AUTORES:

NOMBRE(S): WILMER APELLIDOS: CONTRERAS SEPÚLVEDA

NOMBRE(S): MIGAN GIUSEPPE APELLIDOS: GALBAN PINEDA

FACULTAD: INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA ELECTRÓNICA

DIRECTOR:

NOMBRE(S): SERGIO BASILIO APELLIDOS: SEPÚLVEDA MORA

TÍTULO DEL TRABAJO (TESIS): ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN EN LA UFPS

RESUMEN

En este proyecto se realizó una estimación experimental y simulada de los efectos que tiene un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la Universidad Francisco de Paula Santander (UFPS) a través de mediciones directas en dicho sistema fotovoltaico; este sistema se instaló en el techo de los laboratorios de ingeniería electrónica, en la UFPS. Posteriormente se realizaron simulaciones con el software DIgSILENT Power Factory el cual es un programa especializado en la simulación de sistemas eléctricos, con lo cual se obtuvieron datos relevantes que permitieron describir los efectos de los sistemas solares fotovoltaicos sobre la redes eléctricas en términos de factor de potencia, Distorsión Total de armónicos (THD), variación de la frecuencia y variación del voltaje; además de permitir comparar con las medidas experimentales que se llevaron a cabo en el desarrollo del presente proyecto.

PALABRAS CLAVE: Efectos en la red eléctrica, sistema fotovoltaico, factor de potencia, variación de voltaje, variación de frecuencia, distorsión total armónica.

CARACTERÍSTICAS:

PÁGINAS: 194 PLANOS: 0 ILUSTRACIONES: 103 CD ROM: 1

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN EN LA UFPS

MIGAN GIUSEPPE GALBAN PINEDA
WILMER CONTRERAS SEPÚLVEDA

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
CÚCUTA
2017

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN EN LA UFPS

Trabajo de investigación para optar por el título de:
Ingeniero Electrónico

Director:
SERGIO BASILIO SEPÚLVEDA MORA
Master of Science in Electrical and Computer Engineering

MIGAN GIUSEPPE GALBAN PINEDA
WILMER CONTRERAS SEPÚLVEDA

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
CÚCUTA
2017

Universidad Francisco de Paula Santander

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE UN TRABAJO DE GRADO

Fecha:	CÚCUTA, 22 DE JUNIO DE 2017
Hora:	17:00
Lugar:	LABORATORIO EMPRESARIAL 201
Plan de Estudios:	INGENIERÍA ELECTRÓNICA
Título de la Tesis:	"ANÁLISIS DE LOS EFECTOS De UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELECTRICA DE BAJA TENSIÓN EN LA UFPS"
Jurados:	ILM MSc. GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTINEZ IE ESp. ANGELO JOSEPH SOTO VERGEL
Director:	IE MSc. SERGIO BASILIO SEPULVEDA VIVERA

Nombre del Estudiante	Código	Calificación
WILMER FONTRERAS SEPULVEDA	1160792	CUATRO, CINCO (4,5)

MERITORIA

GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTINEZ — ANGELO JOSEPH SOTO VERGEL

VoBo BYRON MEDINA DELGADO, IE MSc
Coordinador Comité Curricular
Ingeniería Electrónica

Universidad Francisco de Paula Santander

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE UN TRABAJO DE GRADO

Fecha:	CÚCUTA, 22 DE JUNIO DE 2017
Hora:	14:00
Lugar:	LABORATORIO EMPRESARIAL 101
Plan de Estudios:	INGENIERÍA ELECTRONICA
Título de la Tesis:	"ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTÁICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN EN LA UFPS"
Jurados:	JPAI MSc. GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTINEZ JPAI Sp. ANGELO JOSE PESOTO VERGET
Director:	JPAI MSc. SERGIO BASILIO SEPULVEDA MORA

Nombre del Estudiante	Código	Calificación
VIGAN GIUSEPPE GALEAN PINEDA	1160682	CUATRO, CINCO (4,5)

MERITORIA

GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTINEZ — ANGELO JOSE PESOTO VERGET

Vo Bo. BYRON MEDINA DELGADO, JE MSc.
Coordinador Comité Curricular
Ingeniería Electrónica

Dedicatoria

Dedicado a todas las “Madres” y “Padres” que se esmeran cada día para que sus hijos tengan un futuro mejor, lleno de oportunidades y éxitos. Dedicado a todas esas personas que siempre están ahí para dar una voz de aliento en los momentos más difíciles, esperando tan solo a cambio una sonrisa. Dedicado a las personas que se preocupan más por los demás, que por ellas mismas. Dedicado aquellas personas que su felicidad, es ver al otro, ser feliz.

Migan Giuseppe Galban Pineda

Dedico este libro al Creador del Cielo y de la Tierra. A mi madre, quien ha estado apoyándome todo el tiempo. A mis amigos, quienes me han brindado su apoyo en la realización de este proyecto. A todos los que me han prestado su ayuda en la realización de este proyecto, Doctores, Ingenieros, Técnicos, Profesores y demás personas que estuvieron cerca de mí, brindándome su colaboración.

Wilmer Contreras Sepulveda.

Agradecimientos

Agradecimientos al creador del cielo y de la tierra por darme la fuerza para realizar este proyecto, a mi madre por darme todo su apoyo durante toda mi vida, a mis amigos por soportar mi personalidad, al Ingeniero Sergio Sepúlveda por brindarnos la oportunidad de trabajar en este proyecto y ayudarnos en todo lo necesario, al grupo de investigación por hospedarnos y prestarnos las herramientas utilizadas, además dar gracias a todos los que nos colaboraron en el desarrollo de este proyecto.

Wilmer Contreras Sepulveda

En primer lugar dar gracias a Dios por cada día de vida y a mis padres que se esfuerzan cada día para que nada me falte; al Ingeniero Sergio Sepúlveda por permitirnos trabajar con él, por colaborarnos y apoyarnos en todo lo que estuvo a su alcance en este proyecto; al Ingeniero Jhon Jairo Ramírez director del grupo de investigación GIDMA por darnos un espacio cómodo para trabajar durante este proyecto; al señor Freddy Florez por acompañarnos en la caracterización de los laboratorios; al Ingeniero David Rodríguez, por su apreciada colaboración en la construcción de la estructura metálica; al Ingeniero Alexander Carabalí por sus asesorías y colaboración con el equipo de medición para puesta a tierra, a todos mis amigos y compañeros que nos apoyaron y nos dieron una mano amiga, en especial a Yesid Rios, Jhan Delgado y Anderson Vera, que siempre tuvieron entera disposición para colaborarnos. Muchas gracias a todos por hacer esto realidad.

Migan Giuseppe Galban Pineda

Tabla de Contenido

Introducción 1

1 Descripción del problema 4

1.1 Planteamiento del problema 5

1.2 Justificación 5

1.3 Objetivos 6

1.3.1 Objetivo general 6

1.3.2 Objetivos específicos 6

1.4 Delimitación 7

2 Marco referencial 8

2.1 Antecedentes 8

2.1.1 Estado del arte actual científico 8

2.1.2 Estado del arte actual tecnológico 9

2.2 Trabajos similares. 10

2.3 Marco teórico 14

2.3.1 Energía solar fotovoltaica 14

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red (On Grid) 15

2.3.3 Variación de frecuencia 16

2.3.4 Variaciones en el voltaje 16

2.3.5 Factor de Potencia 17

2.3.6 Distorsión total de armónicos (THD) 17

2.3.7 Impacto económico de las perturbaciones 19

2.4 Marco legal 19

3 Metodología 21

3.1 Implementación de un sistema fotovoltaico de 980W 21

3.1.1 Estudios realizados anteriormente en la UFPS 21

3.1.2 Conexión de conductores, cálculo de calibres y protecciones 26

3.1.3 Puesta a tierra 30

3.1.4 Selección de tubería para canalización de conductores. 33

3.2 Medición de parámetros eléctricos de la red 35

3.2.1 Medición de la red sin la conexión del sistema fotovoltaico 36

3.2.2 Medición de la red con la conexión del sistema fotovoltaico 40
3.3 Simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red 41
3.3.1 Se simuló el SSFV conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS 41
3.4 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones y emisión de un juicio. 50
3.4.1 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones en la red eléctrica 50
3.4.2 Emisión de un juicio con base al análisis de la conexión del sistema fotovoltaico 52
3.5 Divulgación de resultados 52
4 Resultados 54
4.1 Implementación de un sistema fotovoltaico de 980W 54
4.1.1 Beneficios económicos 54
4.1.2 Beneficios Sociales 56
4.2 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red 60
4.2.1 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red sin la conexión del SSFV 60
4.2.2 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red con la conexión del SSFV 75
4.3 Simulación del sistema fotovoltaico 95
4.3.1 Análisis del FP cuando el sistema se encuentra desconectado de la red 99
4.3.2 Análisis del FP cuando el sistema se encuentra conectado a la red 104
4.3.3 Análisis de la variación de frecuencia para los datos obtenidos en Power Factory 108
4.3.4 Análisis de la variación de voltaje de manera simulada 110
4.4 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones y emisión de un juicio 116
4.4.1 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones en la red eléctrica 116
4.4.2 Emisión de un juicio con base al análisis de la conexión del sistema fotovoltaico 128
4.4.3 Comparación de los resultados con otras investigaciones 129
4.5 Divulgación de resultados 131
5 Conclusiones 132
6 Recomendaciones 135
Referencias 138
Anexos 141

Lista de Figuras

Figura 1. Participación de la energía fotovoltaica en el mundo 9

Figura 2. Vista satelital de la planta solar Topaz 9

Figura 3. Intensidad de Radiación solar en la superficie terrestre 15

Figura 4. Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red 15

Figura 5. Modelo en 3D de la estructura 22

Figura 6. Techo de los LDEE antes de la instalación del sistema fotovoltaico 23

Figura 7. Pernos de anclaje presentes en el techo 24

Figura 8. Caja de paso en el sistema fotovoltaico 25

Figura 9. Caja de paso en el laboratorio LG 108 25

Figura 10. Conexión del sistema fotovoltaico al barraje 26

Figura 11. Conexión de los cuatro microinversores al cable Engage 27

Figura 12. Kit electrodo de tipo varilla para puesta a tierra 31

Figura 13. Características físicas de las varillas para puesta a tierra 31

Figura 14. Conexión de conductor de puesta a tierra de equipo 32

Figura 15. Conexión de conductor de puesta a tierra a electrodo tipo varilla 32

Figura 16. Refuerzo de conexión de conductor de puesta a tierra 32

Figura 17. Mediciones de resistencia de puesta a tierra con telurómetro 33

*Figura 18.*Canalización de los conductores desde la caja de paso hacia el LG108 35

Figura 19. Canalización del conductor de puesta a tierra 35

*Figura 20.*Puntas de medición del analizador de tensión EXTECH 37

Figura 21. Medición de distorsión armónica total con el Fluke 43 40

Figura 22. Diagrama de flujo de algoritmo en Matlab 45

Figura 23. Diagrama unifilar principal simulado 46

Figura 24. Diagrama unifilar simulado de la sección de electrónica 47

Figura 25. Diagrama unifilar simulado de la sección de laboratorios especializados 47

Figura 26. Diagrama de flujo de programación en Power Factory 49

Figura 27. Modelo de diagramas de caja 51

Figura 28. Gráfico de cajas para la muestra del FP 61

Figura 29. Histograma del FP promedio 62

Figura 30. Gráfica de la funcion de distribución empírica para el FP promedio 62

Figura 31. Diagramas de caja para el FP promedio diario 63

Figura 32. Diagramas de caja del FP para cada una de las líneas de electricidad 64

Figura 33. Gráfica de los FP para los cinco días de la semana 64

Figura 34. Gráfica de la función de distribución empírica del FP en cada línea eléctrica 65

Figura 35. Diagrama de caja para la muestra de frecuencia 66

Figura 36. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra de frecuencia 67

Figura 37. Histograma de la muestra de frecuencia SSFV desconectado 67

Figura 38. Muestras de frecuencia para los cinco primeros días de la semana 68

Figura 39. Diagramas de caja para el voltaje de cada una de las fases en SSFV desconectado 69

Figura 40. Histogramas de voltaje para cada una de las fases con el SSFV desconectado 69

Figura 41. Gráficas de la función de distribución empírica del voltaje en SSFV desconectado 70

Figura 42. Diagramas de caja para muestras de voltaje diario en SSFV desconectado 71

Figura 43. Diagramas de caja para la muestra de THDi con SSFV desconectado 72

Figura 44. Histogramas de las muestras de THDi en SSFV desconectado 73

Figura 45. Gráficas de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad 73

Figura 46. Diagramas de caja para las muestras de THDi en SSFV desconectado 74

Figura 47. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de los días analizados 75

Figura 48. Diagrama de cajas para la muestra del FP 76

Figura 49. Gráfica del histograma del FP promedio 76

Figura 50. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra del FP promedio 77

Figura 51. Diagramas de caja para el FP promedio diario con el SSFV conectado 77

Figura 52. Diagramas de caja para cada una de las muestras del FP en las líneas eléctricas 79

Figura 53. Diagramas de caja del FP de las líneas eléctricas para algunos días de la semana 79

Figura 54. Gráfica de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad 80

Figura 55. Diagrama de caja la muestra de frecuencia en el SSFV conectado 81

Figura 56. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra de frecuencia 82

Figura 57. Histograma de la muestra de frecuencia 82

Figura 58. Diagramas de caja de la frecuencia para los cinco primeros días de la semana 83

Figura 59. Diagramas de caja para el voltaje de cada una de las fases en SSFV conectado 84

Figura 60. Histogramas del voltaje para cada una de las fases con el SSFV conectado 85

Figura 61. Gráficas de la función de distribución empírica de voltaje en SSFV conectado 86

Figura 62. Diagramas de caja para muestras de voltaje diario en SSFV conectado 86

Figura 63. Diagramas de caja para la muestra de THDi con SSFV desconectado 87

Figura 64. Histogramas de las muestras de THDi en SSFV conectado 88

Figura 65. Gráficas de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad 88

Figura 66. Diagramas de caja para las muestras de THDi en SSFV desconectado 89

Figura 67. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de los días analizados 90

Figura 68. Diagramas de caja para las muestras de THDi en cada línea del SSFV 91

Figura 69. Histogramas de las muestras de THDi en cada línea del SSFV 91

Figura 70. Gráficas de las funciones de distribución empírica en cada línea del SSFV 92

Figura 71. Diagramas de caja para las muestras diarias de THDi en cada línea del SSFV 92

Figura 72. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de THDi en líneas del SSFV 93

Figura 73. Diagramas de caja de las muestras de THDv para las líneas de electricidad 94

Figura 74. Diagramas de caja de las muestras de THDv para cada línea eléctrica 95

Figura 75. Promedio de la radiación solar global en la ciudad de Cúcuta durante un año 97

Figura 76. Promedio diario de la radiación solar global 98

Figura 77. Gráfico de cajas para la muestra del FP con datos simulados 100

Figura 78. Histograma de la muestra del factor de potencia promedio con datos simulados 100

Figura 79. Gráfica de la distribución empírica del factor de potencia simulada 101

Figura 80. Diagramas de caja para la muestra de FP simulado en SSFV desconectado 102

Figura 81. Histogramas de la muestra de FP simulado para SSFV desconectado 102

Figura 82. Gráficas de la función de distribución empírica del FP simulado 103

Figura 83. Diagramas de caja para las muestras de FP simulado en los días analizados 103

Figura 84. Gráfico de cajas para la muestra del FP simulado 104

Figura 85. Histograma de la muestra del FP promedio con datos simulados 105

Figura 86. Gráfica de la distribución empírica de la muestra de FP simulada 105

Figura 87. Diagramas de caja para la muestra de FP simulado en SSFV conectado 106

Figura 88. Histogramas de la muestra de FP simulado para SSFV conectado 107

Figura 89. Gráficas de la función de distribución para FP simulado en las líneas 107

Figura 90. Diagramas de caja para las muestras de FP simulado en los días analizados 108

Figura 91. Diagrama de caja para la frecuencia simulada en SSFV desconectado 109

Figura 92. Diagramas de caja para la frecuencia simulada en SSFV desconectado 110

Figura 93. Diagramas de caja para el voltaje simulado en las líneas con SSFV desconectado 111

Figura 94. Gráficas de las funciones de distribución empírica de voltaje simulado 112

Figura 95. Histogramas para cada una de las muestras de voltaje simulado 113

Figura 96. Diagramas de caja para el voltaje simulado para los días analizados 113

Figura 97. Diagramas de caja para el voltaje simulado las líneas con SSFV conectado 114

Figura 98. Gráficas de las funciones de distribución empírica para el voltaje simulado 115

Figura 99. Histogramas para el voltaje simulado en las líneas para SSFV conectado 116

Figura 100. Diagramas de caja de voltaje simulado para los días analizados 116

Figura 101. Diagrama de cajas del FP para el SSFV conectado y desconectado 117

Figura 102. Comparación de las muestras de voltaje 121

Figura 103. Comparación de las muestras de THDi 123

Lista de Tablas

Tabla 1. *Límites de distorsión armónica total de voltaje* 18

Tabla 2 *Matriz de Selección de instrumentos de medición* 38

Tabla 3. *Matriz de selección de simuladores en versión DEMO* 43

Tabla 4 *Datos principales de elementos básicos en el diagrama unifilar* 48

Tabla 5 *Matriz de selección de software matemático* 51

Tabla 6. *Emisiones de CO_2 equivalente GEI generación eléctrica* 58

Tabla 7. *Valores de los estadísticos para el FP* 61

Tabla 8. *Resumen estadístico de las muestras de factor de potencia, caso desconectado* 63

Tabla 9. *Valores de los estadísticos de la muestra de frecuencia para el SSFV desconectado* 66

Tabla 10. *Resumen estadístico de la muestra de voltaje para SSFV desconectado* 68

Tabla 11. *Resumen estadístico de la muestra de THDi para el SSFV desconectado* 72

Tabla 12. *Resumen estadístico de la muestra del FP* 75

Tabla 13. *Valores de los estadísticos de la muestra de FP para cada una de las líneas* 78

Tabla 14. *Variación de frecuencia en la red sin conexión del SSFV* 81

Tabla 15. *Resumen estadístico de la muestra de voltaje para SSFV conectado* 83

Tabla 16. *Resumen estadístico de la muestra de THDi para el SSFV conectado* 87

Tabla 17. *Resumen de los valores más significativos para la muestra de THDi en SSFV* 90

Tabla 18. *Resumen estadístico de la muestra de THDv promedio para el SSFV conectado* 94

Tabla 19. *Cantidad de horas solar pico para cada mes del año* 99

Tabla 20. *Resumen estadísticos muestra de FP con datos simulados* 99

Tabla 21. *Resumen estadístico de la muestra de FP simulado en SSFV desconectado* 101

Tabla 22. *Resumen estadísticos muestra de FP con datos simulados* 104

Tabla 23. *Resumen del FP simulado en cada línea de electricidad en SSFV conectado* 106

Tabla 24. *Resumen de valores representativos de la muestra de frecuencia simulada* 109

Tabla 25. *Resumen del voltaje en SSFV desconectado con datos simulados* 111

Tabla 26. *Resumen del voltaje simulado para cada línea de electricidad en SSFV conectado* 114

Tabla 27. *Probabilidad de encontrar el valor límite para SSFV conectado y desconectado* 119

Tabla 28. *Intervalos de confianza de 95% para el FP del SSFV conectado y desconectado* 119

Tabla 29. *Probabilidades de valores límites dentro de las muestras de Voltaje* 122

Tabla 30. *Intervalos de confianza al 95% para el voltaje con SSFV* 122

Tabla 31. *Intervalos de confianza para el THDi con SSFV conectado y desconectado* 124

Tabla 32. *Intervalos de confianza para las muestras de voltaje simulado* 128

Tabla 33. *Comparación de los resultados con otras investigaciones* 130

Lista de Anexos

Anexo A. Generación de armónicos para Microinversor Enphase M250. 142

Anexo B. Presupuesto. 143

Anexo C. Especificaciones técnicas de dispositivos usados 144

Anexo D. Cuadros de cargas 146

Anexo E. Plano Dpto. de electricidad y electrónica, diagrama unifilar y cuadro de cargas 154

Anexo F. Código de programación en Matlab. 155

Anexo G. Codigo de programación en lenguaje DPL de Power Factory. 163

Resumen

Debido a la naturaleza variable de la radiación solar en la superficie terrestre, la energía eléctrica producida por los paneles solares también es variante, lo cual puede afectar de manera negativa las condiciones de la red eléctrica cuando se utilizan sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red. En el presente documento se analizan los efectos que tienen sobre la red eléctrica la conexión de un sistema solar fotovoltaico en términos de variables de calidad de la energía eléctrica como lo son el factor de potencia, la variación de frecuencia, la variación de voltaje y la distorsión total armónica. Para las variables analizadas se ha encontrado que este sistema no tiene algún efecto negativo en la red que sobrepase los límites establecidos por normas y leyes como la resolución 024 del 2005 expedida por la Comisión de Regulación de Energías y Gas (CREG[1]) de Colombia, la resolución 025 de 1995 expedida por la CREG de Colombia, la norma estándar IEEE 519 y la norma de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS[2]). Sin embargo, al conectar el sistema fotovoltaico algunas de estas variables se ven mínimamente afectadas tanto positiva como negativamente.

[1] Comisión de Regulación de Energías y Gas
[2] Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P

Introducción

La energía ha sido desde el inicio de los tiempos el motor que mueve el desarrollo de la humanidad, esta ha jugado un papel importante en todas las etapas de la historia, desde el descubrimiento del fuego con el uso de la biomasa pasando por el uso de animales para el transporte y el cultivo de alimentos, el uso de molinos que aprovechan la energía del agua, la invención de las máquinas a vapor, el inicio de los motores eléctricos hasta llegar a la explotación del carbón y el petróleo en épocas recientes.

Todo este proceso no había realizado cambios significantes al planeta hasta el uso de este último tipo de explotación energética. Los combustibles fósiles, los cuales son elementos que la naturaleza ha guardado por millones de años dentro del planeta y que el hombre ha venido explotando en grandes proporciones de una manera desmesurada debido al consumo de energía de manera industrial. Los cambios que han generado en el planeta el uso de estos combustibles son tan grandes que desde hace algunos años se consideran irreversibles, lo que quiere decir que el planeta ya ha pasado el punto de no retorno seguro. Todos estos efectos son resumidos en el cambio climático el cual engloba el calentamiento global, la elevación del nivel de los mares, el derretimiento de los glaciares, entre otros.

Aunque desde hace algunos años las naciones del mundo han tenido el conocimiento de toda esta problemática, debido al gran impacto que tiene la energía y su explotación en las sociedades actuales es bastante difícil dejar el uso de los combustibles fósiles para la generación de energía; sin embargo, algunos países del mundo, entre ellos las grandes potencias, se han comprometido a reducir el índice de emisiones de carbono por medio de acuerdos como el protocolo de Kioto en los 90, el acuerdo de Río en 1992 y recientemente el acuerdo de París en 2015 del cual Colombia es partidario.

Una de las soluciones más usadas para contrarrestar el cambio climático, es el uso de energías alternativas como lo son la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la energía hidroeléctrica, la energía mareomotriz, la energía geotérmica y algunas otras más que hacen uso de fuentes de energía virtualmente infinitas (como lo son el Sol, el aire, las olas, etcétera) para generar otros tipos de energía como lo son la electricidad, el calor, entre otros.

De todas estas energías mencionadas, una de las más utilizadas es la energía solar fotovoltaica, la cual hace uso de la energía proveniente del Sol para generar energía eléctrica. El Sol, debido a su gran capacidad se considera como una fuente infinita de energía. Dentro de este se desarrolla la reacción nuclear de fusión, en la cual los átomos de hidrógeno se fusionan para crear átomos de helio, proceso que libera una gran cantidad de energía constantemente en forma de radiación solar. Esta radiación solar viaja a través del espacio y llega a la parte exterior de la atmósfera con un valor constante conocido como constante solar la cual tiene una magnitud de 1361 W/m^2 [1]; sin embargo, al atravesar la atmósfera, la radiación solar disminuye debido a los elementos (gases, vapor de agua, nubes, pequeñas partículas, etcétera) presentes en ésta, lo cual hace que la radiación sea variable en la superficie terrestre.

Esta radiación variable es recogida por los paneles solares y luego transformada en energía eléctrica de corriente continua. Los paneles solares son la parte más importante de la energía solar fotovoltaica debido a que son los encargados de hacer la conversión de la energía. Según el propósito pueden usarse en sistemas solares autónomos y sistemas solares conectados a la red. Estos últimos con menos elementos pero con más restricciones en cuanto a la calidad de la energía producida y la compatibilidad con la energía presente en la red eléctrica.

Debido a la naturaleza variable de la radiación solar en la superficie terrestre, la energía eléctrica producida por los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red también es variable

y depende de la radiación presente. Esto hace que la electricidad en corriente alterna producida por el sistema fotovoltaico presente cambios que pueden afectar negativamente las condiciones eléctricas del sistema eléctrico al que se esté conectado. Debido a esto, existen normativas expresadas en códigos de red (Grid codes[3]) para algunos países o en normas, resoluciones expedidas por entidades públicas del gobierno y estándares internacionales (como la IEEE 519 y la IEEE 1159) para la calidad de la energía eléctrica en el caso de países como Colombia, por esto se debe prestar atención al impacto de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y analizar su comportamiento.

En el presente estudio se realizaron algunos de estos análisis de calidad de energía en un sistema eléctrico que maneja potencias por debajo de los 50 kW al cual se le adicionó un sistema solar fotovoltaico de 980 W. Las variables analizadas fueron: factor de potencia, variación de frecuencia, variación de voltaje y distorsión total armónica de voltaje y de corriente. Los resultados se expresan mediante análisis estadísticos para determinar si el sistema afecta positiva, negativamente o no afecta la red eléctrica a la que se está conectado.

[3] Códigos de red

1 Descripción del problema

Los crecientes fenómenos de calentamiento global y efecto invernadero en el planeta, se deben en una parte al consumo de combustibles fósiles y al gasto de recursos no renovables, para la generación de energía eléctrica o mecánica. Estos fenómenos tienen como consecuencia el aumento de la temperatura, el derretimiento de los glaciares, la contaminación del aire, el aumento del nivel del mar y otros factores que afectan diariamente al planeta. Las energías renovables se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales [2], una de estas fuentes de energía, es la solar fotovoltaica, la cual usa la radiación electromagnética proveniente del Sol para generar electricidad o calor que el hombre puede aprovechar y que no conduce al efecto invernadero. Este tipo de energía ha venido tomando auge en especial en la generación de electricidad la cual es normalmente conocida como energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica hace uso de paneles fotovoltaicos para convertir la radiación solar en energía eléctrica, y dependiendo de cuánta energía en forma de radiación solar pueden convertir a electricidad, se determinará su eficiencia. La eficiencia de los paneles solares es un tema muy importante, debido a esta se calificará la calidad del panel y se determinará si es viable su comercialización. La eficiencia de las celdas solares es muy baja, ésta se encuentra en el rango de 8,8% a 26,3% [3], debido a esto se debe hacer que la energía irradiada por el Sol, sea en su mayor parte absorbida por los paneles y la energía eléctrica producida por el panel llegue completamente, sin pérdidas ni distorsiones a las cargas presentes en los sistemas conectados a la red. En el caso en que el sistema fotovoltaico suministre energía a la red eléctrica, se debe verificar que esta energía, no afecte de manera negativa la estabilidad y los parámetros eléctricos establecidos que debe tener la red eléctrica, para el uso de los usuarios conectados a la

mencionada red. La conexión de los sistemas fotovoltaicos (Conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar [4]) a las redes eléctricas de las ciudades está sujeta a las reglas que le imponen los sistemas gubernamentales para la conservación de la calidad de la energía en la red; estas reglas limitan factores como la frecuencia de las líneas de fase eléctrica, la magnitud de la energía, la distorsión total de armónicos (THD[4]), el factor de potencia, entre otros.

1.1 Planteamiento del problema

Para la preservación de la calidad de la energía en la red eléctrica, se hizo un estudio sobre los efectos de la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica; en este documento cuando se menciona la palabra "efectos", se hace referencia específicamente a los parámetros eléctricos más destacados, como lo son la variación de voltaje, variación de frecuencia, THD y el factor de potencia; este estudio permitió identificar en qué cantidad o porcentaje se afectaron o beneficiaron cada uno de los parámetros de la red, anteriormente mencionados. Teniendo en cuenta lo anteriormente planteado se realizó la siguiente pregunta:

¿De qué manera una red eléctrica convencional se afectará, tanto positiva como negativamente por la conexión de un sistema solar fotovoltaico?

1.2 Justificación

Originalmente la energía fotovoltaica estaba orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y ha venido evolucionando hacia sistemas conectados a la red [5]; debido a este acoplamiento de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica, surgen problemas relacionados con los efectos de estos mismos sobre la calidad de la energía eléctrica definida como una ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicos en la red y variaciones de voltaje RMS (Root Mean Square en español media

[4] Total Harmonic Distortion – Distorsión total de armónicos

cuadrática, medida de la energía contenida dentro de una señal [6]) suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico [7], afectando las leyes impuestas en Colombia para la generación y distribución de la energía eléctrica.

En Colombia la generación de energía eléctrica viene reglamentada por leyes como la 1715 del 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional [8]; también con la resolución 024 del 2005 de la CREG (Comisión de regulación de energía y gas), define y hace operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía [9], en las cuales se establecen valores límites para las diferentes variables correspondientes a la calidad de la energía eléctrica como los son el THD, el factor de potencia, las variaciones de voltaje y las variaciones en la frecuencia.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general. Evaluar de manera práctica y simulada los efectos que tiene la conexión de un sistema solar fotovoltaico de 980 W sobre los parámetros eléctricos de factor de potencia, distorsión total de armónicos (THD), variación de voltaje y variación de frecuencia, en la red eléctrica de baja tensión en la Universidad Francisco de Paula Santander (UFPS).

1.3.2 Objetivos específicos. A continuación se presentan los objetivos desarrollados en este proyecto.

Implementar un sistema fotovoltaico de 980 W que consta de 4 paneles solares de 245W, 4 micro inversores Enphase M250, en los laboratorios de electricidad y electrónica para la posterior conexión a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

Medir los parámetros eléctricos relevantes para evaluar los efectos del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

Simular el sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión mediante un software especializado.

Procesar, comparar y analizar los datos obtenidos de las mediciones en la red eléctrica de baja tensión, sin la conexión y con la conexión del sistema fotovoltaico; mediante un software matemático, para emitir un juicio con base a lo analizado.

Promocionar y divulgar los resultados obtenidos con la elaboración de artículos científicos para ser remitidos a revistas indexadas y/o eventos científicos.

1.4 Delimitación

Ninguno de los dispositivos electrónicos que conforman el sistema solar fotovoltaico implementado fue diseñado por los integrantes de este proyecto.

No se realizaron caracterizaciones de los dispositivos electrónicos a usar, como los paneles fotovoltaicos y los inversores, debido a que este trabajo pudo haber prolongado el tiempo de la investigación.

2 Marco referencial

En el presente capítulo se dan a conocer los conocimientos teóricos con que se iniciaron, para el desarrollo de la correspondiente investigación, también algunos trabajos que se han realizado en las diferentes ramas del conocimiento aplicado al área de las energías renovables y algunas referencias bibliográficas que aportan y enriquecen de forma sustancial el contenido del presente proyecto, con el objetivo de brindar una amplia gama de información que se ha desarrollado en investigaciones posteriores y que contribuyen al desarrollo de nuevos conocimientos.

2.1 Antecedentes

Para el desarrollo del presente trabajo se consultaron algunos documentos y artículos que han desarrollado anteriormente otros autores que trabajan en el área en cuestión y que aportan información muy valiosa para la contextualización del proyecto, con el objetivo de brindar fuentes externas de información que faciliten un marco de referencia para la comparación de algunos resultados obtenidos en las investigaciones.

2.1.1 Estado del arte actual científico. Con alrededor de 177 GW instalados en todo el mundo, los arreglos fotovoltaicos podrían producir alrededor de 210 TWh de electricidad anualmente. Con el consumo de electricidad del mundo de 20000 TWh en 2014 esto representa un poco más del 1% de la demanda global de electricidad cubierta por la energía fotovoltaica. La energía fotovoltaica representa un 27 % de la capacidad de energía renovable instalada en el mundo excluyendo a la hidroeléctrica. En los últimos trece años la capacidad instalada de energía fotovoltaica quedó en tercer lugar con 87 GW instalados de acuerdo a la organización Solar Power Europe, después el gas (101 GW) y el aire (117 GW), por delante de todas las demás fuentes de electricidad mientras que el carbón y la nuclear se retiraron [10].

En la figura 1 se observa la participación de la energía fotovoltaica frente a otras fuentes de energías.

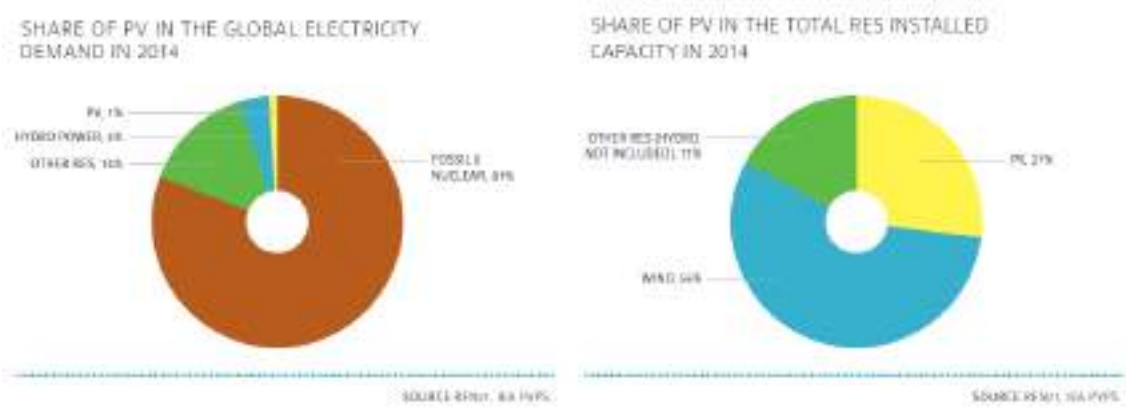


Figura 1. Participación de la energía fotovoltaica en el mundo. Fuente [10].

2.1.2 Estado del arte actual tecnológico. En la actualidad los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se están haciendo cada vez más grandes para hacer aún mayor la generación de energía eléctrica y el avance de ésta frente otras clases de energías renovables y no renovables. En los últimos años se ha venido invirtiendo dinero en costosas plantas conectadas a la red que producen energía en el orden de los MW, una de ellas es la planta de energía solar fotovoltaica TOPAZ el cual es una gran planta solar que tiene una producción de 550 MW y es capaz de producir la suficiente electricidad para alimentar un promedio de 160.000 hogares [11]. En la figura 2 se aprecia una vista satelital de la planta solar Topaz en California, USA.



Figura 2. Vista satelital de la planta solar Topaz. Fuente [12].

2.2 Trabajos similares.

En esta sección se presenta una serie de trabajos que se relacionan con la investigación que se pretende llevar a cabo en el presente proyecto. Estos trabajos podrán servir a futuro para realizar un análisis comparativo entre los resultados que ellos obtuvieron y los que se obtuvieron de la ejecución del presente proyecto.

Título: Mediciones y evaluación de las características de calidad de potencia como oscilaciones, desbalance y pequeñas variaciones de voltaje para un sistema fotovoltaico.

Autores: Ortega, M. J. Hernández, J. C. García, O. G.

Resumen: en este documento se dan a conocer guías para la medición y evaluación de la calidad de la potencia eléctrica en sistemas fotovoltaicos. Las variables analizadas son armónicos, oscilaciones, desbalances y pequeñas variaciones de voltaje. Se da una descripción de los índices y objetivos de la calidad de la potencia eléctrica los cuales son obtenidos mediante protocolos de medición descritos en este documento. Los resultados de este análisis mostraron que las perturbaciones objetivas para este estudio no siempre fueron cumplidas [13].

Título: Impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red en el bajo voltaje de Malasia.

Autores: Chin Ho Tie, Chin Kim Gan.

Resumen: Este documento presenta una investigación acerca del impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red en una red eléctrica de bajo voltaje típica de Malasia. El impacto del sistema fotovoltaico fue evaluado en términos del perfil del voltaje y efectos de desbalance en la conexión del sistema fotovoltaico. Los resultados obtenidos indican que la red de bajo voltaje puede sostener altos niveles de penetración de sistemas fotovoltaicos

sin causar ningún problema. Sin embargo, el impacto del sistema fotovoltaico es muy dependiente de la ubicación de éste y de la red eléctrica alterada [14].

Título: Estabilidad de la frecuencia y control de un sistema de potencia con grandes plantas fotovoltaicas usando información de PMU.

Autores: Abdlrahem, Abdlmnam Venayagamoorthy, Ganesh K. Corzine, Keith A.

Resumen: La integración de sistemas fotovoltaicos a la red genera metas de mantenimiento de la estabilidad del sistema durante periodos de interrupción de larga y corta duración. Las fluctuaciones de la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos hacen crecer los problemas de estabilidad de frecuencia y voltaje. El artículo examina el impacto de una planta fotovoltaica y el incremento de la generación fotovoltaica en sistemas de potencia. Concluyendo que los sistemas de potencia presentan una mejor estabilidad cuando la planta fotovoltaica está conectada que cuando está desconectada o no existe [15].

Título: Efectos de los altos niveles de penetración de la generación fotovoltaica residencial.

Autores: Kwasinski, Alexis. Uriarte, Fabian M.

Resumen: La generación de la energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos ha sido útil para el decremento del efecto invernadero y la demanda de electricidad; sin embargo, una de las desventajas de esta tecnología respecto a la utilidad de la red, es la degradación del factor de potencia cuando los sistemas fotovoltaicos son extensivamente integrados dentro de los sistemas eléctricos. En este artículo se estudian los efectos que tiene el uso del sistema fotovoltaico cuando se conecta a la red eléctrica en función del factor de potencia; tomando como base de datos la información proveniente de una comunidad residencial parte de un proyecto de demostración de redes inteligentes a gran escala en Austin, Texas [16].

Título: Herramientas de simulación para el estudio de la integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Autores: Senior Member, IEEE Athula D. Rajapaks, Dharshana Muthumuni.

Resumen: La generación de potencia fotovoltaica está creciendo a una gran velocidad. Más instalaciones fotovoltaicas están siendo conectadas a la red en pequeños sistemas a escala. El impacto de estas instalaciones en la operación de la red necesita ser cuidadosamente estudiado para investigación. Este trabajo presenta el desarrollo de herramientas de simulación requeridas para el estudio de su interconexión. Las herramientas de simulación fueron desarrolladas en el popular programa de simulación en el tiempo PSCAD/EMTDC e incluye un modelo de arreglo fotovoltaico, un modelo del controlador con punto de máxima potencia, y un inversor conectado a la red. Se presenta un ejemplo del estudio de la interconexión utilizando la herramienta de simulación [17].

Título: Sistema fotovoltaico conectado a la red.

Autores: Raúl Gonzáles., Humberto R. Jiménez G. y Javier Lagunas M.

Resumen: El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción de 95 % en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia. Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del orden de 16 % [18].

Título: Impacto de la Generación Fotovoltaica Conectada a la Red de Baja Tensión

Autores: J.A. Cruz Nájera y D. Sebastián Baltazar.

Resumen— En México, actualmente la generación solar se emplea básicamente para electrificación rural y aplicaciones domésticas específicas. En este trabajo se analiza la conexión de este tipo de generación a un sistema eléctrico, ya que existe un potencial importante con posibilidades de desarrollo en muchas partes del país. Debido a la entrada en vigor de la nueva reforma energética, la cual da paso a la autogeneración en donde se espera que para 2024 el 35% de la electricidad producida en el país sea generada por energías renovables. Por tanto, los sistemas fotovoltaicos interconectados (SFVI[5]) serán cada vez más usados en los hogares, convirtiéndose en un reto importante llevar a cabo el estudio y análisis del efecto que provocan en los sistemas de distribución. Para el análisis se presenta el estudio de un caso específico; se modela el sistema fotovoltaico interconectado a una red eléctrica, empleando el software DIgSILENT y se muestran las simulaciones para evaluar el impacto del SFVI con la red [19].

Título: Integración de un sistema de generación fotovoltaica en una micro red. Análisis Spinning Reverse.

Autores: Luis E. Luna, Member IEEE, Horacio Torres, Senior Member IEEE, Andres Pavas, Senior Member IEEE.

Resumen: El presente documento propone una metodología para modelar y analizar el esquema de seguridad requerido por una microred que considera la participación de fuentes de energía intermitentes, como lo son los generadores fotovoltaicos. La metodología consiste en realizar un análisis de cuatro estados en cada hora de estudio del siguiente día. Un análisis de carga que evalúe la incertidumbre en la previsión de la demanda de la electricidad. Un análisis de generación que evalúe la incertidumbre en el pronóstico de la disponibilidad de potencia en el sistema fotovoltaico. Un análisis de seguridad que cuantifique y evalúe la reserva rodante arriba y abajo requerida por la microred. Esta reserva permite manejar la frecuencia del sistema en

[5] Sistema Fotovoltaico Interconectado

estado estable luego de que ocurran eventos relacionados con pronósticos de errores tanto en la demanda de la electricidad como en la disponibilidad de potencia en el sistema fotovoltaico. Y un análisis de validación que verifique el tamaño adecuado por arriba y abajo de la reserva rodante [20].

2.3 Marco teórico

2.3.1 Energía solar fotovoltaica. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable, y por tanto inagotable, limpia y se puede aprovechar en el mismo lugar en el que se produce [21]. La energía solar es aprovechada en forma de radiación solar la cual por medio de los paneles fotovoltaicos se convierte en energía eléctrica.

A su paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO_2 produce una modificación de las características espectrales de la radiación. Además, la dispersión por partículas modifica la distribución espacial de la radiación [6]. La radiación solar se divide en tres partes, la radiación directa (aquella que viene del Sol sin cambiar de dirección [22]), la radiación difusa (aquella que cambia de dirección por reflexión y dispersión [22]) y la radiación albedo (radiación que es reflejada por la atmosfera, principalmente por las nubes y también por la misma superficie terrestre [23]).

La radiación solar se da en función de la presencia de obstáculos en la trayectoria del Sol a la tierra, esta se evalúa en unidades de W/m^2, en la figura 3 se presentan los tipos de radiación solar conocidos y sus valores en forma de porcentajes.

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red (On Grid[6]). Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional [4]. Como se muestra en la figura 4, un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

Se pueden distinguir tres tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, dependiendo del lugar donde se quiera realizar la instalación de estos: SFCR en los tejados de vivienda, SFCR en edificios y SFCR en plantas de generación.

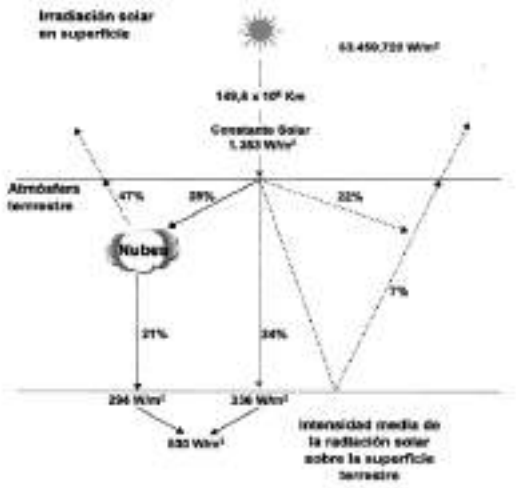


Figura 3. Intensidad de Radiación solar en la superficie terrestre. Fuente [24].

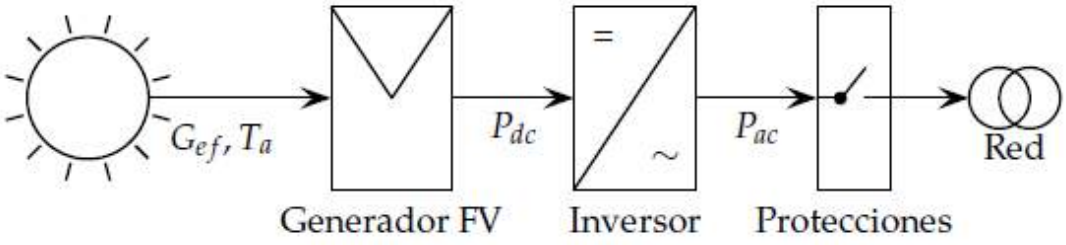


Figura 4. Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red. Fuente [4].

[6] Conectado a la red

2.3.3 Variación de frecuencia. La variación de frecuencia es el cambio de la frecuencia fundamental del sistema de su valor nominal. Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) además del Sistema Nacional Interconectado (SIN[7]), establece a través de la resolución 025 de 1995 en su capítulo 5 [25], que el rango de variación de frecuencia en Colombia va desde 59,8 Hz hasta 60,2Hz, teniendo como objetivo mantener una frecuencia nominal de 60Hz.

2.3.4 Variaciones en el voltaje. Las variaciones de tensión se pueden organizar en variaciones de tensión de corta duración y variaciones de tensión de larga duración.

Las variaciones de tensión de corta duración: Se dividen en depresiones, crestas e interrupciones.

Las variaciones de tensión de larga duración: Se dividen en sobretensión, baja tensión e interrupción sostenida.

2.3.4.1 Variaciones de tensión de larga duración. Son aquellas alteraciones del valor RMS de la tensión que se mantienen más de un minuto. La resolución 025 de 1995 de la CREG [25]estipula que una variación de tensión no debe ser inferior al 90% ni superior al 110% del valor de la tensión nominal. Las variaciones de tensión de larga duración se clasifican en: sobretensión, baja tensión e interrupción sostenida [26].

2.3.4.2 Sobretensión. Sucede cuando el valor de tensión RMS es superior al 110% del valor nominal por más de un minuto Puede ser ocasionado por la desconexión de cargas grandes o debido a la conexión de bancos de capacitores [26].

2.3.4.3 Baja tensión. Sucede cuando el valor de tensión RMS es inferior al 90% del valor nominal por más de un minuto. Puede ser ocasionado por la conexión de una carga o la

[7] Sistema Interconectado Nacional

desconexión de un banco de capacitores. Los circuitos sobrecargados pueden ocasionar baja tensión en los terminales de conexión para la carga [26].

2.3.4.4 Interrupción sostenida. Cuando hay ausencia de tensión por más de un minuto.[26].

2.3.5 Factor de Potencia. El factor de potencia de un equipo o un circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa |P| y la potencia aparente |S|.

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{P}}{|\text{S}|}$$

$$\text{P} = \text{potencia activa suministrada o absorbida por el circuito o dispositivo (W)}$$

$$|\text{S}| = \text{potencia aparente del circuito o dispositivo (VA)}\ [27]$$

El factor de potencia de una carga, que puede ser un elemento único que consume energía o varios elementos (por ejemplo, toda una instalación), lo da la relación de P/|S|, es decir, kW divididos por kVA en un momento determinado. El valor del factor de potencia está comprendido entre 0 y 1. Si las corrientes y voltajes son señales sinusoidales, el factor de potencia se puede calcular como cos ϕ, donde ϕ es el ángulo de desfase que hay entre la corriente y el voltaje. Un factor de potencia cercano a la unidad indica que la energía reactiva es pequeña comparada con la energía activa, mientras que un valor de factor de potencia bajo indica lo contrario [28]. Una buena gestión del consumo de energía reactiva proporciona beneficios económicos; de acuerdo a la ley, el usuario que tenga un consumo con un factor de potencia inferior a 0,9, se le debe facturar la energía reactiva consumida, como lo dice en la Norma CENS Tomo I, capítulo 6 [29].

2.3.6 Distorsión total de armónicos (THD). Especifica el nivel de alteración de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda sinodal pura y abreviadamente se define como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental [30].

$$\mathrm{THD} = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1}$$

$U_1 =$ Valor eficaz de la tensión del armónico fundamental

$U_n =$ Valor eficaz de la tensión del armónico de orden n

Para el caso de estudio de este trabajo el límite de distorsión armónica total de voltaje es de 8%, según la norma IEEE 519 del 2014 donde establece los valores permitidos para la distorsión armónica total de voltaje como se aprecia en la tabla 1.

