UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

¨ANÁLISIS HOSTING CAPACITY EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS¨

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTORES:

Gutierrez Calero Klever Fabian

Paredes Yupangui Diego Leonidas

TUTOR

MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo del 2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Gutierrez Calero Klever Fabian y Paredes Yupangui Diego Leonidas, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **" ANÁLISIS HOSTING CAPACITY EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS",** siendo el Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certificamos que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

……..	……..
Gutierrez Calero Klever Fabian	Paredes Yupangui Diego Leonidas
C.I. 180513116-4	C.I. 050345063-7

AVAL DE TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad del Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

"ANÁLISIS HOSTING CAPACITY EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS", del señor Gutierrez Calero Klever Fabian y Paredes Yupangui Diego Leonidas, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyectos que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo, 2021

El tutor:

Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, los autores: Gutiérrez Calero Klever Fabian y Paredes Yupangui Diego Leonidas con el título de Proyecto de titulación: "**ANÁLISIS HOSTING CAPACITY EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS"**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo, 2021

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
Ing. León Segovia Marco
C.I. 050230540-2

Lector 2
Ing. Suárez Vinueza Rommel
C.I. 180416535-3

Lector 3
Ing. Pacheco Mena Carlos Francisco
C.I. 050307290-2

AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primer lugar a Dios por permitirnos estar sanos y con vida para lograr nuestras metas y nunca desampararnos.

A nuestra prestigiosa institución la Universidad Técnica de Cotopaxi conjuntamente con los docentes que forman parte de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, y en especial a nuestro tutor Ing. Carlos Quinatoa por aportar con sus conocimientos y apoyo incondicional para la culminación del presente trabajo.

A nuestros padres por el apoyo incondicional y estar siempre presentes en todas las dificultades dándonos ánimos para nuestro crecimiento como profesionales

Fabian-Diego

DEDICATORIA

Dedicada a Dios por brindarme un día más de vida, salud y armonía, por guiar mi camino en todo momento y así poder cumplir mis sueños.

A mis padres por apoyarme incondicionalmente en todo el trayecto universitario dándome consejos y aliento para seguir adelante y nunca rendirme.

A mis hermanos por siempre estar conmigo en las buenas y malas situaciones y ayudarme a levantar cuando más lo necesitaba.

Fabian

DEDICATORIA

Se la dedico al forjador de mi camino, Dios quien me lo ha permitido y acompañado a cumplir unas de mis metas más anheladas.

A mis padres, en especial a mi madre que siempre estuvo guiándome y apoyándome a seguir adelante, a nunca desmayar, desmostando que cada adversidad que se presente en la vida hay que saberlo superar.

A mis hermanos y tíos quienes estuvieron en los momentos más difíciles, animándome a seguir y cumplir mi sueño, también para las dos personas que serán el motor de mi vida Noemí y Diego.

Diego

INDICE

DECLARACIÓN DE AUTORÍA ii
AVAL DE TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN iv
DEDICATORIA vi
DEDICATORIA vii
ÍNDICE DE FIGURAS xiv
ÍNDICE DE TABLAS xvii
ÍNDICE DE ECUACIONES xviii
RESUMEN xix
ABSTRACT xx
AVAL DE TRADUCCIÓN i
1. INFORMACIÓN GENERAL 1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 1
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 2
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO 3
4.1. Beneficiarios Directos 3
4.2. Beneficiarios indirectos. 3
5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN 3
5.1. Situación problemática 3
6. OBJETIVOS 4
6.1. Objetivo general 4
6.2. Objetivos específicos 4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS 5
CAPÍTULO I 6

8. ESTADO DEL ARTE 6
CAPÍTULO II 10
9. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO 10
9.1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 10
9.2. PARÁMETROS PRIMARIOS DE LA LÍNEA 10
9.3. CARGABILIDAD DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 10
9.4. LÍMITE TÉRMICO DEL CONDUCTOR 11
9.5. CAÍDAS DE TENSIÓN ACORDE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. 11
9.5.1. Caídas de tensión admisible 11
9.5.2. Red Primaria de Media Tensión 11
9.5.3. Red Secundaria 11
9.6. MÉTODO DE MONTE CARLO 12
9.7. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES 12
9.7.1. Introducción a la energía solar 12
9.7.2. Tipos de energías renovables 13
9.7.3. Energía Solar fotovoltaico 13
9.7.4. Paneles fotovoltaicos 13
9.7.5. Importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica ... 14
9.8. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS 15
9.8.1. Silicio monocristalino 15
9.8.2. Silicio policristalino 15
9.8.3. Silicio amorfo 16
9.9. Los mejores paneles solares para el hogar policristalinos 16
9.10. Características del panel solar (Canadian Solar 405 W Policristalina Hiku) 17
9.11. Potencia del sol 17
9.12. Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) 17
9.13. ELEMENTOS DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ... 18

9.13.1. Modulo fotovoltaico (generador fotovoltaico) 18
9.13.2. Baterías (acumuladores) 19
9.13.3. Inversor (acondicionador o convertidor) 19
9.14. CRITERIO DE SELECCIÓN DEL INVERSOR CC-CA ADECUADO 20
9.14.1. Potencia del inversor 20
9.14.2. Forma de onda del inversor 20
9.14.3. Potencia pico del inversor 20
9.15. TIPOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS 20
9.15.1. Inversores centrales 20
9.15.2. Inversores modulares 20
9.15.3. Inversores integrados en módulos fotovoltaicos 21
9.15.4. Elementos de protección del cortocircuito 21
9.15.5. Regulador de carga 22
9.16. DIMENSIONES DE UNA VIVIENDA 23
9.17. RADIACIÓN SOLAR 23
9.17.1. Unidades de medida de radiación solar 23
9.17.2. Componentes espectrales de la radiación solar incidente 24
9.17.3. Radiación Visible 24
9.17.4. Radiación Fotosintéticamente activa 24
9.17.5. Radiación Infrarroja 24
9.17.6. Radiación Ultravioleta 25
9.18. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR 25
9.18.1. Radiación solar directa 25
9.18.2. Radiación solar difusa 25
9.18.3. Radiación solar albedo 26
9.19. DIMENSIONAMIENTO DEL PANEL SOLAR 26
9.19.1. Cálculo de la batería del sistema 26

9.19.2. Ubicación de paneles fotovoltaicos 27
9.19.3. Orientación del panel fotovoltaico 27
9.19.4. Inclinación de los paneles fotovoltaicos 27
9.20. EL MAPA SOLAR 28
9.20.1. La radiación solar 29
9.20.2. Datos de Irradiación Solar global Horizontal y Solar Directa Normal 31
10. HIPOTESIS 32
11. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL 32
11.1. Métodos de investigación 32
11.1.1. Método documental 32
11.1.2. Método deductivo 33
11.1.3. Método analítico – sintético 33
11.2. Técnicas de investigación 33
11.2.1. Análisis de contenido cualitativo – cuantitativo 33
11.2.2. Adquisición de datos 33
11.2.3. Simulación gráfica del sistema 33
11.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS CONSUMIDORES 34
11.3.1. Clasificación de Consumidores 34
11.4. TIPOS DE CARGAS 34
11.5. TIPOS DE CONDUCTORES SEGÚN SU MATERIAL 35
11.5.1. Conductores mixtos de Aluminio y Acero (ACSR) 35
11.5.2. Conductores preensamblados 35
11.6. CALIBRE DEL CONDUCTOR 35
11.7. AMPACIDAD DEL CONDUCTOR 35
11.8. CAPACIDAD INSTALADA (PI) 36
11.9. CARGA MAXIMA (KW O KVA) D_M 37
11.10. DEMANDA D(t) 38

11.11. CURVAS DE CARGA DIARIA 38
11.12. SUBESTACION SALCEDO 39
11.13. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ELEPCO S.A. 39
11.14. SOFTWARE (ARCGIS) 40
11.15. ANÁLISIS ECONÓMICO 41
11.15.1. Análisis del VAN 42
11.15.2. Análisis del TIR 42
CAPÍTULO III 45
12. CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO 45
12.1. DEMOSTRACIÓN DE CÁLCULOS CON EJEMPLO IEEE 46
12.2. EJEMPLO APLICADO AL MODELO IEEE 48
12.2.1. Perfil de voltaje del sistema IEEE 49
12.2.2. Pérdidas del sistema IEEE 50
12.2.3. Ingreso de paneles fotovoltaicos al ejemplo IEEE 51
12.2.4. Ingreso de generación fotovoltaica en 7 casas 51
12.2.5. Perfil de voltaje del sistema IEEE 7 casas 51
12.2.6. Pérdidas totales del sistema IEEE 7 casas 52
12.2.7. Ingreso de generación fotovoltaica en 8 casas 52
12.2.8. Perfil de voltaje del sistema IEEE 8 casas 52
12.2.9. Pérdidas totales del sistema IEEE 8 casas 53
12.2.10. Ingreso de generación fotovoltaica en 9 casas 53
12.2.11. Perfil de voltaje del sistema IEEE 9 casas 53
12.2.12. Pérdidas totales del sistema IEEE 9 casas 54
12.2.13. Ingreso de generación fotovoltaica en 10 casas 54
12.2.14. Perfil de voltaje del sistema IEEE 10 casas 54
12.2.15. Pérdidas totales del sistema IEEE 10 casas 55
12.2.16. Ingreso de generación fotovoltaica en 11 casas 55

