por el tipo de cargas conectadas al sistema eléctrico. Estas pueden ser de naturaleza resistiva, inductiva, capacitiva, así como también por la combinación de cargas. [6]

a) Cargas resistivas

Estas cargas se designan con la letra R y se expresan en ohmios (Ω), pueden encontrarse en equipos tales como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica, en cuyo caso el factor de potencia toma el valor de 1.

El diagrama fasorial que corresponde a las cargas resistivas se representan en la ilustración 28:



Ilustración 30. Diagrama fasorial de un circuito resistivo

b) Cargas inductivas

Estas cargas se encuentran en cualquier máquina que esté constituida por bobinados, por ejemplo en los equipos del tipo electromecánico, tales como: motores, balastos, transformadores, entre otros; los cuales además de consumir potencia activa requieren de potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan a un factor de potencia menor a 1, y son precisamente las cargas inductivas las que dan origen a un bajo factor de potencia. En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con la tensión ya que esta va atrasada 90 grados, como se muestra en la figura siguiente:

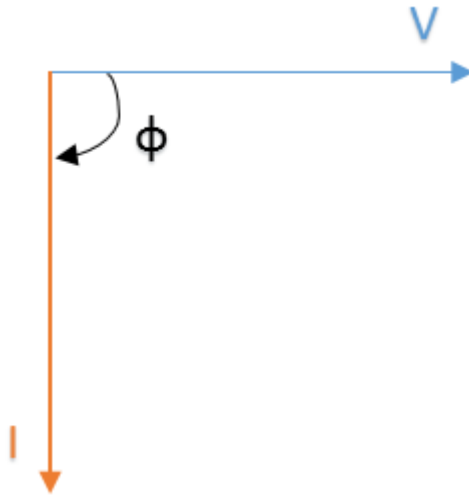


Ilustración 31. Diagrama fasorial de un circuito inductivo

c) Cargas capacitivas

Este tipo de carga se representa en los capacitores y se caracteriza porque la corriente se encuentra adelantada respecto al voltaje en 90 grados. En la siguiente figura se presenta el diagrama fasorial para una carga puramente capacitiva:

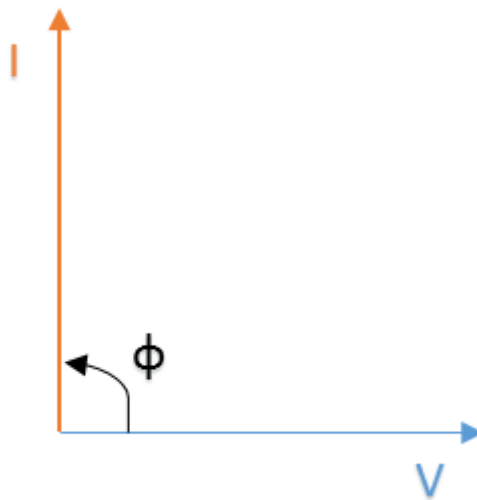


Ilustración 32. Diagrama fasorial de un circuito capacitivo

En un circuito puramente capacitivo, no existe consumo de energía, aunque se encuentre corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en voltio-amperio reactivos (VAr).

d) Cargas combinadas

En la práctica un sistema eléctrico no está constituido solamente por un tipo de carga, ya que los tres diferentes tipos de cargas descritos anteriormente con frecuencia coexisten en los circuitos eléctricos. Las diversas cargas son usualmente abastecidas directamente de la red principal de suministro eléctrico.
[6][8]

3.8 EFECTOS DE UN BAJO FACTOR DE POTENCIA

Cuanto más bajo sea el factor de potencia, mayor potencia aparente se debe proporcionar a las cargas para entregar una misma potencia activa; esto tiene una serie de efectos negativos, tanto para el cliente, como para la empresa que suministra el servicio eléctrico:

a) Efectos negativos para la empresa suministradora:

- Debe tener una mayor capacidad de generación de potencia aparente (KVA).
- Sobredimensionamiento de las líneas de distribución y los transformadores correspondientes.
- Con el aumento de la intensidad, aumentan las caídas de tensión y esto complica la regulación de la tensión, dando problemas de estabilidad en la red.
- Pérdidas de potencia, como consecuencia de una intensidad elevada, proporcionales a la intensidad al cuadrado por la resistencia de la línea (efecto joule).
- Como consecuencia de intensidades elevadas, se genera calentamiento excesivo en los conductores, con consecuencias negativas en la vida útil de los aislantes y los equipos en general.

b) Efectos negativos para el cliente:

- Disminución de la vida útil de los aislantes y equipos.
- Sufrirá caídas de tensión y pérdidas de potencia en los conductores, como consecuencia de la intensidad elevada, esto en menor escala ya que la longitud de sus líneas será menor.
- Aumento de la factura de electricidad, en función de la tarifa contratada, por consumo de energía reactiva.

3.9 MÉTODOS PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Existen muchas consecuencias provocadas por mantener un bajo factor de potencia en una instalación eléctrica, sin embargo determinados equipos receptores, como por ejemplo lámparas fluorescentes o motores eléctricos, necesitan consumir energía reactiva para funcionar, por lo que la solución no pasa por eliminar esta energía sino por compensarla.

Los principales medios para la producción de potencia reactiva son [9]:

a) Alternadores sincrónicos

Los alternadores sincrónicos son las principales máquinas eléctricas utilizadas para la generación de energía eléctrica. Proporcionan potencia eléctrica al usuario final a través de los sistemas de transmisión y de distribución. Por otro lado, dejando de lado los detalles técnicos, se puede actuar sobre la excitación del alternador para variar el valor de la tensión generada y, con ello, regular las aportaciones de potencia reactiva en la red, con objeto de mejorar los perfiles de tensión del sistema y reducir las pérdidas por efecto Joule en las líneas.

b) Compensadores sincrónicos

Se trata de motores sincrónicos que funcionan en vacío, puestos en sincronismo con la red, cuya única función es absorber la potencia reactiva excedente (funcionamiento en sub excitación) o bien proporcionar la potencia que falta (funcionamiento en sobreexcitación).

Principalmente, estos dispositivos son utilizados en determinados nodos de la red de transmisión y sub transmisión para la regulación de la tensión y de los flujos de potencia reactiva. En las redes de distribución no resulta económicamente conveniente el uso de compensadores sincrónicos debido a sus altos costes de instalación y mantenimiento.

c) Compensadores estáticos

El notable desarrollo de la electrónica de potencia está favoreciendo la sustitución de los compensadores sincrónicos por sistemas estáticos para el control de la potencia reactiva como, por ejemplo, los TSC ("thyristor switched capacitors") y los TCR ("thyristor controlled reactors"), una versión electrónica de los sistemas de compensación de energía reactiva basados en componentes electromecánicos en los que, sin embargo, la inserción de los distintos condensadores no viene dada por la apertura y el cierre de contactores, sino por medio del control ofrecido por parejas de tiristores en anti paralelo.

Los TSC permiten un control escalonado de la potencia reactiva suministrada por grupos de condensadores, mientras que con los TCR se puede controlar con continuidad la potencia reactiva absorbida por las inductancias.

Con la instalación de un TSC y un TCR es posible llevar a cabo una regulación modulada con continuidad de la potencia reactiva producida/absorbida.

Desde el punto de vista aplicativo, estos dispositivos se emplean sobre todo en redes de alta y muy alta tensión.

d) Baterías de condensadores estáticos

Debido a su capacidad de acumular y suministrar energía, el condensador se utiliza como elemento de base para la realización de las baterías de corrección del factor de potencia “en todos los niveles de tensión” y de los dispositivos estáticos de regulación de la potencia reactiva.

El condensador recibe el nombre de condensador estático debido a que no tiene ninguna parte móvil o desgastable. Constructivamente un condensador consiste principalmente de placas o delgadas láminas metálicas conductoras, separadas por un material aislante denominado generalmente dieléctrico, de espesor y calidad adecuados para resistir el voltaje al que va funcionar el condensador.

Los capacitores eléctricos pueden ser instalados en varios puntos en la red de distribución en una planta y pueden distinguirse varios tipos de instalación para la corrección del factor de potencia, entre los principales tenemos:

- Corrección distribuida

La corrección distribuida se realiza conectando una batería de condensadores debidamente dimensionada directamente a los terminales del dispositivo que necesita la potencia reactiva.

La instalación es sencilla y poco costosa: el condensador y la carga pueden beneficiarse de las mismas protecciones contra sobrecorrientes y se insertan o desconectan a la vez. [6]

Este tipo de corrección es aconsejable para grandes aparatos con carga y factor de potencia constantes y tiempos de conexión prolongados; por lo general, es utilizado para motores y lámparas fluorescentes.

- Corrección por grupos

Consiste en corregir localmente grupos de cargas con características de funcionamiento similares mediante la instalación de una batería de condensadores.

Este método se encuentra a medio camino entre la solución económica y el correcto servicio de la instalación, ya que los beneficios de la corrección afectan sólo a las líneas aguas arriba respecto al punto en el que se encuentra instalada la batería de condensadores. [6]

- Corrección centralizada

El comportamiento diario de las cargas tiene una importancia fundamental para la elección del tipo de corrección más conveniente.

En instalaciones con muchas cargas, en las que todos sus elementos funcionan de forma simultánea y/o algunos están conectados sólo unas pocas horas al día, es evidente que la solución de la corrección distribuida resulta demasiado costosa, quedando durante largos periodos inutilizados muchos de los condensadores instalados.

Por tanto, el uso de un único sistema de corrección en el punto inicial de la instalación permite reducir notablemente la suma de potencias de los condensadores instalados.

La solución centralizada permite optimizar los costes de la batería de condensadores, pero presenta la desventaja de que las líneas de distribución de la instalación aguas abajo del dispositivo de corrección deben estar dimensionadas teniendo en cuenta la totalidad de la potencia reactiva absorbida por las cargas. [6]

- Corrección mixta

Esta solución deriva de un compromiso entre las soluciones de corrección distribuida y centralizada, combinando las ventajas de ambos. De esta forma, se utiliza la corrección distribuida para los aparatos eléctricos de mayor potencia, y la centralizada para la parte restante.

La corrección mixta se emplea generalmente cuando en una instalación sólo se utilizan con frecuencia los equipos más pesados, de manera que éstos son compensados individualmente mientras que los demás aparatos son compensados de forma centralizada. [6]

- Corrección automática

En la mayor parte de las instalaciones no tiene lugar una absorción constante de potencia reactiva, por ejemplo, a causa de ciclos de trabajo en los que se utilizan máquinas con diferentes propiedades eléctricas.

En dichas instalaciones se emplean sistemas de corrección automáticos que, por medio de un sistema de detección de tipo varimétrico y de un regulador del factor de potencia, permiten la inserción o la desconexión automática de las diferentes baterías de condensadores, siguiendo de esta forma las variaciones de la potencia reactiva absorbida y manteniendo constante el factor de potencia de la instalación.

Un sistema de corrección automática está compuesto por:

- sensores que detectan las señales de corriente y tensión;
- una unidad inteligente que compara el factor de potencia medido con el deseado y ejecuta la inserción o la desconexión de las baterías de condensadores en función de la potencia reactiva necesaria (regulador del factor de potencia);
- un cuadro eléctrico de potencia, que incluye los dispositivos de protección y maniobra;
- baterías de capacitores.

Con objeto de proporcionar una potencia lo más cercana posible a la requerida, la inserción de los condensadores tiene lugar de forma escalonada; la precisión de control será mayor cuanto más escalones haya y cuanto más pequeña sea la diferencia entre ellos. [6]

3.10 ANÁLISIS PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Para determinar el tamaño de la batería de capacitores a instalar para la corrección del factor de potencia, hay que determinar de manera precisa el factor de potencia a partir de los consumos o del ciclo de carga de la instalación; así se evita la inyección de excesiva energía reactiva, condición que normalmente no está permitida por las compañías eléctricas.

Si se desea efectuar una corrección distribuida, por grupos o centralizada, es necesario determinar el $\cos(\varphi)$ de la carga o del grupo de cargas; esto puede llevarse a cabo de los siguientes modos:

- Directamente, mediante medida directa por medio de un analizador;
- Indirectamente, a través de la lectura de los contadores de energía activa y reactiva o de los recibos de la compañía eléctrica.

Una vez conocido el factor de potencia de la instalación ($\cos \varphi_1$) y el que se quiere obtener ($\cos \varphi_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria del banco de capacitores a través del análisis del triángulo de potencias (ilustración 31).

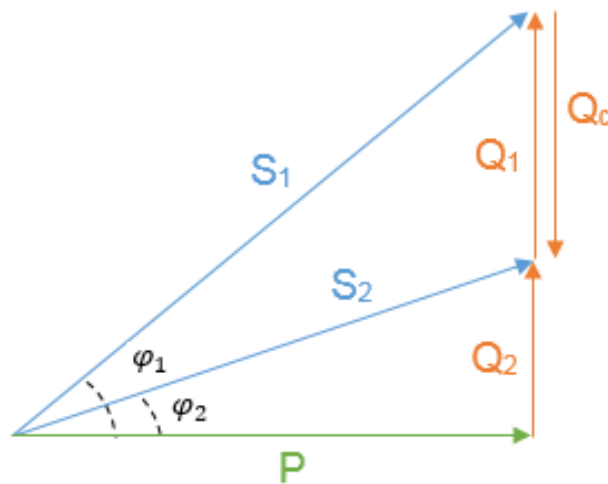


Ilustración 33. Triángulo de potencias

Siendo:

- P la potencia instalada
- φ_1 el ángulo de desfase antes de la corrección
- φ_2 el ángulo de desfase a obtener con la corrección
- Q_c la potencia del banco de capacitores
- S_1 Potencia aparente antes de la corrección
- S_2 Potencia aparente después de la corrección
- Q_1 Potencia reactiva antes de la corrección
- Q_2 Potencia reactiva después de la corrección

Del triángulo de potencias tenemos:

$$\tan \varphi_1 = \frac{Q_1}{P}$$

Ecuación 3.10

$$\tan \varphi_2 = \frac{Q_2}{P}$$

Ecuación 3.11

Despejando ecuaciones 3.10 y 3.11:

$$Q_1 = \tan \varphi_1 \times P$$

Ecuación 3.12

$$Q_2 = \tan \varphi_2 \times P$$

Ecuación 3.13

Para la potencia del banco de capacitores tenemos:

$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

Ecuación 3.14

Sustituyendo ecuaciones 3.12 y 3.13 en ecuación 3.14:

$$Q_c = \tan \varphi_1 * P - \tan \varphi_2 * P$$

Ecuación 3.15

Lo que nos lleva a la ecuación final de la potencia reactiva necesaria, para la corrección del factor de potencia a un valor deseado:

$$Q_c = P \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

Ecuación 3.16

3.11 FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una instalación fotovoltaica proporciona generalmente potencia activa, por lo que es preciso tomar de la red la potencia reactiva necesaria que necesitan las cargas de la instalación eléctrica.