Tabla 1.

Límites de distorsión armónica total de voltaje. Fuente [31].

Voltaje de bus V en PCC	Armónico individual (%)	Distorsión Total armónica THD (%)
V ≤ 1,0 kV	5,0	8,0
1 kV < V ≤ 69 kV	3,0	5,0
69 kV < V ≤ 161 kV	1,5	2,5
161 kV < V	1,0	1,5[a]

[a] Los sistemas de alto voltaje pueden tener hasta un 2,0% EL donde la causa es un terminal HVDC (high voltage direct current, en español alto voltaje de corriente directa) cuyos efectos se habrán atenuado en puntos en la red donde los futuros usuarios pueden estar conectados.
PCC (Punto de acoplamiento común).

Los armónicos que transitan por las redes de distribución reducen la calidad del suministro eléctrico. Esto puede ocasionar una serie de efectos negativos tales como:

Sobrecargas en las redes de distribución a causa del aumento en la corriente.

Sobrecargas en los conductores neutros por el aumento acumulativo en los armónicos de tercer orden generados por cargas monofásicas.

Sobrecargas, vibración y desgaste apresurado de generadores, transformadores y motores, así como el aumento del ruido en el transformador.

Sobrecargas y desgaste rápido de los condensadores utilizados en la corrección del factor de potencia.

Distorsión de la tensión de alimentación que puede afectar las cargas.

Alteraciones en las redes de comunicación y en las líneas telefónicas [28].

2.3.7 Impacto económico de las perturbaciones. Los armónicos tienen importantes consecuencias económicas:

El desgaste acelerado de los equipos, implica que se deben sustituir con más frecuencia.

Las sobrecargas en la red de distribución pueden necesitar niveles de contratación de potencia superiores y aumentar las pérdidas.

La distorsión de las ondas de corriente producen picos abruptos que pueden detener la producción [28].

2.4 Marco legal

El marco legal aplicable al presente proyecto de grado es el siguiente:

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE[8]). En este documento con el fin de garantizar la protección contra los riesgos de origen eléctrico, se recopilan los preceptos para la aplicación y las características básicas de las instalaciones eléctricas; además de requisitos a cumplir por las personas que interactúan con las instalaciones eléctricas.

Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050[9]). Este código está hecho pensando en la protección de la integridad de las personas por el uso de la electricidad. Es una herramienta fundamental para los profesionales del sector eléctrico puesto que establece requisitos que se deben aplicar, dando calidad en la ejecución de los trabajos.

Norma Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P (Norma CENS). Estas normas se aplican al Sistema de Distribución de CENS S.A. E.S.P. Establece normas unificadas de calidad para la construcción y diseño de sistemas eléctricos, disminuyendo accidentes con el uso de la energía eléctrica.

[8]Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
[9] Norma Técnica Colombiana 2050

IEEE Std.519 – 1995. Norma estándar para la práctica recomendada por la IEEE y requisitos para el control armónico en sistemas de energía eléctrica.

IEEE Std.1159 – 2014. Norma estándar para la práctica recomendada por la IEEE para supervisión de la calidad de la energía eléctrica.

Ley 143 de 1994. Establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía para sí mismos y para con las empresas que ejecuten las ya mencionadas actividades.

Ley 1715 de 2014. En esta ley se regula la integración de las energías renovables No Convencionales al sistema energético nacional, la cual aborda temas como entrega de excedentes de energía por parte de autogeneradores, mecanismos de respuesta de la demanda, Zonas No Interconectadas (ZNI[10]) e Incentivos para la Fuentes No convencionales de Energía (FNCE[11]) entre otras.

Resolución No. 024 del 2005. Modifica las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, dando a conocer los valores límites para las diferentes variables que garantizan la calidad de la energía eléctrica.

Resolución No. 025 de 1995. Código de redes con el que se complementa el reglamento de operación del sistema interconectado nacional.

Decreto No. 348 del 2017. Lineamientos de política energética en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

[10] Zonas No Interconectadas
[11] Fuentes No convencionales de Energía

3 Metodología

Para desarrollar el proyecto se cumplieron los objetivos específicos de una manera cronológico-secuencial lógica para un mejor resultado. A continuación, se presenta cada objetivo específico anteriormente planteado, seguido de la metodología propuesta con la cual se consiguió la finalización exitosa de los mismos.

3.1 Implementación de un sistema fotovoltaico de 980W

Implementación de un sistema fotovoltaico de 980 W que consta de 4 paneles solares de 245W, 4 microinversores Enphase M250, en los laboratorios de electricidad y electrónica para la posterior conexión a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS; las especificaciones técnicas de los paneles solares y los microinversores se encuentran en el anexo C, en la figura C.1 y en la figura C.2 respectivamente.

Para la correcta instalación del sistema solar fotovoltaico se tuvieron en cuenta los manuales de instalación proporcionados por el proveedor y los estudios anteriormente realizados en la UFPS, acerca de la ubicación, posición (ángulos), y orientación de los paneles solares, para aprovechar al máximo la energía solar recibida en los mismos.

3.1.1 Estudios realizados anteriormente en la UFPS. Se tuvieron en cuenta los estudios realizados anteriormente en la UFPS relacionados con ubicación, posición (ángulos), y orientación de los paneles solares.

Basados en los estudios realizados en [32], se instaló el sistema fotovoltaico sobre el techo del laboratorio (Laboratorio general LG 108) de electricidad y electrónica en la UFPS, con coordenadas geográficas de Latitud 7°53'52,1"N y longitud 72°29'12,3"W.

Según [33], la orientación para una mayor captación de radiación solar anual es hacia el sur, al tener el sistema fotovoltaico ubicado en el hemisferio norte, el ángulo de inclinación más óptimo para el sistema fotovoltaico está dado por la ecuación (1).

$$\beta opt = 3{,}7 + 0{,}69\,|\Phi| \qquad (1)$$

$$\beta opt = 9{,}1494\,^{\circ}$$

$$\beta opt = \text{ Angulo de inclinación óptimo (grados).}$$

$$|\Phi| = \text{ Latitud del lugar de instalación, sin signo (grados).}$$

El sistema fotovoltaico fue instalado con una inclinación de 6,1º y una orientación de 89,4º medidos desde el sur hacia el oeste; se tomó esta inclinación y orientación debido a que el techo donde fue instalado dicho sistema, posee estas características; y por cuestiones de estética, practicidad y costos en la estructura, se optó por el modelo que se puede apreciar en la figura 5; además de que los objetivos del presente proyecto no se basaron en la óptima captación de radiación solar por los paneles solares.

Para la medición del ángulo de inclinación y la orientación reales del sistema fotovoltaico se usaron el sensor MPU6500 y el sensor de orientación incluidos en un dispositivo móvil Samsung Galaxy S6.

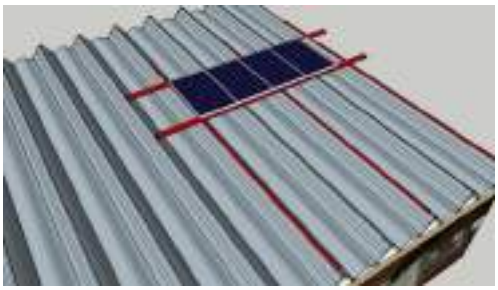


Figura 5. Modelo en 3D de la estructura

Para la instalación del sistema fotovoltaico se usó una estructura metálica con las siguientes características:

2 Tubos cerramiento galvanizado.

Dimensiones: 1 ½ x 0,059 pulgadas de 6 metros de longitud.

Peso: 10,66 kg.

3 Tubos cuadrados.

Dimensiones: ½ x 0,059 pulgadas de 6 metros de longitud.

Peso: 4,32 kg.

Para un peso total de: 19,1*4 + 10,66 *2 +4,32* 3 = 110,68 kg.

Nota: Este peso de 110,68 kg será soportado por las vigas de la estructura física de los laboratorios de electricidad y electrónica (LDEE[12]).

Se procedió a instalar la estructura del sistema fotovoltaico en el techo del laboratorio (LG 108) de electricidad y electrónica de la siguiente forma:

La estructura se ancló al techo (figura 6) por medio de los pernos de anclaje que ya se encontraban en éste sujetando el eternit y que se presentan en la figura 7. Los pernos usados son los que están sobre las vigas del techo del laboratorio.



Figura 6. Techo de los LDEE antes de la instalación del sistema fotovoltaico.

[12] Laboratorios de Electricidad y Electrónica



Figura 7. Pernos de anclaje presentes en el techo.

La conexión del cableado del sistema fotovoltaico se hizo en tres tramos, el primer tramo es la unión de los conductores que salen del cable Engage y los conductores bajantes en una caja de paso ubicada en el techo, cercana al sistema fotovoltaico como se puede ver en la figura 8, de allí salen los 4 conductores (dos fases, neutro y tierra) canalizados en tubería eléctrica metálica tipo EMT hasta una segunda caja de paso, ubicada en la pared del laboratorio (LG 108) como se aprecia en la figura 9, de allí salen dos tuberías, la primera que lleva por tubería EMT el conductor de puesta a tierra para equipo y la segunda que va por tubería PVC hasta la conexión final en el interruptor automático de baja tensión como se observa en la figura 10, donde éste se conecta al barraje de alimentación en el tablero general de acometidas del área de electricidad y electrónica ubicado en el laboratorio LG 108; en este barraje se encuentran alimentados los totalizadores de laboratorios especializados, laboratorios generales, departamento de electricidad y electrónica, aula LG 112 y laboratorio de carbones. En este tablero general de acometidas se hicieron todas las mediciones para los estudios realizados en este proyecto. Se adhirió un rotulo en la caja de paso instalada en el sistema fotovoltaico y otro rotulo en el tablero general de acometidas como lo indica la norma NTC 2050 en la sección 690 – 51 [34], lo anterior se evidencia en la figura 8 y en la figura 10.



Figura 8. Caja de paso en el sistema fotovoltaico



Figura 9. Caja de paso en el laboratorio LG 108



Figura 10. Conexión del sistema fotovoltaico al barraje

Se consultaron los manuales de instrucciones de instalación y se cumplieron a cabalidad paso por paso.

Los siguientes cálculos para la instalación del sistema fotovoltaico son en cumplimiento al manual de instalación del microinversor Enphase M250 [35], la norma RETIE [36] y la NTC 2050 [34].

3.1.2 Conexión de conductores, cálculo de calibres y protecciones. Se usó un cable de derivación Engage para conexión a sistema monofásico tetrafilar proporcionado por el fabricante del inversor, a este cable se conectaron 4 microinversores Enphase M250; según el manual de instalación del fabricante se puede conectar un máximo de 16 microinversores en paralelo para conexión a un sistema monofásico, la anterior conexión se aprecia en la figura 11.



Figura 11. Conexión de los cuatro microinversores al cable Engage.

Se acataron las recomendaciones de medir las tensiones de línea a línea y de línea a neutro para la conexión del inversor a la red, puesto que deben estar en un rango estipulado por el fabricante del inversor, el voltaje línea a línea debe estar entre 211 y 264Vrms y el voltaje de línea a neutro entre 106 a 132Vrms

El voltaje medido para línea a línea fue de 220,03Vrms y el voltaje de línea a neutro fue de 127,40Vrms.

Para la selección del cable se realizaron cálculos de la capacidad de corriente teniendo en cuenta el factor de corrección y caída de tensión. Teniendo en cuenta que el voltaje máximo del sistema fotovoltaico es 240Vrms y la corriente por fase es 1Arms, se tiene que la corriente total de las fases está dada por la ecuación (2).

$$I_T F = N_{inv} * IF \qquad (2)$$

$$I_T F = 4\ A_{rms}$$

$$I_T F = \text{Corriente total de fase}$$

$$\mathrm{IF} = \text{Corriente de fase por inversor}$$

$$\mathrm{N_{inv}} = \text{Numero de inversores}$$

$$\mathrm{NF} = \text{Numero de fase}$$

Según la sección 310 – 5 de la NTC 2050 [34], dice que el calibre mínimo para voltajes de 0 a 2000Vrms es el calibre 12 AWG. Se seleccionó calibre 12 AWG y se le aplicó factor de corrección de corriente para el rango de 31ºC a 35ºC según tabla 310 – 16 de la NTC 2050 [34], lo anterior se aprecia en la ecuación (3).

$$\mathrm{I_C} = \mathrm{I_{nom}} * \mathrm{FC} \qquad (3)$$

$$\mathrm{I_C} = 30\ \mathrm{A_{rms}} * 0{,}96$$

$$\mathrm{I_C} = 28{,}8\ \mathrm{A_{rms}}$$

$$\mathrm{I_C} = \text{Corriente maxima del conductor}$$

$$\mathrm{I_{nom}} = \text{Corriente nominal del conductor}$$

$$\mathrm{FC} = \text{Factor de corrección}$$

Según la sección 215 – 2 de la norma NTC 2050 [34] estipula que debe evitarse una caída de tensión superior al 3% en la salida más lejana para potencia y según las recomendaciones de Enphase, el fabricante del microinversor, la caída de tensión no debe superar el 2%.

Teniendo en cuenta que el cable mide 20 metros desde el sistema fotovoltaico hasta el interruptor automático bipolar de baja tensión. Se consultó la tabla 9 de la NTC 2050 [34], para obtener la impedancia equivalente y posteriormente hallar la caída de tensión.

$$\mathrm{Xl} = 0{,}223\,\frac{\Omega}{\mathrm{km}}$$

$$\mathrm{R} = 6{,}56\,\frac{\Omega}{\mathrm{km}}$$

$$\mathrm{Xl} = \text{Reactancia del conductor}$$

$$R = \text{Resistencia del conductor}$$

Según el manual de instalación del Enphase M250, el dispositivo tiene el siguiente factor de potencia:

$$\cos\theta = 0{,}95$$

Se procede a hacer el cálculo de la impedancia del cable con la ecuación (4).

$$Z = R * \cos\theta + Xl * \text{sen}\,\theta \quad (4)$$

$$Z = 6{,}3\frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\Delta_{VFN} = Z * L * I_T F \quad (5)$$

$$\Delta_{VFN} = \frac{6{,}3\Omega}{\text{km}} * 0{,}02\ \text{km} * 4\ A_{rms}$$

$$\Delta_{VFN} = 0{,}5040\ V_{rms}$$

$$Z = \text{Impedancia del conductor}$$

$$\Delta_{VFN} = \text{Pérdidas de voltaje de Fase a Neutro}$$

$$L = \text{Longitud del conductor}$$

Se calculó la caída de tensión para dos fases, reemplazando la ecuación (5) sobre la ecuación (6).

$$\Delta_{VFF} = \sqrt{3} * \Delta_{VFN} \quad (6)$$

$$\Delta_{VFF} = 0{,}8729\ V_{rms}$$

$$\Delta_{VFF}\,\% = \frac{\Delta_{VFF}}{V_{FF}} * 100 \quad (7)$$

$$\Delta_{VFF}\,\% = \frac{0{,}8729}{220} * 100$$

$$\Delta_{VFF}\,\% = 0{,}3968\%$$

$$\Delta_{VFF} = \text{Pérdidas de voltaje de Fase a Fase}$$

$$\Delta_{VFF}\ \% = \text{Porcentaje de pérdidas de voltaje de Fase a Fase}$$

$$V_{FF} = \text{Voltaje Fase a Fase}$$

Usando la ecuación (7), se obtuvo con calibre 12 AWG una caída de tensión de 0,3968%. Con base en los anteriores análisis se eligió alambre calibre 12 AWG THWN-2 90ºC.

Se usó un interruptor automático bipolar para baja tensión de 20 amperios, como recomendaba el manual de instalación, para la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica de baja tensión en el laboratorio (LG 108) de electricidad y electrónica. Además la NTC 2050 en la tabla 310 – 16 [34] estipula que la protección para calibre 12 AWG no debe superar 20A. Se instaló el interruptor automático bipolar de baja tensión según la norma NTC 2050 sección 240 – 81 [34], donde dice que el interruptor automático instalado en posición vertical, para el modo 'ON' la palanca debe estar hacia arriba, como se puede apreciar en la figura 10.

Con base en el numeral 15.1 de la norma RETIE [36], se dimensionó la línea de neutro a 173% de la corriente de fase como se aprecia en la ecuación (8).

$$IN = I_T F * 1{,}73 \qquad (8)$$

$$IN = 4\ A_{rms} * 1{,}73$$

$$IN = 6{,}92\ A_{rms}$$

$$IN = \text{Corriente de conductor neutro}$$

Se eligió para la línea de neutro alambre calibre 12 AWG THWN-2 90ºC, con base a los cálculos anteriormente realizados para la corriente máxima de este calibre de conductor.

3.1.3 Puesta a tierra. Para la puesta a tierra se usó un electrodo tipo varilla de 12,7 mm de diámetro y 2,4m de longitud dando cumplimiento al numeral 15.3 de la norma RETIE [36], la varilla venía en un kit que constaba de, conector homologado de cobre para conexión de conductor a tierra, pieza metálica para golpear la varilla, 2 varillas de 12,7mm y 1,2m cada una,

estas varillas encajan una sobre otra formando una sola varilla de 2,4m, las características del electrodo usado para la puesta a tierra se pueden ver en la figura 12 y en la figura 13.



Figura 12. Kit electrodo de tipo varilla para puesta a tierra.



Figura 13. Características físicas de las varillas para puesta a tierra

La conexión del conductor de puesta a tierra de equipo a la varilla se realizó mediante conector certificado de cobre tipo abrazadera con perno como se observa en la figura 14, en la conexión de la nueva varilla al conductor de puesta a tierra se realizó mediante conector certificado de cobre tipo abrazadera con perno y tuerca, esta conexión se puede ver en la figura 15, las anteriores conexiones se hicieron según la norma NTC 2050 sección 250 – 115 [34]; esta última conexión se reforzó con un amarre tipo barril o persogo en alambre de cobre de calibre 12

AWG como se aprecia en la figura 16, estos amarres son usados para unir líneas de fase eléctrica en redes de media tensión.



Figura 14. Conexión de conductor de puesta a tierra de equipo.



Figura 15. Conexión de conductor de puesta a tierra a electrodo tipo varilla.



Figura 16. Refuerzo de conexión de conductor de puesta a tierra.

Se realizaron tres mediciones a la puesta a tierra mediante un telurómetro marca EXTECH modelo 382252 como se ve en la figura 17, y se obtuvieron medidas de 1,74Ω, 1,05Ω y 2,30Ω para un promedio de resistencia de 1,696 Ω que da cumplimiento al numeral 15.4 de la norma RETIE [36] donde estipula por medio de la tabla 15-4 un valor de resistencia de puesta a tierra máximo de 25Ω para punto neutro de acometida en baja tensión.



Figura 17. Mediciones de resistencia de puesta a tierra con telurómetro.

La puesta a tierra se instaló con una caja de inspección de 30cm x 30 cm, como se puede ver en la figura 14, lo anterior se hizo en cumplimiento al numeral 15.1 de la norma RETIE [36].

Se escogió cable calibre 10 AWG THWN-2 90ºC para la conexión a tierra del sistema fotovoltaico de acuerdo a la norma NTC 2050 sección 250 – 95, en la tabla 250 – 95 [34] donde se estipulan los calibres mínimos de puesta a tierra para equipos.

3.1.4 Selección de tubería para canalización de conductores. La selección de tubo se hizo teniendo en cuenta la capacidad de conductores del tubo según la norma NTC 2050 en la tabla 1 del capítulo 9 [34], donde se estipula que un tubo solo puede ser ocupado en menos del 40% de su sección transversal por conductores. A continuación, se calcula para tubo conduit EMT ¾ de pulgada, mediante la ecuación **(9)**, la ecuación **(10)** y la ecuación **(11)**.

$$ST_{EMT} = \pi * r^2 \qquad (9)$$

$$ST_{EMT} = \pi * \left(\frac{19\text{mm}}{2}\right)^2$$

$$ST_{EMT} = 283{,}53\ \text{mm}^2$$

$$ST_{EMT} = \text{Sección transversal del tubo EMT}$$

Según tabla 310 – 16 de la norma NTC 2050 [34], el área transversal del conductor calibre 12 AWG es de 3,3 mm² y 5,25 mm² para conductor calibre 10 AWG.

$$ST_C = No12AWG * A12AWG + No10AWG * A10AWG \quad (10)$$

$$ST_C = 3 * 3{,}3mm^2 + 1 * 5{,}25\ mm^2$$

$$ST_C = 15{,}15\ mm^2$$

$$ST_O = \frac{ST_C}{ST_{EMT}} * 100 \quad (11)$$

$$ST_O = \frac{283{,}53}{15{,}15} * 100$$

$$ST_O = 5{,}34\ \%$$

$$ST_C = \text{Sección transversal del conductor}$$

$$ST_O = \text{Sección transversal total ocupada por los conductores}$$

De acuerdo a la norma NTC 2050 sección 348 – 1 [34], se permite usar tubería EMT en instalaciones expuestas. Se usó tubo conduit EMT de ¾ de pulgada para la canalización de los 4 conductores (2 líneas de fase, neutro y tierra) desde la caja de paso en el sistema fotovoltaico hasta la caja de paso en el laboratorio (LG 108) de electricidad y electrónica, como se aprecia en la figura 18, desde ahí se usó tubo conduit PVC de ¾ de pulgada hasta la conexión en el barraje de dicho laboratorio, se usó tubo conduit EMT para la canalización del conductor de puesta a tierra, como se observa en la figura 19, desde la caja de paso en el laboratorio (LG 108) hasta la puesta a tierra. En el anexo E se encuentra un plano eléctrico, con el diagrama unifilar de la conexión eléctrica y su respectivo cuadro de cargas.



*Figura 18.*Canalización de los conductores desde la caja de paso hacia el LG108



Figura 19. Canalización del conductor de puesta a tierra

3.2 Medición de parámetros eléctricos de la red

Medición de los parámetros eléctricos relevantes para la evaluación de los efectos del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

3.2.1 Medición de la red sin la conexión del sistema fotovoltaico. Mediciones en campo de los parámetros eléctricos de la red, sin la conexión del sistema fotovoltaico, para obtener los parámetros iniciales que posee la red.

Para la toma de medidas fue necesario diligenciar los documentos de solicitud estandarizados para el préstamo de los equipos por parte de los Laboratorios de Electricidad y Electrónica en la UFPS, al tomar las mediciones se adoptaron las medidas de seguridad necesarias.

3.2.1.1 Solicitud al LDEE [13]de la UFPS, los instrumentos de medida necesarios. Se hizo la solicitud al laboratorio de electrónica de la UFPS, para el uso de los instrumentos de medida necesarios. Se solicitó un Fluke 43 para la medición de distorsión total armónica [37], y dos EXTECH modelo 382100 para la medición de voltaje [38], corriente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia y frecuencia.

3.2.1.2 Se tomaron las medidas de seguridad necesarias. Según la norma RETIE en el numeral 9.3 [36], los factores de riesgo eléctricos más comunes en los que encaja la actividad de medición realizada serían, arcos eléctricos, contacto directo, contacto indirecto, rayos y sobrecarga.

Se contó con un analizador de tensión trifásico de 1200 A marca EXTECH modelo 382100 [38], que posee estándar de seguridad IEC1010 CAT III 600 V, este estándar indica que el equipo se puede operar aguas abajo de una acometida donde la tensión ha sufrido una atenuación por un transformador [39], lo anterior permite inferir que posee un aislamiento para tensiones de 600V. Además las puntas de medición poseen un aislamiento CAT IV de 600V y CAT III de 1000V como se ve en la figura 20.

[13] Laboratorios de Electricidad y electrónica



*Figura 20.*Puntas de medición del analizador de tensión EXTECH.

Como medidas de protección ante el riesgo eléctrico, en la actividad de medición fueron usados elementos de protección personal como casco aislante, gafas de protección, guantes, botas dieléctricas, camisa manga larga de tela gruesa, además de retirar del cuerpo todo accesorio metálico. También se verificó que la resistencia de puesta a tierra estuviera en los rangos permitidos (para más información remitirse a la sección 3.1.3), para agregarse como medida de protección para el personal.

3.2.1.3 Se realizaron toma de datos de forma manual y digital con los métodos de medición hallados, los datos obtenidos fueron analizados posteriormente. Esta toma de datos fue realizada en el tiempo de una semana dando cumplimiento a la norma IEEE 1159 de 1995 en su cláusula 7 [40], donde se estipula que el periodo de medición, debe ser un intervalo en el cual el patrón de uso de energía se repita, en este caso de estudio, el uso de la infraestructura de la zona intervenida se rige por horarios que se repiten cada semana.

Para la elección de los instrumentos de medición se realizó una matriz de selección de Pugh, la cual se presenta a continuación, en la tabla 2.

Tabla 2.

Matriz de Selección de instrumentos de medición.

Criterio	Peso	Referencia	Analizador de Redes Hioki 3197		Analizador de Redes Fluke 434		Fluke 43		EXTECH modelo 382100	
Medidor de factor de potencia	1	=1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medidor de frecuencia	1	=1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medidor de voltaje RMS.	1	=1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medidor de distorsión total armónica de corriente y voltaje.	1	=1	1	1	1	1	1	1	0	0
Capacidad de almacenar variables	2	=2	1	2	1	2	1	2	1	2
Capacidad para sistemas trifásicos de tres y cuatro hilos	1	=1	1	1	1	1	0	0	1	1
Disponibilidad del equipo	4	=4	0	0	0	0	1	4	1	4
SUMA TOTAL		11	7		7		10		10	

Los criterios de evaluación fueron elegidos con base a las necesidades del proyecto en cuanto a las variables eléctricas a analizar. La puntuación que se le da a cada software en cada criterio o característica va de acuerdo a lo que se pudo evidenciar cuando se probaron; interprétese estos valores como: ‘0’ insuficiente o no posee la característica, ‘1’ si tiene dicha característica, esta puntuación está en la columna izquierda de cada instrumento de medición caracterizado (números de la columna con un tono de color gris); inmediatamente después se multiplica esta puntuación por el peso de cada criterio, el total de esta multiplicación por criterio se encuentra en la columna derecha de cada instrumento de medición caracterizado (números de la columna con un tono de color negro); en la fila de ‘Suma Total’ muestra el resultado de la sumatoria de la segunda columna de cada instrumento de medición, que es la multiplicación del peso por la primera columna. Con base en el análisis de la matriz de selección de la tabla 2 se eligieron los equipos de medición, Fluke 43 [37], para la medición de distorsión total armónica y el EXTECH modelo 382100 para la medición de variación de frecuencia, variación de voltaje y factor de

potencia [38]. Estos equipos fueron elegidos principalmente debido a su disponibilidad en los LDEE, puesto que en el momento no se contaba con los recursos necesarios para la adquisición de equipos con mejores características de medición.

Para realizar las mediciones de variación de tensión, variación de frecuencia y factor de potencia fue usado el analizador de tensión trifásico de 1200 A marca EXTECH modelo 382100, el cual permite almacenar datos en un documento en formato *.xls (formato comúnmente asociado a Microsoft Office Excel) en una tarjeta SD externa; este equipo se configuró para almacenar datos con su máxima tasa de muestreo que es de 2 segundos, capturando valores de las variables mencionadas, desde las 6 de la mañana hasta las 6 de la tarde, con el objetivo de tomar las variables en el tiempo donde el Sol incide sobre el sistema fotovoltaico. Estas mediciones fueron realizadas en el intervalo de tiempo que ocurrió entre el lunes 6 de marzo hasta el viernes 17 de marzo, debido a que los laboratorios de electricidad y electrónica tienen disponibilidad solo estos días.

Para la medición de distorsión total de armónicos se empleó como instrumento de medición un analizador de calidad de potencia monofásico Fluke 43 ; en el uso de este equipo se manejó la adquisición de datos manual debido a que no se contaban con los puertos necesarios para la adquisición digital, este equipo en su opción para la medición de THD de corriente o voltaje, proporciona un dato promedio para un periodo de tiempo de medición, además de mostrar el dato máximo y el dato mínimo que ocurrió durante este periodo de tiempo como se puede ver en la figura 21; se tomaron periodos de tiempo de 40 minutos de medición que inician pasados los primeros 10 minutos de cada hora hasta los 50 minutos de la misma hora (ejemplo desde las 9:10 a.m. hasta las 9:50 a.m.), para tomar un tiempo donde la carga es más ‘estable’ debido a que en los primero 10 minutos comúnmente las personas están ingresando a sus aulas de clase y después

de 50 minutos es probable que ya estén terminando su sesión de clases; estas mediciones fueron realizadas desde las 6 de la mañana hasta las 6 de la tarde, con el objetivo de tomar las variables en el tiempo donde el Sol incide sobre el sistema fotovoltaico. En vista de que se debía medir la distorsión armónica total en un sistema trifásico con un equipo de medición monofásico, se tomaron muestras en cada fase con un tiempo de 5 minutos, este periodo de tiempo fue establecido así, debido a que en pruebas realizadas previamente se obtuvo que al medir entre los 10 y 15 minutos de una hora cualquiera se tenía un valor aproximadamente igual que al que se obtenía al terminar la medición a los 50 minutos de la misma hora, con un error cuadrático medio de aproximadamente 0,07, como se aprecia en la figura 21.

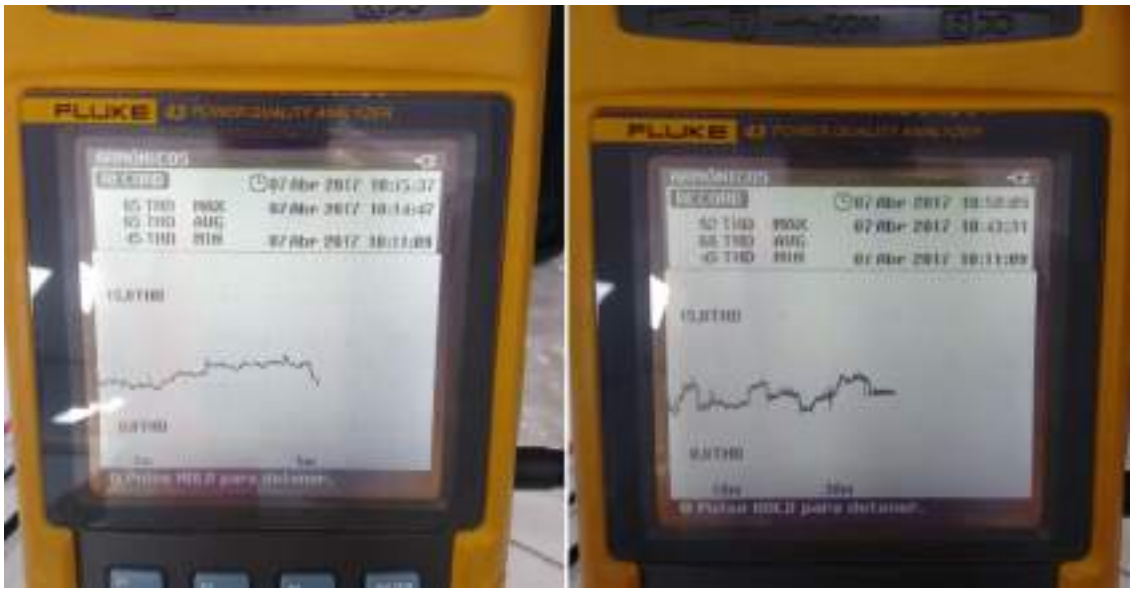


Figura 21. Medición de distorsión armónica total con el Fluke 43

3.2.2 Medición de la red con la conexión del sistema fotovoltaico. Mediciones en campo de los parámetros eléctricos de la red, con la conexión del sistema fotovoltaico.

Se hizo la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS; para la toma de medidas no fue necesario diligenciar los formatos para el préstamo de equipos por

parte del LDEE de la UFPS por que ya se había hecho anteriormente, y se adoptaron las medidas de seguridad, necesarias al momento de tomar mediciones.

3.2.2.1 Se adoptaron las medidas de seguridad necesarias. Se aplicó la misma metodología que en la sección 3.2.1.

3.2.2.2 Se conectó el sistema fotovoltaico a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS. Se dispuso en modo 'ON' el interruptor automático bipolar de baja tensión ubicado en el tablero general de acometidas ubicado en el LG 108 de los LDEE, al cual está conectado el sistema fotovoltaico.

3.2.2.3 Se realizaron toma de datos de forma manual y digital con los métodos de medición hallados, los datos obtenidos fueron analizados posteriormente. Se aplicó la misma metodología que en la sección 3.2.1.

3.3 Simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red

Simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión mediante un software especializado.

3.3.1 Se simuló el SSFV[14] conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS. Se simuló el sistema solar fotovoltaico (SSFV) conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS mediante un software especializado, con el fin de tener un punto de comparación ideal.

Se evaluaron las características de distintos software especializados que simulaban la conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS, buscando elegir el que mejor se adaptara a las necesidades del proyecto.

Se probaron 3 software de simulación: Etap, PSCAD y Power Factory

Etap: Tiene una plataforma sencilla en cuanto a la implementación de componentes y en la generación de resultados; pero posee limitaciones en la visualización de los resultados, cuando se

[14] Sistema Solar Fotovoltaico

tiene licencia DEMO y se genera un informe para visualizar los resultados de las variables, dichas variables siempre poseen el mismo resultado; en otras palabras los datos de las variables que arroja el programa son predefinidos, sin importar que circuito se implemente en el software, al generar el informe siempre arroja los mismos resultados, no presentaba todas las variables de calidad de energía para el estudio.

PSCAD: Posee una plataforma compleja para la inserción de dispositivos y elementos del circuito que se quiere simular, tiene limitación en la cantidad de elementos que se pueden insertar en su versión DEMO. No se llegó a verificar la generación de resultados, debido a su limitación por la cantidad elementos implementables.

Power Factory: Tiene una plataforma sencilla para la implementación de componentes y definición interna de los mismos, posee limitaciones en el uso de elementos en su versión DEMO, pero no se hizo necesario el uso de ningún elemento o tipo de simulación restringido para el desarrollo del proyecto. La generación de resultados puede hacerse mediante el lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language, en español lenguaje de programación de DIgSILENT) propio del programa, útil para la importación de datos de variables externas en documentos *.xls, además de hacer sustitución de datos internos de los elementos y realizar llamados a los tipos de simulación para ejecutarlos, otra característica es la de tener exportación de resultados en formato *.xls, todo mediante código de programación. Esto permite hacer múltiples iteraciones entre entradas de variables para conseguir diferentes posibles escenarios de salida, sin necesidad de hacerlos uno a uno, ahorrando mucho tiempo.

Se realizó una matriz de selección de Pugh, para elegir el software de simulación que cumpla con todos los criterios como se aprecia en la tabla 3.

Tabla 3.

Matriz de selección de simuladores en versión DEMO.

Criterio	Referencia	Etap	PSCAD	Power Factory
Componentes necesarios	=2	2	2	2
Modificación de características internas de los elementos	=2	2	1	2
Cantidad de componentes para simulación	=2	2	0	2
Variables necesarias para el estudio	=2	0	0	2
Presentación de resultados	=2	0	0	2
SUMA TOTAL	10	6	3	10

Los criterios de comparación de los software fueron propuestos según la cantidad y los distintos elementos del sistema eléctrico que se necesitaba simular y las variables que se requerían como resultado. La puntuación que se le da a cada software en cada criterio o característica va de acuerdo a lo que se pudo evidenciar en cada software probado; interprétese estos valores como: ‘0’ insuficiente o no posee la característica, ‘1’ para aceptable y ‘2’ para bueno. Teniendo en cuenta el análisis hecho en la tabla 3 se escoge el software DIgSILENT Power Factory por su la amplia variedad de dispositivos implementables, la capacidad de importar datos desde un documento *.xls y a su vez usarlas como variables internas de los dispositivos, obteniendo así la capacidad de hacer múltiples iteraciones de una manera sencilla para obtener distintos escenarios de salida; además de contar con todas las variables que se necesitaban evaluar en este estudio.

3.3.1.1 Se buscaron tutoriales online, para complementar los conocimientos en el manejo del software especializado que se eligió. La documentación encontrada del software Power Factory fue poca; la información que comúnmente se encuentra, son avisos para participar en módulos de cursos presenciales en países europeos, previsualizaciones de videos en plataformas de streaming de cursos pagos, y la documentación que posee el mismo programa internamente.

Por esto se trabajó con los tutoriales y manuales internos que posee el programa y las preguntas que realizan los usuarios al desarrollador del software en foros oficiales.

3.3.1.2 Se simuló el SSFV conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS. Para la simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión, fue necesario realizar una recolección de datos de radiación solar y de la carga conectada.

Se hizo una petición al IDEAM de los datos de radiación solar percibidos por la estación meteorológica ubicada en la UFPS. Se obtuvieron datos de radiación desde el 28 de Septiembre del 2005 hasta el 31 de diciembre del 2014, con estos datos se realizó un tratamiento estadístico para hallar el valor promedio de la radiación solar por mes, por día de la semana, por hora; es decir, se seccionaron los datos por meses, luego por días de la semana, lo siguiente fue por horas, y así se obtuvo el promedio de datos por hora, por día de la semana para cada mes, en los años anteriormente mencionados; para información más detallada remitirse a la sección 4.3.

Para los datos de la carga se tuvieron en cuenta las variables de corriente, voltaje, potencia activa, factor de potencia, estas variables fueron tomadas de las placas de características de los equipos o con un medidor de energía monofásico marca P3 international modelo Kill a Watt P4400, a partir de las anteriores variables se obtuvieron indirectamente los valores de potencia reactiva y potencia aparente; también se realizó una identificación de la fase a la cual están conectados los circuitos, de tomas, alumbrado, y aires acondicionados mediante los interruptores automáticos de baja tensión en los tableros de distribución. Además se tuvo en cuenta la variación de la carga según los horarios de asistencia a los laboratorios y demás oficinas. Estos datos fueron digitalizados y organizados según, conexión a fase y horarios de uso para luego ser exportados como un documento de *.xls; la distribución de los datos de carga de los laboratorios y salones se hizo de en dos secciones, la primera sección comprende los laboratorios generales

de electrónica, el departamento de electricidad y electrónica, las oficinas del plan de estudio de electrónica y electromecánica y el laboratorio de carbones, en la segunda sección se encuentran los laboratorios especializados y las oficinas que quedan sobre estos laboratorios además de añadir la carga del laboratorio LG 106 a la carga del LE 105, estas 'fusiones' de cargas se hicieron para hacer más corto y óptimo el código de programación de Matlab y Power Factory en cuanto a tiempo de ejecución; el proceso de organización y exportación se realizó mediante el software Matlab y su programación se ve resumida en el diagrama de flujo de la figura 22. En el anexo F se encuentra el código de programación usado en Matlab.

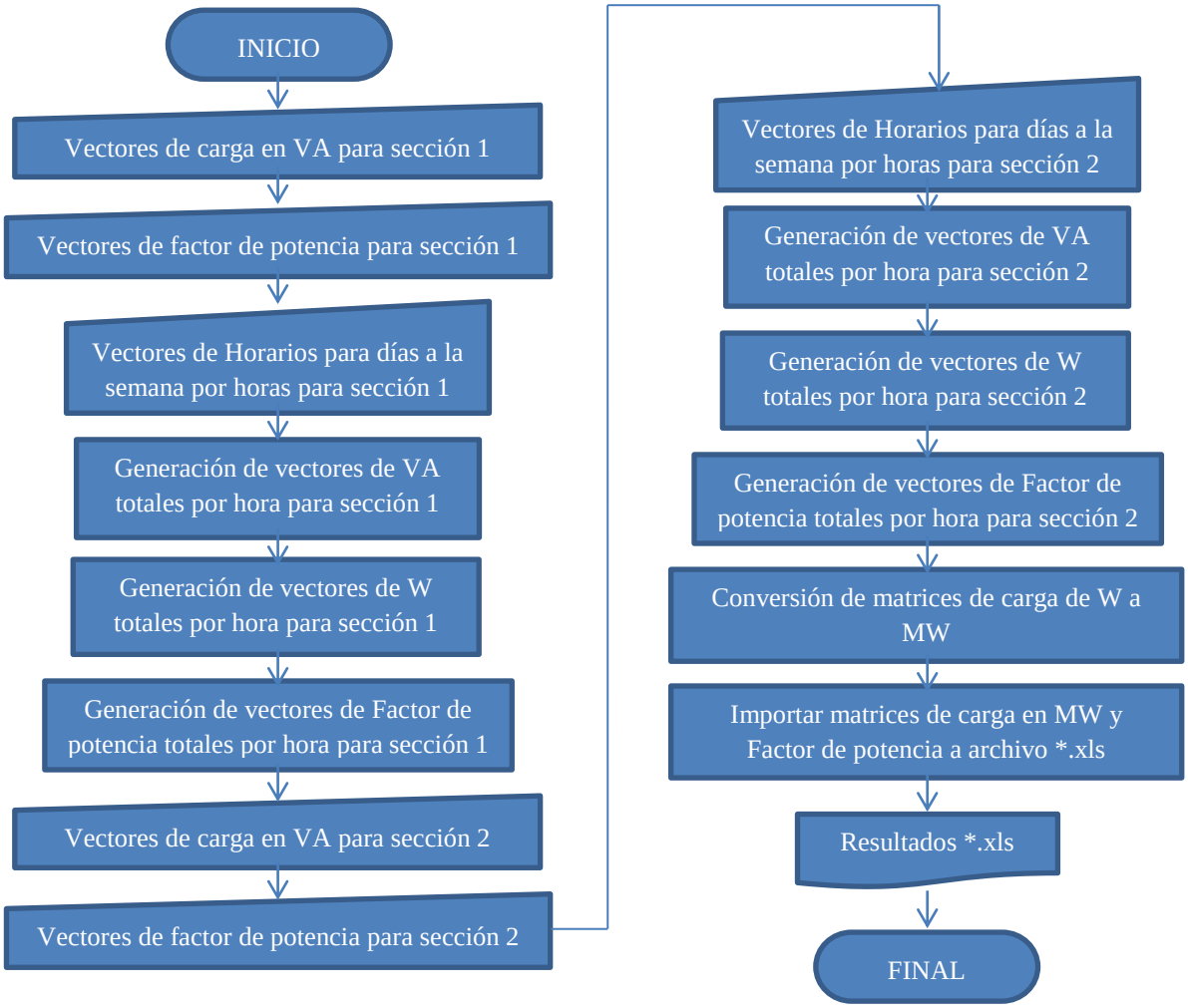


Figura 22. Diagrama de flujo de algoritmo en Matlab.

La distribución de cargas de los laboratorios y aulas de clase del departamento de electricidad y electrónica se encuentran en el anexo D.

Para la simulación en Power Factory se realizó el diagrama unifilar desde la red externa pasando por el transformador, que llega un barraje donde se conecta el sistema fotovoltaico y se divide en dos barrajes de salida, ‘electrónica’ y ‘especializados’, como se aprecia en la figura 23. Todas las zonas se dividen en cargas conectadas a la fase ‘R’, ‘S’, ‘T’, y sus combinaciones, ‘R-S’, ‘S-T’, ‘T-R’, ‘R-S-T’, habiendo un elemento de carga general y carga de iluminación por cada sección monofásica, un elemento de carga general por cada sección bifásica, y un elemento de carga general para la sección trifásica, para un total de 10 elementos de carga por sección como se aprecia en la figura 24 y en la figura 25.

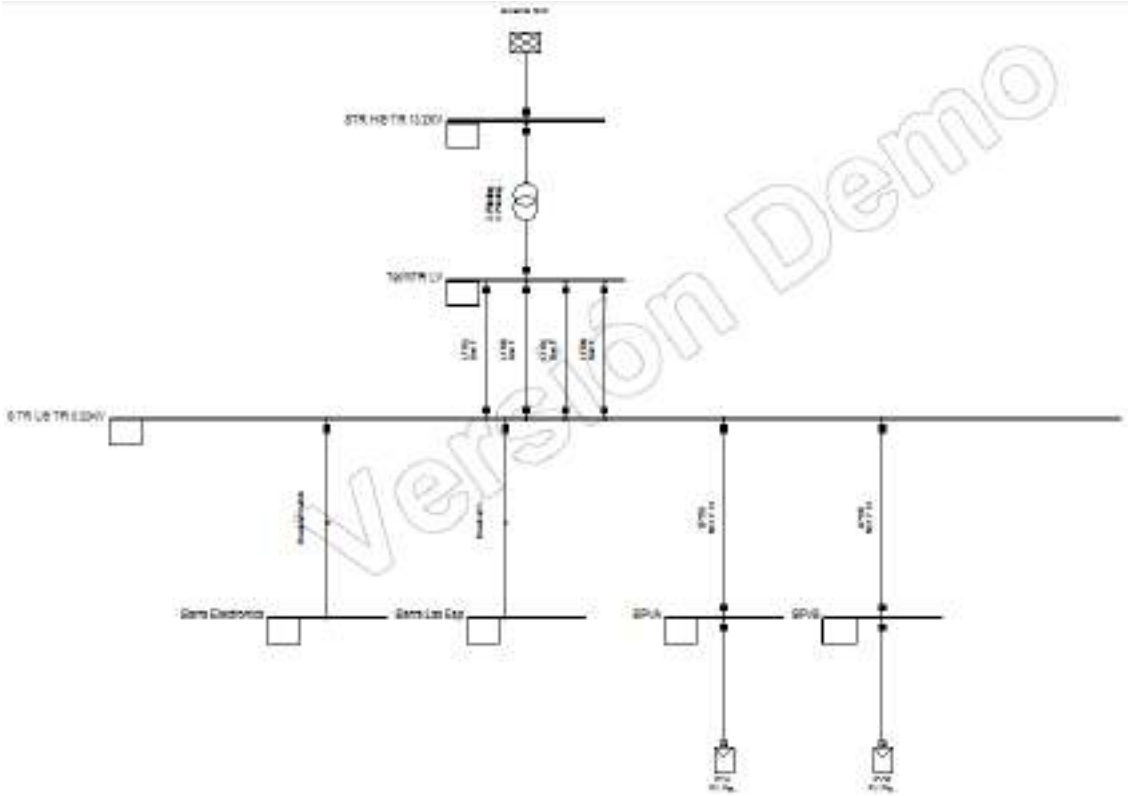


Figura 23. Diagrama unifilar principal simulado.

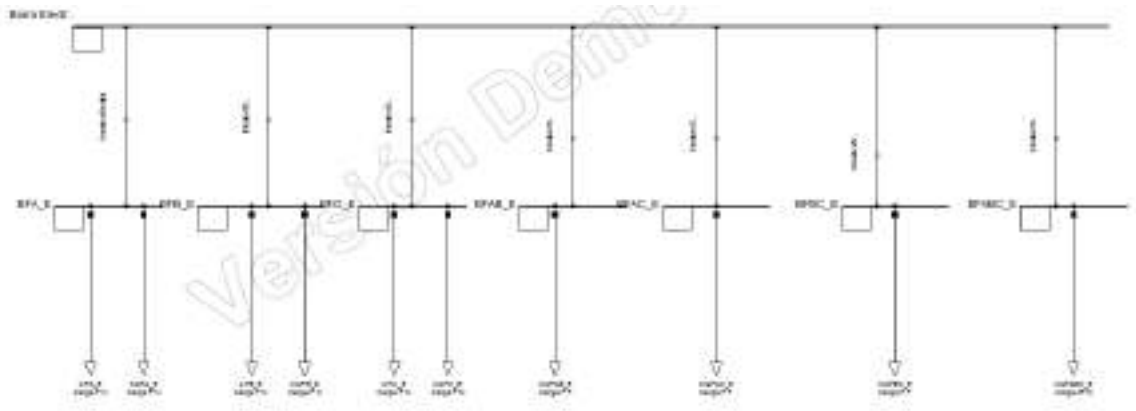


Figura 24. Diagrama unifilar simulado de la sección de electrónica.

