

**OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED
ANTE LA ENERGIZACIÓN DE CARGAS ALTAMENTE INDUCTIVAS**

**SERGIO ARMANDO RUBIANO CARRILLO
JOSÉ LEONARDO ÁLVAREZ PARADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES.
BUCARAMANGA**

2018

**OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED
ANTE LA ENERGIZACIÓN DE CARGAS ALTAMENTE INDUCTIVAS**

**SERGIO ARMANDO RUBIANO CARRILLO
JOSÉ LEONARDO ÁLVAREZ PARADA**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniería Eléctrica

Directora:

**MARÍA ALEJANDRA MANTILLA VILLALOBOS
Dra. en Ingeniería Electrónica**

Codirectora:

**PAULINA ESTHER MANTILLA MACÍAS
Ingeniera Electricista**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES.
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	22
1. JUSTIFICACIÓN	24
2. OBJETIVOS	27
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	27
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	27
3. ALCANCE.....	28
4. MARCO TEÓRICO.....	30
4.1 ENERGÍA SOLAR	30
4.1.1 Irradiancia y radiación solar.....	31
4.1.2 Horas de pico solar.....	32
4.2 PANEL FOTOVOLTAICO	33
4.2.1 Características corrientes vs tensión.	34
4.2.2 Punto de máxima potencia.	35
4.2.3 Curvas características de las celdas solares.	37
4.2.4 Eficiencia.....	38
4.3 INVERSOR	39
4.4 FUNCIONAMIENTO MICROINVERSOR ENPHASE.....	40
4.5 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	44
4.5.1 Instalaciones autónomas Off-Grid.	44
4.5.2 Sistema fotovoltaico con conexión a la red.	45
4.6 CONFIGURACIONES DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	46
4.6.1 Arquitectura enfocada al inversor: Configuración orientada a planta (PO: Plant Oriented).....	46
4.6.2 Arquitectura enfocada al panel: Configuración integrada en módulo (MI: module integrated).....	47

4.6.3 Arquitectura mixta: configuración orientada a módulo (MO: Module Oriented).....	48
4.7 EL MOTOR DE INDUCCIÓN TRIFÁSICO.....	49
4.7.1 Estator.....	49
4.7.2 Rotor.....	49
4.7.3 Funcionamiento.....	49
4.7.4 Deslizamiento.....	50
4.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL MOTOR.....	51
4.9 CARACTERÍSTICAS DEL PAR DE TORSIÓN.....	52
4.10 CIRCUITO EQUIVALENTE MOTOR DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN.....	53
4.11 TIPOS DE SERVICIO DE MOTORES ELÉCTRICOS.....	57
4.12 ARRANQUE DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN.....	59
5. MONTAJE DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.....	61
5.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA.....	61
5.1.1 Paneles Fotovoltaicos.....	61
5.1.2 Curva corriente vs tensión paneles fotovoltaicos.....	62
5.1.3 Microinversores Enphase S280.....	63
5.1.4 Especificaciones motores.....	66
5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA CON CONFIGURACIÓN ORIENTADA EN MODULO.....	68
5.2.1 Caída de tensión corriente continua.....	71
5.2.2 Cálculos de subida de tensión para microinversores (corriente alterna).....	72
5.3 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA.....	75
5.3.1 Instalación mecánica de los microinversores Enphase y cable Engage.....	76
5.3.2 Instalación del Envoy S.....	78
5.3.3 Configuración del sistema en Enlighten Manager.....	80
5.4 ENTRADA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO SINCRONIZADO CON LA RED.....	85
6. DESCRIPCIÓN DE LA CARGA.....	89

6.1 MONTAJE Y CONEXIÓN DE LA CARGA.....	89
6.2 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA DE CARGAS	90
6.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA PARA LAS CARGAS MOTRICES	92
6.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA EN EL ARRANQUE DE LAS CARGAS MOTRICES.....	95
7. PRUEBAS EXPERIMENTALES.....	98
7.1 PRUEBA DE PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	98
7.2 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA CONSTANTE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	99
7.3 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA VARIABLE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC ...	100
7.4 PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN VACÍO CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC.....	102
7.5 PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN CASCADA CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	103
7.6 PRUEBA DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN (PCC).....	105
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	107
8.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	107
8.2 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA CONSTANTE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	111
8.2.1 Análisis de la medición realizada en la salida de AC de los microinversores.....	112
8.2.2 Análisis de la medición realizada en la conexión de la red al punto común.....	116

8.2.3 Flujo de potencias en el momento de más alta irradiancia.	118
8.3 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA VARIABLE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	119
8.3.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores.....	119
8.3.2 Medición realizada en el punto de conexión de la red al punto común.....	124
8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE ARRANQUE DE MOTORES EN VACÍO CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	127
8.4.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores.....	128
8.4.2 Medición realizada en la conexión de la red con el punto común.....	132
8.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN CASCADA CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC	138
8.5.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores.....	138
8.5.2 Medición realizada en la conexión de la red con el punto común.....	142
8.6 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN (PCC)	147
9. CONCLUSIONES.....	150
10. RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA.....	155
ANEXOS	157

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Irradiancia solar e insolación.	32
Ilustración 2. Tensión vs corriente en un módulo fotovoltaico.....	35
Ilustración 3. Punto de máxima potencia para una determinada radiación.....	36
Ilustración 4. Gráfica de voltaje vs corriente y voltaje vs potencia para distintas condiciones de irradiancia.	37
Ilustración 5. Gráfica de voltaje vs corriente y voltaje vs potencia para distintas condiciones de temperatura.....	38
Ilustración 6. Sistema OFF-Grid.....	45
Ilustración 7. Sistema fotovoltaico con conexión a red.	45
Ilustración 8. Configuración orientada a planta (PO)	47
Ilustración 9. Configuración integrada en módulo (MI).....	47
Ilustración 10. Configuración orientada a módulo (MO).....	48
Ilustración 11. a) Campo magnético estator b) Corriente inducida en el rotor (atraso) c) Voltaje neto ER, campo magnético neto Bnet, Campo magnético rotorBR.	50
Ilustración 12. Gráfica de velocidad vs par de un motor de inducción.	53
Ilustración 13. Modelo de transformador de un motor de inducción, con el rotor y el estator conectados a través de un transformador ideal.....	54
Ilustración 14. Modelo de circuito del rotor con los efectos de frecuencia concentrados en el resistor.	55
Ilustración 15. Circuito equivalente por fase de un motor de inducción.	56
Ilustración 16. Circuito equivalente motor de inducción con pérdidas del cobre y potencia convertida por separado.	56
Ilustración 17. Curva I vs V de los paneles Trina solar.	62
Ilustración 18. Curva I vs V de los paneles Upsolar.....	62

Ilustración 19. Diagrama unifilar general del sistema.....	68
Ilustración 20. Paneles fotovoltaicos.....	69
Ilustración 21. Tablero de CC.	69
Ilustración 22. Microinversores Enphase S280 y bornera CC.....	70
Ilustración 23. Tablero de AC1.....	71
Ilustración 24. Esquema para cálculo de subida de tensión. Sección 1: cable Engage. Sección 2: circuito derivado.....	73
Ilustración 25. Borneras de Corriente Continua	76
Ilustración 26. Conector del cable Engage.	77
Ilustración 27. Vista general del sistema de microinversores-tableros de protección.	77
Ilustración 28. Conexión trifásica balanceada.....	78
Ilustración 29. Esquema de instalación.....	79
Ilustración 30. CT de producción.	80
Ilustración 31. Configuración básica de los paneles.	81
Ilustración 32. Datos del propietario de la instalación.....	81
Ilustración 33. Opción de virtualización del mapa (Array builder).	82
Ilustración 34. Mapa de instalación.....	82
Ilustración 35. Configuración del Array builder.....	83
Ilustración 36. Interfaz installer toolkit.....	84
Ilustración 37. Escaneo de los paneles.....	84
Ilustración 38. Visualización del arreglo vista desde el software Enlighten.....	85
Ilustración 39. Envoy S.	87
Ilustración 40. Reportes a la aplicación móvil.	88
Ilustración 41. Lista de comprobación de la activación.	88
Ilustración 42. Tablero AC2.	89
Ilustración 43. Carga motriz.	90
Ilustración 44. Motor y generador acoplados.	91
Ilustración 45. Tercera etapa de cargas.....	92
Ilustración 46. Esquema prueba de puesta en marcha.....	98

Ilustración 47. Esquema prueba de funcionamiento continuo con carga variable	100
Ilustración 48. Esquema para la prueba de arranque en vacío, arranque en cascada y funcionamiento continuo con carga constante.....	102
Ilustración 49. Esquema prueba de variación de tensión de red.....	105
Ilustración 50. Tensión y corriente rms (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) primer intervalo	109
Ilustración 51. Potencia activa y reactiva (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) segundo intervalo.....	110
Ilustración 52. Tensión rms y corriente rms (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) tercer intervalo.	111
Ilustración 53. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga constante, salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.	112
Ilustración 54. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga constante, salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.	113
Ilustración 55. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 12 y 1 pm.	114
Ilustración 56. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 1 y 2 pm.	115
Ilustración 57. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 2 y 3 pm.	116
Ilustración 58. Potencia activa y reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, conexión de la red con el punto común).....	117
Ilustración 59. corriente rms (Funcionamiento continuo con carga constante, conexión de la red con el punto común).	118

Ilustración 60. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP], salida de AC de los microinversores) entre las 12 y 3 pm	120
Ilustración 61. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP] salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.....	121
Ilustración 62. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.....	121
Ilustración 63. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2 [HP], salida de AC de los microinversores) entre las 1 y 4 pm.	122
Ilustración 64. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2[HP] salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.....	123
Ilustración 65. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2 [HP] salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.....	123
Ilustración 66. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).	124
Ilustración 67. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 2 [HP]).	125
Ilustración 68. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).	126
Ilustración 69. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).	126
Ilustración 70. Potencia activa vs potencia reactiva al momento de desconectar pasos de carga (funcionamiento continuo con carga variable, motor 1[HP]).	127
Ilustración 71. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores).....	129

Ilustración 72. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 2 [HP], salida AC de los microinversores).....	129
Ilustración 73. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 3 [HP], salida AC de los microinversores).....	130
Ilustración 74. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores).	131
Ilustración 75. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 2 [HP], salida AC de los microinversores)	132
Ilustración 76. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 3 [HP], salida AC de los microinversores).	132
Ilustración 77. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común).	133
Ilustración 78. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común).	134
Ilustración 79. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común)	134
Ilustración 80. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.	135
Ilustración 81. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.	136
Ilustración 82. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.	136
Ilustración 83. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.	137

Ilustración 84. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.	137
Ilustración 85. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.	138
Ilustración 86. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en cascada, orden de 1-2-3 [HP], salida AC de los microinversores).	139
Ilustración 87. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], salida AC de los microinversores).	139
Ilustración 88. Forma de onda de tensión vs corriente, corriente rms, tensión rms (Arranque en cascada, orden 1-2-3 [HP], salida AC de los microinversores) último arranque de una iteración.....	141
Ilustración 89. Forma de onda de tensión vs corriente, corriente rms, tensión rms (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], salida AC de los microinversores) último arranque de una iteración.....	141
Ilustración 90. Tensión y corriente rms (Arranque en cascada, orden de 1-2-3 [HP], conexión de la red con el punto común).	142
Ilustración 91. Tensión y corriente rms (Arranque en cascada, orden de 2-3-1 [HP], conexión de la red con el punto común).	143
Ilustración 92. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en cascada, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.....	144
Ilustración 93. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) primer arranque.	144
Ilustración 94. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) último arranque.	145

Ilustración 95. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.....	145
Ilustración 96. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) primer arranque.	146
Ilustración 97. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) ultimo arranque.	146
Ilustración 98. Tensión rms y potencia activa (Variación de la tensión de red)....	147
Ilustración 99. Tensión y corriente rms (variación de la tensión de red).	148
Ilustración 100. Tensión rms y potencia reactiva (variación de la tensión de red).	149

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rango de tensión a la cual funcionan los microinversores.	43
Tabla 2. Letras de código indicadoras para rotor bloqueado.	60
Tabla 3. Especificaciones eléctricas de los paneles fotovoltaicos.	61
Tabla 4. Especificaciones mecánicas de los paneles fotovoltaicos.	61
Tabla 5. Parámetros de CC.	63
Tabla 6. Parámetros de CA.	63
Tabla 7. Parámetros diversos.	64
Tabla 8. Características y especificaciones.	65
Tabla 9. Especificaciones del cable Engage.....	65
Tabla 10. Características generales.	66
Tabla 11. Característica de rendimiento y factor de potencia.	66
Tabla 12. Especificaciones variador de frecuencia.	67
Tabla 13. Otras especificaciones importantes del variador de frecuencia.	67
Tabla 14. S280, VRise, 208 VAC, 5 conductores, 1 m (long cable Engage).	74
Tabla 15. Resultado de subidas de tensión en el sistema de microinversores.....	75
Tabla 16. Regulación de las cargas motrices.	95
Tabla 17. Regulación en el arranque para los motores	97
Tabla 18. Valores de potencia de potencia activa, reactiva para arranque y operación en vacío de los motores de 1HP, 2HP y 3HP.....	107
Tabla 19. Eventos importantes para la prueba de puesta en marcha.....	108
Tabla 20. Flujo de cargas para funcionamiento continuo con alta irradiancia.....	118
Tabla 21. Flujo de potencias para motor de 1HP.....	128

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Gráficas Sowftware Enlighten	157
Anexo B. Energía del sistema.....	160
Anexo C. Datos del autotransformador	162
Anexo D. Efecto del variador de frecuencia.....	163
Anexo E. Dispositivos de medición	166

NOMENCLATURA

UIS	Universidad Industrial de Santander
PV	Panel solar fotovoltaico
AC	Corriente Alterna
DC o CC	Corriente directa (continua)
PCC	Punto de conexión común
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker)
Voc	Tensión de circuito abierto
Isc	Corriente de cortocircuito
G	Irradiancia
Vmpp	Tensión en el punto de máxima potencia
I_{mp}	Corriente en el punto de máxima potencia
P_{mp}	Punto de máxima potencia
GFP	Protección de falla a tierra (Ground Fault Protection)
GEC	Electrodo a tierra (Grounding Electrode Conductor)
STC Conditions)	Pruebas a condición estándar (Standard Test

RESUMEN

TÍTULO: OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ANTE LA ENERGIZACIÓN DE CARGAS ALTAMENTE INDUCTIVAS*

AUTORES: SERGIO ARMANDO RUBIANO CARRILLO
JOSÉ LEONARDO ÁLVAREZ PARADA**

PALABRAS CLAVE: cargas altamente inductivas, microinversor, panel fotovoltaico, sistema eléctrico de potencia.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la creciente preocupación por amortiguar el impacto en el medioambiente de las diferentes actividades humanas, la aplicación de las energías limpias ha venido ganando terreno con el pasar de los años. Entre ellas la energía fotovoltaica es de las más destacables y de las cuales se le viene dedicando más tiempo de investigación.

En este trabajo se enfatiza en el comportamiento que tiene un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red cuando se operan cargas altamente inductivas en el punto de conexión común (PCC), por ejemplo, motores de inducción. Esta aplicación es de gran interés debido a que las actividades industriales son especialmente perjudiciales para el medioambiente

La conexión de los paneles solares fotovoltaicos y la red se realizó a través de micro inversores, que son los encargados de convertir la energía en corriente continua desde los paneles a energía en corriente alterna, la cual es la utilizada en la red. Se realizó la implementación del sistema utilizando nueve paneles solares, nueve microinversores marca Enphase S280 y motores de inducción de 1, 2 y 3 HP.

Del sistema se extrajeron los datos pertinentes para identificar el comportamiento de este, ante el arranque de motores de inducción, el funcionamiento continuo de estas cargas, variación de la tensión del PCC, entre otras pruebas que se realizaron.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director María Alejandra Mantilla Villalobos. Codirector Paulina Esther Mantilla Macías.

ABSTRACT

TITLE: OPERATION OF GRID-TIED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS UNDER THE ENERGIZATION OF HIGHLY INDUCTIVE LOADS*

AUTHORS: SERGIO ARMANDO RUBIANO CARRILLO
JOSÉ LEONARDO ÁLVAREZ PARADA.**

KEY WORDS: Highly inductive loads, microinverters, photovoltaics panels, electric power system

DESCRIPTION:

Renewable energies have been gaining popularity over the years due to the growing concern to reduce the impact on the environment caused by human activities. Photovoltaic energy is one of the most noteworthy kind of renewable energy and it is the focused topic of this work.

This work is focused on the behavior of a grid-tied photovoltaic generation system when highly inductive loads are operated at the common point of coupling (PCC), induction motors (for example). This application it is of great interest because industrial activities are especially harmful to the environment

Photovoltaic solar panels were connected to the network through micro inverters, which are used to convert the DC power from the panels to AC power. The system was implemented by using nine solar panels, nine Enphase S280 microinverters and 1, 2 and 3 HP induction motors.

The pertinent data was extracted from the system to identify its behavior, before the start of induction motors, the continuous operation of these loads, variation of the PCC voltage, among other tests that were performed to the system. The results of this work show a great research potential, which could lead to the inclusion of photovoltaic generation in industrial systems in the near future.

* Degree work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering, School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director María Alejandra Mantilla Villalobos. Co-director Paulina Esther Mantilla Macías.

INTRODUCCIÓN

La preservación del medio ambiente ha sido tema constante de investigación en lo que va del siglo, esto es debido al enorme desgaste que supone para el planeta las operaciones industriales de los humanos, las cuales poco a poco llevan a la Tierra a ser inhabitable. Entre estos procesos se pueden encontrar por ejemplo los siguientes: Procesos de manufacturación de productos derivados del petróleo, utilización de combustibles fósiles para movilidad, desechos de dispositivos electrónicos (Partes de computadores, celulares, entre otros), contaminación de fuentes fluviales a partir de desechos industriales y minería, y producción de energía eléctrica a partir de fuentes no renovables.

En respuesta a los problemas antes mencionados se han formulado gran cantidad de estrategias para amortiguar estos efectos negativos dependiendo del área en cuestión que se desee tratar. Una de estas áreas trata de la inclusión de fuentes de energía renovable tales como: Energía eólica, energía geotérmica, energía solar fotovoltaica y térmica¹ [1].

Para este trabajo se hará énfasis en la energía solar fotovoltaica, la cual ha sido ampliamente aceptada y en un principio se utilizó como suplemento para pequeñas cargas. Sin embargo, los avances tecnológicos han logrado disminuir los costos de producción y aumentar la calidad de los paneles fotovoltaicos, razón por lo que ahora es factible su utilización en un mayor número de aplicaciones. Para el caso de este trabajo se considera bastante atractiva la aplicación de sistemas fotovoltaicos para alimentar cargas altamente inductivas, debido al aporte de potencia reactiva por parte de inversores, por lo tanto, se hará énfasis en el

¹ **Perales Benito, T.** *El universo de las energías renovables*. Bogotá: Marcombo, 2014, pp 22-30. ISBN 9789586829113

comportamiento de los sistemas fotovoltaicos cuando se energizan cargas altamente inductivas.

1. JUSTIFICACIÓN

Uno de los principales retos que enfrenta la humanidad en la actualidad es el cambio climático, principalmente producido por la sobre explotación de los recursos naturales en procesos industriales requeridos para la producción de los principales servicios y productos que se adquieren día a día. Es natural percatarse de que uno de los servicios más importantes para los seres humanos es la energía eléctrica, a su vez este servicio fue y aun es parte importante en el cambio climático, ya que los procesos tradicionales por los cuales se produce son altamente contaminantes².

A este problema se han dado gran cantidad de propuesta para disminuir el efecto que estos procesos causan diariamente al medio ambiente, por ejemplo: Métodos para el uso racional de la energía por parte de los ciudadanos e industrias, mejoramiento de las tecnologías tradicionales de generación de energía y la inclusión de energías renovables.

En el campo de las energías renovables se pueden destacar algunas importantes como: la energía eólica, energía solar fotovoltaica, biomasa y la energía geotérmica. Ante eso gran cantidad de países del primer mundo (China, Alemania, Japón, los países anglosajones, entre otros) han aumentado sustancialmente el uso de las energías renovables al punto de que algunos pocos dependen casi en su totalidad de estas³.

La energía solar fotovoltaica ha tenido gran aceptación debido a su enorme potencial, sin embargo, en un principio lo “arcaica” que fue la tecnología con la que

² Ibid., p.45

³ G. Wetstone, K. Thornton, R. Hinrichs-rahlwes, S. Sawyer, M. Sander, R. Taylor, D. Rodgers, M. Alers, H. Lehmann, M. Eckhart, and D. Hales, *United Arab Emirates. 2016" renewable energy 21, REN21, p.217.*

se inició su uso, impidió que la energía fotovoltaica se expandiera a aplicaciones industriales. Sin embargo, los avances actuales para facilitar la producción de los paneles fotovoltaicos y el mejoramiento de la calidad y eficiencia de estos, ha producido un incremento notable en su uso a nivel global, tanto así que su mercado incrementó 10 veces su capacidad entre el 2005 y el 2015.

Cabe destacar que existen dos arquitecturas de funcionamiento para los sistemas fotovoltaicos: Sistemas conectados a la red y sistemas aislados. Entre estos dos, los sistemas conectados a la red son drásticamente más usados que los aislados. La razón de esto es que estos sistemas conectados a la red presentan la facilidad de funcionar sin un sistema de almacenamiento, lo que reduce considerablemente la inversión económica en instalación y mantenimiento.

Tradicionalmente los sistemas fotovoltaicos estaban diseñados para entregar únicamente potencia activa a las cargas. Actualmente es atractivo la idea de que además de suministrar la potencia activa, los sistemas fotovoltaicos también puedan suministrar potencia reactiva, pues, aunque el consumo de potencia reactiva provoca pérdidas en el sistema de distribución, también es cierto que sin esta potencia sería imposible el funcionamiento de cargas como motores eléctricos de inducción. Debido a esto algunos fabricantes de inversores se han preocupado por incluir funciones que permitan el control del factor de potencia ya sea en adelanto o atraso, tal caso como lo es la marca fabricante Enphase.

Partiendo de lo anterior, el problema de interés de este trabajo es analizar la respuesta del sistema fotovoltaico al momento de energización y des energización de cargas altamente inductivas con FP entre 0,7 y 0,9. La importancia que se le puede dar a este problema radica en la posible inclusión de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red para alimentar cargas importantes a nivel industrial que posean factores de potencia entre 0.7 y 0.9 tales como: Motores o sistemas de refrigeración. Un aspecto importante se encuentra en el arranque de estas cargas,

puesto que la corriente de arranque de la mayoría de estas supera en creces a la corriente nominal de las respectivas cargas. Por esta razón se hace necesario realizar la observación y análisis de la operación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante la energización y des energización de cargas con factores de potencia entre 0.7 y 0.9.

Por lo anteriormente dicho se propone la implementación de un sistema de generación fotovoltaico, con el uso de microinversores marca Enphase S280 conectado a la red que permiten un ajuste automático del factor de potencia entre 0.7 y 1 (este es el rango de ajuste del factor de potencia del microinversor, no confundir con el factor de potencia de las cargas) tanto en adelanto como en retraso, para identificar el comportamiento de estos nuevos sistemas conectados a la red eléctrica. Para llevar a cabo dicha identificación del sistema se realizarán mediciones de las principales variables eléctricas en estado transitorio y de régimen permanente analizando sus resultados.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar el comportamiento de un sistema de generación fotovoltaico, con el uso de los microinversores marca enphase S280 conectado a la red en el punto de conexión común, ante la inserción de cargas altamente inductivas con factor de potencia entre 0.7 y 0.9 mediante el análisis de datos obtenidos de un prototipo real.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el montaje y la puesta en marcha del sistema de generación fotovoltaico con el uso de microinversores marca enphase S280.
- Realizar la medición de las variables: tensión CC y AC, corriente CC y AC, potencia, factor de potencia, energía; en estado transitorio y de régimen permanente del sistema de generación alimentando cargas altamente inductivas con factor de potencia entre 0,7 y 0,9.
- Identificar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante la conexión y desconexión de cargas inductiva, de acuerdo a los datos obtenidos de la medición.

3. ALCANCE

Este trabajo busca identificar el funcionamiento de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red con el uso de microinversores marca enphase S280*, para alimentar cargas altamente inductivas tales como motores de inducción, con factor de potencia entre 0,7 y 0,9, mediante datos obtenidos de las mediciones de la implementación del sistema.

La primera parte de este trabajo será la implementación del sistema de generación fotovoltaico, conectado a la red, el cual suministrará la potencia requerida por las cargas altamente inductivas.

Los elementos básicos de este sistema son:

- Conjunto de 9 paneles fotovoltaicos distribuidos de la siguiente manera: 3 de potencia nominal 255 Wp cada uno, 5 de potencia nominal 250 Wp cada uno y uno de 240 Wp.
- 9 Microinversores de marca Enphase s280 de potencia nominal 270 VA cada uno, los cuales tienen incorporados las funciones de seguimiento del punto de máxima potencia y ajuste del factor de potencia.
- Protecciones eléctricas en DC y AC
- Motores de inducción trifásicos, con potencia nominal entre 1 y 3 hp.
- Sistema de medición y monitorización (Envoy-S).

El montaje se realizará en el laboratorio de integración energética ubicado en parque tecnológico Guatiguará, donde se realizarán las pruebas pertinentes para la

* Se seleccionaron estos microinversores debido a que el fabricante en el datasheet especifica que estos pueden operar con factores de potencia entre 0.7 y 1

segunda parte del trabajo tales como: Ensayos de variación de carga y medición de las variables eléctricas, tanto en estado estable como en estado transitorio, que permitan analizar el funcionamiento del sistema.

Para la toma de dichas mediciones se emplearán los siguientes equipos: un analizador Dranetz, analizador de energía Fluke 1730, voltímetros, y pinza amperimétrica. La monitorización se realizará por intermedio del dispositivo Envoy que recopila datos de los microinversores enviándolos al software Enlighten a través de una conexión de internet en donde es posible visualizar la producción de energía de cada panel fotovoltaico. Para la parte final se procederá a realizar el análisis del sistema con la intención de dar respuesta a las interrogantes del planteamiento del problema y a los objetivos de este trabajo.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 ENERGÍA SOLAR

El sol es la estrella más cercana a la tierra, se compone por 90% hidrogeno y 7% helio. Su temperatura superficial está alrededor de los 6000°C. En las manchas solares tiene una temperatura de 4800°C y cerca de su centro alcanza más de 15.000.000 °C. Es en el núcleo en donde se encuentra la fuente de energía del sol debido a las condiciones extremas de presión y temperatura, allí se tienen lugar a reacciones nucleares de fusión. La actividad nuclear tiene como consecuencia que se propague un flujo total de energía equivalente a $3,8 * 10^{23} [kW]$ de la cual solo llega una pequeña fracción a la tierra, la energía absorbida y reflejada por la tierra equivale 779.640 [TWh/año], este valor es suficiente para cubrir la demanda mundial⁴.

La energía solar es transportada a la tierra en forma de radiación electromagnética, el tiempo que tarda en llegar la luz a la superficie terrestre es de 8.3 minutos. De esta energía que llega a la atmósfera una parte es absorbida por la materia atmosférica mientras la restante incide sobre la superficie terrestre, aunque se debilita por efecto de reflexión, difusión y absorción, otra fracción de esa energía se refleja al espacio exterior desde el suelo. Para el uso de energías renovables sólo es posible aprovechar la radiación que llega al suelo. Esta puede llegar de tres formas:

⁴ Sánchez, M.A, *Energía solar fotovoltaica*, México: Limusa,2012. p. 23. ISBN 9789681871987

- Radiación directa: Llega directamente del sol sin incidir con algún elemento de la atmósfera como nubes o sin desviar su camino. Esta radiación se caracteriza por provocar sombras y predomina en días soleados.
- Radiación difusa: Llega luego de incidir con algún elemento de la atmósfera (polvo, nubes, contaminantes), este tipo de radiación predomina en los días nublados
- Radiación reflejada o albedo: Es la reflejada por la tierra siendo de mayor importancia en zonas con nieve, agua o cualquier otra parte en donde la reflexión sea de consideración
- Radiación global: se conoce como la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

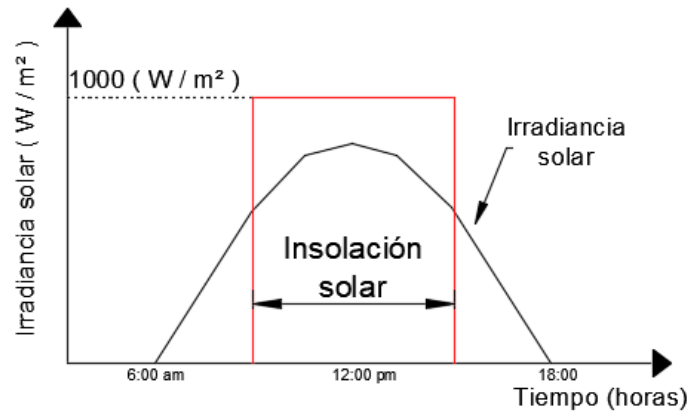
Para censar la radiación proveniente del sol se utilizan los siguientes instrumentos

- Piranómetro: Mide la radiación global o la difusa, según se le ponga un anillo de sombra (difusa) o no (global).
- Pirheliómetro: Mide la radiación directa.
- Pirgeómetro (albedómetro): Mide la radiación reflejada o albedo.

4.1.1 Irradiancia y radiación solar. La irradiancia es una medida instantánea del flujo de radiación solar que incide sobre una superficie [W/m^2], afuera de la atmósfera la radiación proveniente del sol es [$1373 W/m^2$] y la que incide sobre la superficie de la tierra es [$1000 W/m^2$] ⁵. La irradiación es la medida de la energía recibida por la radiación solar sobre una superficie en un intervalo de tiempo, esta es la integral de la irradiancia. La medida de radiación solar en un día concreto es la insolación, en la ilustración 1 se muestran una gráfica típica para la irradiancia.

⁵ Djamila Rekioua y Ernest Matagne. *Optimization of photovoltaic power systems*, Springer, 2012. p. 3.

Ilustración 1. Irradiancia solar e insolación.



4.1.2 Horas de pico solar. Representa el tiempo en horas de la exposición de una superficie de un metro cuadrado a una radiación equivalente a $[1000 W/m^2]$. Este parámetro cobra importancia en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Para caracterizar los módulos fotovoltaicos, estos se miden en unas condiciones determinadas denominadas condiciones estándar: $[1000 W/m^2]$ de radiación solar y $25^{\circ}C$ de temperatura de las células fotovoltaicas. La máxima potencia generada por cada módulo fotovoltaico en estas condiciones se mide en [Wp] (vatios pico) y se conoce como la potencia nominal del módulo. La energía producida del conjunto de módulos se calcula multiplicando su potencia nominal por el número de horas sol pico, esto es porque no todas las horas de sol se consideran como pico ($1000 W/m^2$). Para obtener el número de horas pico sol de un día determinado se debe tomar el valor de energía generada en ese día $[Wh/m^2]$ y este se divide entre $[1000 W/m^2]$ ⁶.

⁶Julieta C. Schallenberg Rodríguez et al. *Energías renovables y eficiencia energética*, Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. (2008). p.65.

4.2 PANEL FOTOVOLTAICO

También llamado módulo fotovoltaico se constituye por varias células fotovoltaicas conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco. Las células se pueden conectar en distintas configuraciones serie o paralelo dependiendo de la corriente y tensión deseadas.

Un panel fotovoltaico produce electricidad en corriente continua, sus parámetros característicos varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente. Esta energía generada por los módulos fotovoltaicos se puede convertir en corriente alterna por intermedio de un inversor.

Célula fotovoltaica

Elemento básico de un sistema fotovoltaico que convierte la energía del sol (fotones) en energía eléctrica. El material utilizado para su construcción es el silicio. Consiste en una unión PN formada por un material semiconductor similar a un diodo

Existen tres tipos de células, silicio monocristalino, policristalino y amorfo.

El mono cristalino utiliza lingotes puros de silicio siendo los de mayor eficiencia con rendimientos superiores al 12%, el policristalino se fabrica a partir de restos de pieza de silicio mono cristalino, su rendimiento es algo inferior, pero tiene un menor costo y ha contribuido a su mayor utilización. El amorfo es obtenido por deposición de capas delgadas sobre vidrio, este es de menor rendimiento que los anteriores, su uso se limita a aplicaciones de pequeña potencia como calculadoras, relojes entre otros⁷.

⁷ Ibíd., p. 65.

La célula fotovoltaica es diseñada con una ventana para que penetre la luz solar. Su composición convencional con las uniones P y N forma una barrera de potencial que se rompe al incidir sobre ella un rayo de luz (fotones) de una intensidad lo suficientemente grande. La barrera da lugar a una tensión entre sus extremos de 0,46 a 0,48 voltios.

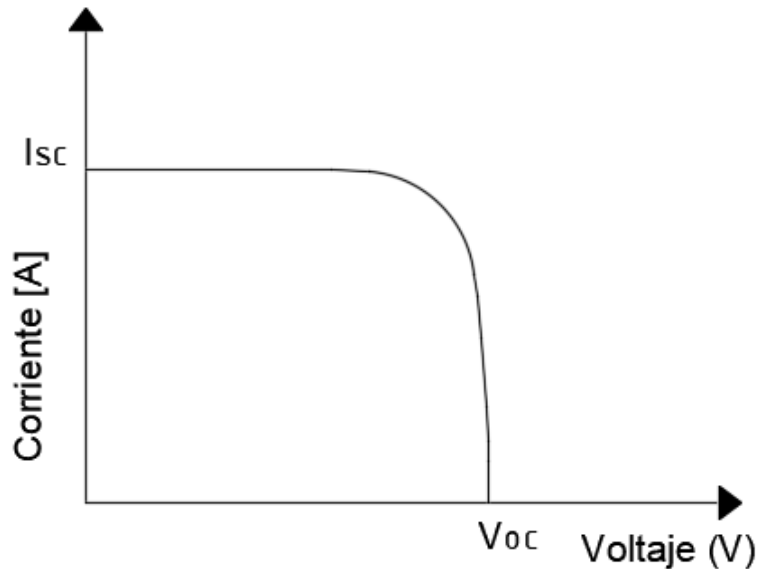
El semiconductor es producido con silicio de extrema pureza que se mezcla con otras sustancias para formar dos regiones separadas de distinta polaridad eléctrica. Una región se deja con una sustancia de tres electrones generando un defecto de electrones del silicio

Efecto fotovoltaico

Cuando la luz solar incide sobre las celdas fotovoltaicas, sus fotones pueden ser reflejados, atravesar la celda o ser absorbidos por esta. Aquellos que son absorbidos transfieren su energía a los electrones de la celda. Con esta energía los electrones pueden escapar de su posición en el átomo y formar una corriente eléctrica. A este proceso se le conoce efecto fotovoltaico.

4.2.1 Características corrientes vs tensión. Teniendo en cuenta las demás cantidades como constantes, la corriente suministrada a un panel fotovoltaico depende de la tensión en sus terminales. En la ilustración 2. Se muestra las características de la curva tensión vs corriente. Allí se aprecia que a medida que la tensión aumenta la corriente disminuye.

Ilustración 2. Tensión vs corriente en un módulo fotovoltaico.



Tensión de circuito abierto y corriente de corto circuito

Los parámetros correspondientes a tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito son utilizados para describir el rendimiento del módulo, además representan puntos de potencia nula. La corriente de cortocircuito I_{sc} se mide para el corte en las terminales de salida, esta corriente es la que corresponde a la tensión cero. La tensión de corto circuito es la tensión correspondiente cuando la corriente es nula ($I_{pv} = 0$)

Los valores de I_{sc} y V_{oc} son obtenidos en condiciones estándar y son llamados I_{sc-ref} y V_{oc-ref} . Ambos valores están dados en la hoja de datos del panel fotovoltaico⁸.

4.2.2 Punto de máxima potencia. La potencia suministrada por el conjunto de módulos fotovoltaicos está dada por la siguiente expresión

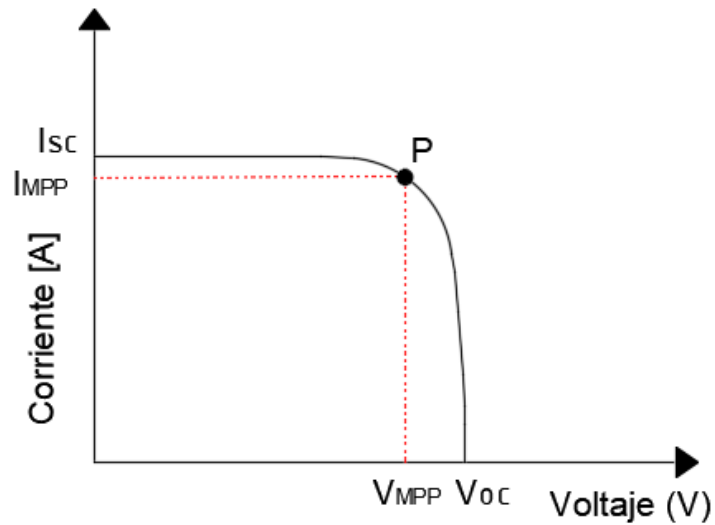
⁸ Djamila. Op.cit., p. 7.

$$P_{pv} = V_{pv} * I_{pv} \quad (1)$$

En la ilustración 3 se muestra el punto de potencia máxima para una determinada irradiancia.

$$0 < V_{pv} < V_{oc} \quad (2)$$

Ilustración 3. Punto de máxima potencia para una determinada radiación.