Cuando se incorpora una instalación fotovoltaica a un consumidor preexistente, si bien la potencia reactiva tomada de la red no varía, la potencia activa se ve reducida proporcionalmente respecto a la suministrada por el generador fotovoltaico, tal como se muestra en la ilustración 32 [10]:

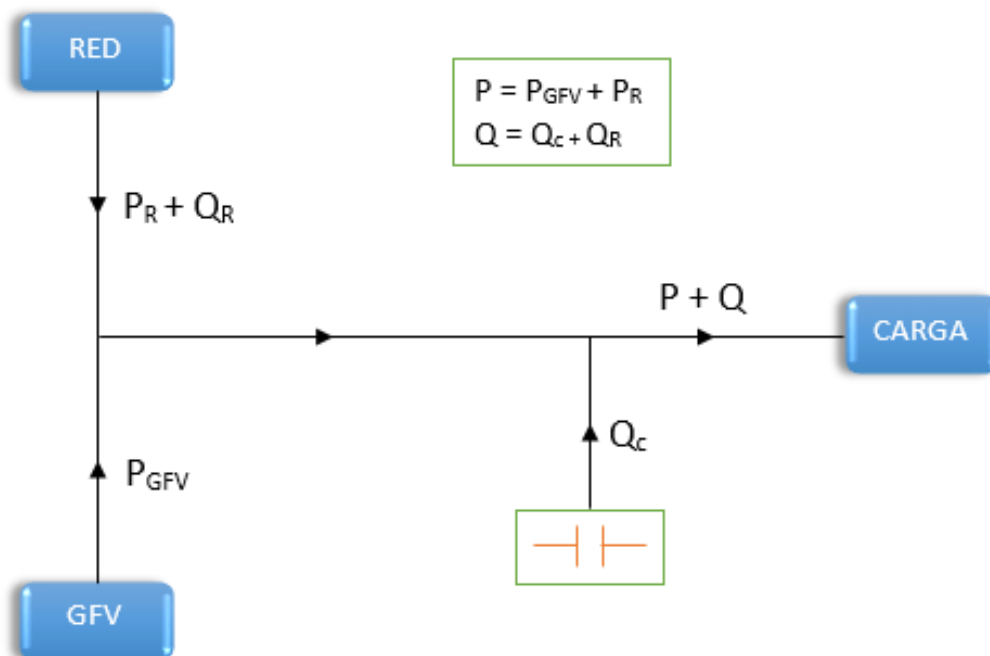


Ilustración 34. Esquema de potencias entre un GFV y la red eléctrica

Desde el punto de vista de la red, el conjunto que surge de la unión de un generador fotovoltaico y una instalación eléctrica debe tener un factor de potencia mínimo de 0.9; teniendo en cuenta la ilustración 33 y aplicando análisis de triángulos de potencia, tenemos:

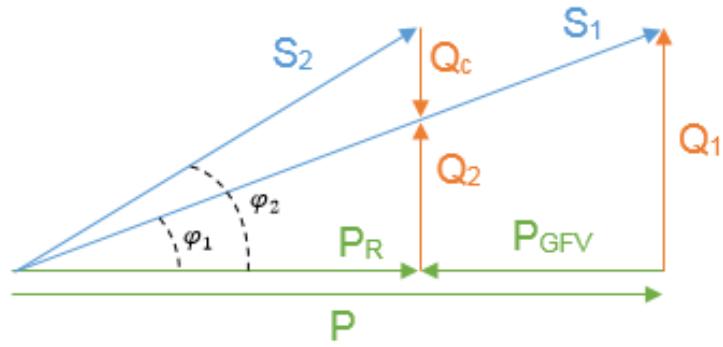


Ilustración 35. Triángulo de potencias GFV más red eléctrica

Cuando la red suministra el total de la potencia instalada:

$$P_R = P$$

Ecuación 3.17

$$Q_R = Q_1$$

Ecuación 3.18

$$\tan \varphi_1 = \frac{Q_1}{P}$$

Ecuación 3.19

Para que el factor de potencia visto por la red cumpla con el valor mínimo al conectar un GFV a la instalación eléctrica, se necesitan cumplir ciertas condiciones:

$$\cos \varphi_2 \geq 0.9 = \tan \varphi_2 \leq 0.484$$

Ecuación 3.20

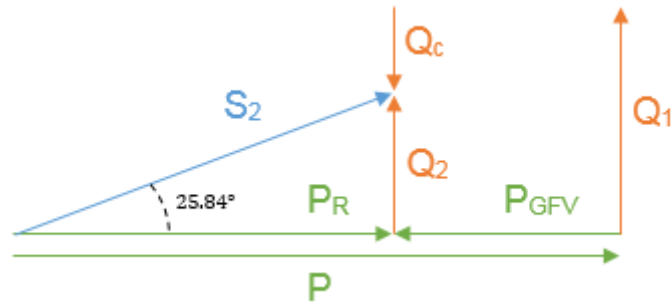


Ilustración 36. Triángulo de potencias con condiciones para cumplimiento del FP

Entonces del triángulo tenemos:

$$Q_R = Q_2$$

Ecuación 3.21

$$P_R = P - P_{GFV}$$

Ecuación 3.22

$$0.484 = \frac{Q_2}{P - P_{GFV}}$$

Ecuación 3.23

$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

Ecuación 3.24

Despejando ecuaciones 3.19 y 3.23 y sustituyendo en ecuación 3.24 tenemos:

$$Q_c = \tan \varphi_1 * P - 0.484 * (P - P_{GFV})$$

Ecuación 3.25

Multiplicando y dividiendo el lado derecho de la ecuación por $\frac{P}{P}$ tenemos:

$$Q_c = P * \left[\tan \varphi_1 - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right) \right]$$

Ecuación 3.26

Se puede apreciar que la ecuación 3.26 es similar que la ecuación 3.16 que nos sirve para encontrar la potencia reactiva necesaria, para corregir el factor de potencia en una instalación eléctrica (sin GFV), ya que:

$$\tan \varphi_2 = 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P}\right)$$

Ecuación 3.27

Lo que la ecuación 3.26 nos ofrece, es siempre cumplir con el factor de potencia mínimo que la distribuidora exige con presencia de un GFV y en ausencia de él; para bancos de capacitores fijos basta con aplicar la ecuación y al final nos dará la potencia reactiva necesaria para que nuestro factor de potencia visto por la red no baje de 0.90 a la hora de conectar el GFV con la red, sin embargo, si lo que se tiene es un banco de capacitores automático:

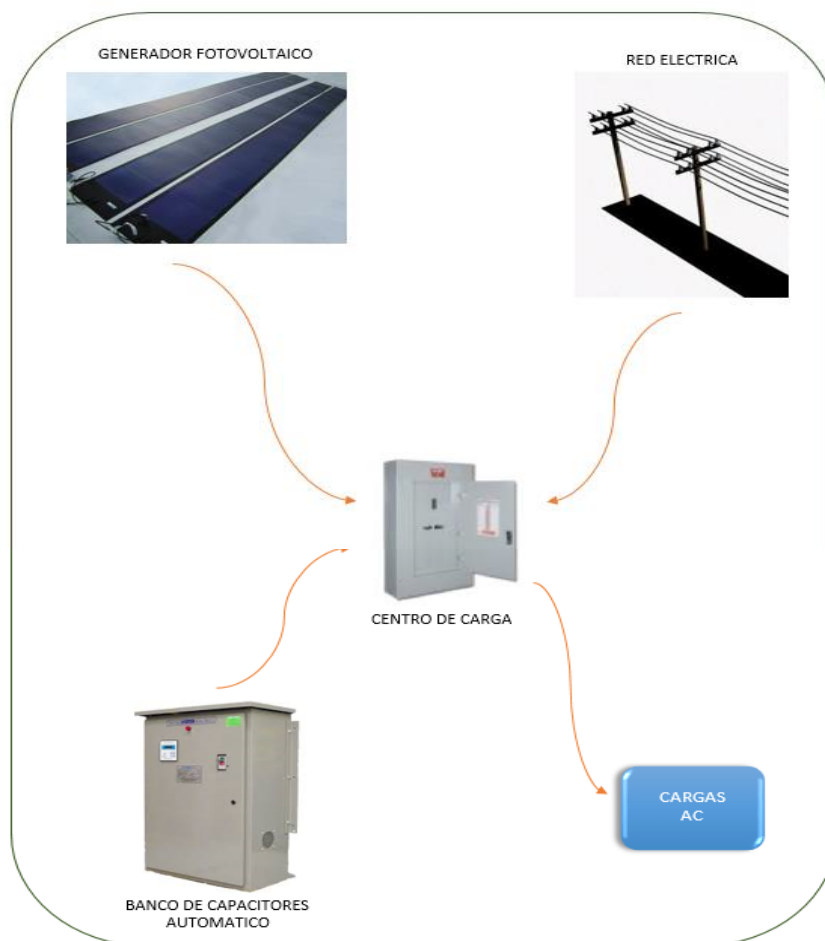


Ilustración 37. Sistema eléctrico con banco de capacitores automático

No es necesario aplicar la ecuación completa, ya que al contar con un controlador para el factor de potencia solo se analiza el lado derecho del minuendo de la ecuación 3.26 y basta con programar el regulador del factor de potencia al valor obtenido.

Para comprender un poco más lo anterior, en ausencia de la instalación fotovoltaica:

$$P_{GFV} = 0$$

Entonces

$$\tan \varphi_2 = 0.484 * \left(1 - \frac{0}{P}\right) = 0.484$$

Lo que equivale a tener un $\cos \varphi_2 = 0.90$, el cuál es el factor potencia mínimo aceptado por la distribuidora, por tanto el regulador del factor de potencia será programado para 0.90.

En presencia del generador fotovoltaico se genera potencia activa, por lo que es necesario tener un factor de potencia mayor al mínimo para que al entrar el GFV en conjunto con la red eléctrica, nuestro factor de potencia no baje de 0.90 y así evitar multas en nuestra factura eléctrica; si por ejemplo, la potencia generada es igual a la mitad de la absorbida por las cargas, se tendrá:

$$P_{GFV} = 0.5 * P$$

$$\tan \varphi_2 = 0.484 * \left(1 - \frac{0.5 * P}{P}\right) = 0.242$$

Eso equivale a tener un $\cos \varphi_2 = 0.97$, valor al que tiene que ser programado en el regulador, con esto nos aseguramos que al entrar el GFV con la red eléctrica, el factor de potencia visto por la distribuidora no caerá abajo de 0.90.

3.12 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.

Tomando como base la ecuación 3.26:

$$Q_c = P * [\tan \varphi_1 - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P}\right)]$$

Y trabajando con energía (E), tenemos que:

$$E_r = E_a * [\tan \varphi_1 - 0.484 * \left(1 - \frac{E_{GFV}}{E_a}\right)]$$

Ecuación 3.28

Siendo:

- E_r la energía reactiva necesaria para corregir el factor de potencia
- E_a la energía activa consumida por la sistema eléctrico
- E_{GFV} la energía activa generada por el GFV

Al cambiar potencia por energía en la ecuación nos aseguramos que la energía activa de la instalación eléctrica la podemos extraer fácilmente de la factura eléctrica mensual que manda la distribuidora eléctrica a todos sus usuarios, para el caso del GFV se calculara un estimado de la energía generada apoyándonos en el concepto de índice de producción final (Y_f).

El índice de producción final (Y_f) se define como la cantidad de KW-H, que genera un KW pico de paneles fotovoltaicos, en el lapso de un año en una localidad geográfica específica, sus unidades son por lo tanto KW-H/KW pico. Este índice contempla las pérdidas en los paneles solares, el cableado, los inversores y representa la energía alterna que se inyecta a la red en un año, por cada KW pico de paneles fotovoltaicos instalados. [11]

Entonces:

$$E_{GFV} = Y_f \times Kwp_{instalados}$$

Ecuación 3.29

Cabe mencionar que la energía que nos dará la ecuación como resultado es para el lapso de un año, para poder sacar un estimado de la energía mensual que va inyectar el GFV dividiremos el resultado entre 12 y así tendremos congruencia entre la energía activa mensual facturada por la distribuidora eléctrica y la energía activa mensual del GFV.

3.12.1 EJEMPLO PRÁCTICO

Planta generadora de Globaltec, Orientación de 38.66 grados; Inclinación de 12 grados. Ubicada en Nejapa [11].

DATOS DE CONSUMOS MENSUALES DE GLOBALTEC S.A. DE C.V.							
	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Promedios
Kw-h punta 18:00 - 22:59	1760	1980	1936	2332	2508	2948	2244
Kw-h valle 23:00 - 4:59	1408	1408	1540	1540	1672	1804	1562
Kw-h resto 5:00 - 17:59	11880	12320	13112	13024	11484	11440	12210
Demanda kw	61.6	61.6	74.8	74.8	74.8	66	69
Costo kw-h en resto	\$ 2,124.23	\$ 2,202.90	\$ 2,396.90	\$ 2,380.81	\$ 2,099.30	\$ 2,099.18	\$ 2,217.22
Factor pot.	0.889	0.874	0.876	0.882	0.884	0.89	0.88
Multa FP	\$ 29.39	\$ 72.53	\$ 72.18	\$ 55.13	\$ 45.36	\$ 29.35	\$ 50.66
Costo kw-h	\$ 0.1500						
Costo kw	\$ 6.00						

Tabla 6. Datos de consumos mensuales de GLOBALTEC S.A DE C.V. [11]

Con el detalle de los consumos mensuales de las facturas de energía eléctrica, durante los meses de junio a noviembre se puede extraer el dato de la energía activa consumida por la instalación eléctrica de la empresa, se observa que ya se contaba con un pequeño problema con el factor de potencia por el cual tenían un pequeño cargo en concepto de multa.

A la empresa se le calculó una instalación de 360 paneles fotovoltaicos de 300 watts, con 5 inversores de 20,000 watts a 480 VAC, del tipo conexión a red, se requiere calcular la energía reactiva necesaria para que el factor de potencia visto por la red no caiga abajo del mínimo requerido (FP=0.90), cuando la red y el GFV trabajen en conjunto.

- **Método 1 (índice de producción final):**

- Calculando E_{GFV}

Para determinar un valor estimado del índice de producción final, nos apoyaremos en la tabla de índices de producción final para plantas fotovoltaicas ubicadas en diferentes puntos de San Salvador, que ha sido calculada a través de datos archivados con la producción real diaria de las plantas fotovoltaicas.

PROMEDIOS DE INDICES DE PRODUCCION FINAL (YF) DE PLANTAS DE SAN SALVADOR												
	POLICRISTALINO	INCLINACION										
		4	5	7	8	10	13	13.71	15	20	25	30
ORIENTACION SUR, CON REFERENCIA SUR	0	↑1546.01	↑1550.39	↑1557.74	↑1560.70	↑1565.19	↑1568.36	↑1568.48	↑1568.08	↑1559.04	↑1538.13	↑1505.51
	5	↑1545.91	↑1550.27	↑1557.57	↑1560.50	↑1564.95	↑1568.04	↑1568.15	↑1567.72	↑1558.56	↑1537.53	↑1504.81
	10	↑1545.62	↑1549.90	↑1557.05	↑1559.91	↑1564.21	↑1567.09	↑1567.14	↑1566.62	↑1557.11	↑1535.74	↑1502.69
	15	↑1545.13	↑1549.29	↑1556.19	↑1558.94	↑1562.99	↑1565.51	↑1565.48	↑1564.81	↑1554.71	↑1532.78	↑1499.18
	20	↑1544.45	↑1548.44	↑1555.01	↑1557.58	↑1561.30	↑1563.32	↑1563.17	↑1562.28	↑1551.37	↑1528.65	↑1494.30
	25	↑1543.58	↑1547.36	↑1553.49	↑1555.85	↑1559.15	↑1560.53	↑1560.23	↑1559.07	↑1547.13	↑1523.41	↑1488.10
	30	↑1542.54	↑1546.05	↑1551.67	↑1553.77	↑1556.55	↑1557.16	↑1556.68	↑1555.19	↑1542.01	↑1517.08	⇒1480.61
	35	↑1541.32	↑1544.53	↑1549.54	↑1551.34	↑1553.52	↑1553.24	↑1552.55	↑1550.68	↑1536.05	↑1509.72	⇒1471.90
	40	↑1539.94	↑1542.81	↑1547.14	↑1548.59	↑1550.09	↑1548.80	↑1547.87	↑1545.57	↑1529.29	↑1501.37	⇒1462.03
	45	↑1538.42	↑1540.90	↑1544.47	↑1545.55	↑1546.29	↑1543.87	↑1542.68	↑1539.90	↑1521.80	↑1492.11	⇒1451.07
	50	↑1536.75	↑1538.82	↑1541.55	↑1542.22	↑1542.14	↑1538.49	↑1537.01	↑1533.71	↑1513.62	⇒1482.01	⇒1439.12
	55	↑1534.95	↑1536.58	↑1538.42	↑1538.64	↑1537.67	↑1532.70	↑1530.91	↑1527.06	↑1504.82	⇒1471.14	⇒1426.25
	60	↑1533.05	↑1534.19	↑1535.09	↑1534.83	↑1532.92	↑1526.55	↑1524.43	↑1519.98	↑1495.47	⇒1459.58	⇒1412.58
	65	↑1531.04	↑1531.69	↑1531.58	↑1530.83	↑1527.92	↑1520.08	↑1517.61	↑1512.53	⇒1485.63	⇒1447.42	↓1398.19
	70	↑1528.95	↑1529.07	↑1527.93	↑1526.66	↑1522.72	↑1513.34	↑1510.51	↑1504.78	⇒1475.38	⇒1434.76	↓1383.21
	75	↑1526.79	↑1526.38	↑1524.16	↑1522.35	↑1517.35	↑1506.38	↑1503.18	↑1496.77	⇒1464.80	⇒1421.69	↓1367.75
	80	↑1524.58	↑1523.62	↑1520.30	↑1517.95	↑1511.85	↑1499.26	↑1495.67	↑1488.58	⇒1453.97	⇒1408.31	↓1351.92
85	↑1522.34	↑1520.82	↑1516.38	↑1513.47	↑1506.27	↑1492.03	↑1488.05	⇒1480.26	⇒1442.98	↓1394.72	↓1335.84	
90	↑1520.08	↑1517.99	↑1512.43	↑1508.96	↑1500.64	⇒1484.74	⇒1480.38	⇒1471.87	⇒1431.90	↓1381.02	↓1319.64	

Tabla 7. KW-H/KWP para diferentes inclinaciones y orientaciones (Poli cristalino), San Salvador [11]