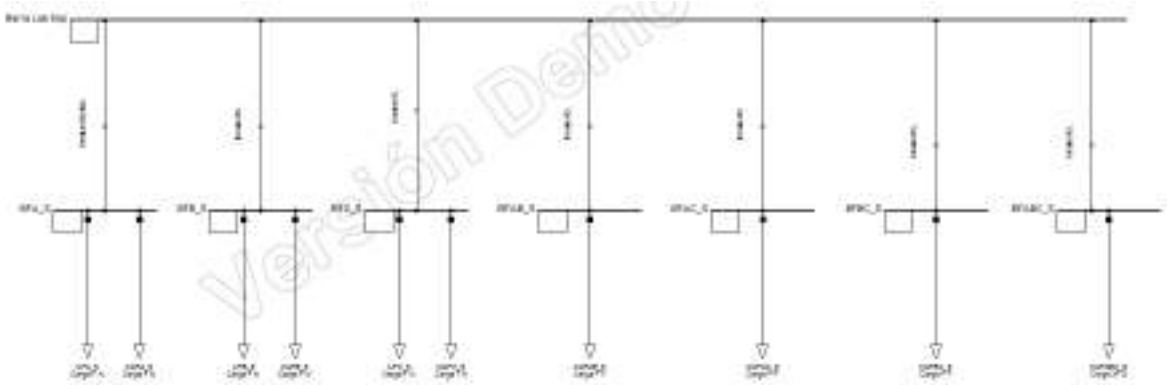


Figura 25. Diagrama unifilar simulado de la sección de laboratorios especializados.

Los datos iniciales de los elementos básicos que constituyen el diagrama unifilar se presentan en la tabla 4.

Tabla 4

Datos principales de elementos básicos en el diagrama unifilar.

Elemento	Variable	Valor
Red externa	Conexión Neutra	No
Transformador de dos devanados	Voltaje nominal primer devanado	13 200 V
	Voltaje nominal segundo devanado	220 V
	Conexión neutra	Si
	Tecnología	Trifásica
	Grupo de vector	D-YN 5
	Frecuencia nominal	60 Hz
	Capacidad de potencia	112,5 kVA
Sistema fotovoltaico	Inversores en paralelo	4
	Paneles por inversor	1
	Potencia aparente	0,49 kVA
	Factor de potencia	0,95
	Latitud	
	Longitud	
	Orientación (azimuth)	89,3º
	Inclinación	6,81º
	Factor de eficiencia	96,5%
	Potencia pico de panel	245 W

Además se incluyeron los valores de distorsión armónica generada por el inversor según la hoja de especificaciones del fabricante ver anexo A. Para las simulaciones se usó un algoritmo de ejecución para la importación de variables de entrada, análisis de flujo de carga de armónicos, análisis de flujo de carga, análisis de estabilidad de potencia y obtención de resultados en lenguaje DPL, este algoritmo se ve resumido en la figura 26, los detalles del algoritmo se encuentran en el anexo G.

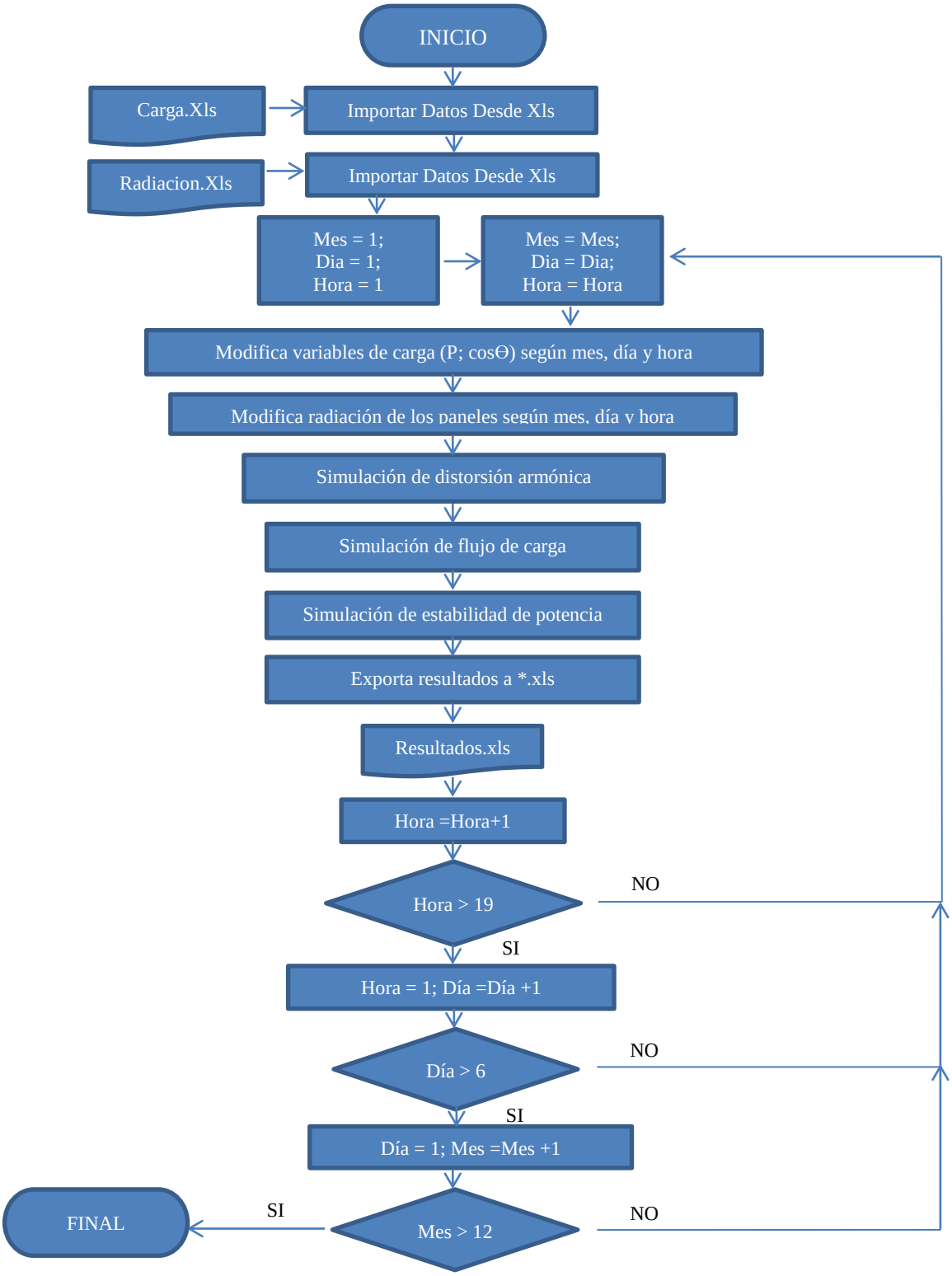


Figura 26. Diagrama de flujo de programación en Power Factory.

El análisis de flujo de carga de armónicos es el cálculo de los índices de armónicos relacionados con la distorsión del voltaje o la corriente [41]. El análisis de flujo de carga consiste en evaluar el funcionamiento del sistema de potencia a través de las variables eléctricas principales de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, entre otros. [41]. El análisis de estabilidad de potencia analiza el comportamiento del sistema en el dominio del tiempo [41].

3.4 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones y emisión de un juicio.

Procesamiento, comparación y análisis de los datos obtenidos de las mediciones en la red eléctrica de baja tensión, sin la conexión y con la conexión del sistema fotovoltaico; mediante un software matemático, con base a estos análisis se emite un juicio.

3.4.1 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones en la red eléctrica.

Procesamiento, comparación y análisis de los datos obtenidos de las mediciones en la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

Se recopilo la información de las dos etapas de mediciones realizadas anteriormente, para analizar los efectos que tiene un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

3.4.1.1 Evaluación de las características que ofrecen los distintos software matemáticos. Se evaluaron las características que ofrecen los distintos software matemáticos, para elegir el que mejor se adaptaba a las necesidades del proyecto.

Para la elección del software matemático se realizó la siguiente matriz de selección de Pugh, en la tabla 5, con la cual se escogió el software R por aprobar todos los criterios.

Tabla 5

Matriz de selección de software matemático.

Criterios	Referencia	Matlab	PyCharm Python	R
Licencia libre	=1	0	1	1
Especializado en estadística	=1	0	0	1
Especializado en gráficos estadísticos	=1	0	0	1
Capacidad para ejecutar tareas estadísticas	=1	1	1	1
SUMA TOTAL	4	1	1	4

Los criterios para evaluar los software matemáticos, fueron elegidos de acuerdo a las necesidades del proyecto. Según lo analizado en la tabla 5, se eligió el software R para el análisis estadístico de los datos, debido a que cumple con todos los criterios establecidos anteriormente.

3.4.1.2 Procesamiento de los datos obtenidos. Se procesaron los datos obtenidos en las dos etapas anteriores, mediante gráficas, tablas, valores porcentuales en el software matemático. A continuación, se mencionan las herramientas estadísticas utilizadas:

Diagramas de caja: también conocido como diagrama de caja y bigotes, presenta un resumen estadístico de forma gráfica mediante el uso de cinco números, estos son: mínimo, primer cuartil, mediana, tercer cuartil y máximo.

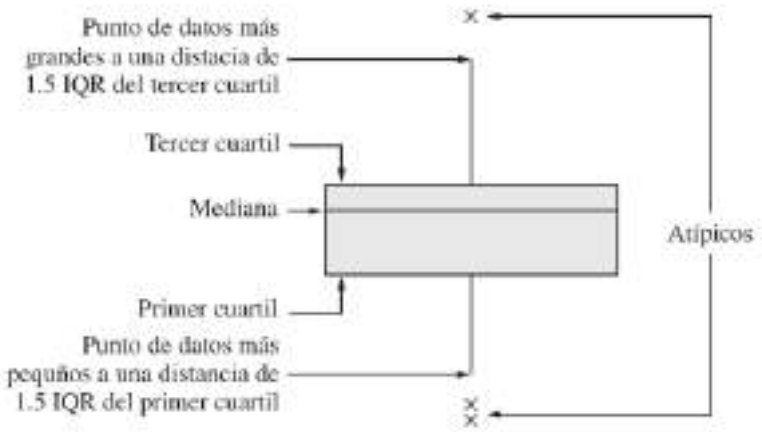


Figura 27. Modelo de diagramas de caja. Fuente[42] .

Histogramas: es una gráfica que muestra una idea de la distribución de la muestra, además de mostrar en que intervalos los puntos están más o menos concentrados [42].

Función de distribución empírica: Es una estimación de la distribución entera de la muestra. Considerado como un camino sencillo para estimar algunos aspectos interesantes de la distribución de la muestra como por ejemplo la mediana y la media [43].

Intervalos de confianza por el uso de estimación bootstrap: es un método muy usado para estimar intervalos de confianza que no provienen de muestras que presenten una distribución normal. Este hace uso de la extracción de muestras de estimación bootstrap, para luego determinar el 95% del intermedio de las medias muéstrales de la estimación bootstrap [42]. En este documento se aplica este método calculando el promedio entre el percentil 2 y 3, y el promedio entre el percentil y el 97 y 98 de la muestra, los cual me arroja el intervalo en el cual se ubica el 95% de los datos.

3.4.2 Emisión de un juicio con base al análisis de la conexión del sistema fotovoltaico.

Emisión de un juicio con base al análisis sobre los efectos del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

En vista de toda la recopilación de estudios, información adquirida de manera práctica y simulada; se obtuvieron varias conclusiones (visibles en la sección 4.4), con respecto a la conexión del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

3.5 Divulgación de resultados

Promoción y divulgación de los resultados obtenidos con la elaboración de artículos científicos remitidos a revistas indexadas.

Se compartió con los compañeros de la UFPS, la información y conocimientos adquiridos; se elaboraron artículos científicos con la información y conocimientos adquiridos durante la

investigación, para enviar a revistas indexadas y así compartir la información con la comunidad académica y científica.

4 Resultados

4.1 Implementación de un sistema fotovoltaico de 980W

Implementación de un sistema fotovoltaico de 980 W que consta de 4 paneles solares de 245W, 4 microinversores Enphase M250, en los laboratorios de electricidad y electrónica para la posterior conexión a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS.

4.1.1 Beneficios económicos. Con el objetivo de observar el ahorro que se obtendrá a futuro por la instalación del sistema fotovoltaico, se realizaron los siguientes cálculos.

El cálculo de la potencia producida se realizó con las ecuaciones (12), (13) y (14).

$$T_{cell} = T_{air} + \left(\frac{P_{in} * (NOCT - 20℃)}{80 \frac{mW}{cm^2}} \right) [44] \quad (12)$$

$$T_{cell} = 27{,}1℃ + \left(\frac{80 * (46℃ - 20℃)}{80 \frac{mW}{cm^2}} \right)$$

$$T_{cell} = 53{,}1℃$$

$$P_{basica} = (P_{panel} * N_{paneles} * Eff_{Inv}) - (\Delta_{VFF} * I_T F) \quad (13)$$

$$P_{basica} = (245W * 4 * 0{,}965) - (0{,}8729\ V_{rms} * 4\ A_{rms})$$

$$P_{basica} = 945{,}7W - 3{,}4916W = 942{,}2084\ W$$

$$E = P_{basica} * \left(1 + \left(T_{coeff} * (T_{cell} - 25℃)\right)\right) * N_{hsp} * dias \quad (14)$$

$$E = 942{,}2084\ W * \left(1 + \left(-0{,}0045 * (53{,}1℃ - 25℃)\right)\right) * 5{,}335h * 30 \frac{dias}{mes}$$

$$E = 131.731{,}7270\ W = \ 131{,}7317 \frac{kWh}{mes}$$

$$E = 131{,}7317 \frac{kWh}{mes}$$

$$E = 1.602{,}7361 \frac{kWh}{año}$$

$$E = 40.068{,}4033 \text{ kWh a los 25 años}$$

$$\Delta_{VFF} = \text{Pérdidas de voltaje de Fase a Fase}$$

$$I_T F = \text{Corriente total de fase}$$

$$T_{cell} = \text{Temperatura de la celda en °C}$$

$$T_{air} = \text{Temperatura ambiente 27,1 °C (según datos de IDEAM [45])}$$

$$P_{in} = \text{Potencia de entrada en mW/cm}^2$$

$$\text{NOCT} = \text{Temperatura de operación nominal de la celda, según especificaciones } 46 \pm 2 \text{ [46]}$$

$$E = \text{Energía generada por el sistema fotovoltaico}$$

$$P_{panel} = \text{Potencia de panel}$$

$$N_{paneles} = \text{Número de paneles}$$

$$T_{coeff} = \text{Coeficiente de temperatura, según especificaciones técnicas del panel}$$

$$-0{,}45\ \%/°\text{C [46]}$$

$$Eff_{Inv} = \text{Eficiencia de inversor}$$

$$N_{hsp} = \text{Número de horas solares pico} = 5{,}335 \text{ Según estudio presentado en sección 4.3.}$$

Según las facturas de energía proporcionadas por Vicerrectoría Administrativa de la UFPS, la tarifa del kWh para la UFPS es de $478,86 y asumiendo una tasa de crecimiento del 2%; debido a la instalación del sistema fotovoltaico la universidad, según la ecuación (15) dejaría de pagar.

$$\text{Ahorro} = \sum_{años=1}^{25} \text{tarifa} \frac{\$}{\text{kWh}} * (1 + T_c)^{años} * \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \qquad (15)$$

$$\text{Ahorro} = \sum_{años=1}^{25} \frac{\$478{,}86}{\text{kWh}} * (1 + 0{,}02)^{años} * 1.602{,}7361 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

$$\text{Ahorro} = \$25'074.469{,}5688 \text{ en 25 años}$$

$$\text{Ahorro} = \$1'002.978{,}7828 \text{ en promedio para 1 año}$$

El retorno de inversión del sistema fotovoltaico se obtiene cuando el dinero que se ahorra mensualmente, debido a la generación de energía del sistema se acumula para llegar a cubrir lo invertido en el mismo, además de lo que se invierte en mantenimiento. A continuación, se realizan los cálculos para los costos de mantenimiento y el tiempo del retorno de inversión, este último se calcula en la ecuación (18).

Se sugiere un plan de mantenimiento con un técnico eléctrico, cada 3 meses, para limpiar los paneles solares fotovoltaicos y verificar las conexiones mediante mediciones eléctricas; además se recomienda la poda del árbol frente al LG 108 cada 2 meses. Según [47], el sueldo mínimo por mes de un técnico es $ 1’475.563, el técnico se le pagará por una visita de medio día (4 horas) cada tres meses, este cálculo se realiza en las ecuaciones (16) y (17).

$$\text{Mant} = \frac{\text{Sueldo Tec}}{30 * 2} \quad (16)$$

$$\text{Mant} = \frac{\$1’475.563}{30 * 2}$$

$$\text{Mant} = \$\ 24.593 \text{ cada tres meses}$$

$$\text{Mant año} = \text{Mant} * 4 \quad (17)$$

$$\text{Mant año} = \$\ 24.593 * 4$$

$$\text{Mant año} = \$98.371 \text{ por año}$$

$$\text{RetInv} = \frac{\text{Costo Total SSFV}}{\text{Ahorro por año } - \text{Mant año}} \quad (18)$$

$$\text{RetInv} = \frac{\$9’049.599}{\$1’002.978{,}7828 - \$98.371}$$

$$\text{RetInv} = 10{,}0039 \text{ Años}$$

$$\text{Mant} = \text{Costo de mantenimiento cada 3 meses}$$

$$\text{Mant año} = \text{Costo de mantenimiento cada año}$$

$$\text{RetInv} = \text{Tiempo de retorno de inversión}$$

Para revisar más detalladamente el costo total del SSFV remitirse al Anexo B. Según lo calculado anteriormente en la ecuación (18), indica que el retorno de la inversión se dará en un tiempo de 10,0039 años (10 años aproximadamente). A partir de este tiempo hasta los 25 años de garantía de los equipos, serán ganancias para la UFPS en términos de compra de energía, como se determina en la ecuación (19).

$$\text{Ganancia} = (\text{Garantia} - \text{RetInv}) * (\text{Ahorro año} - \text{Mant año}) \quad (19)$$

$$\text{Ganancia} = (25\ \text{Años} - 10\ \text{Años}) * (\$\ 1'002.978{,}78 - \$\ 98.371)$$

$$\text{Ganancia} = \$\ 13'569.116{,}74$$

Esta ganancia es hasta los 25 años, tiempo límite que cubre la garantía de los equipos que componen el sistema fotovoltaico; sin embargo, después de este tiempo el sistema fotovoltaico puede seguir funcionando pero su eficiencia irá disminuyendo y habrán menos ganancias o cabe la posibilidad que haya que cambiar algún equipo pasados los 25 años.

4.1.2 Beneficios Ambientales. En vista del creciente cambio climático se calcularon las toneladas de carbono que se dejarán de producir gracias a la instalación del sistema fotovoltaico.

Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el reporte de Dic 2015 las plantas de carbón generan 737,37 $x10^6$ kWh al mes, pero también al mismo tiempo liberan 684.328 Ton CO_2 siendo la segunda que más emisiones de CO_2 aportan en el país, siendo las primeras las de ACPM [48]. Lo anterior se resume en la tabla 6.

Tabla 6.

Emisiones de CO_2 equivalente GEI generación eléctrica. Fuente [48].

Tipo de Planta	Energía Neta Generada. [GWh]	Consumo de Combustible [GBTU]	Emisiones [Ton. CO_2/mes]
ACPM	259,77	11.077,30	875.006,78
Agua	2.906,03		
Bagazo	50,12		31.383,86
Carbón	737,37	6.669,09	684.328,60
Combustoleo	111,10	3.112,85	264.610,06
Gas	1.419,62	1.580,53	91.883,68
JET-A1	0,00		
Querosene	17,14	125,23	7.668,71
Mezcla gas - JET-A1	0,00		
Menores agua	150,31		
Menores gas	45,76		
Viento	6,67		
TOTAL	5.703,88	22.565,00	1.954,88
Energía Neta Generada [MWh/mes]		5.703.875,43	
Emisiones Generadas [Ton. CO2/mes]		1.954,88	
Factor de Emisión [Ton. CO2/MWh]		0,343	

En un análisis hecho a los datos de este reporte se obtuvo que las plantas que producen CO_2 generan en total $2.595{,}12 \times 10^6$ kWh y liberan 1’954.881,69 Ton CO_2.

Análisis para las plantas generadoras a base de carbón.

$$\text{Prodcc } CO_2 = \frac{684.328 \text{ Ton}CO_2}{737{,}37 \times 10^6 \text{ kWh}} \quad (20)$$

$$\text{Prodcc } CO_2 = 928{,}066 \times 10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Prodcc } CO_2 = \text{Producción de Toneladas de } CO_2 \text{ por kWh al mes}$$

Análisis para todas las plantas generadoras de energía eléctrica que producen CO_2 según la tabla 6.

$$\text{Prodcc } CO_2 = \frac{1'954.881{,}69 \text{ Ton}CO_2}{2.595{,}12\text{x}10^6 \text{ kWh}} \quad (21)$$

$$\text{Prodcc } CO_2 = 753{,}291\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

En comparación con las plantas generadoras a base de carbón, las toneladas de CO_2 que se dejarán de emitir fueron calculadas a partir de las siguientes ecuaciones, tomando como base la ecuación (22).

$$\text{Ton}CO_2 = \text{E} * \text{ Prodcc } CO_2 \quad (22)$$

$$\text{Ton}CO_2 = 130{,}2660 \text{ kWh} * 928{,}066\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 0{,}1209 \text{ Ton}CO_2\text{mes}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 1.584{,}9031 \text{ kWh} * 928{,}066\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 1{,}4709 \text{ Ton}CO_2 \text{ año}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 39.622{,}5772 \text{ kWh} * 928{,}066\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 36{,}7724 \text{ Ton}CO_2 \text{ 25 años}$$

En comparación con todas las plantas generadoras que emiten CO_2, las toneladas de CO_2 que se dejarán de emitir fueron calculadas a partir de las siguientes ecuaciones, tomando como base la ecuación (22).

$$\text{Ton}CO_2 = 130{,}2660 \text{ kWh} * 753{,}291\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 0{,}0981 \text{ Ton}CO_2\text{mes}$$

$$\text{Ton}CO_2 = 1.584{,}9031 \text{ kWh} * 753{,}291\text{x}10^{-6} \frac{\text{Ton}CO_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{TonCO}_2 = 1{,}1939\ \text{TonCO}_2\ \text{año}$$

$$\text{TonCO}_2 = 39.622{,}5772\ \text{kWh} * 753{,}291\text{x}10^{-6}\ \frac{\text{TonCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{TonCO}_2 = 29{,}8473\ \text{TonCO}_2\ 25\ \text{años}$$

4.2 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red

En esta sección se muestran los resultados obtenidos de la medición directa que se realizó sobre el barraje con la conexión del SSFV conectado a la red y desconectado de la red. Estos resultados se dan en forma de gráficas y resúmenes estadísticos para poder apreciar de forma amplia cada detalle de los datos obtenidos.

Las muestras de cada variable se tomaron en un periodo de tiempo de cinco días correspondiente a los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes, los cuales son los principales días en los que el departamento de electricidad y electrónica se encuentra en operación.

A continuación, se realiza un análisis de los resultados encontrados a través de las mediciones de las variables de calidad de energía eléctrica denominadas factor de potencia, variación de frecuencia, variación de voltaje y distorsión total de armónicos de corriente y de voltaje.

4.2.1 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red sin la conexión del SSFV

4.2.1.1 Análisis del factor de potencia Debido a que el instrumento de medición arroja los valores del factor de potencia (FP) para cada una de las fases y también un FP promedio, los resultados de cada uno de estos se muestran a continuación.

4.2.1.1.1 Resultados para el factor de potencia promedio El factor de potencia promedio es un valor numérico el cual fue registrado en este caso por el instrumento de medición, este factor de potencia es un promedio de los factores de potencia de cada línea de electricidad.

En la tabla 7, se encuentra un resumen estadístico con los datos más relevantes de la muestra del FP promedio para la etapa en la cual el SSFV se encuentra desconectado de la red, y en la figura 28, se aprecia un diagrama de cajas perteneciente a la muestra analizada del FP promedio.

Tabla 7.

Valores de los estadísticos para el FP.

Estadístico	Valor
Valor Mínimo	0,760
Primer cuartil	0,950
Mediana	0,960
Media	0,959
Tercer cuartil	0,970
Valor Máximo	0,990

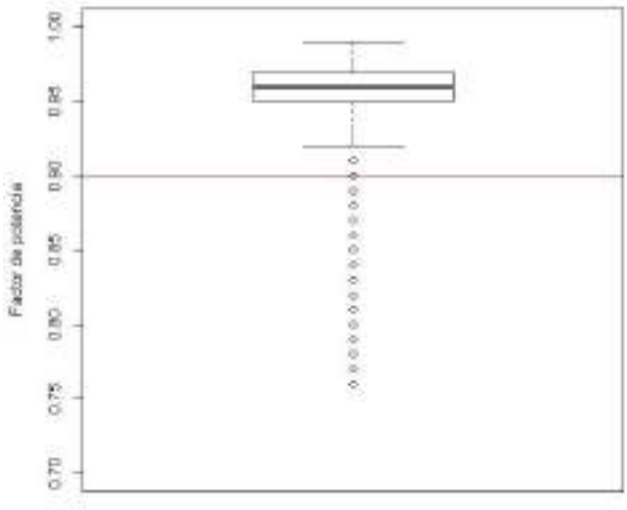


Figura 28. Gráfico de cajas para la muestra del FP

En la figura 29, se presenta un histograma de la muestra de FP promedio, el cual presenta una distribución sesgada negativamente, y que esta distribución no se puede caracterizar como una distribución normal.

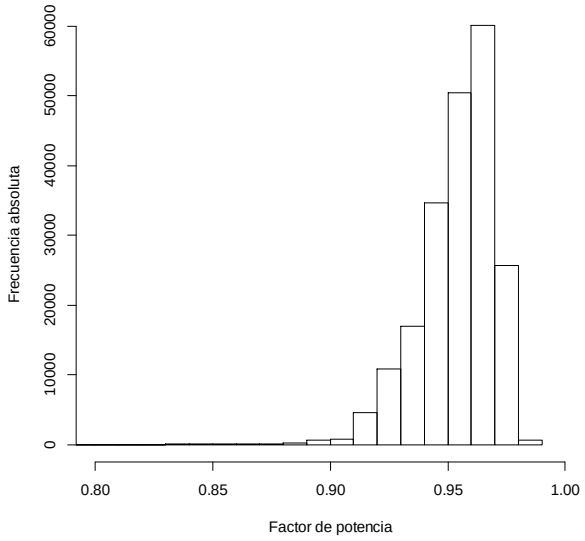


Figura 29. Histograma del FP promedio.

Para el presente analisis, se halló la función de distribución empirica de la muestra, la cual es representada mediante gráficas; en la figura 30, se aprecia la gráfica de la función con distribución emprírica de la muestra analizada en esta sección, de la cual se pudo inferir que el 99,30% de los datos cumplen con el criterio legal de un factor de potencia de 0,9 ademas de que existe una confianza de que el 95% de los datos se encuentra entre los valores 0,92 – 0,98.

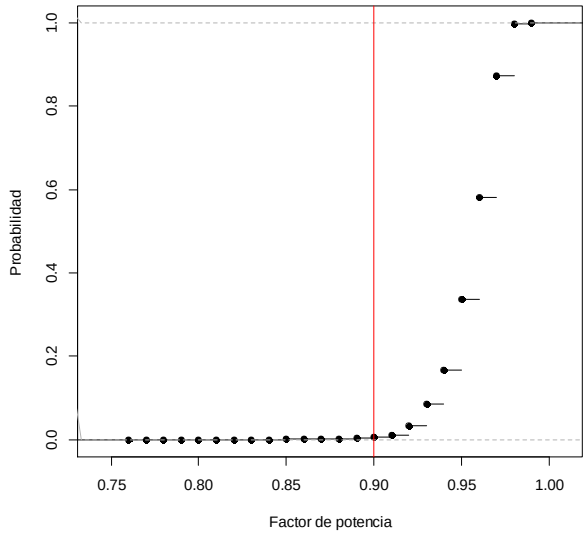


Figura 30. Gráfica de la funcion de distribución empírica para el FP promedio.

En la figura 31, se encuentra de manera más detallada por medio de diagramas de caja la distribución de las muestras de FP promedio para los diás de lunes a viernes.

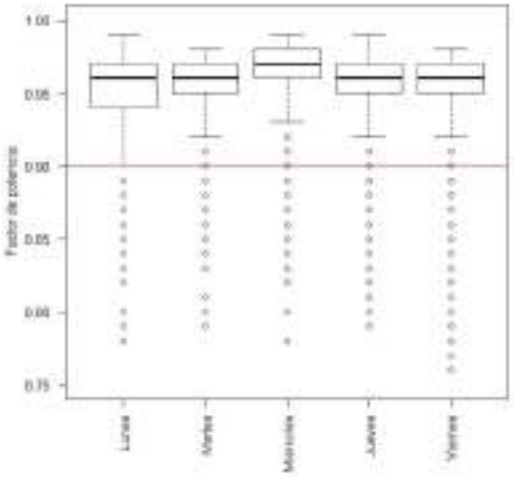


Figura 31. Diagramas de caja para el FP promedio diario.

4.2.1.1.2 Análisis del factor de potencia por fase. En la tabla 8 se encuentra un resumen de los estadísticos más relevantes para cada una de las muestras de factor de potencia correspondientes a cada una de las líneas de electricidad del sistema eléctrico del departamento de electricidad y electrónica.

Tabla 8.

Resumen estadístico de las muestras de factor de potencia, caso desconectado.

Estadístico	R	S	T
Valor Mínimo	0,4300	0,6100	0,6100
Primer cuartil	0,9100	0,9700	0,9700
Mediana	0,9400	0,9900	0,9800
Media	0,9337	0,9765	0,9766
Tercer cuartil	0,9700	0,9900	0,9900
Valor Máximo	1,0000	1,0000	1,0000

En la figura 32, se muestra la gráfica de los diagramas de caja de la muestra de FP de cada una de las líneas de electricidad.

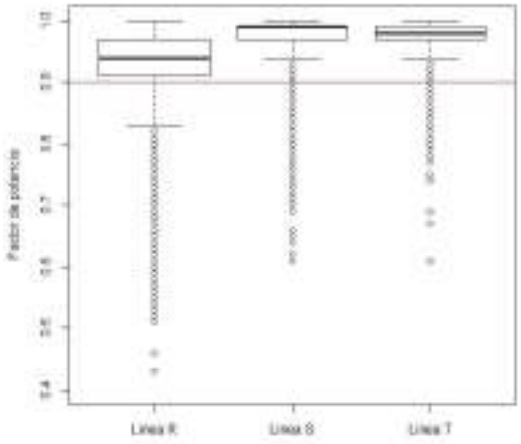


Figura 32. Diagramas de caja del FP para cada una de las líneas de electricidad.

En la figura 33, se encuentra un resumen en diagramas de caja de las muestras diarias de FP, para los cinco primeros días de la semana.

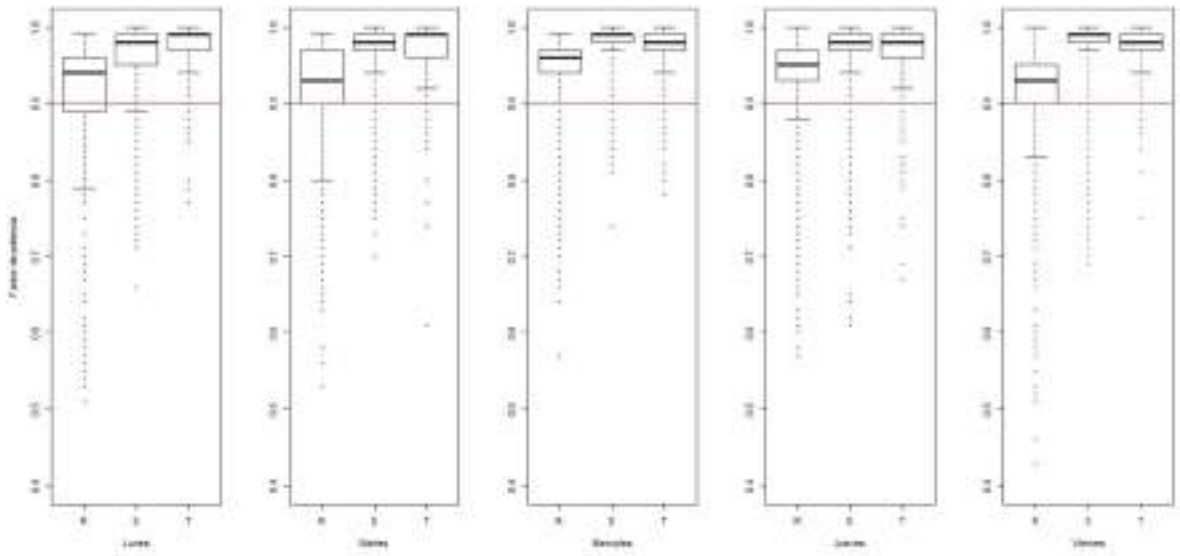


Figura 33. Gráfica de los FP para los cinco días de la semana.

En la figura 34, se presenta la gráfica de la función de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad. De esta gráfica se puede analizar que existe una probabilidad del

78,91% en la línea R, una probabilidad del 96,92% en la línea S y una probabilidad de 97,99% en la línea T, de que el valor del FP este por encima del valor de 0.9.

De los intervalos de confianza calculados, se extrae que para la muestra de FP existe una confianza del 95% de encontrar valores entre 0,82 – 0,99 para la línea R, 0,90 – 1,00 para la línea S y 0,91 – 1,00 para la línea T.

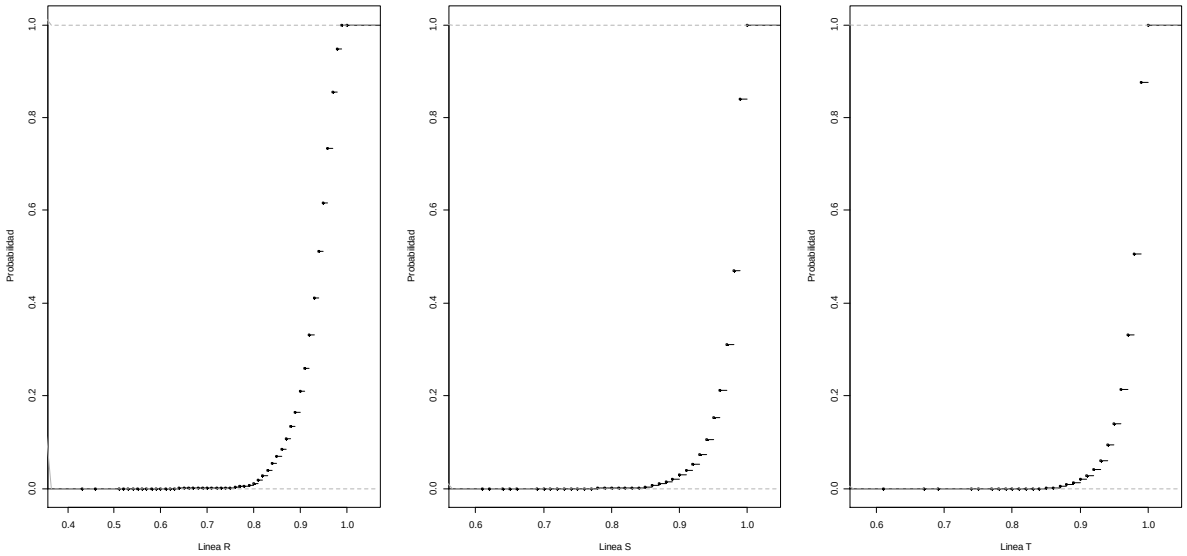


Figura 34. Gráfica de la función de distribución empírica del FP en cada línea eléctrica.

4.2.1.2 Análisis de la variación de frecuencia En la tabla 9, se aprecian los estadísticos de la muestra de la variación de frecuencia para cuando el sistema se encuentra desconectado, de esta tabla se observa que el valor mínimo de la muestra es de 59,9 Hz, valor superior al límite legal inferior de la variación de frecuencia el cual es de 59,8 Hz, también que el valor máximo es de 60,2 Hz el cual es el valor límite legal para la variación de frecuencia en la red eléctrica.

Tabla 9.

Valores de los estadísticos de la muestra de frecuencia para el SSFV desconectado

Estadístico	Frecuencia (Hz)
Mínimo	59,90
Primer cuartil	60,00
Mediana	60,00
Media	60,01
Tercer cuartil	60,00
Máximo	60,20

En la figura 35, se presenta un diagrama de caja para la muestra de la frecuencia cuando el SSFV está desconectado, de ella se pudo inferir que todos los valores de frecuencia se centran en el valor nominal de 60 Hz, excepto por algunos datos atípicos, los cuales son muy pocos.

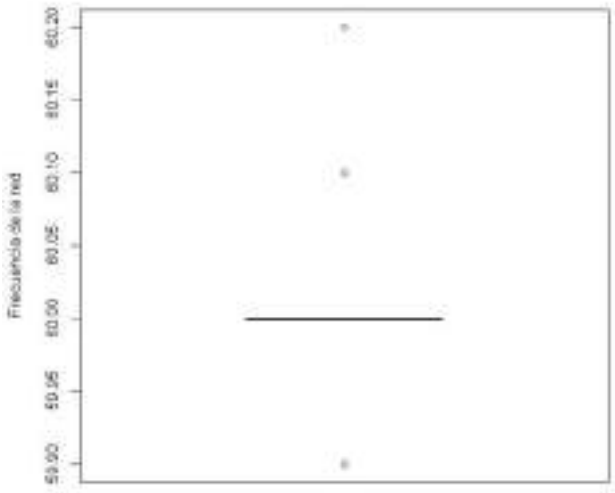


Figura 35. Diagrama de caja para la muestra de frecuencia.

De la muestra de frecuencia, se realizó una función de distribución empírica, la cual es mostrada en la figura 36. Realizando un intervalo de confianza de la muestra para el caso desconectado se encontró que existe una confianza del 95% de que los datos se distribuyen entre los valores 60,0Hz – 60,1 Hz.

También se tiene que el 100% de los datos sobrepasan el límite inferior para variaciones de frecuencias de 59,8 Hz.

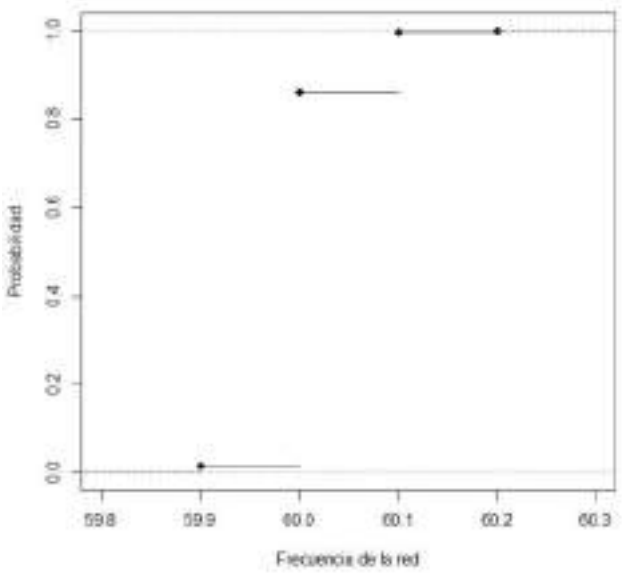


Figura 36. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra de frecuencia.

En la figura 37, se aprecia un histograma de la muestra de frecuencia, el cual indica que los datos no siguen ninguna distribución teórica conocida.

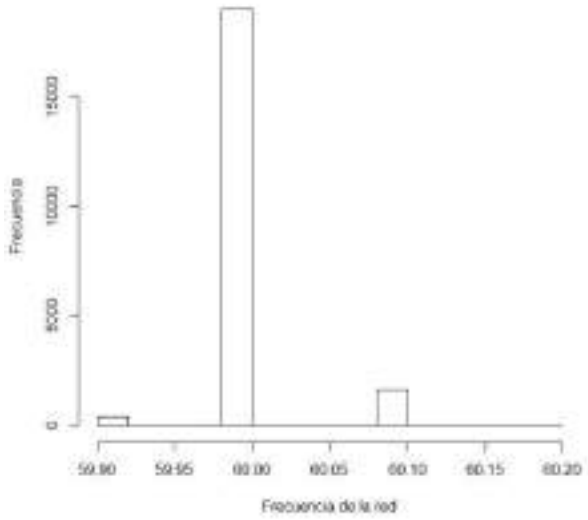


Figura 37. Histograma de la muestra de frecuencia SSFV desconectado.

En la figura 38 se aprecian muestras de frecuencia para los cinco primeros días de la semana, de esta figura se observa que en todos los días analizados, se presenta el mismo fenómeno de que los datos están agrupados hacia el valor de 60 Hz.

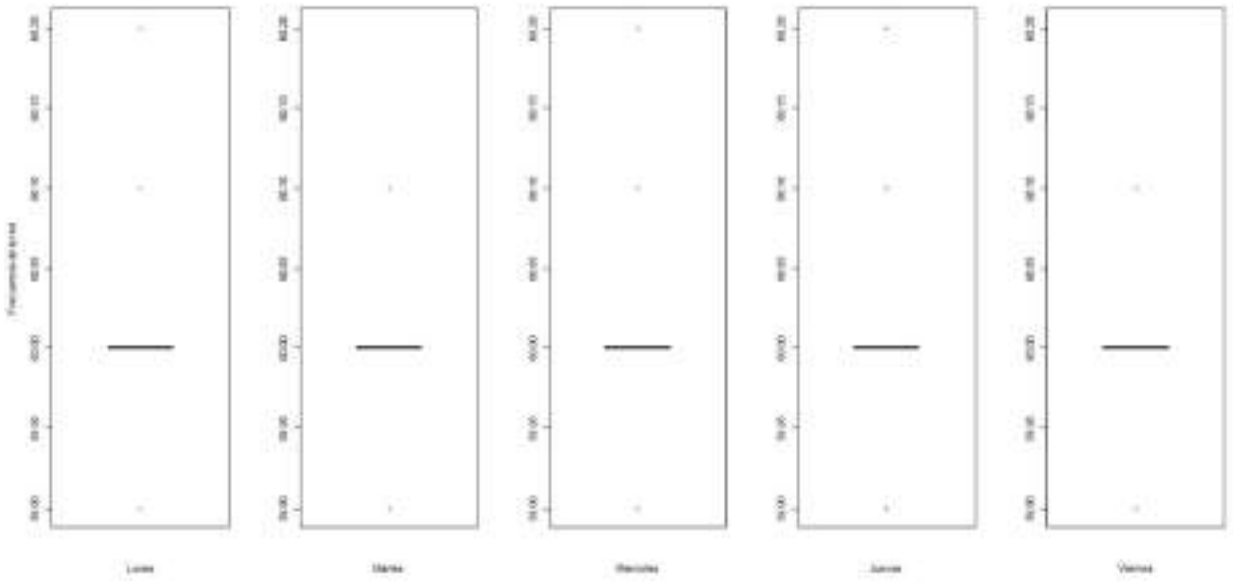


Figura 38. Muestras de frecuencia para los cinco primeros días de la semana.

4.2.1.3 Análisis de la variación del voltaje En la tabla 10, se encuentra un resumen estadístico de las muestras de variación de voltaje en cada una de las líneas de electricidad R, S y T, para cuando el SSFV se encuentra desconectado del sistema.

Tabla 10.

Resumen estadístico de la muestra de voltaje para SSFV desconectado

Estadístico	Línea R Voltaje (V)	Línea S Voltaje (V)	Línea T Voltaje (V)
Mínimo	121,3	120,2	118,4
Primer cuartil	126,3	126,1	125,6
Mediana	127,3	127,0	126,5
Media	127,4	127,0	126,7
Tercer cuartil	128,5	128,1	128,0
Máximo	131,2	130,8	131,2

En la figura 39 se presentan los diagramas de caja de las muestras de voltaje para cada una de las líneas de electricidad del departamento de electricidad y electrónica.

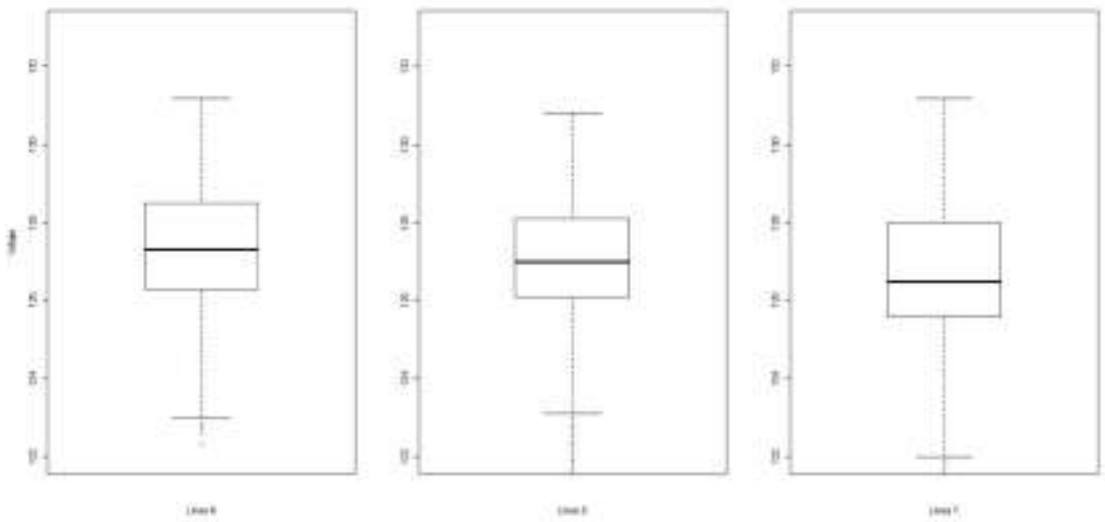


Figura 39. Diagramas de caja para el voltaje de cada una de las fases en SSFV desconectado.

En la figura 40 se aprecian los histogramas de cada una de las muestras de voltaje de cada fase para el caso desconectado, estos se caracterizan por presentar una distribución unimodal, negativamente sesgada, por lo que se infiere que no tienen una distribución normal

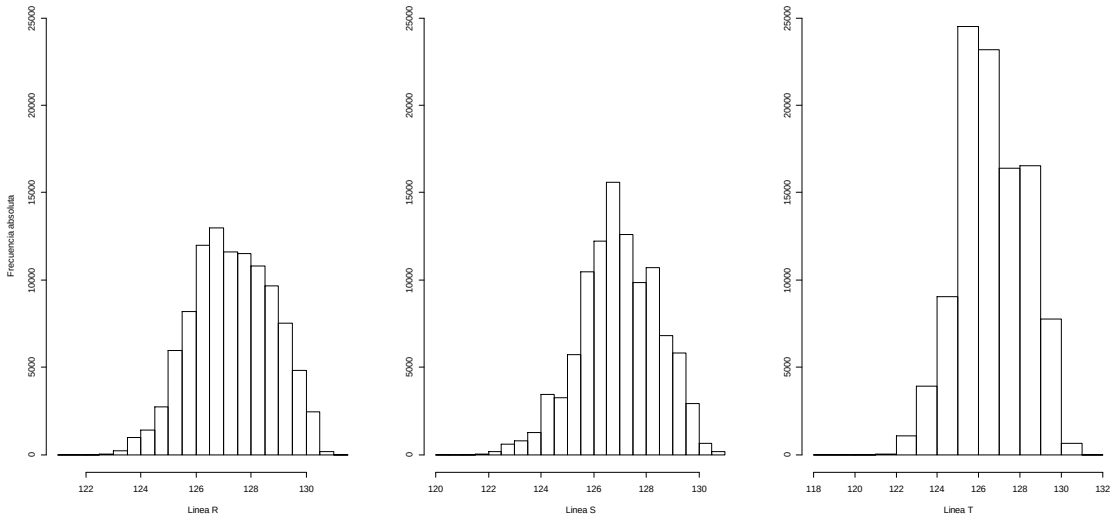


Figura 40. Histogramas de voltaje para cada una de las fases con el SSFV desconectado

En la figura 41 se presenta la función de distribución empírica de las muestras de voltaje de cada una de las líneas de electricidad para cuando el sistema se encuentra desconectado; por medio de estas se observa que la probabilidad en todas las líneas de encontrar un valor por encima del 10% del nivel nominal de 127 V (es decir 139,7 V) es 0% e igualmente que la probabilidad de encontrar un valor por debajo del 10% del valor nominal (es decir 114,3 V) es de 0%, esto para cada una de las líneas de electricidad.

En esta figura también se aprecia que existe una confianza del 95% de que los valores de voltaje se encuentren entre 124,5 V y 130,1 V para la línea R, entre 124,0 V y 129,7 V para la línea S y 123,4 V y 129,7 V para la línea T.