Existen dos puntos de no potencia, es decir, que si reemplazamos por la ecuación (1) da como resultado cero. El primer punto de potencia nula es el V_{oc} , esto se da porque el módulo se encuentra desconectado de la carga y en consecuencia no existe flujo de corriente. El otro punto es I_{sc} que mide la corriente que se está generando cuando la tensión en los terminales del módulo es cero. Los puntos V_{oc} e I_{sc} se pueden observar en la ilustración 3.

El punto de máxima potencia se encuentra en el intervalo de la ecuación (2) y representa la máxima potencia (P_{MPP}) generada por el panel fotovoltaico. El valor de corriente correspondiente a ese punto de máxima potencia se conoce como

corriente de máxima potencia (I_{MPP}) de igual forma se denomina para la tensión (V_{MPP}) en ese punto⁹. La expresión para la máxima potencia es la siguiente

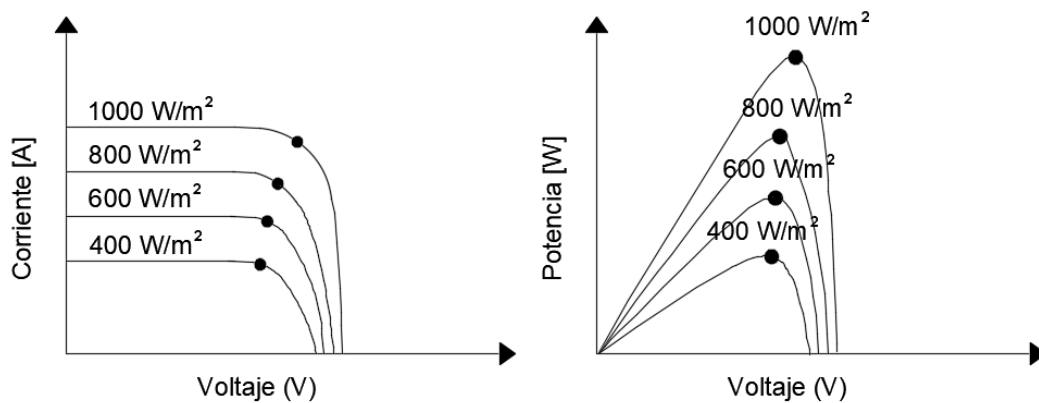
$$P_{MPP} = I_{MPP} * V_{MPP} \quad (3)$$

El valor de P_{MPP} varía dependiendo de la radiación y la temperatura.

4.2.3 Curvas características de las celdas solares. Estas curvas están representadas por la corriente vs voltaje y la potencia vs voltaje para distintas condiciones de radiación y temperatura.

En la ilustración 4 se muestra el efecto de la irradiancia en un módulo fotovoltaico. La corriente I_{SC} incrementa casi linealmente con el aumento de la irradiancia mientras la tensión V_{OC} percibe un incremento pequeño.

Ilustración 4. Gráfica de voltaje vs corriente y voltaje vs potencia para distintas condiciones de irradiancia.

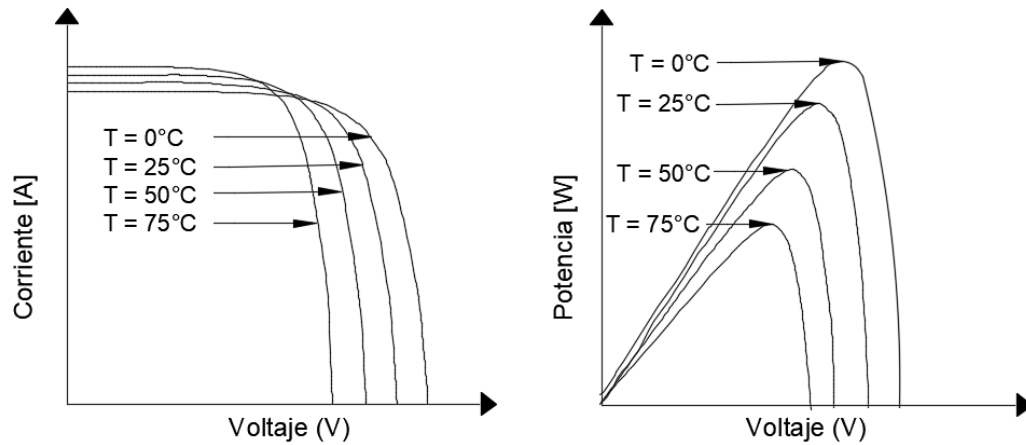


El efecto sobre el módulo que provoca la temperatura se observa en la ilustración 5. A medida que aumenta la temperatura la corriente aumenta levemente, la tensión

⁹ Djamila. Op.cit., p. 9.

se ve más afectada disminuyendo en mayor proporción. El punto de máxima potencia disminuye con el aumento de la temperatura.

Ilustración 5. Gráfica de voltaje vs corriente y voltaje vs potencia para distintas condiciones de temperatura.



4.2.4 Eficiencia. La eficiencia de un módulo fotovoltaico es la proporción de energía recibida del sol que el panel convierte a energía eléctrica. Está definida como el cociente entre la potencia de salida del panel fotovoltaico y la potencia de entrada incidente de la luz solar¹⁰.

$$\eta_1 = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{pv} * I_{pv}}{A_{pv} * G} \quad (4)$$

Donde

A_{pv} = Superficie del panel fotovoltaico

G = irradiancia

¹⁰ Djamila. Op.cit.,p.10.

La eficiencia real de un panel fotovoltaico viene dada por:

$$\eta_{pv} = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \eta_4 * \eta_5 \quad (5)$$

η_2 Es debido al incremento de temperatura en el panel fotovoltaico al recibir el flujo solar que no es convertido en energía eléctrica y es disipado en forma de calor. El incremento de temperatura es mayor en casos de una pobre ventilación de los paneles fotovoltaicos.

η_3 Se presenta por pérdidas de potencia en los conductores por efecto joule ($\eta_3 \approx 0.98$).

η_4 Debe a pérdidas en el inversor ($\eta_4 = 0.95$)

η_5 Imperfecciones en el seguidor el máximo punto de potencia ($\eta_5 = 0.98$), en el caso de no contar con seguidor de máxima potencia ($\eta_5 = 0.8$)

4.3 INVERSOR

Transforman la corriente continua en corriente alterna, esto es por la necesidad de alimentar ciertos electrodomésticos que funcionan con AC. Si las cargas a suplir fueran en corriente continua no habría necesidad de utilizar el inversor. En algunos países desarrollados existen instalaciones en corriente continua que han llegado a tener un número importante de sistemas instalados.

4.4 FUNCIONAMIENTO MICROINVERSOR ENPHASE

Convierte la salida CC del panel fotovoltaico en electricidad de AC de acuerdo con la red eléctrica. El microinversor Enphase maximiza la producción de energía gracias a que cuenta con un algoritmo que se encarga de encontrar el punto de máxima potencia (MPPT). Cada microinversor Enphase es conectado a un único panel fotovoltaico, con esto se busca que cada panel fotovoltaico trabaje en su punto de máxima potencia, de esta forma se asegura que se entregue la mayor cantidad de energía por panel independientemente del rendimiento en otros paneles fotovoltaicos.

Con la utilización de cada microinversor por individual se asegura un máximo rendimiento para el panel asociado se enfrenta el hecho de que un panel se vea afectado por sombras, suciedad, entre otros¹¹.

Envoy-S de Enphase

El Envoy-S es un dispositivo de comunicación que da acceso de red al conjunto de paneles fotovoltaicos, además recopila datos de la producción y rendimiento de los microinversores por medio de líneas eléctricas de AC del sitio transmitiendo los datos a Enlighten a través de una conexión de módem celular o de internet. El Envoy-S tiene la capacidad de monitorear hasta 600 microinversores de Enphase.

Cable Engage de Enphase

El cable Engage es un tramo continuo de cable para exteriores que cuenta con conectores de AC integrados para microinversores y que funciona como la salida

¹¹ Enphase Energy Inc. Manual de instalación y funcionamiento, Microinversores de la serie S de Enphase. (2015). [En línea]. Disponible en: https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/S-Series_Inst_and_Op_Man_ES.pdf

trifásica de los microinversores. La terminación del cable Engage cuenta con 5 conductores: fase A, fase B, fase C, neutro y tierra, dichos conductores son llevados al tablero de AC de conexión común con la red y su respectiva protección termomagnética tripolar de 20 A.

Enlighten de Enphase

Software de gestión y monitoreo basado en la web. Con Enlighten Manager es posible visualizar datos detallados del rendimiento, gestionar varios sistemas fotovoltaicos y dar solución de forma remota a inconvenientes que afecten del rendimiento del sistema.

Con el fin de llevar un seguimiento al estado del sistema se instala el Envoy-S y luego se establece una conexión vía wifi entre el Envoy y la nube, con ello se consigue la comunicación de forma automática entre los microinversores y el software Enlighten, en donde este último presenta información actual e histórica del funcionamiento del sistema conformado por paneles fotovoltaicos y microinversores.

Array Builder

Aplicativo de Enlighten en donde es posible crear un conjunto de paneles virtuales. En este espacio se indica con cuantos paneles se va a operar, su grado de inclinación, acimut. Se pueden ajustar los paneles virtuales simulando la posición real en la que fueron instalados.

Toolkit de Enphase

Aplicación móvil para dispositivos iOS y Android, la cual brinda la facilidad de configurar el sistema en sitio sin necesidad de contar con un computador portátil.

Las ventajas de la aplicación son las siguientes:

- Conectarse al Envoy-S a través de una red inalámbrica con la finalidad de realizar una configuración y verificación más eficiente del sistema.
- Visualizar un resumen confirmando la instalación satisfactoria y enviar datos por correo electrónico.
- Buscar números de serie de microinversores y sincronizar información del sistema con el software de monitoreo Enlighten.

Confiabilidad óptima

Un sistema compuesto por microinversores Enphase presenta mayor confiabilidad en relación a un sistema conformado por un inversor convencional. Su distribución garantiza la no existencia de puntos individuales susceptibles de fallo. Operan hasta temperaturas ambientes de 65°C. Su carcasa está diseñada para instalaciones exteriores cumpliendo con la norma de clasificación ambiental de carcasas NEMA 6¹².

Conexión a tierra microinversores Enphase S280

Los microinversores de la serie S280 de enphase cuentan con la conexión a tierra integrada y protección por falla de conexión a tierra (GFP). El inversor contiene la parte de CC aislada y sin conexión a tierra, por lo tanto, no se requiere un GEC lo que disminuye tiempo de instalación, presupuesto y no se ve afectada la seguridad del sistema¹³.

¹² *Ibíd.*, p. 10.

¹³ *Ibíd.*, p. 12.

Compatibilidad

Los microinversores Enphase S280 son compatibles con los módulos fotovoltaicos de hasta 60 celdas y hasta 360 W STC.

Requisitos del servicio de red

En la tabla 1 se presentan los rangos de tensión de la red a los cuales operan los microinversores, tanto para conexión monofásica como trifásica. Antes de poner en funcionamiento los microinversores es necesario medir la tensión en la línea de AC para verificar que se encuentre en los rangos establecidos para su correcto funcionamiento.

Tabla 1. Rango de tensión a la cual funcionan los microinversores.

240 V CA, monofásico		208 V CA, trifásico	
L1 a L2	211 a 264 V CA	L1 a L2 a L3	183 a 229 V CA
L1, L2 a neutro	106 a 132 V CA	L1, L2, L3 a neutro	106 a 132 V CA

Perfil de red entregado por el microinversor

Un perfil de red eléctrica es un conjunto de configuraciones de frecuencia y tensión que define los parámetros de funcionamiento aceptables de los microinversores de Enphase. La aplicación de un perfil de red asegura el cumplimiento normativo y operar sincronizado con la red tanto en tensión como en frecuencia con la empresa pública de servicio eléctrico. Los microinversores consultan el perfil de red para saber si la red eléctrica funciona fuera de los parámetros normales.

Por ejemplo, si el microinversor detecta que la tensión de la red del servicio eléctrico sobrepasa la configuración del límite de sobretensión del perfil de red, se

desconecta y deja de exportar energía a la red eléctrica. Cuando el microinversor detecta que el funcionamiento de la red ha vuelto a la normalidad (en este caso, un rango de tensión aceptable), vuelve a conectarse y reanuda la exportación de energía ¹⁴.

4.5 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

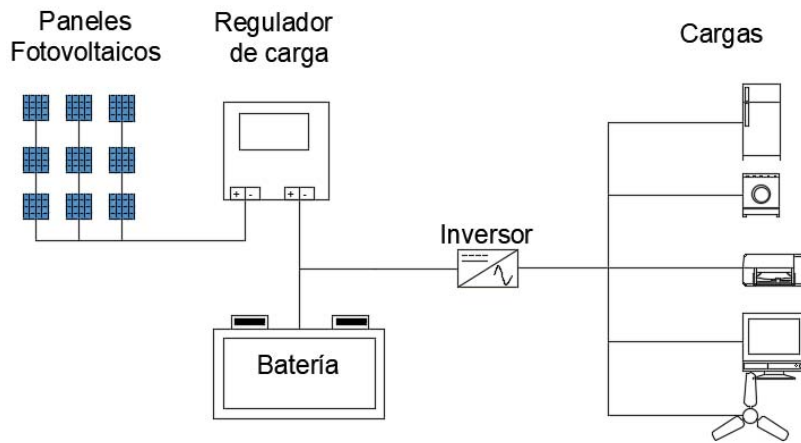
En la actualidad existen diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos que pueden ser: sistemas conectados a la red, sistemas híbridos o con respaldo de la red y sistemas off-grid autónomos. El uso de uno u otro tipo depende entre otras cosas de la necesidad de la demanda energética, si la instalación se va a realizar en zonas con posibilidad de interconexión con la red o el poder contar otro tipo de energía que sirva de apoyo al sistema fotovoltaico.

4.5.1 Instalaciones autónomas Off-Grid. Se usa principalmente en zonas en donde se requiere energía eléctrica y no se dispone de conexión de red de suministro eléctrico. También es utilizada en lugares con conexión a red estando bajo el criterio del dueño de la instalación su uso.

Este tipo de instalaciones debe cubrir el total de la demanda, con cierta fiabilidad. Como la demanda es requerida en momentos en que no hay insolación, es necesario el uso de baterías; con estos almacenadores de energía se puede brindar energía en condiciones climatológicas desfavorables para la generación. Dependiendo de la cantidad de almacenadores se dota al sistema de autonomía por cierto periodo de tiempo. En la ilustración 6 se muestra un esquema de una instalación off-grid.

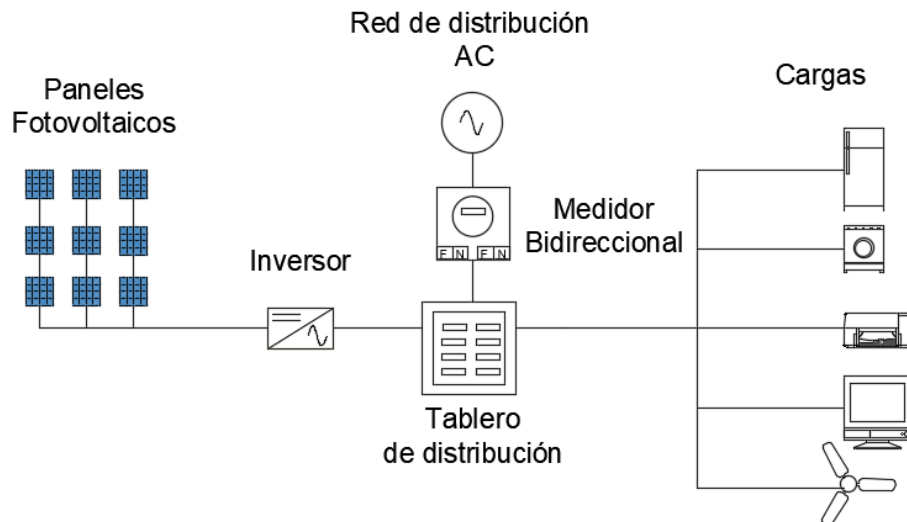
¹⁴ Enphase Energy Inc. ¿Qué es un perfil de red eléctrica y como lo establezco? [En línea]. Disponible:<https://enphase.com/es-lac/soporte/que-es-un-perfil-de-red-electrica-y-como-lo-establezco>

Ilustración 6. Sistema OFF-Grid.



4.5.2 Sistema fotovoltaico con conexión a la red. Este tipo de configuración consta de un conjunto de paneles fotovoltaicos que forman un generador fotovoltaico, siendo este conectado a un inversor o a varios microinversores según sea el caso. El inversor inyecta energía al tablero eléctrico que es el punto común donde se interconectan el sistema de generación fotovoltaico con la red pública. En la ilustración 7 se puede apreciar un esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Ilustración 7. Sistema fotovoltaico con conexión a red.



En esta configuración la energía producida por los PV es entregada inmediatamente al tablero eléctrico en donde se distribuye a la carga, por ende, su beneficio sólo se aprecia en horas del día. En el caso en donde la generación de energía supere la demandada por la carga, ese exceso de energía es inyectado a la red eléctrica para su consumo en otro hogar, edificio o industria. En el caso en que la carga demande más energía que la producida por los PV la red eléctrica se encarga de suministrar la energía faltante para que alimente la carga.

Este tipo de configuración no utiliza baterías, por lo tanto, reduce su costo de implementación. En algunos países el excedente de energía que se produce es remunerado por la empresa de electricidad de la región o por el gobierno

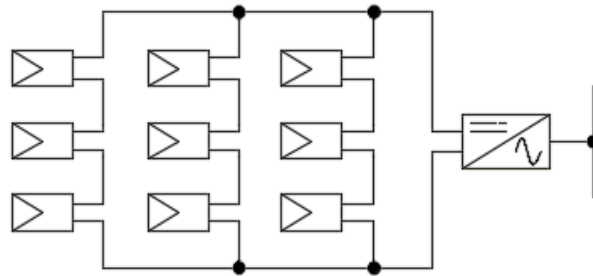
4.6 CONFIGURACIONES DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

4.6.1 Arquitectura enfocada al inversor: Configuración orientada a planta (PO: Plant Oriented). En esta arquitectura se dispone de una conexión serie-paralelo con el conjunto de PV disponibles de tal forma que se obtiene un único generador fotovoltaico y por ende un solo procesador de energía.

En esta configuración se presenta bajo nivel de modularidad por la dificultad de expandir la potencia instalada, se pierde capacidad de extracción energética al operar los paneles en distintas condiciones de irradiancia y/o temperatura. Es una arquitectura de bajo costo y por ello muy utilizada comercialmente¹⁵, en la ilustración 8 se presenta un ejemplo de esta arquitectura.

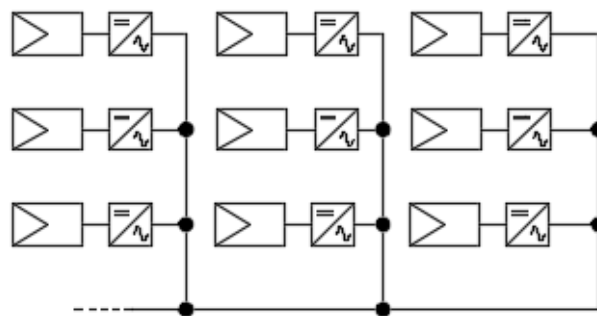
¹⁵ Velazco, Guillermo. Sistemas fotovoltaicos de configuración dinámica: topologías ear, mix y team. España. Académica española. 2011. p. 45. ISBN 9783846572597.

Ilustración 8. Configuración orientada a planta (PO)



4.6.2 Arquitectura enfocada al panel: Configuración integrada en módulo (MI: module integrated). En esta configuración los paneles fotovoltaicos no se interconectan entre sí. Cada PV tiene su propio procesador de energía (inversor o microinversor) los cuales inyectan de manera independiente potencia a la red; en esta configuración la conexión de los inversores es en paralelo como se observa en la figura 9.

Ilustración 9. Configuración integrada en módulo (MI).

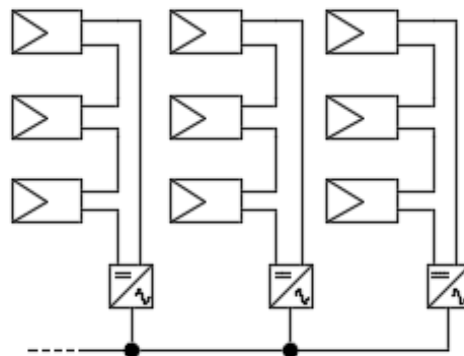


El seguidor de máxima potencia con el que cuenta cada PV permite que se extraiga la máxima potencia posible para el conjunto de paneles fotovoltaicos, por lo tanto, esta configuración presenta el mayor nivel de modularidad, fiabilidad y flexibilidad al momento de optar por una ampliación del número de PV. Como desventaja se tiene

el diseño de los inversores debido a alta relación de tensión que debe conseguir y al requerir un inversor por panel se aumentan los costos de la instalación¹⁶.

4.6.3 Arquitectura mixta: configuración orientada a módulo (MO: Module Oriented). Está basada en construir generadores fotovoltaicos mediante conexiones en serie de módulos fotovoltaicos, como se muestra en la ilustración 10.

Ilustración 10. Configuración orientada a módulo (MO).



Con la agrupación en serie se contribuye a elevar la tensión CC para la inyección de potencia a la red, mientras que el asociar un seguimiento del punto de máxima potencia a cada agrupación en serie permite extraer una cantidad de energía comprendida entre la configuración integrada en módulo y la orientada en planta, en caso de que los paneles estén sometidos a distintas condiciones de operación¹⁷ [8].

¹⁶Ibíd. p 46.

¹⁷Ibíd.,p. 47.

4.7 EL MOTOR DE INDUCCIÓN TRIFÁSICO

Los motores de inducción (o asíncronos) trifásicos son los motores más utilizados en la industria.

Un motor de inducción trifásico consta de dos partes principales: una estacionaria conocida como estator y una móvil rotatoria constituida por un rotor. Dependiendo de la construcción del rotor las máquinas asíncronas se clasifican en máquina de rotor devanado o máquina de rotor de jaula de ardilla. La más utilizada es la de rotor de jaula de ardilla, esto es por su menor frecuencia en el mantenimiento [8].

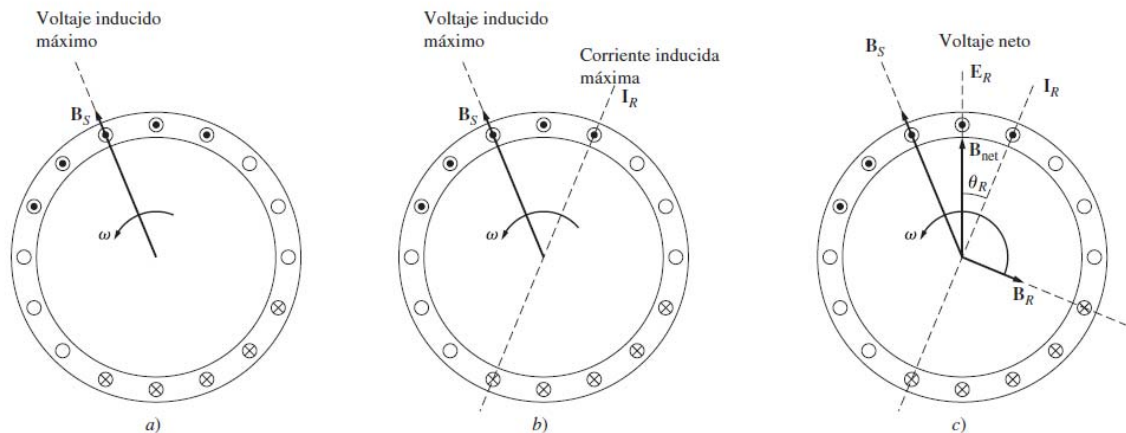
4.7.1 Estator. Parte estática de la máquina cuya función es soportar un cilindro hueco compuesto por laminaciones apiladas, posee ranuras equidistantes entre sí que se encuentra estampadas en la circunferencia interna sobre las laminaciones [8]. El estator provoca el movimiento del rotor debido a su campo magnético giratorio.

4.7.2 Rotor. Parte mecánica del motor en donde debido a la inducción de un campo magnético proveniente del estator se produce movimiento, esta gira en sentido contrario a las manecillas del reloj y cuenta con un eje que es el que va a transmitir el movimiento a la carga que se desea trabajar. Se compone de laminaciones ranuradas que se encuentran apiladas con la finalidad de crear una serie de ranuras para el devanado del rotor.

4.7.3 Funcionamiento. En los devanados del estator se conectan las tensiones de la red. Al existir una tensión en los devanados del estator se crea una corriente en el estator que induce un campo magnético B_S , este campo magnético induce una tensión en las barras del rotor que a su vez crean un flujo de corriente, este flujo de corriente provoca un campo magnético en el rotor B_R , la interacción de este campo

B_R , y el campo neto hace que el rotor gire en sentido contrario a las manecillas del reloj, este proceso se muestra en la ilustración 11.

Ilustración 11. a) Campo magnético estator b) Corriente inducida en el rotor (atraso) c) Voltaje neto E_R , campo magnético neto B_{net} , Campo magnético rotor B_R .



Fuente: CHAPMAN, S.J. 1987. MAQUINAS ELECTRICAS". Editorial McGraw-Hill. Colombia: McGraw-Hil, 1987. 958-41-0056-4.

4.7.4 Deslizamiento. Hay dos términos para definir el movimiento relativo entre el rotor y los campos magnéticos. El primero es la velocidad de deslizamiento definido como la diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad del rotor.

$$n_{des} = n_{sinc} - n_m \quad (6)$$

Donde

n_{des} = velocidad de deslizamiento de la máquina

n_{sinc} = velocidad de los campos magnéticos

n_m = velocidad mecánica del eje del motor

El otro término se conoce como deslizamiento, que es igual a la velocidad relativa expresada como una fracción de la unidad o un porcentaje. Según lo anterior el deslizamiento se define como

$$S = \frac{n_{des}}{n_{sinc}} * \times 100\% \quad (7)$$

4.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL MOTOR

Las pérdidas de energía en el motor se definen como la diferencia entre la energía eléctrica entregada al motor por el sistema que lo alimenta y la energía mecánica que desarrolla el motor en su eje. Estas pérdidas se originan en el proceso de transformación de la energía eléctrica a mecánica en cualquiera de sus pasos.

Pérdidas por efecto Joule

Se denomina efecto Joule a la transformación de cierta parte de la energía cinética de los electrones que se mueven en una corriente eléctrica a calor, debido a los choques entre los propios electrones. Esta energía que se transforma en calor ya no es aprovechable por el motor por lo cual se considera una pérdida y se les llama pérdidas en el cobre. La cantidad de energía que se pierde en los conductores que conformen el motor se puede calcular como $P_{cu} = I^2 * R$ donde I es la corriente que circula por el conductor y R la resistencia del conductor (para cada conductor individualmente).

Pérdidas mecánicas

La mayoría de estas pérdidas se presentan por la fricción de partes móviles, ya sea con partes estáticas u otras partes móviles, lo cual produce calentamiento de estas

piezas y por lo tanto pérdidas de energía. Algunos ejemplos de lo anteriormente dicho son: La fricción entre el rotor y la parte fija de su sistema de apoyo, el rozamiento de las escobillas y la fricción de las partes móviles con el aire que rodea las máquinas.

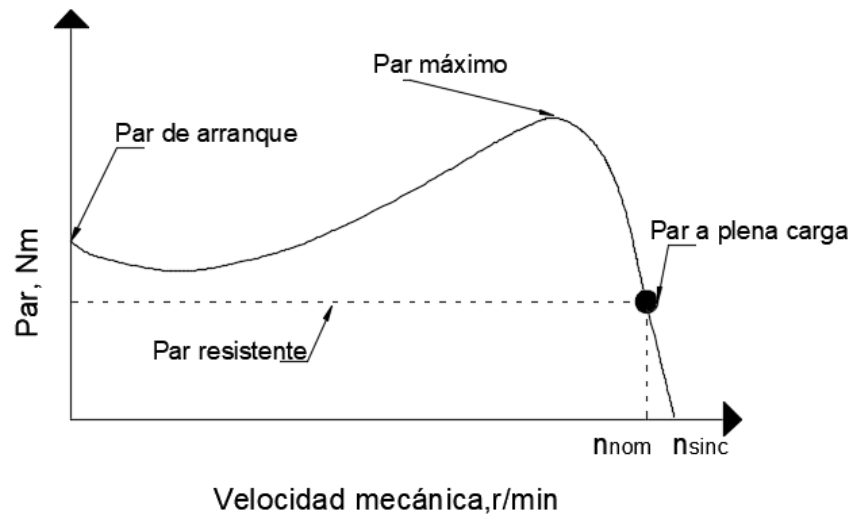
Pérdidas magnéticas

Estas pérdidas se deben a la presencia de corrientes parasitas o de Foucault, y a las pérdidas de histéresis. Las primeras son debido a que los conductores del motor son atravesados por campos magnéticos variables, esto produce corrientes inducidas dentro del conductor las cuales a su vez producen campos magnéticos en dirección contraria al aplicado. Estas corrientes también producen perdidas por efecto Joule. En el caso de las pérdidas por histéresis son producidas por la energía que se convierte en calor debido al fenómeno de histéresis. El fenómeno de histéresis es la propiedad de un material de mantener su estado magnético, lo que genera un campo magnético remanente del cual solo una parte de la energía de este campo es recuperada y el resto se convierte en calor.

4.9 CARACTERÍSTICAS DEL PAR DE TORSIÓN

La velocidad que puede alcanzar el eje de un motor depende de su característica par-velocidad y de la característica de la carga, tal y como se muestra la ilustración 12.

Ilustración 12. Gráfica de velocidad vs par de un motor de inducción.



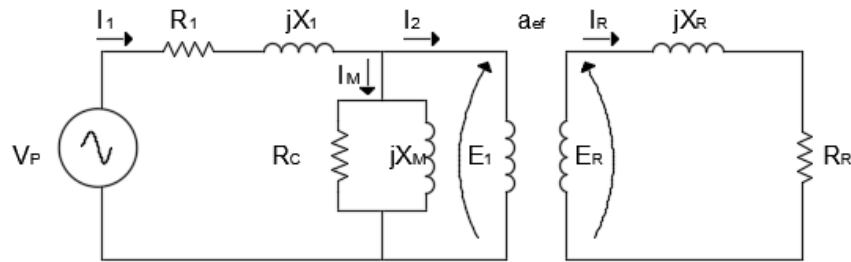
4.10 CIRCUITO EQUIVALENTE MOTOR DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN

Para el funcionamiento del motor de inducción, se requiere que en el circuito del rotor se generen unas tensiones y corrientes, las cuales son inducidas por el circuito del estator a través de una operación transformadora. Debido a que la inducción producida del estator al rotor se da por una acción transformadora, el circuito equivalente del motor de inducción es muy similar al del transformador.

Como en el circuito equivalente de un transformador, en el circuito equivalente del motor de inducción se tiene una reactancia de dispersión en el estator jX_1 y una resistencia del devanado del estator R_1 . También presenta la rama magnetizante compuesta por la reactancia X_M en paralelo con una resistencia R_C que se presenta por las pérdidas en el núcleo. El circuito equivalente se completa con una reactancia de dispersión del rotor X_R y resistencia del devanado del rotor R_R ;

El voltaje correspondiente al estator E_1 se acopla al secundario E_2 a través de un transformador ideal, con una relación efectiva de vueltas a_{ef} . El voltaje E_R inducido en el rotor produce un flujo de corriente I_R en el circuito del rotor que se encuentra en cortocircuito.

Ilustración 13. Modelo de transformador de un motor de inducción, con el rotor y el estator conectados a través de un transformador ideal.



El circuito equivalente en el motor de inducción (como se muestra en la ilustración 13) difiere del de un transformador debido a los efectos de la frecuencia en el circuito del rotor; en donde se va a ver afectada la tensión E_R e impedancias R_R y jX_1 . La magnitud y frecuencia de la tensión inducida E_R es directamente proporcional al deslizamiento del rotor. Si llamamos E_{RO} a la magnitud de la tensión inducida en el rotor en condiciones de rotor bloqueado, entonces la magnitud de la tensión inducida para cualquier deslizamiento viene dada por la ecuación (8) y su frecuencia por la ecuación (9). En donde S representa el deslizamiento del motor.

$$E_R = sE_{RO} \quad (8)$$

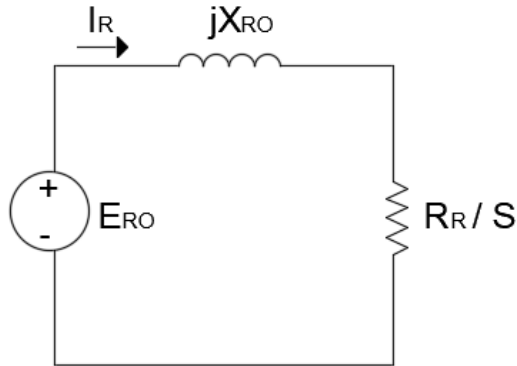
$$f_r = sf_e \quad (9)$$

La corriente en el rotor viene dada por la ecuación (10).

$$I_R = \frac{E_{RO}}{\frac{R_R}{S} + jX_{RO}} \quad (10)$$

El modelo de circuito del rotor con todos los efectos de frecuencia, concentrados en el resistor se muestra en la ilustración 14.

Ilustración 14. Modelo de circuito del rotor con los efectos de frecuencia concentrados en el resistor.



Circuito equivalente final

Para generar el circuito equivalente por fase final de un motor de inducción como se muestra en la ilustración 15, se requiere referir los elementos del rotor al lado del estator.

Para referir es necesario aplicar las ecuaciones 11 a 14.

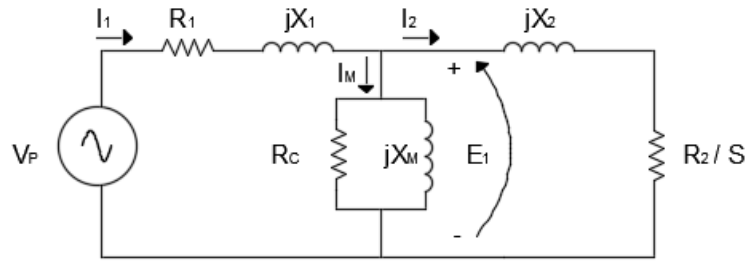
$$E_1 = a_{ef} E_{RO} \quad (11)$$

$$I_2 = \frac{I_R}{a_{ef}} \quad (12)$$

$$R_2 = a_{ef}^2 R_R \quad (13)$$

$$X_2 = a_{ef}^2 X_{RO} \quad (14)$$

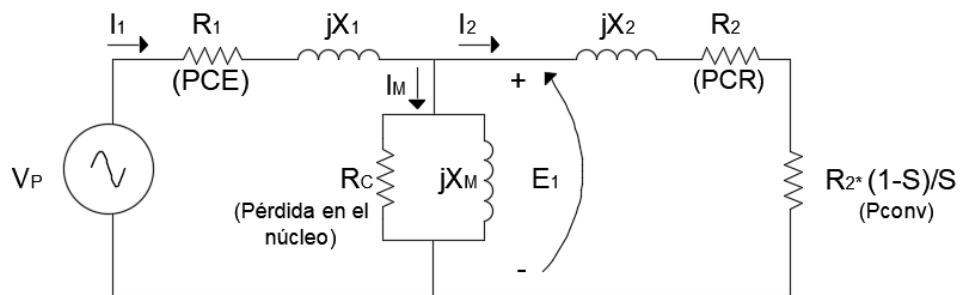
Ilustración 15. Circuito equivalente por fase de un motor de inducción.



En la ilustración 16 se tiene el circuito equivalente por fase con las pérdidas en el cobre del estator (PCE) y rotor R_2 (PCR) y la potencia convertida en forma mecánica (Pconv), separadas en dos elementos distintos.

la carga en el eje del motor viene representada en función de la resistencia del rotor y el deslizamiento. Como en la mayoría de los casos la resistencia del rotor no es posible variarla, la potencia convertida va a depender del deslizamiento ¹⁸[9].

Ilustración 16. Circuito equivalente motor de inducción con pérdidas del cobre y potencia convertida por separado.



¹⁸ Chapman, S. J. "MAQUINAS ELECTRICAS". Editorial McGraw-Hill. Colombia. 1987.pp. 237-245. ISBN 958-41-0056-4.

4.11 TIPOS DE SERVICIO DE MOTORES ELÉCTRICOS

Dependiendo de las necesidades de la carga, los motores suelen trabajar a diferentes regímenes de servicio. Estos regímenes o tipos de servicio se indican mediante los símbolos S1 al S9, de acuerdo con IEC 34-1 y VDE 0530 Parte 1¹⁹.

- S1, Servicio en funcionamiento continuo: Funcionamiento a carga constante, de suficiente duración para alcanzar el equilibrio térmico.
- S2, Servicio de corta duración: Operación a carga constante durante un tiempo determinado, menor del requerido para alcanzar el equilibrio térmico, seguido de un tiempo de reposo en estado desconectado de duración suficiente para permitir que la temperatura del motor vuelva a la temperatura ambiente o a la temperatura del refrigerante.
- S3, Servicio intermitente: Secuencia de ciclos de servicio idénticos, en la que cada uno consta de un período de funcionamiento a carga constante y un período de reposo en estado desconectado. El ciclo de servicio es demasiado corto para alcanzar el equilibrio térmico.
- S4, Servicio intermitente con arranque: Secuencia de ciclos de servicio idénticos, en la que cada uno consta de un período de arranque significativo, un período de funcionamiento a carga constante y un período de reposo en estado desconectado. Los ciclos de servicio son demasiado cortos para alcanzar el equilibrio térmico.