Se selecciona la tabla para San Salvador porque es la localidad más cercana a la ubicación donde se quiere instalar la planta fotovoltaica, de la tabla se

selecciona la fila para una desorientación de 40 grados y la columna para una inclinación de 13 grados, entonces:

$$Y_f = 1548.80 \text{ Kwh/Kwp}$$

Y

$$Kwp_{instalados} = \# \text{ PFV a instalar} \times \text{potencia PFV}$$

Ecuación 3.30

$$Kwp_{instalados} = 360 \times 300 \text{ W}$$

$$Kwp_{instalados} = 360 \times 300 \text{ W} = 108 \text{ Kwp}$$

Aplicando la ecuación 3.29, se tiene:

$$E_{GFV} = 1548.80 \frac{\text{Kwh}}{\text{Kwp}} \times 108 \text{ Kwp}$$

$$E_{GFV} = 167,270.4 \text{ Kwh}$$

Para obtener la Energía que generara la planta para un mes:

$$E_{GFV} = \frac{167,270.4 \text{ Kwh}}{12 \text{ meses}} = 13,939.2 \frac{\text{Kwh}}{\text{mes}}$$

Tomando para el mes de agosto $E_a = 16,588 \text{ Kwh}$ que es el total de la energía activa correspondiente a ese mes a un FP = 0.876 y sustituyendo en la ecuación 3.24, se tiene:

$$E_r = 16,588 \text{ Kwh} * [\tan 28.84 - 0.484 * \left(1 - \frac{13,939.2 \text{ Kwh}}{16,588 \text{ Kwh}}\right)]$$

$$E_r = 7,852.40 \frac{\text{Kvarh}}{\text{mes}}$$

La factura eléctrica muestra valores mensuales, para obtener el valor del capacitor en potencia reactiva, se tiene:

$$Q_c = \frac{7,852.40 \text{ KVA}r\text{h}}{30 \text{ días} \times 24 \text{ horas}} = 10.91 \text{ KVA}r$$

- **Método 2 (factores de perdidas) [21]:**

Para determinar la inclinación óptima de los MFV:

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 * \varphi$$

Ecuación 3.31

La latitud para el municipio de Nejapa es [20]:

$$\varphi_{nejapa} = 13.81^\circ$$

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.31:

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 * 13.81^\circ$$

$$S_{opt} = 13.23^\circ$$

Para calcular la irradiación global anual sobre un plano horizontal:

$$G_a(0) = 365 \times G_{da}(0)$$

Ecuación 3.32

La irradiación global anual diaria sobre un plano horizontal es [12]:

$$G_{da}(0) = 5.942 \frac{\text{Kwh}}{\text{m}^2}$$

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.32:

$$G_a(0) = 365 \times 5.942 \frac{\text{Kwh}}{\text{m}^2}$$

$$G_a(0) = 2,168.83 \frac{\text{Kwh}}{\text{m}^2}$$

Calculando irradiación global anual para la superficie con inclinación óptima:

$$G_a(S_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4.46 \times 10^{-4} * S_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} * S_{opt}^2}$$

Ecuación 3.33

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.33:

$$G_a(S_{opt}) = \frac{2,168.83 \frac{Kwh}{m^2}}{1 - 4.46 \times 10^{-4} * (13.23^\circ) - 1.19 \times 10^{-4} * (13.23^\circ)^2}$$

$$G_a(S_{opt}) = 2,228.39 \frac{Kwh}{m^2}$$

No siempre es posible orientar el MFV con acimut optima ($\alpha = 0$) e inclinación optima, en estos casos las pérdidas debidas a las desviaciones no óptimas se calculan aplicando el coeficiente de reducción de la energía (FI):

Para ángulos de inclinación $< 15^\circ$:

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4}(S - S_{opt})^2]$$

Ecuación 3.34

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.34:

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4}(12^\circ - 13.23^\circ)^2]$$

$$FI = 0.9998$$

La irradiación de la superficie con inclinación y acimut (α) no óptimos, se calcula multiplicando la irradiación sobre la superficie con inclinación óptima por el factor de irradiación:

$$G_a(\alpha, S) = FI \times G_a(S_{opt})$$

Ecuación 3.35

Sustituyendo y calculando en la ecuación 3.35:

$$G_a(\alpha, S) = 0.9998 \times 2,228.39 \frac{Kwh}{m^2}$$

$$G_a(\alpha, S) = 2,227.94 \frac{Kwh}{m^2}$$

Determinando los factores de pérdidas (Fp), se tiene:[13]

- $\eta_{PS} = 15.46\%$. (Eficiencia de MFV)
- $K_{PT} = 0.97$. (Disminución de eficiencia de conversión por alta temperatura)
- $K_{PA} = 0.97$. (Perdidas en circuito DC)
- $K_{PM} = 0.94$. (Diferencias del MPPT)
- $K_C = 0.90$. (Perdidas en el inversor)

Para calcular el rendimiento ideal de la instalación fotovoltaica tenemos:

$$R_i = G_a(\alpha, S) \times Area\ Total_{MFV}$$

Ecuación 3.36

Los módulos fotovoltaicos tienen las siguientes características mecánicas:

Cell type	Polycrystalline 156x156mm
Number of cells	72(6x12)
Module dimension	1956x992x50mm
Weight	27kg
Front cover	4.0mm low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 6 diodes
Cable	4mm ² , 1000mm
Connector	MC4 or MC4 compatible
Standard packaging	20pcs/pallet
Module quantity per container	440pcs/40'HQ

FIGURA 3.13: Características mecánicas del MFV 300Wp (Amerisolar). [14]

Para calcular el área total de los MFV:

$$Area\ Total_{MFV} = L_{celda} \times A_{celda} \times \#celdas \times \#MFV$$

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.37:

$$Area\ Total_{MFV} = 0.156m \times 0.156m \times 72 \times 360$$

$$Area\ Total_{MFV} = 630.79\ m^2$$

Ahora, sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.36, se obtiene:

$$R_i = 2,227.94 \frac{Kwh}{m^2} \times 630.79\ m^2$$

$$R_i = 1,405,362.27\ Kwh$$

Este valor corresponde a la energía que tendría que generar la planta fotovoltaica, sin embargo se le llama rendimiento ideal, ya que este valor no considera los factores de pérdidas que se dan en el SFV, el rendimiento del inversor y el rendimiento de los MFV, para calcular la potencia generada o el rendimiento nominal de la planta, tenemos:

$$E_{GFV} = (\eta_{PS} * K_{PT} * K_{PA} * K_{PM} * K_C) \times R_i$$

Sustituyendo y resolviendo en la ecuación 3.38, se obtiene:

$$E_{GFV} = (0.1546 * 0.97 * 0.97 * 0.94 * 0.9) \times 1,405,362.27Kwh$$

$$E_{GFV} = 172,946.43\ Kwh$$

Para obtener la Energía que generara la planta en un mes:

$$E_{GFV} = \frac{172,946.43\ Kwh}{12\ meses} = 14,412.20 \frac{Kwh}{mes}$$

Con la energía que generara la planta un mes se sustituye en la ecuación 3.28:

$$E_r = 16,588\ Kwh * \left[\tan 28.84 - 0.484 * \left(1 - \frac{14,412.20\ Kwh}{16,588\ Kwh} \right) \right]$$

$$E_r = 8,081.33 \frac{Kvarh}{mes}$$

La factura eléctrica muestra valores mensuales, para obtener el valor del capacitor en potencia reactiva, se tiene:

$$Q_c = \frac{8,081.33 \text{ KVArh}}{30 \text{ dias} \times 24 \text{ horas}} = 11.22 \text{ KVAr}$$

Como se observa, tanto el método de índice de producción final y el método de factores de pérdidas nos arrojan una energía reactiva similar, se podría elegir un capacitor que nos genere:

$$E_r = 10,000 \frac{Kvarh}{mes}$$

Obteniendo el valor del capacitor:

$$Q_c = \frac{10,000 \text{ KVArh}}{30 \text{ dias} \times 24 \text{ horas}} = 13.89 \text{ KVAr}$$

Se recomienda elegir un capacitor de un valor comercial próximo al calculado, para este caso sería uno de 15.00KVAr.

Capítulo 4:

Remodelación y actualización del banco de pruebas para el estudio del factor de potencia y comportamiento armónico de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

4.1 ANTECEDENTES:

En la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador, anteriormente se presentó como proyecto de ingeniería eléctrica un banco de pruebas para el estudio del factor de potencia y del contenido armónico de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, en el cual se encuentran por separado tres tipos diferentes de carga (Resistiva, Inductiva y capacitiva) en esta ocasión se presentaran algunas modificaciones a dicho banco buscando hacer mejoras y que sea fácil de manejar para los estudiantes que realicen sus prácticas de laboratorio en dicho banco, es por eso que se presentará un antes y un después del mismo.

4.2 MATERIALES A UTILIZAR PARA LA ELABORACIÓN DE CONEXIONES EN EL INVERSOR.

Inversor Sunny Boy SB700U.



Ilustración 38. Inversor conectado a la red (Sunny Boy SB700U)

Este inversor es el que será objeto de estudio, el cual está diseñado para inyectar 700W de potencia a la red eléctrica, y es a el que se analizará su comportamiento con los diferentes tipos de carga y todas las mediciones serán tomadas con él.

Paneles fotovoltaicos amorfos.



Ilustración 39. Paneles fotovoltaicos amorfos

Estos paneles son los encargados de captar la energía solar y suministrarlos al inversor para ser inyectados a la red eléctrica, se utilizaron 5 paneles amorfos de 144W cada uno.

Cable THHN #12



Ilustración 40. Cable THHN

Utilizamos cable THHN #12 de los colores rojo, blanco y verde para identificar, Fase, neutro y tierra respectivamente, todas las conexiones han sido realizada con este calibre de cable debido a que soporta una corriente máxima de 30A y de esta manera tener un buen margen de capacidad para conectar carga y poder evitar el calentamiento en el cable.

Protecciones.



Ilustración 41. Protecciones

Como protecciones para las conexiones del inversor se utilizaron 3 circuit breaker, uno de 30 amperios que es el que permite habilitar la red y dos de 20 amperios que permiten echar a andar el laboratorio, además para la etapa de DC para hacer que el inversor entre en funcionamiento se utilizaron 2 disyuntores termo magnéticos 10ADC

Cuchillas seccionadoras



Ilustración 42. Cuchillas seccionadoras

Estas cuchillas seccionadoras se utilizan de manera que podamos poner a trabajar el laboratorio para el estudio del factor de potencia y contenido armónico sin necesidad que el inversor sunny island entre funcionamiento.

4.3 CONEXIONES DE INVERSORES.

Para la elaboración del banco de pruebas fue necesario hacer modificaciones a la conexión antes establecida en los inversores fotovoltaicos, a continuación se muestra la conexión con la que contaban los inversores antes de la realización del banco de pruebas.

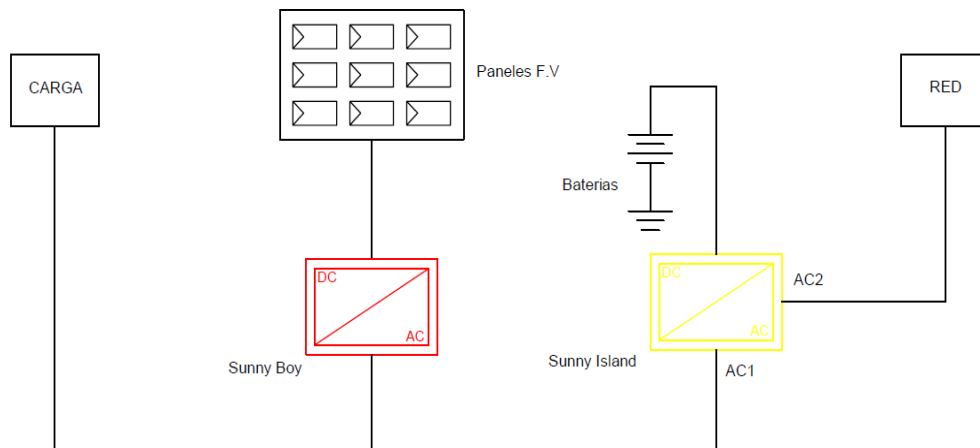


Ilustración 43. Conexión de inversores antes de realizar el banco de pruebas

En la imagen anterior podemos ver la conexión correcta, para el funcionamiento de los inversores y que el sunny island pueda cargar las baterías, pero debido a que las baterías de el sunny island se encuentran dañadas, y deben ser reemplazadas se procedió a hacer una modificación en las conexiones de ambos inversores de manera que se pueda poner a trabajar el sunny boy sin necesidad de que el sunny island entre en funcionamiento. La modificación se presenta a continuación.

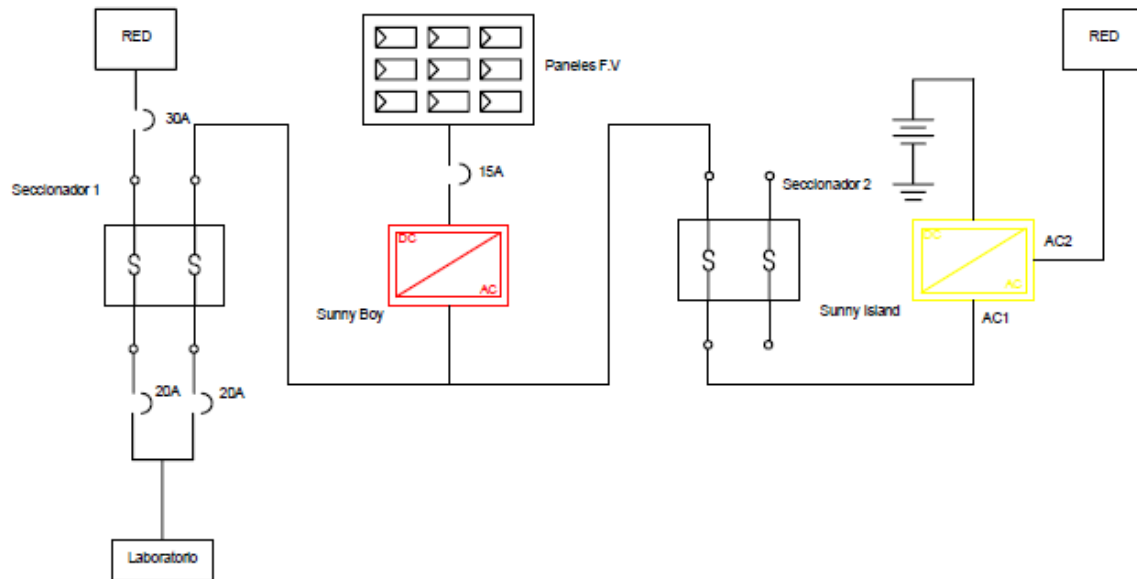


Ilustración 44. Modificación de la conexión de los inversores para conectar el banco de pruebas

Se ha diseñado una conexión de manera tal que no pueda haber ningún tipo de error y se pueda cortocircuitar ninguno de los dos inversores y es por ello que se han utilizado dos cuchillas seccionadoras con sus respectivos fusibles, de modo que una sirve para establecer la conexión con el sunny island y que ambos inversores funcionen como se muestra en la figura 4.1 y la otra es la que permite poner a funcionar solamente el sunny boy conectándolo a la red eléctrica de la EIE y trabajar solamente con el sin necesidad de que el sunny island entre en funcionamiento.

A continuación se mostrará que diagrama se debe de seguir para que los inversores funcionen ambos, en caso de que las baterías sean reemplazadas y conectadas al Sunny Island y que estos queden trabajando de la manera que fueron conectados en un inicio para suplir energía a una determinada carga en la EIE.

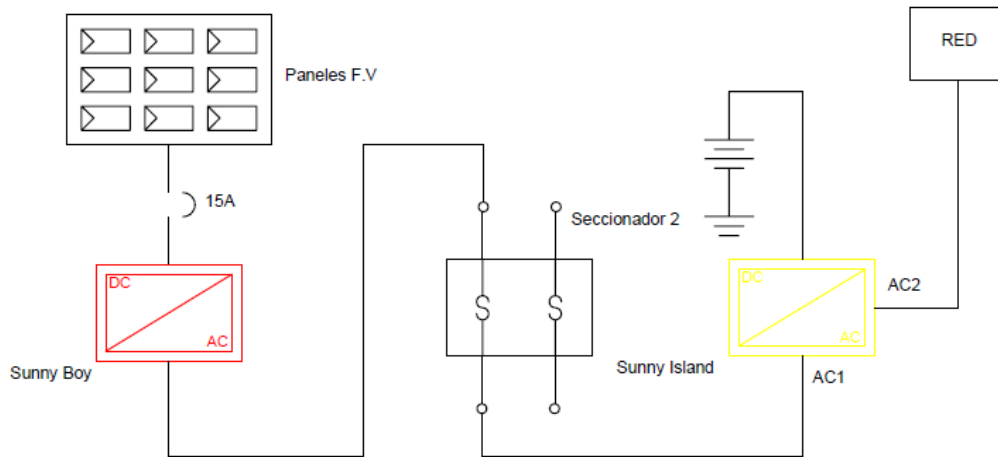


Ilustración 45 Operación normal de los inversores en caso de reemplazar las baterías

Para trabajar con el Sunny Boy sin necesidad que el isla se accione el diagrama a seguir es el siguiente y es con este que se trabajará para el desarrollo de las respectivas pruebas al inversor y ver cómo es su comportamiento con los diversos tipos de carga.