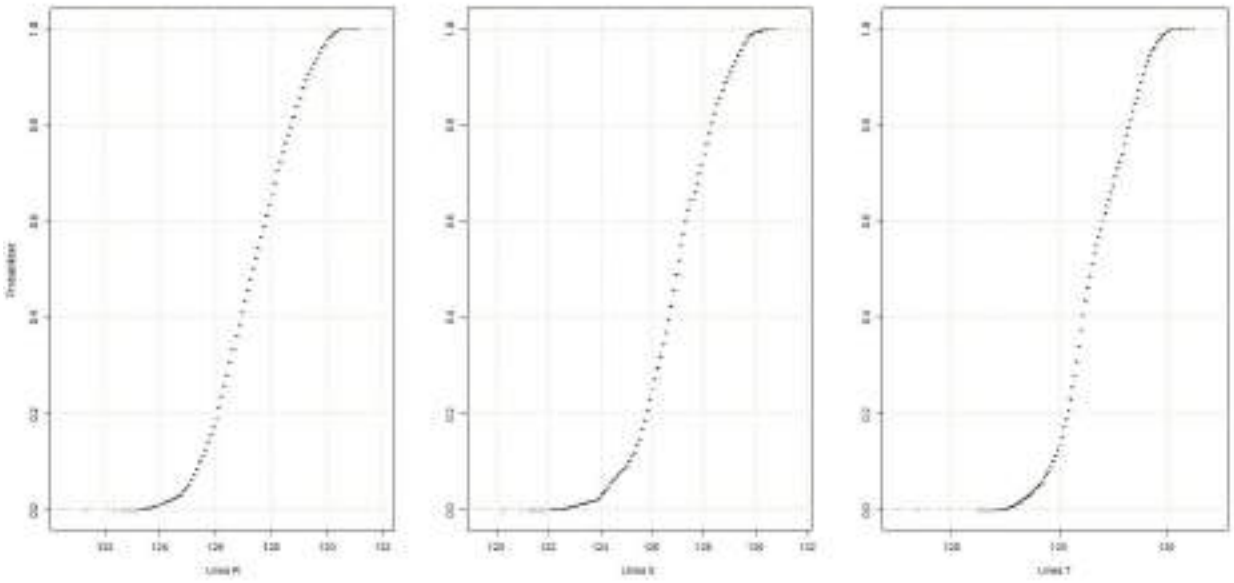


Figura 41. Gráficas de la función de distribución empírica del voltaje en SSFV desconectado.

En la figura 42 se encuentran diagramas de caja para las muestras de voltaje de los primeros cinco días de la semana.

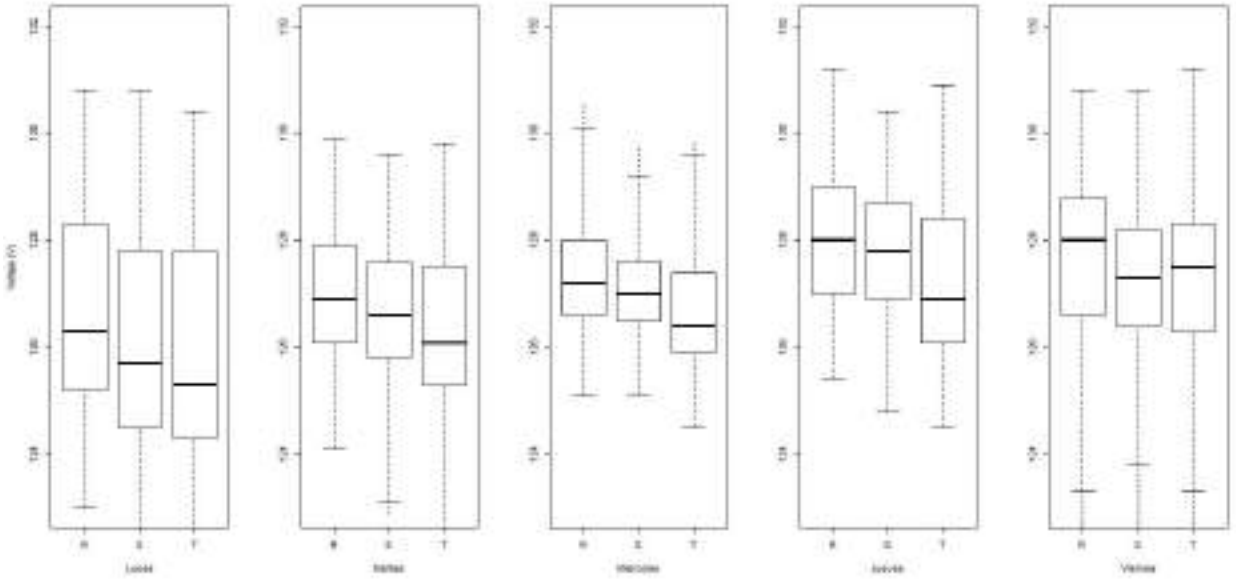


Figura 42. Diagramas de caja para muestras de voltaje diario en SSFV desconectado.

4.2.1.4 Análisis de la distorsión armónica de corriente THDi. El dispositivo de medición Fluke 43, permite leer la cantidad de distorsión armónica de corriente, de voltaje y por componentes, pero solo una función a la vez y en una sola línea. Por lo tanto, se eligió analizar la distorsión total armónica de corriente (la cual bajo análisis experimentales se determinó que es la que tiene mayor variación), bajo intervalos de tiempo de cinco minutos para cada línea. Además de esto, el Fluke 43 entrega un resumen de tres valores correspondientes al valor mínimo, la media y el valor máximo de los datos analizados durante los cinco minutos. A continuación, se presentan los análisis de Distorsión total armónica en corriente (THDi[15]) para el SSFV conectado a la red.

En la tabla 11 se presenta un resumen estadístico de la muestra de THDi con los valores más significativos de la muestra de valores de THDi para el SSFV desconectado de la red.

[15] Distorsión total armónica de corriente

Tabla 11.

Resumen estadístico de la muestra de THDi para el SSFV desconectado.

Estadístico	Línea R	Línea S	Línea T
Mínimo	3,000	3.100	3.200
Primer cuartil	6,850	5.250	4.875
Mediana	8,400	6.850	6.400
Media	8,912	7.337	6.457
Tercer cuartil	10,020	8.925	7.825
Máximo	27,100	18.600	11.500

En la figura 43, se observa un diagrama de cajas para la muestra de THDi de cada línea de electricidad con el SSFV desconectado.

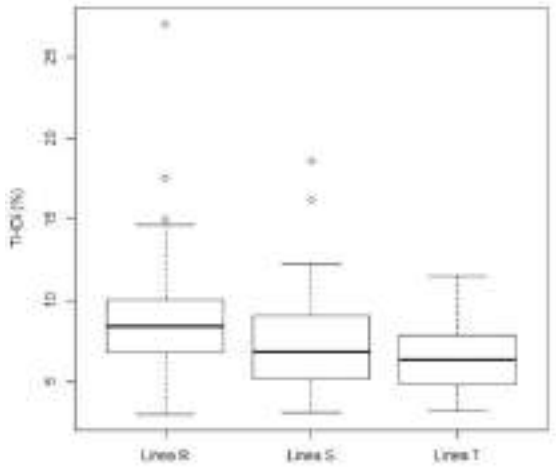


Figura 43. Diagramas de caja para la muestra de THDi con SSFV desconectado.

En la figura 44, se muestra un histograma de la distorsión total armónica de corriente para cada una de las líneas de electricidad para el SSFV desconectado:

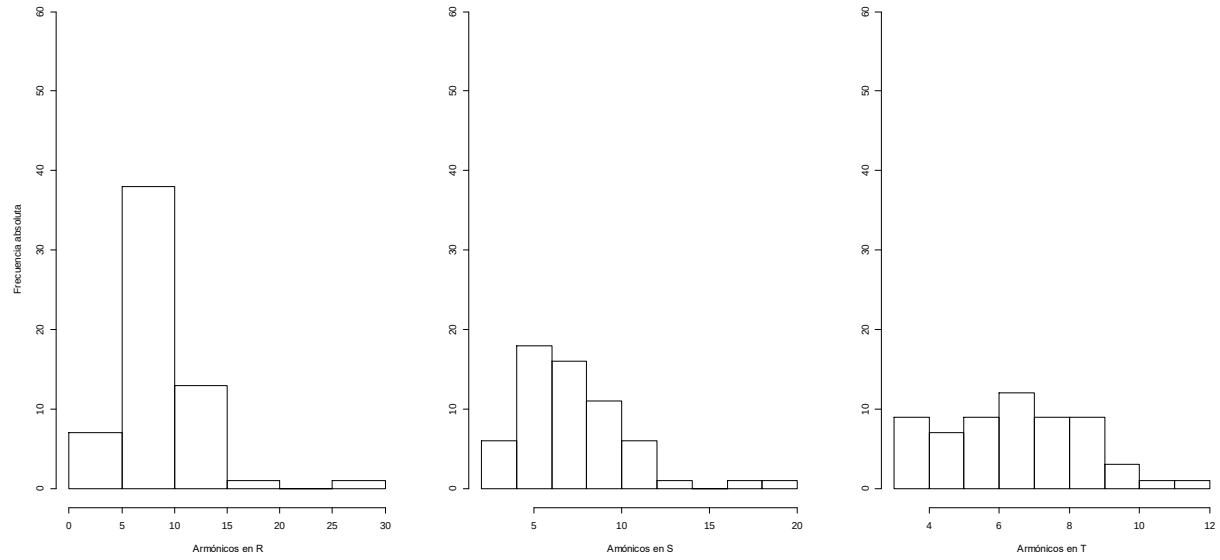


Figura 44. Histogramas de las muestras de THDi en SSFV desconectado.

Para el presente análisis se genera la función de distribución empírica para las muestras de THDi cuando el SSFV está desconectado. En la figura 45 se presentan tres figuras correspondientes a la función de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad.

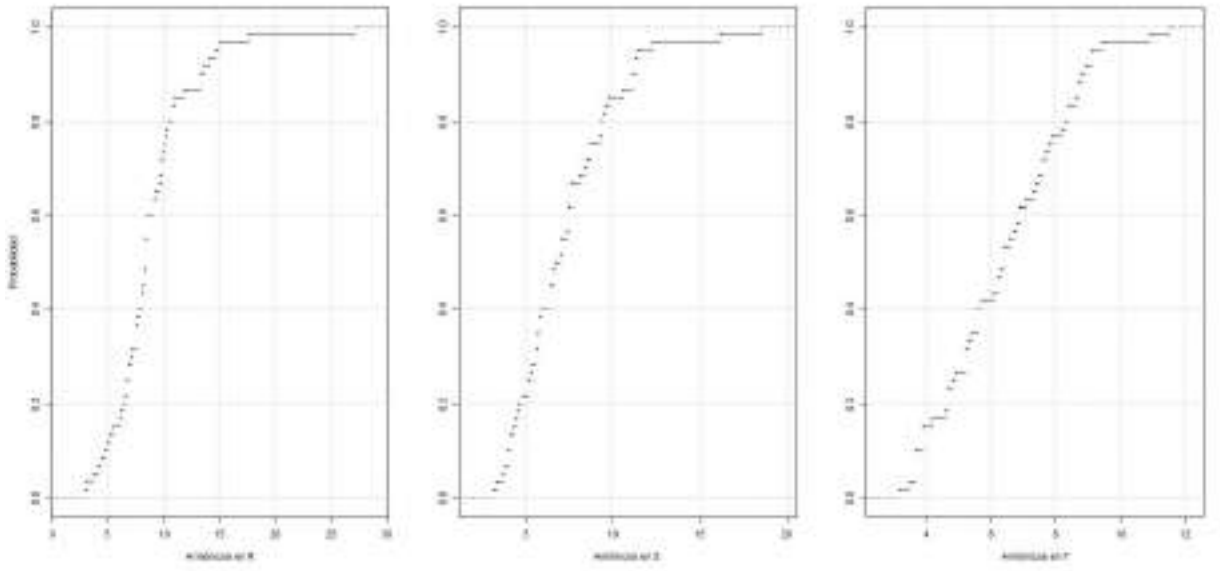


Figura 45. Gráficas de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad.

Analizando las muestras de THDi para cada una de las líneas se encontró un intervalo de confianza de 95%, de que los datos se encuentren entre los valores 3,385 %-16,365 % para la línea R, 3.490%-14.347% para la línea S y 3.595%-10.187% para la línea T.

En la figura 46 se aprecian diferentes diagramas de cajas para cada una de las líneas de electricidad en cada uno de los días de la semana en que fueron tomados los datos cuando el SSFV estaba desconectado.

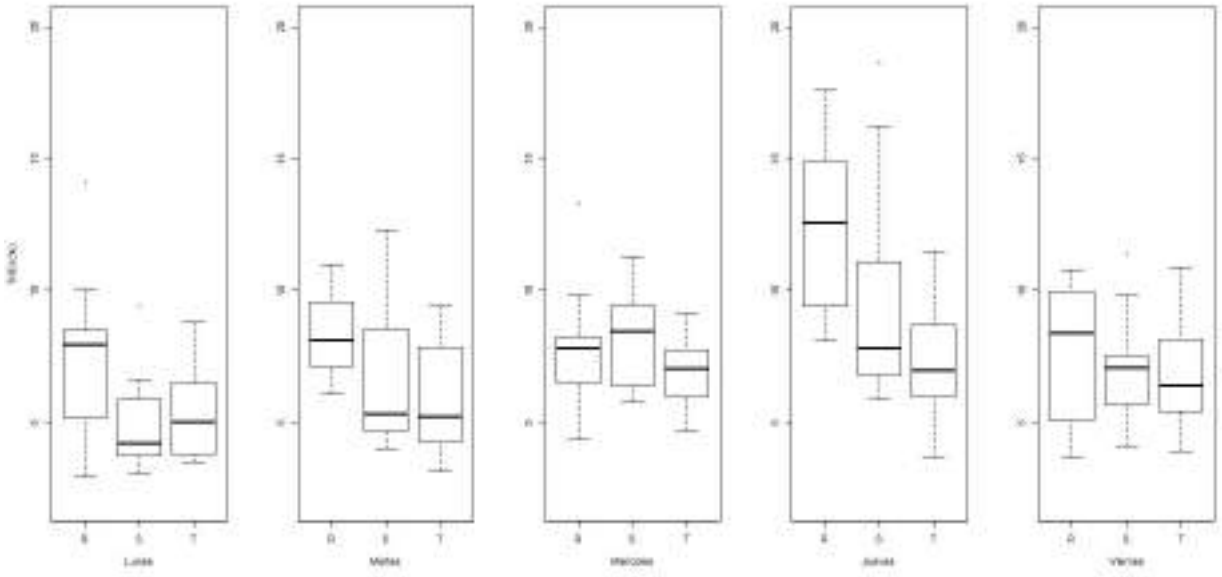


Figura 46. Diagramas de caja para las muestras de THDi en SSFV desconectado.

Como se había dicho anteriormente, el dispositivo de medición Fluke 43 registra valores mínimos, valores promedio y valores máximos de THD de corriente en un intervalo de tiempo dado, en la figura 47, se ven diagramas de caja correspondientes a los valores máximos y a los valores mínimos.

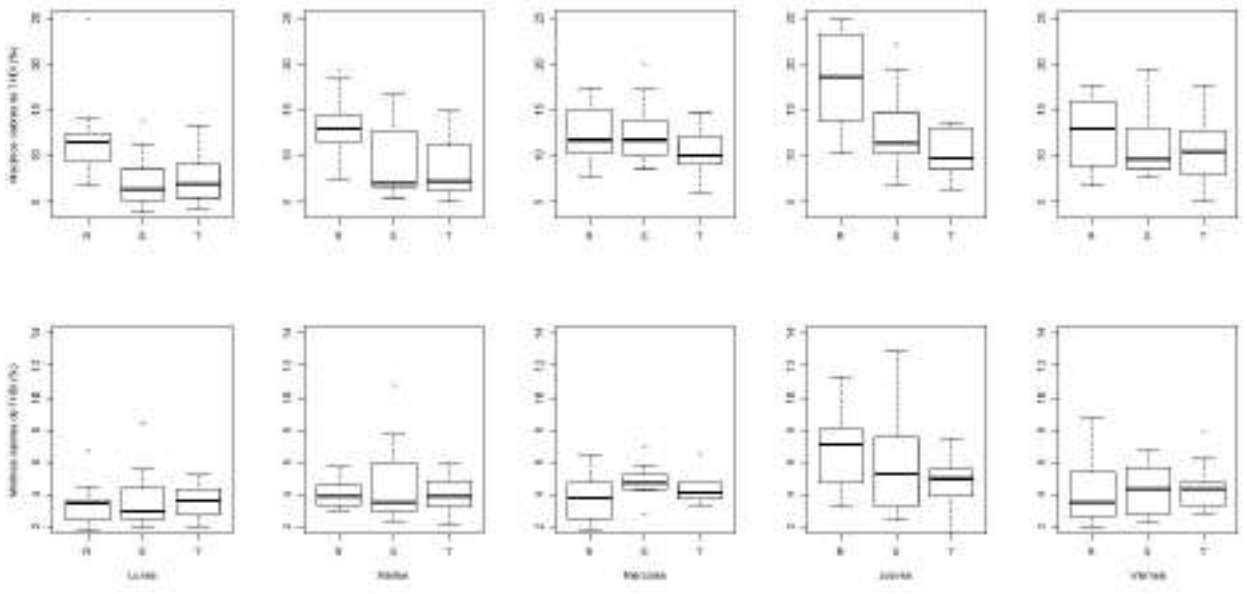


Figura 47. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de los días analizados.

4.2.2 Análisis y Medición de parámetros eléctricos de la red con la conexión del SSFV.

4.2.2.1 Análisis del factor de potencia

4.2.2.1.1 Análisis del factor de potencia promedio. En la tabla 12, se encuentra un resumen estadístico con los datos más relevantes de la muestra del FP promedio, y en la figura 48, se presenta un diagrama de cajas perteneciente a la muestra analizada del FP promedio.

Tabla 12.

Resumen estadístico de la muestra del FP.

Estadístico	Valor
Valor Mínimo	0,7500
Primer cuartil	0,9500
Mediana	0,9600
Media	0,9531
Tercer cuartil	0,9600
Valor Máximo	0,9800

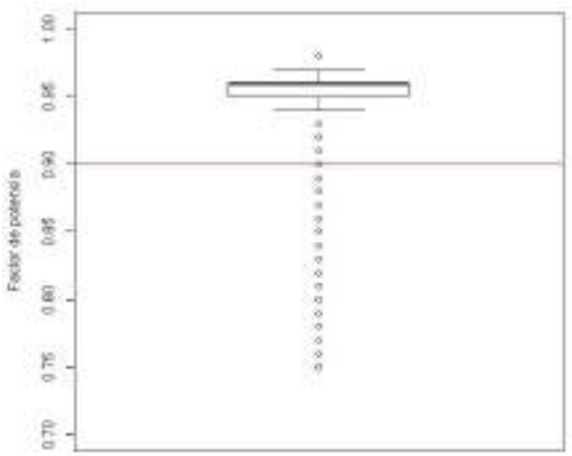


Figura 48. Diagrama de cajas para la muestra del FP

Seguidamente se aprecia la figura 49, la cual muestra un histograma de la muestra del FP promedio. La cual indica que los datos se encuentran sesgados negativamente.

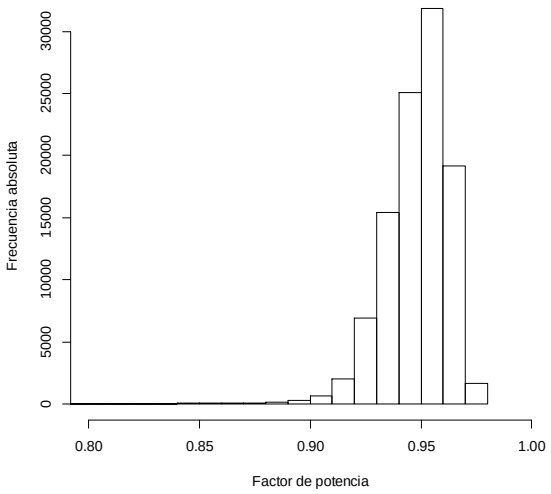


Figura 49. Gráfica del histograma del FP promedio.

En la figura 50, se presenta la gráfica de la función de distribución emprírica de la muestra, de la cual se infiere que el 88,57% de los datos cumplen con el criterio legal de un FP superior a 0,9, ademas de que existe una confianza del 95% de que el FP, se encuentra entre los valores (0,92 – 0,97).

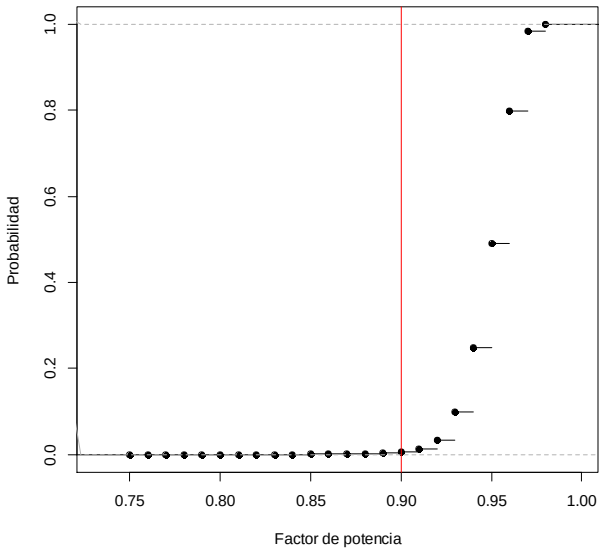


Figura 50. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra del FP promedio.

En la figura 51, se aprecia, de manera más detallada los diagramas de caja del FP promedio para cada uno de los días de la semana.

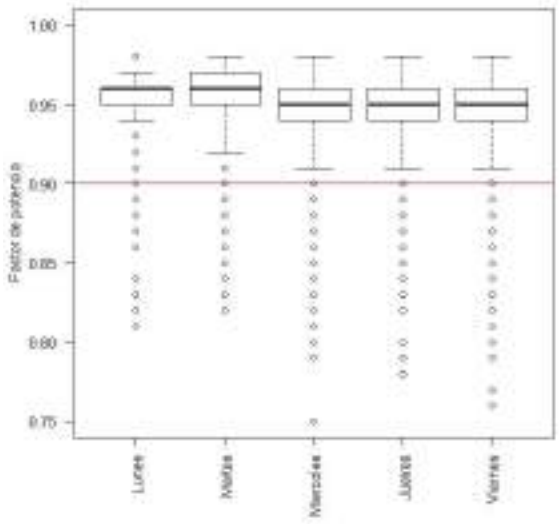


Figura 51. Diagramas de caja para el FP promedio diario con el SSFV conectado.

De la figura 51, se observa que el día en el cual se presenta el mayor factor de potencia es el día martes, concordando con el día en el que se maneja mayor carga. También se observa que

existen algunos datos atípicos de los cuales se dice que son valores que se presentan de manera muy inusual y que pueden deberse a conexión de cargas de alto consumo.

4.2.2.1.2 Análisis del factor de potencia por fase. En la tabla 13, se encuentra un resumen estadístico con los valores más significativos de las muestras de FP de cada una de las líneas de electricidad del sistema eléctrico del departamento de Electricidad y Electrónica. En esta se aprecia que existen valores máximos de 1, los cuales pueden ser interpretados como valores muy cercanos a la unidad y el dispositivo los aproxima a uno.

Tabla 13.

Valores de los estadísticos de la muestra de FP para cada una de las líneas.

Estadístico	Línea R	Línea S	Línea T
Valor Mínimo	0,4000	0,6200	0,5900
Primer cuartil	0,9000	0,9700	0,9700
Mediana	0,9300	0,9800	0,9800
Media	0,9194	0,9742	0,9755
Tercer cuartil	0,9500	0,9900	0,9900
Valor Máximo	1,0000	1,0000	1,0000

En la figura 52, se presentan tres diagramas de caja que resumen las muestras de FP, correspondientes a cada una de las líneas de electricidad. En esta también se observa que también existen algunos datos atípicos que pueden deberse a la conexión de cargas de alto consumo.

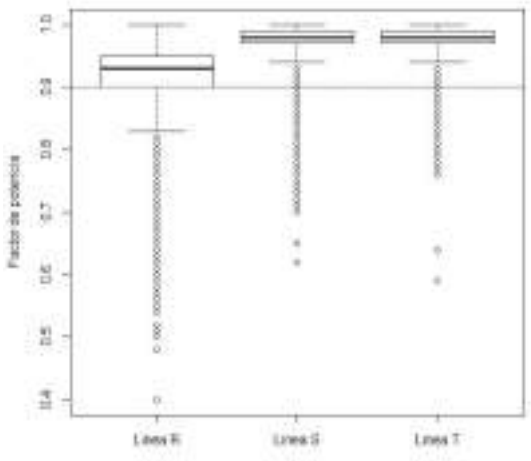


Figura 52. Diagramas de caja para cada una de las muestras del FP en las líneas eléctricas.

En la figura 53 se presenta una gráfica del diagrama de caja del FP registrado para cada una de las líneas R, S y T, en los cinco primeros días de la semana.

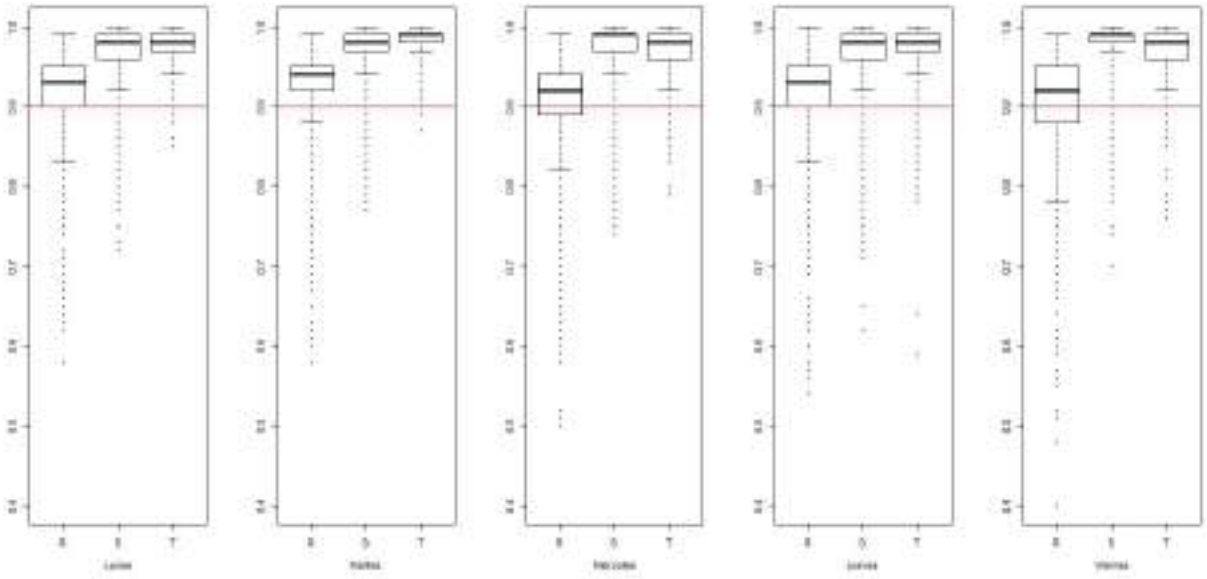


Figura 53. Diagramas de caja del FP de las líneas eléctricas para algunos días de la semana.

En la figura 54 se observa la gráfica de la función de distribución empírica para cada una de las líneas, de la cual se infiere que existe una probabilidad del 69,32% en la línea R, una probabilidad del 97,52% en la línea S y una probabilidad de 97,62% en la línea T, de que el factor de potencia tenga un valor mayor o igual a 0,9.

También de la figura 54 se extrae que para la muestra de FP existe una confianza del 95% de encontrar el valores entre (0,82 – 0,99) para la línea R, (0,9 – 1,00) para la línea S y (0,91 – 1,00) para la línea T.

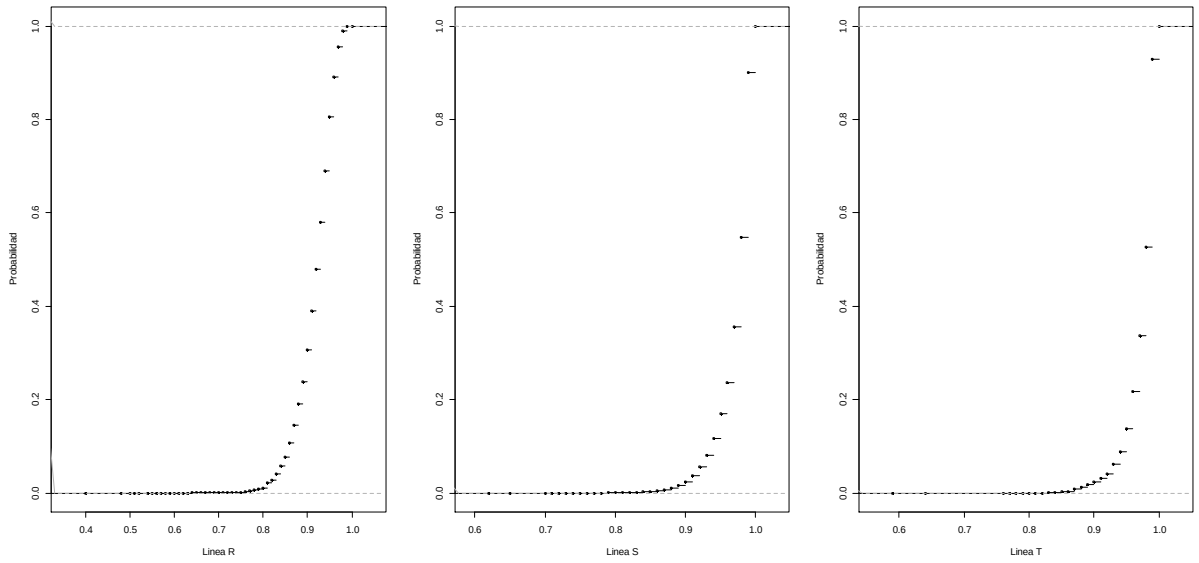


Figura 54. Gráfica de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad.

4.2.2.2 Análisis para la variación de frecuencia. En la tabla 14, se aprecian los estadísticos de la muestra de frecuencia para cuando el SSFV se encuentra conectado a la red; de esta tabla se puede decir que presenta los mismos valores que la tabla 9, por lo cual se infiere que no sobrepasa el límite inferior de 59,8 Hz, ni el límite superior de 60,2 Hz para la variación de frecuencia legal en sistemas eléctricos.

Tabla 14.

Variación de frecuencia en la red sin conexión del SSFV.

Estadístico	Frecuencia (Hz)
Mínimo	59,90
Primer cuartil	60,00
Mediana	60,00
Media	60,01
Tercer cuartil	60,00
Máximo	60,20

En la figura 55, se aprecia un diagrama de caja para para la muestra de frecuencia, se evidencia que es idéntico al diagrama de caja de la figura 35, en el cual los datos se agrupan en el valor nominal de 60Hz.

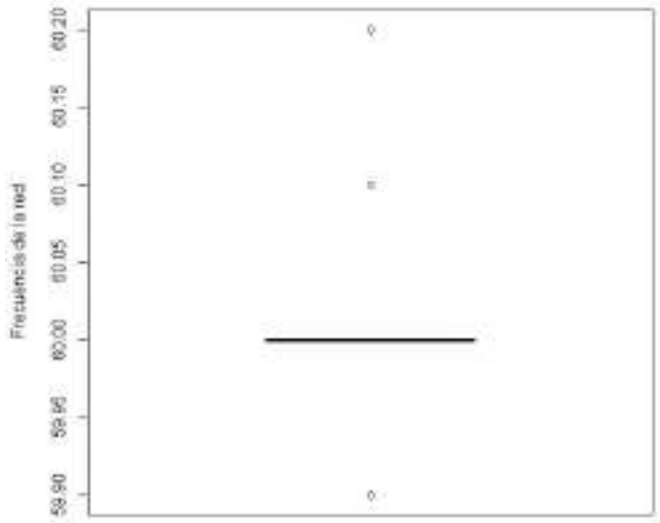


Figura 55. Diagrama de caja la muestra de frecuencia en el SSFV conectado

Realizando un intervalo de confianza de la muestra de frecuencia para el caso desconectado se encontró que al igual que en el caso conectado existe una confianza del 95% de que los datos se distribuyen entre los valores 60,0 – 60,1 Hz.

También al igual que en el caso conectado se tiene que el 100% de los datos sobrepasan el límite de 59,8 Hz. La función de distribución empírica se presenta en la figura 56.

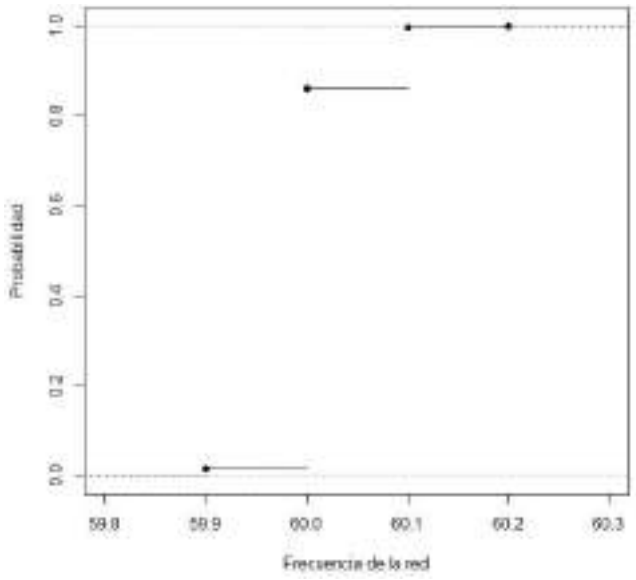


Figura 56. Gráfica de la función de distribución empírica de la muestra de frecuencia.

En la figura 57, se aprecia un histograma de la muestra de frecuencia, para el cual se puede decir que al igual que en la figura 37, no presenta ninguna distribución teórica conocida.

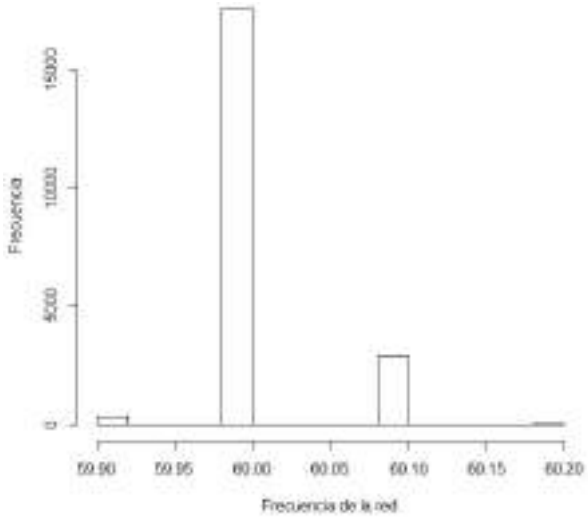


Figura 57. Histograma de la muestra de frecuencia.

En la figura 58, se observan algunos diagramas de caja de la muestra de frecuencia para los cinco primeros días de la semana, de esta gráfica se puede decir que solo tiene algunos puntos atipicos más para los días martes y viernes que la figura 38.

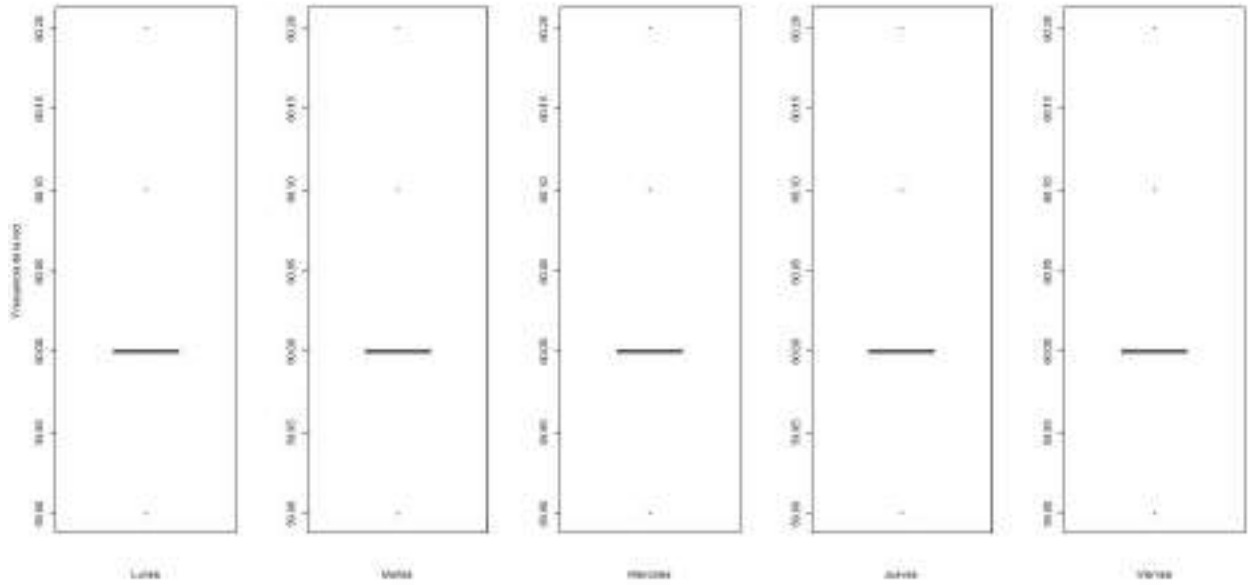


Figura 58. Diagramas de caja de la frecuencia para los cinco primeros días de la semana.

4.2.2.3 Análisis de la variación del voltaje. En la tabla 15, se encuentra un resumen estadístico de las muestras de variación de voltaje en cada una de las líneas de electricidad R, S y T, para cuando el SSFV se encuentra conectado al sistema.

Tabla 15.

Resumen estadístico de la muestra de voltaje para SSFV conectado.

Estadístico	Línea R Voltaje (V)	Línea S Voltaje (V)	Línea T Voltaje (V)
Mínimo	123,3	122,2	122,2
Primer cuartil	126,6	126,1	126,1
Mediana	127,6	127,0	127,1
Media	127,7	127,2	127,4
Tercer cuartil	128,7	128,2	128,5
Máximo	132,3	131,9	132,4

En la figura 59 se aprecian los diagramas de caja de las muestras de voltaje para cada una de las líneas de electricidad del departamento.

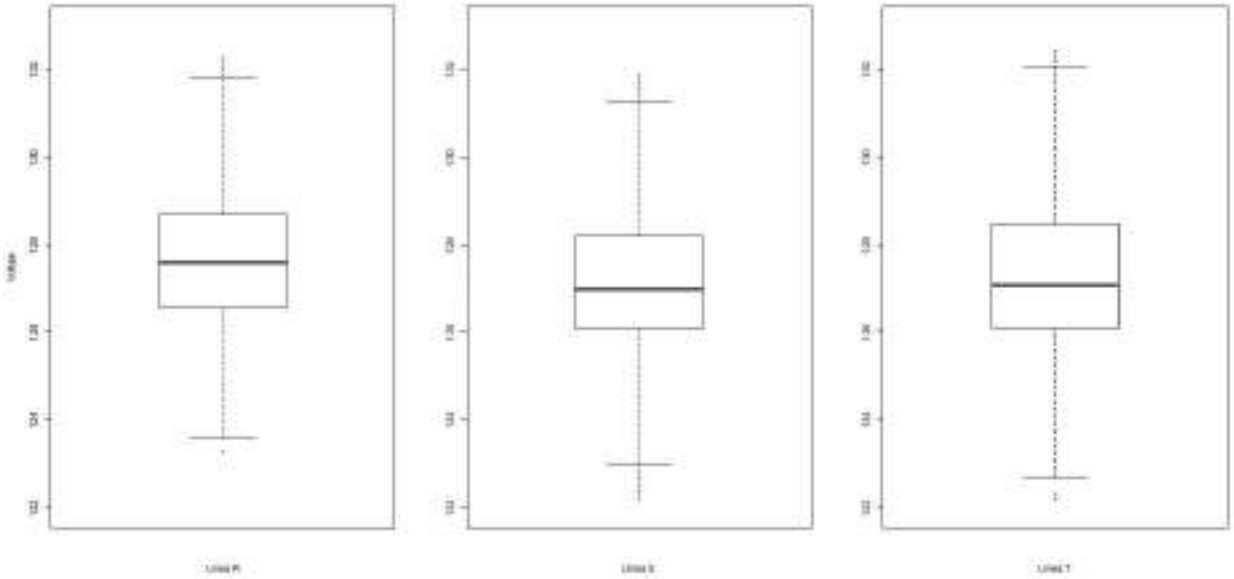


Figura 59. Diagramas de caja para el voltaje de cada una de las fases en SSFV conectado.

En la figura 60 se presentan los histogramas de cada una de las muestras de voltaje de cada fase para el caso conectado, en la cual se aprecia que estos se caracterizan por presentar una distribución unimodal, negativamente sesgada, por lo que se infiere que no tienen una distribución normal.

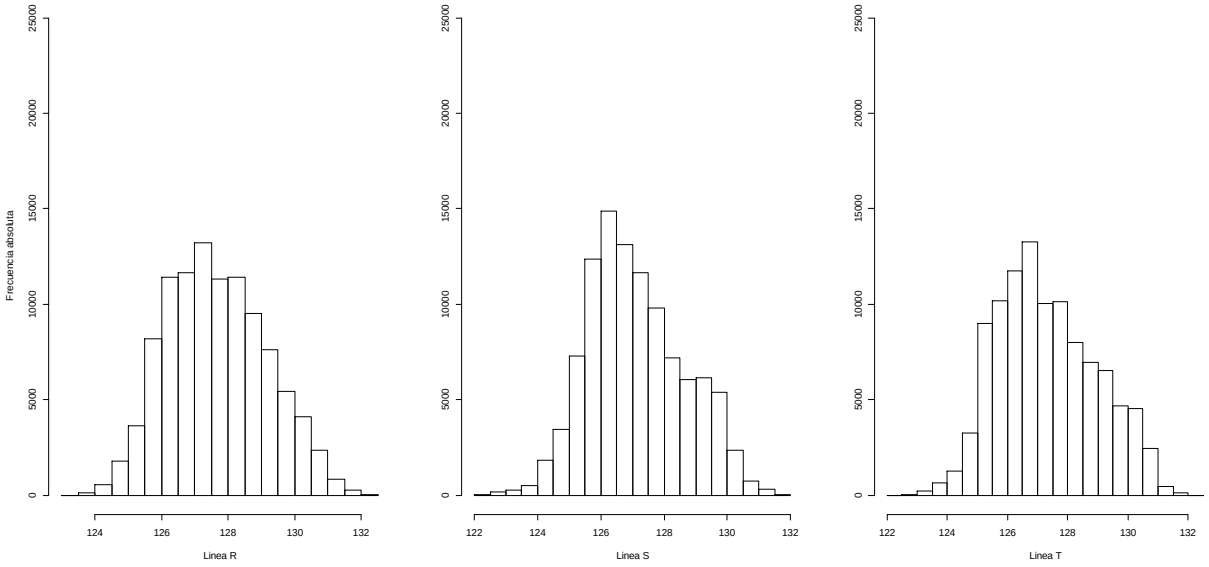


Figura 60. Histogramas del voltaje para cada una de las fases con el SSFV conectado

En la figura 61 se presenta la función de distribución empírica de cada una de las líneas de electricidad para el SSFV conectado, por medio de estas se observa que la probabilidad en todas las líneas de encontrar un valor por encima del 10% del nivel nominal de 127 V (es decir 139,7 V) es 0% e igualmente que la probabilidad de encontrar un valor por debajo del 10% del valor nominal (es decir 114,3 V) es de 0%, esto para cada una de las líneas de electricidad.

En esta figura también se aprecia que existe una confianza del 95% de que los valores de voltaje se encuentren entre 125,1 V – 130,7 V para la línea R, entre 124,5 V – 130,2 V para la línea S y 124,7 V – 130,6 V para la línea T.

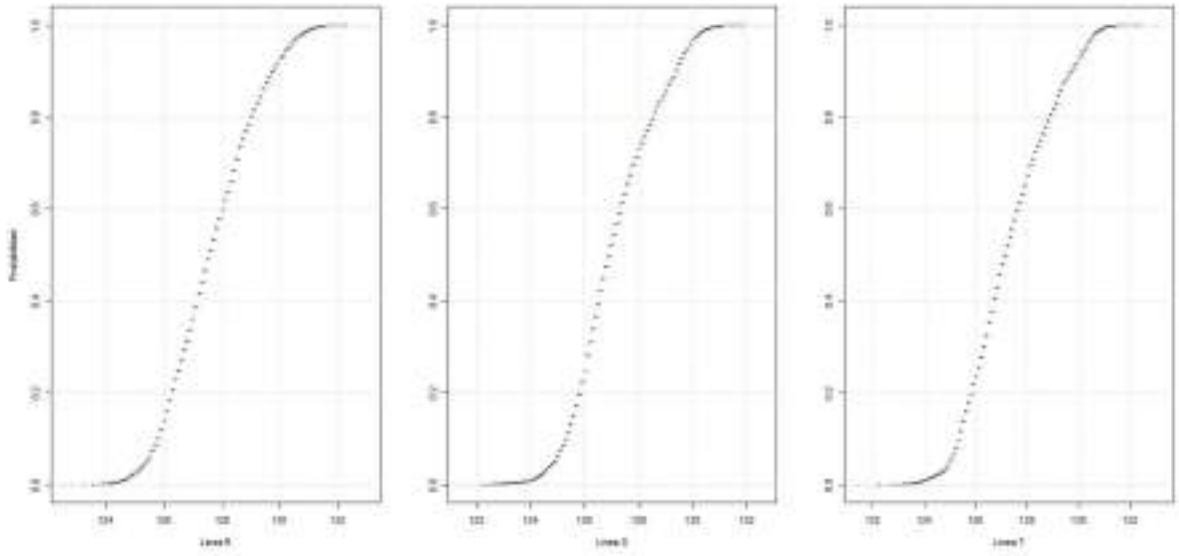


Figura 61. Gráficas de la función de distribución empírica de voltaje en SSFV conectado

En la figura 62 se encuentran diagramas de caja para las muestras de voltaje de los primeros cinco días de la semana cuando el SSFV está conectado.

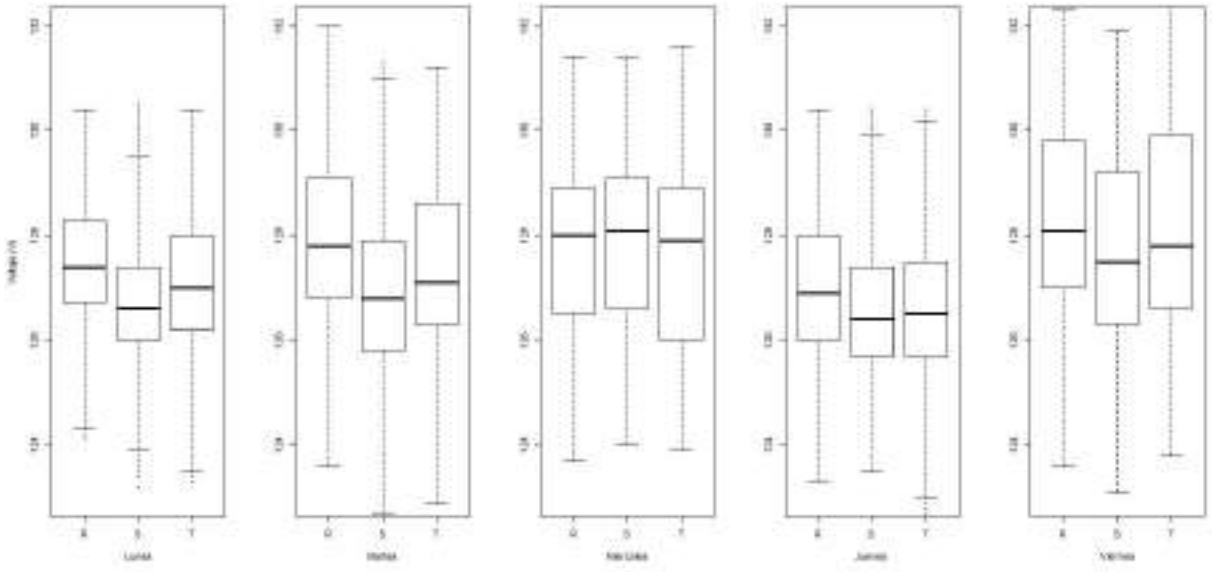


Figura 62. Diagramas de caja para muestras de voltaje diario en SSFV conectado.