¹⁹ Engineering ToolBox. *IEC Duty Cycles*. [En línea] Recuperado en 2018-03-05 Disponible: https://www.engineeringtoolbox.com/iec-duty-cycles-d_739.html.

- S5, Servicio intermitente con arranque y frenado eléctrico: Secuencia de ciclos de servicio idénticos, en la que cada uno de ellos consta de un período de arranque significativo, un período de funcionamiento a carga constante y un período de frenado eléctrico rápido y un período de reposo en estado desconectado. Los ciclos de servicio son demasiado cortos para alcanzar el equilibrio térmico
- S6, Servicio periódico con funcionamiento ininterrumpido: Secuencia de ciclos de servicio idénticos, en la que cada uno de ellos consta de un período de carga constante y un período de operación en vacío. Los ciclos de servicio son demasiado cortos para alcanzar el equilibrio térmico.
- S7, Servicio periódico de funcionamiento continuo con frenado eléctrico: Secuencia de ciclos idénticos, en la que cada uno de ellos consta de un período de arranque, un período de funcionamiento a carga constante y un período de frenado. El sistema de frenado es eléctrico, por ejemplo, frenado contracorriente. Los ciclos de servicio son demasiado cortos para alcanzar el equilibrio térmico.
- S8, Servicio periódico ininterrumpido con variaciones de carga y velocidad: Secuencia de ciclos de servicio idénticos, en la que cada uno de ellos consta de un período de arranque, un período de funcionamiento a carga constante, que corresponde a una velocidad predeterminada, seguido por uno o más períodos de funcionamiento con diferentes cargas constantes correspondientes a velocidades distintas. No hay período de reposo en estado desconectado. Los ciclos de servicio son demasiado cortos para alcanzar el equilibrio térmico.
- S9, Servicio con variaciones no periódicas de carga y velocidad: Servicio en el cual, generalmente, la carga y la velocidad tienen una variación no periódica dentro del margen de funcionamiento permitido. Este servicio presenta con

frecuencia sobrecargas que pueden exceder ampliamente los valores en plena carga.

4.12 ARRANQUE DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN

El hecho de poner en funcionamiento un motor de inducción no requiere más que conectarlo a la línea de potencia; aunque existen casos en los que realizar la energización directa puede provocar una importante caída de tensión que podría ocasionar problemas como, por ejemplo: desconexión de equipos, daños, apagones, entre otros.

En los motores de inducción de jaula de ardilla, la corriente de arranque depende principalmente de la potencia nominal del motor y de la efectividad en la resistencia del rotor en el momento del arranque.

Para la estimación de la corriente de arranque a todos los motores en su placa característica se les asigna una letra código de arranque (no confundir con la letra clase de diseño), la cual establece los límites de corriente que pueden fluir por los devanados del motor en condiciones de arranque, la tabla 2 muestra las letras de código para rotor bloqueado según la tabla 430-7 de la NTC 2050²⁰.

Los límites son indicados en términos de potencia aparente de arranque del motor; estando en función de la potencia nominal dada en caballos de fuerza. La potencia aparente de arranque se suele calcular por medio de las siguientes formulas

$$S_{arranque} = (HP\ nominal)(factor\ de\ letra\ de\ código) \quad (15)$$

²⁰ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN., Código Eléctrico Colombiano.NTC2050 Bogotá: 1998.,p 327.

En el caso de la corriente de arranque se tiene la expresión:

$$I_L = \frac{S_{arranque}}{\sqrt{3}V_T} \quad (16)$$

$V_T =$ Tensión en terminales

Tabla 2. Letras de código indicadoras para rotor bloqueado.

Letra de código	KVA por kilovatio (KW) con el rotor bloqueado	KVA por caballo (HP) con el rotor bloqueado
A	0-4,21	0-3,14
B	4,22-4,75	3,15-3,54
C	4,76-5,35	3,55-3,54
D	5,36-6,02	4,0-4,49
E	6,03-6,69	4,5-4,99
F	6,70-7,49	5,0-5,59
G	7,50-8,43	5,6-6,29
H	8,44-9,50	6,3-7,09
J	9,51-10,71	7,1-7,99
K	10,72-12,05	8,0-8,99
L	12,06-13,39	9,0-9,99
M	13,40-15,00	10,0-11,19
N	15,01-16,74	11,2-12,49
P	16,75-18,75	12,5-13,99
R	18,76-21,43	14,0-15,99
S	21,44-24,16	16,0-17,99
T	24,17-26,80	18,0-19,99
U	26,81-30,01	20,0-22,39
V	30,02 y más	22,4 y más

Fuente. NTC 2050.Tabla 430-7

5. MONTAJE DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

5.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA

5.1.1 Paneles Fotovoltaicos. En las tablas 3 y 4 se presentan las especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos utilizados. Fueron usados tres paneles Trina solar TSM – 255PC05A, cinco paneles Upsolar UP – M250P y 1 panel KYOCERA.

Tabla 3. Especificaciones eléctricas de los paneles fotovoltaicos.

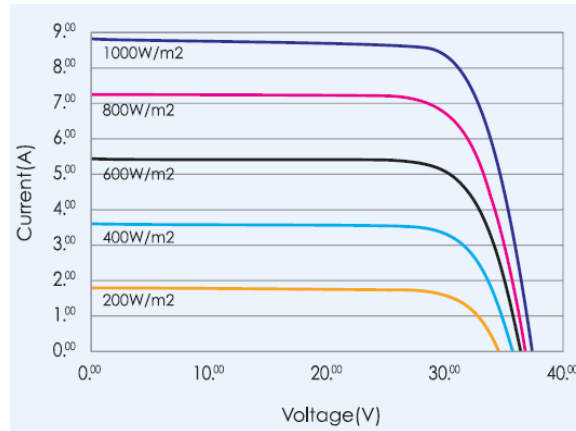
Datos eléctricos (STC)	Trina solar TSM – 255PC05A	Upsolar UP – M250P	KYOCERA KD240GX-LFB
Pmax	255 Wp	250 Wp	240 Wp
Vmp	30.5 V	30.6 V	29.8 V
Imp	8.37 A	8.17 A	8.06 A
Voc	38.1 V	38.0 V	36.9 V
Isc	8.88 A	8.50 A	8.59 A
Eficiencia	15.6%	15.37%	14.58%

Tabla 4. Especificaciones mecánicas de los paneles fotovoltaicos.

Datos mecánicos	Trina solar TSM – 255PC05A	Upsolar UP – M250P	KYOCERA KD240GX-LFB
Tipo	Policristalino 156 x 156 mm	Polycrystalline Silicon	Policristalino
Dimensión	1650 x 992 x 40 mm	1640 x 992 x 35 mm	1662x990x46 mm
Peso	19.5 Kg	18.5 Kg	21 kg
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ²	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ²	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ²
Conector	MC4	MC4	MC4

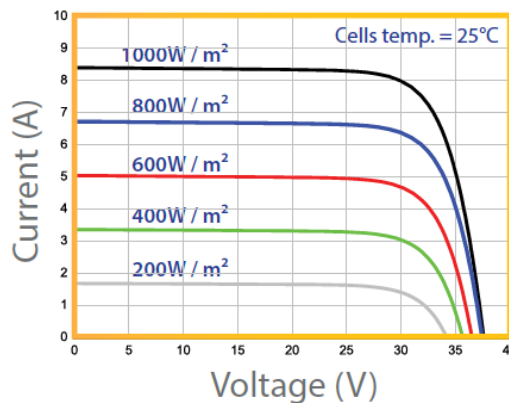
5.1.2 Curva corriente vs tensión paneles fotovoltaicos. En las ilustraciones 17 y 18 se presentan las curvas de corriente vs tensión correspondiente a cada tipo de panel utilizado. Estas gráficas muestran la variación de la tensión y corriente al ocurrir un cambio en la irradiancia.

Ilustración 17. Curva I vs V de los paneles Trina solar.



Fuente: TSM_en_oct_2011 [En línea].2011. [Citado 18 febrero 2018]. Disponible en internet: https://www.zonnepanelen.net/nl/pdf/panels/Honey_PC05A_Datasheet_40mm_EN.pdf

Ilustración 18. Curva I vs V de los paneles Upsolar.



Fuente: UP-EN-US-01206-v1[En línea].2016. [Citado 18 febrero 2018]. Disponible en internet: http://www.upsolar.com/uploads/UploadFile/UP-EN-US-012016_V1_STND_POLY60_6_B_LR_20160125_20160304.pdf

5.1.3 Microinversores Enphase S280. En las tablas 5, 6, 7 y están consignados los parámetros más importantes de los microinversores Enphase S280, en la tabla 9 se muestran los datos del cable engage

Tabla 5. Parámetros de CC.

Parámetros de CC				
Parámetro	Unidad	Min	Típico	Máx
Intervalo de tensión MPPT	V	27	32	37
Intervalo de funcionamiento	V	16	32	48
Tensión máxima de CC de entrada	V			48
Tensión de arranque mínima y máxima	V	22		48
Máxima corriente de cortocircuito de CC de entrada	A			15
Corriente máxima de CC de entrada	A			12

Tabla 6. Parámetros de CA.

Parámetros de CA Microinversores S280				
Parámetro	Unidad	Min	Típico	Máx
Potencia de salida de CA (continua) nominal (-40°C a 65°C)	W		270	
Pico de potencia de CA de salida	W		280	
Factor de potencia de salida		1, 0,7 retrasado...0,7 adelantado		
Intervalo de tensión nominal de CA de salida				
240 V CA (fase dividida)	Vrms	211	240	264
208 V CA (Trifásico)	Vrms	183	208	229
Corriente nominal de CA de salida a tensión nominal	Arms		1,13	
240 V CA (fase dividida)	Arms		1,30	
208 V CA (Trifásico)				
Intervalo de frecuencia nominal de CA de salida	Hz	57	60	61
Intervalo extendido de frecuencia de CA de salida	Hz	57		63

Tabla 7. Parámetros diversos.

Parámetros diversos microinversor S280				
Parámetro	Unidad	Min	Típico	Máximo
Máximo de microinversores por circuito derivado de CA de 20 A 240 V CA (fase dividida) 208 V CA (trifásico)				14
				21*
Pico de eficiencia del inversor	%		97,3	
Eficiencia de MPPT estática (ponderada, referencia EN50530)	%		99,5	

*Nota= Para el cálculo del número máximo de microinversores instalados por circuito ramal (cable Engage). Las normas para la determinación de los circuitos ramales en las instalaciones eléctricas internas se acuerdan en las secciones 210, 220 y 225 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

$$S = \sqrt{3}V_T I_L; S = \sqrt{3} * 208 * 20 = 7205.3 VA$$

Circuito ramal no se puede cargar más del 80%.

$$\text{Número de microinversores} = \frac{7205.3 * 0.8}{270} = 21.3$$

Tabla 8. Características y especificaciones.

Características y especificaciones	
Compatibilidad	Se empareja con la mayoría de los módulos fotovoltaicos de 60 celdas
Dimensiones, excluido el soporte de montaje (aproximadas)	172 x 175 x 35 mm (6,8 x 6,9 x 1,4 pulg.)
Peso	1,8 kg (4,0 lb)
Comunicación	Línea eléctrica
Conexión a tierra integrada (GEC no necesario)	El circuito de CC cumple con los requisitos de los conjuntos de paneles fotovoltaicos sin conexión a tierra de NEC 690.35. La protección por falla de conexión a tierra (GFP) está integrada en el microinversor.
Seccionador de CC integrado	El conector de CC se sometió a pruebas y se aprobó para el uso como seccionador de carga conforme a la norma NEC 690.
Seccionador de CA integrado	El conector de CA se sometió a pruebas y se aprobó para el uso como seccionador de carga conforme a la norma NEC 690.

Especificaciones cable Engage**Tabla 9. Especificaciones del cable Engage.**

Especificación	Valor
Intervalo de temperaturas del sistema (ambiente)	De -40 a +65 °C (de -40 a +149 °F)
Clasificación de temperatura del cable	90 °C seco/90 °C húmedo
Tipo de cable	TC-ER
Clasificación de aislamiento del conductor del cable	THWN-2
Tamaño del conductor	12 AWG

5.1.4 Especificaciones motores. En las tablas 10 y 11 se muestran las especificaciones técnicas más relevantes de los motores de inducción empleados.

Tabla 10. Características generales.

Potencia (HP)	Par nominal (kgfm)	Corriente Con rotor trabado (II/In)	Par con rotor trabado (TI/Tn)	Par máximo Tb/Tn	Momento de inercia J (kgm^2)	Peso (kg)	RP M	Polos	Corriente nominal In(A)
1	0,214	6,5	2,9	2,9	0,0005	8	341	II	3
2	0,430	7	2,9	2,9	0,0009	13,5	340	II	5,78
3	0,621	6,7	3	3	0,0019	18	345	II	8,36

Tabla 11. Característica de rendimiento y factor de potencia.

Potencia	220 V					
	% de la potencia nominal					
	Rendimiento			Factor de potencia		
	50	75	100	50	75	100
1	74	77	77,1	0,64	0,77	0,85
2	79,5	81	81,1	0,63	0,76	0,84
3	80	81,9	82,2	0,66	0,77	0,84

Especificaciones variador de frecuencia

En las tablas 12 y 13 se muestran las especificaciones del variador de frecuencia.

Marca: EUROTHERM 601 VARIADOR

Código de producto:

601/ 015/ 230/ F/ 00/ UK

601: Variador

015 (Rango de potencia): 1.5 kW

230 (Tensión de alimentación +/- 10%): 220/240 V AC monofásica

F (Montaje filtro interno): con filtro interno.

00 (Código): Estándar

UK (Lenguaje): Ingles

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Especificaciones eléctricas

Tabla 12. Especificaciones variador de frecuencia.

Parámetro	220/240 +/- 10% monofásica (IT/TN)		Unidades
	0,75 kW/ 1.0 hp	1,5 kW/ 2hp	
Máxima corriente por fase	9,5	15.0	Amps AC (RMS)
Fusible de entrada 10 x 38 mm	10	20	Amps
Corriente Máxima a 40°C	4;0	7,0	Amps AC
Corriente Máxima a 50°C	3,0	4,5	Amps AC
Disipación	42	70	Watts

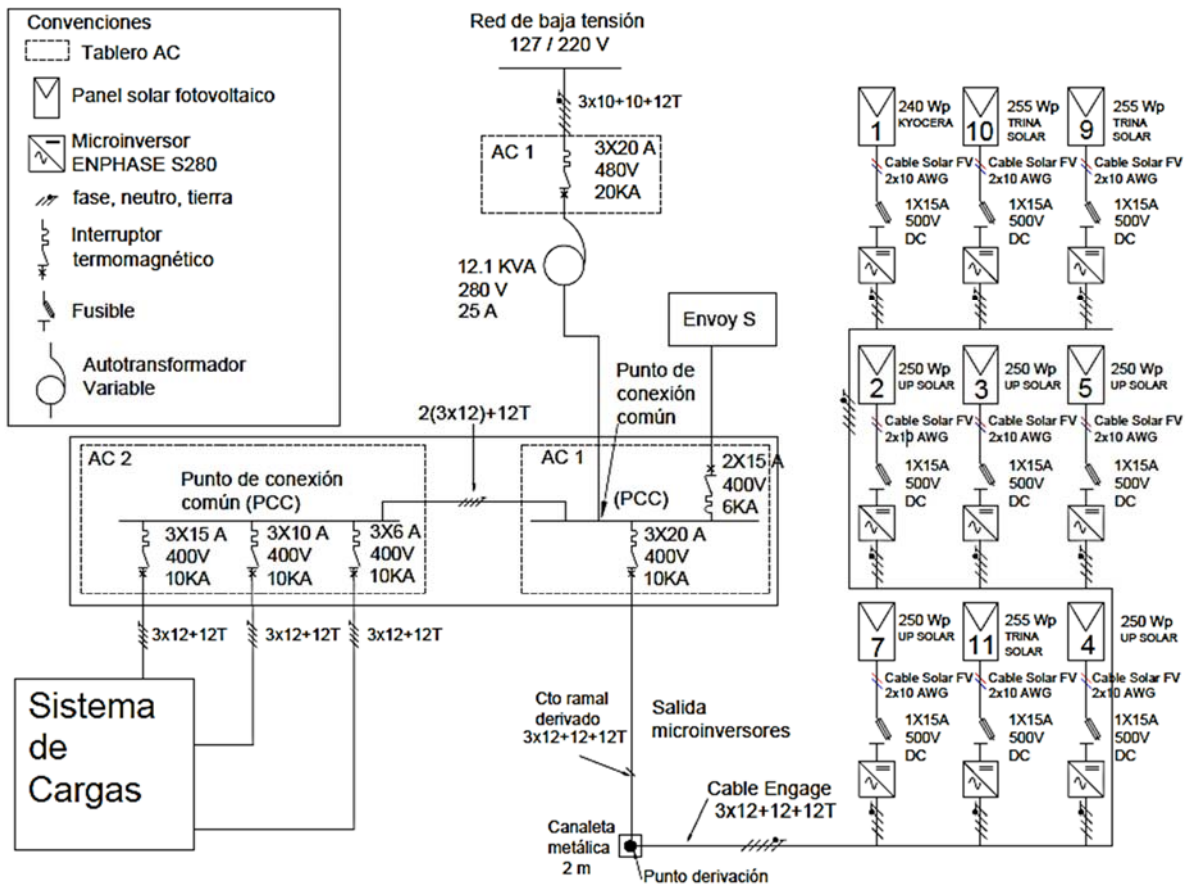
Tabla 13. Otras especificaciones importantes del variador de frecuencia.

Frecuencia de entrada:	50/60 Hz +/- 10 %
Factor de potencia	0,9 (50/60 Hz)
Frecuencia de salida	0 – 240 Hz
Sobrecarga	150 % 30s
Valor de cortocircuito	5000 Amps

5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA CON CONFIGURACIÓN ORIENTADA EN MODULO

En la ilustración 19 se muestra el diagrama unifilar general de todo el sistema de generación fotovoltaico con conexión a la red y el sistema de cargas.

Ilustración 19. Diagrama unifilar general del sistema.



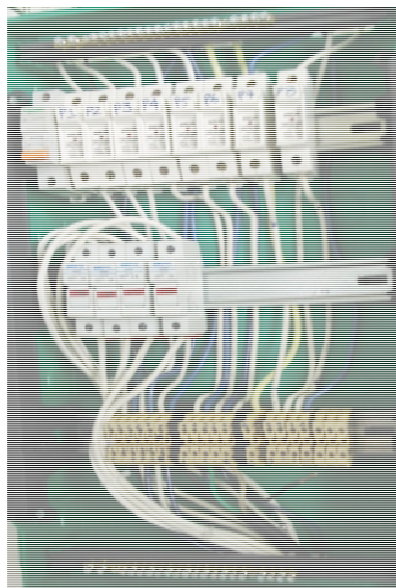
El primer paso para la correcta realización del proyecto se enfoca en la instalación del sistema de generación fotovoltaico conformado por: Nueve paneles fotovoltaicos de potencia nominal conjunta de 2265 [Wp] ubicados en la terraza del edificio de investigaciones de la sede UIS Guatiguará (ver ilustración 20). El cableado va desde la terraza hasta el laboratorio de integración energética en el salón 308, llegando a un tablero de protecciones de CC, los fusibles utilizados para cada panel son de 15

[A] como se muestra en la ilustración 21. Del tablero de continua, el cableado es llevado a una bornera de conexión y allí se conectan directamente la alimentación de corriente continua de los microinversores marca Enphase S280, ver ilustración 22.

Ilustración 20. Paneles fotovoltaicos.

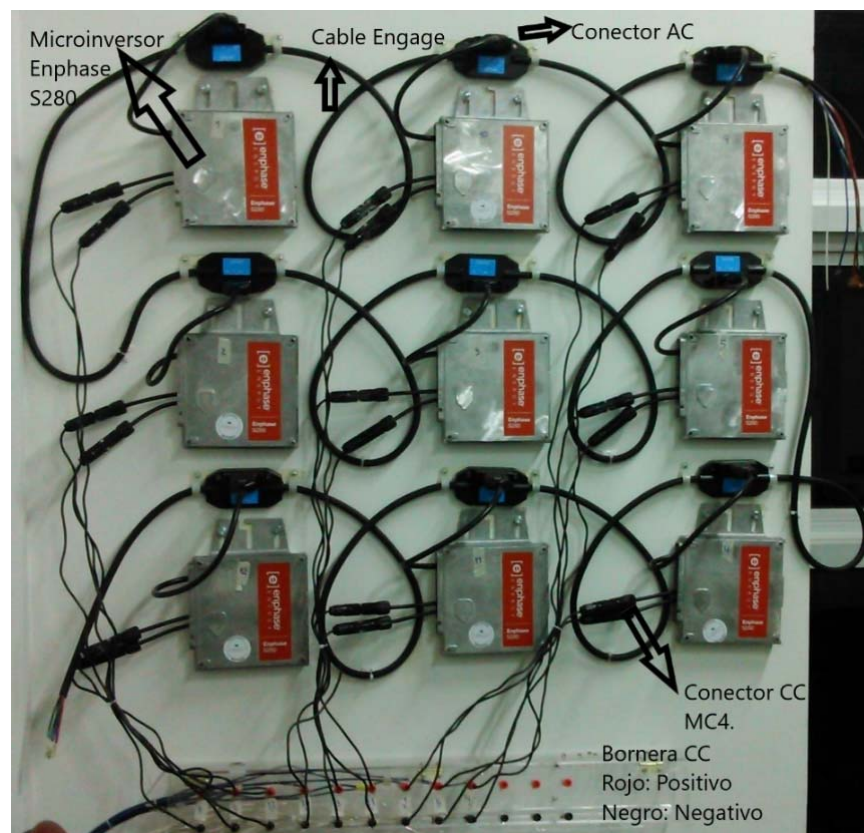


Ilustración 21. Tablero de CC.



La salida trifásica de AC de cada uno de los microinversores se interconectan a través del cable Engage y la salida de este cable llega al tablero de AC1, allí se encuentra una protección termomagnética tripolar de 20 [A] para los microinversores, otra igual para la red. En este tablero se ubica a su vez el barraje que funciona como punto común de conexión con la red, del cual se tomará la alimentación para las cargas y donde se instalarán los equipos de medición, ver ilustración 23.

Ilustración 22. Microinversores Enphase S280 y bornera CC.

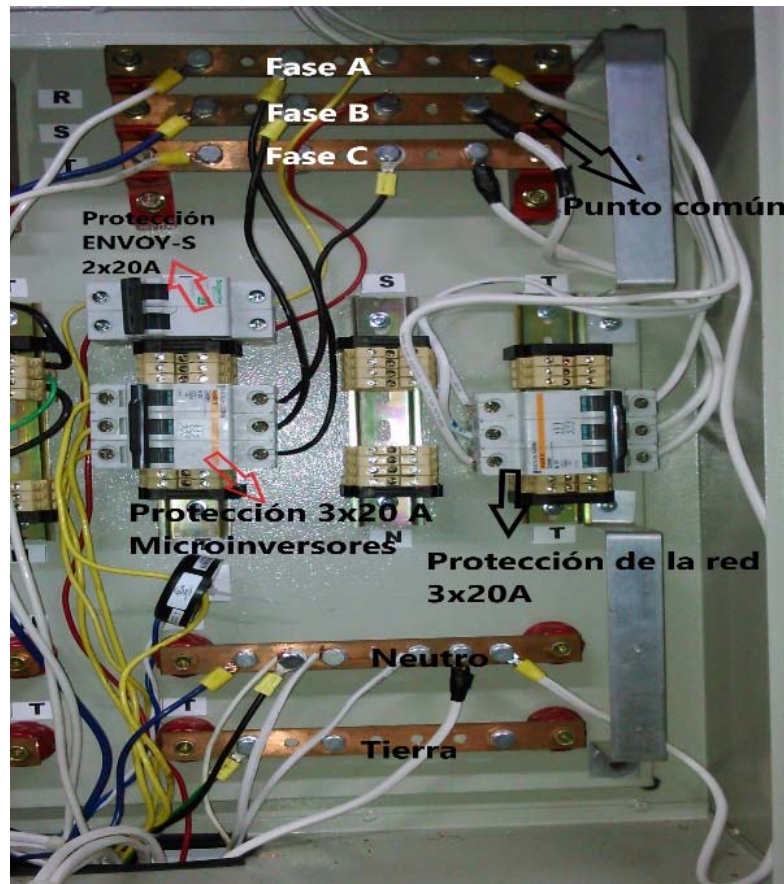


Respecto a la monitorización del sistema de microinversores se instaló el dispositivo Envoy S también de fabricación Enphase, ubicándolo cerca del tablero de AC1, esto para una óptima comunicación entre los microinversores y el Envoy S, debido a su cercanía, necesitando menos distancia de cableado. Dicha comunicación se realiza vía PLC y los datos recopilados por el Envoy son enviados a la nube por medio de

una red wifi, incorporada en el Envoy S, el cual se protege con un termomagnético bipolar de 16 A ubicado en el tablero de AC1.

En total en la terraza del edificio de investigación de la sede UIS Guatiguará se encuentran doce paneles fotovoltaicos; de los cuales ocho ya se encontraban previamente instalados, los cuatro restantes fueron instalados en este proyecto. Para los nueve paneles que conforman el sistema de generación fotovoltaica, se emplearon tres paneles instalados en este proyecto y seis paneles previamente instalados.

Ilustración 23. Tablero de AC1.



5.2.1 Caída de tensión corriente continua. Para hallar la caída de tensión en la parte de corriente continua se utiliza la siguiente expresión:

$$U = 2 * \frac{l * I}{k * S} \quad (17)$$

Donde

$U =$ Caída de tensión [V]; $l =$ Longitud conductor [m];

$I =$ corriente Isc panel [A]; $k =$ cte cobre $\frac{m}{\Omega mm^2}$;

$S =$ Sección transversal conductor [mm²]

$$U = 2 * \frac{40 m * 8.88 A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} * 5,25 mm^2} = 2.4 V$$

La caída de tensión entre los bornes de salida de cada panel fotovoltaico y los bornes de entrada de los microinversores es de 2.4 V.

La tensión también se ve afectada por el aumento de temperatura en un panel fotovoltaico y que este no posea buena ventilación, por lo tanto, en presencia de mayores valores de irradiancia el panel tiende a calentarse y disminuye su tensión. Esta caída de tensión se debe sumar a la calculada con la ecuación (17) para determinar la caída de tensión total.

5.2.2 Cálculos de subida de tensión para microinversores (corriente alterna).

La subida de tensión entre la salida de microinversores (cable Engage) y el PCC se calcula de acuerdo a un documento técnico suministrado por el fabricante de los microinversores: Calculating AC Line Voltage Drop for S280 Microinverters with Engage Cables ²¹.

²¹Enphase Energy Inc. Calculating AC Line Voltage Drop for S280 Microinverters with Engage Cables. [En línea]. Disponible en: https://enphase.com/sites/default/files/S280_Vrise_TB_EN_US.pdf

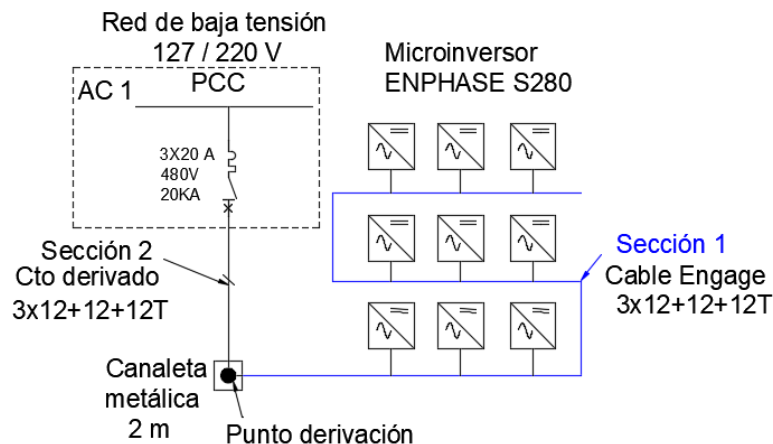
En sistemas que constan de cargas se suele hablar en términos de caídas de tensión, pero como en este caso se tiene por cada microinversor un generador y en cada punto que se conecta provoca una subida de tensión, entonces es importante conocer que tanto se eleva la tensión, con la finalidad de prevenir subidas de tensión que provoquen la salida de operación del sistema por sobrepasar o estar debajo de los límites normales de operación.

Para el cálculo de la subida de tensión se debe separar en secciones de la siguiente forma:

- Sección 1: Corresponde al tramo que abarca el cable Engage
- Sección 2: Entre Canaleta y el PCC

En la ilustración 24 se observa el esquema con la respectiva división en sección 1 y 2.

Ilustración 24. Esquema para cálculo de subida de tensión. Sección 1: cable Engage. Sección 2: circuito derivado.



Subida de tensión (VRise) para la sección 1 (cable Engage):

Para calcular la elevación de tensión del cable Engage se utiliza la tabla 14 proporcionada por el fabricante.

Como en el cable Engage se cuenta con 9 microinversores conectados, se toman los valores de VRise, %VRise y corriente de la columna correspondiente.

Tabla 14. S280, VRise, 208 VAC, 5 conductores, 1 m (long cable Engage).

	Microinversores por circuito ramal						
	3	6	9	12	15	18	21
VRise [V]	0.06	0.21	0.43	0.73	1.11	1.57	2.11
%VRise	0.03	0.10	0.21	0.35	0.53	0.76	1.02
Current [A]	2.25	4.50	6.75	8.99	11.24	13.49	15.74

Subida de tensión (VRise) para la sección 2 (circuito derivado entre canaleta y PCC):

Para el cálculo de porcentaje de la subida de tensión en la sección 2 se procede a aplicar la ecuación 18.

$VRise$

$$= \frac{(W / inversor) * (\# de inversores por cto ramal) * (R \Omega/m) * (longitud m)}{208 V} \quad (18)$$

$$VRise = \frac{(270 W) \times (9) \times (0.0065 \Omega/m) \times (3m)}{208 V}$$

$$VRise = 0.22 V$$

$$\%VRise = \frac{0.22 V}{208} \times 100 = 0.1057\%$$

La subida de tensión de la sección 2 corresponde a 0.1057%.

Subida de tensión total (VRise total):

En la tabla 15 se presentan los resultados para la subida de tensión que provoca el sistema de microinversores Enphase S280.

Tabla 15. Resultado de subidas de tensión en el sistema de microinversores.

Tramo correspondiente	Porcentaje subida de tensión
Subida de tensión (VRise) para la sección 1 (cable Engage)	0.21%
Subida de tensión (VRise) para la sección 2 (Entre Canaleta y PCC):	0.1057%
%VRise total para el sistema	0.3157%

La subida de tensión total para el sistema entre microinversores y el PCC corresponde a 0.3157% lo que equivale a $VRise = 0.66 \text{ V}$.

5.3 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA

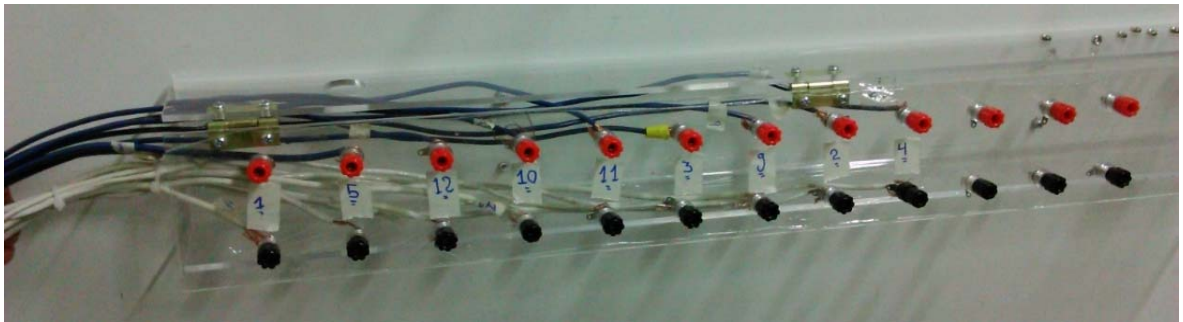
Instalación de paneles fotovoltaicos

Se ubicaron y aseguraron los paneles fotovoltaicos a una estructura metálica ubicada en la terraza del edificio de investigaciones del parque tecnológico Guatiguará, dicha estructura cuenta con un ángulo de inclinación de 7° y se ubica mirando hacia el sur.

Cableado al laboratorio de energías

De cada panel fotovoltaico instalado en la terraza del edificio de investigaciones (quinto piso), es llevado un conductor dúplex calibre AWG 10 hasta el tablero de protección CC en el laboratorio de energías que se encuentra en el tercer piso, este es dirigido a través de tubo Conduit y canaletas. Del tablero de CC sigue a una bornera en donde se conecta la entrada CC de cada microinversor. En la ilustración 25 se presenta la bornera de corriente continua.

Ilustración 25. Borneras de Corriente Continua



5.3.1 Instalación mecánica de los microinversores Enphase y cable Engage.

Desde la bornera los cables de CC son llevados directamente a los microinversores y conectados a través de los conectores MC4. Los microinversores Enphase S280 y el cable Engage están diseñados para instalarse debajo de los paneles fotovoltaicos. Para este caso se instalaron en el laboratorio de integración energética debido a la necesidad de acceder a ellos continuamente para la presente investigación.

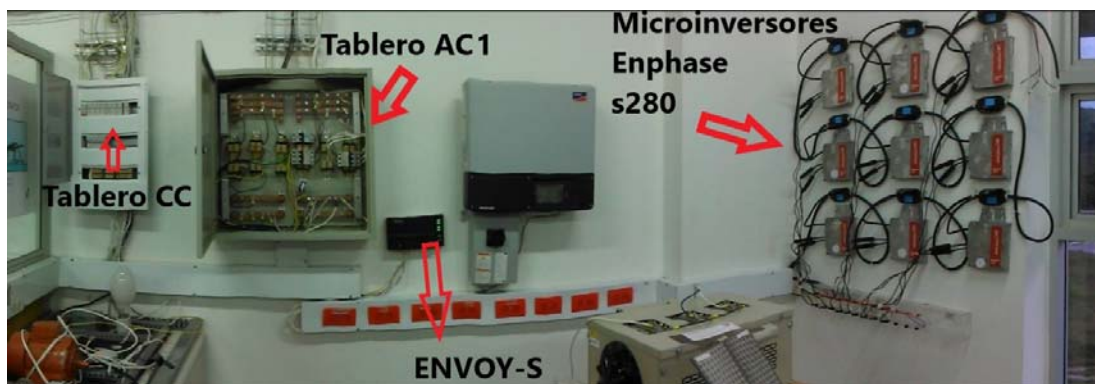
La ubicación de los microinversores se hizo en una de las paredes del laboratorio de integración energética, empotrados a esta tal y como se ve en la ilustración 22 y 27. El cable Engage se posicionó sobre los microinversores y conectados a los mismos por medio de los conectores de CA integrados en cada microinversor y siguiendo un tramo en forma de semi S desde el primer microinversor en la esquina

superior derecha hasta el último en la esquina inferior izquierda del arreglo, tal y como muestra la ilustración 22. El cable Engage está asegurado a la pared por unas abrazaderas ubicadas en los extremos de los conectores (ver ilustración 26).

Ilustración 26. Conector del cable Engage.

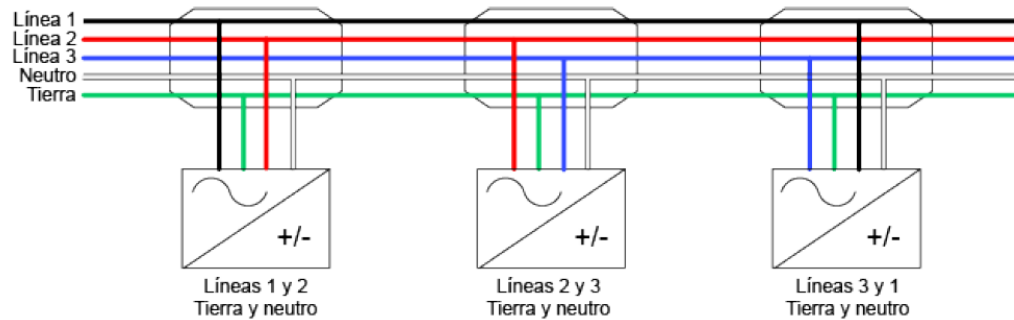


Ilustración 27. Vista general del sistema de microinversores-tableros de protección.



Cada microinversor a su salida tiene cuatro terminales que corresponden a dos fases, neutro y tierra. El cable Engage viene configurado para que, al conectarle los microinversores estos queden balanceados como se muestra en la ilustración 28.

Ilustración 28. Conexión trifásica balanceada.