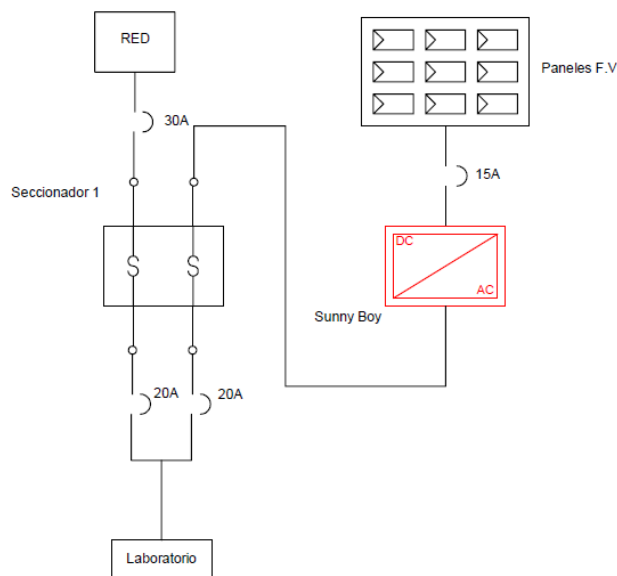


Ilustración 46. Diagrama para poner a trabajar el banco de pruebas

4.4 MODIFICACIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS.

A continuación se muestra el banco de pruebas que existía en la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador y se presenta una alternativa de modificación, para poder realizar una comparación de lo que era el banco de pruebas existente en la EIE mostraremos con lo que contaba este banco de pruebas antes y después de la modificación realizada.

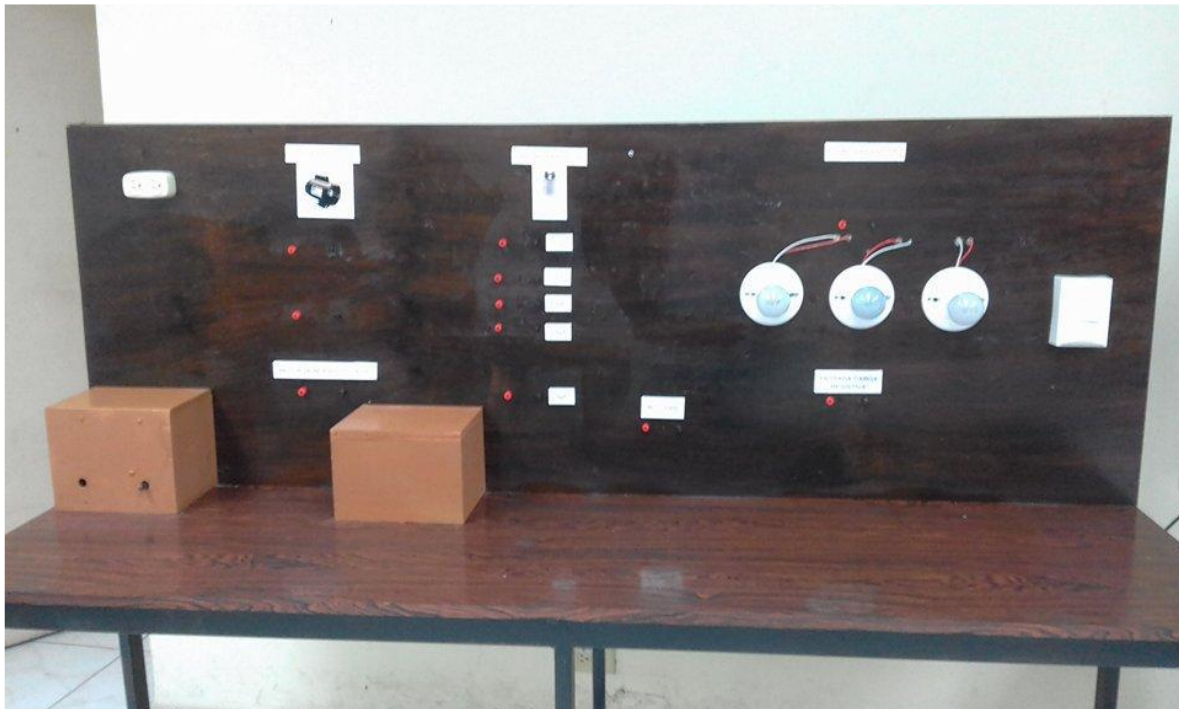


Ilustración 47. Banco de pruebas antes de la modificación y actualización

4.4.1 EL ANTES DEL BANCO DE PRUEBAS

En el banco de pruebas que existía anteriormente en la escuela de ingeniería eléctrica se encontraban tres tipos de carga como se mencionaba anteriormente y estaban representados de la siguiente manera:

Carga Resistiva:

Se utilizaron 3 receptáculos en los cuales se podía conectar 3 luminarias incandescentes de cualquier valor de potencia y de esta forma poder representar una carga resistiva. Ojo cabe mencionar que necesariamente las luminarias que tenían que ser conectadas al banco tenían que ser incandescentes, debido a que

al conectar otro tipo de luminaria estas no cumplirían su labor de representar una carga resistiva pura. [16]

Carga Capacitiva:

Para representar la carga capacitiva se utilizaron capacitores de marcha, como los que se utilizan para aires acondicionados, de diferentes valores de manera que se pudieran hacer diferentes arreglos con estos. Los valores que se utilizaron fueron de $5\mu\text{F}$, $7.5\mu\text{F}$, $10\mu\text{F}$, $20\mu\text{F}$ y $55\mu\text{F}$. con estos capacitores se pretendía hacer arreglos para poder corregir el factor de potencia en los motores utilizados, además de poder comprobar cómo se comporta el inversor y la red al conectar una carga capacitiva. [16]

Carga Inductiva:

Para representar la carga inductiva se utilizaron 2 motores monofásicos de 110VAC, uno de 1/8 de HP y otro de 1/20 de HP con los cuales, debido a que están conformados por bobinas se puede representar de manera correcta la carga inductiva. [16]

4.4.2 EL BANCO DE PRUEBAS MODIFICADO.

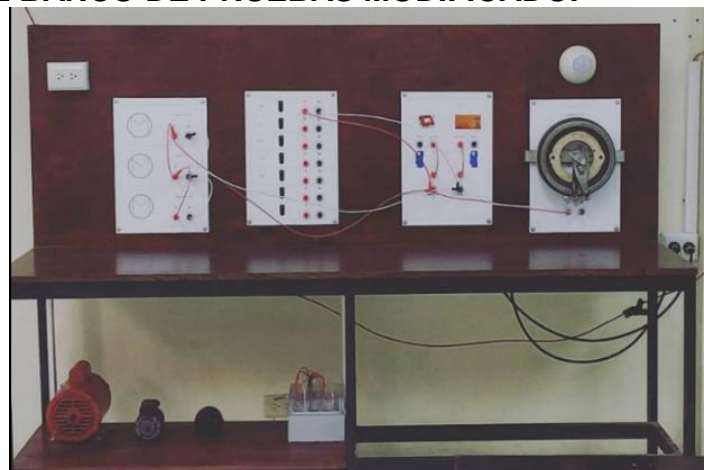


Ilustración 48. Banco de pruebas después de la actualización y modificación.

Materiales utilizados para la elaboración del banco de pruebas.

- 2 tomacorriente macho
- 1 tomacorriente doble

- 1 foco de 100W con su receptáculo
- 1 reóstato de 0-20 ohm
- 7 capacitores (5 μ F, 7.5 μ F, 10 μ F, 20 μ F, 2 de 40 μ F y 55 μ F)
- 3 motores monofásicos (1/20HP, 1/8HP y 1.5HP)
- Cable THHN #12
- Conectores de ojo y para capacitores
- Borneras para conexión (Rojas y negras)
- Conectores de banana
- Banco de metal y madera (ya existente en la EIE)
- 1 Caja de conexiones para intemperie

En el banco de pruebas desarrollado anteriormente en la EIE nos encontrábamos con algunos problemas a la hora de la tomar las mediciones pertinentes, para las que ha sido desarrollado este banco, como por ejemplo, a la hora de realizado este estudio, nos interesa saber de manera simultánea el comportamiento de la red eléctrica, el inversor y la unión de ambos, para poder ver el comportamiento que tiene cada uno, ante los diferentes tipos de carga que se le conecten para lo que es necesario dejar espacio para conectar las pinzas para medir el voltaje y los amperímetros.

Es por ello que se ha dotado el banco con una modificación para poder llevar a cabo estas mediciones dejando espacio para conectar las pinzas medidoras de tensión y los amperímetros con los cuales mediremos la corriente que entrega la red y el inversor

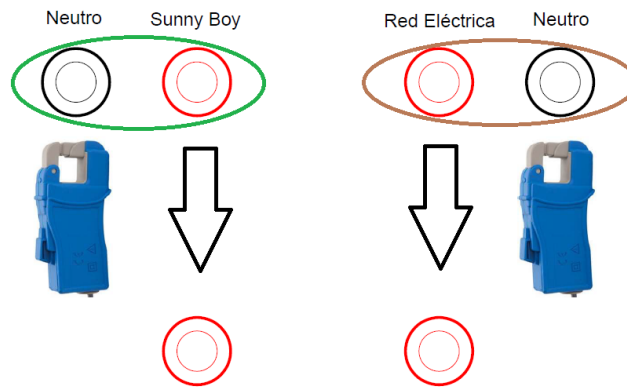


Ilustración 49. Conexión de las pinzas de voltaje y amperímetros del medidor para ver de manera individual la contribución del Sunny Boy y de la red eléctrica

En la ilustración 49 en los bornes encerrados en los óvalos verde (Sunny boy) y café (Red eléctrica) se conectarán las pinzas medidoras de voltaje del medidor a utilizar (Dranetz 4400), fase y neutro respectivamente. Entre los bornes que están señalados con una flecha hace falta hacer una conexión entre ellos, la cual se realizara por medio de un cable que se ha elaborado de modo que los estudiantes que realicen el laboratorio puedan conectar los amperímetros del medidor y poder censar la corriente con la que contribuye tanto el inversor como la red eléctrica.

La forma correcta de conexión es la siguiente:

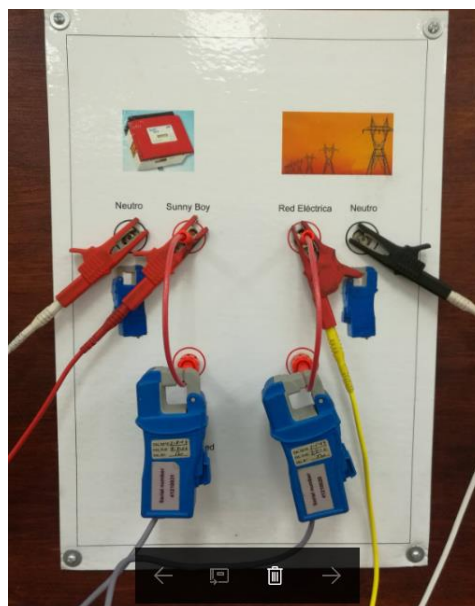


Ilustración 50. Forma correcta de conectar las pinzas de voltaje y los amperímetros para ver la contribución del inversor y de la red eléctrica

Para poder analizar la carga que se conecte en el banco de pruebas es necesario también hacer la conexión mostrada a continuación:

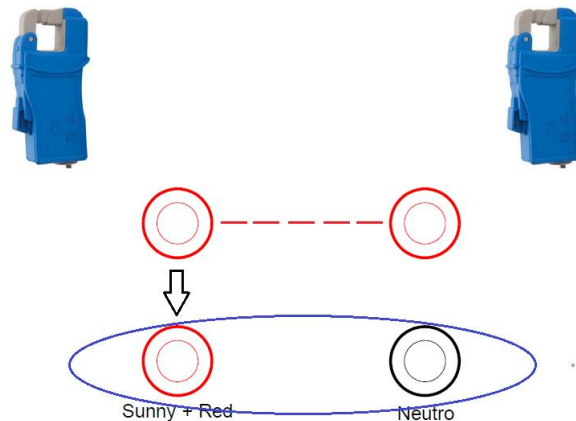


Ilustración 51. Conexión de pinza de voltaje y amperímetro para observar la contribución de ambas fuentes en el medidor

En la imagen 51 se muestra una línea roja punteada, de la cual se entenderá que existe una unión entre estos dos bornes y es la que permite establecer la conexión entre el inversor y la red eléctrica, además de eso se observa una flecha que indica que entre esos otros dos bornes debe de realizarse una conexión con un cable, de manera que haya espacio para poder conectar otro amperímetro del medidor y así poder censar la contribución tanto del inversor como de la red en conjunto, y al mismo tiempo en los bornes encerrados en el ovalo azul conectar las pinzas que permitirán censar el voltaje de la contribución de ambos.

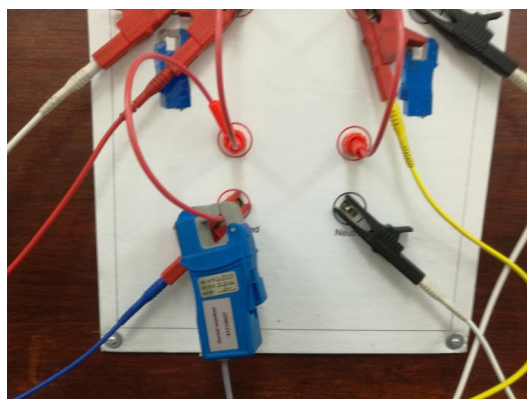


Ilustración 52. Forma correcta de conectar la pinza de voltaje y el amperímetro para poder observar la contribución de ambas fuentes

La conexión correcta, tanto de las pinzas de voltaje, como de los amperímetros debe de quedar más o menos de la siguiente manera:

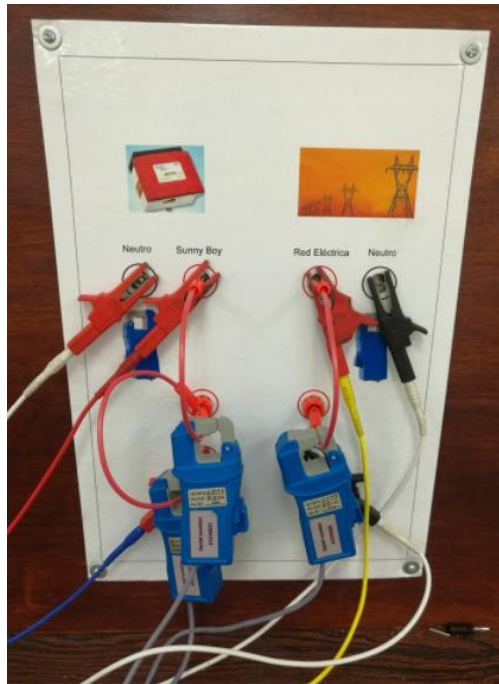


Ilustración 53. Forma correcta de conexión del medidor

Además de la modificación antes mencionada se presentan de manera más ordenada los tres tipos de carga con los cuales contara el laboratorio, de modo que sea un poco más entendible para el estudiante realizar las prácticas.

Cada tipo de carga está representada de manera individual por medio de unos banners adaptados a una mesa donde se realizaran las practicas dejando en esta, solamente los bornes de conexión para que el estudiante conecte la carga que sea necesaria a la hora de realizar su laboratorio.

Carga Resistiva:



Ilustración 55. Carga resistiva

Para la carga resistiva se adaptó un reóstato que cuenta con una resistencia variable de 0-20 ohm en serie con un receptáculo en el cual se puede conectar una luminaria incandescente de manera que se pueda representar una carga puramente resistiva, y que permita visualizar cual es el comportamiento del inversor en conjunto con la red ante este tipo de carga.