12.2.17. Perfil de voltaje del sistema IEEE 11 casas 55
12.2.18. Pérdidas totales del sistema IEEE 11 casas 56
12.2.19. Ingreso de generación fotovoltaica en 12 casas 56
12.2.20. Perfil de voltaje del sistema IEEE 12 casas 57
12.2.21. Pérdidas totales del sistema IEEE 12 casas 57
12.2.22. Reducción de pérdidas con ingreso de casas con generación fotovoltaica 58
12.2.23. Capacidad máxima de ingreso de casas con generación fotovoltaica 58
13. CASO PRÁCTICO ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO 59
13.1.1. Análisis de resultados circuito 1 61
13.1.2. Análisis de resultados circuito 2 64
13.1.3. Análisis de resultados circuito 3 66
14. IMPACTOS 69
 Impacto económico del proyecto 69
 Impacto técnico del proyecto 69
15. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 70
15.1. CONCLUSIONES 70
15.2. RECOMENDACIONES 71
16. BIBLIOGRAFÍA 72
17. ANEXOS 77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama unifilar de LT con voltajes planos 10
Figura 2. Radiación en paneles fotovoltaicos 14
Figura 3. Panel formado con células de silicio monocristalino 15
Figura 4. Panel formado con células de silicio policristalino 16
Figura 5. Panel formado con células de silicio amorfo 16
Figura 6. Esquema SFA en uso DC 18
Figura 7. Esquema SFA en uso AC 18
Figura 8. Modulo fotovoltaico 19
Figura 9. Baterías (acumuladores) 19
Figura 10. Inversor de voltaje 20
Figura 11. Esquema de un inversor central 20
Figura 12. Esquema de un inversor modular 21
Figura 13. Esquema de inversores integrados en módulos FV 21
Figura 14. Conexión diodos de protección 22
Figura 15. Regulador de carga 23
Figura 16. Dimensiones de una vivienda 23
Figura 17. Dispersión, reflexión y absorción de la luz 26
Figura 18. Insolación difusa enero Ecuador 28
Figura 19. Insolación directa enero Ecuador 28
Figura 20. Insolación global enero Ecuador 28
Figura 21. Radiación solar 29
Figura 22. Radiación Global (GHI) 30
Figura 23. Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual 30
Figura 24. Irradiación solar Directa Normal (DNI) Anual 30
Figura 25. Irradiación solar Difusa horizontal (DHI) Anual 30
Figura 26. Curva de carga diaria típica 37
Figura 27. Curva de distribución de carga diaria 37
Figura 28. Curva de corrientes del alimentador 38
Figura 29. Curva de la potencia del alimentador 39
Figura 30. Análisis del VAN 44
Figura 31. Asociación de paneles 47
Figura 32. Ejemplo del IEEE 49

Figura 33. Perfil de tensiones IEEE 49
Figura 34. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 7 casas 51
Figura 35. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 8 casas 52
Figura 36. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 9 casas 53
Figura 37. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 10 casas 54
Figura 38. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 11 casas 55
Figura 39. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 12 casas 57
Figura 40. Reducción de pérdidas en el nodo 671 58
Figura 41. Circuito IEEE 58
Figura 42. Capacidad máxima de alojamiento IEEE 59
Figura 43. Potencia activa del alimentador 3 de Salcedo 60
Figura 44. Perfil de tensión del alimentador 3 Salcedo 60
Figura 45. Generación fotovoltaica 62
Figura 46. Curva con generación en la fase A 62
Figura 47. Curva con generación en la fase B 62
Figura 48. Curva con generación en la fase C 63
Figura 49. Parte analizada circuito 1 antes 63
Figura 50. Parte analizada circuito 1 después 64
Figura 51. Curva con generación en la fase A 65
Figura 52. Parte analizada circuito 2 antes 65
Figura 53. Parte analizada circuito 2 después 66
Figura 54. Curva con generación en la fase B 67
Figura 55. Parte analizada circuito 3 antes 67
Figura 56. Parte analizada circuito 2 después 68
Figura 57. Circuito IEEE 13 barras. 80
Figura 58. Curva de la Irradiancia solar. 80
Figura 59. Perfiles de tensión IEEE 80
Figura 60. Circuito IEEE sin paneles fotovoltaicos. 81
Figura 61. Datos de pérdidas del circuito IEEE. 81
Figura 62. Datos de los reguladores. 81
Figura 63. Datos del Flujo de Potencia. 82
Figura 64. Datos de las corrientes del circuito. 82
Figura 65. Datos de voltajes de barras y nodos. 83
Figura 66. Gráfica de curvas IEEE sin paneles fotovoltaicos. 83

Figura 67. Paneles fotovoltaicos en 7 casas. 83
Figura 68. Paneles fotovoltaicos en 8 casas. 84
Figura 69. Paneles fotovoltaicos en 9 casas. 84
Figura 70. Paneles fotovoltaicos en 10 casas. 84
Figura 71. Paneles fotovoltaicos en 11 casas. 84
Figura 72. Paneles fotovoltaicos 12 casas. 85
Figura 73. Ficha Técnica 1 panel fotovoltaico policristalino. 86
Figura 74. Ficha Técnica 2 panel fotovoltaico policristalino. 87
Figura 75. Ficha técnica 1 panel fotovoltaico monocristalino..... 88
Figura 76. Ficha técnica 2 panel fotovoltaico monocristalino..... 89
Figura 77. Ficha técnica 1 inversor. 90
Figura 78. Ficha técnica 2 inversor. 91
Figura 79. Datos técnicos del inversor. 92
Figura 80. Curva de rendimiento y reducción de temperatura del inversor. 93
Figura 81. Datos técnicos generales del inversor. 94
Figura 82. Datos de las curvas del inversor. 95
Figura 83. Alimentador Salcedo Open DSS. 96
Figura 84. Perfil de tensión alimentador Salcedo. 96
Figura 85. Conexión generación fotovoltaica a sistema eléctrico. 111
Figura 86. Modo de conexión a la red. 112
Figura 87. Mapa de capacidad de alojamiento. 113
Figura 88. Alimentador Salcedo. 113
Figura 89. Alimentador antes de la inserción fotovoltaica. 114
Figura 90. Alimentador después de la inserción fotovoltaica. 114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.....5
Tabla 2. Porcentajes de Caídas de Tensión Admisible.....11
Tabla 3. Porcentajes de Caídas de Tensión Admisible.....12
Tabla 4. Características del panel monocristalino.....15
Tabla 5. Irradiación Solar Global Horizontal 2019.....31
Tabla 6. Irradiación Solar Directa Normal 2019.....32
Tabla 7. Estratos de consumos.....34
Tabla 8. Tabla de áreas de los conductores.....36
Tabla 9. Tabla de ampacidad de los conductores.....36
Tabla 10. Niveles de voltaje del sistema de subtransmisión.....40
Tabla 11. Comparación de los tipos de paneles.....41
Tabla 12. Datos de inversión del proyecto.....42
Tabla 13. Análisis del VAN y TIR.....42
Tabla 14. Análisis económico del proyecto.....43
Tabla 15. Datos para el ejemplo del IEEE.....46
Tabla 16. Datos de paneles del circuito IEEE.....48
Tabla 17. Datos del circuito IEEE.....49
Tabla 18. Reporte de pérdidas de la IEEE.....50
Tabla 19. Reporte de pérdidas 7 casas.....52
Tabla 20. Reporte de pérdidas 8 casas.....53
Tabla 21. Reporte de pérdidas 9 casas.....54
Tabla 22. Reporte de pérdidas 10 casas.....55
Tabla 23. Reporte de pérdidas 11 casas.....56
Tabla 24. Reporte de pérdidas 12 casas.....57
Tabla 25. Cuadro de flujo de cargas circuito 1.....61
Tabla 26. Cuadro de flujo de carga circuito 2.....64
Tabla 27. Cuadro de flujo de carga circuito 3.....66

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación (1).....26
Ecuación (2).....27
Ecuación (3).....46
Ecuación (4).....47
Ecuación (5).....47
Ecuación (6).....47
Ecuación (7).....47

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: ¨ANÁLISIS HOSTING CAPACITY EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS¨.

Autores:

Gutierrez Calero Klever Fabian

Paredes Yupangui Diego Leonidas

RESUMEN

El progresivo crecimiento de la generación distribuida y el avance tecnológico conllevan a que se realicen diversos estudios para el aprovechamiento del tipo de generación y a su vez contribuir al cuidado del medio ambiente, en este caso la investigación estará enfocada al análisis de la capacidad de alojamiento que se pueda tener en una red de distribución, para lo cual se debe conocer el perfil de tensión y las pérdidas que existan en el sistema, para nuestro caso de estudio la evaluación de los parámetros eléctricos se lo realizará en el modelo de las 13 barras del IEEE con la ayuda del software Open DSS, una vez Identificado estos parámetros se podrá establecer sus respectivas correcciones mediante la inserción de generación fotovoltaica hasta determinar el límite máximo disponible en el alimentador y sin afectar los parámetros existentes en el sistema, desarrollado este modelo base se procederá a la ejecución en toda la trayectoria del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, donde de la misma manera se podrá determinar perfiles de tensión, pérdidas antes y después de la inserción de generación fotovoltaica y así poder determinar las capacidades de alojamiento disponibles en cada uno de los puntos de la red de distribución. Además, consideraremos que las cargas son residenciales de tipo B según establece la Empresa Eléctrica Quito y el tipo de panel a ser utilizado serán los policristalinos debido a sus características técnicas.

Palabras Clave: Capacidad de alojamiento, Generación fotovoltaica, redes de distribución.

COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY

APPLIED CIENCES AND ENGINEERING FACULTY

TOPIC: "HOSTING CAPACITY ANALYSIS IN THE POWER SUPPLIES OF THE SALCEDO DE ELEPCO S.A. SUBSTATION FOR THE INSERTION OF PHOTOVOLTAIC PANELS."

Authors:

Gutierrez Calero Klever Fabian

Paredes Yupangui Diego Leonidas

ABSTRACT

The progressive growth of distributed generation and technological advance, lead to various studies to be carried out to take advantage of the type of generation and in turn contribute to caring for the environment, in this case the research will be focused on the analysis of accommodation capacity that can be had in a distribution network, for which the voltage profile and the losses that exist in the system must be known, for our case study the evaluation of the electrical parameters is carried out in the model of the 13 bars of the IEEE with the help of the Open DSS software, once these parameters are known, their correct corrections can be established by inserting photovoltaic generation until the maximum limit available to the suppliers is determined and without affecting the existing parameters in the system, developed this base model the entire trajectory of feeder 3 of the Salcedo substation will be executed, where from the same In a better way, it will be possible to determine voltage profiles, losses before and after the insertion of photovoltaic generation and so, be able to determine the accommodation capacities available at each of the points of the distribution network. In addition, we will consider that the loads are residential and of type B as established by the Quito Electric Company and the type of panel to be used will be polycrystalline due to its technical characteristics

Keywords: Accommodation capacity, photovoltaic generation, distribution networks.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen al Idioma Inglés presentado por los estudiantes **GUTIERREZ CALERO KLEVER FABIÁN** y **PAREDES YUPANGUI DIEGO LEONIDAS** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, cuyo título versa **"ANALISIS DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION SALCEDO DE ELEPCO S.A. PARA LA INSERCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS"**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga marzo 6, 2021

Atentamente,

Firmado electrónicamente por:
DARWIN AURELIO
VALLEJO MOSQUERA

M.Sc. Darwin Vallejo Mosquera
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 1802263549

1803027935
VICTOR
HUGO
ROMERO
GARCIA

Firmado digitalmente por 1803027935 VICTOR HUGO ROMERO GARCIA
Fecha: 2021.03.06 20:58:35 -05'00'

CENTRO DE IDIOMAS

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Título del proyecto

Análisis Hosting Capacity en los alimentadores de la Subestación Salcedo de ELEPCO S.A. para la inserción de paneles fotovoltaicos.

1.2. Fecha de inicio.

Marzo – 2020

1.3. Fecha de finalización.

Marzo – 2021

1.4. Lugar de ejecución.

Subestación Salcedo

1.5. Facultad que auspicia.

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

1.6. Carrera que auspicia.

Carrera de Ingeniería Eléctrica.

1.7. Proyecto de investigación vinculado.

Análisis crítico de sistemas eléctricos residenciales, comerciales e industriales

1.8. Equipo de trabajo.

MSc. Quinatoa Caiza Carlos Iván

Gutierrez Calero Klever Fabian

Paredes Yupangui Diego Leonidas

1.9. Área de conocimiento.

Ingeniería, Industria y construcción

1.10. Línea de investigación.

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental

1.11. Sub líneas de Investigación de la carrera.

Conversión y uso racional de la energía eléctrica

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La regulación decretada por la ARCONEL-057/18 establece que la micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. En lo que se refiere a la distribución distribuida, existen condiciones para su desarrollo, implementación y participación de consumidores que aporten con sistemas fotovoltaicos hasta 100 KW de

capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 KW de capacidad nominal instalada; y, e hasta menos de 1000 KW, para consumidores comerciales o industriales.

En función a esta regulación se ha desarrollado una investigación donde se pueda conocer la capacidad disponible de alojamiento en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo perteneciente a la Empresa Eléctrica Cotopaxi S. A. para lo cual se realiza una recopilación de información acerca de la capacidad de alojamiento aplicadas en diferentes áreas. Este estudio es realizado en el alimentador 3 debido a que este alimentador presenta mayores variaciones de tensión debido a su extensa longitud dando paso a que las pérdidas en la red sean altas, para poder inyectar la generación fotovoltaica a la red, se debe considerar los parámetros eléctricos de la red como son voltajes y ángulos de línea, secuencia y frecuencia para no desestabilizar el sistema eléctrico.

Para comprobar la veracidad del estudio se realiza una simulación como modelo base con el caso de estudio de las 13 Barras del IEEE, donde se pudo determinar que al inyectar generación fotovoltaica a la red, el perfil de tensión tiende a estabilizarse, y como ejemplo práctico se aplicó al alimentador 3 de la Subestación Salcedo estimando usuarios tipo B, que su consumo está entre 251 – 350 KWh/mes/cliente, según la clasificación elaborada por la empresa eléctrica Quito es considerado como un consumo de un cliente regular, para lo cual se ha determinado 8 paneles en serie.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

A nivel mundial durante los últimos años el avance tecnológico ha sido a gran escala, como es de conocimiento existen nuevos métodos de generación limpia, por lo que se ha evidenciado el incremento de generación distribuida en los usuarios, en este caso de estudio, se analizó la generación fotovoltaica local, con el fin de satisfacer su demanda de forma autónoma y contribuir a la red con el excedente de generación, por lo que hemos visto necesario disponer de un mapa de capacidad de alojamiento, para que la generación fotovoltaica pueda ser inyectada a la red sin afectar su confiabilidad.

Uno de los beneficios a nivel mundial es contribuir al cuidado del medio ambiente, ya que si la generación distribuida va en aumento se dejarán de utilizar los recursos que en la actualidad se van agotando, también ayudaría a reducir el gran problema que es el efecto invernadero, además que al inyectar generación local ayuda a reducir las pérdidas en la red de distribución,

principalmente en lugares que son alejados de la generación como es en nuestro caso de estudio, existen cargas que se encuentran alejadas de la ciudad, el objetivo primordial es que el perfil de tensiones se encuentre en el rango permitido

Considerando la posición geográfica de nuestro país según datos tomados por diferentes entidades científicas, el Ecuador cuenta con recursos solares apropiados para la inserción de generación fotovoltaica sea a pequeña y gran escala, como es el Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), el Instituto Nacional de Meteorología (INAMHI) y el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE).

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

4.1. Beneficiarios Directos.

- Empresa Eléctrica Cotopaxi.

4.2. Beneficiarios indirectos.

- Usuarios de medio y bajo voltaje conectados en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo.

5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN

5.1. Situación problemática

El avance tecnológico de nuestro país en los últimos años, ha sido a gran escala y por ende se pretende aportar con la inserción de energías limpias al sistema eléctrico previo al cumplimiento de regulaciones, mediante la aplicación de estas tecnologías se pretende contribuir al cuidado del medio ambiente, ya que en la actualidad es uno de los mayores problemas a nivel mundial, para poder realizar la inserción de energías limpias generadas por los usuarios y desde cualquier ubicación del sistema eléctrico, se debe tener muchas consideraciones como la capacidad de alojamiento de cada uno de los alimentadores, la capacidad de los transformadores, las protecciones existentes del sistema eléctrico, también se deben considerar la concentración de las cargas, esto con el fin de garantizar la continuidad del servicio y que el perfil de tensión sea el más aproximado al ideal.

En nuestro país la generación distribuida ocupa índices muy bajos de aplicación, debido al desconocimiento de la tecnología para este tipo de generación o a su vez el costo que tienen los mismos, pero se debe considerar que, en nuestro país entre las generaciones con mayor índice de generación, son las hidráulicas y las térmicas. Conociendo la situación actual del

mundo estos recursos afectan directa e indirectamente con el ambiente y a su vez tienden a ser agotados, lo que causaría grandes problemas a la humanidad, por lo que es necesario buscar nuevas metodologías de generación renovable.

6. OBJETIVOS

6.1. Objetivo general

Determinar la capacidad de alojamiento en las líneas de distribución del alimentador número 3 de la Subestación Salcedo perteneciente a ELEPCO S.A. mediante simulaciones en el software Open DSS, para el análisis técnico de la inserción de generación fotovoltaicos.

6.2. Objetivos específicos

- Revisar la literatura científica referente a los parámetros técnicos que se debe considerar para la inserción de generación fotovoltaica en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo.
- Caracterizar la topología del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, determinar la capacidad de alojamiento y el tipo de cargas existentes en la red.
- Realizar la inserción de paneles solares en el alimentador número 3 de la Subestación Salcedo para determinar la capacidad máxima de alojamiento mediante OPEN DSS verificando el perfil de tensión.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados

OBJETIVO	ACTIVIDAD	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Objetivo específico 1: Revisar la literatura científica referente a los parámetros técnicos que se debe considerar para la inserción de generación fotovoltaica en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo.	Investigación de diferentes fuentes bibliográficas indexadas acerca de la inserción de generación fotovoltaica a la red.	Elaboración del estado del arte	Bibliografía, citas, tablas, ecuaciones anexas en la investigación
Objetivo específico 2: Caracterizar la topología del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, determinar la concentración y el tipo de cargas existentes en la red.	Determinación de las demandas y los respectivos circuitos de la red existente.	Identificación de circuitos Monofásicos, Bifásicos y Trifásicos	Google Earth y Datos del ArcGIS.
Objetivo específico 3: Realizar la inserción de paneles solares en el alimentador número 3 de Salcedo para determinar la capacidad máxima de alojamiento mediante OPEN DSS, verificando el perfil de tensión.	Determinación de las curvas del perfil de tensión y pérdidas del sistema. Simulación del sistema con inserción de generación fotovoltaica	Representaciones gráficas y comparaciones del sistema.	Programación del software, tablas de capacidad, conductores y curvas de perfil de tensión.