4.2.2.4 Análisis de la distorsión armónica de corriente THDi. El análisis para el sistema conectado se divide en el análisis para el barraje y el análisis para el sistema solar fotovoltaico,

en primer lugar, se realizará el análisis para el barraje de la misma forma en que se realizó el análisis para el SSFV desconectado.

4.2.2.4.1 Análisis del THDi en el barraje cuando el SSFV está conectado. En la tabla 16 se presenta un resumen estadístico de la muestra de THDi con los valores más significativos de la muestra de valores de THDi para el SSFV conectado de la red.

Tabla 16.

Resumen estadístico de la muestra de THDi para el SSFV conectado.

Estadístico	Línea R THDi (%)	Línea S THDi (%)	Línea T THDi (%)
Mínimo	3,400	2.900	3.000
Primer cuartil	5,600	5.675	5.100
Mediana	7,450	6.850	6.150
Media	7,422	7.437	6.992
Tercer cuartil	8,725	8.525	8.800
Máximo	13,100	18.700	15.100

En la figura 63, se observa un diagrama de cajas para la muestra de THDi de cada línea de electricidad con el SSFV conectado.

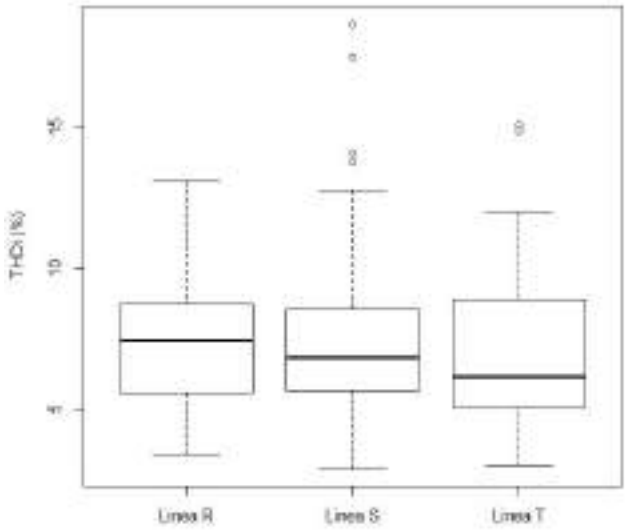


Figura 63. Diagramas de caja para la muestra de THDi con SSFV desconectado.

En la figura 64, se muestra un histograma de la distorsión total armónica de corriente para cada una de las líneas de electricidad para el SSFV conectado:

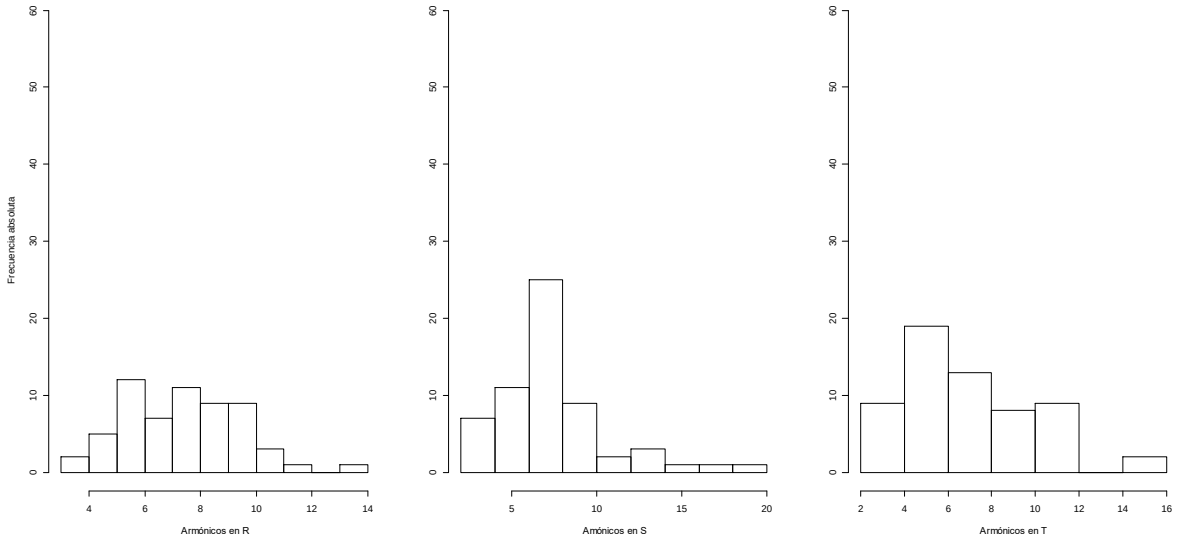


Figura 64. Histogramas de las muestras de THDi en SSFV conectado.

En la figura 65 se presentan tres figuras correspondientes a la función de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad.

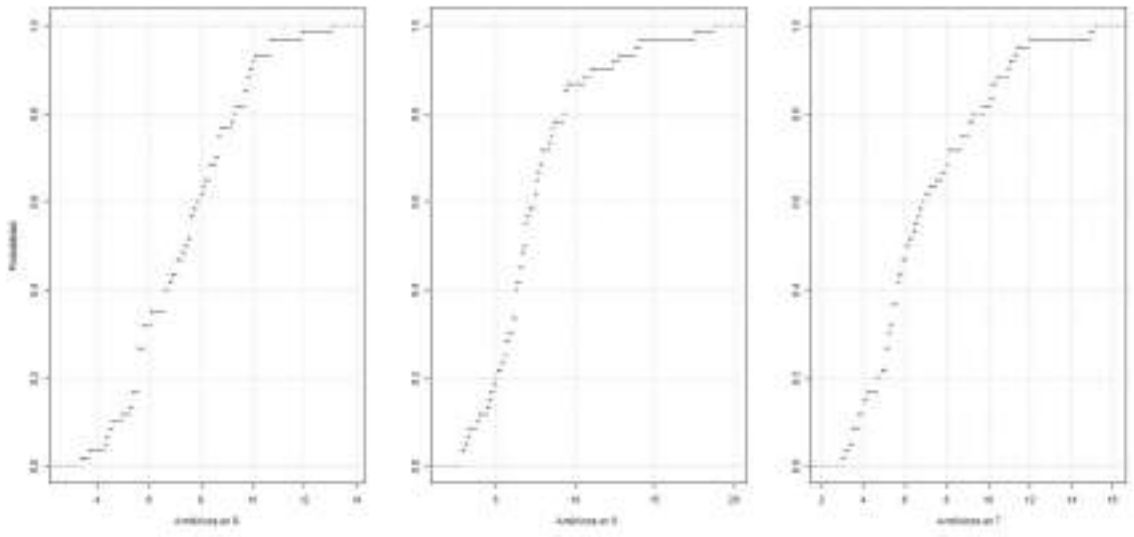


Figura 65. Gráficas de la función de distribución empírica para las líneas de electricidad.

Analizando las muestras de cada una de las líneas se encontró un intervalo de confianza de 95% de los datos, los cuales son 3,985%-11,330% para la línea R, 2.995%-15.885% para la línea S y 3.195%-13.522% para la línea T.

En la figura 66 se aprecian diferentes diagramas de cajas para cada una de las líneas de electricidad en cada uno de los días de la semana en que fueron tomados los datos cuando el SSFV estaba conectado.

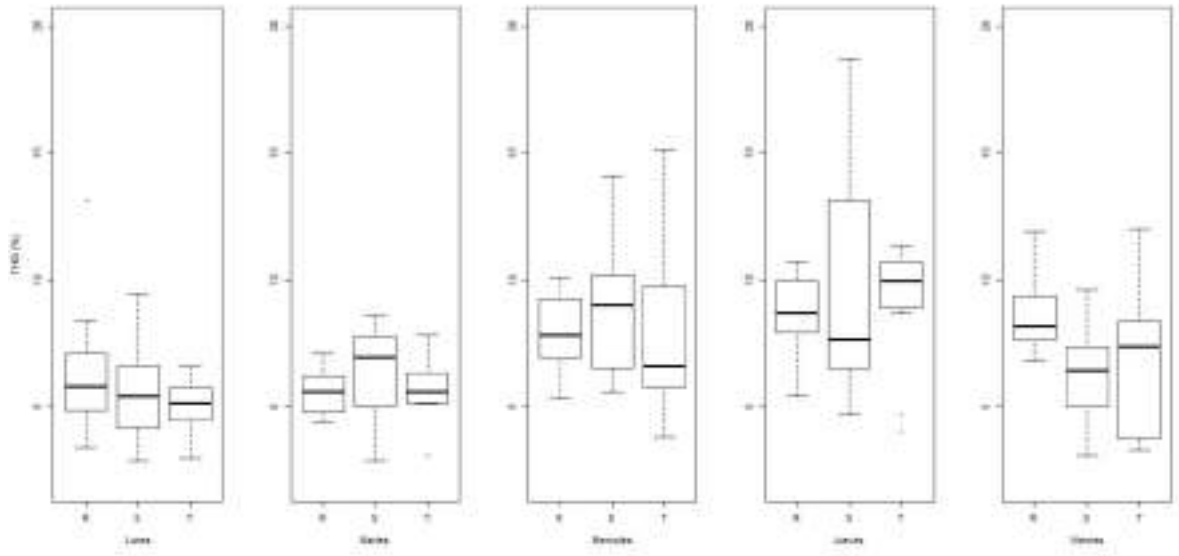


Figura 66. Diagramas de caja para las muestras de THDi en SSFV desconectado.

En la figura 67, se presentan diagramas de caja de los valores mínimos, y valores máximos de THD de corriente

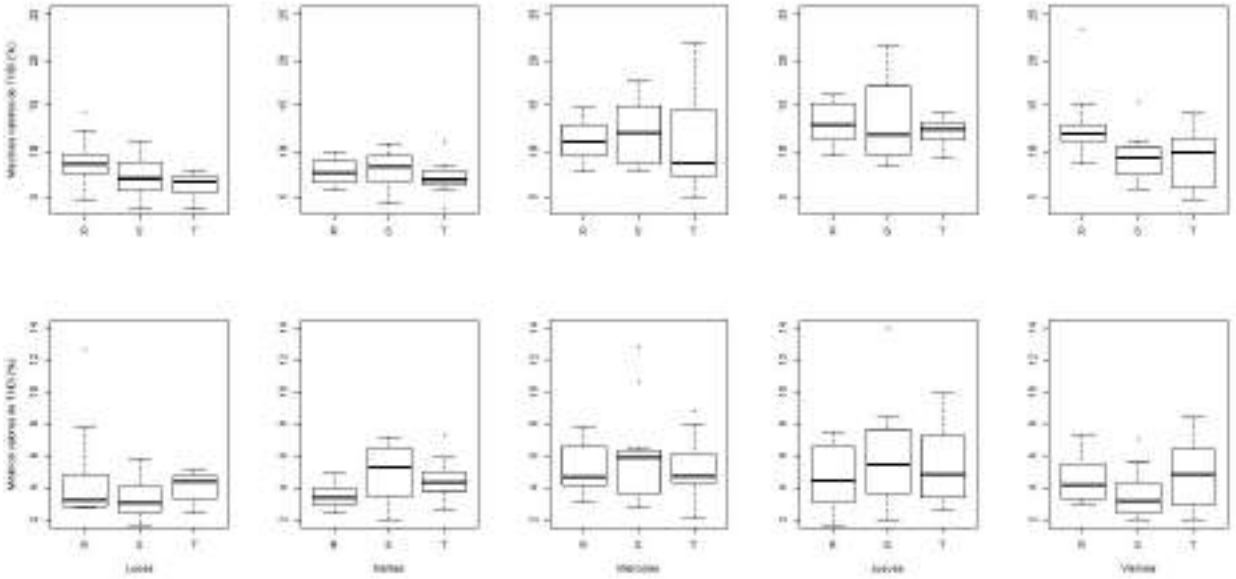


Figura 67. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de los días analizados.

4.2.2.4.2 Análisis del THDi en el SSFV cuando el SSFV está conectado. En la tabla 17 se encuetran los valores más significativos de la muestra de THDi para cada una de las líneas de electricidad en este caso R y S, debido a que el sistema solar fotovoltaico genera electricidad de manera bifásica.

Tabla 17.

Resumen de los valores más significativos para la muestra de THDi en SSFV.

Estadístico	Línea R	Línea S
Mínimo	1,500	1,000
Primer cuartil	2,475	2,600
Mediana	4,450	3,900
Media	6,301	6,023
Tercer cuartil	8,800	9,000
Máximo	33,000	33,100

En la figura 68 se encuentran los diagramas de caja correspondientes a la muestra de THDi para las líneas R y S del sistema.

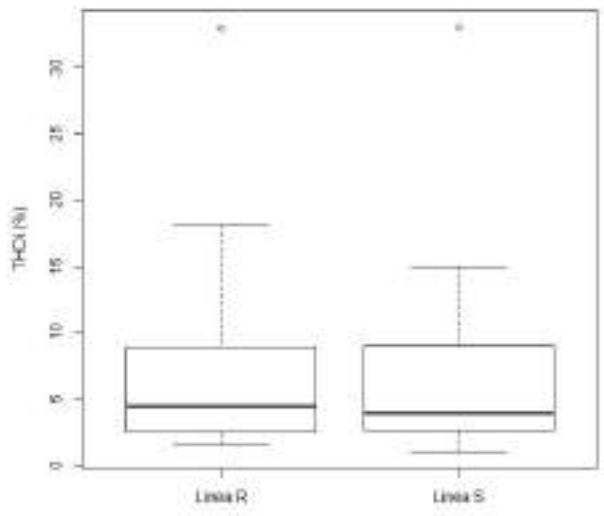


Figura 68. Diagramas de caja para las muestras de THDi en cada línea del SSFV.

En la figura 69, se aprecian los histogramas de cada una de estas muestras de THDi de cada una de las líneas de electricidad a las que se conecta el sistema fotovoltaico.

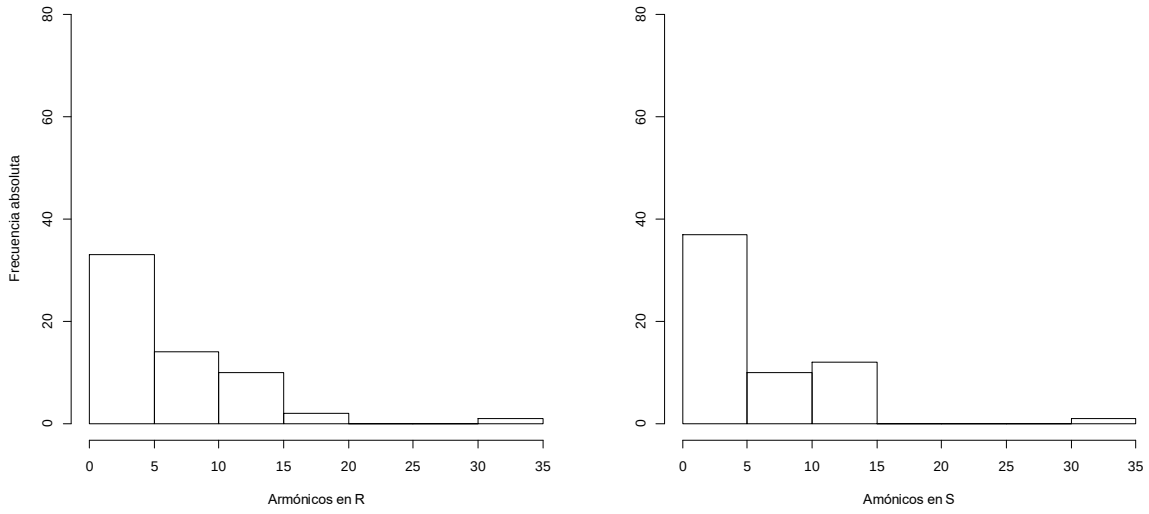


Figura 69. Histogramas de las muestras de THDi en cada línea del SSFV.

En la figura 70 se encuentran las funciones de distribución empírica para cada una de las muestras de THDi de cada una de las líneas eléctricas.

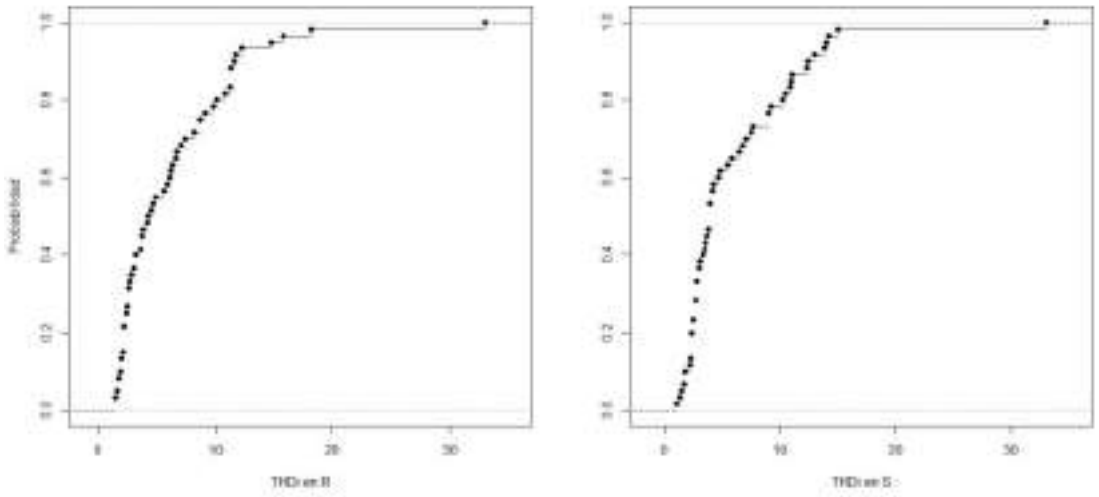


Figura 70. Gráficas de las funciones de distribución empírica en cada línea del SSFV.

En la figura 71 se encuentran los diagramas de caja de las muestras diarias de THDi.

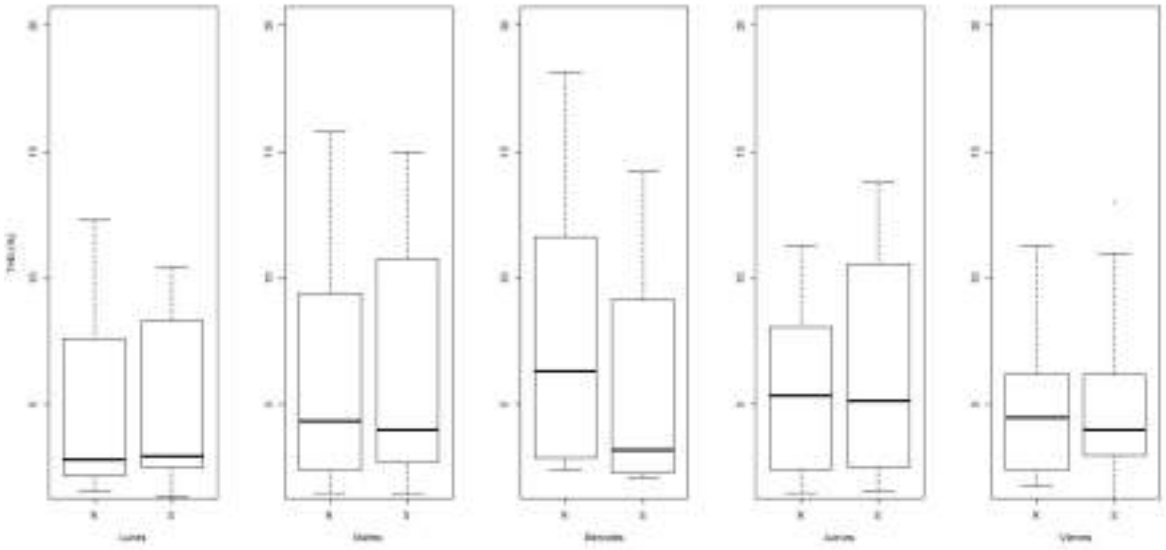


Figura 71. Diagramas de caja para las muestras diarias de THDi en cada línea del SSFV.

En el caso del análisis para el sistema solar fotovoltaico conectado, el medidor Fluke 43 también genero datos de valores máximos y mínimos de las muestras de THDi estos datos se muestran como diagramas de caja en la figura 72.

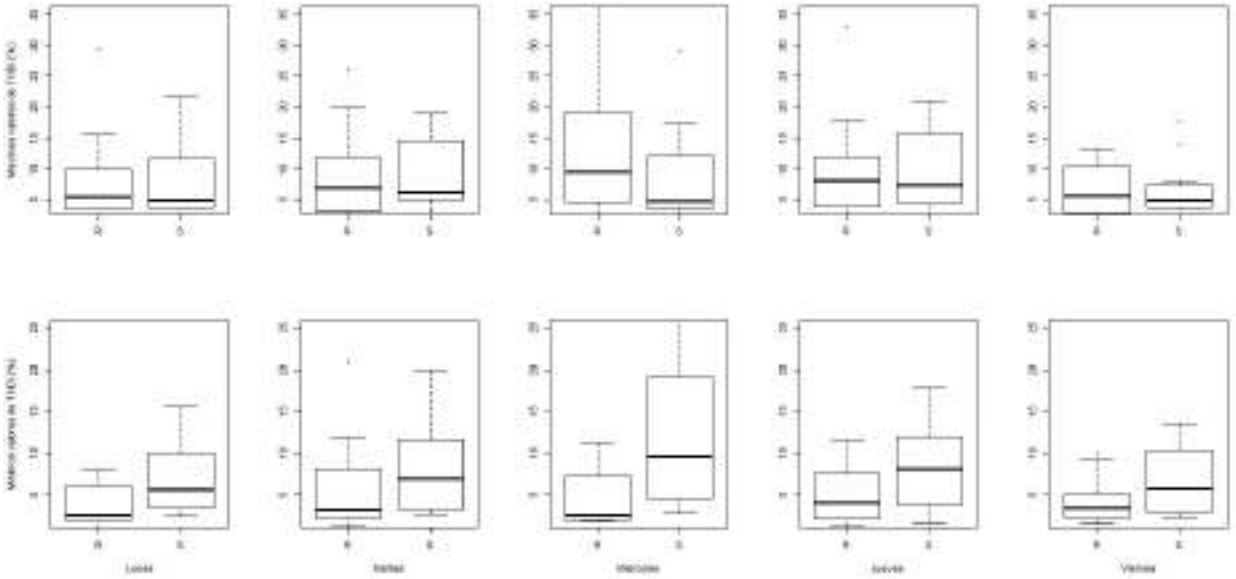


Figura 72. Diagramas de caja de valores máximos y mínimos de THDi en líneas del SSFV.

4.2.2.5 Análisis experimental de la distorsión total de armónicos de voltaje (THDv). Este análisis no pretende cuantificar los efectos del SSFV en la red en cuanto a THDv, su objetivo es demostrar que con el SSFV conectado a la red, los niveles de THDv no superan los límites recomendados por la IEEE 519 que es igual al 5%, por lo tanto, no se contrastará con ninguna otra variable. Para este análisis también se tomaron muestras de THDv en un intervalo de tiempo de cinco días (correspondientes al lunes, martes, miércoles, jueves y viernes) durante un periodo de tiempo de 5 minutos durante doce horas, desde las 6 a.m. hasta las 6 p.m.

En la tabla 18, se presenta un resumen estadístico de las muestras de THDv promedio para cada una de las líneas de electricidad en el barraje cuando el sistema solar fotovoltaico está conectado. De esta tabla se evidencia que los valores promedio máximos para cada línea no superan el valor límite recomendado del 5%.

Tabla 18.

Resumen estadístico de la muestra de THDv promedio para el SSFV conectado.

Estadístico	Línea R	Línea S	Línea T
Mínimo	1,000	0,700	0,700
Primer cuartil	1,200	0,975	0,900
Mediana	1,500	1,100	1,000
Media	1,418	1,103	1,063
Tercer cuartil	1,600	1,200	1,200
Máximo	1,900	1,600	1,500

En la figura 73, se presentan tres diagramas de caja correspondientes a las muestras de THDv, presentado por cada una de las líneas eléctricas.

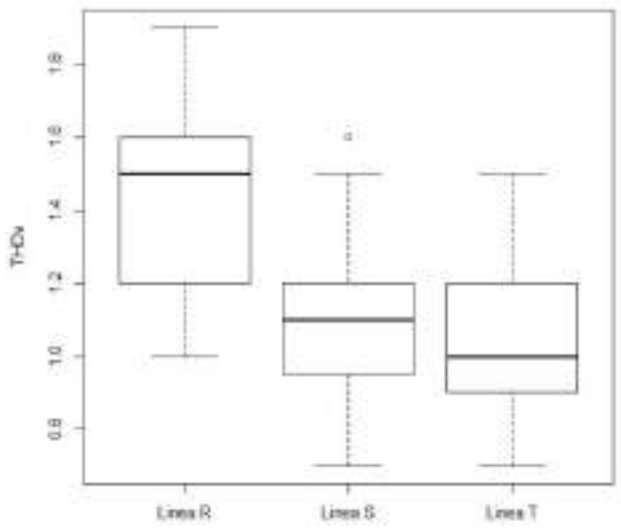


Figura 73. Diagramas de caja de las muestras de THDv para las líneas de electricidad.

Realizando un análisis para cada línea, se encontró que existe un intervalo de confianza del 95% de que las muestras se encuentren entre los valores 1,000%-1,723% para la línea R, 0,800%-1,423% para la línea S y 0,7475-1,4000% para la línea T.

En la figura 74 se puede apreciar diagramas de caja para los valores máximos y mínimos arrojados por el instrumento de medición. En esta figura se observa que ningún valor en todos los diagramas sobrepasa el límite para el THDv de 5%.

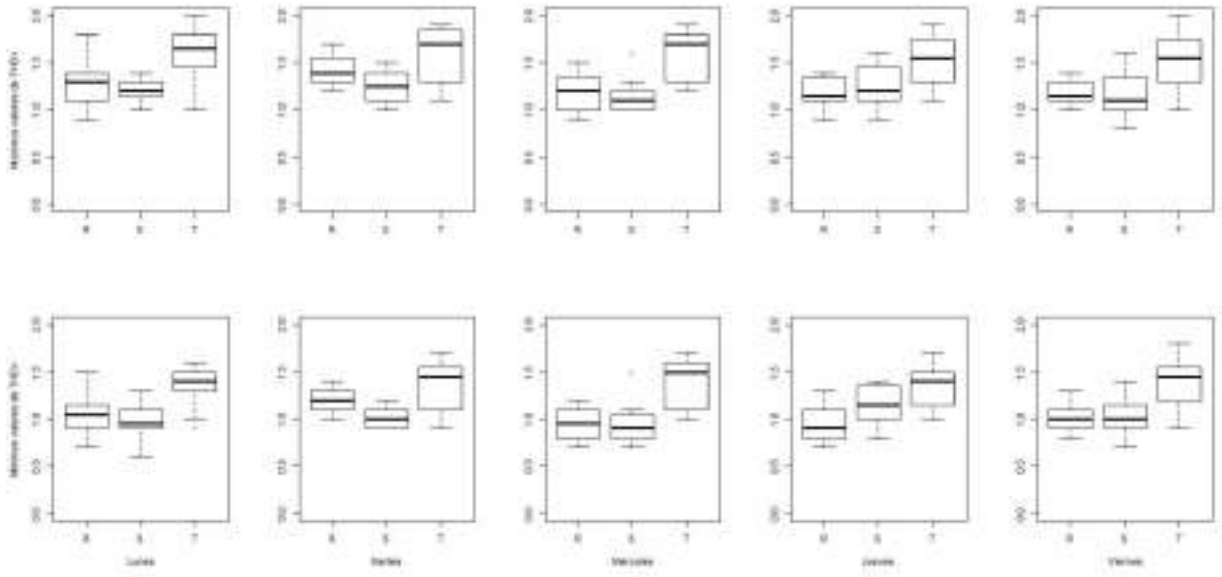


Figura 74. Diagramas de caja de las muestras de THDv para cada línea eléctrica.

4.3 Simulación del sistema fotovoltaico

En esta sección se muestran los resultados del análisis del sistema eléctrico con el SSFV conectado y desconectado de la red.

Mediante el programa de simulación eléctrica DIgSILENT Power Factory, se realizó la simulación del sistema eléctrico del departamento de electricidad y electrónica de la UFPS; por medio de este software de simulación se obtuvieron valores para las variables analizadas en el presente documento excepto para el THD de corriente y voltaje, debido a que para este análisis en específico se precisa de conocer los valores de THDi y THDv que inyecta cada carga en específico y sin ellos los resultados no tienen validez. Debido a esto los análisis aquí presentados para simulación son los análisis para las variables de factor de potencia, variación de frecuencia y variación de voltaje en el caso del SSFV conectado a la red y desconectado de la red. Sin embargo, la simulación contó con una base de datos de radiación solar global en la ciudad de

Cúcuta, la cual fue analizada para el presente trabajo, los resultados de este análisis se muestran a continuación.

La radiación solar en la ciudad de Cúcuta (Norte de Santander, Colombia) es analizada por medio de una base de datos procedente de la estación meteorológica tipo urbana presente en la Universidad Francisco de Paula Santander. Esta base de datos tiene como punto de inicio de toma de datos de radiación solar global e insolación la fecha del 28 de Septiembre del 2005 y como punto final de toma de datos la fecha del 31 de diciembre del 2014, fechas en las cuales se presentaron diferentes tipos de fenómenos meteorológicos como lo son el Niño-Oscilación del Sur (ENSO) el cual es un conjunto de fuertes variaciones atmosféricas y oceánicas que ocurre en escalas de tiempo que van desde meses hasta varios años, en el cual se pueden encontrar dos fases extremas que son El Niño (fase cálida), y La Niña (fase fría) [49].

Debido a la gran cantidad de datos de radiación solar global, esta se presenta en forma resumida en la figura 75, la cual promedia en un año, todos los datos dentro de los nueve años en que se tomaron las muestras, además de esto, representa la información durante los 365 días del año y la expresa para cada hora del día. Además de estas tres dimensiones que constituyen la gráfica (radiación solar global, horas del día y días del año), se agrega una paleta de colores que permite discriminar visualmente si la radiación es alta o baja.

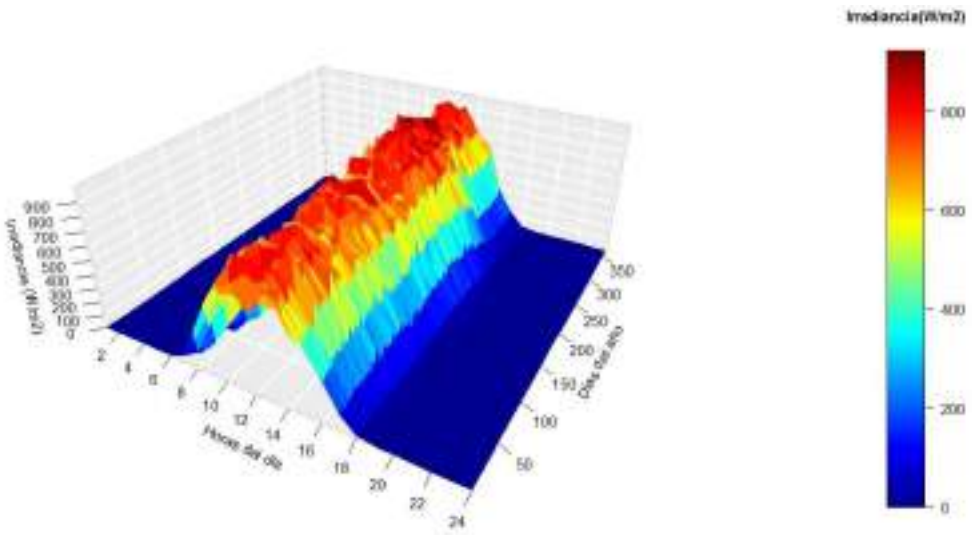


Figura 75. Promedio de la radiación solar global en la ciudad de Cúcuta durante un año.

Para más detalle de los valores de la radiación solar en la ciudad de Cúcuta, se puede encontrar en la figura 76, los valores promedio de la radiación solar global en un solo día del año, en donde se presenta solo el valor que se obtuvo al promediar todos los datos de los nueve años, y además de ello se da el valor de la desviación estándar. En la figura 76, se aprecia que el valor de la radiación solar global para un intervalo cerrado de tiempo entre las 7:00 pm y las 6:00 am se puede aproximar a cero y que para el intervalo cerrado de tiempo de 7:00 am a 6:00 pm existe una radiación solar global con una alta desviación estándar, lo que supone grandes variaciones en la radiación solar.

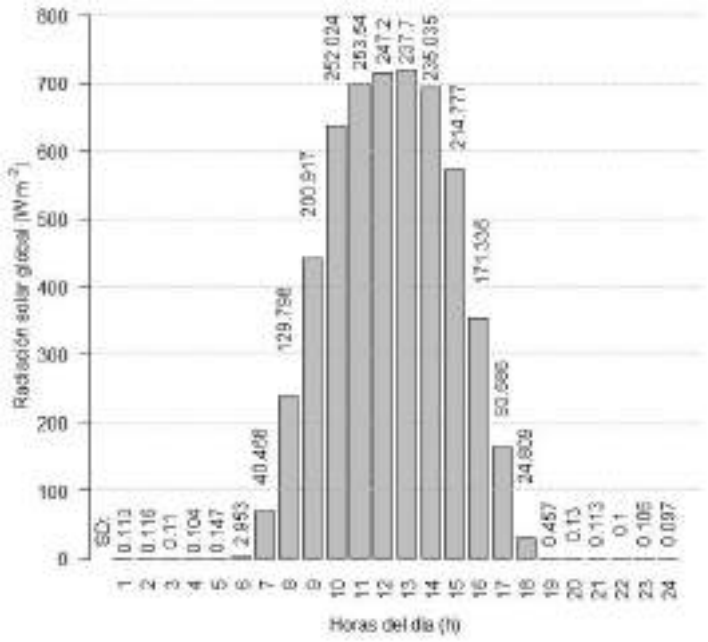


Figura 76. Promedio diario de la radiación solar global.

Para la ciudad de Cúcuta se realizó un análisis de la curva de la radiación solar global presentada en la figura 76, la cual indica el promedio diario de la radiación solar global en esta ciudad; en este caso, por medio del área bajo la curva se puede encontrar de una manera indirecta el valor de las horas solar pico, el cual tiene un valor de 5,335 h; cabe resaltar que este valor fue hallado promediando todos los días considerados en la base de datos, la cual está compuesta por nueve años. Además de esto, comparando este resultado con el hallado en [50], el cual es 5,329 h, se evidencia que existe un error cuadrático medio de 0,35 %.

Para una mejor descripción de las horas solar pico en la ciudad de Cúcuta, se realizó un estudio de estas para cada mes del año y los resultados de presentan en la tabla 19.

Tabla 19.

Cantidad de horas solar pico para cada mes del año.

Mes	Hora Solar Pico (h)
Enero	5,036
Febrero	5,129
Marzo	4,709
Abril	5,092
Mayo	5,429
Junio	5,471
Julio	5,483
Agosto	5,810
Septiembre	6,179
Octubre	5,580
Noviembre	5,253
Diciembre	4,761

De la tabla 19, se evidencia que los meses con menos cantidad de horas solar pico son los de Marzo y Diciembre, y que los meses con mayor cantidad de horas solar pico son en primer lugar Septiembre y en segundo lugar Agosto.

4.3.1 Análisis del FP cuando el sistema se encuentra desconectado de la red. En la tabla 20, se encuentra un resumen de los valores más característicos de la muestra del factor de potencia, el cual es el promedio de las tres líneas de electricidad de la red. Lo mismo en la figura 77, se muestra un diagrama de caja de esta muestra del factor de potencia.

Tabla 20.

Resumen estadísticos muestra de FP con datos simulados

Estadístico	Valor
Valor Mínimo	0,9010
Primer cuartil	0,9170
Mediana	0,9215
Media	0,9198
Tercer cuartil	0,9240
Valor Máximo	0,9349

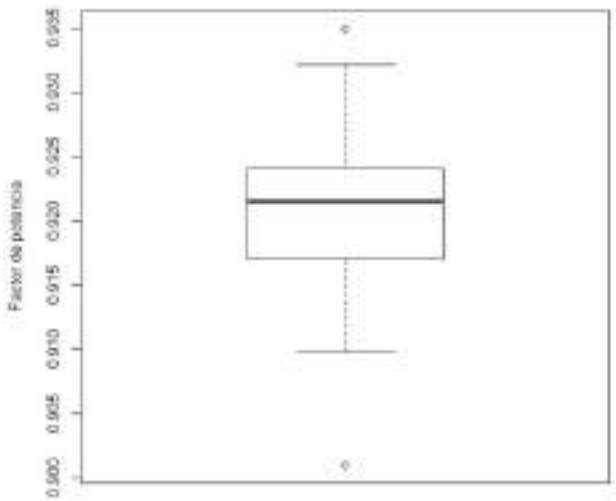


Figura 77. Gráfico de cajas para la muestra del FP con datos simulados

Para esta muestra promedio también en la figura 78, se aprecia el histograma correspondiente.

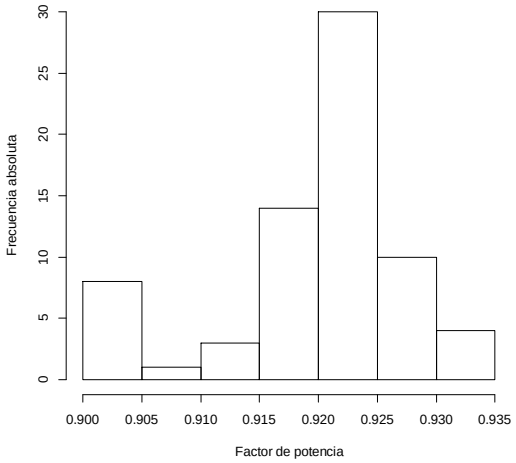


Figura 78. Histograma de la muestra del factor de potencia promedio con datos simulados.

En la figura 79, se aprecia la distribución empírica de la muestra, de la cual se infiere que el 100% de los datos cumplen con el criterio legal de un factor de potencia de 0,9 ademas de que existe una confianza de que el 95% de que los datos se encuentra entre los valores (0,9010154 – 0,9329021)

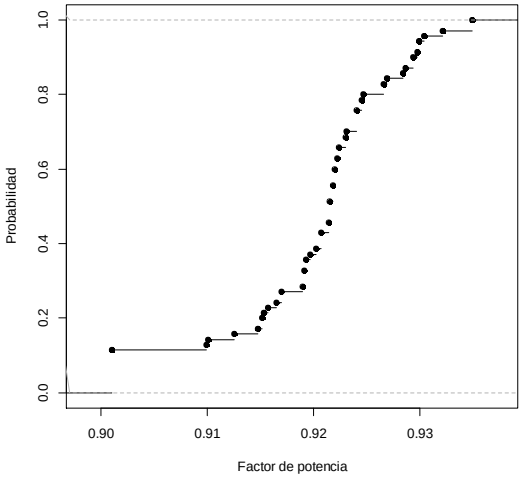


Figura 79. Gráfica de la distribución empírica del factor de potencia simulada.

En la tabla 21, se encuentra un resumen de los datos más representativos de las muestras de factor de potencia para el caso de la simulación cuando el sistema esta desconectado.

Tabla 21.

Resumen estadístico de la muestra de FP simulado en SSFV desconectado.

	Línea R	Línea S	Línea T
Mínimo	0,9010	0,9457	0,8956
Primer cuartil	0,9170	0,9578	0,9138
Mediana	0,9215	0,9611	0,9238
Media	0,9198	0,9629	0,9323
Tercer cuartil	0,9240	0,9657	0,9401
Máximo	0,9349	0,9881	1,0000

En la figura 80 se encuentran diagramas de cajas para cada una de las muestras correspondientes a los factores de potencia de cada una de las líneas de electricidad.

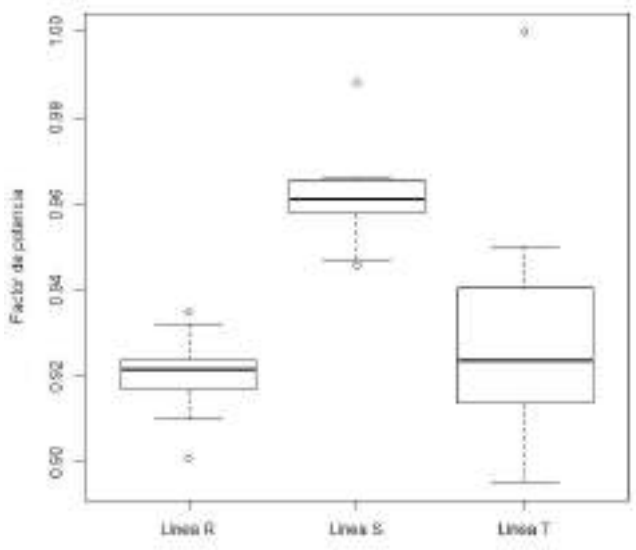


Figura 80. Diagramas de caja para la muestra de FP simulado en SSFV desconectado.

En la figura 81 se encuentran histogramas correspondientes a las muestras de factor de potencia simulado en cada una de las líneas de electricidad para el SSFV desconectado.

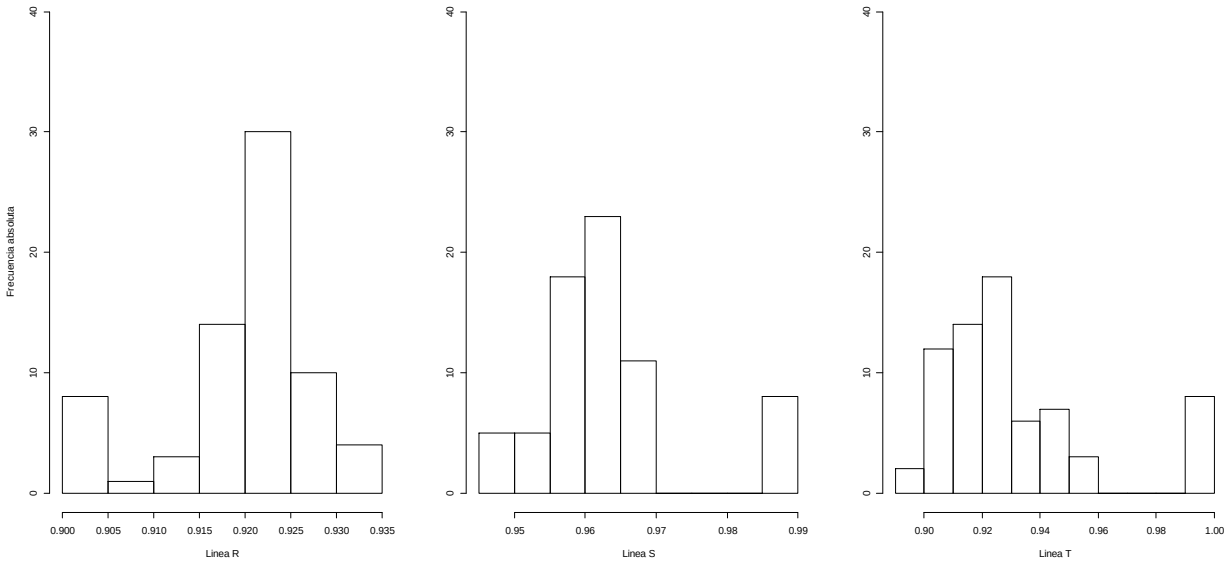


Figura 81. Histogramas de la muestra de FP simulado para SSFV desconectado.

En la figura 82, se observa la función de distribución empírica de cada una de las muestras de Factor de potencia en cada una de las líneas de electricidad.

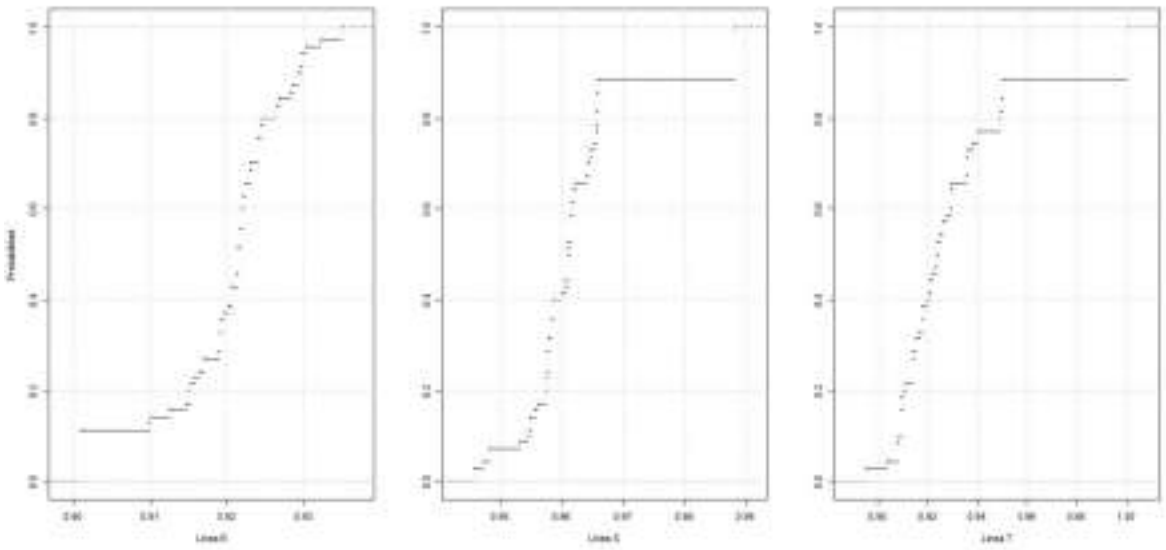


Figura 82. Gráficas de la función de distribución empírica del FP simulado.

En la figura 83, se presentan diagramas de caja para las muestras de factor de potencia pertenecientes a los cinco días de una semana analizados en el caso del SSFV desconectado.

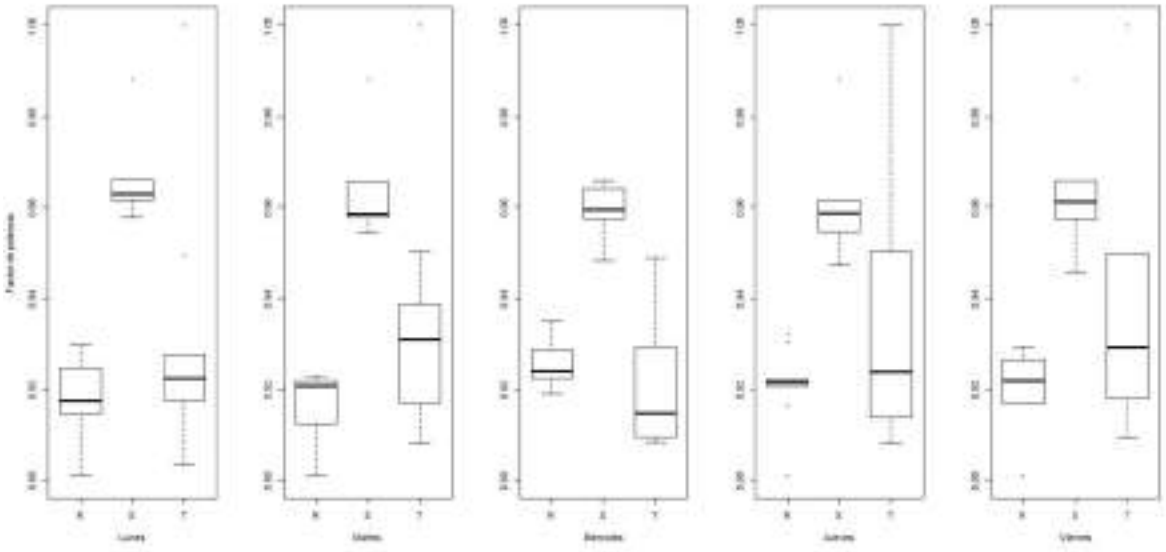


Figura 83. Diagramas de caja para las muestras de FP simulado en los días analizados.