Carga Capacitiva:

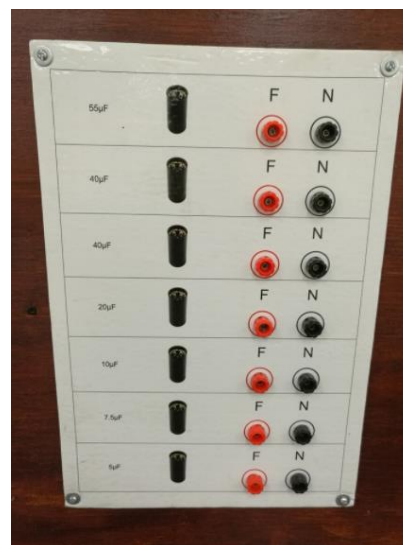
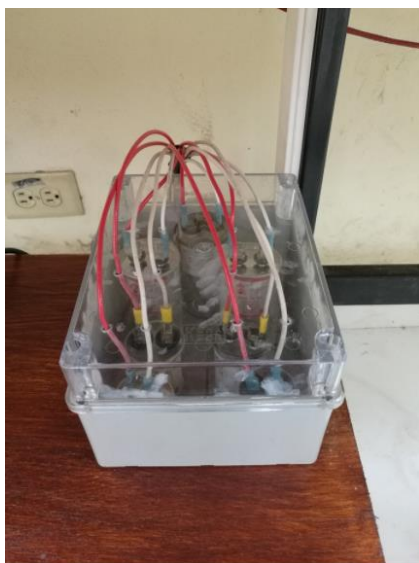


Ilustración 56. Carga capacitiva

Para representar la carga capacitiva se utilizaron capacitores de diferentes valores de modo que se puedan ejecutar diferentes arreglos con estos. Los valores que se utilizaron fueron de $5\mu\text{F}$, $7.5\mu\text{F}$, $10\mu\text{F}$, $20\mu\text{F}$, 2 de $40\mu\text{F}$ y $55\mu\text{F}$. con estos capacitores se pretende hacer arreglos para poder corregir el factor de potencia en los motores utilizados, además de comprobar cómo se comporta el inversor y la red al conectar una carga capacitiva.

Carga Inductiva:

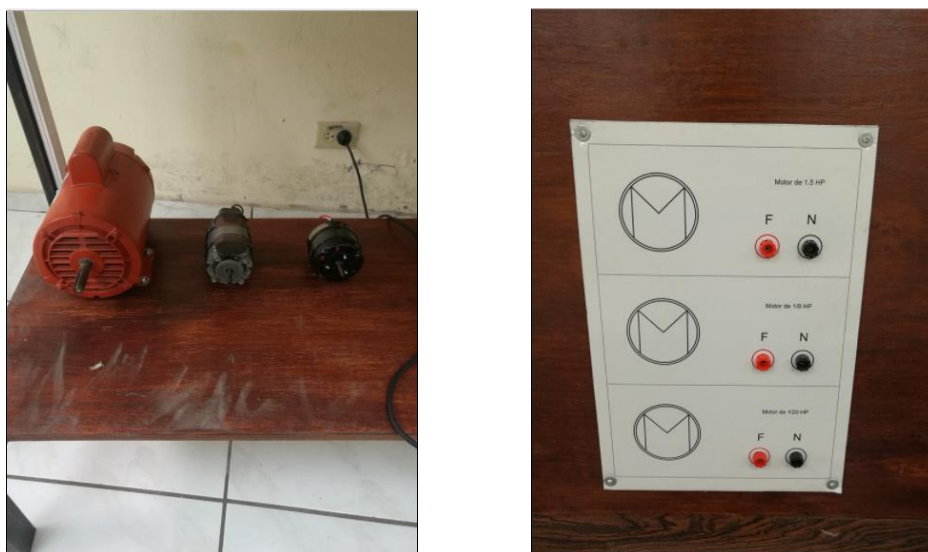


Ilustración 57. Carga inductiva

Para representar la carga inductiva se utilizaron 3 motores monofásicos de 110VAC, uno de 1/8 de HP, otro de 1/20 de HP y otro de 1.5 HP con los cuales se representa la carga inductiva, y en conjunto con los capacitores corregir el factor de potencia de los diferentes motores.

4.5 EL FACTOR DE POTENCIA Y LA DISTORSIÓN ARMÓNICA

El factor de potencia es la relación entre las potencias Activa (P) y Aparente (S). Si la onda de corriente alterna es perfectamente sinusoidal, FP y $\text{Cos}(\phi)$ coinciden, según se conoce en la teoría básica del factor de potencia.

Si la onda no fuese perfecta S no estaría compuesta solamente por P y Q sino que aparecería una tercera componente suma de todas las potencias que genera la distorsión, a esta componente de la distorsión le llamaremos D

La potencia de distorsión la podemos calcular con la siguiente ecuación [17].

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}$$

Ecuación 4.1

La unidad de medida de este tipo de potencia serán lo VAd (Voltamperios de distorsión)

Supongamos que en una instalación hay una tasa de distorsión armónica (THD) alta debido a que hay corrientes armónicas. Estas corrientes armónicas junto con la tensión a la que está sometido el conductor por el que fluyen da como resultado una potencia, que si fuese esta la única distorsión en la instalación, su valor correspondería con el total de las distorsiones D. Gráficamente se ve de la siguiente manera [17]:

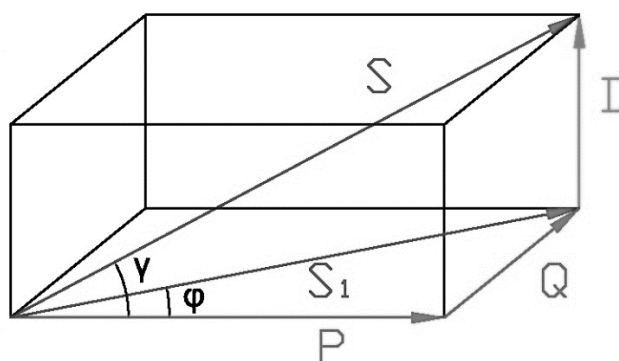


Ilustración 58. Triángulo de potencias con distorsión (Fuente: quintoarmonico.es)

Si se observa la parte inferior del prisma, se observa un triángulo de potencia común, en el cual no se tiene ningún tipo de distorsión, pero la hipotenusa no la llamaremos S sino que S₁ ya que S tiene que tomar en cuenta D en su composición y en el caso de S₁ se omite.

Si se presta atención en el prisma completo se observa que hay 2 ángulos phi y gamma, Ahora nuestro ángulo de importancia será gamma debido a que con el si se está tomando en cuenta la distorsión [17].

Además existe otro concepto de factor de potencia, cuando existe una elevada distorsión armónica, y es el que el factor de potencia total viene dado por la siguiente expresión:

$$FP_{total} = FP_{desplazamiento} * FP_{distorsión}$$

Ecuación 4.2

El factor de potencia total únicamente será igual al factor de potencia de desplazamiento en ausencia de distorsión.

4.6 MEDICIONES DEL BANCO DE PRUEBAS.

Cabe mencionar que para la toma de las mediciones se utilizaron 3 canales del medidor:

Canal A: Mediciones del inversor (Sunny Boy)

Canal B: Mediciones de la red eléctrica.

Canal C: Mediciones de la contribución de ambos (Inversor y red eléctrica)

Canal D: No fue utilizado

4.6.1 ESTUDIO DEL CONTENIDO ARMÓNICO CON EL BANCO DE PRUEBAS.

Carga resistiva. (Reóstato de 0-20 ohm en serie con foco de 100W)

Mediciones tomadas a una irradiancia de **218.5W/m²**



Ilustración 59. Gráficas de corriente carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.252	19.39
B	3.257	33.59
C	3.251	2.952
D	-----	-----

Tabla 8. Mediciones de armónicos con carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de 500W/m²

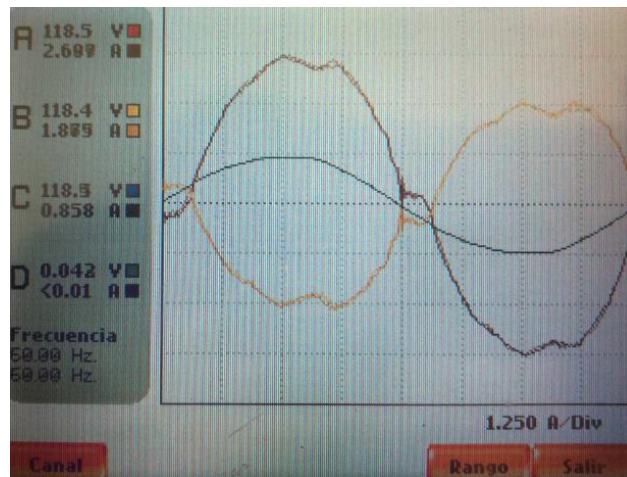


Ilustración 60. Gráficas de corriente carga resistiva a una irradiancia de 500W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.372	7.599
B	3.373	19.00
C	3.370	2.955
D	-----	-----

Tabla 9. Mediciones de armónicos con carga resistiva a una irradiancia de 500W/m²

Mediciones tomadas solo con red

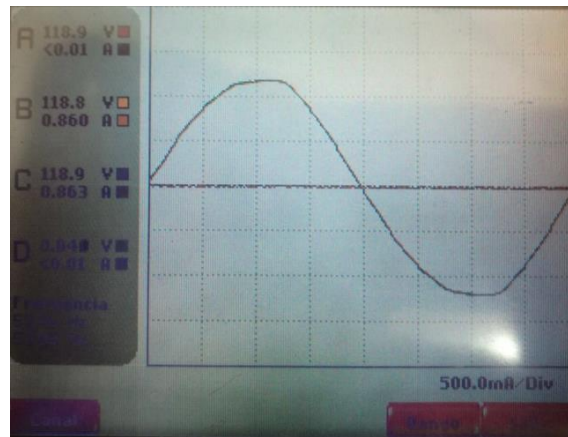


Ilustración 61. Gráficas de corriente carga resistiva solo con red eléctrica

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	-----	-----
B	3.235	2.949
C	3.234	2.955
D	-----	-----

Tabla 10. Mediciones de armónicos con carga resistiva solo con red eléctrica

Canal	THD _i (%) Irradiancia = 218.5W/m ²	THD _i (%) Irradiancia = 500W/m ²	THD _i (%) <u>Solo red</u>
A	19.39	7.599	-----
B	33.59	19.00	2.949
C	2.952	2.955	2.955

Tabla 11. Comparación de los valores de THD_i (%) para carga resistiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica

Se observa en las mediciones tomadas solo con la red eléctrica que el THD_i de la red eléctrica y de la carga son aproximadamente iguales, no así para las mediciones tomadas a diferentes valores de irradiancia en donde la red está trabajando en conjunto con el inversor aquí se observa que el inversor posee su propio THD_i y que dependiendo del nivel de irradiancia al que este trabaje así aumenta o disminuye el valor, por ejemplo en el cuadro anterior se observa que a un valor de irradiancia de $218.5W/m^2$ tenemos un THD_i de 19.39% y que a un valor de irradiancia de $500W/m^2$ poseemos un valor de THD_i de 7.599% en base a lo estudiado en el capítulo tres se comprueba que a menores valores de irradiancia el inversor posee un THD_i más elevado y que conforme la irradiancia aumenta el THD_i mejora disminuyendo su valor.

Además se observa que en los valores de THD_i para la red eléctrica, que conforme el inversor genere valores más altos de distorsión la red eléctrica se ve afectada con la inyección de armónicos a está.

En la ilustración 61 se observa la forma de onda de las corrientes tanto de la carga como de la red y se nota que mantienen una onda sinusoidal pura, no así cuando se hace andar el inversor ya que todas las señales de corriente sufren distorsión como lo se puede observar en las ilustraciones 59 y 60.

Las mediciones con las que se hicieron las comparaciones anteriores fueron hechas con una carga puramente resistiva, pero se demuestra que independientemente del tipo de carga que se conecte el inversor presentara una THD_i variable dependiendo esta del valor de irradiancia al que estén expuestos los módulos fotovoltaicos.

Carga capacitiva. (177.5 μ F)

Mediciones tomadas a una irradiancia de **241.0 W/m²**



Ilustración 62. Gráficas de corriente carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.352	16.34
B	3.343	16.39
C	3.354	16.93
D	-----	-----

Tabla 12. Mediciones de armónicos con carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **453.3 W/m²**

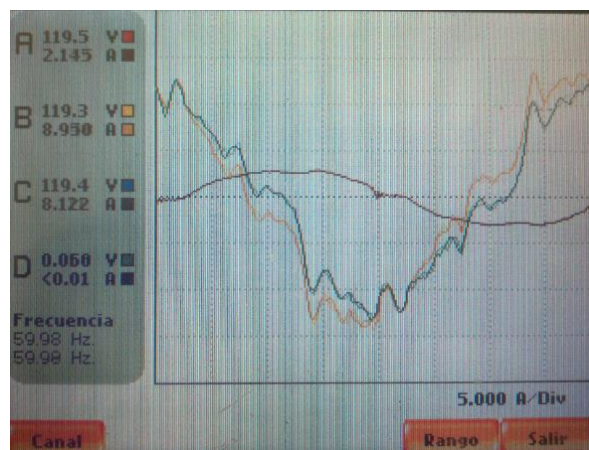


Ilustración 63. Gráficas de corriente carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.447	9.447
B	3.448	17.39
C	3.447	17.92
D	-----	-----

Tabla 13. Mediciones de armónicos con carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m²

Carga capacitiva solo con red



Ilustración 64. Gráficas de corriente carga capacitiva solo con red eléctrica

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	-----	-----
B	2.927	15.40
C	2.924	15.42
D	-----	-----

Tabla 14. Mediciones de armónicos con carga capacitiva solo con red eléctrica

Canal	THD _i (%) Irradiancia = 241.0W/m ²	THD _i (%) Irradiancia = 453.3W/m ²	THD _i (%) <u>Solo red</u>
A	16.34	9.447	-----
B	16.39	17.39	15.40
C	16.93	17.92	15.42

Tabla 15. Comparación de los valores de THD_i (%) para carga capacitiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica

Para el caso de la carga capacitiva se observa que al igual que para la carga resistiva, que el THD_i del inversor varia de igual manera conforme la irradiancia cambia pero también nos encontramos con la particularidad que la carga también es capaz de generar distorsión la que además de la distorsión del inversor contribuye a la distorsión armónica de la red eléctrica.

En la ilustración 62 se observa que la red eléctrica como la carga posee una onda muy distorsionada, esto debido a la carga capacitiva con la que se está trabajando.

Carga Inductiva. (Motor 1.5HP)

Mediciones tomadas a una irradiancia de **254.7 W/m²**



Ilustración 65. Gráficas de corriente carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.152	13.28
B	3.162	19.70
C	3.157	17.89
D	-----	-----

Tabla 16. Mediciones de armónicos con carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **522.2 W/m²**



Ilustración 66. Gráficas de corriente carga inductiva a una irradiancia de 522.2 W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.372	7.599
B	3.373	19.00
C	3.370	17.05
D	-----	-----

Tabla 17. Mediciones de armónicos con carga inductiva a una irradiancia de 522.2W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **868.1 W/m²**

Mediciones tomadas solo con red

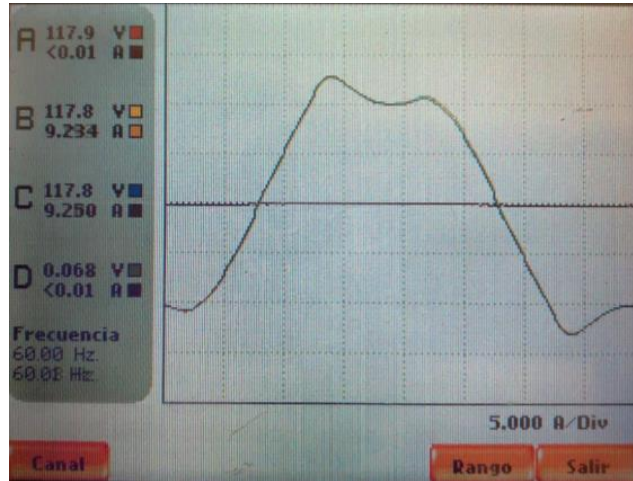


Ilustración 67. Gráficas de corriente carga inductiva solo con red eléctrica

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	-----	-----
B	2.791	18.05
C	2.786	18.08
D	-----	-----

Tabla 18. Mediciones de armónicos con carga inductiva solo con red eléctrica

Canal	THD _i (%) Irradiancia = 254.7W/m ²	THD _i (%) Irradiancia = 522.2W/m ²	THD _i (%) Solo red
A	13.28	7.599	-----
B	19.70	19.00	18.05
C	17.89	17.05	18.08

Tabla 19. Comparación de los valores de THD_i (%) para carga inductiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica

Para el caso de la carga inductiva, al igual que la carga resistiva y capacitiva se aprecia que el inversor inyecta mayor cantidad de armónicos a la red cuando la irradiancia a la que están expuestos los módulos fotovoltaicos es baja.

Carga resistiva, capacitiva e inductiva.