Realizado por: los postulantes

CAPÍTULO I

8. ESTADO DEL ARTE

El avance tecnológico en las redes de distribución y para determinar la capacidad de alojamiento en la red primaria de la sub estación Salcedo, se realiza la revisión bibliográfica, misma que está aplicado a la clasificación de alimentadores de baja tensión, donde se realizó el estudio de capacidad de alojamiento y planificación de redes, como objetivo principal, es la reducción de emisiones de CO2 y la incorporación de las generaciones renovables a los sistemas eléctricos que en los últimos años van en aumento, es así, que en este estudio se enfoca más a las energías eólicas y solar fotovoltaica, que para la actualidad forman parte de la generación total. En el análisis se debe considerar también las limitaciones que presenta el sistema eléctrico, ya que en algunas redes la capacidad de alojamiento está agotada, es una de las restricciones más importantes en este estudio, por lo que en Europa se vieron en la necesidad de implementar normas o directrices para las conexiones [1].

Además, se realizó el estudio para determinar la capacidad de alojamiento de aerogeneradores distribuidos, considerando ingresos adicionales, lo primordial es integrar la mayor cantidad de generación distribuida y reducir los costes energéticos, para lo cual, se requiere determinar la capacidad de alojamiento de las turbinas eólicas. Los autores se enfocan en dos aspectos primordiales, el primero es las restricciones a la capacidad de alojamiento de la red, y el segundo aspecto es los máximos ingresos extras que podrían obtener al incorporar los aerogeneradores a la red, para lo cual desarrollaron un algoritmo donde abarcaron el lugar de instalación de los aerogeneradores y el coste de instalación para cada uno de estos equipos [2].

El crecimiento de la generación distribuida conlleva a que se realice el análisis de la capacidad de alojamiento mismo que desarrolló un algoritmo para ampliar la capacidad de alojamiento de las líneas de distribución, mediante la reconfiguración de las líneas en la etapa de planificación y con la utilización de conmutadores controlados. El problema se analizó mediante un Flujo Optimo de Potencia, con las restricciones térmicas del conductor y de voltaje [3].

El constante crecimiento y la implementación de la energía renovable en respuesta al desarrollo técnico, económico y ambiental. El desarrollo de estos procesos pueden causar diversos problemas o variaciones en los límites operacionales del sistema eléctrico, esto

sucede cuando se excede la capacidad de alojamiento de las redes de distribución, por lo que realizar el análisis de la capacidad de alojamiento se considera una herramienta muy importante para el estudio y la determinación de nuevas técnicas de evaluación y tecnologías para la mejora de la capacidad de alojamiento, por lo que los autores se enfocaron en cuatro ámbitos: Desarrollos históricos, límites de desempeño, percepciones y técnicas de mejora [4].

También es importante maximizar la participación de fuentes de energía renovable en las redes de distribución, donde es trascendental identificar los puntos de conexión de las nuevas fuentes de energía renovables, asegurando que no violen las limitaciones técnicas de las redes, entre las principales tenemos la capacidad de alojamiento para las fuentes de energía renovable, las regulaciones de voltaje, el nivel de cortocircuito y las consideraciones para la calidad de energía, en función a estos inconvenientes se ha realizado dos estudios enfocados en la respuesta a la demanda en contexto de redes inteligentes y la programación de banco de condensadores conmutables en el alimentador para un horizonte determinado, estas herramientas son efectivas para poder incrementar la capacidad de alojamiento de las fuentes de energía renovables [5].

La inserción de generación eólica está en aumento mismas que están instaladas en los sistemas de distribución, las cuales son operados pasivamente, es decir, la energía eólica solo se puede administrarse en función a la carga mínima, lo que limita considerablemente la capacidad de alojamiento de la energía eólica al sistema, por lo que se ha propuesto las estrategias para aumentar la capacidad de alojamiento de los sistemas de distribución, mediante la incorporación de dos modelos de optimización para maximizar el beneficio neto del sistema y el propietario de la generación eólica. Las consideraciones para el estudio son la reducción de energía eólica, control de voltaje coordinado del cambiador de tomas bajo carga y compensación de potencia reactiva. La aplicación de este estudio, ha dado resultado en un 78 % con solo una reducción de 2,6 % de energía reducida, es decir, la capacidad de alojamiento casi se ha duplicado [6].

La generación distribuida ha cambiado las redes de distribución en la actualidad, no solo son consumidoras de energías sino también están produciendo energía, lo que no se ha determinado es la capacidad de alojamiento que existe para estas generaciones, por lo que se ha desarrollado una herramienta de evaluación de riesgos para estimar la capacidad de aojamiento de la red considerando incertidumbres asociadas con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y cargas. Para lo cual es necesario saber con datos de las fuentes de

generación, y para el cálculo de la incertidumbre propone la aplicación de la técnica cuadrática dispersa y el método de Monte Carlo como método de comparación [7].

En el estudio de la capacidad de alojamiento nos señala que existen métodos para aumentar las fuentes de energías renovables, estas evaluaciones incluyen: evaluación dinámica en tiempo real para permitir que la red funcione más cerca de sus límites de diseño, el almacenamiento de la energía y el control coordinado de unidades de producción distribuidas. Estas generaciones afectarán el rendimiento del sistema debido a las limitaciones existentes en la red, para ello el estudio de la capacidad de alojamiento abarca el tema de almacenamiento de la energía que permite desvincular el consumo y por ende la reducción de la producción de electricidad, para lo cual se analiza los métodos convencionales y nuevos para el almacenamiento de energía, estos equipos deben proporcionar servicios que ayuden a mantener la red en funcionamiento dentro de los parámetros de diseño [8].

Para los operadores de los sistemas de distribución las limitaciones más grandes que se les presentan, es la generación máxima que pueden albergar las redes de distribución y cómo aumentar sin violentar las limitaciones técnicas, por lo que el autor analiza un modelo para estimar la capacidad de alojamiento de las redes de distribución, esta propuesta resulta exitosa cuando no se dispone de datos para el análisis de los flujos de carga, estos casos pueden presentarse en procesos de electrificación de países emergentes, la recopilación de datos es difícil y en el caso de modernas y complejas redes de distribución [9].

Existe limitaciones en el sistema eléctrico para determinar la cantidad de generación fotovoltaica que pude albergarse en los alimentadores de distribución, en este caso se realiza un estudio para determinar la capacidad de alojamiento fotovoltaico en un red radial existente, además, se podrá visualizar la dependencia de la ubicación de la capacidad de alojamiento y la eficacia al modificar el factor de potencia, la presente simulación se realizó utilizando scripts de Python para ejecutar las simulaciones de flujo de potencia en OpenDSS, con cantidades cada vez mayores de generación fotovoltaica. Como resultado se obtuvo que cuando la generación se instala en proporción a la carga, el circuito estará limitado por las condiciones de sobretensión, además, al modificar los inversores para un factor de potencia fijo y ligeramente retrasado, puede reducir la condición de sobretensión y aumentar la capacidad de alojamiento del alimentador [10].

Para planificación de redes es muy útil conocer los límites de generación fotovoltaica, las condiciones de la red y cómo aumentan las limitaciones presentadas por la misma, es por lo

que se realiza el análisis de la capacidad de alojamiento máxima de generación fotovoltaica a tres redes de distribución en operación actual, y como resultado se tiene que están entre el 20 % y el 32,5 % en las tres redes, lo que indica que cada usuario puede generar el 20 % del autoconsumo sin causar daños a la calidad de energía, lo que se considera una cantidad considerable, además, los problemas de sobretensión ocurren en horas determinadas al año por lo que no representaría mayor inconveniente [11].

El estudio de la capacidad de alojamiento es aplicado también en la inserción de los vehículos eléctricos. El avance tecnológico y los medios para detener la contaminación ambiental han conllevado a la evolución de las fuentes de energía de los vehículos, desde allí el crecimiento a gran escala de los vehículos eléctricos, es por eso que se requiere un análisis exhaustivo de las redes, donde se cargaran los vehículos eléctricos que viene a ser una carga considerable, es así que se desarrollaron nuevas técnicas y metodologías mediante simulaciones para determinar la capacidad de alojamiento de las redes y como mantener los parámetros de operabilidad [12].

Según el análisis realizado para la inserción de la generación distribuida conlleva al estudio de la capacidad de alojamiento de las redes de distribución, debido que es uno de los principales inconvenientes que se puede presentar en la red, por lo que se ha planteado dos metodologías para el cálculo de capacidad de alojamiento, la primera por simulación sistemática integrado programas como Neplan y Matlab, y la segunda se propone una solución analítica para obtener de manera simplificada la capacidad de alojamiento en un punto del sistema [13].

A continuación, se detalla el estudio técnico económico para un sistema eléctrico operado bajo esquema de red inteligente, y como fuente alterna de generación la fotovoltaica, donde lo primordial es determinar la capacidad de alojamiento, por lo que se realiza un estudio económico a través de la determinación de los principales factores económicos que determinan la factibilidad del sistema energético [14].

Finalmente, se realiza un análisis de estudio la cual nos detalla que para el estudio de la capacidad de alojamiento de una red de distribución se aplica el método de Montecarlo, donde se estima una generación fotovoltaica en cada uno de los clientes, hasta que el perfil de tensión en la carga sea la más próxima a la ideal, la simulación se lo realiza en el software Open DSS donde al final del análisis se puede determinar con colores dependiendo la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica en las redes de distribución [15].