Fuente: Manual de instalación y funcionamiento Enphase Energy [En línea].2011. [Citado 1 febrero 2018]. Disponible en internet: https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/S-Series_Inst_and_Op_Man_ES.pdf

5.3.2 Instalación del Envoy S. Para la instalación del envoy se siguen los siguientes pasos²²:

Seleccionar ubicación

El Envoy S se ubica de tal forma que quede cerca al tablero para que haya una mejor comunicación con las líneas eléctricas entre en Envoy S y los microinversores.

Alimentación del Envoy

El Envoy se alimenta a una tensión de línea de 220 V, la cual se toma de la fase A y fase B del punto de conexión común PCC. El Envoy S se protege con un termomagnético bipolar de 16 A.

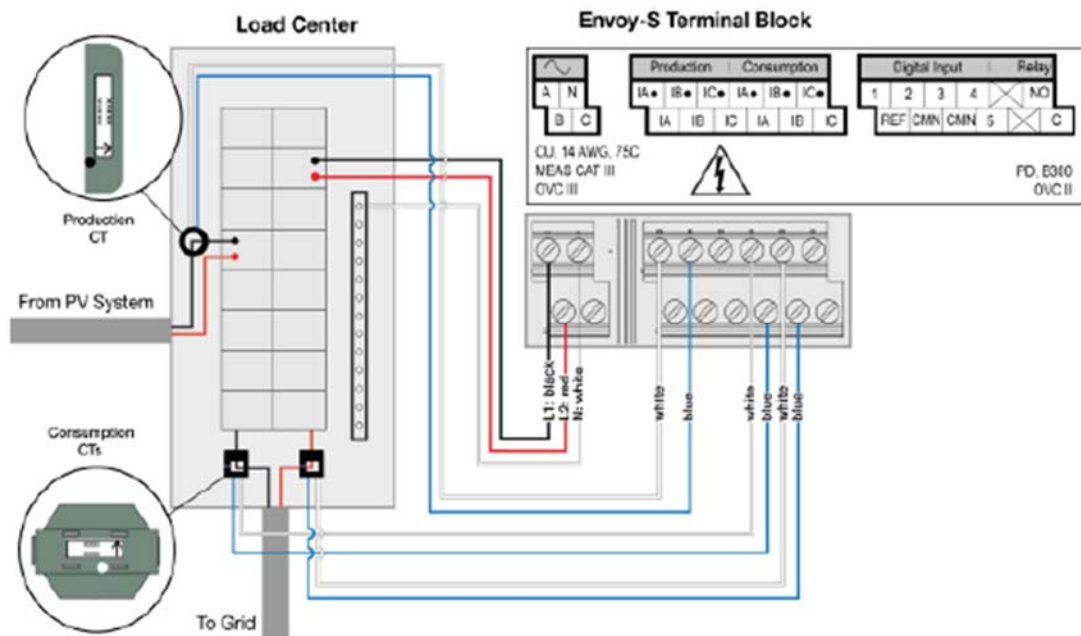
²² Enphase Energy. Enphase Envoy-S: Installation and Operation manual. [En línea].2011. [Citado 1 febrero 2018]. Disponible: https://enphase.com/sites/default/files/Envoy-S_Manual_US_EN_2.pdf

Instalación CT para medida (Monofásico)

Se instaló el CT de producción (ver ilustración 30), el cual arroja la medida de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia de la fase A.

El esquema se presenta en la ilustración 29:

Ilustración 29. Esquema de instalación.



Fuente: Enphase Energy, Envoy_ S. Manual de instalación y funcionamiento Enphase Energy [En línea].2011. [Citado 1 febrero 2018]. Disponible en internet: https://enphase.com/sites/default/files/Envoy-S_Manual_US_EN_2.pdf

El CT de consumo no se instaló porque no venía incluido dentro de los accesorios comprados.

Ilustración 30. CT de producción.



5.3.3 Configuración del sistema en Enlighten Manager. Para configurar el sistema se creó una cuenta en la plataforma de Enlighten Manager, la cual cuenta con la siguiente dirección web: <https://enlighten.enphaseenergy.com>, Enseguida se elige la opción de agregar un nuevo sistema en donde se va a configurar los datos de instalación requeridos para su correcta monitorización.

Los datos que se deben introducir son: Propietario de la instalación, ubicación geográfica de la instalación, número de serie del Envoy S, tipo de conexión a internet, perfil de red, número de módulos, referencia de módulos como se muestra en las ilustraciones 31 y 32.

El perfil de red es para indicar la tensión de referencia y frecuencia nominal a la cual operarán los microinversores Enphase S280. Una vez que el Envoy S se conecte a Internet, este recibe la información configurada en el software Enlighten, la cual trasmite a los microinversores vía PLC el perfil de red eléctrica que seleccionó. En las ilustraciones 26 y 27 se evidencia la interfaz de la entrada de datos en el sistema Enlighten Manager.

Ilustración 31. Configuración básica de los paneles.


Sistema fotovoltaico	Instalación
*Número total de microinversores de Enphase 	Tipo de adjunto de microinversor
<input type="text" value="9"/>	Otro montaje sin railes
Módulo fotovoltaico	Tipo de conjunto de paneles
Upsolar	Fijo (bastidor abierto)
UP-M250P	Introduzca los detalles del conjunto de paneles en la página de configuración del sistema.
¿No encuentra el fabricante/modelo? Háganoslo saber	

Ilustración 32. Datos del propietario de la instalación.

Propietario	Ubicación
Leo Álvarez (elviejoleo19@hotmail.com) 3168913529 Editar detalles Cambiar propietario El usuario ha iniciado sesión y no se puede editar.	*País Colombia
El propietario puede ver información de los módulos y recibir emails de alerta	*Dirección postal Piedecuesta - Santander, Colombia
<input type="button" value="Enviar acceso al sistema al propietario"/>	Dirección postal 2 <input type="text"/>
	*Ciudad Piedecuesta
	*Estado/Provincia Ninguno
	*Código postal/ZIP 681011
Envoy	
*Conexión a Internet Banda ancha	Perfil de red SAM-60-120-1304 ver. 2 Ver configuración
Número de serie de Envoy 121625050407	Estado del Envoy Estado de reportes: Dispositivo en línea Fecha del último reporte: 26/01/2018 19:49 PST Fecha del primer reporte: 12/10/2017 10:55 PDT Perfil de red correcto

Creación del conjunto de paneles fotovoltaicos virtuales

El mapa de instalación se realizó colocando el código de barra adhesivo que viene sobre cada microinversor Enphase S280, en la hoja del mapa de instalación como se muestra en la ilustración 34. Los códigos de barra van en el mismo orden en que se instalaron los microinversores en la pared. Esto se realiza con el objetivo de identificar rápidamente un determinado microinversor en caso de verificar su correcto funcionamiento o la presencia de un fallo.

Ilustración 33. Opción de virtualización del mapa (Array builder).

Mapa de instalación

Escanee o fotografíe el mapa de instalación y cargue los archivos aquí.

[Cargar un archivo:](#)

Mapas de instalación cargados:

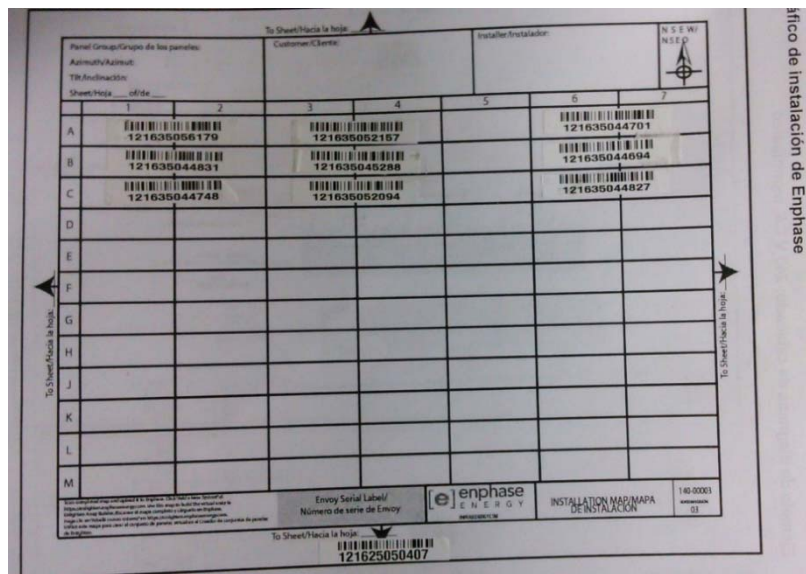
- Nombre del archivo: **DSC_2100.JPG**
Etiqueta: Enphase

Array Builder

Use Array Builder para crear un conjunto de paneles solares virtuales.

[Abrir Array Builder](#)

Ilustración 34. Mapa de instalación.



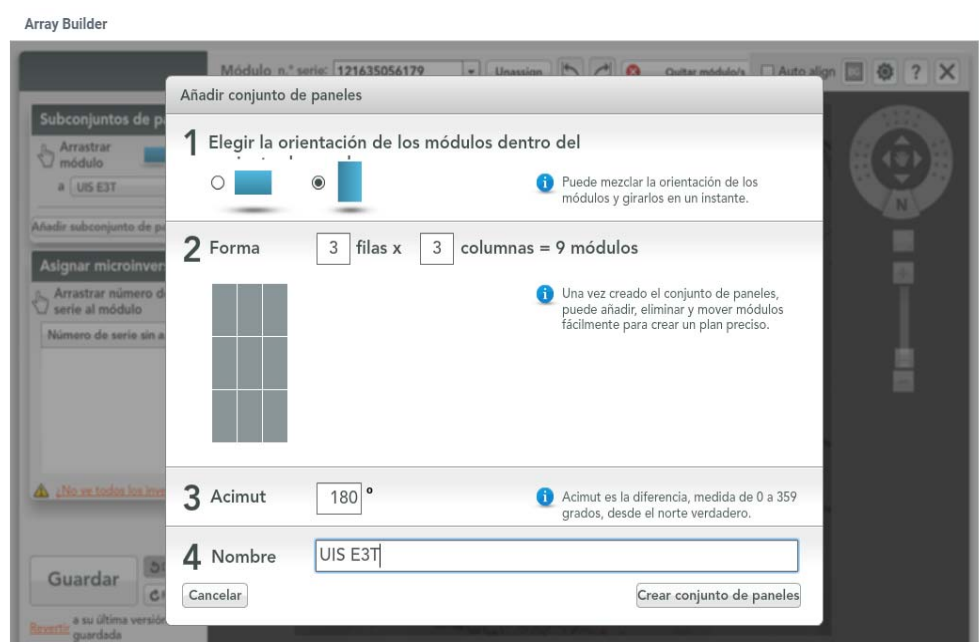
En Array Builder se creó un conjunto de paneles fotovoltaicos virtual, en donde es necesario introducir la orientación, forma, acimut y nombre del conjunto de paneles fotovoltaicos, en la ilustración 35 se muestra la configuración.

Una vez creado el conjunto de paneles virtuales, se inició sesión en el aplicativo móvil de Enphase para el sistema operativo Android: Installer toolkit. En la aplicación se selecciona “ver sistema”, se elige el nombre del sistema creado “SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA UIS”, luego en la opción “conjunto de paneles” (ver ilustración 36), allí se escoge el módulo fotovoltaico y se escanea el código de

barras correspondiente (ver ilustración 37), esta acción se lleva a cabo con la cámara del dispositivo móvil.

En la ilustración 35 se muestra la configuración para crear el conjunto de paneles virtuales.

Ilustración 35. Configuración del Array builder.



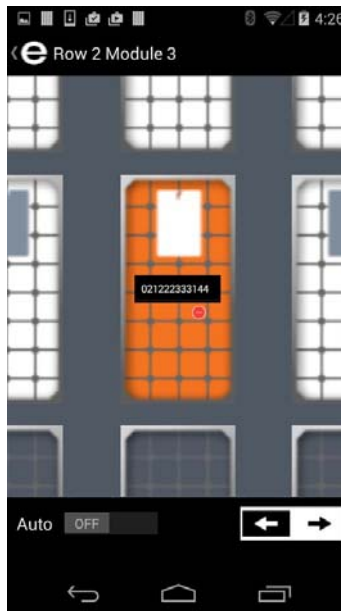
En la ilustración 35 se visualiza el aplicativo móvil con las sus opciones de operación.

Ilustración 36. Interfaz installer toolkit.



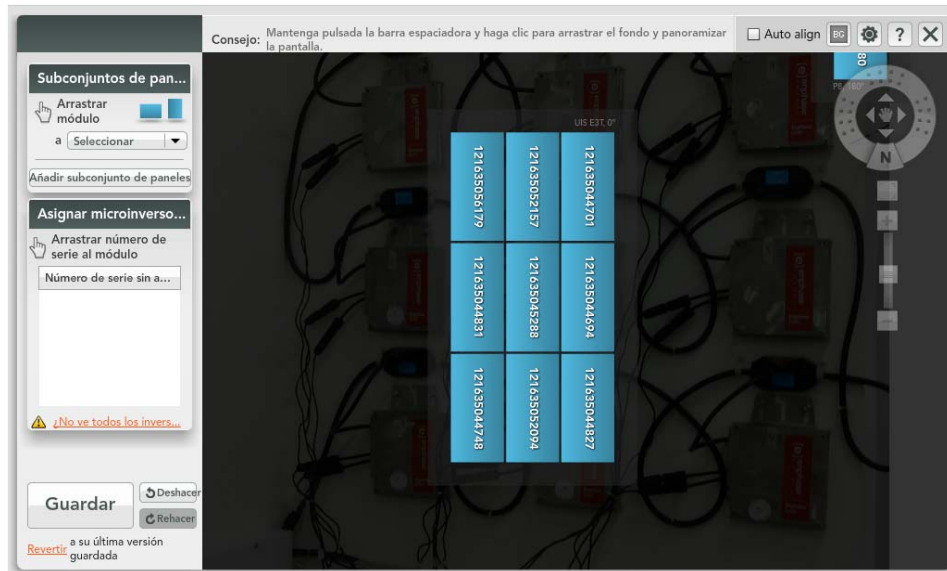
Cuando se escanea exitosamente el código de barras de un microinversor, aparece su número de identificación y sombreado de color naranja como se puede observar en la ilustración 37.

Ilustración 37. Escaneo de los paneles.



Finalmente, al completar el escaneo de todos los códigos de barra se tiene el conjunto virtual de paneles como se muestra en la ilustración 38. Con estos pasos cumplidos lo siguiente es poner en funcionamiento al sistema como se verá a continuación.

Ilustración 38. Visualización del arreglo vista desde el software Enlighten.



5.4 ENTRADA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO SINCRONIZADO CON LA RED

Para la entrada en operación del sistema fotovoltaico y su sincronización con la red se llevó a cabo la siguiente serie de pasos

1. Verificar que la tensión de circuito abierto sea mayor a 22 V en cada panel fotovoltaico: Con el primer paso se asegura que cada microinversor pueda arrancar.

2. Se cierran las protecciones de CC: Al momento de cerrar las protecciones CC encienden los microinversores, esto se verifica observando el led de estos, debe parpadear seis veces en verde y luego debe seguir parpadeando en rojo debido a que aún no está conectada la red.
3. Activación parte de AC: Se energiza el barraje de AC por medio de la protección termomagnética tripolar, la cual cierra la conexión con el punto común de conexión con la red.
4. Energización del Envoy S: Es energizado a través de la protección termomagnética bipolar conectada a la red.
5. Detección de los microinversores: El Envoy S detecta los microinversores por medio de las líneas eléctricas. En la interfaz de la aplicación Installer Toolkit se puede verificar si los microinversores están funcionando correctamente o no. Es necesario conectar la aplicación Installer Toolkit al Envoy a través de la conexión wifi incorporada en el Envoy S.
6. Verificación de la configuración del sistema: Por medio de la aplicación se verifica que los nueve microinversores hayan sido detectados y estén comunicándose con el Envoy S. también se verifica que el medidor esté instalado correctamente y enviando las mediciones hacia el Envoy S.
7. Conexión a Enlighten: para conectarse a Enlighten fue necesario conectar el Envoy S a la red wifi del laboratorio. En la ilustración 39 se muestra el Envoy S

Ilustración 39. Envoy S.



8. Envío de reportes

A través de un dispositivo móvil utilizando la aplicación Installer toolkit es posible visualizar el estado del sistema, último reporte de generación, potencia generada por cada panel fotovoltaico como se muestra en la ilustración 40.

Ilustración 40. Reportes a la aplicación móvil.



En la ilustración 41 se presenta el progreso de la instalación del sistema, como se puede apreciar ya todos los ítems están completados debido a que se muestra un círculo verde lo que indica que el sistema está en funcionamiento.

Ilustración 41. Lista de comprobación de la activación.

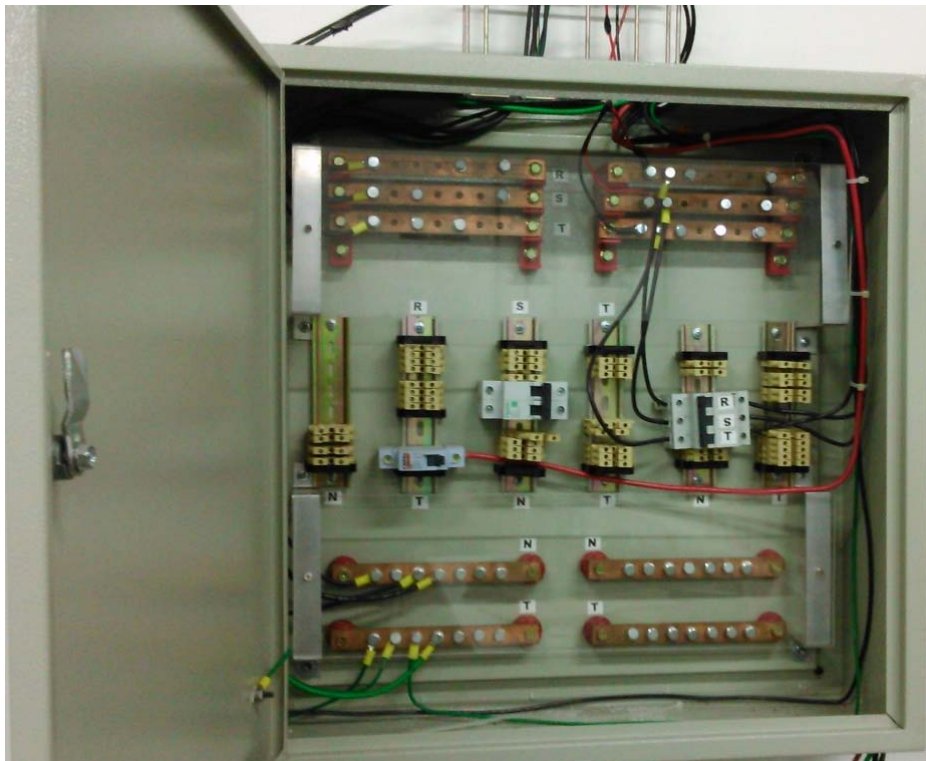


6. DESCRIPCIÓN DE LA CARGA

6.1 MONTAJE Y CONEXIÓN DE LA CARGA

Debido a inconvenientes con el espacio requerido para la ubicación de las protecciones del sistema de cargas se realizó una conexión eléctrica entre el tablero de AC1 mencionado en la sección anterior y un nuevo tablero de AC2 (ver ilustración 42) especial para las cargas. Este tablero de cargas se encuentra a tres metros aproximadamente del tablero AC1.

Ilustración 42. Tablero AC2.



6.2 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA DE CARGAS

A pesar de que el sistema de cargas en teoría no debería ser más que cargas motrices (Motores), terminó por ser un sistema más complejo de lo previsto, compuesto por: Motores, generador síncrono y otros elementos.

Motores (Cargas motrices)

Estas son las principales cargas de estudio, sin embargo, ya que estas cargas en vacío no representan una carga significativa en potencia activa, se vio en la obligación de agregar algunos elementos más como se mencionó anteriormente. En la ilustración 43 se muestra una de las cargas motrices.

Ilustración 43. Carga motriz.



Generador síncrono

Se acopló un generador síncrono de 1.5 [kW] al eje del motor de estudio, con el fin de agregar una segunda y tercera etapa de cargas. Como tal el generador síncrono funcionará como la segunda etapa de carga puesto que el motor moverá el eje del generador como se muestra en la ilustración 44.

Ilustración 44. Motor y generador acoplados.



Tercera etapa de cargas

La tercera etapa de cargas se compone de un circuito trifásico conectado a la salida (trifásica) del generador síncrono a la cual se le conectaron diferentes cargas eléctricas, tales como: Bombillas, plancha, licuadora. En la ilustración 45 se muestra la tercera etapa de cargas.

Ilustración 45. Tercera etapa de cargas.



6.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA PARA LAS CARGAS MOTRICES

La regulación de tensión se calcula para el caso más crítico, esto es cuando los motores están operando de manera simultánea. Para hallar su valor se utiliza la ecuación (19).

$$\Delta V\% = \frac{KG \cdot S_N \cdot l}{V_L^2} \quad (19)$$

KG = Constante de regulación; S_N = Demanda máxima [KVA]

l = Distancia [m]; V_L^2 = Tensión de línea [V]

Para determinar la demanda máxima correspondiente a los tres motores se extraen datos de corriente de la tabla 430-150 de la NTC 2050 ²³.

- 1HP, trifásico, 220 V, 4.2 A.
- 2HP, trifásico, 220 V, 6.8 A.
- 3HP, trifásico, 220 V, 9.6 A.

Con los datos de corriente se procede a calcular la potencia aparente para cada motor.

- $S_{1HP} = 220V * 4.2 * \sqrt{3} = 1.600 \text{ kVA}$
- $S_{2HP} = 220V * 6.8 * \sqrt{3} = 2.591 \text{ kVA}$
- $S_{3HP} = 220V * 9.6 * \sqrt{3} = 3.658 \text{ kVA}$

Se calcula el 1.25% de la mayor potencia; esta corresponde al motor de 3HP.

$$3.658 \text{ VA} * 1.25 = 4.57 \text{ kVA}$$

La demanda máxima total de las cargas motrices es la suma de las cargas más el 0.25% de la carga de mayor potencia.

$$S_N = 1.60 \text{ VA} + 2.59 \text{ VA} + 4.57 \text{ VA} = 8.76 \text{ kVA}$$

La corriente total que solicita la carga es:

$$I_{Total} = \frac{8.76 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220} = 23 \text{ [A]}$$

²³ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN., Código Eléctrico Colombiano.NTC2050 Bogotá: 1998.,p 357.

Entre los tableros AC1 y AC2 se cuenta con dos conductores calibre AWG12, la corriente para cada conductor es:

$$I_{conductor} = \frac{23 [A]}{2} = 11.5 [A]$$

La demanda máxima total por conductor es:

$$S_{Nconductor} = 220V * 11.5 * \sqrt{3} = 4.38 kVA$$

La regulación de tensión se valida con la ecuación (19). Se halla el valor de KG correspondiente a fp de 0.8.

KG= 476.467 tabla 3.25 Norma ESSA²⁴.

$$\Delta V\% = \frac{476.467 * 4.38 kVA * 3m}{220^2} = 0.13 \%$$

La regulación de tensión corresponde a 0.13 % entre el tablero AC1 al tablero AC2. Se procede a hallar la Regulación en el tramo del tablero de cargas AC2 a cada motor:

Para el Motor de 3 HP se tiene:

$$\Delta V\%_{3HP} = \frac{476.467 * 3.658 VA * 1m}{220^2} = 0.036 \%$$

La regulación total para el motor de 3 HP es la suma de la regulación entre el tramo de los tableros AC1-AC2 y el tablero AC2 al motor.

²⁴ESSA. Normas para cálculo y diseños de sistemas de distribución. 2005. Bucaramanga, Colombia.p. 49.

Para los motores de 1HP y 2HP realizando el mismo procedimiento los resultados son:

$$\Delta V\%_{1HP} = 0.016 \%$$

$$\Delta V\%_{2HP} = 0.025 \%$$

En la tabla 16 se resume los resultados correspondientes a regulación de las cargas.

Tabla 16. Regulación de las cargas motrices.

Regulación-tramo	Motor 3HP	Motor 2HP	Motor 1HP
Tablero AC1 a Tablero AC2	0.13 %	0.13 %	0.13 %
Tablero AC2 a motor correspondiente	0.036 %	0.025 %	0.016 %
Regulación total	0.166 %	0.155 %	0.146 %

6.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA EN EL ARRANQUE DE LAS CARGAS MOTRICES

Se calcula la regulación en el arranque para los motores de 1HP, 2HP y 3HP. Para ello se toma el caso más crítico que es el arranque simultaneo de los tres motores mencionados.

$$\Delta V\%A = \frac{KG * S_A * l}{V_L^2} \quad (20)$$

$KG =$ Constante de regulación; $S_A =$ Demanda máxima [KVA]

$l =$ Distancia [m]; $V_L^2 =$ Tensión de línea [V]

La potencia aparente para los motores en el arranque es calculada con la ecuación (21):

$$S_A = (HP \text{ nominal})(\text{factor de letra de código}) (21)$$

La letra código de los motores viene especificada en la placa de los motores y corresponde al ítem: INS.CL (insulation class), el cual tiene la letra F en los tres motores.

Con la letra código identificada se procede a hallar el valor correspondiente a kVA por caballo en el rotor bloqueado, para esto se utiliza la tabla 430-7(b) letras de código indicadoras para rotor bloqueado de la NTC 2050.

$$S_A = (3HP + 2HP + 1HP)(5,59) = 33.54 \text{ kVA}$$

La corriente de arranque para los tres motores en simultaneo es:

$$I_A = \frac{33.54 \times 10^3}{\sqrt{3} * 220} = 88 \text{ [A]}$$

Entre los tableros AC1 y AC2 se cuenta con dos conductores calibre AWG12, la corriente en el arranque de los motores para cada conductor es:

$$I_{conductor} = \frac{88 \text{ [A]}}{2} = 44 \text{ [A]}$$

La regulación de tensión se valida con la ecuación (20). Se halla el valor de KG correspondiente a fp de 0.8.

KG= 476.467 tabla 3.25 Norma ESSA

$$\Delta V\% = \frac{476.467 * 16.77 \text{ kVA} * 3m}{220^2} = 0.5 \%$$

La regulación en el arranque de los tres motores corresponde a 0.5 % entre el tablero AC1 y tablero AC2.

Para la regulación del tablero AC2 a cada motor se tiene:

Motor de 3 HP

$$\Delta V\%_{3HP} = \frac{476.467 * 16.77 \text{ kVA} * 1m}{220^2} = 0.17 \%$$

La regulación total para el motor de 3 HP es la suma de la regulación entre el tramo de los tableros AC1-AC2 y el tablero AC2 al motor.

Para los motores de 1HP y 2HP realizando el mismo procedimiento los resultados son:

$$\Delta V\%_{1HP} = 0.055 \%$$

$$\Delta V\%_{2HP} = 0.110 \%$$

En la tabla 17 se resume los resultados correspondientes a regulación en el arranque de las cargas motrices.

Tabla 17. Regulación en el arranque para los motores

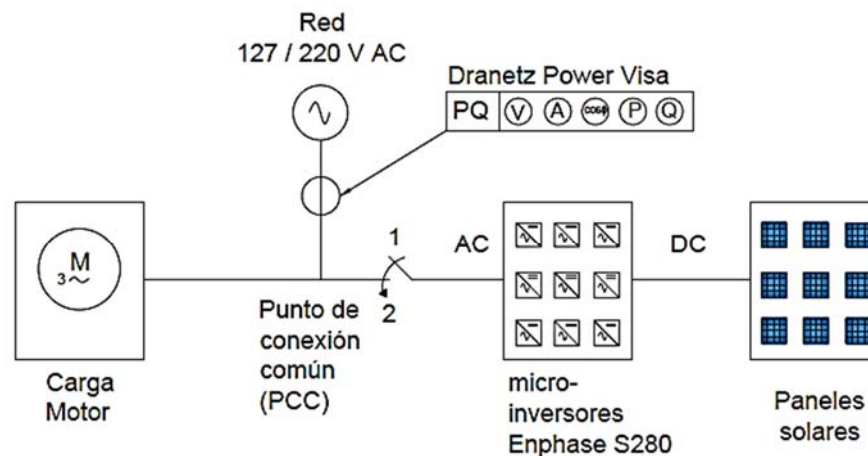
Regulación en arranque-tramo	Motor 3HP	Motor 2HP	Motor 1HP
Tablero AC1 a Tablero AC2	0.5 %	0.5 %	0.5 %
Tablero AC2 a motor correspondiente	0.17 %	0.11 %	0.05 %
Regulación total en el arranque	0.67 %	0.61 %	0.55 %

7. PRUEBAS EXPERIMENTALES

7.1 PRUEBA DE PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En la ilustración 46 se muestra la configuración del sistema que se empleó para esta prueba.

Ilustración 46. Esquema prueba de puesta en marcha.



La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Conexión de los dispositivos de medición: se observa la medición durante diez segundos para tener la información del estado inicial del sistema.
- Energización del motor en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas, con la ausencia de los microinversores sincronizados a la red.
- Desenergización del motor.

- Sincronización de los microinversores con la red (este proceso dura alrededor de cinco minutos).
- Segunda energización del motor en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas, con la presencia de los microinversores sincronizados a la red.
- Segunda desenergización del motor, lo que da por terminada la prueba.

Punto de medición: conexión de la red al punto común. Con esta prueba se buscó identificar la puesta en marcha del sistema, comparar el arranque de las cargas motrices con y sin los microinversores inyectando potencia al sistema, observar el comportamiento de los microinversores desde que se conectan al sistema hasta que se sincronizan con el mismo.

7.2 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA CONSTANTE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

El esquema de la ilustración 48 aplica de igual manera a esta prueba, debido a, que, se tomaron los mismos puntos de medición y que sin el variador de frecuencia no se puede acceder a la tercera etapa de cargas.

La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Sincronización de los microinversores a la red.
- Conexión de los dispositivos de medición: se observa la medición durante diez segundos para tener la información del estado inicial del sistema.
- Energización del motor de 3 [HP] durante seis horas, en las cuales se tomaron las lecturas de las variables eléctricas.
- Desenergización del motor de 3 [HP] lo que da por terminada la prueba.

Punto de medición: conexión de la red al punto común y salida de AC de los microinversores de forma simultánea, se realizaron dos pruebas alternado los medidores de punto de medición.

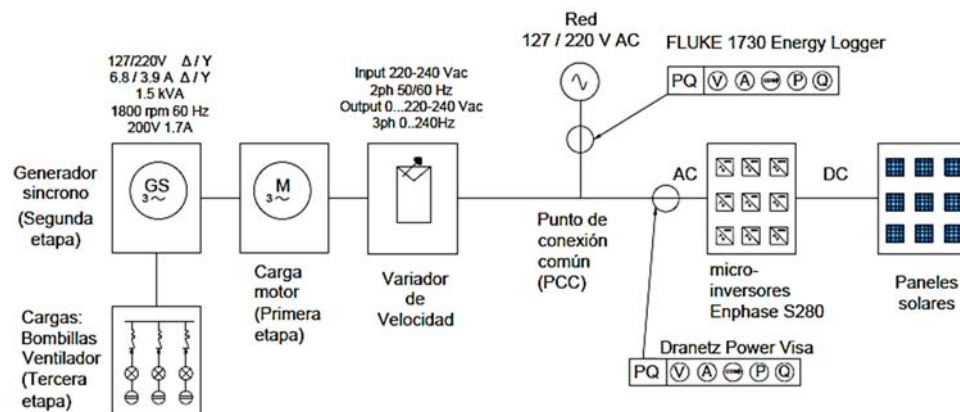
Esta prueba se realizó buscando mantener el funcionamiento bajo carga (motor de 3[HP]) del sistema durante un amplio periodo de tiempo durante el día, con el fin de tomar muestras significativas de periodos donde la irradiancia permanezca constante y muestras significativas para periodos de irradiancia variable, que permitieran identificar el funcionamiento del sistema en un día normal de operación.

Esta prueba es única del motor de 3 [HP] debido a la imposibilidad de acoplarlo al generador de 2 [HP] y posteriormente a la tercera etapa de cargas.

7.3 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA VARIABLE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

En la ilustración 47 se muestra la configuración del sistema que se empleó para esta prueba.

Ilustración 47. Esquema prueba de funcionamiento continuo con carga variable



La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Sincronización de los microinversores a la red.
- Conexión de los dispositivos de medición: se observa la medición durante diez segundos para tener la información del estado inicial del sistema.
- Energización del motor acoplado al generador síncrono durante seis hora, en las cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Energización del primer paso de carga después de media hora de iniciada la prueba y durante cinco horas (para esto se utiliza la tercera etapa de cargas), en las cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Energización del segundo paso de carga después de una hora y media de iniciada la prueba y durante tres horas (para esto se utiliza la tercera etapa de cargas), en las cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Energización del tercer paso de carga después de dos horas y media de iniciada la prueba y durante una hora (para esto se utiliza la tercera etapa de cargas), en las cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Desenergización de los pasos de carga y del motor, de acuerdo con las horas programadas para su funcionamiento.

Punto de medición: conexión de la red al punto común y salida de AC de los microinversores de forma simultánea, se realizaron dos pruebas alternado los medidores de punto de medición. Un paso de carga no es más que la inserción de elementos en la tercera etapa de cargas, por ejemplo, bombillas como se ve en la ilustración 45.

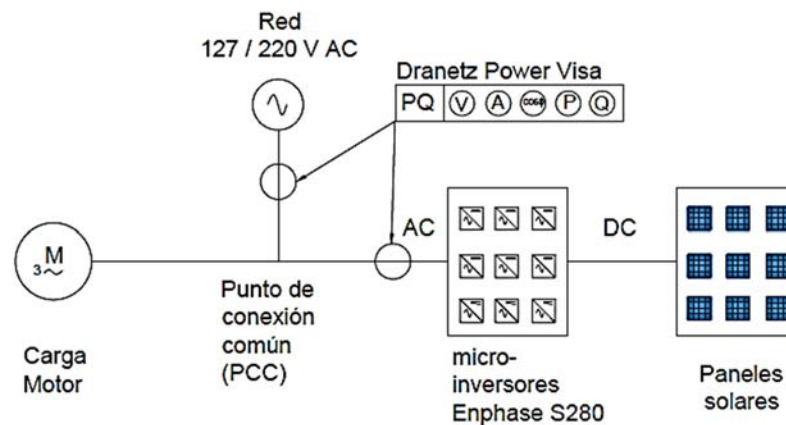
Esta prueba se realizó buscando mantener el funcionamiento bajo carga (motor de 1 [HP] o 2 [HP], generador de 2 [HP] y la tercera etapa de cargas) del sistema durante un amplio periodo de tiempo durante el día, con el fin de tomar muestras significativas de periodos donde la irradiancia permanezca constante y muestras significativas para periodos de irradiancia variable, que permitieran identificar el

funcionamiento del sistema en un día normal de operación donde la carga pueda variar de forma controlada. Esta prueba se realizó de forma similar para los motores de 1 [HP] y 2 [HP].

7.4 PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN VACÍO CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

En la ilustración 48 se muestra la configuración del sistema que se empleó para esta prueba.

Ilustración 48. Esquema para la prueba de arranque en vacío, arranque en cascada y funcionamiento continuo con carga constante.



La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Sincronización de los microinversores a la red.
- Conexión de los dispositivos de medición: se observa la medición durante diez segundos para tener la información del estado inicial del sistema.
- Energización del motor en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.

- Desenergización del motor, lo que da por terminada una iteración.

Los anteriores pasos conforman el periodo de la prueba y esta contó con cuatro iteraciones, con el fin de comprobar que el comportamiento fuera el mismo en cada iteración y para asegurarnos que el medidor capturara el transitorio.

Punto de medición: conexión de la red al punto común y salida de AC de los microinversores en pruebas diferentes, pues solo se contaba con un medidor capaz de medir transitorios.

La prueba se aplicó a los tres motores (1 [HP], 2 [HP], 3 [HP]) de forma similar y buscó observar las variaciones de tensión, corriente y potencia durante el estado transitorio generado por la energización de una carga altamente inductiva, esto con el fin de identificar el aporte de potencia y corriente de arranque por parte de la red y el sistema de microinversores.

7.5 PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN CASCADA CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

El esquema presentado en la ilustración 48 también aplica a esta prueba

La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Sincronización de los microinversores a la red.
- Conexión de los dispositivos de medición: se observa la medición durante diez segundos para tener la información del estado inicial del sistema.
- Energización del primer motor en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.

- Energización de un segundo motor (sin desenergizar el primero) en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Energización de un tercer motor (sin desenergizar los dos anteriores) en vacío durante diez segundos, en los cuales se toman las lecturas de las variables eléctricas.
- Desenergización de los tres motores de forma simultánea, lo que da por terminada una iteración.

Los anteriores pasos conforman el periodo de la prueba y esta contó con tres iteraciones, con el fin de comprobar que el comportamiento fuera el mismo en cada iteración y para asegurarnos que el medidor capturara los transitorios.

Punto de medición: conexión de la red al punto común y salida de AC de los microinversores en pruebas diferentes, pues solo se contaba con un medidor capaz de medir transitorios.

Similar a la primera prueba se buscó identificar el sistema durante el estado transitorio que genera el arranque de una carga altamente inductiva, con la diferencia que en esta prueba a partir del segundo motor energizado ya existía una carga conectada al sistema, esto deriva a un nuevo análisis de los aportes de la energía de arranque por parte de la red y los microinversores.