Mediciones tomadas a una irradiancia de **211.3W/m²**

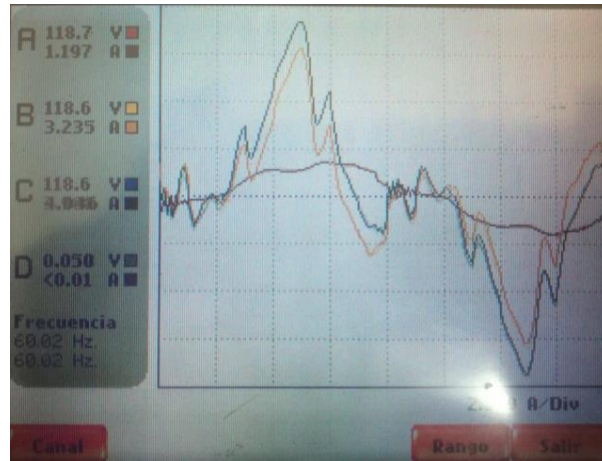


Ilustración 68. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3 W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.114	17.13
B	3.115	107.7
C	3.110	71.61
D	-----	-----

Tabla 20. Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **465.0W/m²**

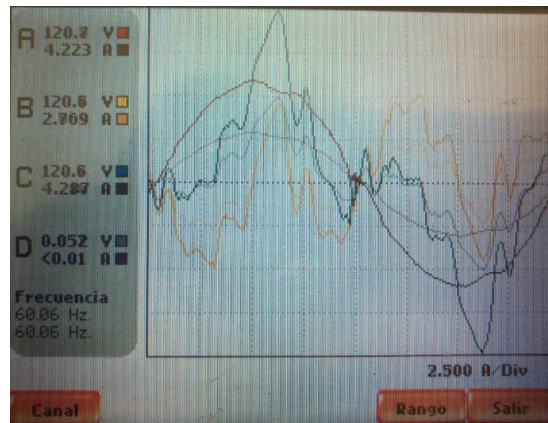


Ilustración 69. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0 W/m²

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	3.408	4.458
B	3.412	266.7
C	3.410	72.92
D	-----	-----

Tabla 21 Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0W/m²

Mediciones tomadas solo con red

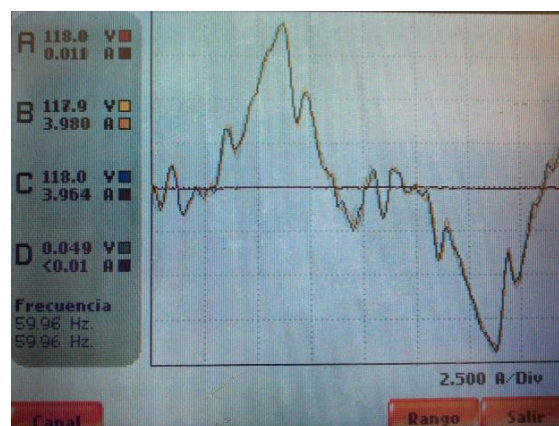


Ilustración 70. Gráficas de corriente carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica

Canal	THD _v (%)	THD _i (%)
A	-----	-----
B	2.836	70.89
C	2.839	70.85
D	-----	-----

Tabla 22. Mediciones de armónicos con carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica

Canal	THD _i (%) Irradiancia = 211.3W/m ²	THD _i (%) Irradiancia = 465.0W/m ²	THD _i (%) Solo red
A	17.13	4.458	-----
B	107.7	266.7	70.89
C	71.61	72.92	70.85

Tabla 23. Comparación de los valores de THD_i (%) para carga resistiva, capacitiva e inductiva a diferentes valores de irradiancia y solo con la red eléctrica

En presencia de los tres tipos de carga se aprecia que la distorsión armónica inyectada a la red eléctrica es muy elevada, esto debido a las diferentes cargas, pero también se encuentra la contribución del inversor debido a los diferentes niveles de irradiancia a los que están expuestos los módulos fotovoltaicos.

En conclusión se puede decir que dependiendo de los niveles de irradiancia solar a la que estén expuestos los módulos fotovoltaicos, así será el nivel de distorsión armónica que el inversor en estudio inyectara a la red eléctrica.

4.6.2 ESTUDIO DEL FACTOR DE POTENCIA CON EL BANCO DE PRUEBAS.

Para todas las mediciones se calculó el factor de potencia de distorsión despejando el factor de potencia de distorsión de la ecuación 4.2

$$FP_{\text{distorsión}} = \frac{FP_{\text{total}}}{FP_{\text{desplazamiento}}}$$

Carga resistiva. (Reóstato en serie con foco de 100W)

Mediciones tomadas solo con red

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	-----	-----	-----
B	102.7	102.7	0.416	1.00	1.00	1.00
C	103.1	103.1	-0.768	-1.00	-1.00	1.00
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 24. Mediciones de energía para carga resistiva solo con red eléctrica

Mediciones tomadas a una irradiancia de **218.5W/m²**

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	117.2	145.7	81.61	0.804	0.820	0.980
B	-15.05	87.16	-80.72	0.173	0.187	0.925
C	102.8	102.8	-0.864	-1.00	-1.00	1.000
D	-----	-----	-----	-----	-----	

Tabla 25. Mediciones de energía para carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **500W/m²**

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	280.5	291.3	72.87	0.963	0.968	0.994
B	-179.3	195.2	-70.92	0.918	0.930	0.987
C	101.6	101.6	-0.622	-1.00	-1.00	1.00
D	-----	-----	-----	-----	-----	

Tabla 26. Mediciones de energía para carga resistiva a una irradiancia de 500.0W/m²

Canal	Red eléctrica			Irra = 218.5W/m ²			Irra = 500W/m ²		
	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	0.80	0.82	0.98	0.96	0.97	0.99
B	1.00	1.00	1.00	0.17	0.19	0.93	0.92	0.93	0.98
C	-1.00	-1.00	1.00	-1.00	-1.00	1.00	-1.00	-1.00	1.00

Tabla 27. Tabla comparativa de factores de potencia con carga resistiva.

Para el caso de la carga resistiva, se observa que el factor de potencia total (TPF) para los 3 casos mostrados en la tabla anterior, es próximo a la unidad, esto debido a que la carga por ser puramente resistiva no demanda armónicos de la red. La carga simplemente trabaja con potencia activa, y es por ello que factor de potencia no se ve perjudicado.

Carga capacitiva. (177.5μF)

Para este experimento se conectaron en paralelo todos los capacitores con los que cuenta el banco de pruebas obteniendo una capacitancia total de 177.5μF, con este valor se puede calcular la potencia reactiva que estos son capaces de generar por medio de la siguiente ecuación:

$$Q_c = 2\pi * f * C * V_{ln}^2$$

Ecuación 4.3

Siendo:

- Q_c Potencia reactiva de los capacitores
- f Frecuencia de la red eléctrica
- C capacitancia del capacitor
- V_{ln}^2 Voltaje línea neutro elevado al cuadrado

Utilizando la ecuación 4.3 se tiene:

$$Q_c = 2\pi * f * C * V_{ln}^2$$

$$Q_c = 2\pi * (60) * (177.5\mu) * (120)^2$$

$$Q_c = 963.59VAR$$

El valor teórico obtenido para la potencia reactiva de los capacitores es de 963.59VAR se procederá a comprobar este valor conectando la carga capacitiva solamente a la red eléctrica.

Mediciones tomadas solo con red

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	-----	-----	-----
B	121.0	958.7	-939.6	-0.126	-0.124	1.01
C	114.9	959.3	-941.4	-0.120	-0.114	1.05
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 28. Mediciones de energía para carga capacitiva solo con red eléctrica

Si se observa el canal C en la potencia reactiva, se obtiene una lectura de -941.4VAR. El signo nos indica que la carga en lugar de estar consumiendo reactivos de la red eléctrica los está generando, además se observa que el valor es aproximado al calculado.

Mediciones tomadas a una irradiancia de **241.0 W/m²**

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	136.4	161.0	80.89	0.847	0.860	0.984
B	-118.7	1069	-1047	0.111	0.115	0.965
C	11.45	982.5	-967.8	-0.012	<0.01	-----
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 29. Mediciones de energía para carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **453.3 W/m²** (Sunny Boy + Red)

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	Disp.
A	242.7	254.8	72.53	0.953	0.958	0.994
B	-225.3	1.068K	-1.026K	0.211	0.219	0.963
C	11.29	970.1	-954.0	-0.012	<0.01	-----
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 30. Mediciones de energía para carga capacitiva a una irradiancia de 453.3W/m²

Canal	Red eléctrica			Irra = 241.0W/m ²			Irra = 453.3W/m ²		
	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	0.84	0.86	0.98	0.95	0.96	0.99
B	-0.13	-0.12	1.01	0.11	0.12	0.96	0.21	0.22	0.966
C	-0.12	-0.11	1.05	-0.01	<0.01	----	-0.01	<0.01	---

Tabla 31. Tabla comparativa de factores de potencia con carga capacitiva.

Se observa que al conectar una carga capacitiva al banco de pruebas, el factor de potencia que se ve afectado principalmente es el de la red eléctrica, esto debido a que el inversor está diseñado de manera que pueda entregar solamente potencia activa, todos los reactivos serán demandados de la red eléctrica, o como para este caso todos los reactivos serán inyectados a la red.

Se nota en la tabla 31 conforme la irradiancia mejora, también mejora el factor de potencia del inversor, esto debido a que si con la irradiancia varía la distorsión, también varía el factor de potencia, ya que estos están relacionados por medio del factor de potencia de distorsión.

Carga Inductiva. (Motor 1.5HP)

Mediciones tomadas solo con red

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	-----	-----	-----
B	358.4	1084	1003	0.331	0.339	0.976
C	365.1	1087	1002	0.336	0.348	0.965
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 32. Mediciones de energía para carga inductiva solo con red eléctrica

Para el caso del motor a utilizar no se cuenta con la información del factor de potencia, por lo que se procedió a medir todos sus parámetros de modo que los valores obtenidos son los que se observan en el canal C de la tabla 32

La potencia reactiva que utiliza el motor es de 1002 VAR y el factor de potencia total es de 0.336

Mediciones tomadas a una irradiancia de **254.7 W/m²** (Sunny Boy + Red)

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	150.0	170.8	77.97	0.878	0.887	0.989
B	108.4	1001	975.2	0.108	0.111	0.972
C	264.6	1105	1053	0.239	0.248	0.963
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 33. Mediciones de energía para carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **522.2 W/m²** (Sunny Boy + Red)

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	306.3	313.4	60.22	0.977	0.981	0.995
B	-48.57	984.6	965.7	-0.049	-0049	1.000
C	262.8	1.073K	1.022K	0.245	0.254	0.964
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 34. Mediciones de energía para carga inductiva a una irradiancia de 522.2W/m²

Canal	Red eléctrica			Irra = 254.7W/m ²			Irra = 522.2W/m ²		
	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	0.88	0.89	0.99	0.98	0.98	0.99
B	0.33	0.34	0.98	0.11	0.11	0.97	-0.05	-0.05	1.00
C	0.34	0.35	0.96	0.24	0.25	0.96	0.25	0.25	0.96

Tabla 35. Tabla comparativa de factores de potencia con carga inductiva.

Los valores obtenidos en las tres tablas anteriores han sido tomados a 3 niveles diferentes de irradiancia en los cuales se aprecia claramente que conforme la irradiancia mejora el factor de potencia del inversor se acerca más a la unidad, de manera que la potencia reactiva que genera éste se ve disminuida conforme hay un incremento de irradiancia. De esta manera se comprueba que al igual

que el contenido armónico el factor de potencia se ve afectado conforme la irradiancia varia.

En los 3 experimentos realizados anteriormente se demuestra como es el comportamiento del factor de potencia ante los 3 tipos de carga, y se concluye que el factor de potencia del inversor mejora conforme aumenta su irradiancia, también se afirma que para una carga inductiva, en este caso el motor, este demandara toda la potencia reactiva de la red eléctrica, por lo que el factor de potencia de esta se verá afectado, lo cual se corrige agregando una carga capacitiva en paralelo que sea capaz de compensar los reactivos que el motor exige de la red eléctrica.

Corrección del factor de potencia

De los ensayos realizados anteriormente se sabe que:

$$Q_C = -941.4\text{VAR}$$

$$Q_M = 1002\text{VAR}$$

En teoría la potencia reactiva de la red tendría que ser

$$Q_{red} = Q_M + Q_C$$

Ecuación 4.4

$$Q_{red} = 1002 - 941.4$$

$$Q_{red}(\text{Teorico}) = 60.6$$

Mediciones tomadas solo con red

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	-----	-----	-----
B	379.6	475.5	86.05	0.798	0.975	0.818
C	379.6	479.9	81.81	0.800	0.977	0.818
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 36. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva solo con red eléctrica

Se observa el valor teórico y se compara con el valor medido, se puede ver que difieren un poco entre si esto debido a la distorsión que generan los capacitores.

Mediciones tomadas a una irradiancia de **211.3W/m²** (Sunny Boy + Red)

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	116.7	144.0	80.09	0.811	0.824	0.984
B	257.9	378.3	18.32	0.682	0.997	0.684
C	376.5	476.5	94.36	0.790	0.970	0.814
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 37. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 211.3W/m²

Mediciones tomadas a una irradiancia de **465.0W/m²** (Sunny Boy + Red)

Canal	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	DisPF
A	486.8	490.1	49.77	0.993	0.995	0.997
B	-94.31	333.2	73.21	-0.283	-0.797	0.355
C	394.6	507.9	115.8	0.777	0.959	0.810
D	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 38. Mediciones de energía para carga resistiva, capacitiva e inductiva a una irradiancia de 465.0W/m²

Canal	Red eléctrica			Irra = 211.3W/m ²			Irra = 465.0W/m ²		
	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF	TPF	DPF	DisPF
A	-----	-----	-----	0.81	0.83	0.98	0.99	0.99	0.99
B	0.80	0.98	0.82	0.68	0.99	0.68	-0.28	-0.80	0.36
C	0.80	0.98	0.82	0.79	0.97	0.81	0.78	0.96	0.81

Tabla 39. Tabla comparativa de factores de potencia con carga resistiva, capacitiva e inductiva.

Se observa en la tabla anterior que con la conexión en paralelo de los capacitores se corrige el factor de potencia, pero el factor de potencia que se observa más próximo a la unidad en las mediciones es el DPF (Factor de potencia de desplazamiento), en tanto el factor de potencia que nos interesa es el TPF, y si

observamos este, vemos que posee un valor un poco menor que el de desplazamiento, esto debido a la distorsión que generan tanto el inversor como los capacitores.

Se puede tener un buen factor de potencia total siempre y cuando se reduzca la distorsión que pueda generar el inversor y los capacitores al entrar en funcionamiento.

CONCLUSIONES

- Las mediciones de corriente con carga puramente resistiva conectado solo con la red eléctrica se obtuvo un THD_i de 2.949%, pero tomando mediciones con la misma carga y trabajando en conjunto el generador fotovoltaico con la red eléctrica se obtiene un THD_i de 33.59% a una irradiancia de $218.5W/m^2$ y un THD_i de 19.00% a una irradiancia de $500W/m^2$ donde se observa que el encargado de inyectar los armónicos a la red eléctrica es el inversor, además que al observar las gráficas de corriente para los tres casos se nota que la carga solo con la red no posee una distorsión notoria, no así para los otros dos casos en lo que se aprecia una distorsión en cada una de ellas.
- Se determinó de manera experimental que cuando los módulos fotovoltaicos se encuentran en horas en las que reciben mayor irradiancia solar, el factor de potencia es más cercano a 1 y la distorsión armónica de corriente se mantiene en sus valores más bajos, no así cuando los módulos reciben poca cantidad de luz la distorsión armónica aumenta.
- Se observa el comportamiento de la irradiancia a lo largo un día y el impacto que esta trae para la distorsión armónica total de corriente, a bajas irradiancias la THD_i aumenta hasta alcanzar casi un 25%. Cuando la irradiancia se mantiene por encima de los $700 W/m^2$, la THD_i presenta valores cercanos al 5%. Hay que observar que justo cuando la irradiancia va pasar a ser 0, la THD_i , toma valores muy elevados y a medida pasa el tiempo se estabiliza.
- En presencia de los tres tipos de carga se aprecia que la distorsión armónica inyectada a la red eléctrica es muy elevada, esto debido a las diferentes cargas en especial aquellas que demandan reactivos de la red eléctrica, pero también encontramos siempre la contribución del inversor debido a los diferentes niveles de irradiancia a los que están expuestos los módulos fotovoltaicos.