CAPÍTULO II

9. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO

9.1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una Subestación eléctrica es parte de un sistema y una entidad por sí misma, normalmente un sistema eléctrico de potencia está diseñado de manera que, si falla un componente individual, tal como un transformador, una línea de transmisión o un alimentador de distribución, se debe minimizar la duración de las interrupciones y el número de usuarios (clientes) afectados por la interrupción [16].

9.2. PARÁMETROS PRIMARIOS DE LA LÍNEA

Los parámetros primarios de la línea de transmisión son los siguientes [17]:

- Resistencia R, expresada en Ω/m.
- Inductancia L, expresada en H/m.
- Capacitancia C, expresada en fd/m.
- Conductancia G, expresada en S/m.

9.3. CARGABILIDAD DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables. La cargabilidad de la línea está en función del calibre y la longitud de la línea, para conocer su comportamiento se consideran condiciones óptimas de voltaje en ambos extremos de la misma, es decir, un voltaje de 1 p.u. tanto en el nodo de envío como en el de recepción [18].

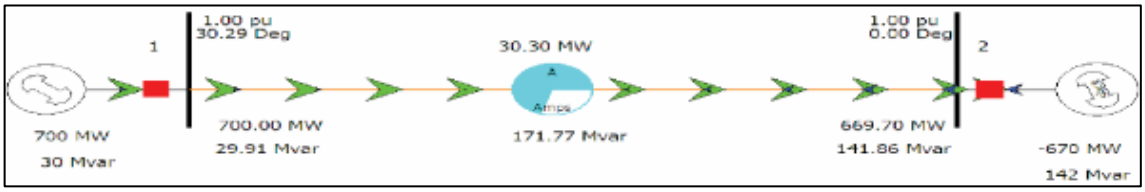


Figura 1. Diagrama unifilar de LT con voltajes planos
Fuente: [18]

En la figura 1 se observa la cargabilidad de una línea que puede valorarse a partir de la relación del flujo de potencia real contra potencia reactiva (P-Q) a través de la línea eléctrica. Esta curva característica (P-Q) varía tanto por el flujo de potencia como por la longitud de la línea. La curva característica potencia real-potencia reactiva de una línea eléctrica indica que, al incrementar su flujo de potencia real, aumenta la potencia reactiva que esta consume lo que se manifiesta como pérdida de potencia en la reactancia inductiva en serie de la línea [18].

9.4. LÍMITE TÉRMICO DEL CONDUCTOR

Este límite es el que se encuentra dado por la máxima temperatura del conductor. El incremento de la temperatura a valores muy altos podría provocar varios inconvenientes al conductor de la línea entre los principales se tiene [19]:

- Afectación a la flecha existente entre torres de transmisión.
- Depreciación de resistencia en la tensión mecánica de los conductores.

A raíz de esto podría incumplir con las distancias a tierra permisibles, o talvez excedería el límite de elasticidad del conductor. Existen algunos factores que dependen de la temperatura del conductor entre ellos se tiene:

- La magnitud de corriente circulando por el conductor y la duración que se tenga.
- Velocidad del viento
- Temperatura ambiente
- Condiciones físicas en la superficie del conductor.

9.5. CAÍDAS DE TENSIÓN ACORDE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

9.5.1. Caídas de tensión admisible

La relación a las caídas de tensión es, la caída máxima de tensión admisible, en el punto más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda de diseño establecida y expresada en porcentaje del valor de la tensión nominal fase-tierra del sistema, no deberá superar los siguientes límites [20]:

9.5.2. Red Primaria de Media Tensión

Considerada como la totalidad del alimentador principal que parte de la Subestación de Distribución, los ramales y circuitos como presenta la tabla 2.

Tabla 2. Porcentajes de Caídas de Tensión Admisible

Caída Máxima de Tensión en Red Primaria		
Componentes del Sistema de Distribución	**Alimentador**	
	Urbano	**Rural**
	Caídas de	Caídas de
Primario (S/E sin cambiador de Taps bajo carga)	3,0 %	3,5 %
Primario (S/E con Cambiador de Taps bajo	3,5 %	4,0 %

Fuente: [20]

9.5.3. Red Secundaria. - Para redes radiales considerar la longitud total del circuito hasta el centro de transformación y para redes interconectadas como se muestra en la tabla 3, la

longitud desde el centro de transformación hasta el punto de corte; es decir, hasta el punto en el cual el flujo de corriente se anula [20].

Tabla 3. Porcentajes de Caídas de Tensión Admisible

Caída Máxima de Tensión en la Red Secundaria		
	Alimentador	
	Urbano	**Rural**
	Caída de Voltaje	Caída de Voltaje
Secundario (S/E sin cambiador de Taps bajo	2,5 %	3,0 %
Secundario (S/E con cambiador de Taps bajo	3,0 %	3,5 %

Fuente: [20]

9.6. MÉTODO DE MONTE CARLO

El método de Monte Carlo es la designación general para la simulación estocástico utilizando números aleatorios. Este método es utilizado en muchas áreas desde entonces. Este método no solo puede solucionar métodos estocásticos sino también problemas deterministas. La técnica de Monte Carlo se puede encontrar en diversos campos como son en cálculos matemáticos complejos, simulación de procesos estocásticos, estadísticas médicas, análisis de sistemas de ingeniería y evaluación de confiabilidad [21].

9.7. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

Son aquellas cuyos ciclos de creación y consumo se pueden medir en escalas de tiempo similares. Se consideran renovables debido a que son sostenibles y no ponen en riesgo de agotamiento futuro los recursos. Además de ser respetuosas con el medio ambiente, no ocasionan efectos negativos sobre el entorno y los impactos ambientales, cuando los hay, son mucho menores que los producidos por las energías no renovables. De estas se destaca el avance y el mayor desarrollo tecnológico que presentan, lo que permite contar con mayores posibilidades para competir en el mercado [22].

9.7.1. Introducción a la energía solar

La energía solar hasta ahora se ha considerado emergente, ya que ha tenido una representación marginal. A partir del 2010 se ha experimentado un incremento considerable debido a situaciones a considerar como el ahorro energético y el cuidado del medio ambiente. Esta tecnología solar fotovoltaica debido al aumento se su aportación eléctrica seguirá creciendo significativamente a lo largo de los próximos años [23].

Este tipo de energía es una de las novedades tecnológicas que impactan a la sociedad a nivel mundial, ya que representa una forma fácil pero no tan económica de reemplazar las fuentes de energía convencionales [23].

9.7.2. Tipos de energías renovables

Bioetanol

Biomasa

Biogás

Incineración

Energía mareomotriz

Energía Eólica

Energía Geotermia

Energía hidroeléctrica

Energía Solar térmico

Esta energía es producida con el aprovechamiento de la energía que radia el sol para la producción de calor y ésta puede ser aprovechada para algunas aplicaciones como por ejemplo cocinar alimentos o para calentar el agua para el consumo dentro de una vivienda, calefacción o a su vez para la producción de energía mecánica y a partir de ella la energía eléctrica.

9.7.3. Energía Solar fotovoltaico

La radiación solar se convierte directamente en electricidad, mediante el llamado efecto fotovoltaico, consiste en que la luz puede generar una corriente eléctrica al iluminar ciertos materiales. El efecto fotovoltaico se basa en el uso de materiales semiconductores. Estos se caracterizan porque conducen la electricidad mejor que un aislante y menos efectivamente que un metal, pero sobre todo porque mejora su capacidad para conducir la electricidad al ser iluminados. Cuando incide luz sobre un semiconductor, la energía suministrada ayuda a darle mayor movilidad a algunos de los electrones presentes en el material, por lo que su capacidad para conducir la electricidad aumenta [24].

9.7.4. Paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, como lo son [25]:

- Radiación de 1000 W/m2
- Temperatura de célula de 25^{o}C

9.7.5. Importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica

En 2011 los sistemas de energía solar en el mundo generaron 85 Tera vatios/hora de electricidad, que son suficientes para cubrir las necesidades de 100 millones de personas y es Europa la región líder, con una capacidad instalada de 51 GW, seguida por Japón 5 GW, EE. UU. 4,4 GW y China 3,1 GW [26].

En estos momentos en vista de la contaminación ambiental provocadas por las diferentes generaciones de energía eléctrica que son contaminantes se ha visto la necesidad de pensar en alternativas para de alguna manera disminuir la contaminación con la utilización de paneles fotovoltaicos como generación de energía eléctrica.

La energía solar fotovoltaica (ESFV) constituye una fuente de energía renovable, la cual puede unirse en la generación de electricidad mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos (PSFV) que convierten la radiación solar en electricidad, haciéndola aplicables a múltiples actividades de la vida [26].