4.3.2 Análisis del FP cuando el sistema se encuentra conectado a la red. En la tabla 22, se encuentra un resumen de los valores más característicos de la muestra del factor de potencia, el cual es el promedio de las tres líneas de electricidad de la red. Lo mismo en la figura 84, se muestra un diagrama de caja de esta muestra del factor de potencia.

Tabla 22.

Resumen estadísticos muestra de FP con datos simulados.

Estadístico	Valor
Valor Mínimo	0,8477
Primer cuartil	0,9158
Mediana	0,9207
Media	0,9132
Tercer cuartil	0,9240
Valor Máximo	0,9312

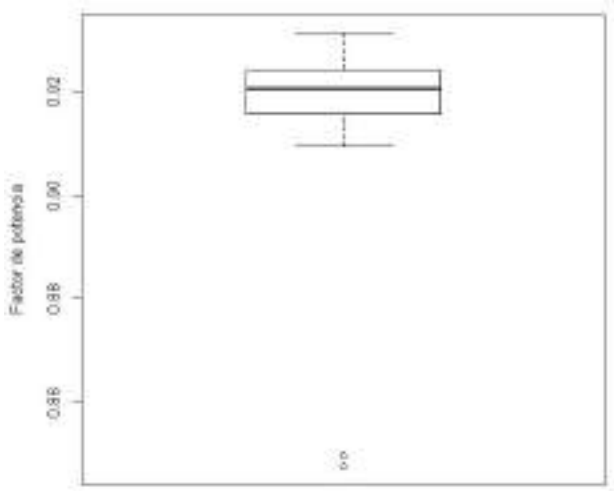


Figura 84. Gráfico de cajas para la muestra del FP simulado.

Para esta muestra promedio también en la figura 85, se aprecia su histograma correspondiente.

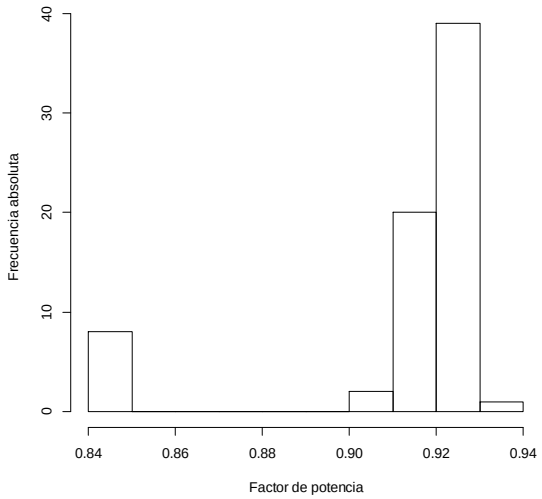


Figura 85. Histograma de la muestra del FP promedio con datos simulados.

En la figura 86, se observa la distribución empririca de la muestra, de la cual se infiere que el 88,57% de los datos cumplen con el criterio legal de un factor de potencia de 0,9 además de que existe una confianza de que el 95% de los datos se encuentra entre los valores 0,8476863-0,9298656)

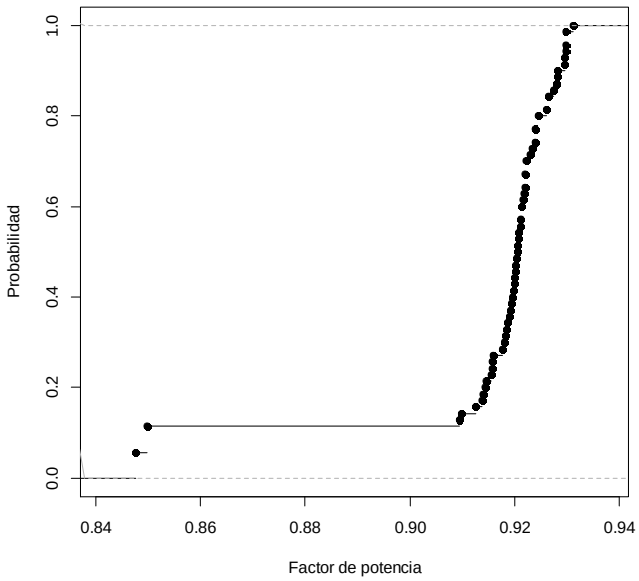


Figura 86. Gráfica de la distribución empírica de la muestra de FP simulada.

En la tabla 23, se encuentra un resumen de los datos más representativos de las muestras de factor de potencia para en el caso de la simulación cuando el SSFV está conectado.

Tabla 23.

Resumen del FP simulado en cada línea de electricidad en SSFV conectado

Estadístico	Línea R	Línea S	Línea T
Mínimo	0,8477	0,9433	0,8956
Primer cuartil	0,9158	0,9573	0,9138
Mediana	0,9207	0,9608	0,9238
Media	0,9132	0,9617	0,9323
Tercer cuartil	0,9240	0,9651	0,9399
Máximo	0,9312	0,9819	1,0000

En la figura 87 se encuentran diagramas de cajas para cada una de las muestras correspondientes a los factores de potencia de cada una de las líneas de electricidad.

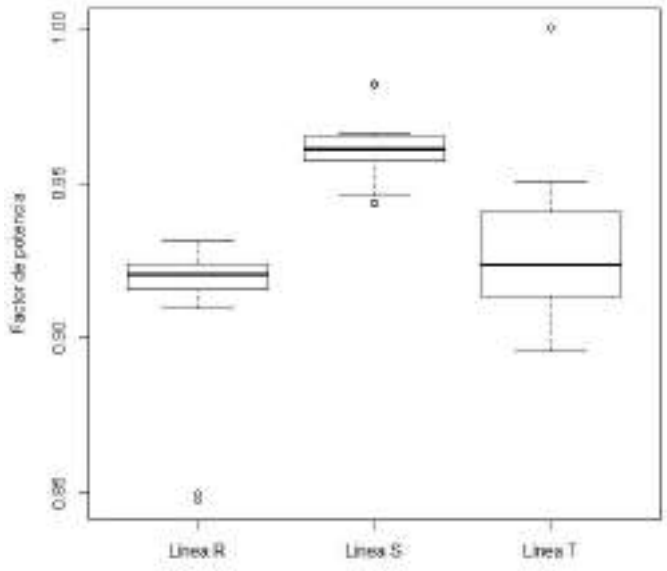


Figura 87. Diagramas de caja para la muestra de FP simulado en SSFV conectado.

En la figura 88 se encuentran histogramas correspondientes a las muestras de Factor de potencia simulado en cada una de las líneas de electricidad para el SSFV conectado.

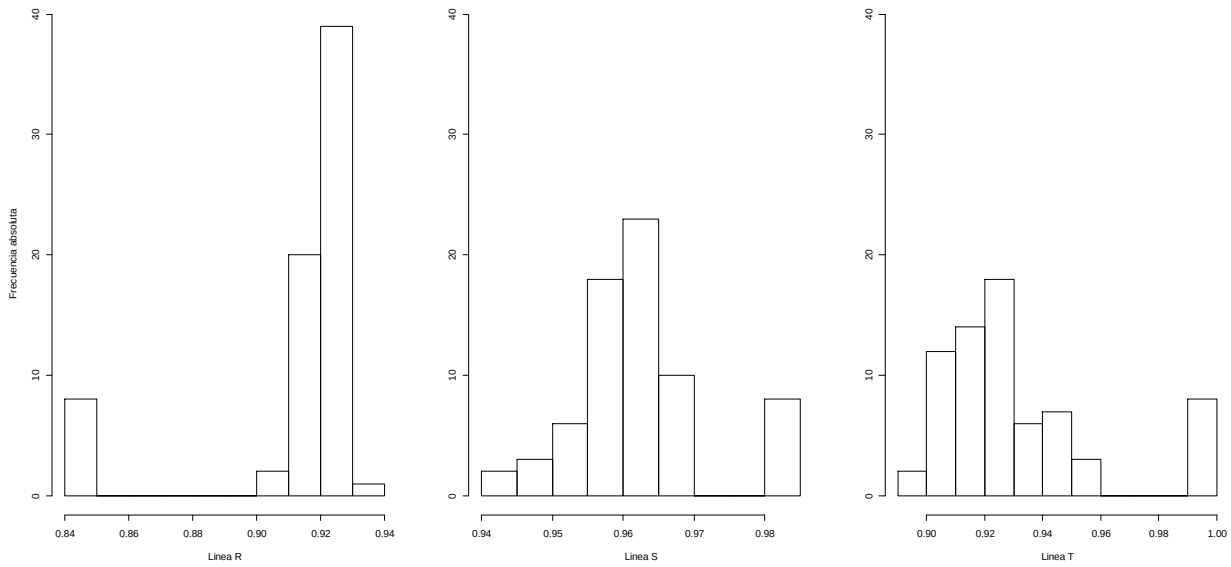


Figura 88. Histogramas de la muestra de FP simulado para SSFV conectado.

En la figura 89, se encuentra la función de distribución empírica de cada una de las muestras de Factor de potencia en cada una de las líneas de electricidad.

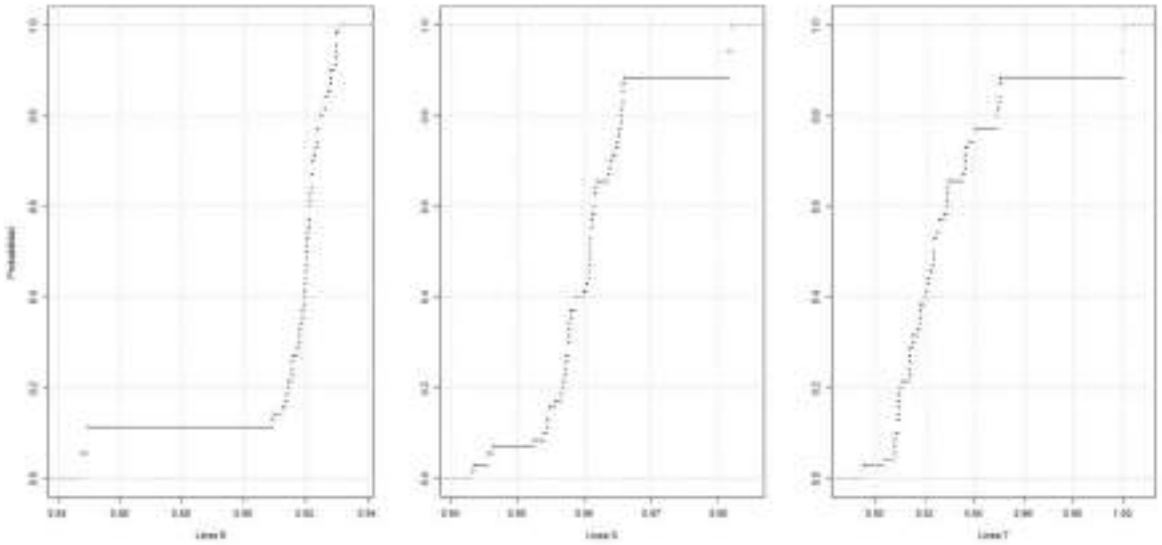


Figura 89. Gráficas de la función de distribución para FP simulado en las líneas.

En la figura 90, se aprecian diagramas de caja para las muestras de factor de potencia pertenecientes a los cinco días de una semana analizados en el caso del SSFV conectado.

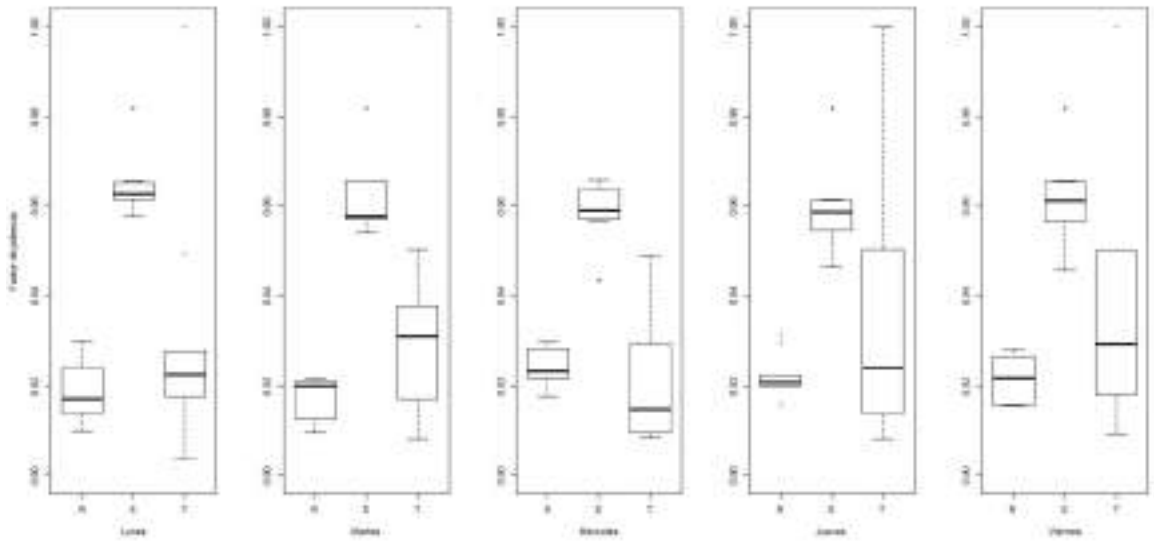


Figura 90. Diagramas de caja para las muestras de FP simulado en los días analizados.

4.3.3 Análisis de la variación de frecuencia para los datos obtenidos en Power Factory. El análisis de los datos que proporcionó la simulación en el software de análisis de redes eléctricas Power Factory se presenta a continuación, bajo dos modalidades, estas son para cuándo el SSFV está conectado a la red y cuando se encuentra desconectado de la red.

4.3.3.1 Análisis de la simulación para el caso cuando el SSFV se encuentra desconectado de la red. En la tabla 24 se encuentran los estadísticos más representativos de la muestra de frecuencia extraída de los datos proporcionados por el programa Power Factory. En esta tabla se aprecia que toda la muestra contiene el valor de 60 Hz, lo que indica que no hubo variaciones en ningún momento.

Tabla 24.

Resumen de valores representativos de la muestra de frecuencia simulada.

Estadístico	Frecuencia (Hz)
Mínimo	60,00
Primer cuartil	60,00
Mediana	60,00
Media	60,00
Tercer cuartil	60,00
Máximo	60,00

En la figura 91, se aprecia el diagrama de caja para la muestra de frecuencia anteriormente descrita. En este se observa que debido a que toda la muestra contiene un solo valor, el diagrama de caja será una sola línea ubicada en el valor de 60 Hz.

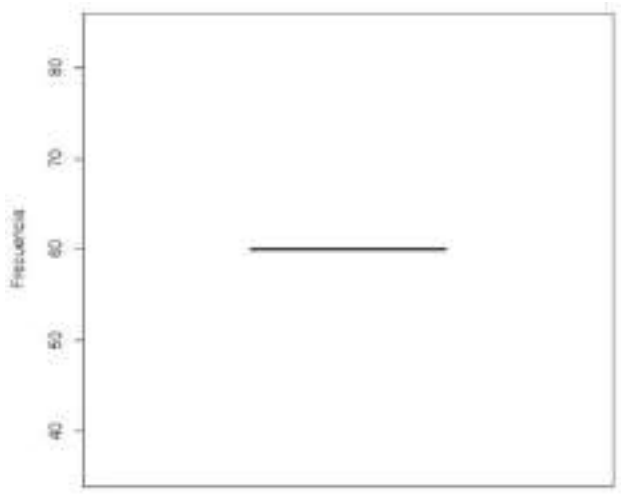


Figura 91. Diagrama de caja para la frecuencia simulada en SSFV desconectado

Nota: Debido a que de forma simulada el valor de la frecuencia no tuvo ninguna variación y siempre fue constante de 60 Hz, realizar un histograma de esta variable es innecesario puesto que este solo muestra la distribución de las variables con variaciones. De la misma forma para la función de distribución empírica, para lo cual se infiere que la probabilidad de que el total de la muestra sea de 60 Hz es de 100%.

En la figura 92, se muestran algunos diagramas de caja que representan la frecuencia diaria que se registró de manera simulada. Como se indicó anteriormente no hubo variaciones en la muestra y por lo tanto todos los días analizados presentan un mismo diagrama de caja ubicado en un mismo punto.

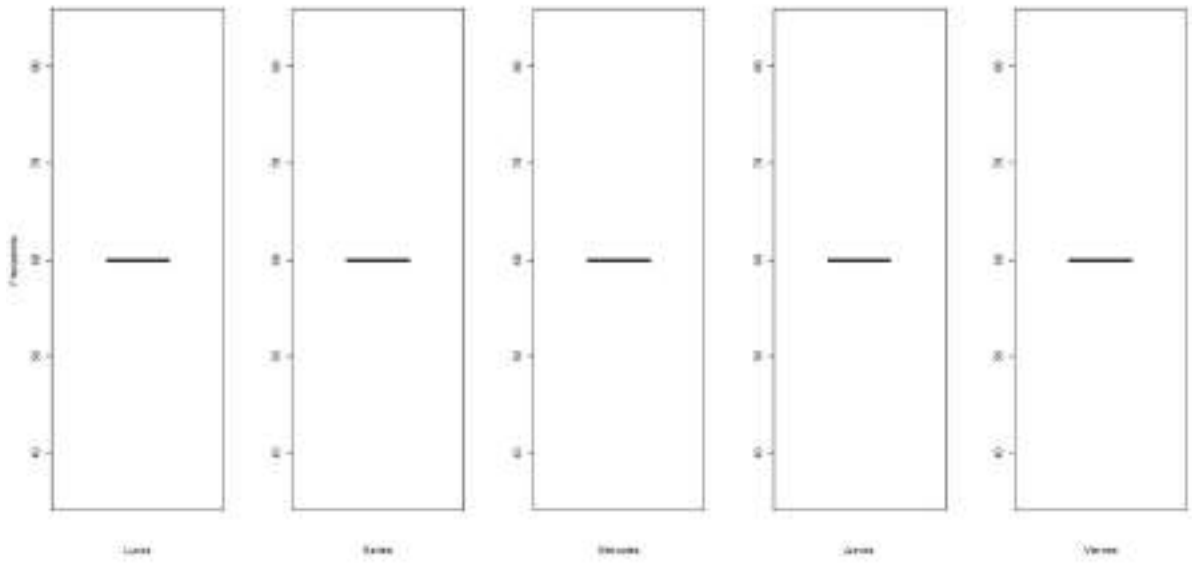


Figura 92. Diagramas de caja para la frecuencia simulada en SSFV desconectado

4.3.3.2 Análisis de la simulación para el caso cuando el sistema se encuentra conectado a la red. Los análisis que se realizaron de forma simulada para cuando el sistema fotovoltaico se encuentra conectado a la red, obtuvieron la misma respuesta que para cuando el sistema se encuentra desconectado de la red. Así, se puede decir que el 100% de las veces en que se analice de forma simulada el sistema solar fotovoltaico conectado y desconectado de la red, este siempre arrojará un valor de frecuencia de 60Hz.

4.3.4 Análisis de la variación de voltaje de manera simulada. El análisis de la variación de voltaje de manera simulada se realizó para los casos en el que el SSFV está desconectado y para el SSFV conectado. Los resultados se muestran a continuación.

4.3.4.1 Análisis de la variación de voltaje para cuando el SSFV se encuentra desconectado.

En la tabla 25, se aprecia un resumen estadístico de la muestra de voltaje en cada una de las líneas de electricidad para cuando el SSFV se encuentra desconectado.

Tabla 25.

Resumen del voltaje en SSFV desconectado con datos simulados.

Estadístico	Línea R Voltaje (V)	Línea S Voltaje (V)	Línea T Voltaje (V)
Mínimo	124,5	124,7	124,7
Primer cuartil	125,0	125,2	125,1
Mediana	125,3	125,4	125,4
Media	125,4	125,5	125,5
Tercer cuartil	125,4	125,6	125,6
Máximo	126,9	126,9	127,0

En la figura 93, se encuentran tres diagramas de caja pertenecientes a cada uno de las muestras de voltaje para cada una de las líneas en SSFV desconectado. En este se observa que los tres diagramas presentan algunos puntos atípicos.

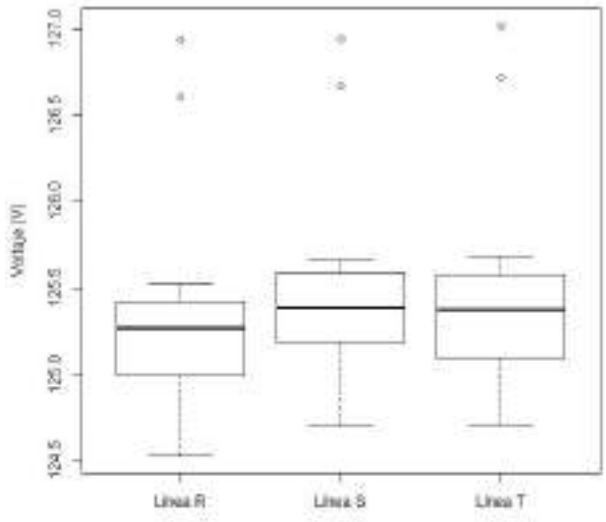


Figura 93. Diagramas de caja para el voltaje simulado en las líneas con SSFV desconectado.

De las muestras de voltaje simulado para cada una de las líneas con SSFV desconectado, se encontró que existe una confianza del 95% de encontrar los valores de voltaje dentro del rango 124,59 V–126,93 V para la línea R, 124,79 V–126,94 V para la línea S y 124,80 V–127,01V para la línea T.

En la figura 94, se observan las funciones de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad. De esta se aprecia que para todas las líneas ninguna se encuentra por debajo del límite legal permitido de 10% del voltaje nominal y que tampoco ninguna se encuentra por encima del voltaje máximo legal permitido de 10% del voltaje nominal.

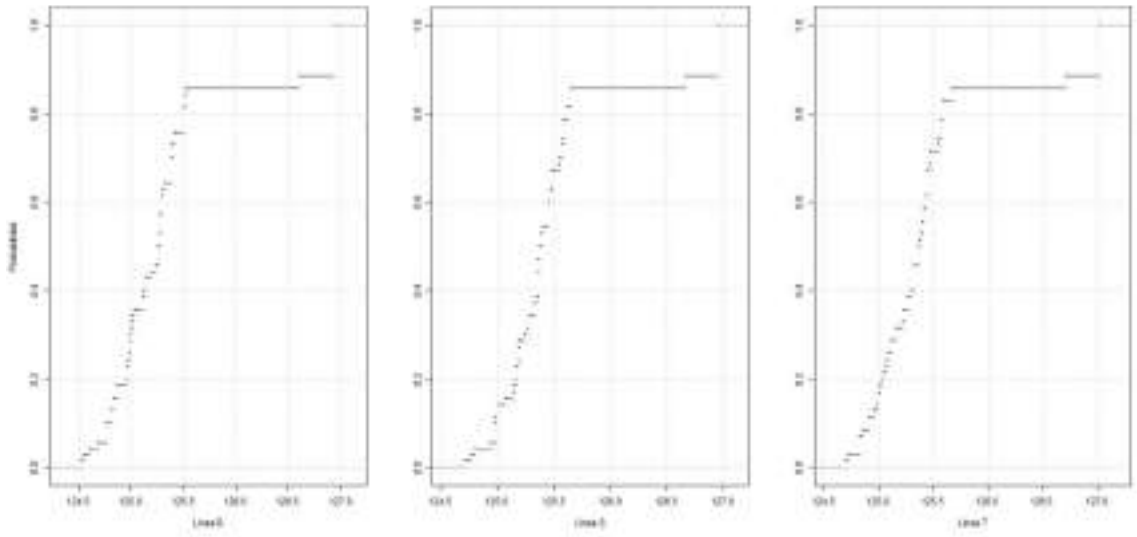


Figura 94. Gráficas de las funciones de distribución empírica de voltaje simulado.

En la figura 95, se presentan tres histogramas correspondientes a cada una de las muestras de voltaje simulado para cada línea, de esta se aprecia que las tres muestras presentan distribuciones bimodales para el caso simulado.

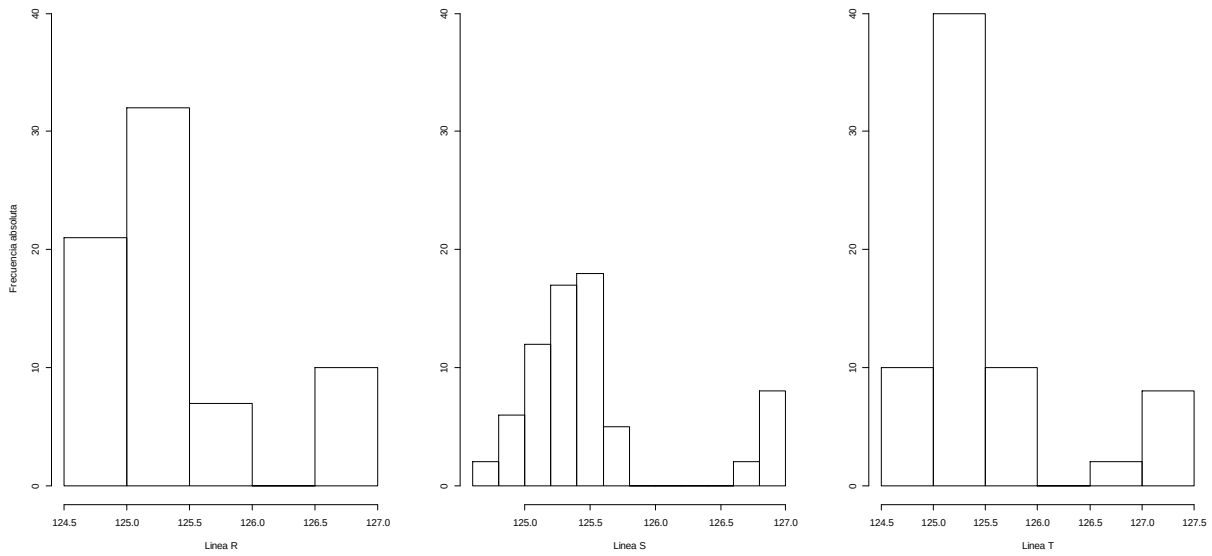


Figura 95. Histogramas para cada una de las muestras de voltaje simulado.

En la figura 96 se observan los diagramas de caja para las muestras de voltaje simulado de cada línea en cada uno de los días analizados para el SSFV desconectado.

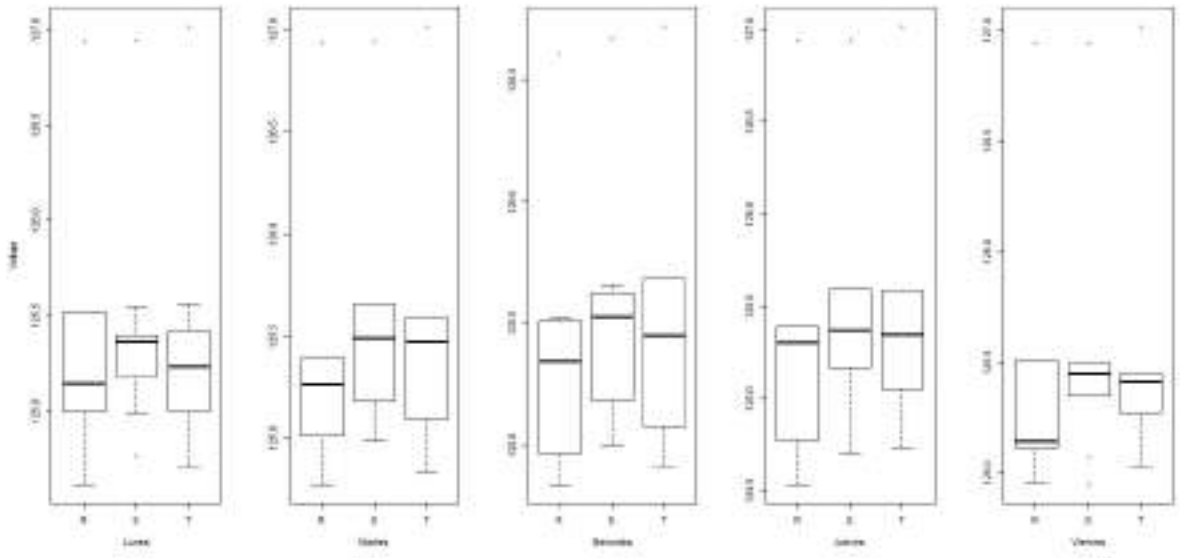


Figura 96. Diagramas de caja para el voltaje simulado para los días analizados.

4.3.4.2 Análisis para cuando el sistema solar fotovoltaico se encuentra conectado. En la tabla 26, se encuentra un resumen estadístico de la muestra de voltaje en cada una de las líneas de electricidad para cuando el SSFV se encuentra conectado.

Tabla 26.

Resumen del voltaje simulado para cada línea de electricidad en SSFV conectado.

Estadístico	Línea R	Línea S	Línea T
Mínimo	124,5	124,7	124,7
Primer cuartil	125,0	125,2	125,1
Mediana	125,3	125,4	125,4
Media	125,4	125,5	125,5
Tercer cuartil	125,4	125,6	125,6
Máximo	127,0	127,0	127,0

En la figura 97, se encuentran tres diagramas de caja pertenecientes a cada uno de las muestras de voltaje para cada una de las líneas en SSFV conectado. En este se observa que los tres diagramas presentan algunos puntos atípicos.

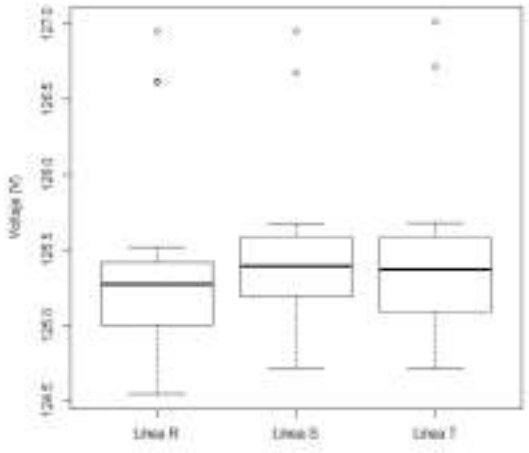


Figura 97. Diagramas de caja para el voltaje simulado las líneas con SSFV conectado.

De las muestras de voltaje simulado para cada una de las líneas con SSFV conectado, se encontró que existe una confianza del 95% de encontrar los valores de voltaje dentro del rango

124,60 V–126,95 V para la línea R, 124,80 V–126,95 V para la línea S y 124,80 V–127,01 V para la línea T.

En la figura 98, se presentan las funciones de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad. De esta se observa que para todas las líneas ninguna se encuentra por debajo del límite legal permitido de 10% del voltaje nominal y que tampoco ninguna se encuentra por encima del voltaje máximo legal permitido de 10% del voltaje nominal.

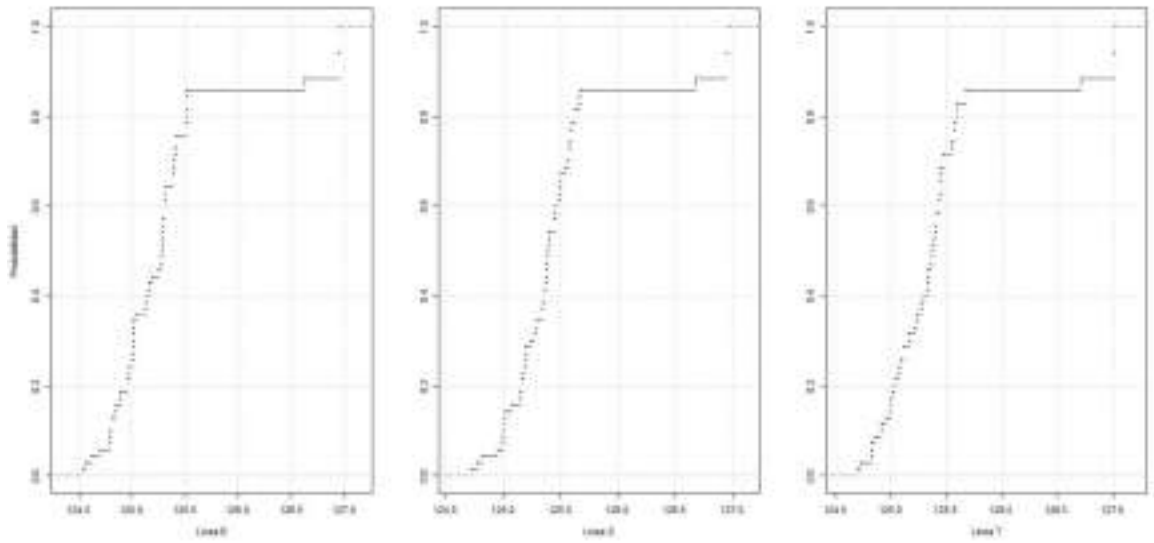


Figura 98. Gráficas de las funciones de distribución empírica para el voltaje simulado.

En la figura 99, se presentan tres histogramas correspondientes a cada una de las muestras de voltaje simulado para cada línea, de esta se aprecia que las tres muestras presentan distribuciones bimodales para el caso simulado.

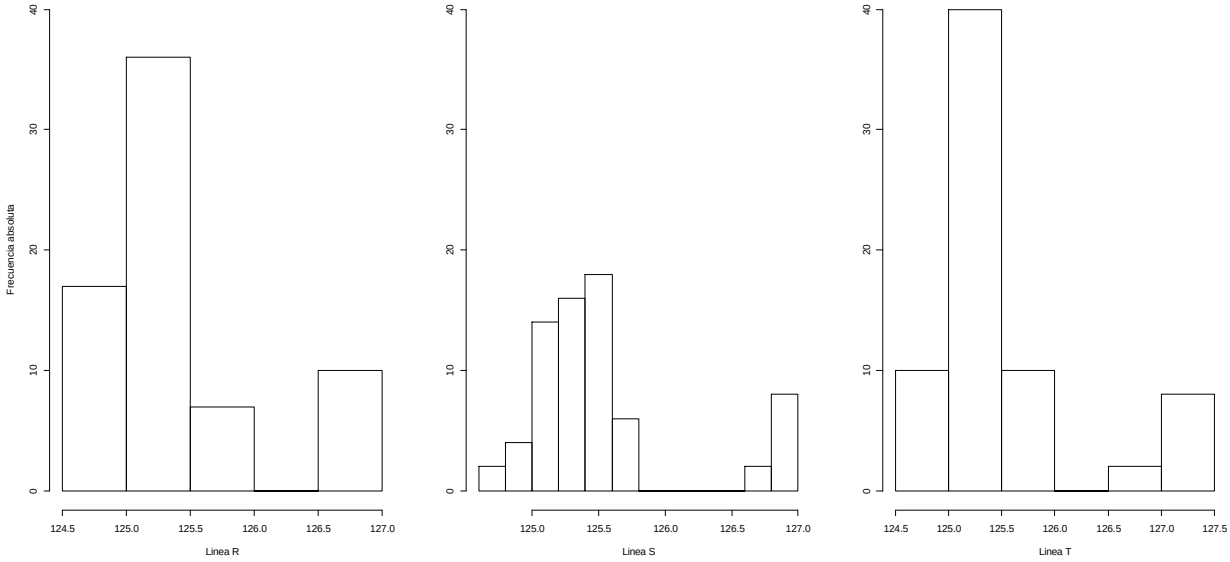


Figura 99. Histogramas para el voltaje simulado en las líneas para SSFV conectado.

En la figura 100 se presentan diagramas de caja para las muestras de voltaje simulado de cada línea en cada uno de los días analizados para el SSFV conectado.

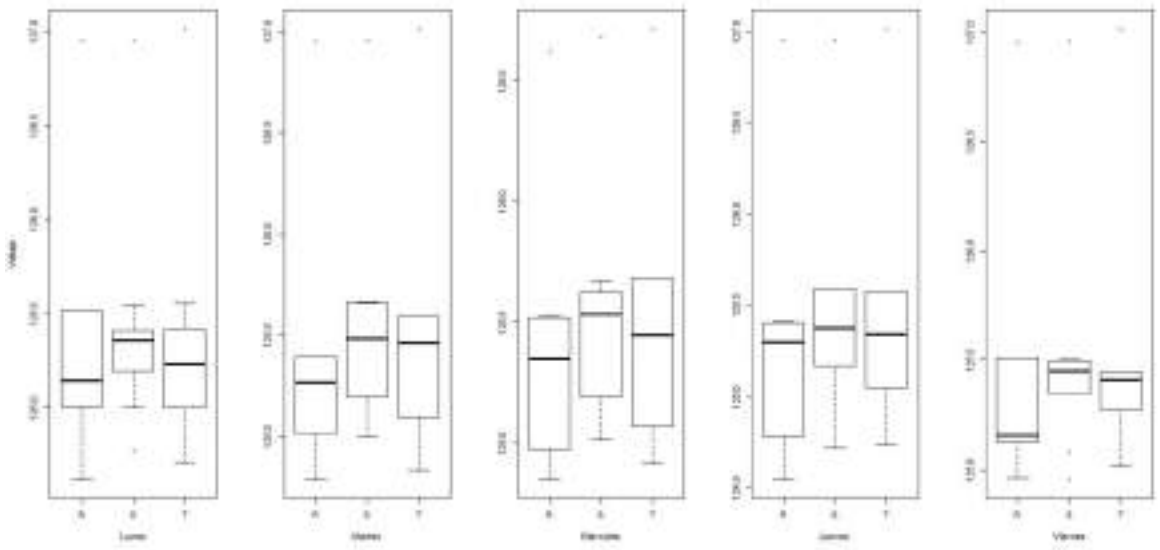


Figura 100. Diagramas de caja de voltaje simulado para los días analizados.

4.4 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones y emisión de un juicio.

4.4.1 Procesamiento, comparación y análisis de las mediciones en la red eléctrica.

4.4.1.1 Análisis de los resultados experimentales

4.4.1.1.1 Análisis de los resultados del factor de potencia. Para el análisis de los resultados del factor de potencia, se comparan las gráficas y los datos obtenidos del análisis estadístico, presentado anteriormente.

4.4.1.1.1.1 Análisis para el factor de potencia promedio. De la tabla 7, y la tabla 12, se aprecia que existen pequeñas diferencias principalmente en los valores máximos y mínimos, los cuales se acercan más a la unidad para el caso del SSFV desconectado de la red, concluyendo así que el FP de la muestra del SSFV conectado se aleja del valor ideal de 0.9 en un 1% más que para el SSFV conectado; esto se aprecia en la figura 28 y en la figura 48. Además de esto en la figura 101 se puede apreciar una gráfica comparativa de los factores de potencia con el SSFV conectado y desconectado.

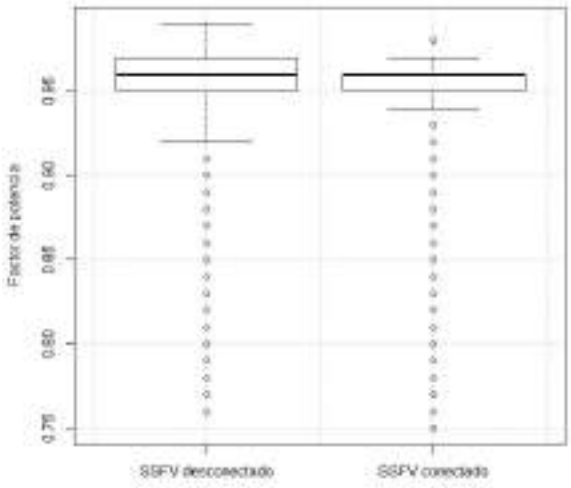


Figura 101. Diagrama de cajas del FP para el SSFV conectado y desconectado.

De los histogramas presentados en la figura 29 y en la figura 49, se evidencia que las distribuciones para ambos casos SSFV conectado y desconectado, la muestra de factor de

potencia presenta la misma distribución sesgada negativamente y en ninguno de los dos casos podría aproximarse a una distribución normal.

Siguiendo con el análisis, se evidencia que para el caso del SSFV desconectado, según la función de distribución empírica, existe mayor cobertura en la probabilidad de encontrar el valor legal de 0,9; dicho de otra forma, se hallaron más valores por encima de 0,9 en la muestra del SSFV desconectado que en la muestra del SSFV conectado, lo que indica un mejor FP para el caso del sistema desconectado, siendo así que solo un 0,7% de la muestra del FP del sistema desconectado está por debajo del límite de 0,9, mientras que para el caso del sistema conectado, este valor aumenta a un 14,3%. Sin embargo, mirando los intervalos de confianza, se observa que ambos casos, conectado y desconectado existe una confianza de 95% de encontrar el valor de 0,95.

Analizando el FP promedio para los cinco primeros días de la semana, se observa que para ambos casos tanto conectado como desconectado, se pueden ver valores atípicos, pero se aprecia que no es una cantidad grande.

4.4.1.1.1.2 Análisis del FP por líneas. En la tabla 8 y la tabla 13, se encuentra un resumen de los estadísticos más significativos de las muestras de factor de potencia para cuando el SSFV está conectado y para cuando esta desconectado, de estas tablas se infiere que al igual que en el caso del FP promedio, los valores de FP cuando el SSFV está conectado están más alejados del valor ideal de factor de potencia. Seguidamente se observa que en los diagramas de caja de la figura 32 y la figura 52 que las muestras de cada línea se acercan al valor límite (0,9) en el caso del SSFV conectado a la red, en especial la línea R. Para la figura 33 y la figura 53, dan a conocer el factor de potencia diario para cada línea, se puede ver que no existe mayor diferencia

para ambas muestras, pero se observa que la línea R en ambos casos, tanto conectado como desconectado, maneja el factor de potencia más inferior.

De la función de distribución del factor de potencia para la línea R, S y T, se evidencia que la probabilidad de encontrar el valor de 0,9 se muestra en la tabla 27, para ambos casos, conectado y desconectado.

Tabla 27.

Probabilidad de encontrar el valor límite para SSFV conectado y desconectado.

Fase eléctrica	Probabilidad (%) de encontrar el valor límite de 0,9	
	Desconectado	Conectado
Línea R	78,91	69,32
Línea S	96,92	97,52
Línea T	97,99	97,62

La tabla 27, ratifica el planteamiento anterior de que el sistema con el SSFV conectado presenta un menor factor de potencia.

Sin embargo, en la tabla 28, se aprecia que los intervalos de confianza para las dos muestras son idénticos, siendo así que el 95% de los valores se presentan entre los mismos rangos.

Tabla 28.

Intervalos de confianza de 95% para el FP del SSFV conectado y desconectado.

Fase eléctrica	Intervalo de confianza de 95%	
	Desconectado	Conectado
Línea R	(0,82 – 0,99)	(0,82 – 0,99)
Línea S	(0,90 – 1,00)	(0,90 – 1,00)
Línea T	(0,91 – 1,00)	(0,91 – 1,00)

4.4.1.1.2 Análisis de los resultados de la variación de frecuencia. De la tabla 9 y la tabla 14, se observa que para ambos casos, tanto conectado como desconectado, los dispositivos de medición registraron los mismos valores, por lo que en un principio se podría plantear la

hipótesis que no se encontraron cambios en la frecuencia cuando el SSFV está conectado y cuando esta desconectado.

Observando los diagramas de caja de la figura 35 y la figura 55, se evidencia que ambos gráficos son idénticos, por lo que se puede decir que en ambos casos las muestras de frecuencia tuvieron las mismas distribuciones.

Siguiendo con el análisis, se observa de la figura 36 y la figura 56 los gráficos de la distribución empírica para ambas muestras, en este caso también se observa igualdad entre ambos gráficos. Además de esto se observa que para ambos casos, el 100% de las muestras están comprendidas por encima del límite legal para la frecuencia. También se evidencia que ambas muestras presentan igual intervalo de confianza a 95%.

De la figura 37 y la figura 57, donde se grafican los histogramas de cada muestra se aprecia que ambas, no siguen ninguna distribución teórica conocida.

Finalmente se evidencia de los diagramas de caja para los cinco primeros días de la semana que existe una mínima diferencia para ambas muestras, lo cual indica que en los días martes y viernes, la muestra del SSFV conectado presenta un par de puntos atípicos más que la muestra del SSFV desconectado.

4.4.1.1.3 Análisis de los resultados de la variación de voltaje. De los resúmenes estadísticos para las muestras de voltaje, presentados en la tabla 10 y la tabla 15, se infiere que ningún valor, ni máximo mínimo, está por fuera de los límites legales para la variación de voltaje, los cuales son 10% sobre el valor nominal y 10% bajo el valor nominal, en donde el valor nominal para este análisis es de 127 V (según la norma NTC 2050 sección 220 – 2). Además se puede ver que para cada línea, el valor promedio está muy cercano al valor nominal. A partir de esta tabla se

aprecia que los valores mínimos de la muestra de voltaje con SSFV conectado a la red están por encima de la muestra de voltaje con SSFV desconectado de la red.

De las gráficas de diagramas de caja para las muestras de voltaje presentadas en la figura 39 y en la figura 59 se observa que ambas muestras tienen pequeñas diferencias en la cantidad de valores atípicos, siendo así que existen algunos pocos valores atípicos más con el SSFV conectado que con el SSFV desconectado, esto se puede apreciar de una mejor forma en la figura 102.

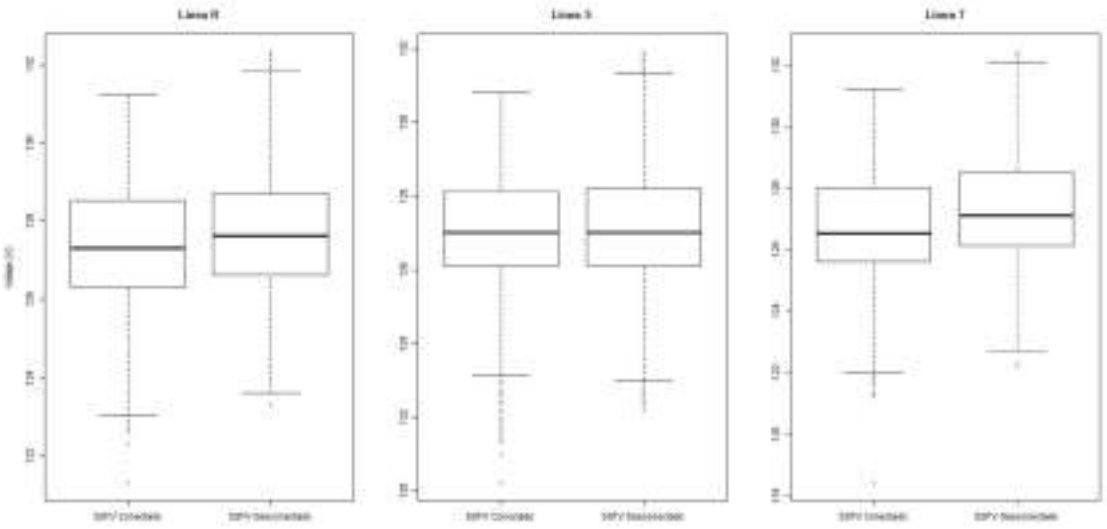


Figura 102. Comparación de las muestras de voltaje.

De los histogramas de las muestras de voltaje para el SSFV conectado y desconectado de la red, presentados en la figura 40 y en la figura 60 respectivamente, se aprecia que ambas muestras están sesgadas negativamente además de que se observa que están más distribuidas a lo largo del eje x cuando el SSFV está conectado, pero por medio de análisis estadístico se encuentra que ninguna de las muestras corresponde a una población normal.

De las funciones de distribución empírica presentadas en la figura 41 y en la figura 61 se puede apreciar la información presentada en la tabla 29 y la tabla 30.

Tabla 29.

Probabilidades de valores límites dentro de las muestras de Voltaje.

Fase eléctrica	Probabilidad (%) de encontrar el valor límite de 10% por encima del valor nominal. (139,7V)		Probabilidad (%) de encontrar el valor límite de 10% por debajo del valor nominal. (114,3V)	
	Desconectado	Conectado	Desconectado	Conectado
Línea R	0	0	0	0
Línea S	0	0	0	0
Línea T	0	0	0	0

Tabla 30.

Intervalos de confianza al 95% para el voltaje con SSFV.