- Se presentó una actualización del banco de pruebas para el estudio de los efectos que produce en el factor de potencia y contenido armónico el montaje de un GFV en la red eléctrica.
- Al formular la ecuación de corrección de factor de potencia en instalaciones fotovoltaicas, se determinó que para tomar en cuenta las variaciones del sistema es mejor trabajar la ecuación con variables de energía, esto también facilita algunos datos necesarios que son fáciles de extraer de la factura eléctrica mensual que recibe el usuario de parte de la compañía eléctrica.
- Es necesario analizar varias facturas eléctricas de la instalación, y así elegir el mes en el que menos energía activa se consume, porque es en ese caso donde el factor de potencia de la red se verá más afectado al conectar un GFV con la red eléctrica.
- El análisis de los resultados de la energía reactiva mensual en los ejemplos prácticos, se puede extraer de la factura eléctrica la energía reactiva que la instalación demanda en el mes de estudio, en nuestro caso para el mes de agosto se observa un $FP = 0,876$, Entonces en el mes se tiene:

$$\cos^{-1}(0.876) = 28.84^{\circ}$$

$$E_r = \tan(28.84^{\circ}) \times 16,588Kwh = 9,134.42Kvarh$$

Para el primer método se tiene:

$$E_r = 9,134.42Kvarh - 7,852.40Kvarh = 1,282.02Kvarh$$

$$E_a = 16,588Kwh - 13,939.20Kwh = 2,648.80Kwh$$

Entonces:

$$\tan \varphi = \frac{1,282.02}{2,648.80} = 0.484$$

$$\tan^{-1}(0.484) = 25.83^\circ$$

$$FP = \cos(25.83^\circ) = 0.90$$

Para el segundo método observa:

$$E_r = 9,134.42Kvarh - 8,081.33Kvarh = 1,053.09Kvarh$$

$$E_a = 16,588Kwh - 14,412.20Kwh = 2,175.80Kwh$$

Entonces:

$$\tan \varphi = \frac{1,053.09}{2,175.80} = 0.484$$

$$\tan^{-1}(0.484) = 25.83^\circ$$

$$FP = \cos(25.83^\circ) = 0.90$$

Como se observa los dos métodos muestran el valor del FP deseado (0.90); entonces la eficiencia de la ecuación depende de la exactitud de los valores al calcular la potencia que generara el sistema fotovoltaico en el lugar de estudio, para tal caso el método más coherente es el de factores de perdidas, ya que se tiene acceso a la irradiación solar diaria del municipio de Nejapa, caso contrario con el método de índice de producción final, ya que no cuenta con una tabla de índices de producción de producción final para dicho municipio.

RECOMENDACIONES

- Para una posible continuación de este trabajo de graduación se recomienda proponer un análisis para determinar el tipo de filtro necesario para mitigar el contenido armónico generado por el inversor y por las cargas.
- Construir un filtro que permita reducir el contenido armónico del banco de pruebas.
- Al aplicar el análisis para la corrección del factor de potencia, siempre tener en cuenta los tipos de carga del sistema, tanto inductivo como capacitivo, para identificar el tipo de corrección que se necesita, y determinar si la fórmula es aplicable.
- Utilizar el canal restante del equipo de medición (Dranetz 4400) para tomar los datos de voltaje del piranometro y transformarlos a valores de irradiancia por medio de la constante de sensibilidad del piranometro.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- [1] G. Santamaría Herranz; A. Castejón Oliva “Instalaciones solares fotovoltaicas”. 1ª Ed, Madrid, España, Editorial Editex, 2010.
- [2] L. Hassaine, “Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red” Tesis Doctoral, Departamento de tecnología electrónica, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, Madrid, 2010.
- [3] I. Horikoshi, “Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red”, Tesis, Departamento de tecnología electrónica, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, Madrid, 2009.
- [4] Bonfiglioli Forever Forward, “*Soluciones para reducir la distorsión armónica*” [online]. Disponible URL:
<https://www.tecnotrans.bonfiglioli.com/es-es/industrial/noticias-medias-eventos/noticias/soluciones-para-reducir-la-distorsion-armonica/>
- [5] Constructor Eléctrico, Energy Management, 2015 JUN 01, (Online) Disponible URL:
<https://constructorelectrico.com/armonicos-un-disturbio-del-siglo-xxi-15-tecnicas-para-contrarrestarlos/>
- [6] E. R. Arcos López, D. M. Chicaiza Díaz, “Diseño y construcción de un tablero de control automático para la corrección del factor de potencia, empleando un módulo DCRA” Tesis, Universidad Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2015.
- [7] Información técnica “Q AT NIGHT”, SMA, pp 1-10.
- [8] Metas y Metrológos Asociados, 2010, Febrero, (Online). Disponible URL:
http://www.metas.com.mx/guiametas/la-guia-metas-10-02-actor_de_potencia.pdf
- [9] ABB, “*Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 8 Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas*”, pp. 1-58.

- [10] J. Trashorras Montecelos, “*Configuración de instalaciones eléctricas*”. Madrid, España: Editorial Paraninfo, 2013.
- [11] E. Mejía Mejía, E. Gustavo Ortiz, “Índices de producción de energía fotovoltaica en el AMSS”, Trabajo fin de master, Escuela de Posgrado, Universidad de El Salvador, San Salvador, El Salvador, Nov. 2015.
- [12] The World Bank Group (2016). *Global Solar Atlas* [online]. Disponible URL: <http://globalsolaratlas.info>
- [13] Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de El Salvador. *Clases Sistemas Fotovoltaicos*. San Salvador, 2016.
- [14] Catalog No. AS-6P, *Modulo Fotovoltaico 300W*, Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd. South San Francisco, USA.
- [15] SIGET, “*Términos y condiciones generales al consumidor final del pliego tarifario del año 2016*”, PP. 14-15
- [16] M. Martínez Urquilla, J. Martínez Escobar, J. Villalobos Alberto, “*Banco de prueba para el estudio del factor de potencia, demanda y comportamiento armónico de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red*”, Proyecto de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de El Salvador, San Salvador, El Salvador, Jul. 2016.
- [17] M. Valle, “*Diferencias entre $\cos\phi$ y Factor de Potencia*” [online], Jul. 2008. Disponible URL: <http://quintoarmonico.es/2008/07/17/diferencias-entre-cos%CF%86-y-factor-de-potencia/>

GLOSARIO

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

FV: Fotovoltaico.

MPP: Maximum Power Point (Punto de máxima potencia)

VA_r: Voltamperio reactivo.

GFV: Generador Fotovoltaico.

MFV: Modulo Fotovoltaico.

String: Un número de módulos o paneles fotovoltaicos interconectados eléctricamente en serie para producir la tensión de funcionamiento requerida por la carga.

MPPT: Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del punto de máxima potencia)

DC: Direct current (corriente directa)

Watt: Es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 voltamperio). Su símbolo es W.

SFV: Sistema(s) Fotovoltaico.

Tiristor: Familia de componentes electrónicos constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna para producir una conmutación.

Mosfet: metal–oxide–semiconductor field-effect transistor es un tipo de transistor de efecto de campo (FET). Tiene una puerta aislada, cuya tensión determina la conductividad del dispositivo. Esta capacidad de cambiar la conductividad con la cantidad de voltaje aplicado puede usarse para amplificar o conmutar señales electrónicas.

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor es un dispositivo semiconductor que generalmente se aplica como interruptor controlado en circuitos de electrónica de potencia. Este dispositivo posee las características de las señales de puerta de los transistores de efecto campo con la capacidad de alta corriente y bajo voltaje de saturación del transistor bipolar, combinando una puerta aislada FET

para la entrada de control y un transistor bipolar como interruptor en un solo dispositivo. El circuito de excitación del IGBT es como el del MOSFET, mientras que las características de conducción son como las del BJT.

PWM: pulse-width modulation (modulación por ancho de pulsos), es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica (una sinusoidal o una cuadrada, por ejemplo), ya sea para transmitir información a través de un canal de comunicaciones o para controlar la cantidad de energía que se envía a una carga.

THD: Total Harmonic Distortion (Distorsión Armónica Total)

THD_v: Total Harmonic Distortion in Voltage (Distorsión Armónica Total en Voltaje)

THD_i: Total Harmonic Distortion in Current (Distorsión Armónica Total en Corriente)

RMS: root mean square, se denomina valor eficaz al valor cuadrático medio de una magnitud eléctrica. El concepto de valor eficaz se utiliza especialmente para estudiar las formas de onda periódicas, a pesar de ser aplicable a todas las formas de onda, constantes o no.

Corrientes de Foucault: Se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos.

Efecto Joule: si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El movimiento de los electrones en un cable es desordenado; esto provoca continuas colisiones con los núcleos atómicos y como consecuencia una pérdida de energía cinética y un aumento de la temperatura en el propio cable.

Circuito LC: es un circuito formado por una bobina L y un condensador eléctrico C.

AM: Air mass, es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible (es decir, cuando el sol está directamente vertical). La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo.

Irradiancia: es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 .

Radiación solar: es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatío por metro cuadrado).

Irradiación: es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en J/m^2 o kWh/m^2 . (Aunque la irradiancia y la Irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora. La irradiación puede medirse por ejemplo en J/m^2 año).

FP: Factor de potencia.

Latitud: es la distancia que hay desde un punto de la superficie terrestre al ecuador, contada por los grados de su meridiano. Esta se mide en grados, entre 0° y 90° y puede ser representada a través de dos maneras: indicando a qué hemisferio pertenece la coordenada, o en su defecto añadiendo valores, positivos cuando se trata del norte y negativos cuando se trata del sur.

Acimut: es el ángulo que forma un cuerpo celeste y el Norte, medido en sentido de rotación de las agujas de un reloj alrededor del horizonte del observador.

EIE: Escuela de Ingeniería Eléctrica

HP: Horse Power (Caballo de Fuerza)

Reóstato: es el dispositivo de un circuito eléctrico que permite modificar su resistencia. A través del movimiento de un cursor o de un eje, el reóstato permite variar el nivel de la corriente.

DPF: displacement power factor (factor de potencia de desplazamiento)

TPF: total power factor (factor de potencia total)

ANEXOS

Mediciones con carga resistiva solo con la red eléctrica.

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado			
Energia			
Demanda			
Energia			
Armonicas			
Parpadeo			
A	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
B	3.234	121.7	<0.01
C	3.235	2.949	0.101
D	3.234	2.955	0.101
Energia	268.8	976.3	<0.01

Standar	Distorsion					
Basico						
Computado						
Energia						
Demanda						
Energia						
Armonicas						
Parpadeo						
A	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	
B	0.088	0.309	0	0.284	1.000	
C	102.7	102.7	0.416	1.000	1.000	
D	103.1	103.1	-0.768	-1.000	-1.000	
Energia	<0.01	<0.01	<0.01	-0.128	-0.944	
Armonicas	Tot	0.088	0.309	0	0.284	1.000

Mediciones con carga resistiva a una irradiancia de 218.5W/m²

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado			
Energia			
Demanda			
Energia			
Armonicas			
Parpadeo			
A	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
B	3.252	19.39	0.183
C	3.257	33.59	0.092
D	3.251	2.952	0.102
Energia	283.9	670.8	<0.01

Standar	Distorsion					
Basico						
Computado						
Energia						
Demanda						
Energia						
Armonicas						
Parpadeo						
A	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	
B	117.2	145.7	81.61	0.804	0.820	
C	-15.05	87.16	-80.72	0.173	0.187	
D	102.8	102.8	-0.864	-1.000	-1.000	
Energia	<0.01	<0.01	<0.01	-0.137	-0.952	
Armonicas	Tot	117.2	145.7	81.61	0.804	0.821

Mediciones con carga capacitiva solo con la red eléctrica.

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado			
Energia			
Demanda			
Energia			
Armonicas			
Parpadeo			
A	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
B	2.922	30.80	<0.01
C	2.927	15.40	0.060
D	2.924	15.41	0.054
Energia	42.29	406.0	<0.01

Standar	Distorsion					
Basico						
Computado						
Energia						
Demanda						
Energia						
Armonicas						
Parpadeo						
A	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	
B	0.108	0.883	-0.743	-0.123	-0.144	
C	121.0	958.7	-939.6	-0.126	-0.124	
D	114.9	959.3	-941.4	-0.120	-0.114	
Energia	<0.01	<0.01	<0.01	0.059	0.132	
Armonicas	Tot	0.108	0.883	-0.743	-0.123	-0.144

Mediciones con carga capacitiva a una irradiancia de 241.0W/m²

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
A	3.352	16.34	0.206
B	3.343	16.39	0.180
C	3.354	16.93	0.016
D	43.50	367.5	<0.01

Standar	Distorsion				
Basico					
Computado	Watts	VA	VAR	TPF	DPF
A	136.4	161.0	80.89	0.847	0.860
B	-118.7	1.069K	-1.047K	0.111	0.115
C	11.45	982.5	-967.8	-0.012	<0.01
D	<0.01	<0.01	<0.01	0.071	<0.01
Tot	136.4	161.0	80.89	0.847	0.860

Mediciones con carga inductiva, solo con la red eléctrica.

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
A	2.785	23.64	<0.01
B	2.791	18.05	0.487
C	2.786	18.08	0.481
D	34.60	343.1	<0.01

Standar	Distorsion				
Basico					
Computado	Watts	VA	VAR	TPF	DPF
A	0.284	0.714	0.575	0.397	0.441
B	358.4	1.084K	1.003K	0.331	0.339
C	365.1	1.087K	1.002K	0.336	0.348
D	<0.01	<0.01	<0.01	-0.043	-0.384
Tot	0.284	0.714	0.575	0.397	0.442

Mediciones con carga inductiva a una irradiancia de 254.7W/m²

Standar	Distorsion		
Basico			
Computado	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
A	3.152	13.28	0.172
B	3.162	19.70	0.683
C	3.157	17.89	0.657
D	36.26	307.3	<0.01

Standar	Distorsion				
Basico					
Computado	Watts	VA	VAR	TPF	DPF
A	150.0	170.8	77.97	0.878	0.887
B	108.3	1.001K	975.2	0.108	0.111
C	264.6	1.105K	1.053K	0.239	0.248
D	<0.01	<0.01	<0.01	-0.064	-0.274
Tot	150.0	170.8	77.97	0.878	0.887

Mediciones con los tres tipos de carga solo con la red eléctrica

Standar		Distorsion		
Basic	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo	
Computado	A	2.838	49.13	<0.01
Energia	B	2.836	70.89	0.097
Demanda	C	2.839	70.85	0.097
Energia	D	102.1	981.4	<0.01
Armonicas				
Parpadeo				

Standar		Distorsion				
Basic	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	
Computado	A	0.602	1.076	0.581	0.559	0.718
Energia	B	379.6	475.5	86.05	0.798	0.975
Demanda	C	379.7	474.9	81.81	0.800	0.977
Energia	D	<0.01	<0.01	<0.01	-0.111	-0.958
Armonicas	Tot	0.602	1.076	0.581	0.559	0.721
Parpadeo						

Mediciones con los tres tipos de carga a una irradiancia de 211.3W/m²

Standar		Distorsion		
Basic	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo	
Computado	A	3.114	17.13	0.163
Energia	B	3.115	107.7	0.109
Demanda	C	3.110	71.61	0.119
Energia	D	107.3	968.4	<0.01
Armonicas				
Parpadeo				

Standar		Distorsion				
Basic	Watts	VA	VAR	TPF	DPF	
Computado	A	116.7	144.0	80.09	0.811	0.824
Energia	B	257.9	378.3	18.32	0.682	0.997
Demanda	C	376.5	476.5	94.96	0.790	0.970
Energia	D	<0.01	<0.01	<0.01	-0.129	-0.952
Armonicas	Tot	116.7	144.0	80.09	0.811	0.825
Parpadeo						



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Asignatura: Sistemas Fotovoltaicos
Catedrático: Ing. Jorge Zetino
Instructores:

Laboratorio #

Medición del factor de potencia y contenido armónico para generadores fotovoltaicos conectados a la red

Objetivos:

- Leer de manera correcta el factor de potencia real y el de desplazamiento del analizador de red.
- Analizar el factor de potencia y el contenido armónico para cada tipo de carga (Resistiva, Capacitiva e inductiva).
- Corregir el factor de potencia de un motor monofásico, conectando capacitores en paralelo.

Marco Teórico.

Generalidades.

¿Que son los armónico?

Las cargas no lineales tales como: rectificadores, inversores, variadores de velocidad, hornos, etc. absorben de la red corrientes periódicas no sinusoidales. Estas corrientes están formadas por un componente fundamental de frecuencia 50 ó 60 Hz, más una serie de corrientes superpuestas de frecuencias, múltiplos de la fundamental, que denominamos armónicos eléctricos, que generan costes técnicos y económicos importantes.

El resultado es una deformación de la corriente, y como consecuencia de la tensión, conlleva una serie de efectos secundarios asociados.

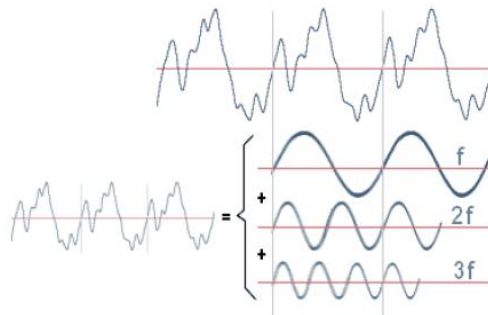


Ilustración 71. Señal con contenido armónico de segundo y tercer orden.

Efectos de los armónicos en la red eléctrica

- Aumento de la potencia a transportar, empeorando el factor de potencia de la red.
- Disparo fuera de tiempo de interruptores automáticos.
- Sobrecarga y calentamiento de conductores.
- Vibraciones y sobrecargas en las maquinas.
- Creación de inestabilidad en el sistema eléctrico.
- Mediciones erróneas en equipos de medida.