El orden de arranque de los motores se hizo en tres variaciones diferentes, las cuales son:

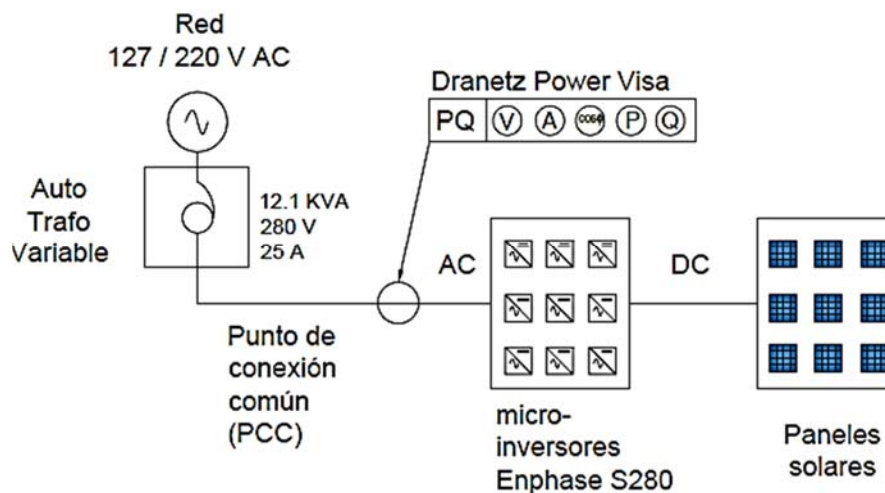
- El primer motor energizado fue el de 1 [HP], segundo motor fue el de 2 [HP], el tercer motor fue el de 3 [HP].
- El primer motor energizado fue el de 2 [HP], segundo motor fue el de 3 [HP], el tercer motor fue el de 1 [HP].

- El primer motor energizado fue el de 3 [HP], segundo motor fue el de 1 [HP], el tercer motor fue el de 2 [HP].

7.6 PRUEBA DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN (PCC)

En la ilustración 49 se muestra la configuración del sistema que se empleó para esta prueba.

Ilustración 49. Esquema prueba de variación de tensión de red.



La prueba se realizó con el siguiente orden:

- Conexión del autotransformador (presente en el laboratorio), entre la red y el PC, Para poder realizar las variaciones de la tensión del PCC desde la nominal de los microinversores (120 [V] de tensión de fase) hasta los límites recomendados de funcionamiento por el fabricante del 10% de la tensión nominal.
- Descenso de la tensión del PCC hasta aproximadamente 108 [V] (límite inferior) y retorno a la tensión nominal

- Elevación de la tensión del PCC hasta aproximadamente 123 [V] (límite superior) y retorno a la tensión nominal, dando por finalizada la prueba.

Punto de medición: salida de AC de los microinversores. Esta prueba permitió observar el comportamiento de la corriente, potencia activa y reactiva en los microinversores, dados los cambios mencionados de tensión.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las pruebas descritas en el capítulo anterior, con el fin de dar cumplimiento al objetivo general de este trabajo, es decir, identificar el comportamiento general del sistema descrito en el capítulo 6 y 7, para entender cómo deben leerse las ilustraciones de los medidores, por favor remitirse al anexo E.

En la tabla 18 son presentadas las potencias de operación en vacío de los motores.

Tabla 18. Valores de potencia de potencia activa, reactiva para arranque y operación en vacío de los motores de 1HP, 2HP y 3HP.

Motor	P operación vacío (kW)	Q operación vacío (kVAr)
1HP	0.09653	0.5227
2HP	0.1521	1.031
3HP	0.1819	1.146

8.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Una consideración especial para esta prueba y todas las hechas midiendo la tensión del PCC y la corriente de la red, es la dirección del flujo de potencia, el cual por configuración del medidor se ajustó en dirección positiva viniendo desde la red al PCC, por lo que se pueden encontrar medidas negativas si el flujo de potencia es contrario al ajustado

Esta prueba será dividida en tres intervalos claves, el primero de estos es el arranque que se realiza con los microinversores desconectados, el segundo intervalo será el tiempo que toma a la sincronización de los microinversores y el ultimo será un segundo arranque esta vez realizados con el sistema de microinversores en funcionamiento, donde los eventos más importantes se registran en la tabla 19.

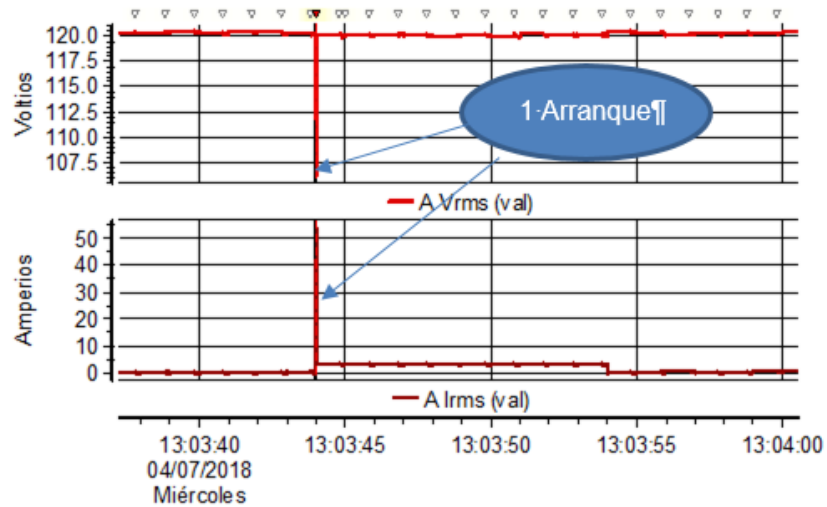
Tabla 19. Eventos importantes para la prueba de puesta en marcha.

Intervalos	Intervalo 1	Intervalo2	Intervalo 3	
Evento	Primer arranque del motor	Conexión de los microinversores	Sincronización de los microinversores	Segundo arranque del motor
Tiempo	13:03:44	13:04:00	13:09:07	13:09:43
Ilustración	50	51	52	52

De los datos para cada intervalo se concluye que:

- En el primer intervalo se presenta un arranque directo convencional del motor 13:03:45, la tensión cae a 106.2 Vrms y la corriente aumenta a 53.75 A. Estos datos serán utilizados para hacer un contraste con los del tercer intervalo (ver ilustración 50, el arranque se aprecia por la caída de tensión en la primera grafica).

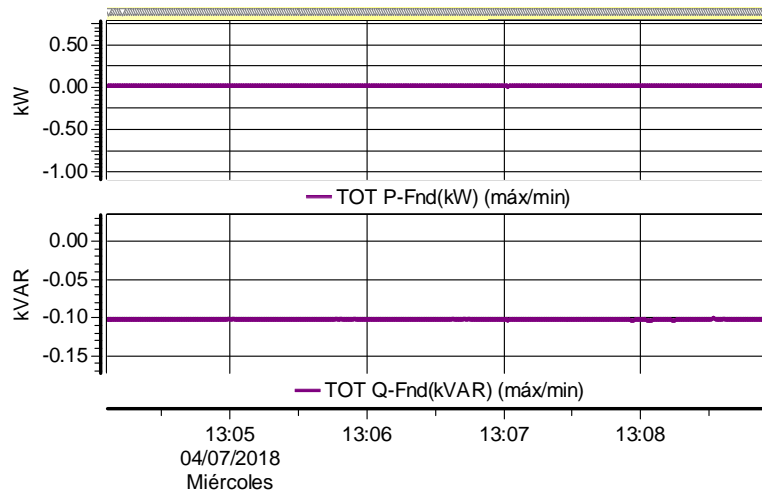
Ilustración 50. Tensión y corriente rms (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) primer intervalo



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	106.2	120.5	120.2
<i>Arms</i>	0.1495	53.75	1.720

- Para el segundo intervalo, sin carga ni generación de potencia activa, se midió un valor de potencia reactiva fluyendo desde el punto común hacia la red con lo cual se puede concluir que mientras los microinversores estén conectados al PCC, estarán entregando potencia reactiva, ya sea que estén sincronizados o no (ver ilustración 51).

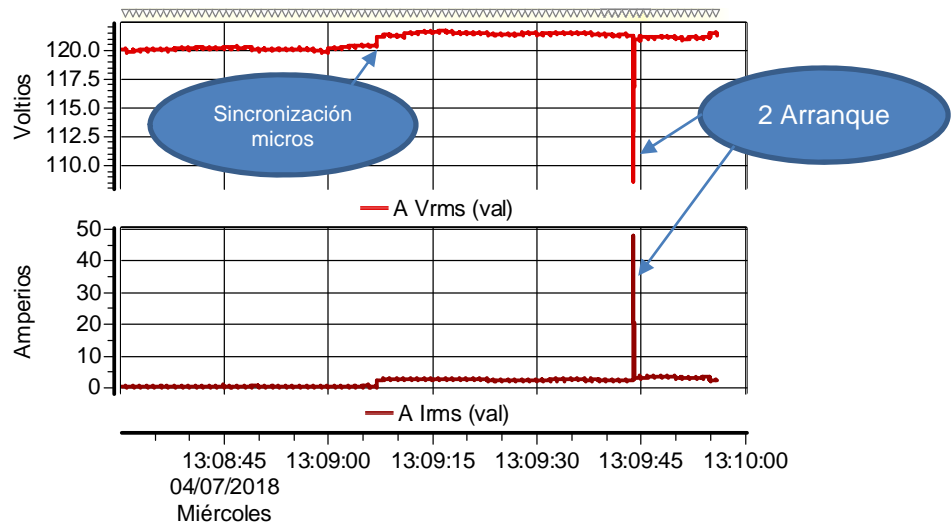
Ilustración 51. Potencia activa y reactiva (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) segundo intervalo.



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
TOTP-Fnd(kW)	0.007464	0.009322	N/A
TOTQ-Fnd(kVAR)	-0.1040	-0.1017	N/A

- En el tercer intervalo se observan las mejoras en operación que ofrece un sistema con microinversores respecto de uno que no los posee. Es apreciable la disminución en la corriente y en la caída de tensión en el momento del arranque si se comparan las ilustraciones 50 y 52.

Ilustración 52. Tensión rms y corriente rms (puesta en marcha, motor de 3 [HP]) tercer intervalo.



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	108.6	121.7	120.8
<i>AIrms</i>	0.4031	47.98	1.931

8.2 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA CONSTANTE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

Cabe recordar que, en esta prueba las medidas fueron tomadas de ambos puntos de medición de forma simultánea por lo que habrá ilustraciones de dos medidores diferentes.

Para esta prueba tomando en cuenta que la variación de la tensión en el PCC a lo largo del día es pequeña y que hay una prueba exclusiva para estudiar el efecto que tienen los cambios significativos de la tensión del PCC sobre el sistema (ver sección 6.6), se decidió tomar la tensión en el PCC como constante para estos análisis.

8.2.1 Análisis de la medición realizada en la salida de AC de los microinversores. De las medidas realizadas en la salida de AC de los microinversores se observó que:

- La forma de onda de la corriente varía también en proporción de la irradiancia, siendo que en los momentos de mayor irradiancia presenta una forma de onda semejante a una senoidal pura. Mientras que en momentos de baja irradiancia la forma de onda entregada es muy distorsionada (ver ilustraciones 53 y 54).
- El ángulo de desfase entre la onda de tensión y la de corriente presenta un cambio esperado tomando en cuenta las conclusiones anteriores, puesto que, en los momentos donde la potencia activa es alta la diferencia entre esta y la reactiva es extensa a favor de la activa, por lo que el desfase es pequeño. En cambio, en los puntos de irradiancia baja la diferencia entre ambas potencias se hace escasa por lo que el desfase se hace mayor (ver ilustraciones 53 y 54).

Ilustración 53. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga constante, salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.

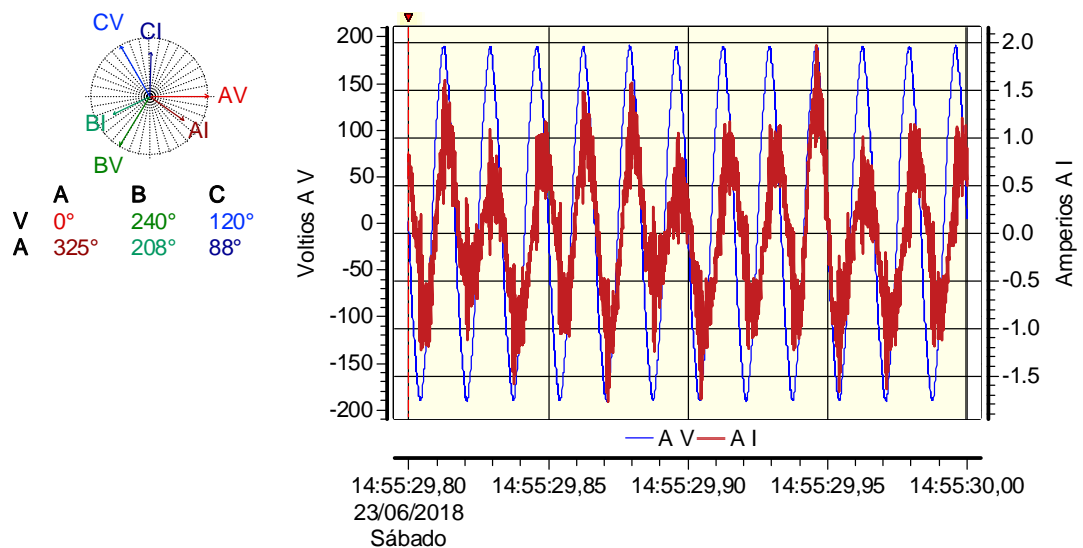
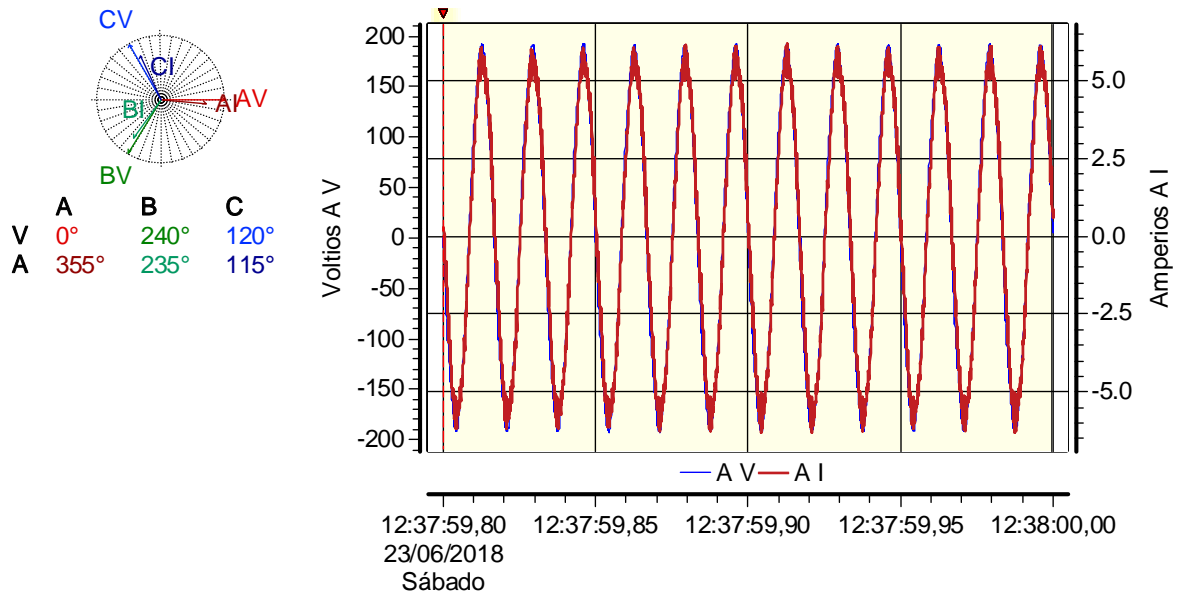


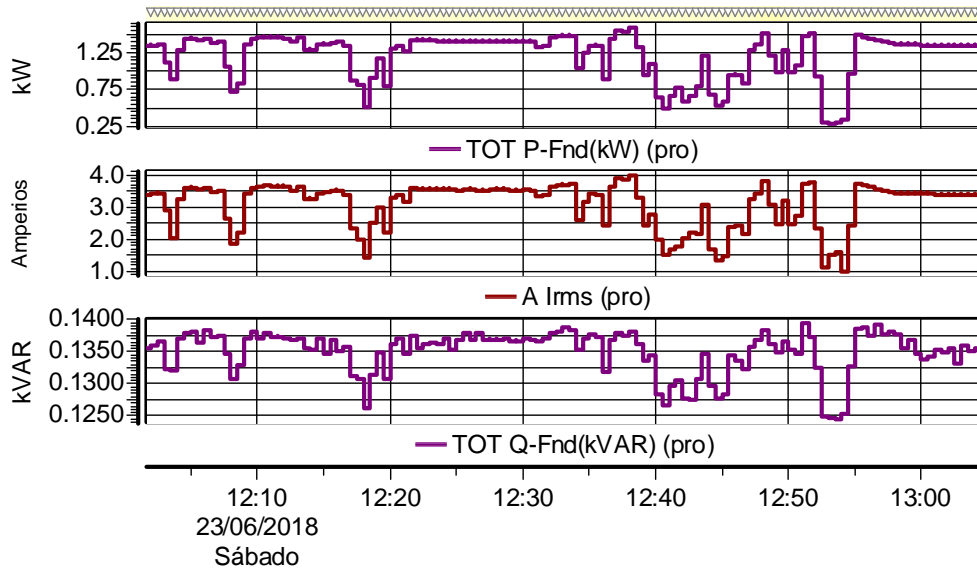
Ilustración 54. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga constante, salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.



- La corriente es directamente proporcional a la irradiancia (ver ilustraciones 55, 56 y 57).
- Para la potencia activa es apreciable que presenta cambios esperados, es decir, en los momentos de mayor irradiancia (al medio día) presenta altos valores, y en momentos donde la irradiancia debe ser poca (finalizando la prueba) estos valores se reducen drásticamente (ver ilustraciones 55, 56 y 57).
- Las variaciones de potencia activa y reactiva son similares en los momentos de mayor y menor irradiancia, pues varían de igual forma, pero la magnitud en la que son afectadas por la irradiancia es diferente. En la reactiva el efecto es muy leve comparado con el experimentado por la potencia activa (ver ilustraciones 55, 56 y 57).
- Las gráficas de potencia reactiva parecieran ser las más diferentes a todas, esto es debido a que esta potencia es muy sensible a los cambios de tensión y aunque para esta prueba la tensión no varíe demasiado e incluso se haya

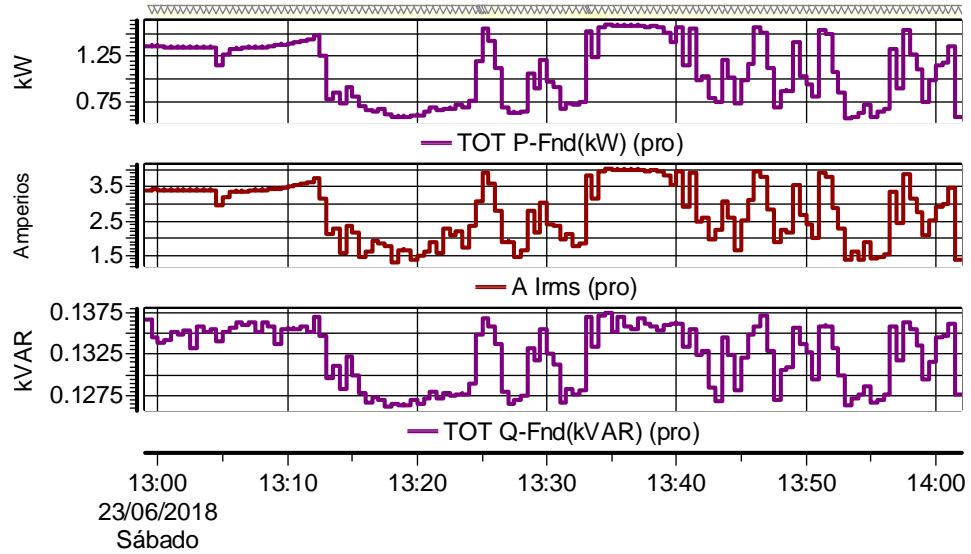
considerado constante, sigue provocando pequeños cambios, pero esos análisis se harán en la sección 6.6 (ver ilustraciones 55, 56 y 57).

Ilustración 55. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 12 y 1 pm.



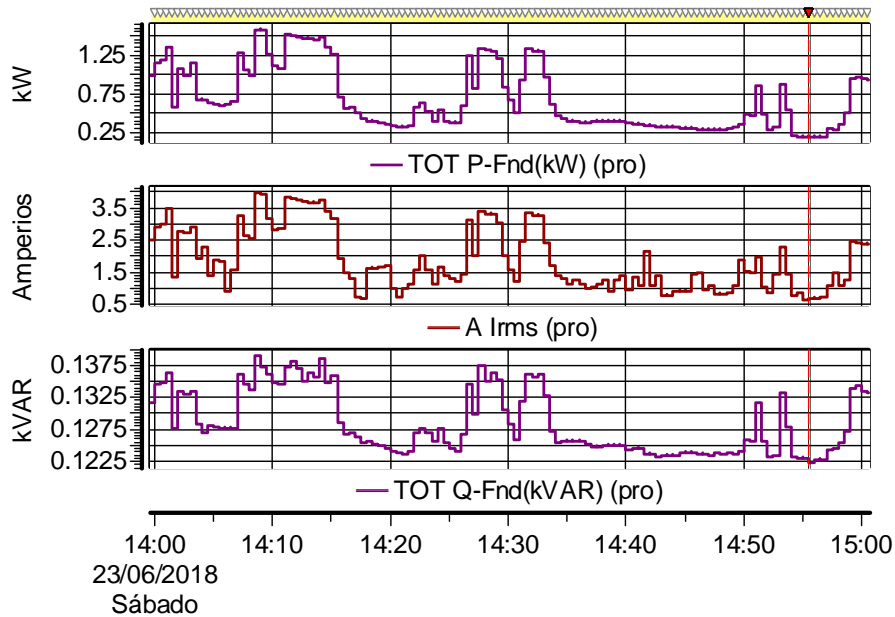
	Máx	en	Min	en
Alrms	3.964	23/06/2018 12:38:30,00	1.012	23/06/2018 12:54:30,00
TOTP-Fnd(kW)	1.582	23/06/2018 12:38:30,00	0.2911	23/06/2018 12:53:30,00
TOTQ-Fnd(kVAR)	0.1393	23/06/2018 12:51:30,00	0.1245	23/06/2018 12:54:00,00

Ilustración 56. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 1 y 2 pm.



	<i>Máx</i>	<i>en</i>	<i>Min</i>	<i>en</i>
<i>Alrms</i>	4.011	23/06/2018 13:35:00,00	1.315	23/06/2018 13:18:30,00
<i>TOTP-Fnd(kW)</i>	1.593	23/06/2018 13:35:00,00	0.5698	23/06/2018 13:53:30,00
<i>TOTQ-Fnd(kVAR)</i>	0.1374	23/06/2018 13:35:00,00	0.1262	23/06/2018 13:18:00,00

Ilustración 57. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, salida de AC de los microinversores) entre las 2 y 3 pm.



	<i>Máx</i>	<i>en</i>	<i>Min</i>	<i>en</i>
<i>Alrms</i>	3.984	23/06/2018 14:09:00,00	0.6268	23/06/2018 14:55:30,00
<i>TOTP-Fnd(kW)</i>	1.578	23/06/2018 14:09:00,00	0.1875	23/06/2018 14:56:30,00
<i>TOTQ-Fnd(kVAR)</i>	0.1391	23/06/2018 14:09:00,00	0.1223	23/06/2018 14:56:00,00

8.2.2 Análisis de la medición realizada en la conexión de la red al punto común.

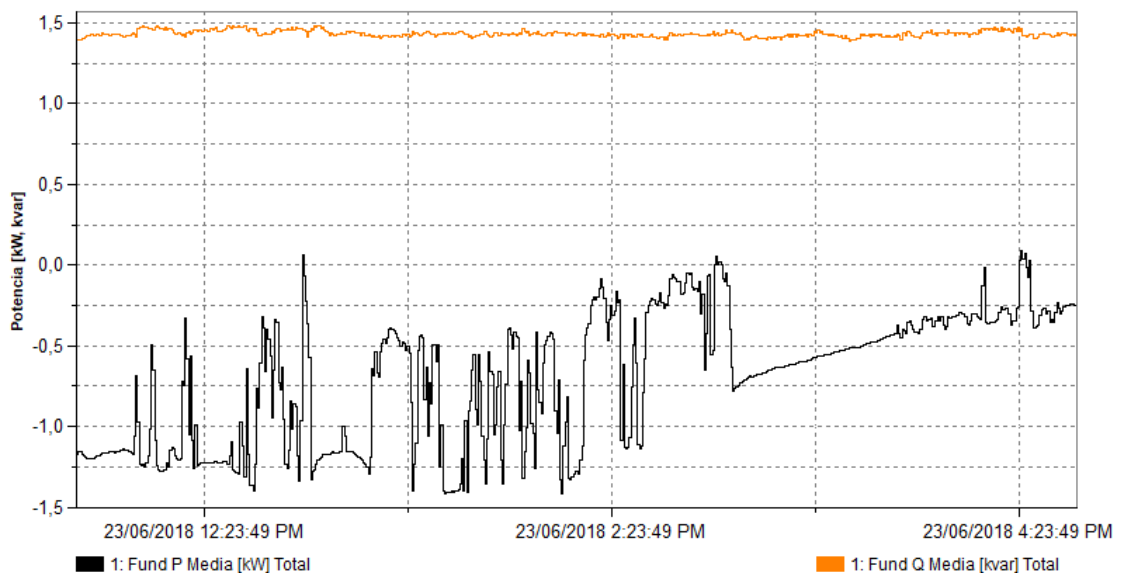
La consideración sobre el flujo de potencia que se tuvo en la sección 6.1 es igualmente válida para esta sección.

Los resultados obtenidos de esta prueba con el punto de medición en la llegada de la red PCC mostraron que:

- La potencia activa generada por el sistema de microinversores fluye hacia la red la mayoría del tiempo en el que transcurrió la prueba, lo que significa que la red absorbe el excedente de la potencia que no es requerida por la carga (ver la ilustración 58).

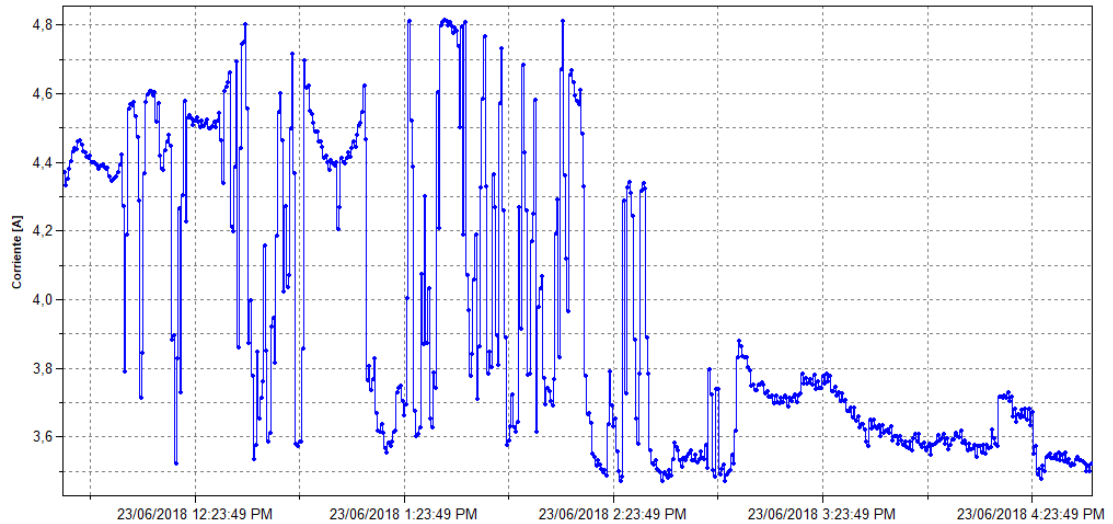
- La potencia activa generada por los paneles fotovoltaicos es variante en el tiempo debido a los cambios de irradiancia y no se ve influenciada por cambios en la carga.
- Los valores medidos de potencia reactiva muestran que esta, está siendo entregada por la red al sistema de cargas, la cual se suma a la entregada por los microinversores para cumplir lo requerido en reactivos por el motor de 3 [HP] (ver la ilustración 58).

Ilustración 58. Potencia activa y reactiva (Funcionamiento continuo con carga constante, conexión de la red con el punto común).



- La corriente que fluye desde la red al PCC se ajusta para suplir las necesidades de la carga que no pueden ser entregadas por los microinversores (ver la ilustración 59).

Ilustración 59. corriente rms (Funcionamiento continuo con carga constante, conexión de la red con el punto común).



8.2.3 Flujo de potencias en el momento de más alta irradiancia. En la tabla 20 se presenta el resultado de un flujo de cargas aplicado para el momento de más alta irradiancia.

Tabla 20. Flujo de cargas para funcionamiento continuo con alta irradiancia.

Motor 3HP	P [kW]	Q [kVAr]
Microinversores	1.593	0.1409
Red	-1.411	1.0067
Carga motriz	0.1819	1.146

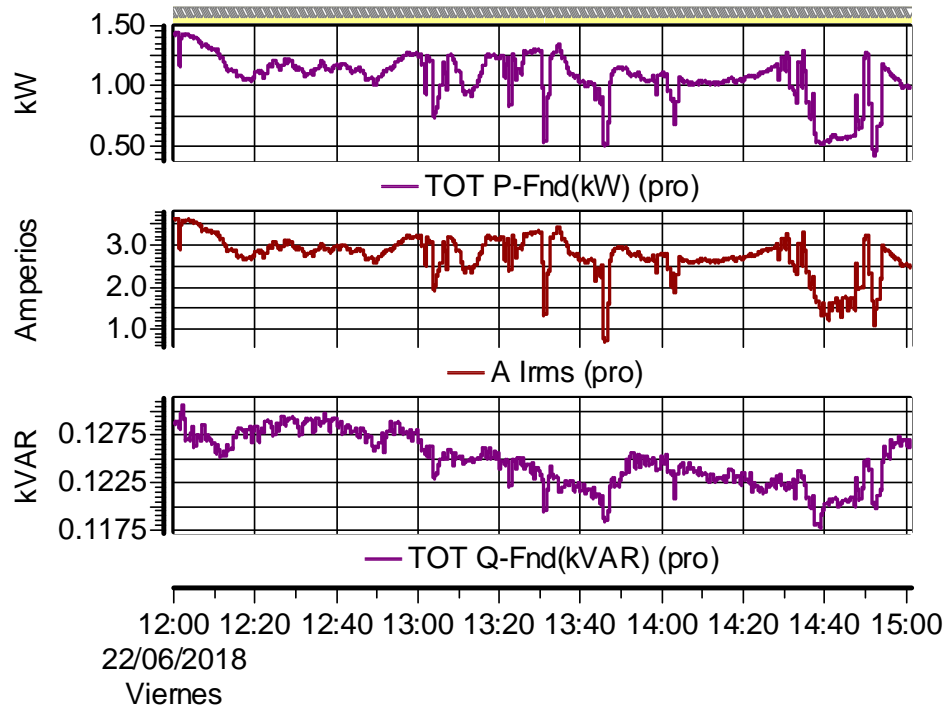
8.3 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO CON CARGA VARIABLE CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

Las consideraciones tomadas en la sección 8.2 son igualmente aplicables para esta prueba.

8.3.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores. En este punto de medición los resultados muestran un comportamiento idéntico a la anterior prueba, por lo que todas las conclusiones aplicadas en el apartado 8.2.1 son igualmente aplicables para esta sección.

Las ilustraciones 60 y 63 presentan la potencia activa, reactiva y la corriente rms, la 61 y 64 presentan las formas de onda en momentos de baja irradiancia, las 62 y 65 presentan las formas de onda en momentos de alta irradiancia.

Ilustración 60. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP], salida de AC de los microinversores) entre las 12 y 3 pm



	<i>Máx</i>	<i>en</i>	<i>Min</i>	<i>en</i>
<i>Alrms</i>	3.638	22/06/2018 12:01:00,00	0.7233	22/06/2018 13:46:30,00
<i>TOT P-Fnd(kW)</i>	1.443	22/06/2018 12:01:00,00	0.4322	22/06/2018 14:52:30,00
<i>TOT Q-Fnd(kVAR)</i>	0.1307	22/06/2018 12:02:30,00	0.1178	22/06/2018 14:39:00,00

Ilustración 61. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP] salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.

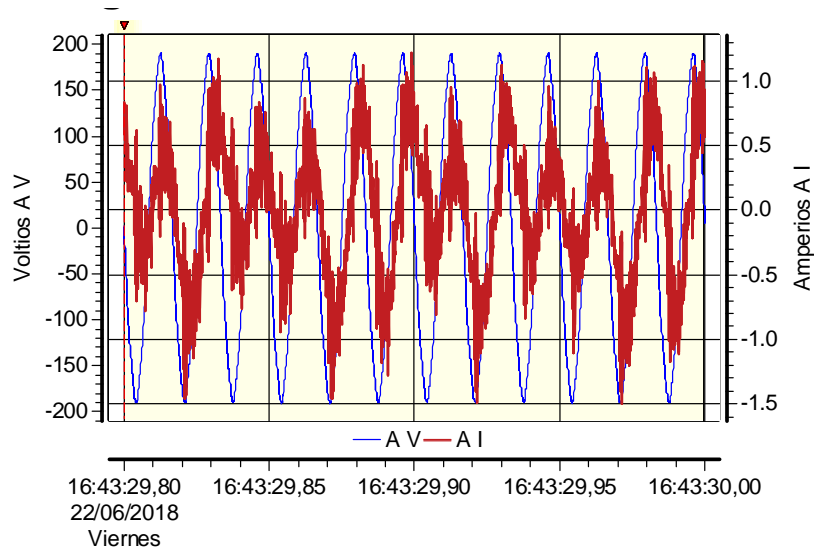
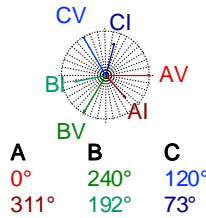


Ilustración 62. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.

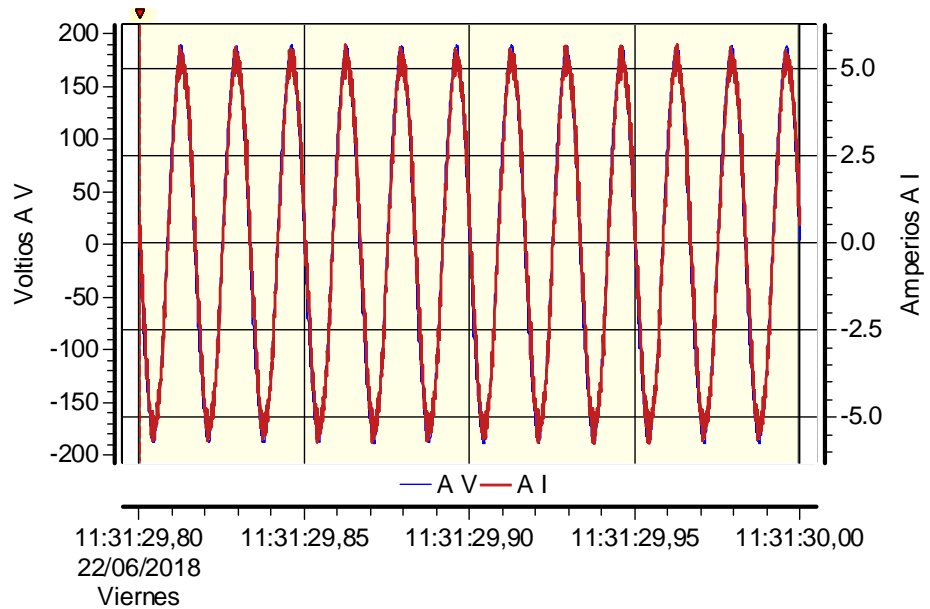
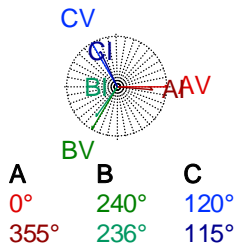
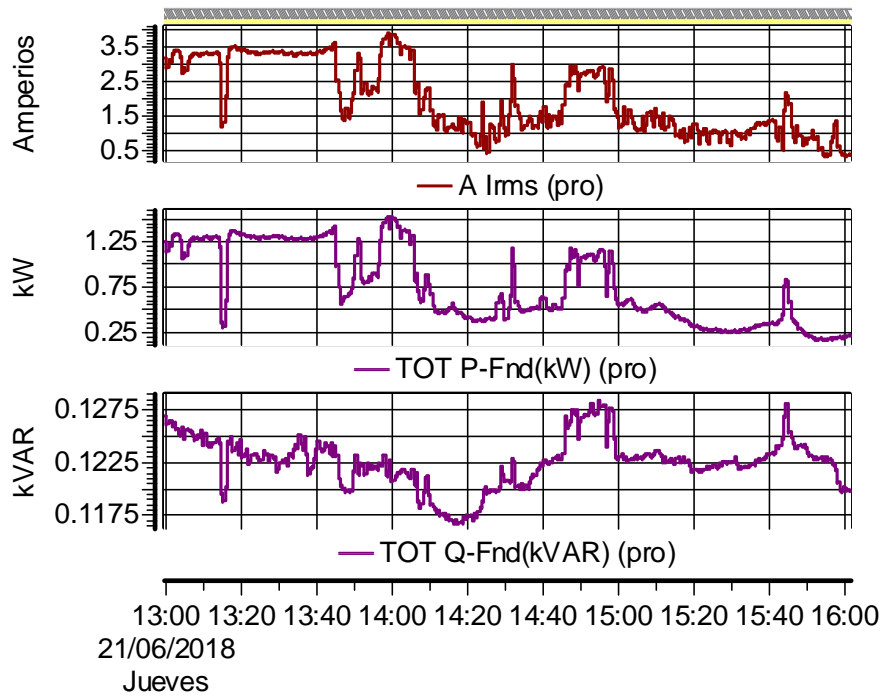


Ilustración 63. Potencia activa, corriente rms, potencia reactiva (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2 [HP], salida de AC de los microinversores) entre las 1 y 4 pm.