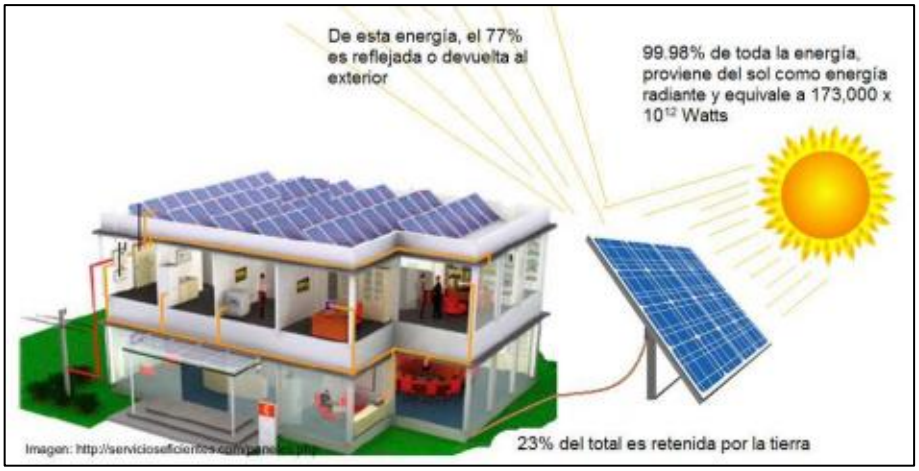


Figura 2. Radiación en paneles fotovoltaicos
Fuente: [26]

Así como se muestra en la figura 2, teniendo al sol como principal fuente de energía de nuestro planeta, que dicha energía se utiliza por la naturaleza en todos sus procesos, es lógico se apliquen soluciones con la colocación de los paneles solares constituidos por celdas fotovoltaicas, para de manera eficiente transformar la radiación solar en energía eléctrica [26].

Los paneles solares se fabrican hoy en formato de módulos independientes grandes y pequeños, lo cual hace altamente aplicables sus usos según el caso sea en campos abiertos,

azoteas o pequeños techos de industrias o edificios de oficinas incluso, y con un mantenimiento mínimo y poco exigentes es además tecnología limpia no contamina, no emite humo, no emite CO2, no emite gases de efecto negativos [26].

9.8. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

9.8.1. Silicio monocristalino: caracterizado por una disposición ordenada y periódica, de forma que solo tiene una orientación cristalina, donde todos los átomos están dispuestos simétricamente. Presenta un color azulado oscuro con un cierto brillo metálico como se muestra en la figura 3 y Alcanzan rendimientos de hasta el 17 % [27].

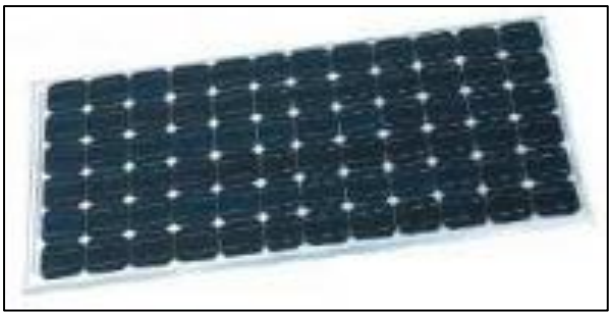


Figura 3. Panel formado con células de silicio monocristalino
Fuente: [27]

Tabla 4. Características del panel monocristalino

Placa Solar Canadian 440 Wp | STC*			
Potencia	450 Wp	**Tipo de célula**	Monocristalina (Duall Cell) Célula partida.
Tensión en punto de máxima potencia (Vmp)	41,1 V	**Corriente en punto de máxima potencia (Imp)**	10,96 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,1 V	**Corriente de cortocircuito (Isc)**	11,60 A
Eficiencia del módulo	20,4%	**Temperatura de funcionamiento**	-40 °C ~ +85 °C
Peso	24,9 kg	**Dimensiones**	2108 x1048 x40 mm
Garantía	12 años en materiales y 25 años en producción al 80%	**Número de células**	144 [2 x (12 x 6)]

Fuente: [57]

Las características del panel monocristalino presentadas por la tabla 4, son semejantes a las placas policristalinas utilizadas en este proyecto por lo que podrían ser reemplazadas, pero con un costo más elevado.

9.8.2. Silicio policristalino: silicio depositado sobre otro sustrato, como una capa de 10 - 30 micrómetros y tamaño de grano entre 1 micrómetro y 1 mm. Las direcciones de alineación van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición.

Alcanzar rendimientos de hasta el 12 %, en la figura 4 se muestra el panel de silicio [27].

Figura 4. Panel formado con células de silicio policristalino
Fuente: [27]

Los módulos policristalinos incrementan la eficiencia porque mejora la respuesta del módulo cuando hay condiciones de sombra. Al tener muchas más células separadas por varios strings, si hay una zona de módulo que está sombreada, no afecta a la producción del resto de las células, evitando errores en cadena y aumentando la eficiencia del módulo. Esto supone un incremento en vatios de alrededor del 1,5 % por módulo [28].

9.8.3. Silicio amorfo: compuesto hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre otra sustancia con un espesor de 1 µm. Presentan un color marrón y gris oscuro, como se muestra en la figura 5. Esta tecnología permite disponer de células de muy delgado espesor y fabricación más simple y barata, aunque con eficiencia del 6 – 8 % [27].

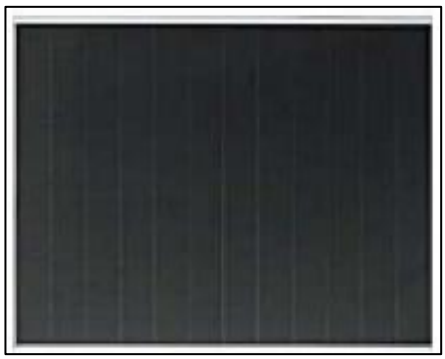


Figura 5. Panel formado con células de silicio amorfo
Fuente: [27]

9.9. Los mejores paneles solares para el hogar policristalinos

Canadian Solar

LG

Panasonic

Sharp

Solar World

Yingli Solar

9.10. Características del panel solar (Canadian Solar 405 W Policristalina Hiku) [29].

Potencia del panel solar: 405 W

Tipo de célula del panel solar: Policristalino PERC

Rigidez del panel solar: Rígido

Dimensiones del panel solar: 2108 x 1048 x 40 mm

Tensión máxima potencia: 38,9 V

Corriente en cortocircuito ISC: 10,98 A

Eficiencia del módulo: 18,33 %

Amperios máximos de salida IMP: 14,42 A

Tensión en circuito abierto: 47,4 V

Voltaje de trabajo del panel solar: 24 V

Peso del panel solar: 25 Kg

Marco del panel solar: Blanco y gris

Garantía del panel solar: 25 años

Costo: 199,88 € ➔242,22

9.11. Potencia del sol

La potencia solar que recibe el planeta tierra (fuera de la atmosfera) es cerca de $173X10^{12}$ KW o una energía de $15X10^{17}$ KWh por año. Al atravesar la atmosfera, cerca de 53 % de esta radiación es reflejada y absorbida por el nitrógeno, oxigeno, ozono, dióxido de carbono, vapor de aguan, polvo, y las nubes. Por lo tanto, al pasar estas radiaciones por una distancia de 150 millones de Km, se reduce esta cantidad y al final el planeta recibe energía promedio a $3X10^{17}$ KWh al año, equivalente a 4000 veces el consumo del mundo entero en un año ($7X10^{13}$ KWh/año), lo cual nos indica la enorme potencia del sol [30].

9.12. Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA)

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) están constituidos, en lo fundamental, por un generador de energía eléctrica, los paneles fotovoltaicos, un acumulador para almacenar la energía y utilizarla en los momentos de ausencia de radiación solar y por último la carga eléctrica que se va a consumir, vía equipos u otros. Los SFA son diseñados con el fin de proporcionar la energía eléctrica necesaria a una carga siendo esta una de las primeras

restricciones que existen en su diseño, ya que es difícil calcular con precisión el consumo energético de cada una de las cargas. Generalmente para calcular el consumo eléctrico, se determina el valor de la potencia de cada una de las cargas que compondrán el SFA y se multiplica por el número de horas de funcionamiento al día. Por su puesto, esta evaluación es aproximativa, pero permite estimar el gasto energético [31].

Los SFA funcionan con corriente directa (DC) como se muestra en la figura 6 y también con corriente alterna (AC) como de identifica en la figura 7, donde se utiliza un convertidor de DC/AC, en la actualidad la eficiencia de conversión es superior al 95 %.

Figura 6. Esquema SFA en uso DC
Fuente: [31]

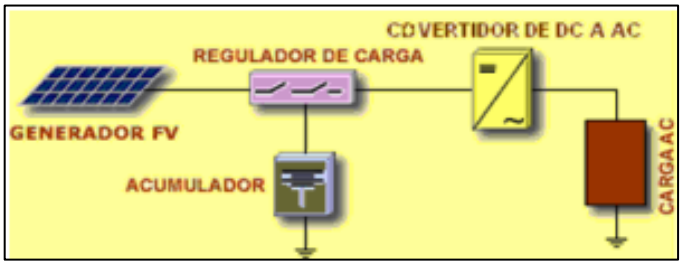


Figura 7. Esquema SFA en uso AC
Fuente: [31]

9.13. ELEMENTOS DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

9.13.1. Modulo fotovoltaico (generador fotovoltaico): Su función es captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica. Estos dispositivos se pueden conectar en serie o en paralelo. Cuando se conectan en serie el voltaje total será la suma de los voltajes individuales de cada uno de los dispositivos. La corriente de salida será igual a la corriente de un módulo. Al conectarlos en paralelo la corriente total será la suma de las corrientes individuales de cada módulo y el voltaje será el mismo que el de uno solo. Por lo tanto, el número de componentes conectado en serie determine el voltaje, y el número de dispositivos en paralelo determina la corriente que se le puede suministrar a una carga [32]. En la figura 8 se puede observar el módulo fotovoltaico.