El factor de potencia.

El factor de potencia es un parámetro utilizado para describir la cantidad de energía que realmente se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es la unidad y esto indicaría que toda la energía que se ha consumido ha sido transformada en trabajo. Por el contrario un factor de potencia bajo indica un consumo mayor de energía para efectuar o producir un trabajo útil.

Existen tres tipos de potencia existentes en corriente alterna las cuales son:

- Potencia Real.
- Potencia Reactiva.
- Potencia Aparente.

Es muy importante saber diferenciar entre estos tres tipos de potencia y es por ello que se definirán brevemente cada una de ellas.

Potencia Real: También conocida como potencia activa, es la potencia realmente útil, es la energía que realmente se aprovecha cuando ponemos a funcionar un equipo eléctrico y este realiza un trabajo. La unidad de medida de la potencia real es el Watt.

Potencia Reactiva: No es realmente una potencia consumida en una instalación eléctrica, debido a que no produce trabajo útil. Este tipo de potencia aparece en una instalación eléctrica en la que hay condensadores o capacitores, ya que es necesaria para crear campos magnéticos en dichos componentes. La unidad de medida de la potencia reactiva es VAR (Voltamperios reactivos)

Potencia Aparente: Es la suma vectorial entre la potencia real y la potencia reactiva, que se transforma en trabajo. La unidad de medida de la potencia aparente es VA (Voltamperios)

Estos tres tipos de potencia se relacionan por medio del triángulo de potencia el cual es una herramienta matemática que nos permite entender de mejor manera la relación existente entre los diferentes tipos de potencia.

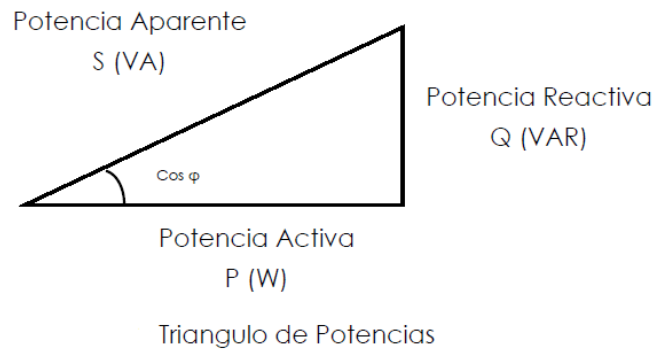


Ilustración 72. Triangulo de potencias sin tomar en cuenta la distorsión armónica

Como influye la distorsión armónica con el factor de potencia

El factor de potencia es la relación entre las potencias Activa (P) y Aparente (S). Si la onda de corriente alterna es perfectamente sinodal, FP y Cos (fi) coinciden, según se conoce en la teoría básica del factor de potencia.

Si la onda no fuese perfecta S no estaría compuesta solamente por P y Q sino que aparecería una tercera componente suma de de todas las potencias que genera la distorsión, a esta componente de la distorsión le llamaremos D

La potencia de distorsión la podemos calcular con la siguiente ecuación.

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}$$

Supongamos que en una instalación hay una tasa de distorsión armónica (THD) alta debido a que hay corrientes armónicas. Estas corrientes armónicas junto con la tensión a la que está sometido el conductor por el que fluyen da como resultado una potencia, que si fuese esta la única distorsión en la instalación, su valor correspondería con el total de las distorsiones D. Gráficamente se ve de la siguiente manera:

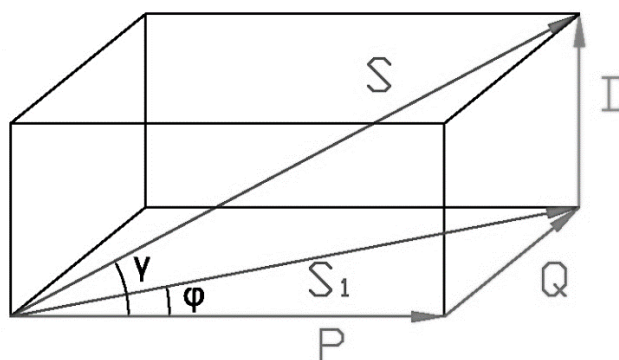


Ilustración 73. Triangulo de potencias tomando en cuenta la distorsión armónica

Si vemos la parte inferior del prisma, podemos observar un triángulo de potencia común, en el cual no tenemos ningún tipo de distorsión, pero la hipotenusa no la

llamaremos S sino que S₁ ya que S tiene que tomar en cuenta D en su composición y en el caso de S₁ la estamos omitiendo.

Si prestamos atención en el prisma completo observamos que hay 2 ángulos ϕ y γ , Ahora nuestro ángulo de importancia será γ debido a que con el si estamos tomando en cuenta la distorsión.

Además existe otro concepto de factor de potencia, cuando existe una elevada distorsión armónica, y es el que el factor de potencia total viene dado por la siguiente expresión:

$$FP_{total} = FP_{desplazamiento} * FP_{distorsión}$$

El factor de potencia total únicamente será igual al factor de potencia de desplazamiento en ausencia de distorsión.

Desarrollo de la práctica de laboratorio:

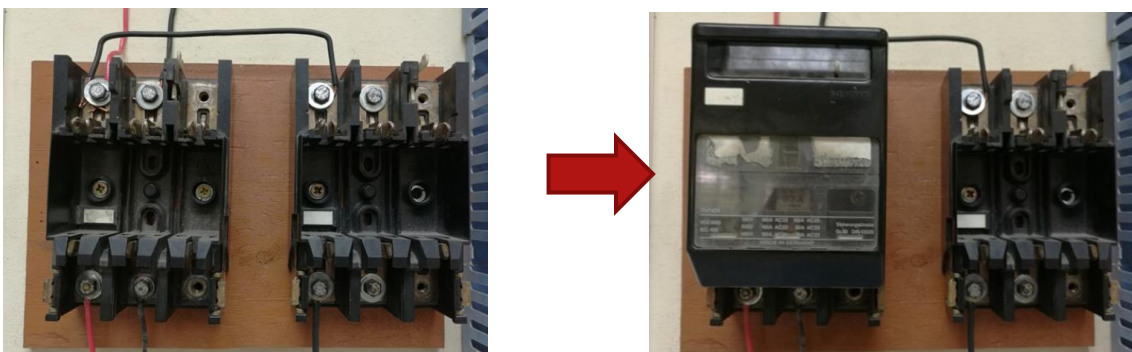
Material y equipo.

- Banco de pruebas para el estudio del factor de potencia y contenido armónico
- Medidor de calidad de energía (Dranetz 4400)
- 6 Pinzas para medir voltaje del Dranetz 4400 (3 para neutro y 3 para fase)
- 3 Amperímetros del Dranetz 4400
- Cable con conectores de banana (Blancos y rojos)

Procedimiento.

Paso 1:

Con la ayuda del instructor de laboratorio colocar el seccionador en la siguiente posición:



Paso 2:

Activar el circuit breaker de 15A mostrado a continuación:



Este breaker es el que permitirá llevar la red eléctrica hasta el otro lado del laboratorio, donde se encuentra ubicado el banco de pruebas.

Paso 3:

Activar el inversor (Sunny Boy 700U) por medio de las siguientes protecciones:



De esta manera se ha llevado la red eléctrica y la salida del inversor (Sunny Boy 700U) hasta la siguiente caja de protecciones:



Las protecciones mostradas en la imagen anterior pertenecen respectivamente a la red eléctrica y al inversor, y es aquí donde se estará activando y desactivando el banco de pruebas.

Paso 4:

Para la realización de este laboratorio es necesario conectar el medidor siguiendo el siguiente orden:

Canal A: Mediciones del inversor (Sunny Boy)

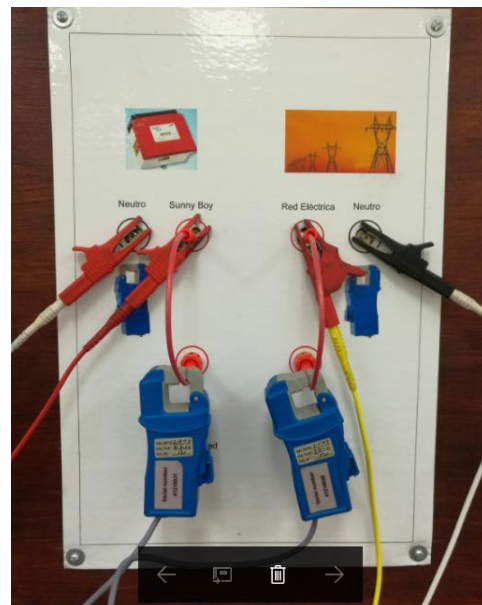
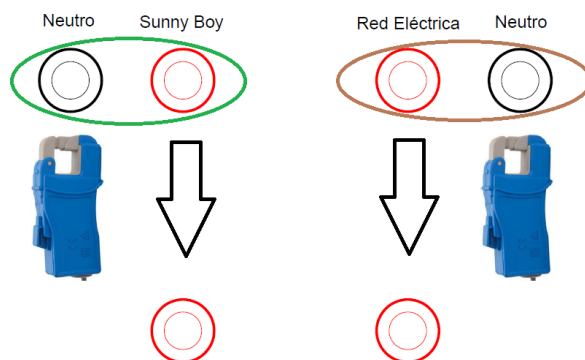
Canal B: Mediciones de la red eléctrica.

Canal C: Mediciones de la contribución de ambos (Inversor y red eléctrica)

Canal D: No se utiliza

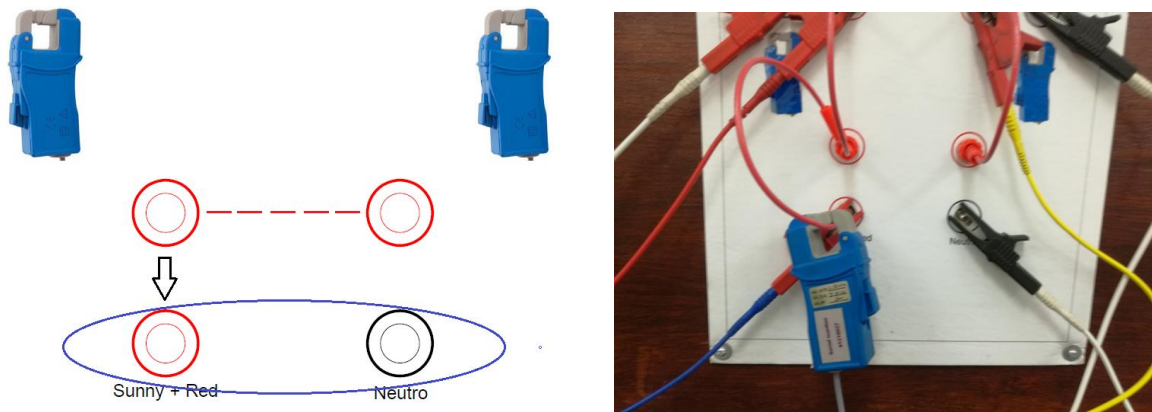
Paso 5:

Conectar el equipo de la siguiente forma:

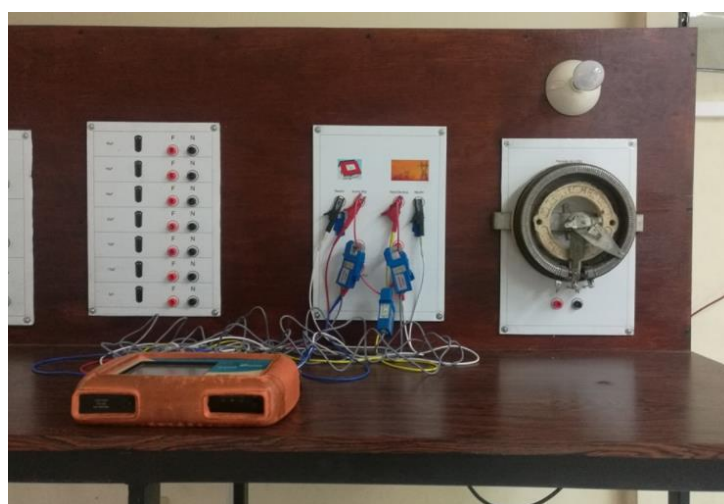


En la imagen mostrada anteriormente en los bornes encerrados en los óvalos verde (Sunny boy) y café (Red eléctrica) se conectarán las pinzas medidoras de voltaje del medidor a utilizar (Drantz 4400), fase y neutro respectivamente. Entre los bornes que están señalados con una flecha hace falta hacer una conexión entre ellos la cual se realizara por medio de un conector de banana de modo que los estudiantes que realicen el laboratorio puedan conectar los amperímetros del medidor y poder censar la corriente con la que contribuye tanto el inversor como la red eléctrica.

Para también poder analizar la carga que se conecte en el banco de pruebas es necesario también hacer la conexión mostrada a continuación:



En la imagen mostrada anteriormente se muestra una línea roja punteada, de la cual entenderemos que existe una unión entre estos dos bornes y es la que nos permite establecer la conexión entre el inversor y la red eléctrica, además de eso podemos observar una flecha que nos indica que entre esos otros dos bornes debe de realizarse una conexión con un cable de manera que haya espacio para poder conectar otro amperímetro del medidor y podamos censar la contribución tanto del inversor como de la red en conjunto, y al mismo tiempo en los bornes encerrados en el ovalo azul conectar las pinzas que nos permitirán censar el voltaje de la contribución de ambos.



El medidor conectado debe quedar más o menos de la siguiente manera.

PRACTICA 1: ESTUDIO DE CONTENIDO ARMÓNICO

Para la practica 1 se procederá a analizar como es el comportamiento de los armónicos cuando se conectan los diferentes tipos de carga al banco de pruebas.

Para lo cual se conectara de forma separada cada tipo de carga (Resistiva, capacitiva e inductiva) y se obtendrá del medidor la siguiente tabla (Tabla de Armónicas) para cada caso:



	V THD(%)	I THD(%)	Energia Armon sin Signo
A	3.378	8.423	0.069
B	3.388	12.90	0.059
C	3.397	3.115	0.109
D	258.8	1.002K	<0.01

Las cargas a conectar son las siguientes:

Carga resistiva: reóstato en serie con el foco de 100W.

Carga capacitiva: Todos los capacitores en paralelo.

Carga inductiva: Cualquiera de los tres motores.

Se tomaran 3 mediciones con cada tipo de carga, 1 en donde la carga este siendo alimentada solo con la red eléctrica, y las otras dos a diferentes valores de irradiancia.

Los valores de irradiancia para este lugar los podemos obtener con la ayuda del instructor desde la siguiente dirección: <http://webbox150024854/index.html>

Cabe mencionar que se obtendrán mejores datos en la manera que las mediciones que se tomen sea uno a baja irradiancia y el otro a una buena irradiancia, además que para conectar cada tipo de carga debe de estar apagado el banco de pruebas.

La alimentación será tomada desde el borne donde se tiene la contribución de ambas alimentaciones (Sunny Boy + Red eléctrica)

Para cada experimento el estudiante deberá hacer la tabla, llenarla y sacar sus propias conclusiones con respecto al contenido armónico.

PRACTICA 2: CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

Para esta práctica se procederá a conectar cada motor con los que cuenta el banco de pruebas de manera individual y se medirán sus parámetros energéticos, obteniendo estos del equipo de medición de una tabla similar a la siguiente:



	Watts	VA	VAR	TPF	DPF
A	280.5	291.3	72.87	0.963	0.968
B	-179.3	195.2	-70.92	0.918	0.930
C	101.6	101.6	-0.622	-1.000	-1.000
D	<0.01	<0.01	<0.01	0.153	0.999
Tot	280.5	291.3	72.87	0.963	0.968

De la cual se pueden obtener todos los valores de potencia y factor de potencia para la carga, la red eléctrica y el sunny boy

El estudiante deberá conectar primeramente cualquiera de los tres motores y medir sus valores de energía, y realizar la tabla con estos valores, luego de esto empezar a conectar capacitores en paralelo de manera que podamos corregir el factor de potencia, cabe mencionar que para agregar los capacitores el banco de pruebas debe estar apagado.

Al haber corregido el factor de potencia de dicho motor el estudiante debe realizar la tabla de los parámetros de energía, y repetir este proceso para los motores restantes, y obtener sus propias conclusiones.

ASIGNACIÓN:

- 1- ¿Qué es ITHD y VTHD? ¿Cómo se calcula cada uno?
- 2- ¿Por qué el VTHD presenta una variación mínima, comparado con el ITHD?
- 3- ¿Cuáles son los rangos permitidos de distorsión armónica?
- 4- ¿Cuál es la diferencia entre TPF y DPF y que es lo que influye en su variación?
- 5- ¿Cuál es una alternativa para calcular el banco de capacitores necesario para corregir el factor de potencia de un motor eléctrico?
- 6- ¿Cuáles son algunas alternativas para reducir el efecto de la distorsión armónica en la red eléctrica?