	<i>Máx</i>	<i>en</i>	<i>Min</i>	<i>en</i>
Alrms	3.913	21/06/2018 13:59:00,00	0.3614	21/06/2018 16:01:00,00
TOTP-Fnd(kW)	1.530	21/06/2018 13:59:00,00	0.1749	21/06/2018 15:54:00,00
TOTQ-Fnd(kVAR)	0.1285	21/06/2018 14:55:00,00	0.1168	21/06/2018 14:18:00,00

Ilustración 64. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2[HP] salida AC de los microinversores) momento de baja irradiancia.

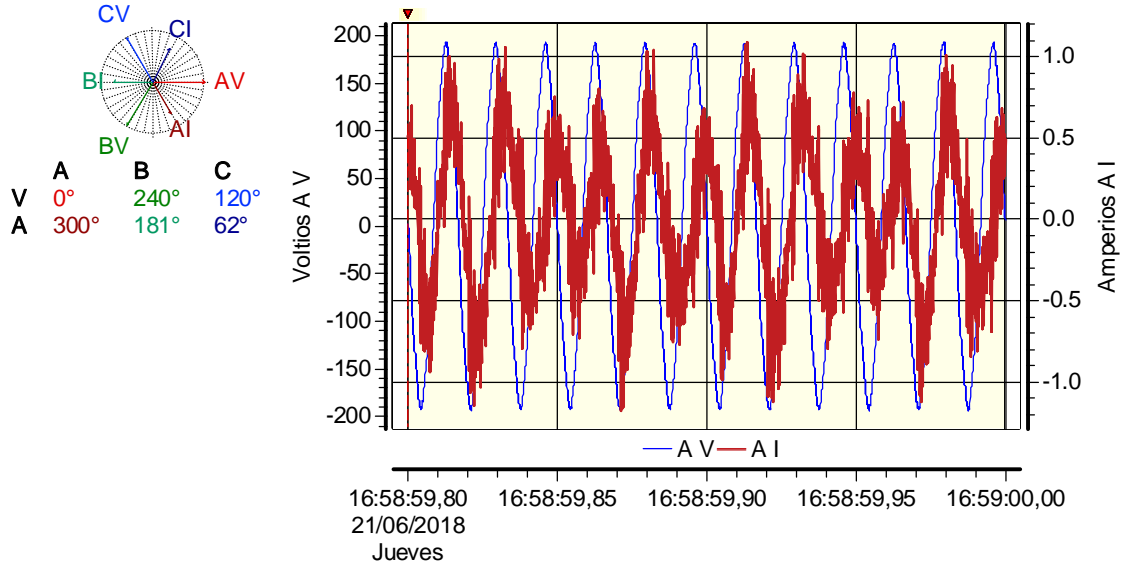
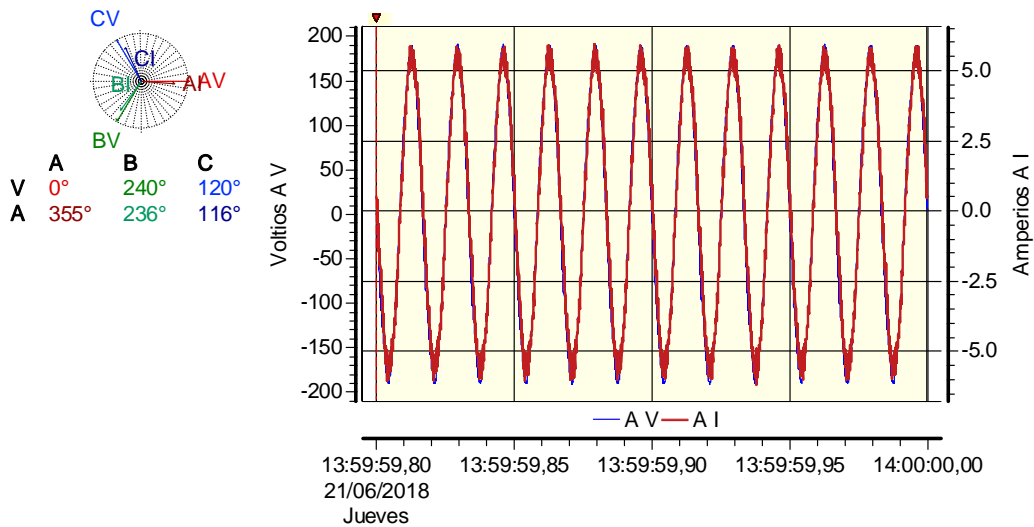


Ilustración 65. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Funcionamiento continuo con carga variable, motor 2 [HP] salida AC de los microinversores) momento de alta irradiancia.



8.3.2 Medición realizada en el punto de conexión de la red al punto común. La consideración sobre el flujo de potencia que se tuvo en la sección 9.1 es igualmente válida para esta prueba. Para la prueba de funcionamiento continuo con carga variable se alimentó el motor de 1[HP] y 2 [HP] a través del variador de frecuencia, cuya entrada es bifásica; por este motivo se alimenta solo con las fases A y B. Los resultados obtenidos de esta prueba con el punto de medición en la llegada de la red PCC mostraron que:

- En las ilustraciones 66 y 67 se muestra la potencia activa de las fases A y B, las cuales presentan unas formas y valores muy similares, esta potencia fluye desde o hacia la red, con el fin de complementar la entrega por los microinversores y la requerida por la carga conectada. Las variaciones de potencia activa se dan en función de la irradiancia que incide sobre los paneles y de la carga solicitada por el variador de frecuencia.
- La potencia activa en la fase C es la inyectada directamente por los microinversores a la red puesto que en esta fase (C) no hay cargas. ver ilustraciones 66 y 67

Ilustración 66. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).

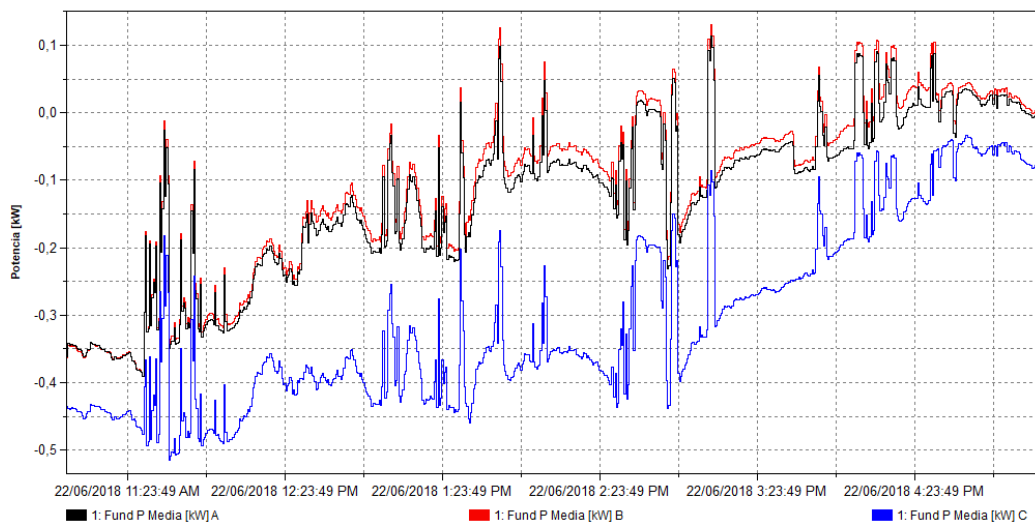
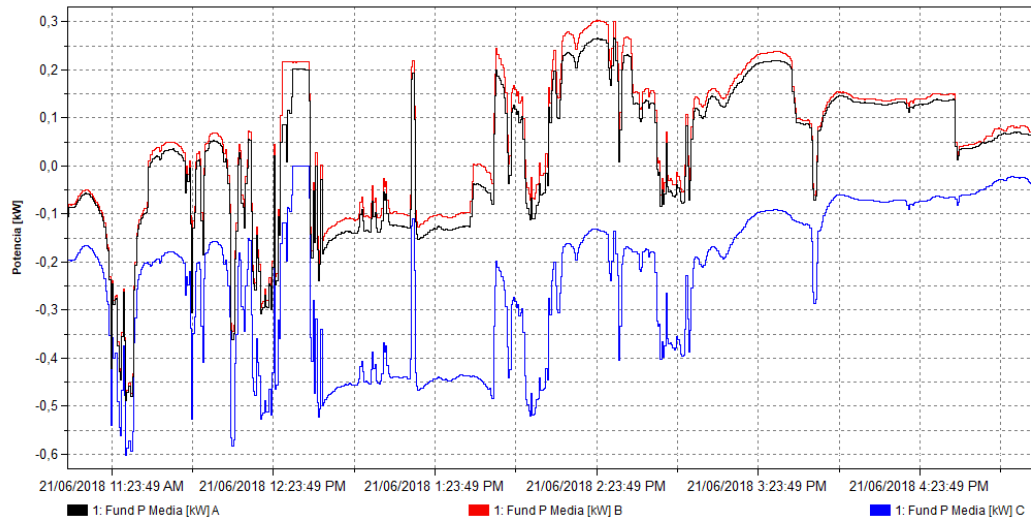


Ilustración 67. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 2 [HP]).



- De acuerdo con lo visto en las ilustraciones 68 y 69, en la fase A y B se nota un cambio de la potencia reactiva en forma escalonada, esto es por los ajustes que se realizaron en la tercera etapa de cargas al variar la potencia de esta, la cual es alimentada por el generador síncrono.
- En la Fase B, desde la red fluye mayor potencia reactiva a medida que se conectan los pasos; en el momento de desconectar los pasos se reduce la demanda de esta potencia. En la fase A ocurre lo contrario, a la red le es inyectada mayor potencia reactiva al conectar el paso de carga y en el instante de desconectarlo la inyección de potencia reactiva hacia la red disminuye, este efecto es provocado por el funcionamiento del variador de frecuencia (para más información ver anexo D).
- La fase C presenta la variación de la potencia reactiva que es inyectada por los microinversores debido a que esa fase se encuentra sin conexión de carga.

Ilustración 68. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).

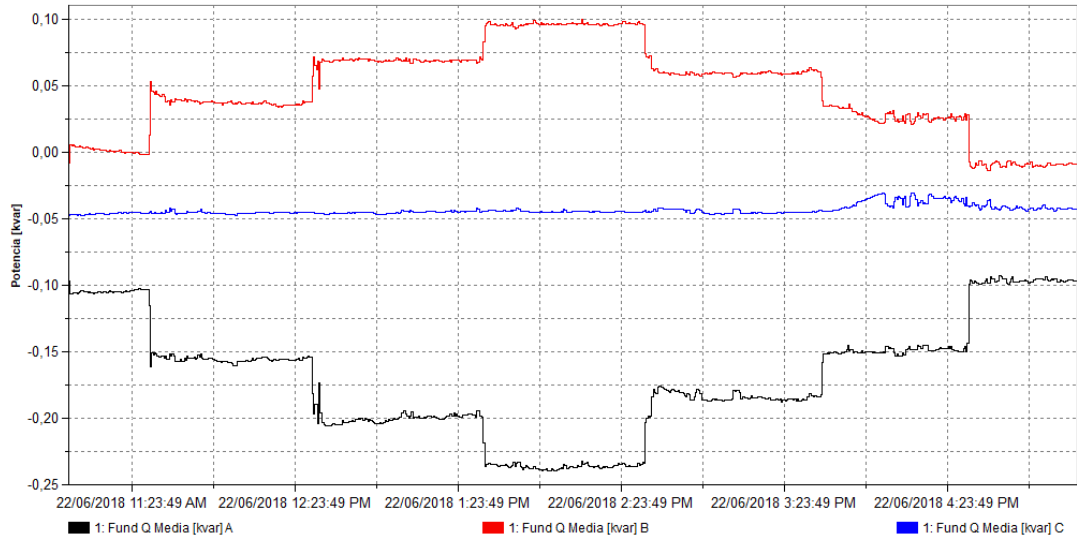
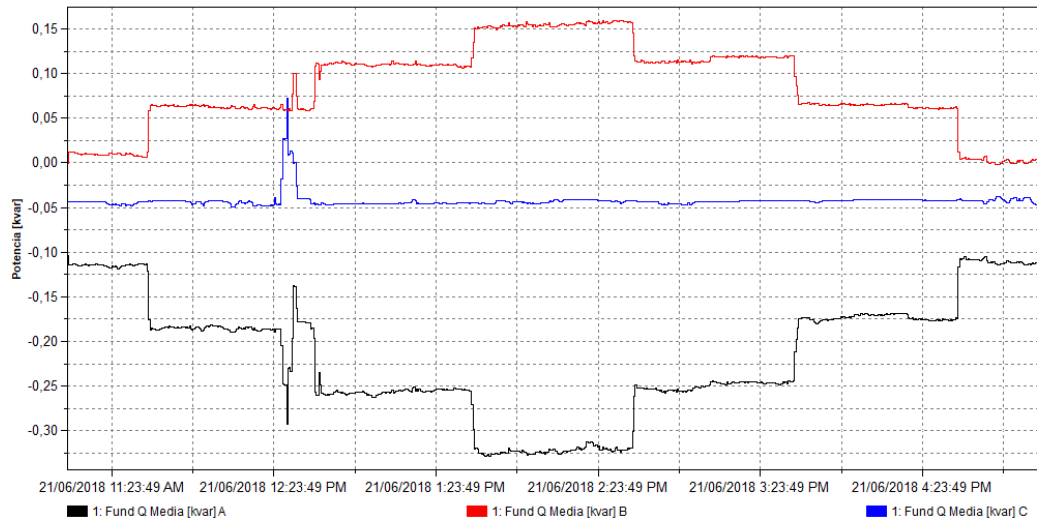


Ilustración 69. Potencia en las tres fases (funcionamiento continuo con carga variable, 1 [HP]).

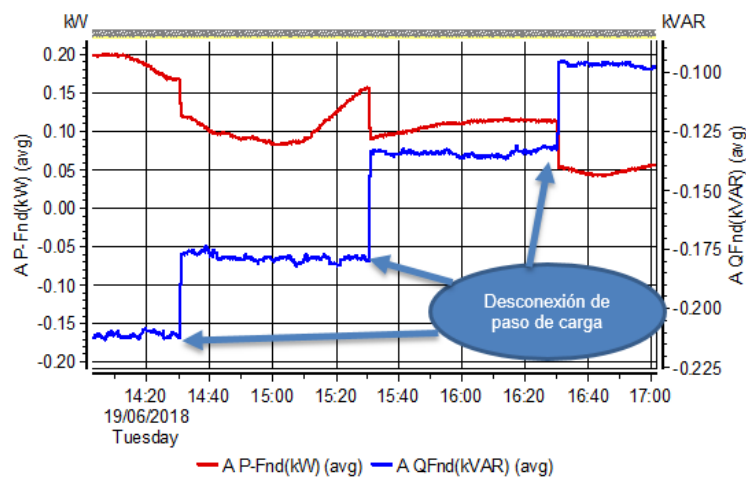


Para mostrar como varía el flujo de potencia activa en la red con la conexión y desconexión de pasos de carga (tercera etapa de cargas), se buscó un momento en que la irradiancia variara muy poco, para poder apreciar de mejor forma la

influencia de un cambio de carga en el motor. En la ilustración 70 se señala los momentos en que se desconectan pasos de carga y se concluye de esta:

- En la desconexión de pasos de carga se observa una reducción del flujo de potencia activa hacia la red; en el caso que los microinversores estuvieran alimentando la totalidad de la carga, al desconectar un paso, habría un aumento de flujo de los microinversores a la red.

Ilustración 70. Potencia activa vs potencia reactiva al momento de desconectar pasos de carga (funcionamiento continuo con carga variable, motor 1[HP]).



8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE ARRANQUE DE MOTORES EN VACÍO CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

Para el motor de 1HP se realizó un flujo de potencias en un tiempo determinado de la prueba de arranque, que se presenta en la ilustración 71.

La tabla 21 muestra el flujo de potencia para la hora: 13:06:37 del viernes 15 /06 /18.

Tabla 21. Flujo de potencias para motor de 1HP.

Motor 1HP	P [kW]	Q [kVAr]
Microinversores	0.687	0.1262
Red	-0.3283	-0.4744
Carga motriz	0.3587	0.6006

Para ver el esquema de esta prueba remitirse a la ilustración 43.

8.4.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores. De las medidas realizadas en la salida de AC de los microinversores para los tres motores se observó:

- El arranque del motor no produce cambios significativos en términos de potencia a la salida del microinversor, permaneciendo estas invariantes. esto es debido a que el microinversor no responde a cambios bruscos en la carga, ver en las ilustraciones 71, 72 y 73.

Ilustración 71. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores).

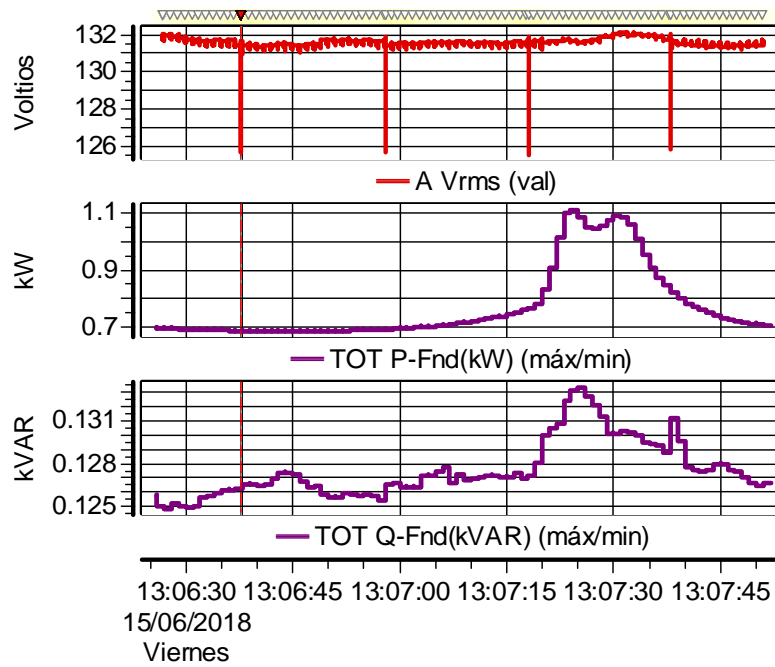


Ilustración 72. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 2 [HP], salida AC de los microinversores).

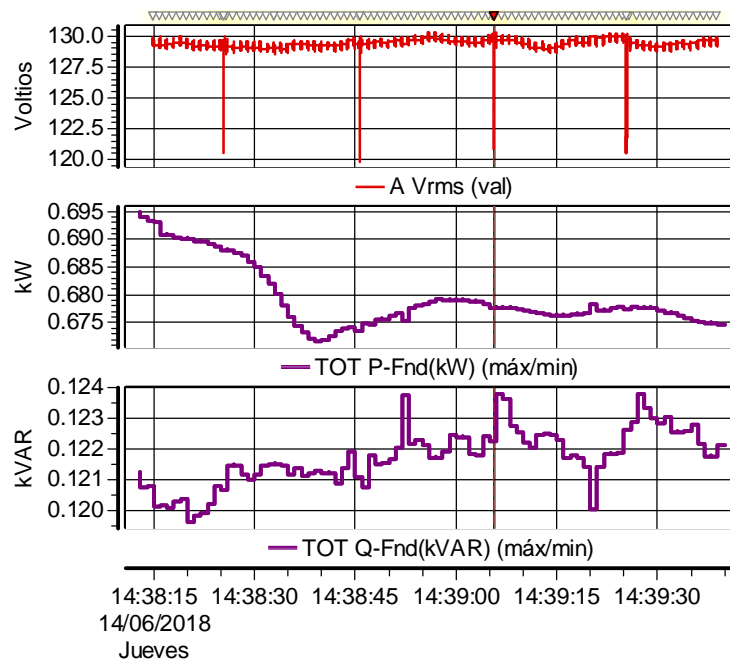
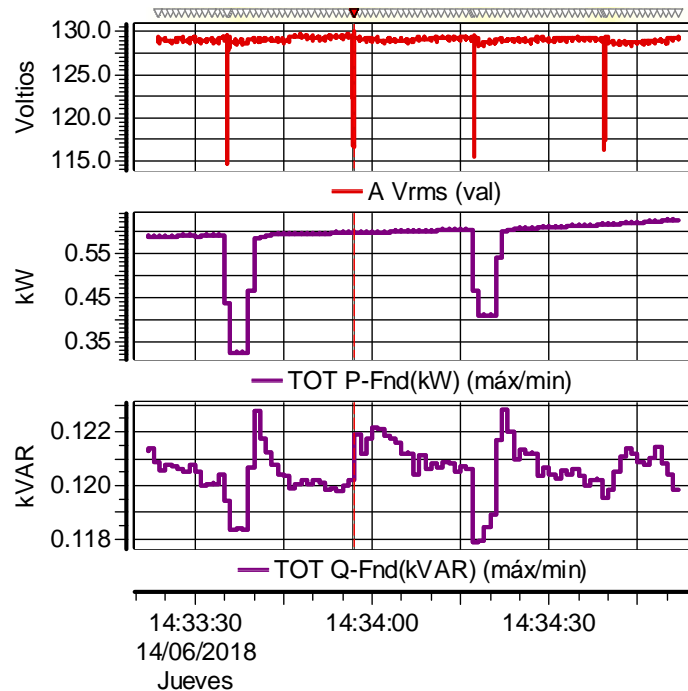


Ilustración 73. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en vacío, motor 3 [HP], salida AC de los microinversores).



- La corriente entregada por el microinversor al igual que la potencia también permanece invariante al momento del arranque (ver ilustraciones 74, 75 y 76).
- La tensión por su parte si presenta un cambio como se identifica en las ilustraciones 74, 75 y 76, este se debe a que los microinversores están conectados al PCC, cuya tensión disminuye en consecuencia de la elevada corriente de arranque que tiene que fluir por el PCC al momento del arranque, esto es apreciable en las ilustraciones 81, 83 y 85.

A razón de lo antes dicho (y de las secciones 8.2.1 y 8.3.1) se puede concluir que la potencia entregada por los microinversores depende única y exclusivamente de la potencia entregada por el conjunto de paneles solares.

Las caídas de tensión producto de los arranques observables en las ilustraciones 74, 75 y 76 se presentan tanto en la red como en los microinversores, puesto que ambos se conectan al PCC.

Ilustración 74. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 1 [HP], salida AC de los microinversores).

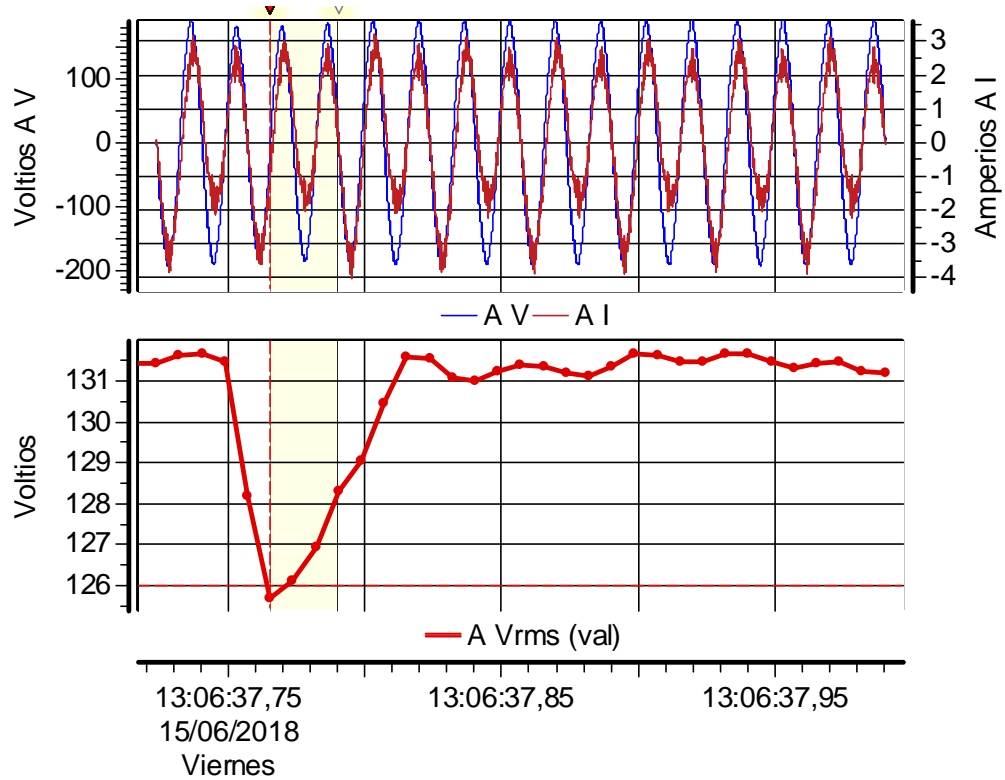


Ilustración 75. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 2 [HP], salida AC de los microinversores)

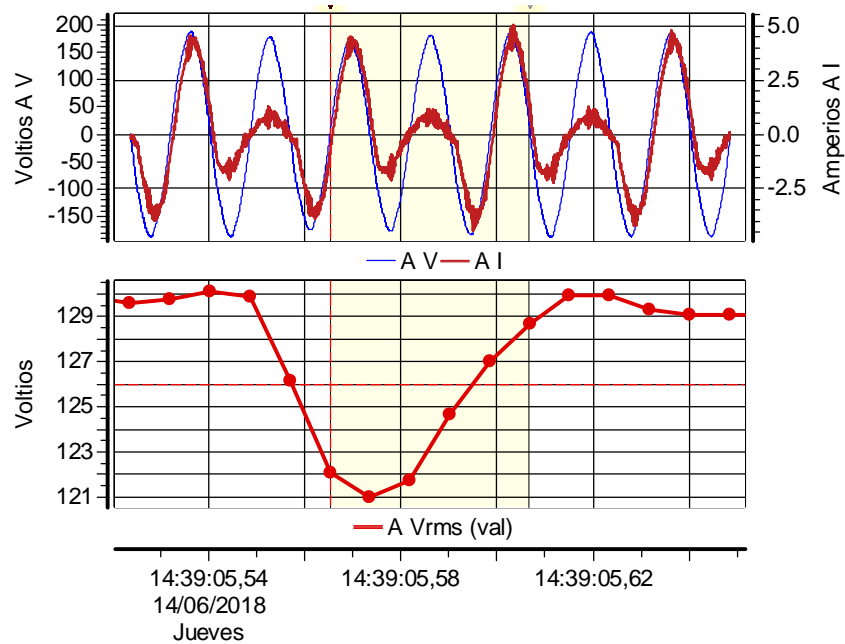
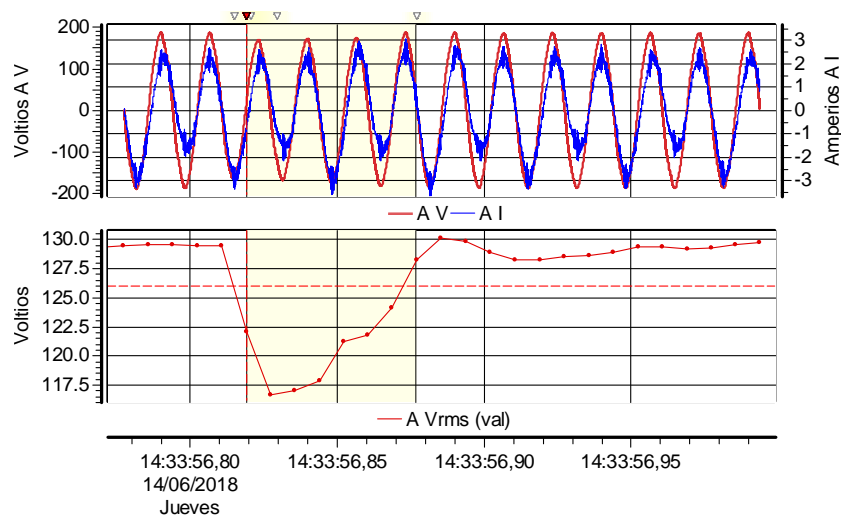


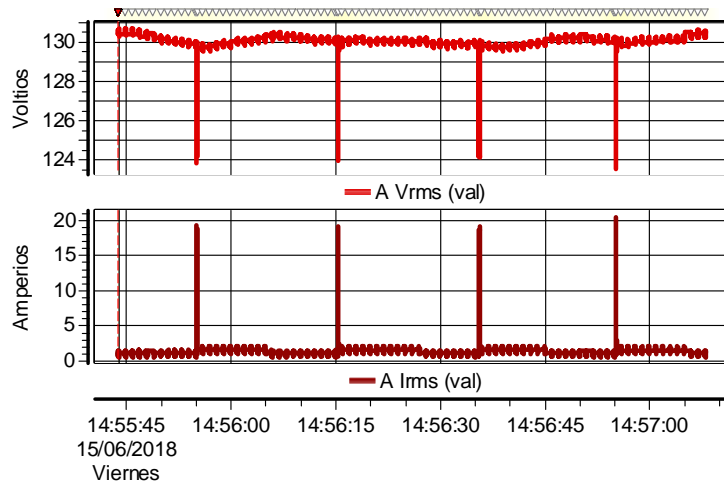
Ilustración 76. Forma de onda de tensión vs corriente, tensión rms (Arranque en vacío, motor 3 [HP], salida AC de los microinversores).



8.4.2 Medición realizada en la conexión de la red con el punto común. Los resultados obtenidos de esta prueba con el punto de medición en la llegada de la red PCC mostraron que:

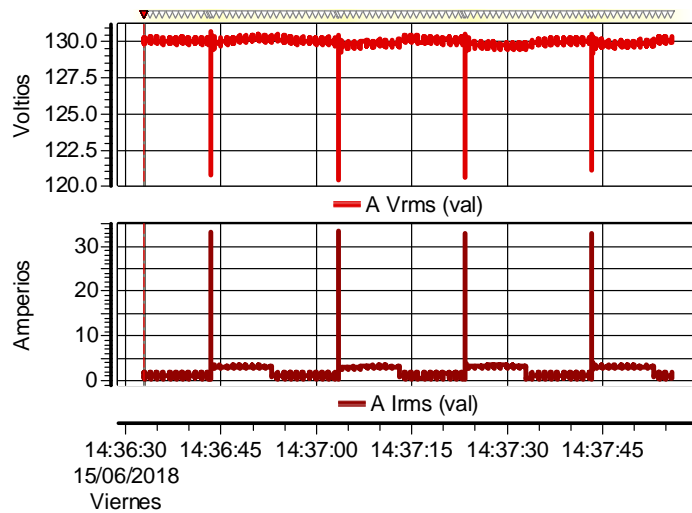
- Como se puede observar en la ilustración 77 para el motor de 1 [HP], por ejemplo, la caída de tensión producto del arranque dio como resultado una tensión de 123.6 [V] de fase y una de corriente de 20.46 [A], lo que significaría una potencia trifásica aparente de 7586.57 [VA] (que no fue captada por el medidor durante el transitorio) entregada por la red, mientras que los microinversores en ningún momento de operación aportaron una potencia tan alta (en ninguna de las secciones estudiadas o por estudiar), esto deriva en que la red aporta la mayoría de la potencia de arranque. Lo anterior es comprobable para los otros dos motores en las ilustraciones 78 y 79

Ilustración 77. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común).



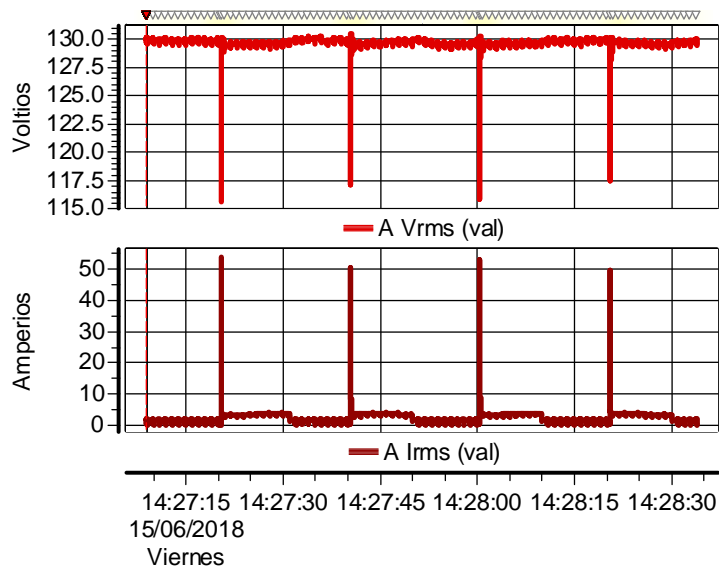
	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	123.6	130.7	130.0
<i>AIrms</i>	0.6610	20.46	1.612

Ilustración 78. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común).



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	120.5	130.7	130.0
<i>AIrms</i>	0.5651	33.43	2.468

Ilustración 79. Tensión y corriente rms (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común)



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	115.8	130.5	129.6
<i>AIrms</i>	0.5919	53.66	2.880

- En el momento previo del arranque las formas de onda de tensión están desfasadas en gran medida, esto se comprueba observando que el fasor de corriente de la fase A se ubica en el segundo cuadrante. La razón de lo anterior es que la potencia activa y reactiva entregada por los microinversores está fluyendo desde PCC hacia la red al no haber presencia de cargas, provocando un desfase del fasor de corriente de 180 grados en base a la configuración del medidor (ver ilustraciones 80, 82 y 84).
- Se observa además que al momento del arranque la onda de corriente pierde el desfase de 180 grados, debido a que en este momento el flujo de corriente se invierte poniéndose en la dirección configurada en el medidor. El cambio que experimenta dicho flujo de potencia es debido a que los microinversores sólo pueden suministrar una pequeña fracción de la corriente de arranque, (ver ilustraciones 74, 75 y 76) por lo que a la red le corresponde entregar la corriente faltante de modo que cumpla las necesidades de arranque requeridas (ver ilustraciones 81, 83 y 85).

Ilustración 80. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.

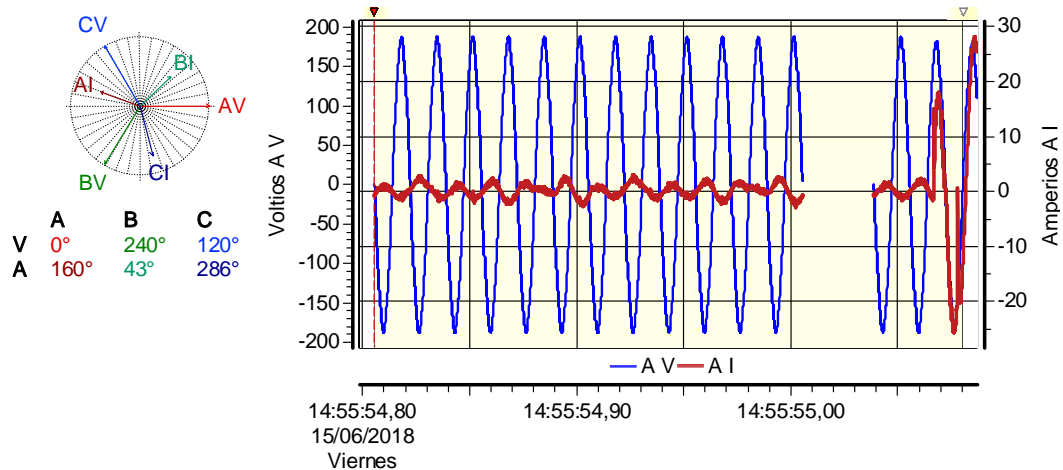


Ilustración 81. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 1 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.

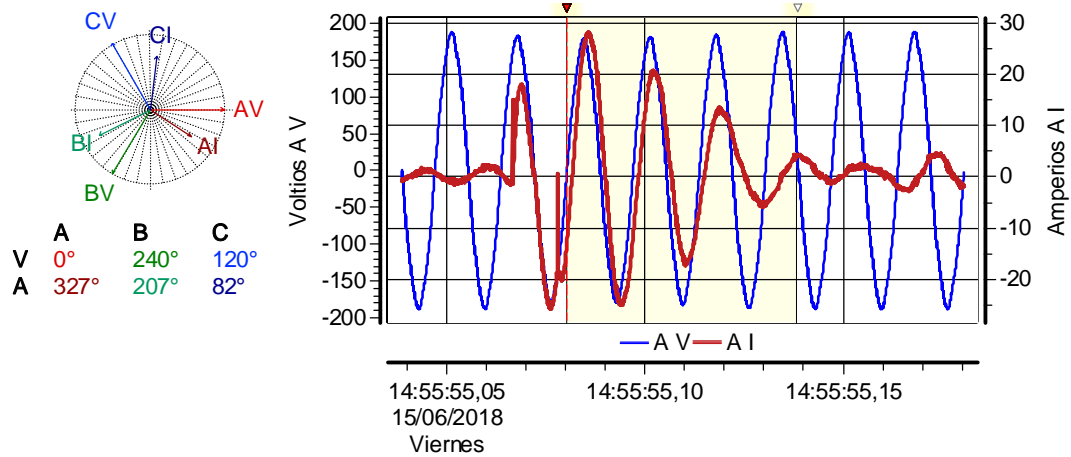


Ilustración 82. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.