Fase eléctrica	Intervalo de confianza de 95%	
	Desconectado Voltaje (V)	Conectado Voltaje (V)
Línea R	124,5 - 130,1	125,1 - 130,7
Línea S	124,0 - 129,7	124,5 - 130,2
Línea T	123,4 - 129,7	124,7 - 130,6

De la tabla 29, se observa que en ningún caso, conectado o desconectado se llegó a los valores de voltaje límites para el voltaje de red.

De la tabla 30, se aprecia que el 95% de los valores de la muestra de voltaje para el SSFV conectado y desconectado en cada una de las líneas de electricidad, se establecen alrededor de los valores 124,0 V y 130,0 V.

De los diagramas de caja diario para las muestras de voltaje en cada línea de electricidad presentados en la figura 42 y en la figura 62 solo se puede decir que los valores se dispersan de una muestra a otra y de un día a otro siendo así que por ejemplo para el día lunes, los valores se esparcen un poco más para el SSFV desconectado de la red, lo contrario ocurre en el día miércoles y viernes, lo cual puede ser debido al azar y no por la conexión del SSFV.

4.4.1.1.4 Análisis para el THDi en el barraje. De las tablas de resumen para las muestras de THDi (tabla 11 y tabla 16) se aprecia que el promedio de datos para el caso del SSFV conectado a la red es en la línea R un 16.71% inferior al promedio de datos en el caso contrario para la misma línea y un 1.36% superior para la línea S.

De los diagramas de caja presentados en la figura 43 y en la figura 63 se observa que el rango intercuartil esta desplazado un poco más hacia la parte inferior en el caso de la línea R cuando el SSFV está conectado a la red, y la línea S, esto puede ser observado en la figura 103.

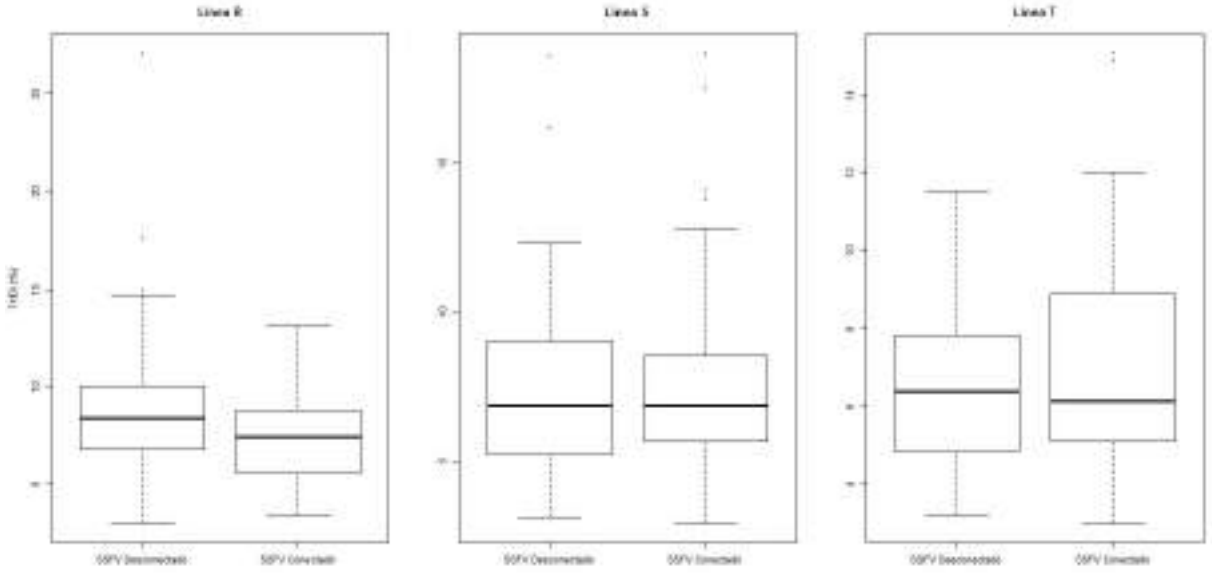


Figura 103. Comparación de las muestras de THDi.

De los histogramas presentados en la figura 44 y en la figura 64, se observa que las muestras de THD para el caso del SSFV conectado a la red, están distribuidas un poco más simétricamente con respecto al caso contrario, además se aprecia que para el caso conectado las tres muestras están sesgadas positivamente.

De las gráficas de distribución empírica para cada una de las líneas de electricidad presentadas en la figura 45 y en la figura 65, se observa que las gráficas para el SSFV desconectado contemplan la probabilidad de valores más altos.

Como se evidencia en la tabla 31, a través de la comparación de los intervalos de confianza para ambas muestras de THDi con el SSFV conectado y desconectado, se observa que los intervalos de confianza para el SSFV desconectado tienen un rango más amplio.

Tabla 31.

Intervalos de confianza para el THDi con SSFV conectado y desconectado.

Fase eléctrica	Intervalo de confianza de 95%	
	Desconectado Voltaje (V)	Conectado Voltaje (V)
Línea R	3,385-16,365	3,985 – 11,330
Línea S	3.490-14.347	2.995-15.885
Línea T	3.595-10.187	3.195-13.522

De los diagramas de caja diarios para el THDi en cada línea eléctrica (figura 46 y figura 66), se observa que para algunos días como por ejemplo el martes, el THDi en el SSFV conectado, baja de una manera apreciable con respecto al SSFV conectado, mientras que en otros días como por ejemplo el viernes, no existe un cambio apreciable.

De los diagramas de caja para los datos máximos y mínimos extraídos del instrumento Fluke 43 y presentados en la figura 47 y figura 67, se aprecia que hay una disminución apreciable de los valores máximos de THDi en el caso de SSFV conectado, mientras que para los valores mínimos no existen grandes diferencias.

4.4.1.1.5 Análisis del THDi en el SSFV. En el presente estudio se realizaron medidas de THDi sobre el SSFV, estos análisis de muestran a continuación.

De los valores de THDi presentados en la tabla 17, se aprecia que en ambas líneas se llegaron a niveles mínimos como es el 1,0% a valores máximos como lo son el 33,0%.

De los diagramas de caja presentados en la figura 68, se observa que los valores máximos mencionados anteriormente fueron valores atípicos y que aproximadamente el 100% de la muestra se ubica por debajo del valor de 20,0%.

De los histogramas presentados en la figura 69 se aprecia que para ambas líneas de electricidad las muestras, presentan una distribución sesgada positivamente.

De las gráficas de distribución empírica para la muestra de THDi, presentadas en la figura 70 se observa que la probabilidad de un valor superior a 18 es de 0,0055 %.

De los diagramas de caja para las muestras diarias de THDi en cada uno de los días analizados, se observa que la mayoría de los diagramas de caja presentan valores máximos, inferiores a 15%.

De los diagramas de caja para valores máximos y mínimos en el SSFV se evidencia que en los diagramas de caja de los valores máximos, el 100% del valor para el tercer cuartil está por debajo del 10% y que para los valores mínimos el 100% de los valores del tercer cuartil está por debajo del 5%.

4.4.1.2 Análisis de los resultados Simulados

4.4.1.2.1 Análisis de los resultados para el factor de potencia simulado. De los resúmenes estadísticos encontrados en la tabla 20 y la tabla 22, se observa que los cambios (en la muestra del factor de potencia simulado) en las muestras son muy mínimos y no se pueden apreciar claramente excepto por el valor mínimo, el cual es un poco menor para cuando el SSFV está conectado, pero como se aprecia en los diagramas de caja del factor de potencia promedio en el caso conectado (figura 84), estos puntos mínimos en la muestra para el SSFV conectado, son datos atípicos, los cuales al ser muy pocos no presentan gran importancia.

De los diagramas de caja de las muestras del factor de potencia promedio presentados en la figura 77 y en la figura 84, se aprecia que las muestras tienden a distribuirse hacia valores por encima del límite legal de 0,9 pero no llegan a valores muy altos o superiores a 0,94.

De los histogramas para la muestra del factor de potencia promedio presentados en la figura 78 y en la figura 85, se observa que ninguna de las dos muestras presenta una distribución normal y que ambas muestras presentan dos modas.

De los intervalos de confianza presentados para ambas muestras, se observa que la muestra del SSFV desconectado, presenta valores por encima del valor límite legal de 0,9, mientras que para el desconectado se infringe este valor.

De las gráficas de la función de distribución empírica presentadas en la figura 79 y en la figura 86, se evidencia que la muestra para el SSFV desconectado presenta todos sus valores por encima del límite legal, mientras que para la muestra del SSFV desconectado solo un 88,57% de los valores están por encima del nivel legal.

De los resúmenes estadísticos para cada una de las líneas de electricidad presentados en la tabla 21 y la tabla 23, se observa que ambas muestras presentan valores por debajo del nivel legal, en el caso del SSFV desconectado, la fase T, presenta valores mínimos por debajo de este nivel, mientras que para la muestra con el SSFV conectado, las fases R y T presentan valores por debajo del nivel indicado.

De los diagramas de caja presentados en la figura 80 y en la figura 87, se aprecia que ambas muestras presentan datos atípicos por debajo del valor límite legal para la fase T.

De los histogramas de cada línea de electricidad, presentados en la figura 81 y en la figura 88, se observa que todas las muestras presentan distribuciones bimodales y bastante alejadas de una distribución normal.

De las gráficas de distribución empírica para cada fase presentada en la figura 82 y en la figura 89, se aprecia que el 100% de las líneas R y S en el caso del SSFV desconectado y S en el caso del SSFV desconectado presentan valores por encima del límite.

De los diagramas de caja diarios presentados en la figura 83 y en la figura 90, se aprecia que no existen grandes cambios para ambos casos (SSFV conectado y desconectado), excepto por algunos datos atípicos de más para la muestra del SSFV conectado.

4.4.1.2.2 Análisis de los resultados de la variación de frecuencia simulada. Debido a que los resultados de los análisis de manera simulada para la variable frecuencia no tuvieron cambio en ninguno de los casos (SSFV conectado y desconectado), se podría decir que los análisis de la frecuencia de manera simulada no tienen ninguna variación, sin embargo, no es correcto afirmar esto, debido a que para la simulación no se tuvieron en cuenta las características de distorsión armónica de las cargas, lo que permite concluir que es necesario un análisis más profundo, con un análisis de las características de las cargas, para llegar a obtener resultados razonables.

4.4.1.2.3 Análisis de los resultados de la variación de variación de voltaje de manera simulada. De los resúmenes estadísticos presentados en la tabla 25 y la tabla 26, se observa que todas las muestras se encuentran por encima y por debajo de los límites mínimos y máximo del valor de voltaje RMS.

De los diagramas de caja para las muestras de voltaje simulado (figura 93 y figura 97), se aprecia que ambas muestras presentan las mismas distribuciones pero aun así ambas contienen valores diferentes.

De los intervalos de confianza presentados para ambas muestras, en la tabla 32 se observa que ambas muestras presentan diferencias a nivel de decimales.

Tabla 32.

Intervalos de confianza para las muestras de voltaje simulado.

Fase eléctrica	Intervalo de confianza de 95%	
	Desconectado Voltaje (V)	Conectado Voltaje (V)
Línea R	124,59 – 126,93	124,60 – 126,95
Línea S	124,79 – 126,94	124,80 – 126,95
Línea T	124,80 – 127,01	124,80 – 127,01

De las gráficas de función de distribución presentadas en la figura 94 y en la figura 98, se evidencia que ningún valor para el SSFV conectado o desconectado, sobrepasa los límites de variación del voltaje.

De los histogramas presentados en la figura 95 y en la figura 99, se observa que, como en los diagramas de caja, aquí también las muestras presentan las mismas distribuciones; también se infiere que todas las muestras presentan distribuciones bimodales.

De los diagramas de caja presentados para los días analizados y graficados en la figura 96 y en la figura 100, se aprecia que las diferencias para ambas muestras fueron muy mínimas afectando solo el valor de algunos puntos.

4.4.2 Emisión de un juicio con base al análisis de la conexión del sistema fotovoltaico.

Como se pudo apreciar en los resultados experimentales y simulados, las variaciones de factor de potencia para los casos en el que el SSFV estuvo desconectado y conectado, fueron muy mínimas, obteniéndose un menor factor de potencia cuando el SSFV estuvo conectado. Sin embargo, el límite de 0,9 para el factor de potencia no se ve afectado en ninguno de los dos casos, por lo que se puede afirmar que el SSFV no afecta negativamente a la red.

Los resultados experimentales constataron que la frecuencia de la red no se ve afectada por el SSFV, puesto que los valores estadísticos en los casos conectado y desconectado fueron bastante

similares, con una variación de 0% para la media de las mediciones en el caso del SSFV conectado y desconectado.

Los resultados experimentales y simulados dieron a conocer que el SSFV no afecta negativamente al nivel de tensión nominal del sistema eléctrico, puesto que los límites de +10% del valor nominal y -10% del valor nominal no fueron alcanzados.

De los resultados mostrados para la distorsión total armónica de corriente, se puede concluir que el sistema no afecta negativamente los valores de THDi, además de esto se pudo apreciar una disminución de 16.71% en la línea R, y un pequeño aumento de 1.36% en la línea S para los valores de la media de THDi entre el SSFV desconectado y conectado, por lo tanto se afirma que los efectos del SSFV sobre el THDi fueron positivos.

Debido a que solo se tomaron muestras de la distorsión total armónica de voltaje para el caso en el que el SSFV estuvo conectado a la red, no se podría concluir si este afectó positivamente a la red; sin embargo, sí se puede decir que los efectos que tuvo el SSFV sobre la red eléctrica no fueron negativos puesto que los valores de THDv no superaron el valor límite del 5% y se mantuvieron por debajo del 2%.

4.4.3 Comparación de los resultados con otras investigaciones. En la tabla 33 se aprecia una comparación de los resultados de [13] y [16], con los resultados de la presente investigación. Analizando los resultados, se observa que el factor de potencia tuvo un impacto negativo en todos los casos, la variación de voltaje tuvo un impacto nulo en todos los casos, en la variación de frecuencia difieren los resultados de [15] y la presente investigación, sin embargo, en [15] los resultados fueron positivos, lo cual no contradice la hipótesis de un impacto nulo obtenida en esta investigación; para la distorsión total de armónicos de corriente en [13] el impacto fue negativo, mientras que en esta investigación se obtuvo un impacto positivo; se debe considerar

que en [13] la potencia del SSFV es ochocientas (800) veces mayor que el sistema implementado en este trabajo, por lo cual, se recomienda realizar un análisis detallado con diferentes escalas de potencia para SSFV's.

Tabla 33.

Comparación de los resultados con otras investigaciones.

Características del sistema		Impacto del sistema fotovoltaico en cuestión de			
Nombre	Instalación	Factor de Potencia	Variación de voltaje	Variación de frecuencia	THD en corriente
Mediciones y evaluación de las características de calidad de potencia como oscilaciones, desbalance y pequeñas variaciones de voltaje para un sistema fotovoltaico [13].	Planta solar fotovoltaica de 800 kW, con 16 inversores trifásicos de 50 kW, con transformador de baja tensión a media tensión, módulos fotovoltaicos de 180 W e inversores trifasicos.	No analizado	Impacto Nulo (No se ve afectado por el sistema.)	No analizado	Impacto negativo (Algunas metas de distorsión no fueron siempre reunidas)
Impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red de bajo voltaje en Malasia [14]	Planta solar de potencia variable conectada a una red de 298 kW.	No analizado	Impacto Nulo (Aun cuando la potencia de la planta se duplico, el voltaje no excedió los límites legales para su país - 6% +10%)	No analizado	No analizado
Estabilidad de la frecuencia y control de un sistema de potencia con grandes plantas fotovoltaicas usando información de PMU.[15]	Planta solar de 200 MW con inversores bidireccionales.	No analizado	No analizado	Impacto Positivo. (El incremento de la penetración fotovoltaica aumenta la estabilidad de frecuencia del sistema de potencia.)	No analizado
Efectos de los altos niveles de penetración de la generación fotovoltaica residencial. [16]	Sistema solar fotovoltaico conectado a una red urbana en Austin, Texas, UE. Con inversores grid-tie.	Impacto negativo (El factor de potencia medido en los alimentadores se reduce significativamente a bajos niveles)	Impacto nulo	No analizado	No analizado

Análisis de los efectos de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión en la UFPS	Sistema solar fotovoltaico de 1kW con microinversores de la marca Emphase modelo M250.	Impacto negativo	Impacto Nulo	Impacto Nulo	Impacto positivo

4.5 Divulgación de resultados

Se elaboró un artículo titulado “Análisis estadístico de la radiación solar en la ciudad de Cúcuta” que se envió a la revista “Entre Ciencia e Ingeniería” con categorización B en Publíndex, dicho artículo se encuentra actualmente en evaluación. En el artículo se hace un tratamiento estadístico a los datos de radiación global proporcionados por la estación meteorológica del IDEAM que se encuentra en la UFPS, con el fin de obtener los valores promedio de radiación global anual y mensual de la ciudad de Cúcuta, que posteriormente se agregarían como variable de entrada a la simulación en el programa DIgSILENT Power Factory. Adicionalmente, se encuentran en proceso de elaboración dos artículos, el primero para mostrar los resultados obtenidos mediante simulación de la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica a los que se les varié su capacidad de generación, con el fin de observar que cambios se producen a mayor o menor potencia, y otro para el análisis del impacto de un sistema fotovoltaico conectado a la red, con los datos experimentales obtenidos en la presente investigación.

5 Conclusiones

Para el presente análisis se debe tener en cuenta que la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico (0,980 kW en su máxima capacidad) es bastante inferior a la potencia consumida por el departamento de electricidad y electrónica (superior a los 50 kW para periodos de mucha carga), por esto se informa que estos análisis pueden haberse visto afectados por la variabilidad de la carga que al tener inferior, igual o superior capacidad (con respecto al SSFV) de repercutir negativa o positivamente sobre la calidad de la energía eléctrica, debido a que la variabilidad de la carga es producida por conexión de diferentes equipos como computadores, cargadores de celulares, fuentes de voltaje, lámparas, motores, hornos y otros equipos en general, usados comúnmente en estos laboratorios; por la razón anterior y teniendo en cuenta los errores de exactitud y precisión de los equipos de medición, los análisis aquí expuestos pudieron verse afectados por efectos del azar y los resultados podrían no ser escalables para representar de manera general los efectos que tendría un sistema solar fotovoltaico de superior tamaño, pudiendo ser que con un mayor sistema se obtenga más, o menos efectos en la calidad de la energía. Sin embargo, se establece que los análisis aquí presentados son los efectos que tiene un sistema solar fotovoltaico de aproximadamente 0,980 kW en su máxima capacidad a un sistema eléctrico que maneja potencias de hasta 50kW. Este sistema fotovoltaico instalado, consta de 4 paneles solares de la marca Yingli Solar modelo YL245P-29B (Células solares de silicio multicristalino), y cuatro microinversores de la marca Emphase, modelo Emphase M250.

Basándose en los análisis realizados en este documento se puede afirmar que el sistema solar fotovoltaico no afecta de manera negativa ninguno de los parámetros de calidad de energía eléctrica como lo son el factor de potencia, la variación de frecuencia, la variación de voltaje, la distorsión total armónica en corriente y la distorsión total armónica en voltaje.

Con la presente investigación se observa que la ciudad de Cúcuta tiene un gran potencial de radiación solar contando con una insolación media de 5,335 kWh $m^{-2}día^{-1}$ comparado con el promedio de radiación solar de Colombia que es de 4,5 kWh $m^{-2}día^{-1}$ [51], y el promedio mundial de 3,9 kWh $m^{-2}día^{-1}$ [51]. Además, se pudo observar en las gráficas y en la información suministrada en los resultados que la radiación solar global en la ciudad de Cúcuta permite hacer una explotación energética de este potencial solar a través del aprovechamiento por energía térmica y fotovoltaica.

Por medio de los análisis a la bases de datos de radiación solar se puede decir que para la ciudad de Cúcuta existe un promedio de 5,335 horas solar pico para todo el año, y que encuentra sus valores máximos en los meses de Agosto y Septiembre y sus valores más bajos para los meses de Marzo y Diciembre, pero que también depende de los fenómenos meteorológicos que se presenten.

Los parámetros de calidad de energía eléctrica, aunque no son afectados negativamente por el sistema fotovoltaico, se puede decir que si son levemente influidos por dicho sistema en las variables factor de potencia, variación de voltaje y distorsión total armónica de corriente.

En el factor de potencia promedio se observa una disminución de 1% para la muestra en el SSFV conectado a la red; en el caso del factor de potencia por líneas se identifico una disminución del factor de potencia en cada línea, esta disminución fue del 12% para la línea R, y un ligero aumento del 0.6% en la línea S.

En el caso de la frecuencia se evidencio que esta no presento ningún cambio cuando el SSFV fue conectado, con lo cual se concluye que la conexión del SSFV no afecta de ninguna forma el sistema eléctrico.

En la variación de voltaje se evidencio que el efecto que realiza el SSFV sobre el voltaje de la red eléctrica es despreciable.

En la THDi se observó que es afectada por el SSFV, disminuyendo su valor en un nivel de 16.71% en la línea R, también se observó que la red eléctrica tuvo menores valores de THDi cuando el SSFV estuvo conectado a la red.

6 Recomendaciones

Debido a la variación de la carga se recomienda realizar mediciones durante un periodo de al menos un semestre académico, con equipos más precisos y acordes a las variables que se desean evaluar, para así obtener una cantidad mayor de datos y tener un modelo más preciso del sistema, con el fin de hacer un mejor análisis estadístico.

Si se desea hacer un análisis simulado más preciso de la distorsión total armónica presente en la red, se recomienda hacer una caracterización de cada equipo en cuanto a la distorsión armónica inyectada por cada uno a la red eléctrica.

A los trabajos futuros sobre este proyecto se recomienda que se cercioren sobre el estado en el que se encuentran los equipos de medición y equipos de seguridad que posee la universidad, con el fin de hacer el trabajo más sencillo y de mayor calidad.

Según los resultados obtenidos se recomienda hacer un rebalanceo de cargas para evitar sobrecostos en la factura de energía eléctrica debido a sanciones por exceder el límite de factor de potencia.

Se recomienda el cambio o rediseño del tablero de general de acometidas y sus componentes, para que dicho tablero ubicado en el laboratorio LG 108, cumpla con los requisitos del numeral 20.23 de la norma RETIE en cuanto al orden y la identificación de los conductores de fase, el calibre y el número de los cables que ingresan y salen de los interruptores automáticos, la correcta sujeción de los conectores a los barrajes y rotulado del tablero.

Si el anterior problema persiste se recomienda la instalación de un banco de capacitores con el fin de estabilizar el factor de potencia en la red eléctrica.

Realizar un Plano eléctrico y estructural del departamento de electricidad y electrónica en donde se incluya información actualizada de los tableros secundarios, las protecciones y los totalizadores, con el objetivo de facilitar la elaboración de estudios posteriores.

Realizar un análisis estadístico más profundo en donde se tengan en cuenta las pruebas de hipótesis, con el objetivo de determinar cuantitativamente la diferencia que existe entre las variables de calidad de energía eléctrica para el SSFV conectado y desconectado.

Utilizar equipos de medición de los que se tenga certeza de su calibración, con el objetivo de mejorar y garantizar la calidad de los resultados del estudio.

Realizar estudios termográficos del barraje del departamento de electricidad y electrónica con el fin de identificar y mejorar sus condiciones de operación, en caso de encontrar puntos calientes o anomalías.

Realizar seguimiento del desempeño del sistema fotovoltaico a través de equipos como el Envoy proporcionado por Enphase, con el fin de analizar su producción a través del tiempo y compararla con la producción esperada teóricamente.

En caso de ampliar el sistema fotovoltaico, cambiar el cable de puesta a tierra por uno de un diámetro superior con el objetivo de mejorar las condiciones del sistema de puesta a tierra del SSFV y anticipar problemas eléctricos que puedan tener alguna repercusión negativa sobre el sistema.

En caso de ampliar el sistema fotovoltaico, tener en cuenta el calibre de los conductores eléctricos que transportan la energía del sistema fotovoltaico al barraje con el objetivo de evitar problemas eléctricos como derretimiento del aislante y debido a esto posibles cortocircuitos en el sistema.

En caso de ampliar el sistema fotovoltaico tener en cuenta la resistencia y antigüedad del techo de eternit a la hora de fabricar una estructura más grande.

Se recomienda trabajar con el paquete de R llamado Openxls, debido a que algunos otros como ejemplo el paquete XLconnect, presentan dificultades relacionadas con la aplicación Java, en el manejo de grandes volúmenes de información.

Referencias

[1] G. Kopp and J. L. Lean, “A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance,” *Geophys. Res. Lett.*, vol. 38, no. 1, pp. 1–7, 2011.

[2] J. M. Casas Úbeda, *Educación medioambiental, Enseñanza Secundaria*. Club Universitario, 2007.

[3] M. A. Green *et al.*, “Solar Cells Utilizing Small Molecular Weight Organic Semiconductors,” *Prog. Photovolt Res. Appl.*, vol. 15, no. February 2013, pp. 659–676, 2007.

[4] Oscar Perpiñán Lamigueiro, *Energía solar fotovoltaica*. 2015.

[5] C. S. Antonio, B. D. David, C. F. Eduardo, and C. G. I. L. M. Alonso, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Editorial UNED, 2015.

[6] A. J. Peyton and V. Walsh, *Analog electronics with Op Amps : a source book of practical circuits*. Cambridge University Press, 1993.

[7] U. del A. Universidad Autònoma de Occidente, *Calidad de la energía eléctrica*, vol. 1. .

[8] Congreso de Colombia, *Ley 1715 del 2004*. 2014.

[9] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución No. 024 del 2005*. 2005.

[10] IEA International Energy Agency, *Trends 2015 in photovoltaic applications*. 2015.

[11] First Solar, “Topaz Solar Farm | First Solar.” .

[12] Google Maps, “Planta Topaz en California, USA.” .

[13] M. J. Ortega, J. C. Hernández, and O. G. García, “Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 23–35, 2013.

[14] C. H. Tie and C. K. Gan, “Impact of grid-connected residential PV systems on the malaysia low voltage distribution network,” *Proc. 2013 IEEE 7th Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2013*, no. June, pp. 670–675, 2013.

[15] A. Abdlrahem, G. K. Venayagamoorthy, and K. A. Corzine, “Frequency stability and control of a power system with large PV plants using PMU information,” *45th North Am. Power Symp. NAPS 2013*, 2013.

[16] A. Toliyat, F. M. Uriarte, and A. Kwasinski, *Effects of high penetration levels of residential photovoltaic generation*. 2012.

[17] I. A. D. R. Senior Member and Dharshana Muthumuni, “Herramientas de simulación para el estudio de la integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.” ResearchGate, Feb-2016.

[18] Raúl Gonzáles, Humberto R. Jimenez G., and Javier Lagunas M., “Sistema fotovoltaico conectado a la red.” Dec-2003.

[19] J.A. Cruz Nájera and D. Sebastián Baltazar, “Impacto de la Generación Fotovoltaica Conectada a la Red de Baja Tensión,” 2015, p. 6.

[20] L. E. Luna, H. Torres, and A. Pavas, “Integration of Photovoltaic Generation in a Microgrid: Spinning Reserve Analysis,” *Simp. Int. Sobre Calid. la Energía Eléctrica VII*, pp. 1–7, 2013.

[21] J. M. Muñiz, *Energía Solar Fotovoltaica*. España: FC Editorial.

[22] S. P., *Energía solar en arquitectura y construcción*. RIL Editores, 2007.

[23] F. X. M. de Osés, *Meteorología aplicada a la navegación*. Univ. Politèc. de Catalunya, 2010.

[24] Javier María Méndez Muñiz and Rafael Cuervo García, *Energía solar fotovoltaica.*, 2nd ed. FC Editorial, 2007.

[25] I. Nacional, *Ley 025 13 Jul. 1995*. 1994.

[26] Dr. Juan Carlos Campos Avella, "Calidad de la energía eléctrica." Universidad del Atlántico.

[27] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas De Potencia*. Pearson Educación, 2007.

[28] Roland Talon, *Guía de diseño de instalaciones eléctricas*, Segunda ed., vol. 1. España: Schneider Electric España, S.A., 2008.

[29] Centrales Electricas de Norte de santander, "Norma CENS Tomo I," pp. 2–4, 2004.

[30] G. Santamaría and A. Castejón, *Reguladores e inversores (Instalaciones solares fotovoltaicas)*. Editex, 2011.

[31] D. Committee, I. Power, and E. Society, "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society," vol. 2014, 2014.

[32] K. Rojas and S. Sepúlveda, "Site assesment for a PV System in Colombia," *31st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pp. 2122–2124, 2015.

[33] G. Santamaría and A. Castejón, *Instalaciones fotovoltaicas (II) (Instalaciones solares fotovoltaicas)*. Editex, 2011.

[34] Ministerio Económico y Desarrollo, *NTC 2050*. 1998.

[35] Enphase, "Microinversores Enphase M250 y M215." pp. 1–50.

[36] RETIE, *RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes*. 2013.

[37] Fluke Corporation, "Fluke 43 Power Quality Analyzer Applications Guide," no. June. 1998.

[38] EXTECH, "Analizador de tensión trifásico para 1200A / Registrador de datos." .

[39] Fluke:, "Fluke: Con la seguridad incorporada."

[40] I. Std, I. Standards, C. Committee, P. Quality, and I. S. Board, *IEEE Std 1159-1995 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. 1995.

[41] DIgSILENT, *User Manual DIgSILENT PowerFactory*. 2011.

[42] W. C. Navidi, *Estadística para ingenieros*. McGraw-Hill, 2006.

[43] B. Efron and R. Tibshirani, *An introduction to the bootstrap*. Chapman & Hall, 1994.

[44] R. G. Ross, *Flat−Plate Photovoltaic Array Design Optimization*. p. 1126−1132.

[45] IDEAM, "AIRE Y CLIMA - IDEAM." [Online]. Available: http://www.ideam.gov.co/web/ecosistemas/aire-y-clima. [Accessed: 23-Apr-2017].

[46] Yingli Solar, "Yge 60 40 mm Series." p. 2, 2012.

[47] A. M. de B. D.C., *Decreto número 020 de 18 Enero 2017*. 2017, p. 6.

[48] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, “Informe Mensual De Variables De Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano,” *Minist. Minas y Energía*, vol. Diciembre, no. 69, pp. 1–17, 2015.

[49] G. Poveda Jaramillo, “Retroalimentación Dinámica Entre El Fenómeno El Niño-Oscilación Del Sur Y La Hidrología De Colombia,” 1998.

[50] International Research Institute for Climate and Society, “IRI ENSO Forecast.” .

[51] U. Unidad de Planeación Minero Energé tica, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.” .

[52] Enphase Energy, “enphase.com Doc # HPV-00150-1.0.” .

[53] Enphase Energy, “Enphase M250.” p. 2, 2013.

Anexos

Anexo A. Generación de armónicos para Microinversor Enphase M250.

G59/3 TYPE TEST VERIFICATION REPORT

Power Quality - Harmonic Generation Generating Unit tested to BS EN 61000-3-12						
Generating Unit rating per phase (rpp)			7.0*	kVA	Harmonic % =Measured Value (Amps) x 23/rating per phase (kVA)	
Harmonic	At 45-55% of rated output		100% of rated output		Limit in BS EN 61000-3-12	
	Measured Value MV in Amps	%	Measured Value MV in Amps	%	1 phase	3 phase
2	0.003	0.023	0.006	0.01	8%	8%
3	0.039	0.298	0.283	0.62	21.6%	Not stated
4	0.006	0.046	0.003	0.01	4%	4%
5	0.009	0.069	0.19	0.42	10.7%	10.7%
6	0.006	0.046	0.002	0.00	2.67%	2.67%
7	0.04	0.306	0.26	0.57	7.2%	7.2%
8	0.02	0.153	0.006	0.01	2%	2%
9	0.027	0.207	0.231	0.51	3.8%	Not stated
10	0.004	0.031	0.004	0.01	1.6%	1.6%
11	0.048	0.367	0.197	0.43	3.1%	3.1%
12	0.004	0.031	0.006	0.01	1.33%	1.33%
13	0.08	0.612	0.259	0.57	2%	2%
THD	0.013	1.3	0.00095	0.095	23%	13%
PWHD	0.034	3.4	0.02575	2.575	23%	22%
* system size is scalable; this is the system size tested (28 PCUs)						

Figura A. 1. Tabla de generación de armónicos para Microinversor Enphase M250. Fuente [52].

Anexo B. Presupuesto.

Tabla B. 1

Descripción de los equipos que se adquirieron.

Descripción	Cantidad	Justificación	Fuentes			TOTAL ($)
			Estudiante	UFPS	Externa	
Panel Solar 245W	4	Necesario para convertir energía solar en eléctrica		1’037.931		4’151.724
Microinversor Enphase M250	4	Convierte corriente DC en AC		554.655		2’218.620
Materiales para estructura metalica	1	Materiales necesarios para hacer la estructura metálica del sistema solar fotovoltaico	341.300			341.300
Puesta a tierra	1	Protege los usuarios y equipos de fallos eléctricos	134.900			134.900
Conductores e interruptores automáticos	1	Necesarios para hacer las conexiones eléctricas además de manejar el encendido y apagado del SSFV	190.400			190.400
Canalización	1	Da protección extra a los conductores y a los usuarios.	165.400			165.400
Mano de obra	1	Hacer e instalar el soporte metálico		694.880		694.880
		Subtotal	832.000	2’287.466		7’897.224
		IVA	133.120	254.814		1’152.375
		TOTAL ($)	965.120	2’542.280		9’049.599

Anexo C. Especificaciones técnicas de dispositivos usados

YGE 60 Cell 40mm SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type			YLxxxP-29b (xxx=P_{max})						
Power output	P_{max}	W	260	255	250	245	240	235	230
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	0 / 5						
Module efficiency	η_m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4	14.1
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	30.9	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.41	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97	7.80
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	38.9	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0	37.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.98	8.88	8.79	8.63	8.65	8.54	8.40

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{max}	W	188.3	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7	167.0
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	28.1	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6	26.6
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	6.70	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42	6.29
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	35.9	35.7	35.4	34.5	34.2	33.8	33.8
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.27	7.19	7.12	6.99	7.01	6.92	6.81

ature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mpp}	β_{Vmpp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V_{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and w ind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

• Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
• The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

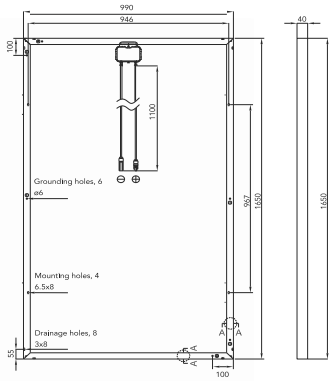
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	19.1kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Box weight	534kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.
service@yinglisolar.com
Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_EU_EN_201211_v02.20

YINGLI SOLAR OFFICIAL SPONSOR FIFA WORLD CUP Brasil

Figura C. 1. Especificaciones del panel solar Yingli Solar YL 245P – 29b. Fuente [46].

Enphase® **M250** Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)	**M250-60-2LL-S22 , M250-60-2LL-S25**	
Recommended input power (STC)	210 - 310 W	
Maximum input DC voltage	48 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V	
Operating range	16 V - 48 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V	
Max DC short circuit current	15 A	
OUTPUT DATA (AC)	**@208 VAC**	**@240 VAC**
Peak output power	250 W	250 W
Rated (continuous) output power	240 W	240 W
Nominal output current	1.15 A (A rms at nominal duration)	1.0 A (A rms at nominal duration)
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz
Extended frequency range*	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz
Power factor	>0.95	>0.95
Maximum units per 20 A branch circuit	24 (three phase)	16 (single phase)
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles
EFFICIENCY		
CEC weighted efficiency	96.5%	
Peak inverter efficiency	96.5%	
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %	
Night time power consumption	65 mW max	
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range	-40ºC to +65ºC	
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)	
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)	
Cooling	Natural convection - No fans	
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6	
Connector type	M250-60-2LL-S22: MC4 M250-60-2LL-S25: Amphenol H4	
FEATURES		
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules	
Communication	Power line	
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.	
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options	
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01	

* Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit **enphase.com**

[e] enphase® ENERGY

© 2015 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands in this document are registered by their respective owner.

MKT-00070 Rev 1.0

Figura C. 2 Especificaciones técnicas del microinversor Enphase M250. Fuente [53]

Anexo D. Cuadros de cargas

Tabla D. 1

Potencia aparente y factor de potencia de los equipos del sitio analizado.

Equipo	Factor de potencia	Potencia Aparente (VA)	Mono-fásico	Bi-fásico	Tri-fásico
PC (CPU + Monitor)	0,51	115	x		
Fuente DC	0,67	210	x		
Osciloscopio	0,53	50	x		
Generador	0,78	100	x		
Estación (Fte. DC +Osc +Gen)	0,68	360	x		
Estación + PC	0,64	475	x		
Fuente AC	0,95	1320		x	
Fuente AC / DC	0,95	2240			x
LCR	0,98	20	x		
Estación Potencia (Fte. DCx2 + Oscx2 + Generador)	0,66	620	x		
Nevera	0,97	209	x		
Aire Acondicionado. A	0,97	2240		x	
Aire Acondicionado. B	0,97	3290		x	
Aire Acondicionado. C	0,97	1870		x	
Aire Acondicionado. D	0,97	4475			x
Luminarias LED	0,9	45	x		
Lum. Fluorescente	0,95	70	x		
Lum. Ahorradoras	0,95	25	x		
Equipo Carbones A	0,95	1200		x	
Equipo Carbones B	0,95	900		x	
Equipo Carbones C	0,95	4000		x	
Equipo Carbones D	0,95	6000		x	
Equipo Carbones E	0,95	3600			x
Equipo Control RT 614	0,95	750	x		
Equipo Control RT 634	0,95	250	x		
Modulo Control Motor	0,95	800			x
Equipo LN	0,95	1100	x		
Equipo DL10305	0,95	40	x		

Equipo DL30052	0,95	64	x		
Equipo DL30061	0,95	220	x		
Equipo DL30195	0,95	196	x		
Equipo DL30018	0,95	1825			x
Equipo DL10281	0,95	1015			x
Equipo PLL	0,95	750			x

Tabla D. 2

Carga de luminarias LG's

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
26	Luminarias LED	0,9	855	315	

Tabla D. 3

Carga de luminarias Pasillo + Carga del LG 106

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
3	PC	0,51	345		
24	Fluorescente	0,95	280	1400	
1	Aire Acondicionado. A	0,97	1120		1120

Tabla D. 4

Carga del LG 107

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
11	PC	0,51	345	460	460
1	Aire Acondicionado. B	0,97		1645	1645

Tabla D. 5

Carga del LG 108

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
1	Estación	0,68		360	
1	Fuente DC	0,67			210
1	Osciloscopio	0,53			50
5	PC	0,51		345	230
1	Aire Acondicionado. B	0,97	1645	1645	

Tabla D. 6

Carga del LG 109

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Estación	0,68		1800	360
1	Generador	0,78		100	
1	Osciloscopio	0,53		50	
6	PC	0,51		575	115
1	Aire Acondicionado. B	0,97		1645	1645

Tabla D. 7

Carga del LG 110

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Estación	0,68	360	360	1440
6	PC	0,51	115	115	460
1	Aire Acondicionado. B	0,97		1645	1645

Tabla D. 8

Carga del Departamento

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
1	Nevera	0,97			209
7	PC	0,51	460	460	345
22	Fluorescente	0,95	1540		
2	Aire Acondicionado. A	0,97	2240	2240	
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 9

Carga del LG 112

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95	420		
2	Aire Acondicionado. A	0,97		1645	1645

Tabla D. 10

Carga de las oficinas del LG 112

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
5	PC	0,51	345		230
6	Fluorescente	0,95	420		
4	Ahorradoras	0,95	100		
2	Aire Acondicionado. A	0,97	2240	1120	1120

Tabla D. 11

Carga del laboratorio de carbones

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
20	Fluorescente	0,95	560		840
1	Equipo Carbones A	0,95	1200		
1	Equipo Carbones B	0,95		900	
2	Equipo Carbones C	0,95	4000	2000	2000
1	Equipo Carbones D	0,95	3000		3000
1	Equipo Carbones E	0,95	1200	1200	1200

Tabla D. 12

Carga de la oficina del laboratorio de carbones

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
1	PC	0,51	115		
8	Fluorescente	0,95	560		
	Aire Acondicionado. C	0,97		935	935

Tabla D. 13

Carga de los Laboratorios especializados en el segundo piso.

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95			420
6	PC	0,51		690	
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 14

Carga del LE 101

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95	420		
6	Estación + PC	0,64	475	475	1900
1	Equipo Control RT 614	0,95	750		
1	Equipo Control RT 634	0,95	250		
1	Equipo LN	0,95		1100	
1	Modulo Control Motor	0,95	266,66	266,66	266,66
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 15

Carga del LE 102

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95		420	
3	Equipo DL10305	0,95	40	40	40
3	Equipo DL30052	0,95	64	64	64
3	Equipo DL30061	0,95	220	220	220
3	Equipo DL30195	0,95	196	196	196
3	Equipo DL30018	0,95	1825	1825	1825
1	Equipo DL10281	0,95	338,33	338,33	338,33
3	Equipo PLL	0,95	750	750	750
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 16

Carga del LE 103

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95			420
6	PC	0,51		690	
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 17

Carga del LE 104

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95			420
6	PC	0,51		690	
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 18

Carga del LE 105

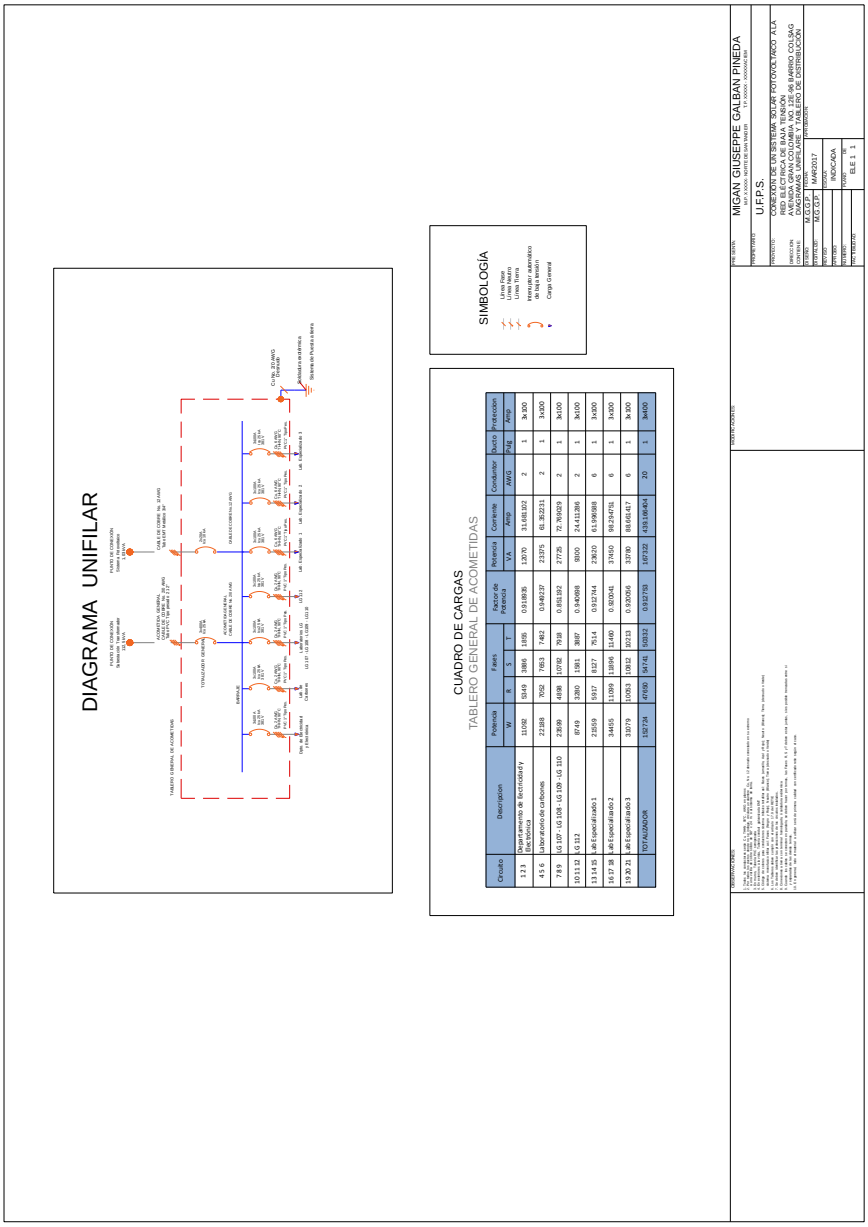
Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95		420	
1	PC	0,51		115	
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Tabla D. 19

Carga del LE 106

Cantidad	Equipo	Factor de potencia	Fases (VA)		
			R	S	T
6	Fluorescente	0,95	420		
2	LCR	0,98	20	20	
4	Estación Potencia (Fte. DCx2 + Oscx2 + Generador)	0,66	620	620	1240
2	Fuente AC	0,95	2640	1320	1320
2	Fuente AC / DC	0,95	1493,33	1493,33	1493,33
1	Aire Acondicionado. D	0,97	1525	1525	1525

Anexo E. Plano Dpto. de electricidad y electrónica, diagrama unifilar y cuadro de cargas



Circuito	Descripcion	Potencia W	Fases R	S	T	Factor de Potencia	Potencia VA	Conductor Amp	Conductor AWG	Ductos Pulg	Protección Amp
1 3	Departamento de Electricidad y Electrónica	11092	5549	3886	1656	0.918835	13070	3.1458102	2	1	3x 80
4 5 6	Laboratorio de cabinas	22388	7052	7653	7482	0.949237	23575	61.352231	2	1	3x80
7 8 9	LG 107- LG 108 - LG 109 - LG 110	23809	4498	11092	7938	0.881922	27725	72.769639	2	1	3x100
10 11 12	LG 112	8749	3280	1961	3507	0.945098	9300	24.411396	2	1	3x100
13 14 15	Lab Especializado 1	23859	5917	8327	7614	0.912744	28210	61.695388	6	1	3x80
16 17 18	Lab Especializado 2	34455	11099	11896	11460	0.920041	37450	98.274731	6	1	3x80
19 20 21	Lab Especializado 3	33079	10053	11062	10213	0.930066	33780	88.661417	6	1	3x 300
	TOTALIZADOR	159728	47450	54716	50332	0.932793	187132	439.196454	20	1	3x400

Figura E. 1. Plano Dpto de electricidad y electrónica, diagrama unifilar y cuadro de cargas

Anexo F. Código de programación en Matlab.

```
clear all; clc;
H=ones([160 6]);
Dpto=[460; 1540; 460; 1; 554; 1; 4480; 1; 1; 4575];
DptoPF=[0.51; 0.95; 0.51; 1; 0.68; 1; 0.97; 1; 1; 0.97];
DptoW=Dpto.*DptoPF;
LCarbC=[1200; 560; 900; 1; 1; 840; 4000; 4000; 6000; 3600];
LCarbCPF=[0.95; 0.95; 0.95; 1; 1; 0.95; 0.95; 0.95; 0.95; 0.95];
LCarbCW=LCarbC.*LCarbCPF;
LCarb=[115; 560; 1; 1; 1; 1; 1; 1; 1870; 1]; % Lab de carbones oficina
LCarbPF=[0.51; 0.95; 1; 1; 1; 1; 1; 1; 0.97; 1];
LCarbW=LCarb.*LCarbPF;
Of112=[345; 1; 1; 520; 230; 1; 1; 2240; 2240; 1];
Of112PF=[0.51; 1; 1; 0.95; 0.51; 1; 1; 0.97; 0.97; 1];
Of112W=Of112.*Of112PF;
LG110=[475; 1; 475; 1; 1900; 1; 1; 1; 3290; 1];
LG110PF=[0.64; 1; 0.64; 1; 0.64; 1; 1; 1; 0.97; 1];
LG110W=LG110.*LG110PF;
LG109=[1; 1; 2525; 1; 475; 1; 1; 1; 3290; 1];
LG109PF=[1; 1; 0.64; 1; 0.64; 1; 1; 1; 0.97; 1];
LG109W=LG109.*LG109PF;
LG108=[1; 1; 705; 1; 490; 1; 3290; 1; 1; 1];
LG108PF=[1; 1; 0.60; 1; 0.58; 1; 0.97; 1; 1; 1];
LG108W=LG108.*LG108PF;
LG107=[345; 1; 460; 1; 460; 1; 1; 1; 3290; 1];
LG107PF=[0.51; 1; 0.51; 1; 0.51; 1; 1; 1; 0.97; 1];
LG107W=LG107.*LG107PF;
LG112=[1; 420; 1; 1; 1; 1; 1; 3290; 1; 1];
LG112PF=[1; 1; 1; 1; 1; 1; 1; 0.97; 1; 1];
LG112W=LG112.*LG112PF;
LIlum=[1; 855; 1; 315; 1; 1; 1; 1; 1; 1]; %Los labs G mantienen las luces encendidas
LIlumPF=[1; 0.9; 1; 0.9; 1; 1; 1; 1; 1; 1];
LIlumW=LIlum.*LIlumPF;
LPas=[345; 280; 1; 1400; 1; 1; 1; 2240; 1; 1]; %Luz de pasillo + Lab redes (tesistas)
LPasPF=[0.51; 0.95; 1; 0.95; 1; 1; 1; 0.97; 1; 1];
LPasW=LPas.*LPasPF;
%fijo Dpto+LCarb+Of112+LG108
%H(1:10, 2) EN MATRIZ FILA DE 1 A 10 COLUMNA 2
H(1:10, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109;
H(11:20, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109;
H(21:30, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;
H(31:40, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;
H(41:50, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
H(51:60, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
H(61:70, 1)=LIlum;
H(71:80, 1)=LIlum;
H(81:90, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
H(91:100, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG110+LG110;
H(101:110, 1)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;
H(111:120, 1)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;
H(121:130, 1)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
H(131:140, 1)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG110+LG112;
H(1:10, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
H(11:20, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;
```