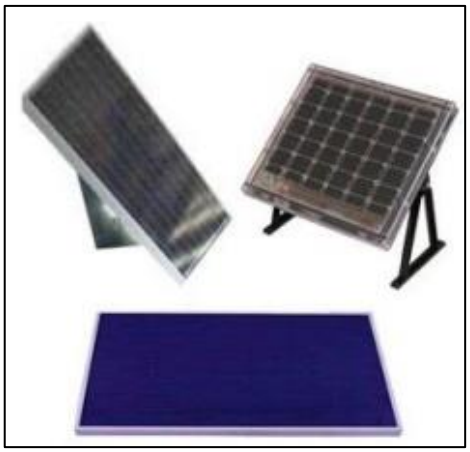


Figura 8. Modulo fotovoltaico
Fuente: [32]

9.13.2. Baterías (acumuladores): La naturaleza es muy variable e influye en la radiación solar, por lo tanto, la energía eléctrica que logren producir los paneles solares no es constantes, por lo que hace que en los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica sean necesarios sistemas de almacenamiento de energía que permitan disponer de la misma en periodos en los que no es posible la generación, a continuación, se muestra en la figura 9 modelos de baterías. En los sistemas fotovoltaicos dicho papel lo realiza la batería. Las propiedades de la batería que se elija para un sistema fotovoltaico influyen de gran manera en el diseño de algunos elementos de la instalación, por lo que hay que prestar una atención especial a las características más convenientes para las condiciones del sistema a alimentar, tales como los tipos de carga para las que se destina, la potencia total y los ciclos de consumo previstos, entre otros [32].

Figura 9. Baterías (acumuladores)
Fuente: [32]

9.13.3. Inversor (acondicionador o convertidor): Cumple la función de adaptar la corriente continua que se produce por el generador fotovoltaico a las características eléctricas requeridas por las cargas a alimentar [33]. En la figura 10 se observa modelos de inversores.

Figura 10. Inversor de voltaje
Fuente: [32]

9.14. CRITERIO DE SELECCIÓN DEL INVERSOR CC-CA ADECUADO

9.14.1. Potencia del inversor: la suma de las potencias de los equipos que operarán simultáneamente deberá ser, como mucho, el 70 % de la potencia nominal del inversor. Si el inversor opera continuamente las 24 horas, se deberá seleccionar uno que al menos tenga 90 % de eficiencia. Si por el contrario el uso será esporádico, se podrá optar por uno de baja eficiencia, que será mucho más económico [34].

9.14.2. Forma de onda del inversor: se trata de la calidad de energía requerida por la carga que define el tipo de onda producida por el inversor (cuadrada, senoidal o senoidal modificada). Por ejemplo, un taladro podrá operar perfectamente con cualquier tipo de onda; un televisor a color, PC, etc., requieren por lo menos que la onda sea senoidal modificada, y un temporizador operará mejor si el tipo de onda es senoidal [34].

9.14.3. Potencia pico del inversor: es la capacidad de soportar sobrecargas pico producidas por cargas inductivas que se generan al inicio de operación de algunas cargas, sin que se colapse el inversor, por ejemplo, el arranque de motores, lámparas fluorescentes, etc. [34].

9.15. TIPOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

9.15.1. Inversores centrales: En la figura 11 se observa la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia [35].

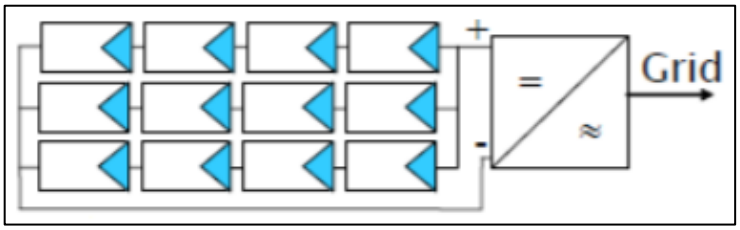


Figura 11. Esquema de un inversor central
Fuente: [35]

9.15.2. Inversores modulares: En la figura 10 se presenta los inversores también denominados “Sting inverters”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5 kW, y, generalmente, son monofásicos [35].

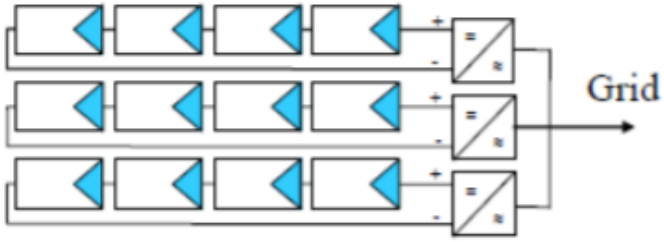


Figura 12. Esquema de un inversor modular
Fuente: [35]

9.15.3. Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC: En la figura 13 se muestra el inversor que está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV [35].

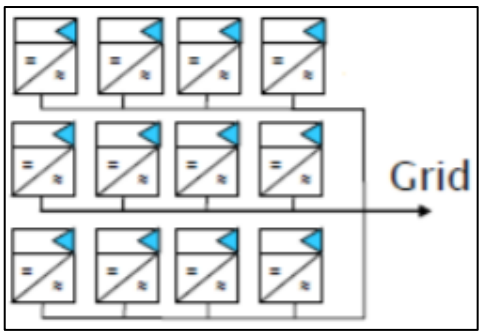


Figura 13. Esquema de inversores integrados en módulos FV
Fuente: [35]

9.15.4. Elementos de protección del cortocircuito: son elementos como diodos de bloqueo, interruptores para desconexión, tierra, etc., dispuestos entre diferentes partes del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de falla o situaciones de sobrecarga.

Los diodos son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una única dirección. En los sistemas fotovoltaicos generalmente se utilizan de dos formas: como diodos de bloqueo y como diodos de bypass. Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sobras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 V o menos.

Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra [36]. En la figura 14 se presenta la conexión de los diodos de protección de cortocircuito.

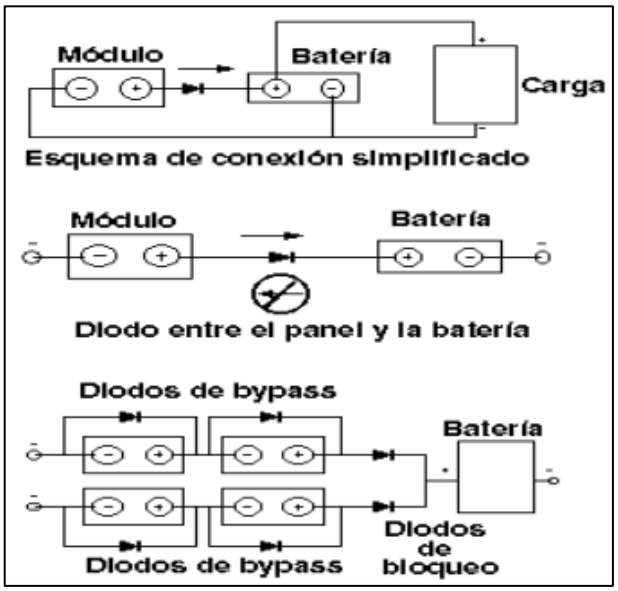


Figura 14. Conexión diodos de protección
Fuente: [32]

9.15.5. Regulador de carga: Es el equipo que controla los procesos de carga y descarga de la batería. Controla el proceso de carga evitando que, con la batería a plena capacidad, los módulos fotovoltaicos sigan inyectando carga a la misma. Se lleva a cabo anulando o reduciendo el paso de corriente del campo fotovoltaico. Controla el proceso de descarga evitando que el estado de carga de la batería alcance un valor demasiado bajo cuando está consumiendo la energía almacenada. Esto se lleva a cano desconectando la batería de los circuitos de consumo. El regulador, también es una fuente de información de los parámetros eléctricos de la instalación fotovoltaica. Puede proporcionar datos de la tensión, intensidad, estado de carga de las baterías, etc. [32]. Se lo aprecia en la figura 15.

Figura 15. Regulador de carga
Fuente: [32].

9.16. DIMENSIONES DE UNA VIVIENDA

Las dimensiones de una vivienda deben ser de una medida apropiada para que las personas que habiten en ella puedan realizar todas sus actividades cómodamente, estas dimensiones hacen que los muebles y demás cosas tengan su lugar y quede espacio para el libre espacio para caminar.

La dimensión de una casa promedio es de aproximadamente 85 m2 como se visualiza en la figura 16.

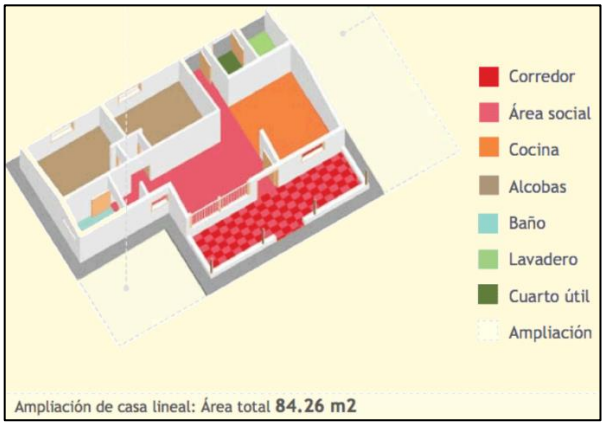


Figura 16. Dimensiones de una vivienda
Fuente: [37]

9.17. RADIACIÓN SOLAR

La energía solar resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Esta energía es el motor que mueve el medio ambiente, siendo la energía solar que llega a la superficie terrestre 10.000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad [38].

9.17.1. Unidades de medida de radiación solar

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante, siendo esta última una medida de flujo de energía recibida por unidad de área en forma

instantánea como (Energía/Área Tiempo) y cuya unidad es el vatio por metro cuadrado (W/m^2). Un vatio es igual a un Joule por segundo [39].