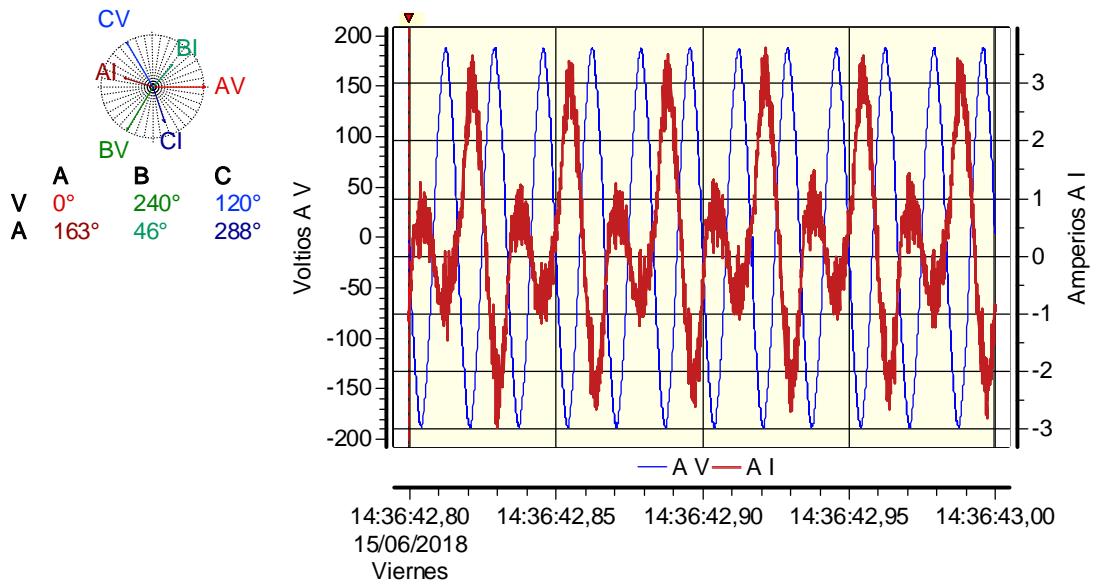


Ilustración 83. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 2 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.

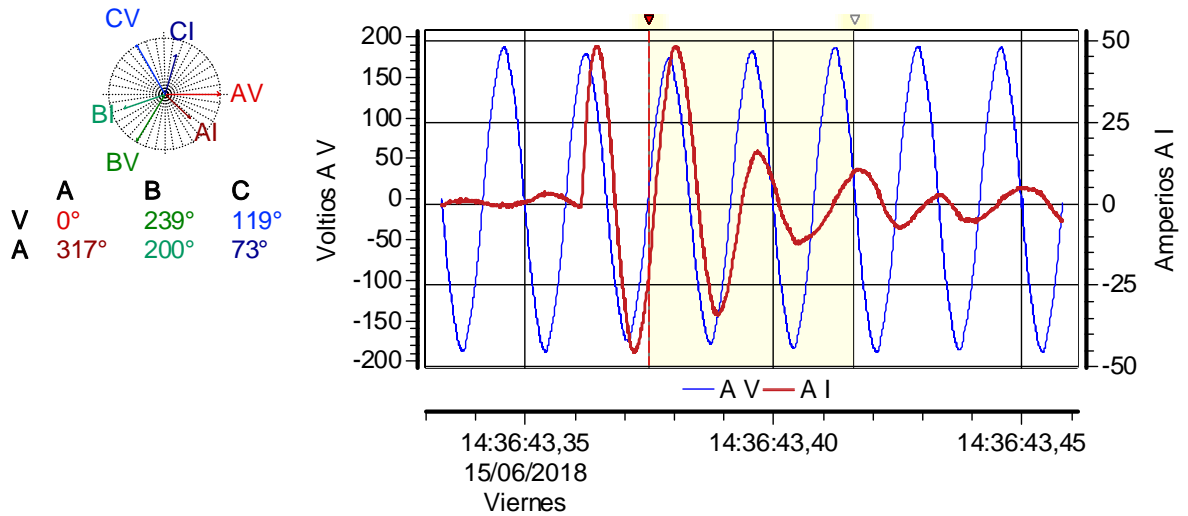


Ilustración 84. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.

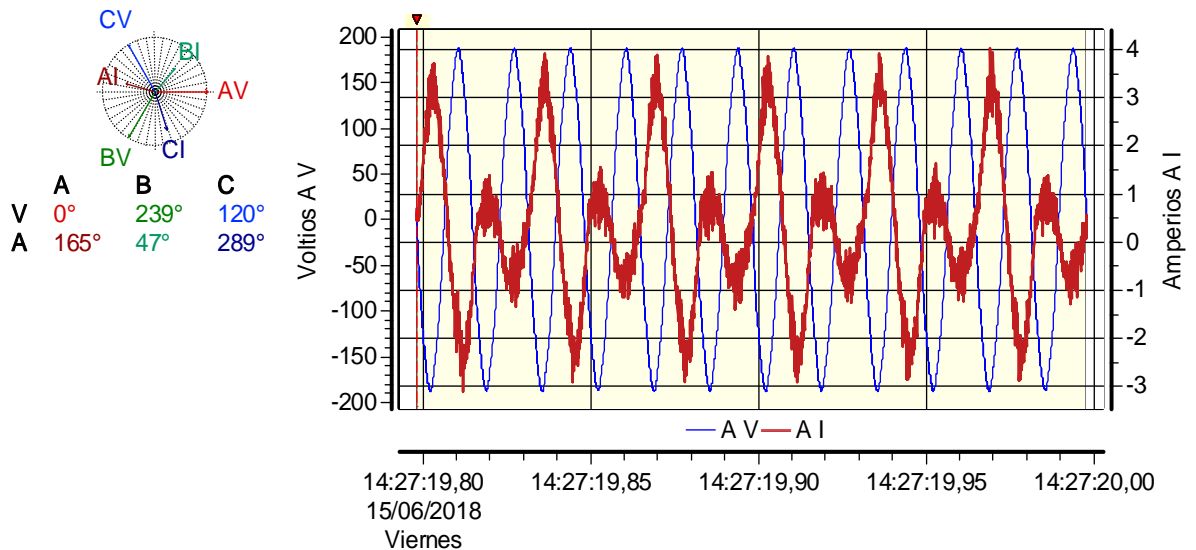
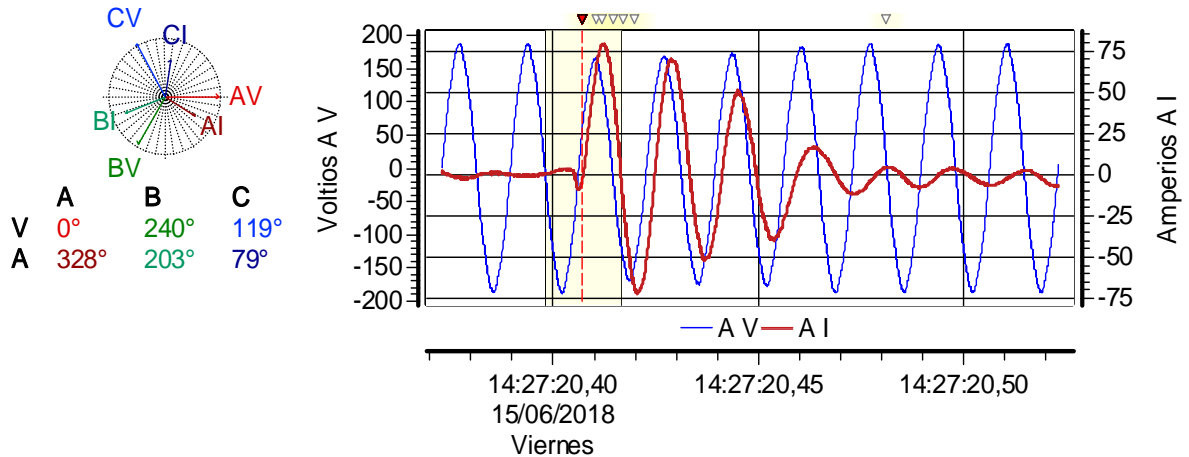


Ilustración 85. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, motor 3 [HP], conexión de la red al punto común) instante de arranque.



8.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE ARRANQUE DE MOTORES EN CASCADA CON SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO CONECTADO AL PCC

Ya que la prueba anterior todos los arranques fueron hechos en vacío, es decir, tanto los motores como el sistema en general no poseían ninguna carga, persiste la incertidumbre de si un arranque con el PCC bajo carga cambiaría en algo las conclusiones anteriores.

8.5.1 Medición realizada en la salida de AC de los microinversores. En términos de potencia lo concluido en la sección 8.4.1 permanece valido ya que la salida de los microinversores sigue sin responder a cambios bruscos en la carga, como es apreciable en las ilustraciones 86 y 87, donde se muestran los valores de tensión rms, potencia activa y reactiva a lo largo de toda la prueba.

Ilustración 86. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en cascada, orden de 1-2-3 [HP], salida AC de los microinversores).

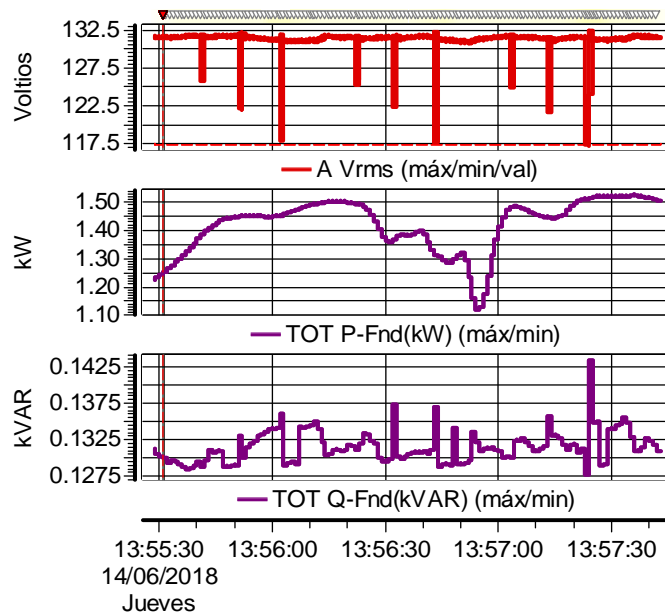
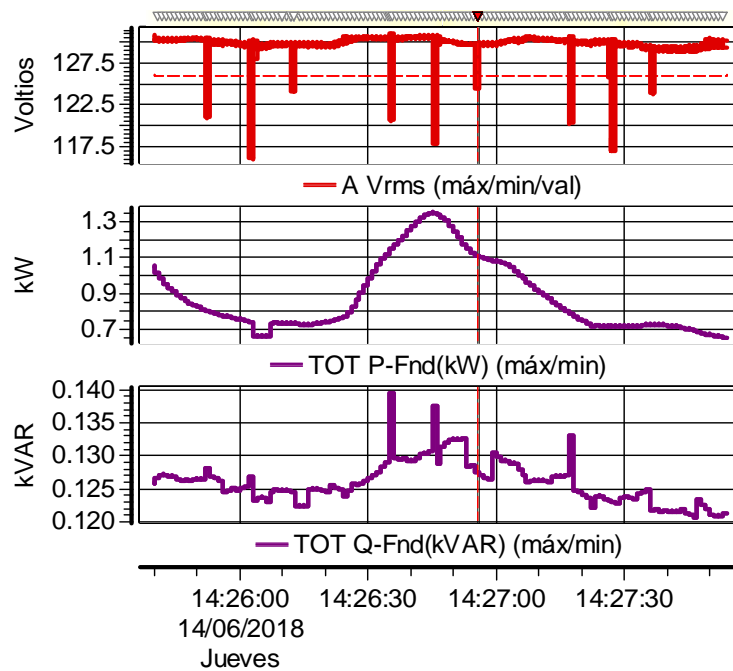


Ilustración 87. Tensión rms, potencia activa y reactiva (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], salida AC de los microinversores).



Las caídas de tensión al momento del arranque tampoco sufren variación y se mantienen prácticamente en la misma proporción que en los arranques en vacío, como se observa en las ilustraciones 88 y 89.

La corriente en cambio es la más problemática de las variables de estudio, pues al momento del arranque presenta aumentos en su valor rms, los cuales no siempre fueron apreciables en la forma de onda de la corriente (ver las ilustraciones 88, 89). Estos cambios presentan patrones muy similares de comportamiento de un motor a otro como para pensar que son simples perturbaciones, por lo cual al comprobar que el arranque no afecta ninguna otra variable de estudio, se llegó a la siguiente conclusión:

- Ya que la potencia de salida de los microinversores depende únicamente de la potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Al presentarse un transitorio en el PCC la tensión cae, esto genera que la tensión a la salida de los microinversores disminuya de igual manera. El microinversor al tratar de mantener la potencia de salida constante aumenta la corriente inyectada al PCC. Ver las ilustraciones 88, 89; donde se muestran las formas de onda y los valores rms de la tensión y la corriente al momento de arrancar el último motor.

Ilustración 88. Forma de onda de tensión vs corriente, corriente rms, tensión rms (Arranque en cascada, orden 1-2-3 [HP], salida AC de los microinversores) último arranque de una iteración.

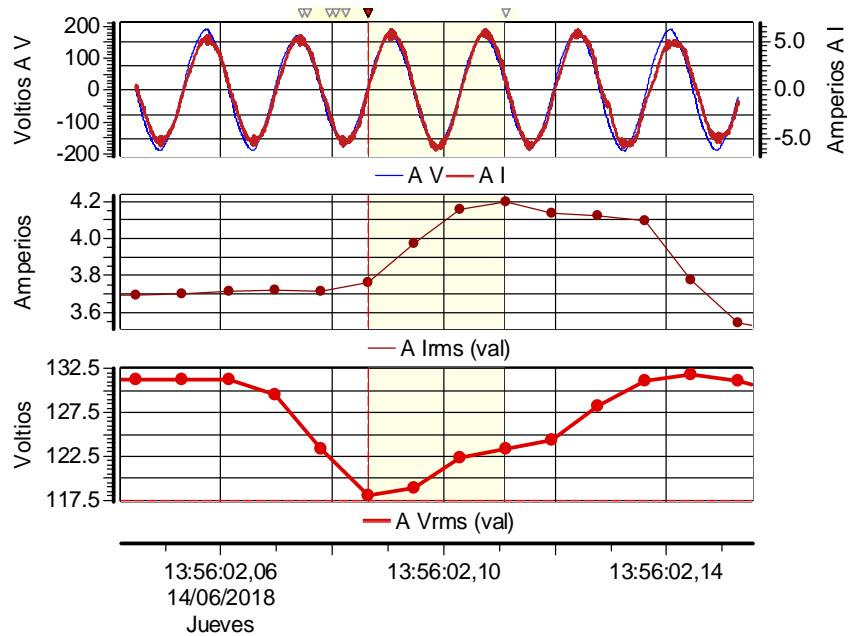
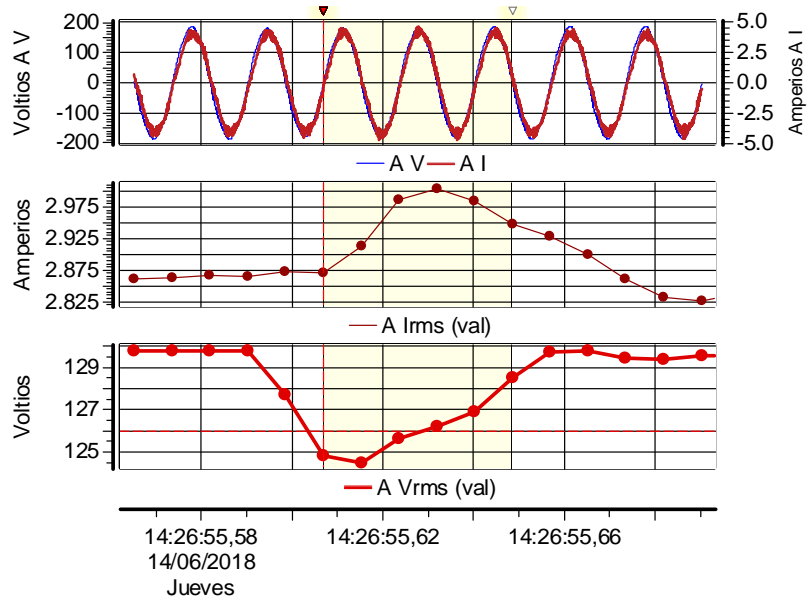


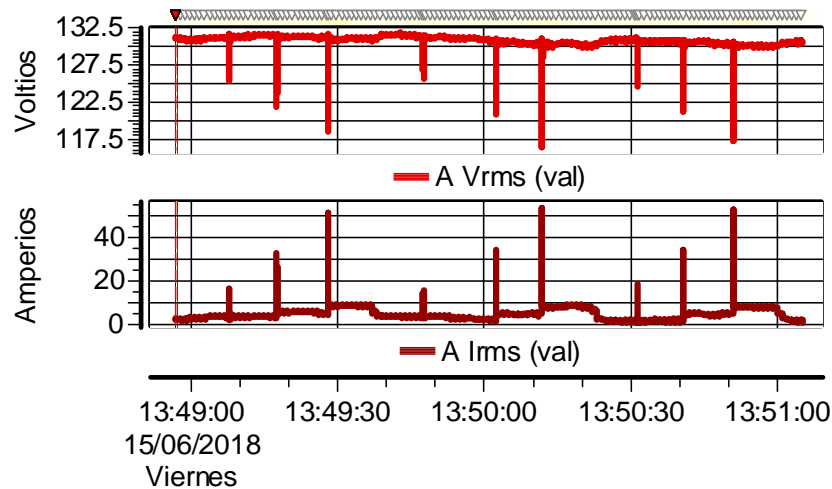
Ilustración 89. Forma de onda de tensión vs corriente, corriente rms, tensión rms (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], salida AC de los microinversores) último arranque de una iteración.



8.5.2 Medición realizada en la conexión de la red con el punto común. Los resultados obtenidos de esta prueba con el punto de medición en la llegada de la red PCC mostraron que:

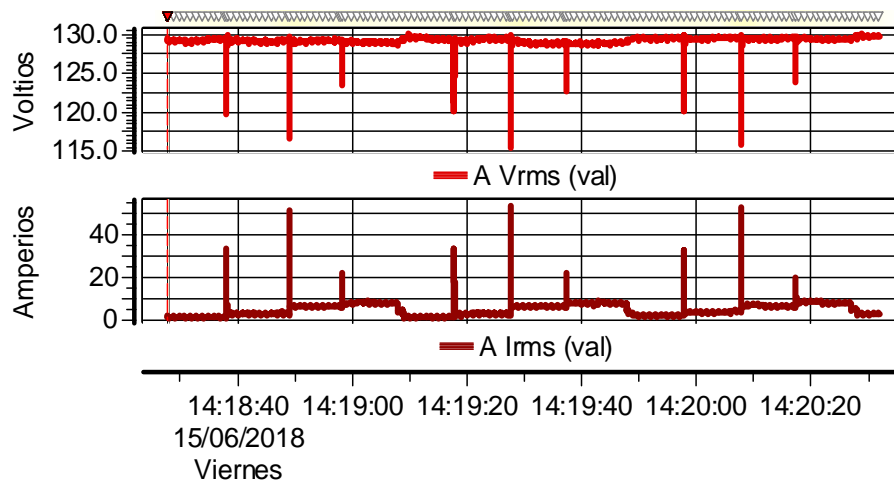
- En las ilustraciones 90 y 91 se observan las diferentes caídas de tensión y corrientes de arranques del motor de 3 [HP] (puesto que es el arranque que produce los cambios más bruscos), de estos datos se obtienen potencias trifásicas aparentes de más de 18 [kVA] entregadas por la red, las cuales al compararse con las potencias de los microinversores se nota una diferencia considerable, corroborando que la potencia de arranque es entregada casi en su totalidad por la red.

Ilustración 90. Tensión y corriente rms (Arranque en cascada, orden de 1-2-3 [HP], conexión de la red con el punto común).



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	116.3	131.8	130.8
<i>AIrms</i>	1.502	53.71	5.265

Ilustración 91. Tensión y corriente rms (Arranque en cascada, orden de 2-3-1 [HP], conexión de la red con el punto común).



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	115.6	130.0	129.2
<i>AIrms</i>	1.274	53.76	5.397

- Analizando el desfase entre la tensión y la corriente del punto de medición, se detectó un comportamiento similar al de la sección 8.4.2, sin embargo, ya que esta prueba cuenta con tres arranques, se logró observar como los arranques posteriores al primero producían un desfase más amplio entre las ondas. Ver ilustraciones 92, 93 y 94; 95, 96 y 97, donde se muestran: las formas de onda y los fasores de tensión y corriente previos para el momento previo al primer arranque, el primer arranque y el último arranque.
- Lo analizado en el punto anterior se debe a que, con cada nuevo arranque que se realiza menos potencia activa y más reactiva fluyendo por la red, incrementando así el desfase entre las ondas.

Ilustración 92. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en cascada, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.

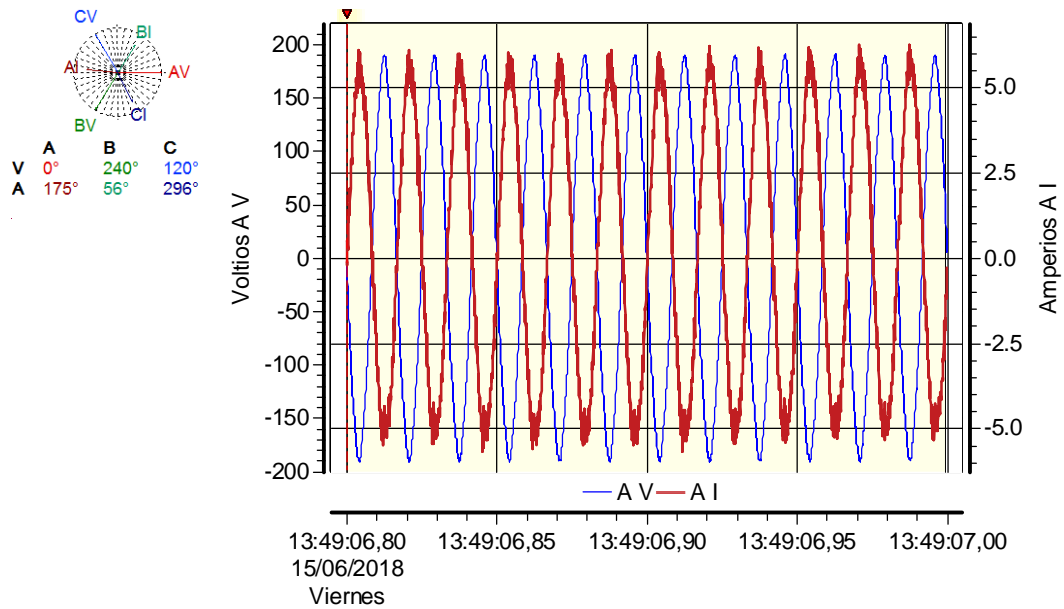


Ilustración 93. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) primer arranque.

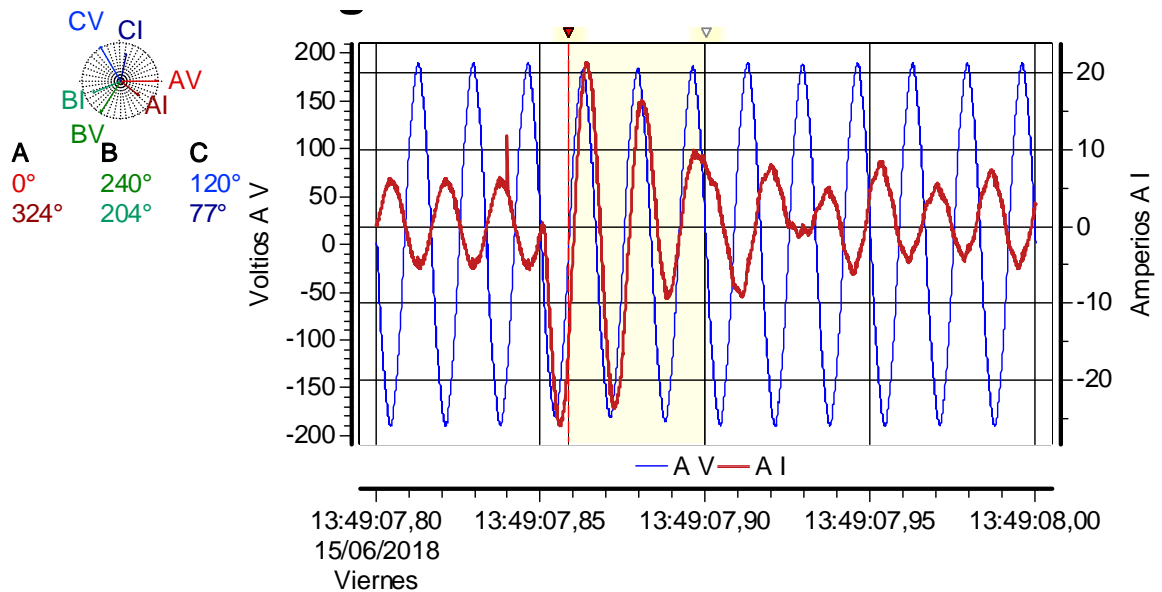


Ilustración 94, Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 1-2-3 [HP], conexión de la red al punto común) último arranque.

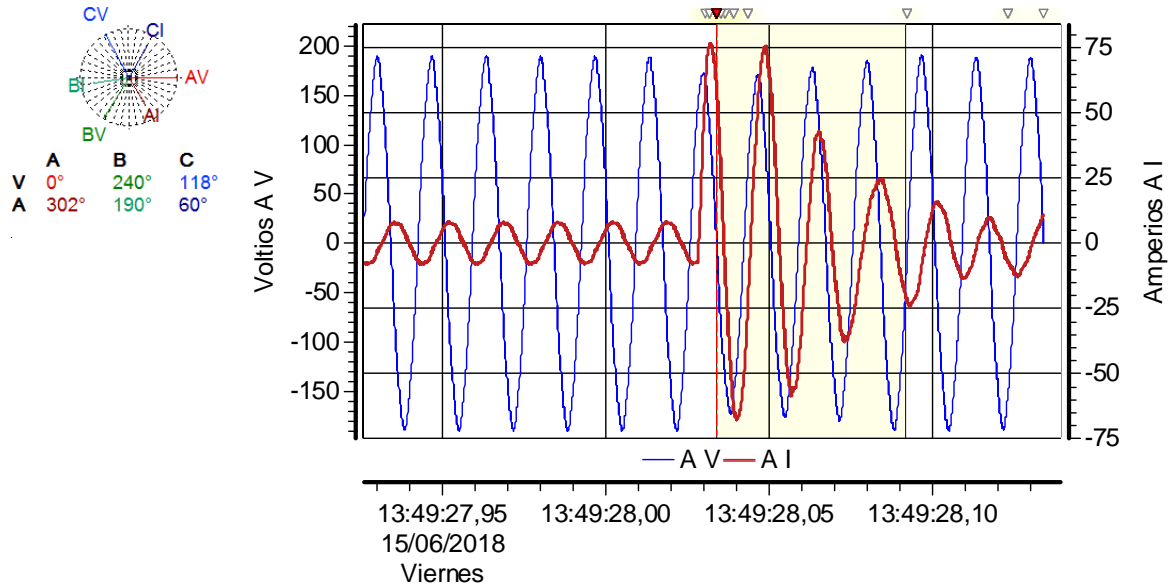


Ilustración 95. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en cascada, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) instante previo al arranque.

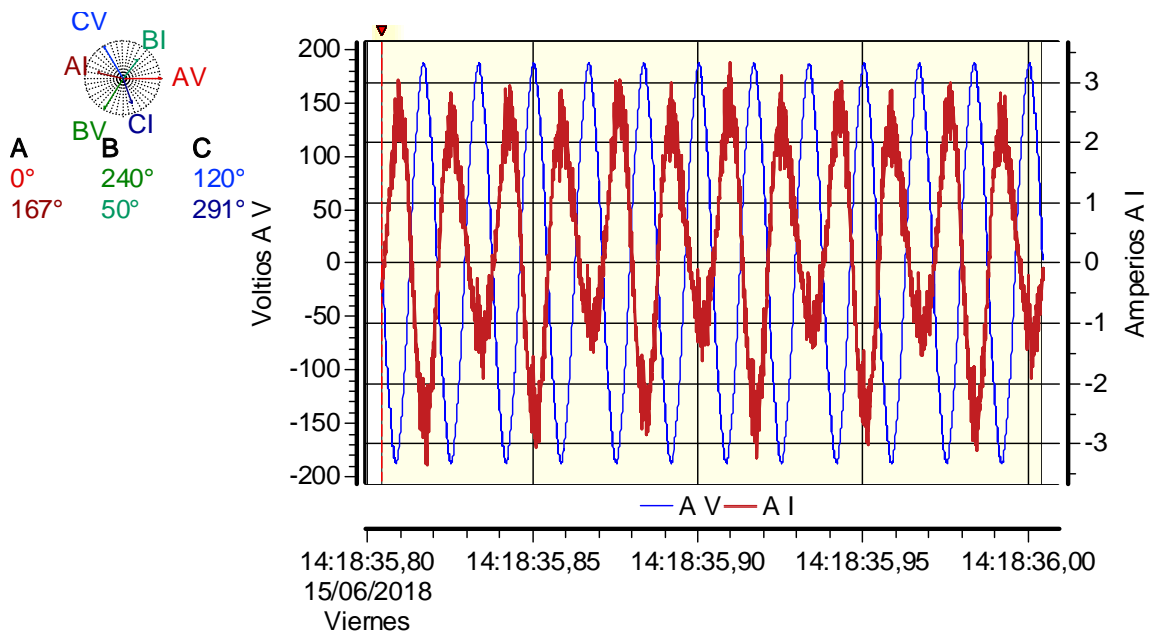


Ilustración 96. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) primer arranque.

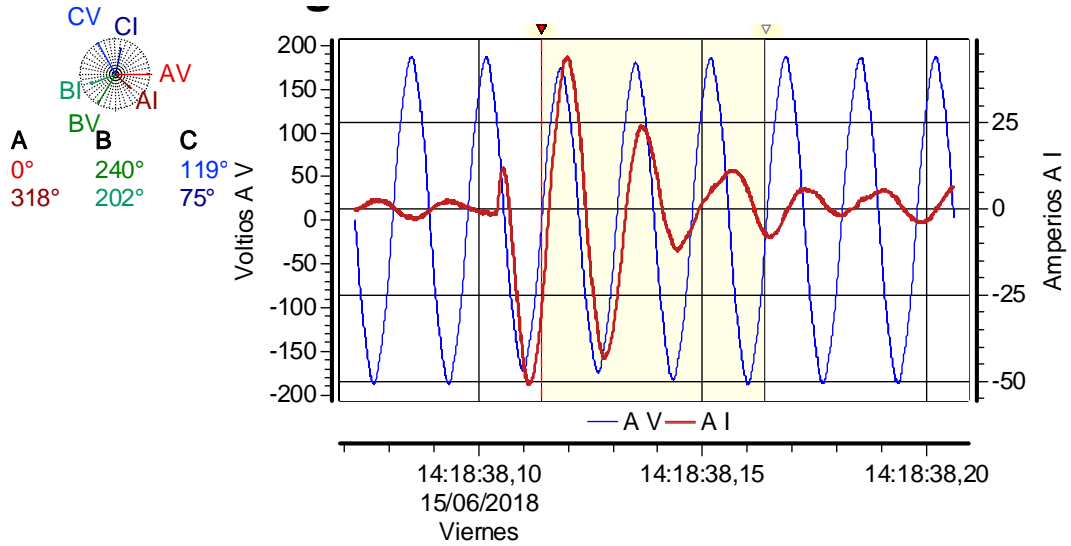
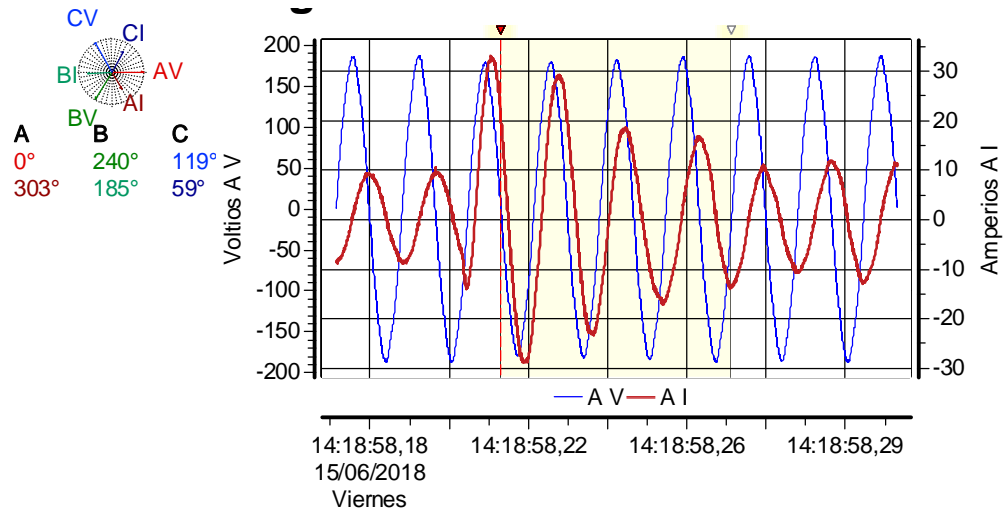


Ilustración 97. Forma de onda de tensión vs corriente, fasores de corriente y tensión (Arranque en vacío, orden 2-3-1 [HP], conexión de la red al punto común) ultimo arranque.

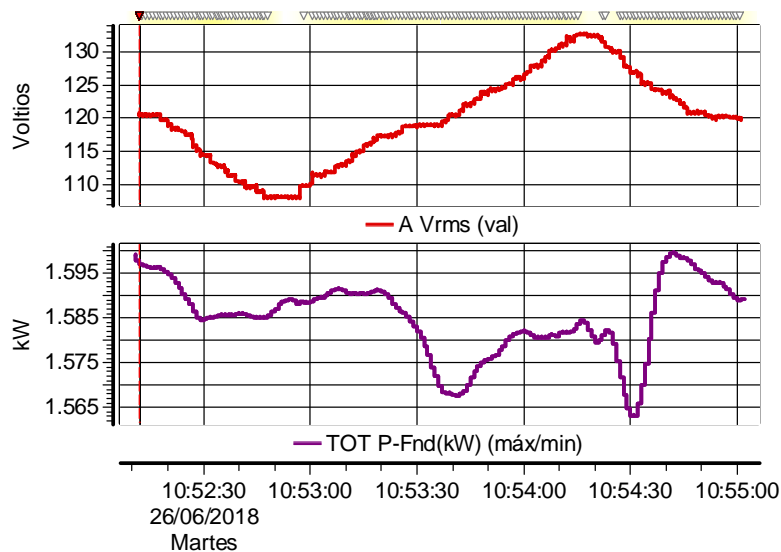


8.6 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN (PCC)

Para facilidad y orden de esta prueba se estudiará por separado los efectos del cambio de la tensión de red sobre las demás variables.

- La potencia activa no presenta patrones definidos que se identifiquen con los cambios en la tensión de red por lo que se puede concluir que estos cambios no le afectan significativamente como se aprecia en la ilustración 98.

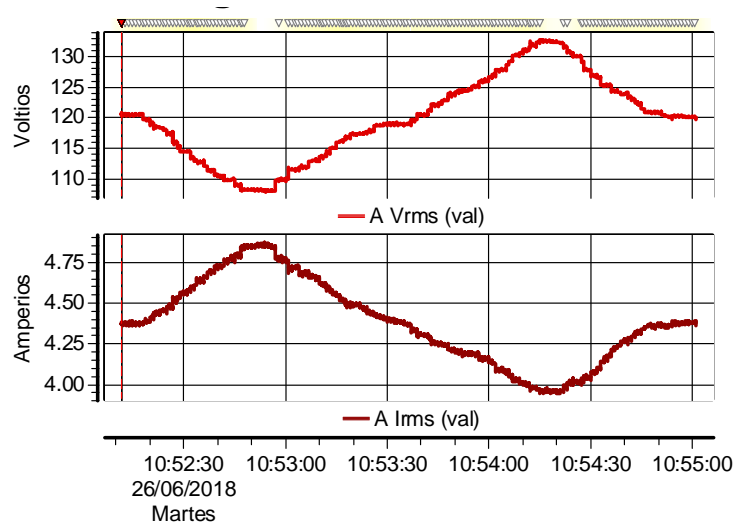
Ilustración 98. Tensión rms y potencia activa (Variación de la tensión de red).