H(21:30, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(31:40, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(41:50, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(51:60, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(61:70, 2)=LIlum;

H(71:80, 2)=LIlum;

H(81:90, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG109+LG112;

H(91:100, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(101:110, 2)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(111:120, 2)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(121:130, 2)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG109+LG112;

H(131:140, 2)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG109;

H(1:10, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110;

H(11:20, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;

H(21:30, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(31:40, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(41:50, 3)=LIlum+Dpto+Of112+LG108+LCarbC+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(51:60, 3)=LIlum+Dpto+Of112+LG108+LCarbC+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(61:70, 3)=LIlum;

H(71:80, 3)=LIlum;

H(81:90, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(91:100, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;

H(101:110, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG112;

H(111:120, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110;

H(121:130, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(131:140, 3)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(1:10, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(11:20, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG112;

H(21:30, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(31:40, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(41:50, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(51:60, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

H(61:70, 4)=LIlum;

H(71:80, 4)=LIlum;

H(81:90, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG109;

H(91:100, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG109;

H(101:110, 4)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG110+LG109+LG112;

```
H(111:120,
4)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG11
0+LG112;

H(121:130,
4)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG11
0;

H(131:140,
4)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG11
0;

H(1:10,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG109+LG112;

H(11:20,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG109+LG112;

H(21:30,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG112;

H(31:40,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG112;

H(41:50,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
112;

H(51:60,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
112;

H(61:70, 5)=LIlum;

H(71:80, 5)=LIlum;

H(81:90,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG112;

H(91:100,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG112;

H(101:110,
5)=LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG107+LG
110+LG109+LG112;

H(111:120,
5)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108+LG10
7+LG110+LG109+LG112;

H(121:130,
5)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108;

H(131:140,
5)=LPas+LIlum+Dpto+LCarb+Of112+LG108;

HW=ones([160 6]);

HW(1:10,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W;

HW(11:20,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W;

HW(21:30,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(31:40,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(41:50,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(51:60,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(61:70, 1)=LIlumW;

HW(71:80, 1)=LIlumW;

HW(81:90,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(91:100,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG110W+LG110W;

HW(101:110,
1)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(111:120,
1)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(121:130,
1)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG110W+LG112W;

HW(131:140,
1)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG110W+LG112W;

HW(1:10,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(11:20,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(21:30,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(31:40,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(41:50,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;
```

HW(51:60,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(61:70, 2)=LIlumW;

HW(71:80, 2)=LIlumW;

HW(81:90,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG109W+LG112W;

HW(91:100,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(101:110,
2)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(111:120,
2)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(121:130,
2)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG109W+LG112W;

HW(131:140,
2)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG109W;

HW(1:10,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W;

HW(11:20,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(21:30,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(31:40,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(41:50,
3)=LIlumW+DptoW+Of112W+LG108W+LCarbCW
+LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(51:60,
3)=LIlumW+DptoW+Of112W+LG108W+LCarbCW
+LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(61:70, 3)=LIlumW;

HW(71:80, 3)=LIlumW;

HW(81:90,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(91:100,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(101:110,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(111:120,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W;

HW(121:130,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(131:140,
3)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(1:10,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(11:20,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(21:30,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(31:40,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(41:50,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(51:60,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(61:70, 4)=LIlumW;

HW(71:80, 4)=LIlumW;

HW(81:90,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG109W;

HW(91:100,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG109W;

HW(101:110,
4)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(111:120,
4)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG110W+LG112W;

HW(121:130,
4)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG110W;

HW(131:140,
4)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG110W;

```
HW(1:10,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(11:20,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(21:30,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(31:40,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(41:50,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(51:60,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG112W;

HW(61:70, 5)=LIlumW;

HW(71:80, 5)=LIlumW;

HW(81:90,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(91:100,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG112W;

HW(101:110,
5)=LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+LG108W+
LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(111:120,
5)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W+LG107W+LG110W+LG109W+LG112W;

HW(121:130,
5)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W;

HW(131:140,
5)=LPasW+LIlumW+DptoW+LCarbW+Of112W+L
G108W;

HPF=HW./H;

%-----------------------------------------

H1=ones([160 6]);

LE101=[1475; 420; 1575; 1; 1900; 1; 1; 1; 1; 5375];
%PRIMER PISO

LE101PF=[0.85; 0.95; 0.856; 1; 0.64; 1; 1; 1; 1;
0.967];

LE101W=LE101.*LE101PF;

LE102=[40; 1; 40; 420; 40; 1; 480; 480; 480; 13335];
%PRIMER PISO

LE102PF=[0.95; 1; 0.95; 0.95; 0.95; 1; 0.95; 0.95;
0.95; 0.957];

LE102W=LE102.*LE102PF;

LE103=[1; 1; 690; 1; 1; 420; 1; 1; 1; 4575];
%PRIMER PISO

LE103PF=[1; 1; 0.51; 1; 1; 0.95; 1; 1; 1; 0.97];

LE103W=LE103.*LE103PF;

LE104=[1; 1; 690; 1; 1; 420; 1; 1; 1; 4575];
%PRIMER PISO

LE104PF=[1; 1; 0.51; 1; 1; 0.95; 1; 1; 1; 0.97];

LE104W=LE104.*LE104PF;

LE105=[1; 1; 115; 420; 1; 1; 1; 1; 1; 4575];
%PRIMER PISO

LE105PF=[1; 1; 0.51; 0.95; 1; 1; 1; 1; 1; 0.97];

LE105W=LE105.*LE105PF;

LE106=[640; 420; 640; 1; 1240; 1; 2640; 1320; 1320;
9055]; %PRIMER PISO

LE106PF=[0.67; 0.95; 0.67; 1; 0.66; 1; 0.95; 0.95;
0.95; 0.96];

LE106W=LE106.*LE106PF;

LES=[1; 1; 690; 1; 1; 420; 1; 1; 1; 4575];
%SEGUNDO PISO (FIJO)

LESPF=[1; 1; 0.51; 1; 1; 0.95; 1; 1; 1; 0.97];

LESW=LES.*LESPF;

LEPas=[1; 1; 1; 840; 1; 1; 1; 1; 1; 1];

LEPasPF=[1; 1; 1; 0.95; 1; 1; 1; 1; 1; 1];

LEPasW=LEPas.*LEPasPF;

%caraga;iluminacion ; ab ac bc

%H(1:10, 2) EN MATRIZ FILA DE 1 A 10
COLUMNA 2

H1(1:10,    1)=(LES*6)+LE105+LE103;

H1(11:20,   1)=(LES*6)+LE105+LE103;

H1(21:30,   1)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(31:40,   1)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(41:50,
1)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE104;

H1(51:60,
1)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE104;

H1(61:70,   1)=ones([10, 1]);

H1(71:80,   1)=ones([10, 1]);

H1(81:90,
1)=(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE104;

H1(91:100,
1)=(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE104;
```

H1(101:110,
1)=(LES*6)+LE105+LE102+LE103+LE104;

H1(111:120,
1)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE103
+LE104;

H1(121:130,
1)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE103;

H1(131:140, 1)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE103;

H1(141:150, 1)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(151:160, 1)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(1:10, 2)=(LES*6)+LE105+LE103;

H1(11:20, 2)=(LES*6)+LE105+LE103;

H1(21:30, 2)=(LES*6)+LE105+LE101;

H1(31:40, 2)=(LES*6)+LE105+LE101;

H1(41:50,
2)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE106;

H1(51:60,
2)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE106;

H1(61:70, 2)=ones([10, 1]);

H1(71:80, 2)=ones([10, 1]);

H1(81:90, 2)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(91:100, 2)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(101:110,
2)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE104;

H1(111:120,
2)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE103;

H1(121:130,
2)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE103;

H1(131:140,
2)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE103;

H1(141:150, 2)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(151:160, 2)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(1:10, 3)=(LES*6)+LE105+LE104;

H1(11:20, 3)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(21:30, 3)=(LES*6)+LE105;

H1(31:40, 3)=(LES*6)+LE105;

H1(41:50, 3)=(LES*6)+LE105+LE101;

H1(51:60, 3)=(LES*6)++LE105+LE101;

H1(61:70, 3)=ones([10, 1])+LE106;

H1(71:80, 3)=ones([10, 1])+LE106;

H1(81:90, 3)=(LES*6)+LE105+LE101;

H1(91:100, 3)=(LES*6)+LE105+LE101;

H1(101:110,
3)=(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE103;

H1(111:120,
3)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE103;

H1(121:130, 3)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE103;

H1(131:140, 3)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE103;

H1(141:150, 3)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(151:160, 3)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(1:10, 4)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(11:20, 4)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(21:30, 4)=(LES*6)+LE105+LE104;

H1(31:40, 4)=(LES*6)+LE105+LE104;

H1(41:50, 4)=(LES*6)+LE105+LE104;

H1(51:60, 4)=(LES*6)+LE105+LE104;

H1(61:70, 4)=ones([10, 1]);

H1(71:80, 4)=ones([10, 1]);

H1(81:90,
4)=(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE103+LE104
+LE106;

H1(91:100,
4)=(LES*6)+LE105+LE101+LE102+LE103+LE104
+LE106;

H1(101:110,
4)=(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE106;

H1(111:120,
4)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE103+LE106;

H1(121:130,
4)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE104+LE106;

H1(131:140,
4)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE104+LE106;

H1(141:150, 4)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(151:160, 4)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(1:10, 5)=(LES*6)+LE105;

H1(11:20, 5)=(LES*6)+LE105;

H1(21:30, 5)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(31:40, 5)=(LES*6)+LE105+LE103+LE104;

H1(41:50, 5)=(LES*6)+LE105+LE102+LE103;

H1(51:60, 5)=(LES*6)+LE105+LE102+LE103;

H1(61:70, 5)=ones([10, 1]);

H1(71:80, 5)=ones([10, 1]);

H1(81:90, 5)=(LES*6)+LE105+LE101+LE104;

H1(91:100, 5)=(LES*6)+LE105+LE101+LE104;

H1(101:110, 5)=(LES*6)+LE105+LE102+LE103;

H1(111:120,
5)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE102+LE103;

H1(121:130, 5)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE106;

H1(131:140, 5)=LEPas+(LES*6)+LE105+LE101+LE106;

H1(141:150, 5)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1(151:160, 5)=LEPas+(LES*6)+LE105;

H1W=ones([160 6]);

H1W(1:10, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(11:20, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(21:30, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;

H1W(31:40, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;

H1W(41:50, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE104W;

H1W(51:60, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE104W;

H1W(61:70, 1)=ones([10, 1]);

H1W(71:80, 1)=ones([10, 1]);

H1W(81:90, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE104W;

H1W(91:100, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE104W;

H1W(101:110, 1)=(LESW*6)+LE105W+LE102W+LE103W+LE104W;

H1W(111:120, 1)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE103W+LE104W;

H1W(121:130, 1)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W;

H1W(131:140, 1)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(141:150, 1)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

H1W(151:160, 1)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

H1W(1:10, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(11:20, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(21:30, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(31:40, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(41:50, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE106W;

H1W(51:60, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE106W;

H1W(61:70, 2)=ones([10, 1]);

H1W(71:80, 2)=ones([10, 1]);

H1W(81:90, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;

H1W(91:100, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;

H1W(101:110, 2)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE104W;

H1W(111:120, 2)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W;

H1W(121:130, 2)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W;

H1W(131:140, 2)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W;

H1W(141:150, 2)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

H1W(151:160, 2)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

H1W(1:10, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE104W;

H1W(11:20, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;

H1W(21:30, 3)=(LESW*6)+LE105W;

H1W(31:40, 3)=(LESW*6)+LE105W;

H1W(41:50, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(51:60, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(61:70, 3)=ones([10, 1])+LE106W;

H1W(71:80, 3)=ones([10, 1])+LE106W;

H1W(81:90, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(91:100, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE101W;

H1W(101:110, 3)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE103W;

H1W(111:120, 3)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE103W;

H1W(121:130, 3)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(131:140, 3)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE103W;

H1W(141:150, 3)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

H1W(151:160, 3)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;

```
H1W(1:10,
4)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;
H1W(11:20,
4)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;
H1W(21:30,   4)=(LESW*6)+LE105W+LE104W;
H1W(31:40,   4)=(LESW*6)+LE105W+LE104W;
H1W(41:50,   4)=(LESW*6)+LE105W+LE104W;
H1W(51:60,   4)=(LESW*6)+LE105W+LE104W;
H1W(61:70,   4)=ones([10, 1]);
H1W(71:80,   4)=ones([10, 1]);
H1W(81:90,
4)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE10
3W+LE104W+LE106W;
H1W(91:100,
4)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE102W+LE10
3W+LE104W+LE106W;
H1W(101:110,
4)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE103W+LE10
6W;
H1W(111:120,
4)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE10
3W+LE106W;
H1W(121:130,
4)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE10
4W+LE106W;
H1W(131:140,
4)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE10
4W+LE106W;
H1W(141:150, 4)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;
H1W(151:160, 4)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;
H1W(1:10,    5)=(LESW*6)+LE105W;
H1W(11:20,   5)=(LESW*6)+LE105W;
H1W(21:30,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;
H1W(31:40,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE103W+LE104W;
H1W(41:50,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE102W+LE103W;
H1W(51:60,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE102W+LE103W;
H1W(61:70,   5)=ones([10, 1]);
H1W(71:80,   5)=ones([10, 1]);
H1W(81:90,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE104W;
H1W(91:100,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE104W;
H1W(101:110,
5)=(LESW*6)+LE105W+LE102W+LE103W;
H1W(111:120,
5)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE102W+LE10
3W;
H1W(121:130,
5)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE10
6W;
H1W(131:140,
5)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W+LE101W+LE10
6W;
H1W(141:150, 5)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;
H1W(151:160, 5)=LEPasW+(LESW*6)+LE105W;
HPF1=H1W./H1;
HM=HW./1000000;
HM1=H1W./1000000;
HT=H+H1;
M = max(HT,[],1);
M1 = max(M,[],2)
%---------------
HE=H+H1;        %Zona de electricidad y electronica
SHE=sum(HE,1)   %Sumatoria total al dia
ME = max(HE,[],1)  %Carga Max del dia
ME1 = max(ME,[],2) %Carga Max de la semana
%---------------
HN (:,1)=HM(:,1);  HN(:,2)=HPF(:,1);
HN(:,3)=HM(:,2);   HN(:,4)=HPF(:,2);
HN(:,5)=HM(:,3);   HN(:,6)=HPF(:,3);
HN(:,7)=HM(:,4);   HN(:,8)=HPF(:,4);
HN(:,9)=HM(:,5);   HN(:,10)=HPF(:,5);
HN(:,11)=HM(:,6);   HN(:,12)=HPF(:,6);
HN1(:,1)=HM1(:,1); HN1(:,2)=HPF1(:,1);
HN1(:,3)=HM1(:,2); HN1(:,4)=HPF1(:,2);
HN1(:,5)=HM1(:,3); HN1(:,6)=HPF1(:,3);
HN1(:,7)=HM1(:,4); HN1(:,8)=HPF1(:,4);
HN1(:,9)=HM1(:,5); HN1(:,10)=HPF1(:,5);
HN1(:,11)=HM1(:,6); HN1(:,12)=HPF1(:,6);
xlswrite('HorPFMEGA.xls',HN, 1,'C52')
xlswrite('HorPFMEGA.xls',HN1,1,'Q52')
```

Anexo G. Codigo de programación en lenguaje DPL de Power Factory.

```
!Rutina principal
int error, a, n, m, h, u, v, d, f, g;
double radc, value, dato, load;
error = xlStart();
if (error)
{
 Error('Unable to start MS Excel application');
 exit();
}
xlSetDebug(1);
Carga.Resize(240, 28);
xlOpenWorkbook('C:\Users\MIGIUS\Desktop\Programacion PowerFactory\HorPFMEGA.xls');
for (f=1; f<=240; f+=1)
{
 for (g=1; g<=28; g+=1)
 {
  !xlActivateWorksheet(1);
  xlGetValue(g+2, f+1, dato);
  !(columna,fila) para excel
  Carga.Set(f, g, dato);
  printf('Hola carga FILA%d COLUMNA%d!!!!!',f,g);
    !radc=value;
 }
}
xlCloseWorkbook();
Data.Resize(24, 12);
n=1;
xlOpenWorkbook('C:\Users\MIGIUS\Desktop\Programacion PowerFactory\Resumen_Datos_de_Radiacion.xls');
for (u=1; u<=12; u+=1)
{
 for (v=1; v<=24; v+=1)
 {
  xlActivateWorksheet(u);
  xlGetValue(v, 5, value);
  Data.Set(v, u, value);
  printf('Hola principal Mes%d Hora%d!!!!!!!!!!',u,v);
}
}
xlCloseWorkbook();
for (m=7; m<=8; m+=1)
{
 for (d=1; d<=6; d+=1)
 {
   for (h=6; h<=19; h+=1)
   {
 radc = Data.Get(h, m);
 printf('Simulacion Mes%d Dia%d Hora%d!!!!!!!!!!',m,d,h);
 Cargas.Execute (h, d);
xlOpenWorkbook('C:\Users\MIGIUS\Desktop\Programacion PowerFactory\ContACMes7_8.xls');
 ExpExcel.Execute(m,d,h,n,'Conct A C',1,0,1,0,50,radc);  n+=1;
 xlCloseWorkbook();
  }
 }
}
xlTerminate();
```

Subrutina para cargas

```
string ILFA_E_Nm, CGFA_E_Nm, ILFB_E_Nm,
CGFB_E_Nm, ILFC_E_Nm, CGFC_E_Nm,
CGFAB_E_Nm, CGFAC_E_Nm, CGFBC_E_Nm,
CGFABC_E_Nm;

set     ILFA_E_St, CGFA_E_St, ILFB_E_St,
CGFB_E_St, ILFC_E_St, CGFC_E_St,
CGFAB_E_St, CGFAC_E_St, CGFBC_E_St,
CGFABC_E_St;

object  ILFA_E_Ob, CGFA_E_Ob, ILFB_E_Ob,
CGFB_E_Ob, ILFC_E_Ob, CGFC_E_Ob,
CGFAB_E_Ob, CGFAC_E_Ob, CGFBC_E_Ob,
CGFABC_E_Ob;

string ILFA_S_Nm, CGFA_S_Nm, ILFB_S_Nm,
CGFB_S_Nm, ILFC_S_Nm, CGFC_S_Nm,
CGFAB_S_Nm, CGFAC_S_Nm, CGFBC_S_Nm,
CGFABC_S_Nm;

set     ILFA_S_St, CGFA_S_St, ILFB_S_St,
CGFB_S_St, ILFC_S_St, CGFC_S_St,
CGFAB_S_St, CGFAC_S_St, CGFBC_S_St,
CGFABC_S_St;

object  ILFA_S_Ob, CGFA_S_Ob, ILFB_S_Ob,
CGFB_S_Ob, ILFC_S_Ob, CGFC_S_Ob,
CGFAB_S_Ob, CGFAC_S_Ob, CGFBC_S_Ob,
CGFABC_S_Ob;

string ILFA_B_Nm, CGFA_B_Nm, ILFB_B_Nm,
CGFB_B_Nm, ILFC_B_Nm, CGFC_B_Nm,
CGFAB_B_Nm, CGFAC_B_Nm, CGFBC_B_Nm,
CGFABC_B_Nm;

set     ILFA_B_St, CGFA_B_St, ILFB_B_St,
CGFB_B_St, ILFC_B_St, CGFC_B_St,
CGFAB_B_St, CGFAC_B_St, CGFBC_B_St,
CGFABC_B_St;

object  ILFA_B_Ob, CGFA_B_Ob, ILFB_B_Ob,
CGFB_B_Ob, ILFC_B_Ob, CGFC_B_Ob,
CGFAB_B_Ob, CGFAC_B_Ob, CGFBC_B_Ob,
CGFABC_B_Ob;

set    gridsE, gridsS, gridsB;

object gridE, gridS, gridB;

double dato, f, g;

int hr, dia;

hr=10*h;

dia= d*2;

!!!!!!!!!!!!!! BARRA ELECTRONICA

gridsE =
GetCalcRelevantObjects('Electronica.ElmNet');

gridE = gridsE.First();

CGFA_E_St=gridE.GetContents('CGFA_E.ElmLod',
1);

CGFA_E_Ob=CGFA_E_St.First();

CGFA_E_Ob.ShowFullName();

CGFA_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-9,dia-1);

CGFA_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-9,dia);

CGFA_E_Nm=CGFA_E_Ob:loc_name;

  printf('\n Nombre %s',CGFA_E_Nm);

ILFA_E_St=gridE.GetContents('ILFA_E.ElmLod',1);

ILFA_E_Ob=ILFA_E_St.First();

ILFA_E_Ob.ShowFullName();

ILFA_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-8,dia-1);

ILFA_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-8,dia);

ILFA_E_Nm=ILFA_E_Ob:loc_name;

  printf('\n Nombre %s',ILFA_E_Nm);

CGFB_E_St=gridE.GetContents('CGFB_E.ElmLod',
1);

CGFB_E_Ob=CGFB_E_St.First();

CGFB_E_Ob.ShowFullName();

CGFB_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-7,dia-1);

CGFB_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-7,dia);

CGFB_E_Nm=CGFB_E_Ob:loc_name;

  printf('\n Nombre %s',CGFB_E_Nm);

ILFB_E_St=gridE.GetContents('ILFB_E.ElmLod',1);

ILFB_E_Ob=ILFB_E_St.First();

ILFB_E_Ob.ShowFullName();

ILFB_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-6,dia-1);

ILFB_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-6,dia);

ILFB_E_Nm=ILFB_E_Ob:loc_name;

  printf('\n Nombre %s',ILFB_E_Nm);

CGFC_E_St=gridE.GetContents('CGFC_E.ElmLod',
1);

CGFC_E_Ob=CGFC_E_St.First();

CGFC_E_Ob.ShowFullName();
```

```
CGFC_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-5,dia-1);
CGFC_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-5,dia);
CGFC_E_Nm=CGFC_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFC_E_Nm);
ILFC_E_St=gridE.GetContents('ILFC_E.ElmLod',1);
ILFC_E_Ob=ILFC_E_St.First();
ILFC_E_Ob.ShowFullName();
ILFC_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-4,dia-1);
ILFC_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-4,dia);
ILFC_E_Nm=ILFC_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',ILFC_E_Nm);
!!!!!!!!!! 2 FASES
CGFAB_E_St=gridE.GetContents('CGFAB_E.ElmL
od',1);
CGFAB_E_Ob=CGFAB_E_St.First();
CGFAB_E_Ob.ShowFullName();
CGFAB_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-3,dia-1);
CGFAB_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-3,dia);
CGFAB_E_Nm=CGFAB_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFAB_E_Nm);
CGFAC_E_St=gridE.GetContents('CGFAC_E.ElmL
od',1);
CGFAC_E_Ob=CGFAC_E_St.First();
CGFAC_E_Ob.ShowFullName();
CGFAC_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-2,dia-1);
CGFAC_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-2,dia);
CGFAC_E_Nm=CGFAC_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFAC_E_Nm);
CGFBC_E_St=gridE.GetContents('CGFBC_E.ElmL
od',1);
CGFBC_E_Ob=CGFBC_E_St.First();
CGFBC_E_Ob.ShowFullName();
CGFBC_E_Ob:plini=Carga.Get(hr-1,dia-1);
CGFBC_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr-1,dia);
CGFBC_E_Nm=CGFBC_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFBC_E_Nm);
!!!!!!!!!!!!!! 3 Fases
CGFABC_E_St=gridE.GetContents('CGFABC_E.El
mLod',1);
CGFABC_E_Ob=CGFABC_E_St.First();
CGFABC_E_Ob.ShowFullName();
CGFABC_E_Ob:plini=Carga.Get(hr,dia-1);
CGFABC_E_Ob:coslini=Carga.Get(hr,dia);
CGFABC_E_Nm=CGFABC_E_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFABC_E_Nm);
!!!!!!!!!!!!!! BARRA ESPECIALIZADOS
gridsS =
GetCalcRelevantObjects('Especializados.ElmNet');
gridS = gridsS.First();
CGFA_S_St=gridS.GetContents('CGFA_S.ElmLod',
1);
CGFA_S_Ob=CGFA_S_St.First();
CGFA_S_Ob.ShowFullName();
CGFA_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-9,dia+13);
CGFA_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-9,dia+14);
CGFA_S_Nm=CGFA_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFA_S_Nm);
ILFA_S_St=gridS.GetContents('ILFA_S.ElmLod',1);
ILFA_S_Ob=ILFA_S_St.First();
ILFA_S_Ob.ShowFullName();
ILFA_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-8,dia+13);
ILFA_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-8,dia+14);
ILFA_S_Nm=ILFA_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',ILFA_S_Nm);
CGFB_S_St=gridS.GetContents('CGFB_S.ElmLod',1
);
CGFB_S_Ob=CGFB_S_St.First();
CGFB_S_Ob.ShowFullName();
ILFA_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-7,dia+13);
ILFA_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-7,dia+14);
CGFB_S_Nm=CGFB_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFB_S_Nm);
ILFB_S_St=gridS.GetContents('ILFB_S.ElmLod',1);
ILFB_S_Ob=ILFB_S_St.First();
ILFB_S_Ob.ShowFullName();
```

```
ILFB_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-6,dia+13);
ILFB_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-6,dia+14);
ILFB_S_Nm=ILFB_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',ILFB_S_Nm);
CGFC_S_St=gridS.GetContents('CGFC_S.ElmLod',1
);
CGFC_S_Ob=CGFC_S_St.First();
CGFC_S_Ob.ShowFullName();
CGFC_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-5,dia+13);
CGFC_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-5,dia+14);
CGFC_S_Nm=CGFC_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFC_S_Nm);
ILFC_S_St=gridS.GetContents('ILFC_S.ElmLod',1);
ILFC_S_Ob=ILFC_S_St.First();
ILFC_S_Ob.ShowFullName();
ILFC_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-4,dia+13);
ILFC_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-4,dia+14);
ILFC_S_Nm=ILFC_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',ILFC_S_Nm);
!!!!!!!!!! 2 FASES
CGFAB_S_St=gridS.GetContents('CGFAB_S.ElmL
od',1);
CGFAB_S_Ob=CGFAB_S_St.First();
CGFAB_S_Ob.ShowFullName();
CGFAB_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-3,dia+13);
CGFAB_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-3,dia+14);
CGFAB_S_Nm=CGFAB_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFAB_S_Nm);
CGFAC_S_St=gridS.GetContents('CGFAC_S.ElmL
od',1);
CGFAC_S_Ob=CGFAC_S_St.First();
CGFAC_S_Ob.ShowFullName();
CGFAC_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-2,dia+13);
CGFAC_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-2,dia+14);
CGFAC_S_Nm=CGFAC_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFAC_S_Nm);
CGFBC_S_St=gridS.GetContents('CGFBC_S.ElmLo
d',1);
CGFBC_S_Ob=CGFBC_S_St.First();
CGFBC_S_Ob.ShowFullName();
CGFBC_S_Ob:plini=Carga.Get(hr-1,dia+13);
CGFBC_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr-1,dia+14);
CGFBC_S_Nm=CGFBC_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFBC_S_Nm);
!!!!!!!!!!!!!! 3 Fases
CGFABC_S_St=gridS.GetContents('CGFABC_S.El
mLod',1);
CGFABC_S_Ob=CGFABC_S_St.First();
CGFABC_S_Ob.ShowFullName();
CGFABC_S_Ob:plini=Carga.Get(hr,dia+13);
CGFABC_S_Ob:coslini=Carga.Get(hr,dia+14);
CGFABC_S_Nm=CGFABC_S_Ob:loc_name;
  printf('\n Nombre %s',CGFABC_S_Nm);
```

Subrutina Principal para el llamado de funciones

```
!Declaracion de Variables

string attributes2, Flag, BPV_Nm3, Bar_Nm,
attributes, ss, s, desc, type, sval, sep, numberFormat,
TR_NmTR2,PV_NmA,PV_NmB,PV_NmC,PV_Nm
D3A, PV_NmD3B, PV_NmD3C, PV_NmD3,
TR_NmTR2A, TR_NmTR2B,
TR_NmTR2C,BPV_NmA,BPV_NmB,BPV_NmC;

set    gridsB, gridsS, gridsE, objs, TR_StTR2,
BPV_StA, BPV_StB, BPV_StC,PV_StA, PV_StB,
PV_StC, PV_StD3,PV_StD3A, PV_StD3B,
PV_StD3C, Bar_St, PV1F_A, PV1F_B, PV1F_C,
PV3F_A,PV3F_B, PV3F_C;

set    BPV_St3, TR_StTR2A,TR_StTR2B,
TR_StTR2C;

object LDF, SIMT, gridS, gridB, gridE, obj, oval,
PV_Ob, HLDF, Bar_Ob, Dsc_PVA, Dsc_PVB,
Dsc_PVC, Dsc_PV3A, Dsc_PV3B, Dsc_PV3C;

object BPV_Ob3, TR_ObTR2A, TR_ObTR2B,
TR_ObTR2C, TR_ObTR2, BPV_ObA, BPV_ObB,
BPV_ObC,PV_ObA, PV_ObB, PV_ObC,
PV_ObD3,PV_ObD3A, PV_ObD3B, PV_ObD3C;

int error, pos, poss, i, j, t, row, col, maxRow, maxCol,
rowb, colb, rowc, colc, rowd, cold;

double dval;

! Definicion nombre del libro y Titulo de columnas

Q BAR C, S BAR C, FP BAR C, I TRA, P TRA, Q
TRA, S TRA, FP TRA, I TRB, P TRB, Q TRB, S
TRB, FP TRB, I TRC, P TRC, Q TRC, S TRC, FP
TRC,  V PVA, I PVA, P PVA, Q PVA, S PVA, FP
PVA, V PVB, I PVB, P PVB, Q PVB, S PVB, FP
PVB, V PVC, I PVC, P PVC, Q PVC, S PVC, FP
PVC, V PV3A, V PV3B, V PV3C, VLL PV3A, VLL
PV3B, VLL PV3C, I PV3A, P PV3A, Q PV3A, S
PV3A, FP PV3A, I PV3B, P PV3B, Q PV3B, S
PV3B, FP PV3B, I PV3C, P PV3C, Q PV3C, S
PV3C, FP PV3C';

attributes  = 'MES, DIA, HORA, I PVA, HD PVA,
THD PVA, P PVA, Q PVA, S PVA, FP PVA, I PVB,
HD PVB, THD PVB, P PVB, Q PVB, S PVB, FP
PVB, I PVC, HD PVC, THD PVC, P PVC, Q PVC, S
PVC, FP PVC, V PVA, HD PVA, THD PVA, V
PVB, HD PVB, THD PVB, V PVC, HD PVC, THD
PVC, I PV3A, HD PV3A, THD PV3A, P PV3A, Q
PV3A, S PV3A, FP PV3A, I PV3B, HD PV3B, THD
PV3B, P PV3B, Q PV3B, S PV3B, FP PV3B, I
PV3C, HD PV3C, THD PV3C, P PV3C, Q PV3C, S
PV3C, FP PV3C, V PV3A, V PV3B, V PV3C, VLL
PV3A, VLL PV3B, VLL PV3C, HD PV3A, HD
PV3B, HD PV3C, THD PV3A, THD PV3B, THD
PV3C, I TRA, HD TRA, THD TRA, P TRA, Q TRA,
S TRA, FP TRA, I TRB, HD TRB, THD TRB, P
TRB, Q TRB, S TRB, FP TRB, I TRC, HD TRC,
THD TRC, P TRC, Q TRC, S TRC, FP TRC, V
TRA, V TRB, V TRC, VLL TRA, VLL TRB, VLL
TRC';

attributes2 = 'HD TRA, HD TRB, HD TRC, THD
TRA, THD TRB, THD TRC, Frec ElecF,Frec
Elec,Frec Nom, V BAR A, V BAR B, V BAR C,
VLL BAR A, VLL BAR B, VLL BAR C, P BAR, Q
BAR, S BAR, FP BAR, I TRA, P TRA, Q TRA, S
TRA, FP TRA, I TRB, P TRB, Q TRB, S TRB, FP
TRB, I TRC, P TRC, Q TRC, S TRC, FP TRC, V
PVA, I PVA, P PVA, Q PVA, S PVA, FP PVA, V
PVB, I PVB, P PVB, Q PVB, S PVB, FP PVB, V
PVC, I PVC, P PVC, Q PVC, S PVC, FP PVC, V
PV3A, V PV3B, V PV3C, VLL PV3A, VLL PV3B,
VLL PV3C, I PV3A, P PV3A, Q PV3A, S PV3A, FP
PV3A, I PV3B, P PV3B, Q PV3B, S PV3B, FP
PV3B, I PV3C, P PV3C, Q PV3C, S PV3C, FP
PV3C';

sep = xlGetDecimalSeparator();

numberFormat = sprintf('0%s000', sep);

xlActivateWorksheet(num);

row = 1;

col = 1;

s = strtok(attributes,',',pos,col);

while(pos > -1)

{

  xlSetValue(col, row, s);

  col+=1;

  s = strtok(attributes,',',pos,col);

}

row = 1;

col = 1;

ss = strtok(attributes2,',',poss,col);

while(poss > -1)
```

```
{
 xlSetValue(col+93, row, ss);
 col+=1;
 ss = strtok(attributes2,',',poss,col);
}
maxCol=181;
xlSetValue(1, 2, m);
xlSetValue(2, 2, d);
xlSetValue(3, 2, h);
!!  ComHldf Harmonic load flow
PV_StA=GetCalcRelevantObjects('PVA.ElmPvsys');
PV_ObA=PV_StA.First();
PV_ObA.ShowFullName();
PV_ObA:ghi=radc;
PV_NmA=PV_ObA:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmA);
PV_StB=GetCalcRelevantObjects('PVB.ElmPvsys');
PV_ObB=PV_StB.First();
PV_ObB.ShowFullName();
PV_ObB:ghi=radc;
PV_NmB=PV_ObB:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmB);
PV_StC=GetCalcRelevantObjects('PVC.ElmPvsys');
PV_ObC=PV_StC.First();
PV_ObC.ShowFullName();
PV_ObC:ghi=radc;
PV_NmC=PV_ObC:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmC);
PV_StD3=GetCalcRelevantObjects('PV3.ElmPvsys');
PV_ObD3=PV_StD3.First();
PV_ObD3.ShowFullName();
PV_ObD3:ghi=radc;
PV_NmD3=PV_ObD3:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmD3);
PV_StD3A=GetCalcRelevantObjects('LPV3A.ElmLne');
PV_ObD3A=PV_StD3A.First();
PV_ObD3A.ShowFullName();
PV_NmD3A=PV_ObD3A:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmD3A);
PV_StD3B=GetCalcRelevantObjects('LPV3B.ElmLne');
PV_ObD3B=PV_StD3B.First();
PV_ObD3B.ShowFullName();
PV_NmD3B=PV_ObD3B:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmD3B);
PV_StD3C=GetCalcRelevantObjects('LPV3C.ElmLne');
PV_ObD3C=PV_StD3C.First();
PV_ObD3C.ShowFullName();
PV_NmD3C=PV_ObD3C:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',PV_NmD3C);
TR_StTR2=GetCalcRelevantObjects('2-Winding Transformer.ElmTr2');
TR_ObTR2=TR_StTR2.First();
TR_ObTR2.ShowFullName();
TR_NmTR2=TR_ObTR2:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',TR_NmTR2);
TR_StTR2A=GetCalcRelevantObjects('LTRA.ElmLne');
TR_ObTR2A=TR_StTR2A.First();
TR_ObTR2A.ShowFullName();
TR_NmTR2A=TR_ObTR2A:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',TR_NmTR2A);
TR_StTR2B=GetCalcRelevantObjects('LTRB.ElmLne');
TR_ObTR2B=TR_StTR2B.First();
TR_ObTR2B.ShowFullName();
TR_NmTR2B=TR_ObTR2B:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',TR_NmTR2B);
TR_StTR2C=GetCalcRelevantObjects('LTRC.ElmLne');
TR_ObTR2C=TR_StTR2C.First();
TR_ObTR2C.ShowFullName();
TR_NmTR2C=TR_ObTR2C:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',TR_NmTR2C);
```

```
BPV_StA=GetCalcRelevantObjects('BPVA.ElmTerm');
BPV_ObA=BPV_StA.First();
BPV_ObA.ShowFullName();
BPV_NmA=BPV_ObA:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',BPV_NmA);
BPV_StB=GetCalcRelevantObjects('BPVB.ElmTerm');
BPV_ObB=BPV_StB.First();
BPV_ObB.ShowFullName();
BPV_NmB=BPV_ObB:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',BPV_NmB);
BPV_StC=GetCalcRelevantObjects('BPVC.ElmTerm');
BPV_ObC=BPV_StC.First();
BPV_ObC.ShowFullName();
BPV_NmC=BPV_ObC:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',BPV_NmC);
BPV_St3=GetCalcRelevantObjects('BPV3.ElmTerm');
BPV_Ob3=BPV_St3.First();
BPV_Ob3.ShowFullName();
BPV_Nm3=BPV_Ob3:loc_name;
 printf('\n Nombre %s',BPV_Nm3);
PV1F_A=GetCalcRelevantObjects('CBPVA.ElmCoup');
PV1F_B=GetCalcRelevantObjects('CBPVB.ElmCoup');
PV1F_C=GetCalcRelevantObjects('CBPVC.ElmCoup');
PV3F_A=GetCalcRelevantObjects('CBPV3A.ElmCoup');
PV3F_B=GetCalcRelevantObjects('CBPV3B.ElmCoup');
PV3F_C=GetCalcRelevantObjects('CBPV3C.ElmCoup');
Dsc_PVA=PV1F_A.First();
Dsc_PVB=PV1F_B.First();
Dsc_PVC=PV1F_C.First();
Dsc_PV3A=PV3F_A.First();
Dsc_PV3B=PV3F_B.First();
Dsc_PV3C=PV3F_C.First();
Dsc_PVA:on_off=DsctA;
Dsc_PVB:on_off=DsctB;
Dsc_PVC:on_off=DsctC;
Dsc_PV3A:on_off=Dsct3;
Dsc_PV3B:on_off=Dsct3;
Dsc_PV3C:on_off=Dsct3;
Bar_St=GetCalcRelevantObjects('B TR 0.22KV.ElmTerm');
row = 2;
col = 4;
for (j=1; j<=order; j+=1)
{
   HLDF=GetCaseObject('ComHldf');
   HLDF.ShowFullName();
   HLDF:ifshow = j;
   HLDF.Execute();
   !!!! Fase A
   PV_ObA=PV_StA.First();
   while(PV_ObA)
   {
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:HD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:THD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       PV_ObA=PV_StA.Next();
```

```
  }
 !!!! Fase B
  PV_ObB=PV_StB.First();
  while(PV_ObB)
  {
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:I:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:HD:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:THD:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Psum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Qsum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Ssum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row,
PV_ObB:m:cosphisum:bus1);
    col+=1;
     PV_ObB=PV_StB.Next();
  }
  !!!! Fase C
  PV_ObC=PV_StC.First();
  while(PV_ObC)
  {
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:I:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:HD:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:THD:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Psum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Qsum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Ssum:bus1);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row,
PV_ObC:m:cosphisum:bus1);
    col+=1;
     PV_ObC=PV_StC.Next();
  }
  !!!! BARRA Fase A
  BPV_ObA=BPV_StA.First();
  while(BPV_ObA)
  {
   xlSetValue(col, row, BPV_ObA:m:U:A);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObA:m:HD:A);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObA:m:THD:A);
    col+=1;
     BPV_ObA=BPV_StA.Next();
  }
  !!!! BARRA Fase B
  BPV_ObB=BPV_StB.First();
  while(BPV_ObB)
  {
   xlSetValue(col, row, BPV_ObB:m:U:B);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObB:m:HD:B);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObB:m:THD:B);
    col+=1;
    BPV_ObB=BPV_StB.Next();
  }
  !!!! BARA Fase C
  BPV_ObC=BPV_StC.First();
  while(BPV_ObC)
  {
   xlSetValue(col, row, BPV_ObC:m:U:C);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObC:m:HD:C);
    col+=1;
   xlSetValue(col, row, BPV_ObC:m:THD:C);
```

```
      col+=1;
       BPV_ObC=BPV_StC.Next();
    }
    !!!! Fase D3A
    PV_ObD3A=PV_StD3A.First();
    while(PV_ObD3A)
    {
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:I:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:HD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:THD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObD3A:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       PV_ObD3A=PV_StD3A.Next();
    }
    !!!! Fase D3B
    PV_ObD3B=PV_StD3B.First();
    while(PV_ObD3B)
    {
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:I:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:HD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:THD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObD3B:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       PV_ObD3B=PV_StD3B.Next();
    }
    !!!! Fase D3A
    PV_ObD3C=PV_StD3C.First();
    while(PV_ObD3C)
    {
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:I:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:HD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:THD:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObD3C:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       PV_ObD3C=PV_StD3C.Next();
    }
      BPV_Ob3=BPV_St3.First();
    while(BPV_Ob3)
    {
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:A);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:C);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:A);
```

```
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:C);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:HD:A);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:HD:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:HD:C);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:THD:A);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:THD:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:THD:C);
      col+=1;
       BPV_Ob3=BPV_St3.Next();
   }
   TR_ObTR2A=TR_StTR2A.First();
   while(TR_ObTR2A)
   {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2A:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2A:m:HD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:THD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       TR_ObTR2A=TR_StTR2A.Next();
   }
   TR_ObTR2B=TR_StTR2B.First();
   while(TR_ObTR2B)
   {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2B:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2B:m:HD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:THD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       TR_ObTR2B=TR_StTR2B.Next();
   }
   TR_ObTR2C=TR_StTR2C.First();
   while(TR_ObTR2C)
   {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2C:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2C:m:HD:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:THD:bus1);
      col+=1;
```

```
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
       TR_ObTR2C=TR_StTR2C.Next();
  }
  Bar_Ob=Bar_St.First();
  while(Bar_Ob)
  {
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:C);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:C);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:HD:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:HD:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:HD:C);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:THD:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:THD:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:THD:C);
   col+=1;
   Bar_Ob=Bar_St.Next();
  }
  SIMT=GetCaseObject('ComSim');
  SIMT.ShowFullName();
  SIMT.Execute();
  Bar_Ob=Bar_St.First();
  while(Bar_Ob)
  {
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:fe);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:fehz);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:frnom);
   col+=1;
   Bar_Ob=Bar_St.Next(); !el next es para romper el
ciclo
  }
  LDF=GetCaseObject('ComLdf');
  LDF.ShowFullName();
  LDF.Execute();
  Bar_Ob=Bar_St.First();
  while(Bar_Ob)
  {
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:U:C);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:A);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:B);
   col+=1;
   xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Ul:C);
   col+=1;
```

```
    xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Pout);
    col+=1;
    xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Qout);
    col+=1;
    xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:Sout);
    col+=1;
    xlSetValue(col, row, Bar_Ob:m:cosphiout);
    col+=1;
    Bar_Ob=Bar_St.Next();
  }
  TR_ObTR2A=TR_StTR2A.First();
  while(TR_ObTR2A)
  {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2A:m:I:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Psum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Qsum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:Ssum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2A:m:cosphisum:bus1);
     col+=1;
      TR_ObTR2A=TR_StTR2A.Next();
  }
  TR_ObTR2B=TR_StTR2B.First();
  while(TR_ObTR2B)
  {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2B:m:I:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Psum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Qsum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:Ssum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2B:m:cosphisum:bus1);
     col+=1;
      TR_ObTR2B=TR_StTR2B.Next();
  }
  TR_ObTR2C=TR_StTR2C.First();
  while(TR_ObTR2C)
  {
    xlSetValue(col, row, TR_ObTR2C:m:I:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Psum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Qsum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:Ssum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
TR_ObTR2C:m:cosphisum:bus1);
     col+=1;
      TR_ObTR2C=TR_StTR2C.Next();
  }
  BPV_ObA=BPV_StA.First();
  while(BPV_ObA)
  {
    xlSetValue(col, row, BPV_ObA:m:U:A);
     col+=1;
    BPV_ObA=BPV_StA.Next();
  }
  PV_ObA=PV_StA.First();
  while(PV_ObA)
  {
    xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:I:bus1);
```

```
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObA:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObA:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
     PV_ObA=PV_StA.Next();
    }
    !!!! Fase B
    BPV_ObB=BPV_StB.First();
    while(BPV_ObB)
    {
     xlSetValue(col, row, BPV_ObB:m:U:B);
      col+=1;
     BPV_ObB=BPV_StB.Next();
    }
    PV_ObB=PV_StB.First();
    while(PV_ObB)
    {
     xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:I:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObB:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObB:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
     PV_ObB=PV_StB.Next();
    }
    !!!! Fase C
    BPV_ObC=BPV_StC.First();
    while(BPV_ObC)
    {
     xlSetValue(col, row, BPV_ObC:m:U:C);
      col+=1;
     BPV_ObC=BPV_StC.Next();
    }
    PV_ObC=PV_StC.First();
    while(PV_ObC)
    {
     xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:I:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Psum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, PV_ObC:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row,
PV_ObC:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
     PV_ObC=PV_StC.Next();
    }
        BPV_Ob3=BPV_St3.First();
    while(BPV_Ob3)
    {
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:A);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:U:C);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:A);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:B);
      col+=1;
     xlSetValue(col, row, BPV_Ob3:m:Ul:C);
      col+=1;
     BPV_Ob3=BPV_St3.Next();
```

```
   }
      !!!! Fase D3A
   PV_ObD3A=PV_StD3A.First();
   while(PV_ObD3A)
   {
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3A:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
PV_ObD3A:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
    PV_ObD3A=PV_StD3A.Next();
   }
   !!!! Fase D3B
   PV_ObD3B=PV_StD3B.First();
   while(PV_ObD3B)
   {
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:I:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Psum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Qsum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3B:m:Ssum:bus1);
      col+=1;
    xlSetValue(col, row,
PV_ObD3B:m:cosphisum:bus1);
      col+=1;
    PV_ObD3B=PV_StD3B.Next();
   }
   !!!! Fase D3A
   PV_ObD3C=PV_StD3C.First();
   while(PV_ObD3C)
   {
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:I:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Psum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Qsum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row, PV_ObD3C:m:Ssum:bus1);
     col+=1;
    xlSetValue(col, row,
PV_ObD3C:m:cosphisum:bus1);
     col+=1;
    PV_ObD3C=PV_StD3C.Next();
   }
 row+=1;
 col=4;
}
xlSetTextStyle(1,1,maxCol,1, 1);
xlSetFillColor(1,1,maxCol,1, 255, 255, 150);
xlSetBorder(1,1,maxCol,1,1,1,2,0,0,0);
xlSaveWorkbook();
```