	Min	Máx	Pro
AVrms	108.0	132.7	119.9
TOTP-Fnd(kW)	1.563	1.600	N/A

- Durante la prueba, la irradiancia no presentó cambios elevados reflejados en la potencia activa (ver ilustración 98), por lo que en condiciones de irradiancia constante se aprecia como la corriente presenta un comportamiento inverso en valor rms al de la tensión. Este comportamiento se debe al ajuste que deben hacer los microinversores para continuar entregando la misma potencia activa en condiciones diferentes de tensión (ver ilustración 99).

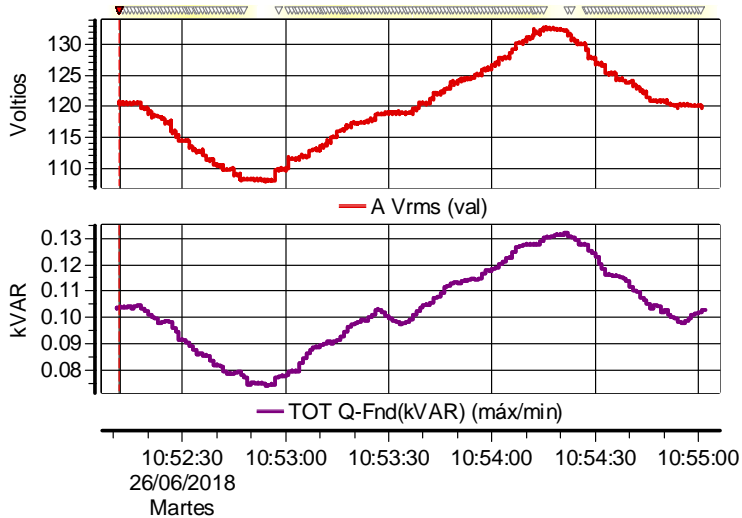
Ilustración 99. Tensión y corriente rms (variación de la tensión de red).



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
<i>AVrms</i>	108.0	132.7	119.9
<i>AIrms</i>	3.948	4.871	4.384

- Es evidente que la potencia reactiva sigue el comportamiento casi exacto de la tensión de la red (ver ilustración 100). La tensión en el PCC depende de la tensión en la red, y ya que la salida de AC de los microinversores está conectada al PCC, estos tres puntos comparten la misma tensión. De esto se concluye que al aumentar o disminuir la tensión en la red (y por consecuencia en el PCC), la potencia reactiva a la salida de los microinversores aumentará o disminuirá respectivamente.

Ilustración 100. Tensión rms y potencia reactiva (variación de la tensión de red).



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
AVrms	108.0	132.7	119.9
TOTQ-Fnd(kVAR)	0.07406	0.1320	N/A

9. CONCLUSIONES

Para el correcto desarrollo del objetivo principal y del primer objetivo específico de este trabajo fue necesaria la instalación del sistema a analizar, tal y como está descrito en el capítulo 6 y 7 de este documento. Un breve resumen de los elementos que fueron instalados y que a la presente de ser escrito este libro se encuentran en la misma condición, es:

- Cuatro paneles fotovoltaicos de 255 [W] de potencia nominal cada uno, que, sumándose a ocho paneles previamente instalados en el edificio de investigaciones, suman un total de 3 [kW] de potencia nominal, de los cuales solo fueron usados en este trabajo nueve de esos paneles que suman 2265 [W] nominales.
- El cableado de los doce paneles fue llevado hasta el tablero de CC ubicado en el salón 308 del edificio de investigaciones, donde se encuentra un fusible de 15 [A] para cada panel.
- Del tablero de CC se llevó el cableado de los nueve paneles utilizados en este trabajo hasta una bornera donde se desvió hasta la entrada de los microinversores.
- De la salida de AC de los microinversores se direccionó el cableado trifásico hasta el tablero AC1 donde se conectó a una protección termomagnética tripolar de 20 [A] y luego al punto común del sistema.
- La conexión trifásica que se tomó de la red del edificio de investigaciones también llega al tablero AC1 y es protegida por una protección termomagnética

tripolar de 20 [A], luego es interceptado por un autotransformador de donde se toma la conexión al punto común de la red.

- El dispositivo Envoy está conectado al punto común, entre las fases A y B, protegido por una protección bipolar de 15 [A].
- También se dejó en el laboratorio un tablero de cargas AC2 puentado al tablero AC1, el objetivo de este tablero es hacer la conexión de las cargas más cómoda y en este se ubican tres protecciones tripolares, de 6, 10 y 15 [A] para los motores de 1, 2 y 3 [HP] respectivamente.
- Las cargas llevadas al laboratorio y utilizadas en el trabajo fueron: tres motores de 1, 2 y 3 [HP], un generador síncrono de 2 [HP], un variador de frecuencia de 2 [HP]. Las bombillas y la conexión de la tercera etapa de cargas ya se encontraban en el laboratorio y solo necesitó ser modificada.

De las pruebas hechas tal y como se estructuraron en el capítulo 8, en las cuales se realizó la toma de medidas definidas en el segundo objetivo específico, con el fin de identificar el comportamiento del sistema y dar cumplimiento al tercero de los objetivos específicos. De los análisis hechos en el capítulo 9 se obtuvieron las siguientes conclusiones sobre el comportamiento del sistema:

- La potencia activa entregada por los microinversores no se ve afectada por arranques de cargas altamente inductivas en vacío, ni en operación con carga; tampoco por los cambios de carga durante la operación continua de estas, por lo que se puede concluir que la potencia activa de salida de los microinversores depende únicamente de la irradiancia que incide sobre los paneles fotovoltaicos, la cual genera la potencia en corriente continua que alimenta la entrada de microinversores.

- La potencia requerida por las cargas motrices es suministrada en principio por los microinversores, pero cuando estos no puedan aportarla por completo, la faltante es entregada por la red.
- La potencia reactiva a la salida de los microinversores presenta un comportamiento particular, del cual se pudo observar que depende de dos variables principalmente; la primera de estas es la potencia de entrada la cual tiene un efecto leve sobre la reactiva de salida comparado con el efecto que produce sobre la activa. La segunda variable en consideración es la tensión del PCC, la cual tiene el mayor efecto sobre la potencia reactiva de salida produciendo los cambios más significativos.
- La tensión del PCC tiene un efecto sobre la corriente en la salida de AC de los microinversores, ya que como se mencionó antes la potencia activa en dicha salida depende únicamente de la irradiancia incidida sobre los paneles. Por esta razón al presentarse un cambio en la tensión del PCC, se produce también un cambio en la corriente en la salida de AC de los microinversores para compensar el cambio de tensión y continuar entregando la potencia fijada por la irradiancia.
- El ángulo de desfase entre las ondas de tensión y corriente a la salida de los microinversores varía principalmente con la irradiancia. Ya que la potencia reactiva varía principalmente con la tensión del punto común y esta permanece prácticamente constante en operación normal, además la variación de reactiva producto de la irradiancia es muy leve; en cambio, la potencia activa presenta variaciones muy grandes producto de esta. Por lo que, en condiciones de alta irradiancia, el desfase es muy reducido (el mínimo medido fue de -5 grados); en cambio, en momentos en que la irradiancia disminuya, este desfase va a aumentar considerablemente (hasta -90 grados cuando no se produzca potencia activa).

- La forma de onda de la corriente entregada por los microinversores depende también de la irradiancia que incide sobre los paneles solares. Logró observarse que con alta irradiancia la forma de onda se asemejaba a una señal senoidal pura, mientras que en momentos de baja irradiancia la onda de corriente entregada estaba altamente distorsionada.
- La inyección de potencia por medio de los microinversores mejora el rendimiento del sistema al momento del arranque, donde se presenta una disminución de la caída de tensión y de la corriente producto del arranque.

10. RECOMENDACIONES

Se sugiere aprovechar el sistema, tanto los paneles fotovoltaicos, como los microinversores instalados para futuros proyectos, puesto que el sistema implementado es suficientemente versátil para la instalación de elementos en la parte CC a la entrada de los microinversores y a la salida AC de estos.

La instalación de un sistema de almacenamiento de energía sería una enorme mejora al sistema y que abriría la puerta a un gran número de nuevas investigaciones.

Se recomienda la monitorización semanal (o por lo menos mensual) del sistema que se deja instalado, puesto que, hay elementos que pueden deteriorarse y terminar por sacar el sistema de funcionamiento o incluso provocar un accidente.

Para el aprovechamiento total de los doce paneles fotovoltaicos es necesario la adquisición e instalación de tres microinversores nuevos. Debido que la marca Enphase ya tiene una serie más novedosa de microinversores, se sugiere adquirir estos.

Se sugiere el estudio y desarrollo de inversores cuya potencia reactiva dependa de la potencia demandada por la carga, con el fin de mejorar el factor de potencia en la red y a su vez reducir la dependencia de la potencia reactiva entregada por los microinversores de la tensión en el PCC.

BIBLIOGRAFÍA

CHAPMAN, S.J. 1987. MAQUINAS ELECTRICAS". Editorial McGraw-Hill. Colombia : McGraw-Hil, 1987. 958-41-0056-4.

Djamila Rekioua, Ernest Matagne (2012), Optimization of photovoltaic power systems, Springer.

Engineering ToolBox. IEC Duty Cycles. [En línea] Recuperado en 2018-03-05 Disponible: https://www.engineeringtoolbox.com/iec-duty-cycles-d_739.html.

Enphase Energy Inc. ¿Qué es un perfil de red eléctrica y como lo establezco. [En línea]. Disponible:<https://enphase.com/es-lac/soporte/que-es-un-perfil-de-red-electrica-y-como-lo-establezco>.

Enphase Energy Inc. Calculating AC Line Voltage Drop for S280 Microinverters with Engage Cables. [En línea]. Disponible en: https://enphase.com/sites/default/files/S280_Vrise_TB_EN_US.pdf.

Enphase Energy Inc. Manual de instalación y funcionamiento, Microinversores de la serie S de Enphase. (2015). [En línea]. Disponible en:https://enphase.com/sites/default/files/downloads/support/S-Series_Inst_and_Op_Man_ES.pdf.

Enphase Energy. Enphase Envoy-S: Installation and Operation manual. [En línea].2011. [Citado 1 febrero 2018]. Disponible: https://enphase.com/sites/default/files/Envoy-S_Manual_US_EN_2.pdf .

ESSA. Normas para cálculo y diseños de sistemas de distribución. 2005. Bucaramanga, Colombia.

G. Wetstone, K. Thornton, R. Hinrichs-rahlwes, S. Sawyer, M. Sander, R. Taylor, D. Rodgers, M. Alers, H. Lehmann, M. Eckhart, and D. Hales, United Arab Emirates. 2016" renewable energy 21,REN21, p.217.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN., Código Eléctrico Colombiano.NTC2050 Bogotá: 1998,.p 327.

Julieta C. Schallenberg Rodríguez et al. (2008) Energías renovables y eficiencia energética, Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

PERALES, Benito, T. 2014. *El universo de las energías renovables.* Bogotá : Marcombo, 2014. 9789586829113.

SÁNCHEZ, Miguel Ángel. 2012. *Energía solar fotovoltaica.* Mexico : Limusa, 2012. 9789681871987.

VELAZCO, Guillermo. 2011. *Sistemas fotovoltaicos de configuracion dinamica : topologias ear, mix y team.* España : Academica Española, 2011. 9783846572597.

ANEXOS

Anexo A. Gráficas Sowftware Enlighten

A continuación, se muestran gráficos y datos generados por el software de gestión y monitoreo Enlighten, <https://enlighten.enphaseenergy.com> (ilustraciones 101, 102, 103, 104).

Gráfica de potencia activa y energía, día de alta irradiancia

Ilustración A1. Potencia activa generada por el conjunto fotovoltaico.

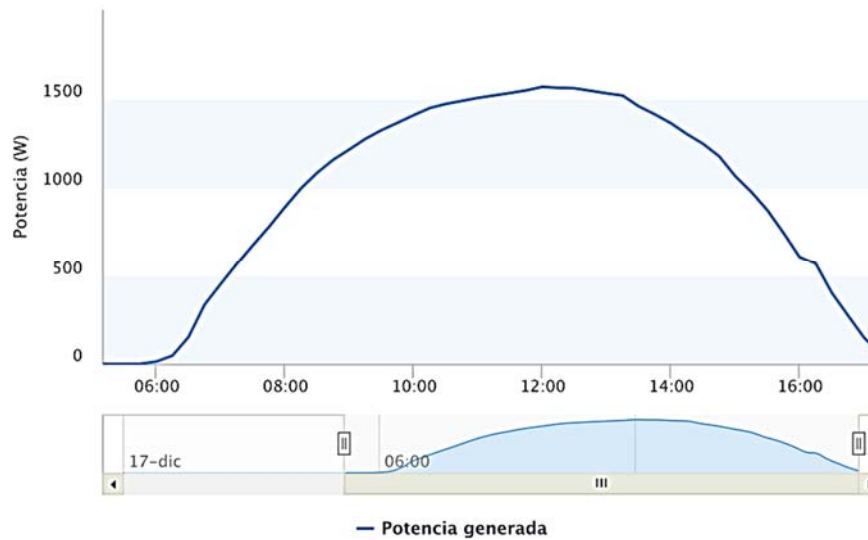


Ilustración A2. energía total generada en un día.



Ilustración A3. Potencia, tensión CC, Corriente CC. Panel #9 (Trina solar 255Wp).

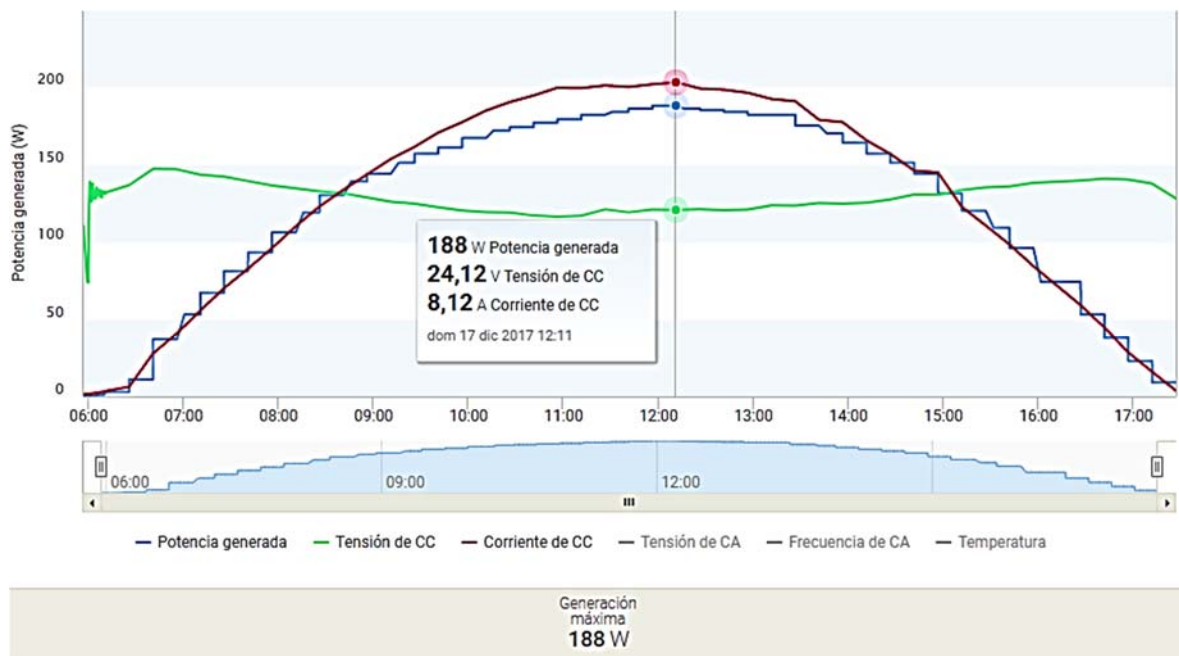
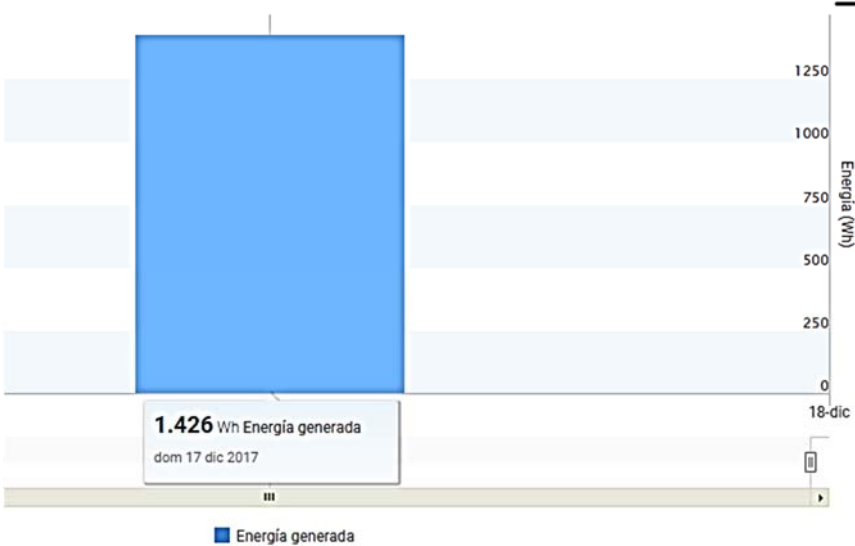


Ilustración A4. Energía del panel #9 (Trina solar 255Wp).



Anexo B. Energía del sistema

En la ilustración 105 se presenta la energía generada por cada panel fotovoltaico en el mes de enero y la energía total de 283 kWh.

Ilustración B1. Energía generada en el mes de enero de 2018.



Ventajas medioambientales

Ilustración B2. Energía generada durante lo que va de la vida útil y la compensación de emisiones de carbono.

Energía generada

1,37 MWh

Podría proporcionar energía a lo siguiente durante 1 día:

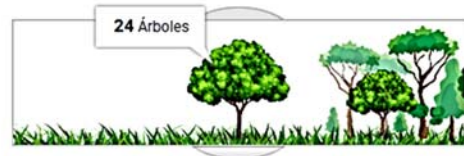


Su próximo objetivo: 16,2 MWh

Compensación de emisiones de carbono

2083 lb

Ha compensado el equivalente a:



Su próximo objetivo: 11,7 toneladas

Algunas de las ventajas proporcionadas al medio ambiente se presentan a través del software Enlighten. Los datos de la ilustración 106 son basados en el calculador de equivalencias de energías limpias de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos.

Anexo C. Datos del autotransformador

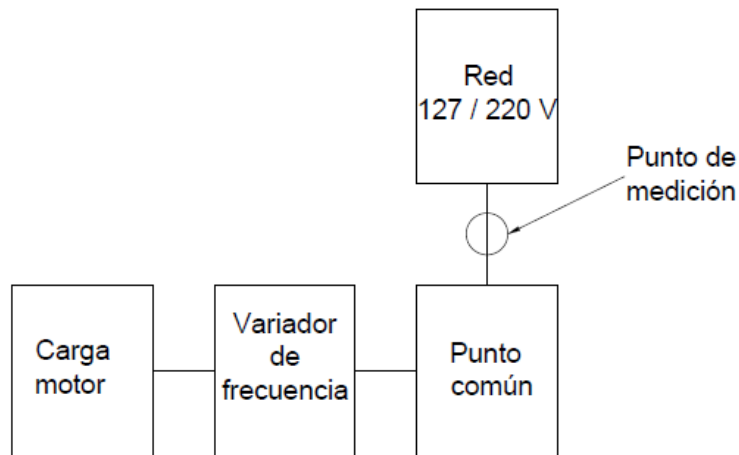
En ilustración 107 se presenta la placa del autotransformador empleado.

Ilustración C1. Datos del autotransformador.



Anexo D. Efecto del variador de frecuencia

Ilustración D1. Esquema prueba de variación de frecuencia.



La prueba se realizó con los microinversores desconectados con la finalidad de poder visualizar solo el efecto producido por la frecuencia sobre la potencia activa y reactiva; el esquema de la prueba se presenta en la ilustración 108.

En las siguientes ilustraciones (109 y 110) se mostrará el efecto que trae variar la frecuencia de salida del variador. Esta variación en la frecuencia no es apreciable en el medidor debido a que la frecuencia varía en la salida del variador, la cual no va conectada al PCC

En esta corta prueba simplemente se varió la frecuencia a la salida del variador, iniciando en 30 [Hz] aumentándola hasta 60 [Hz], para luego volverla a reducir hasta 30 [Hz]. Se midió en el punto de conexión de la red al punto común.

Ilustración D2. Potencia activa y reactiva en la fase A.

Diagrama de tendencias

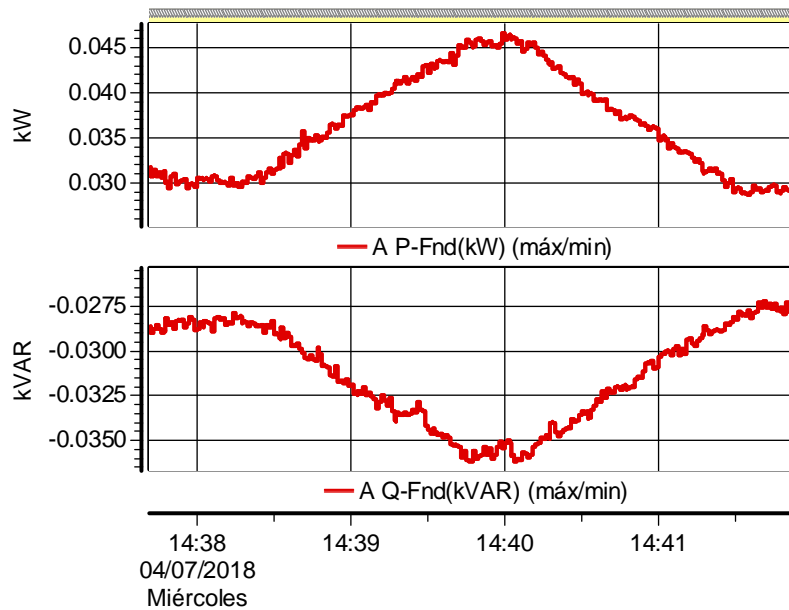
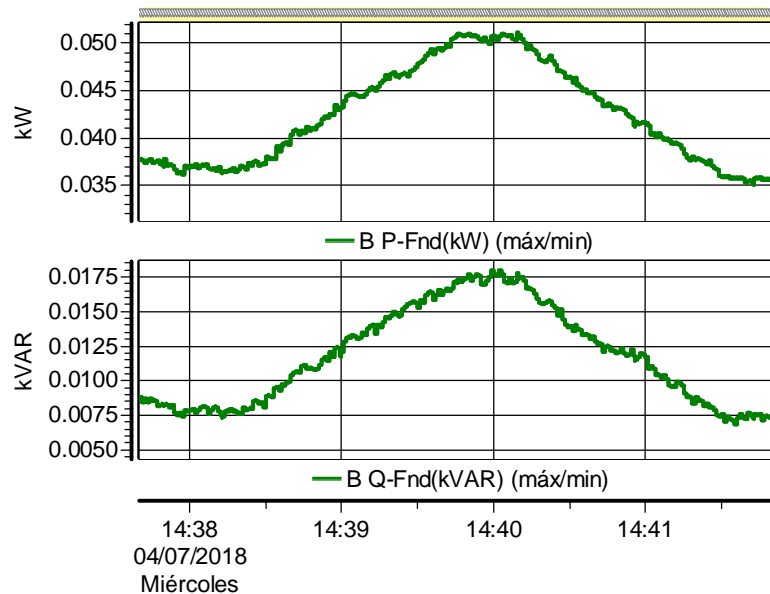


Ilustración D3. Potencia activa y reactiva en la fase B.

Diagrama de tendencias



Como se aprecia la magnitud de la potencia activa y reactiva aumenta medida que se lo hace también la frecuencia desde las 14:48 hasta las 14:40, esto significa que el motor está requiriendo más potencia activa y reactiva en la fase B. En la fase A sucede lo mismo con la magnitud de las potencias, solo que el signo de la potencia reactiva es siempre negativo por lo que en este caso se entregó estos reactivos a la red. A partir de las 14:40 se inicia el descenso de la frecuencia, mostrando como el sistema regresa a su estado inicial.

Anexo E. Dispositivos de medición

FLUKE 1730 Energy Logger

Instrumento de medida para evaluar la calidad de la energía. Contiene una pantalla táctil integrada y un puerto Flash USB en donde se puede configurar, almacenar y descargar de forma sencilla la información tomada en las sesiones de medición sin la necesidad de un ordenador.

El registrador Fluke puede realizar las siguientes mediciones:

- Mediciones básicas: Tensión, Corriente, Frecuencia, sentido de rotación de las fases y 2 canales de CC. (Posee un puerto en donde se puede conectar un sensor externo para medir variables como temperatura, humedad y velocidad del viento)
- Potencia: Potencia activa, potencia aparente, potencia no activa, factor de potencia.
- Potencia fundamental: Potencia activa fundamental, potencia aparente fundamental, potencia reactiva fundamental y DPF ($\cos(x)$).
- Energía: Energía activa, energía aparente y energía reactiva.
- Demanda: Demanda máxima y coste energético.
- Distorsión armónica: Distorsión armónica total de la tensión y la intensidad.

El Fluke 1730 cuenta con un software Fluke Energy Analyze, en donde es posible visualizar los datos medidos para su análisis y generar informes de los resultados de la medición.

En las ilustraciones se muestran las especificaciones técnicas de mayor interés.

Ilustración E1. Especificaciones eléctricas fluke 1730.

Especificaciones eléctricas

Fuente de alimentación

Rango de tensión.....	Nominal de 100 V a 500 V (mín. 85 V a máx. 550 V) utilizando una entrada de seguridad
Alimentación eléctrica.....	Nominal de 100 V a 240 V (mín. 85 V a máx. 265 V) utilizando una entrada IEC 60320 C7 (Figura 8, cable de alimentación)
Consumo de energía.....	Máximo de 50 VA (máx. 15 VA con alimentación mediante entrada IEC 60320)
Potencia en espera.....	< 0,3 W solo si la alimentación se realiza a través de la entrada IEC 60320
Eficiencia.....	≥68,2 % (en conformidad con la reglamentación de eficiencia energética)
Frecuencia de red.....	50/60 Hz ±15 %
Potencia de la batería.....	Iones de litio 3,7 V, 9,25 Wh, se puede sustituir por el cliente
Tiempo de funcionamiento con batería.....	Hasta 4 h (hasta 5,5 h en el modo de bajo consumo)
Tiempo de carga.....	< 6 h

Adquisición de datos

Resolución.....	Muestreo sincrónico de 16 bits
Frecuencia de muestreo.....	5.120 Hz
Frecuencia de la señal de entrada.....	50/60 Hz (42,5 a 69 Hz)
Configuraciones de cableado.....	1-Φ, 1-Φ TA, fase dividida, 3-Φ estrella, 3-Φ estrella TA, 3-Φ estrella equilibrada, 3-Φ delta, 3-Φ Aron/Blondei (delta de 2 elementos), 3-Φ delta terminal abierto, 3-Φ delta terminal alto, 3-Φ delta equilibrado. Sólo corrientes (estudios de carga)

Conexiones

USB-A.....	Transferencia de archivos a través de unidad flash USB y Wi-Fi, actualizaciones de firmware, corriente máx. de alimentación: 120 mA
Mini USB.....	Dispositivo de descarga de datos al PC
Puerto de extensión.....	Accesorios

Ilustración E2. Otras especificaciones Fluke 1730.

Distorsión armónica total (THD).....	La THD para la tensión y la corriente se calcula en base a 25 armónicos
Tiempo de promedio.....	Seleccionable por el usuario 1 seg, 5 seg, 10 seg, 30 seg, 1 min, 5 min, 10 min, 15 min, 30 min
Tiempo de promediación para valores mín/máx	
Tensión.....	RMS de ciclo completo (20 ms a 50 Hz, 16,7 ms a 60 Hz) de acuerdo con la norma IEC61000-4-30 Clase A
Corriente.....	RMS de medio ciclo (10 ms a 50 Hz, 8,3 ms a 60 Hz)
Potencia auxiliar.....	200 ms
Intervalo de demanda.....	Seleccionable por el usuario 5 minutos, 10 minutos, 15 minutos, 20 minutos, 30 minutos, apagado
Almacenamiento de datos.....	Memoria Flash interna (no se puede sustituir por el usuario)
Capacidad de la memoria.....	Normalmente 20 sesiones de registro de 10 semanas con intervalos de 10 minutos ^[1]

Periodo de registro

Periodo de promediación	Recomendado para 20 sesiones	Periodo de registro para 1 sesión
1 segundo	3 horas	2,5 días
5 segundos	15 horas	12 días
10 segundos	28 horas	24 días
30 segundos	3,5 días	10 semanas
1 minuto	7 días	20 semanas
5 minutos	5 semanas	2 años
10 minutos	10 semanas	> 2 años
15 minutos	3,5 meses	> 2 años
30 minutos	7 meses	> 2 años

[1] La cantidad de sesiones de registro y el periodo de registro dependen de los requisitos del usuario.

DRANETZ POWER VISA

Este medidor de calidad de potencia eléctrica cuenta con ocho canales de medición, cuatro de tensión y cuatro de corriente. Se compone de una pantalla de cristal líquido (LCD); la pantalla anteriormente mencionada es táctil y desde allí es posible configurar el medidor de acuerdo a lo que se requiera monitorizar. Con el Dranetz es posible monitorear, grabar y visualizar datos para cuatro canales de tensión y cuatro canales de corriente de manera simultánea.

Está diseñado para cumplir tanto con IEEE 1159 como con IEC 61000-4-30. También puede monitorizar basado en la norma EN50160 (estándares europeos). Las principales funciones del Dranetz Power Visa son:

- Modo osciloscopio
- Modo multímetro
- Armónicos
- Diagrama fasorial
- Flicker
- Eventos
- Tendencias
- Reportes

El Dranetz Power Visa requiere una tarjeta de memoria SD en donde es posible guardar los datos grabados; estos pueden ser visualizados en un ordenador a través del software Dranview 6.0.

En la ilustración se muestran los datos más relevantes para el medidor DRANETZ

Ilustración E3. Parámetros del DRANETZ POWER VISA.

Measured Parameters

Voltage	<p><u>Type</u>: 4 full differential, DC coupled</p> <p><u>Channels A, B, C, D Input Range</u>: 10 - 600 Vrms</p> <p><u>Input impedance</u>: 16 MΩ, minimum, Input to Input</p> <p><u>RMS Accuracy</u>: $\pm 0.1\%$ of Reading, $\pm 0.05\%$ Full Scale, over 7KHz bandwidth (1 second rms readings)</p> <p><u>CMRR</u>: -80 db typical</p>
Current	<p><u>Type</u>: 4 full differential, DC coupled.</p> <p><u>Channels A, B, C, D Input Range</u>: 10 - 200% of Rated Probe Input (Dranetz probes)</p> <p><u>RMS Accuracy</u>: $\pm 0.1\%$ of Reading $\pm 0.05\%$ Full Scale plus Probe Accuracy, 3KHz bandwidth (1 second rms readings)</p>
Phase	<p>Each voltage/current pair (i.e. Channel A voltage, Channel A current) are sampled simultaneously to preserve phase relationship.</p>
Frequency	<p>Two ranges, user selectable.</p> <p>For PowerVisa:</p> <ul style="list-style-type: none">• 30 - 70 Hz default, with up to 25% Vthd• 15 - 30 Hz

Ilustración E4. Medidores DRANTZ POWER VISA Y Fluke 1730.



Ilustración E5. Medidores DRANTZ POWER VISA Y Fluke 1730 conectados al tablero AC1.

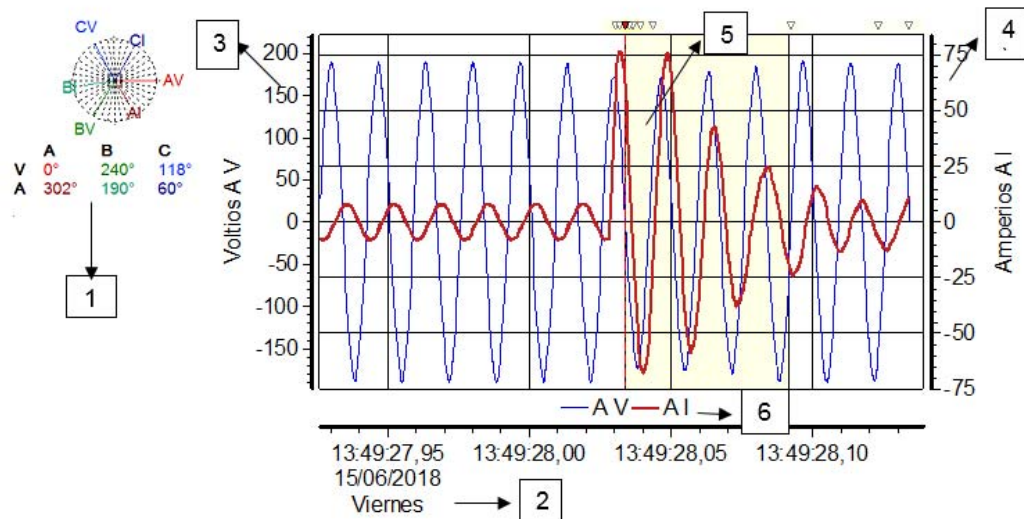


Guía de lectura de las ilustraciones del DRANETZ POWER VISA

En la ilustración se observa las formas de onda de tensión y corriente al momento de arranque del motor de 3 [HP] y señalan las partes más importantes de dicha gráfica.

1. Fasores de tensión y corriente, con sus respectivos valores de ángulo
2. Escala de tiempo que indica la hora del día en la que se realizó la prueba. En hora-minuto-segundo-centensimas de segundo.
3. Escala izquierda, para el ejemplo corresponde a la tensión en la fase A.
4. Escala derecha, para el ejemplo corresponde a la corriente en la fase A.
5. Momento en que se realizó el arranque del motor.
6. Distinción de color y nombre de las formas de onda en la gráfica

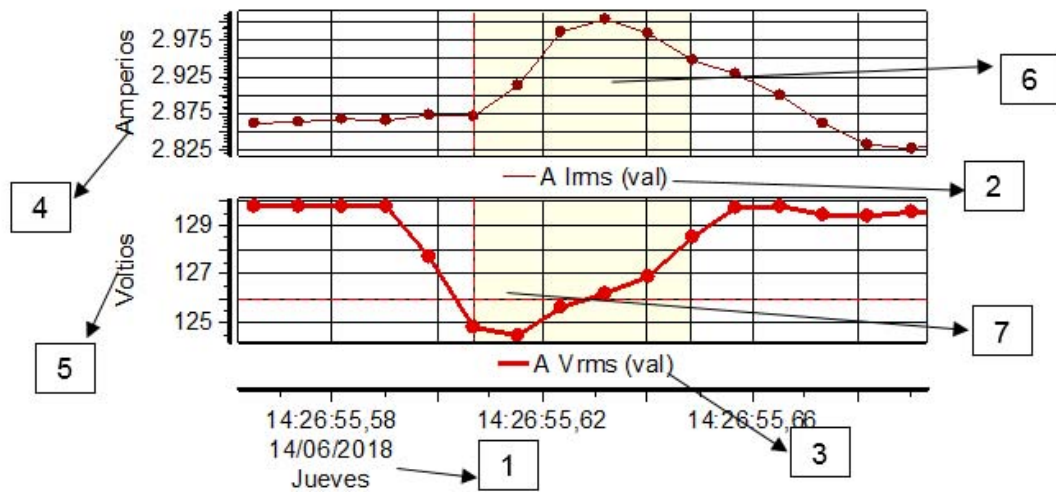
Ilustración E6. Ejemplo formas de onda, arranque y fasores.



En la ilustración se ve el arranque del motor de 1 [HP] visto desde los microinversores y se señalan sus partes más importantes:

1. Escala de tiempo que indica la hora del día en la que se realizó la prueba. En hora-minuto-segundo-centensimas de segundo.
2. Distinción de color y nombre para la gráfica 1, en este ejemplo corresponde a la corriente rms.
3. Distinción de color y nombre para la gráfica 2, en este ejemplo corresponde a la tensión rms.
4. Escala de la gráfica 1, en este ejemplo corresponde a la corriente rms.
5. Escala de la gráfica 2, en este ejemplo corresponde a la tensión rms.
6. Momento de arranque en la gráfica 1.
7. Momento de arranque en la gráfica 2.

Ilustración E7. Ejemplo de acercamiento en la tensión y corriente rms al momento del arranque.



En la ilustración se pueden ver cuatro arranques del motor de 2 [HP] y se señalan las partes más importantes:

1. Escala de tiempo que indica la hora del día en la que se realizó la prueba. En hora-minuto-segundo-centensimas de segundo.
2. Tabla de valores para las variables presentes en la ilustración.

3. Distinción de color y nombre para la gráfica 1, en este ejemplo corresponde a la tensión rms.
4. Distinción de color y nombre para la gráfica 2, en este ejemplo corresponde a la corriente rms.
5. Escala de la gráfica 1, en este ejemplo corresponde a la tensión rms.
6. Escala de la gráfica 2, en este ejemplo corresponde a la corriente rms.
7. Momento de arranque en la gráfica 1, en este ejemplo corresponde a la tensión rms.
8. Momento de arranque en la gráfica 2, en este ejemplo corresponde a la corriente rms.

Ilustración E8. Ejemplo de cuatro arranques en tensión y corriente rms.