La exposición radiante de la radiación solar, en la cual la irradiancia es integrada en el tiempo como (Energía/Área) y cuya unidad es el KWh/m^2 por día (si es integrada en el día) o MJ/m^2 por día [39].

9.17.2. Componentes espectrales de la radiación solar incidente

La mayor cantidad de energía radiante del sol se concentra en el rango de longitudes de onda del visible y visible cercano del espectro, con las siguientes proporciones: luz visible 43 %, infrarrojo cercano 49 %, ultravioleta 7 %, y el 1 % restante en otros rangos [40]. Aunque se denomina radiación solar a toda la radiación que incide sobre la superficie terrestre comprendida entre los 200 nm y los 4000 nm, es necesario distinguir distintas componentes espectrales de la misma en función de los efectos específicos producidos por una de ellas [41].

9.17.3. Radiación Visible

Corresponde a la zona visible cuya longitud de onda está entre 360 nm (Violeta) y 760 nm (rojo), por la energía que lleva, tiene gran influencia en los seres vivos. La luz visible atraviesa con bastante eficacia la atmosfera limpia, pero cuando hay nubes o masas de polvo parte de ella es absorbida o reflejada [42].

9.17.4. Radiación Fotosintéticamente activa

La fotosíntesis es un proceso bioquímico fundamental que tiene lugar en las plantas, mediante el cual se produce materia orgánica a partir de una reacción en la que interviene el CO_2 atmosférico y la radiación solar incidente. Como resultado de esta reacción, se obtiene, aparte de los compuestos orgánicos mencionados, oxigeno molecular. La aportación de radiación necesaria para que el proceso se lleve a cabo es, precisamente, de origen solar, resultando que, la de mayor eficiencia es la de longitudes de onda próximas a los 700 nm (rojo) y la de menor eficiencia corresponde a longitudes de onda en torno a los 400 nm (violeta) [41].

9.17.5. Radiación Infrarroja

Radiación con una longitud de onda de más de 760 nm, siendo, las longitudes de onda más larga y que conllevan poca energía asociada. Su efecto aumenta la agitación de las moléculas, provocando el aumento de la temperatura. El CO_2, el vapor de agua y las pequeñas gotas de agua que forman las nubes absorben con mucha intensidad las radiaciones infrarrojas [40].

9.17.6. Radiación Ultravioleta

Cubre el intervalo de 4 a 400 nanómetros. El sol es una importante fuente emisora de rayos ultravioleta los cuales, en exposiciones prolongadas, pueden causar cáncer de piel. Este tipo de radiaciones, debidamente controladas, tienen diversas aplicaciones en medicina [43].

Generalmente, la componente ultravioleta se considera subdividida normalmente en tres bandas específicas cuya anchura y denominación dependen del campo de interés. Desde el punto de vista de los efectos biológicos y sabiendo que cuanto más corta es la longitud de onda de cada una de estas subregiones, mayor energía tendrá la radiación, se pueden distinguir 3 bandas, cuyos límites aproximados son [41]:

- **Ultravioleta C (UVC):** Tiene una longitud de onda entre 100 y 280 nm, conocida también como radiación ultravioleta corta o germicida, siendo absorbida por completo por el ozono estratosférico, ya que, de no ser así, no existiría la vida en la tierra, es la más peligrosa para el hombre debido a su gran energía.
- **Ultravioleta B (UVB):** Posee una longitud de onda entre los 280 y 315 nm, absorbe un 90 % la capa de ozono y un 10 % atraviesa la capa y es capaz de producir bronceado en las personas.
- **Ultravioleta C (UVA):** Presenta una longitud de onda entre 315 y 400 nm; este tipo de radiación atraviesa la atmosfera siendo beneficioso para el hombre por los procesos fisiológicos que conlleva la piel.

9.18. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

El tipo de radiación es clasificado según como llegue la luz solar a la superficie de la tierra, puede ser de 3 tipos como:

9.18.1. Radiación solar directa

La radiación solar directa es la que llega directamente del sol, es una radiación que tiene una dirección bien definida, es decir que viaja en línea recta el sistema de captación, esta puede reflejarse y concentrarse para su utilización [44].

9.18.2. Radiación solar difusa

Son aquellas que son interceptados partículas moléculas contenidas en el aire, se dispersan en la atmósfera, esta radiación proviene de las nubes, esta no es direccional y su distribución es uniforme. La radiación solar difusa genera un problema en la generación eléctrica por paneles solares fotovoltaicos, disminuyendo su capacidad de generación, es decir, la radiación solar, las nubes absorben toda la energía incidente y la vuelven a emitir [45].

9.18.3. Radiación solar albedo

Es la radiación que llega a la superficie una vez reflejado en la superficie del entorno, esta no es claramente direccionada. Además de los tipos de radiaciones anteriormente expuestos, tenemos la radiación global que es la suma de la radiación directa y la radiación difusa anteriormente visto, y la radiación total que es la suma de la radiación directa, de la radiación difusa y la radiación de albedo [44], como se presenta en la Figura 17.

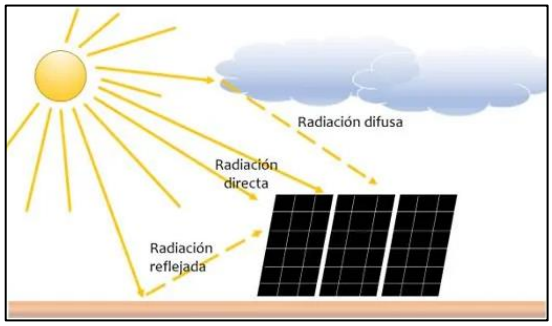


Figura 17. Dispersión, reflexión y absorción de la luz
Fuente: [46]

9.19. DIMENSIONAMIENTO DEL PANEL SOLAR

Para el dimensionamiento del panel solar supone un aprovechamiento del recurso solar (a 1000 W/m^2) aproximadamente del 10 % y asumiendo que la potencia generada por los paneles por metro cuadrado es de 100 Wp. Es este porcentaje de aprovechamiento del recurso solar el que incluye un factor de corrección en la fórmula de cálculo: utilizar 1000 significaría un panel de aprovechamiento 10 %; sin embargo, se utiliza un valor de 1200 porque la eficiencia en la generación del sistema es siempre un poco más baja que la eficiencia del panel aproximadamente 8 % [27].

La manera más simple de determinar el tamaño de un sistema fotovoltaico es utilizando la siguiente fórmula:

$$Ar = 1200x\frac{(Ed)}{(Id)} \qquad \textbf{(1)}$$

Donde:

Ar: Tamaño del panel (Wp)

Ed: Consumo de energía (kWh/día) = 0,2772 KWh/día

Id: HPS en el peor de los casos se ha determinado que existen 3,5 horas pico de sol radiante por día.

9.19.1. Cálculo de la batería del sistema

Para el cálculo de la batería se aplica la siguiente ecuación [27]:

$$C = \frac{(ExAUT)}{(VXPd)} \qquad \textbf{(2)}$$

Donde:

E= Consumo energético

AUT= días de autonomía solar

V= voltaje nominal de operación

Pd= Porcentaje de descarga de la batería

9.19.2. Ubicación de paneles fotovoltaicos

Para la instalación de paneles fotovoltaicos, se debe escoger un lugar despejado donde no exista, árboles o lugares que le provoque sombra al panel, así mismo deben estar lo más cerca posible a las baterías y controladores de preferencia se los instala sobre los techos, o sobre postes a una gran altura [23].

9.19.3. Orientación del panel fotovoltaico

Para que un panel fotovoltaico opere al máximo, se debe orientar hacia el sol para captar en su plenitud los rayos, aunque también en días nublados el panel generará electricidad, la orientación de los paneles solares es muy importante. Entre más radiación solar reciban durante todo el día más eficientes serán [23].

9.19.4. Inclinación de los paneles fotovoltaicos

La efectividad de los paneles fotovoltaicos se obtiene cuando están orientados hacia el sol, las estructuras de montaje son fijos y en su gran mayoría se los instala sobre los techos o en terrazas de las viviendas, es decir no pueden seguir el movimiento del sol. Debido a las estaciones del tiempo entre verano e invierno los paneles deben ser instalados en ángulo medio. Un panel solar debe tener como mínimo un ángulo de inclinación de 15^0 para evitar la acumulación de polvo y agua [23].

9.20. EL MAPA SOLAR

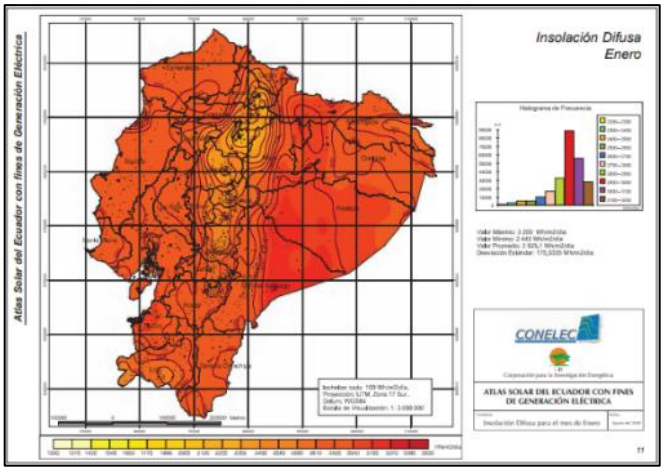


Figura 18. Insolación difusa enero Ecuador
Fuente: [47]

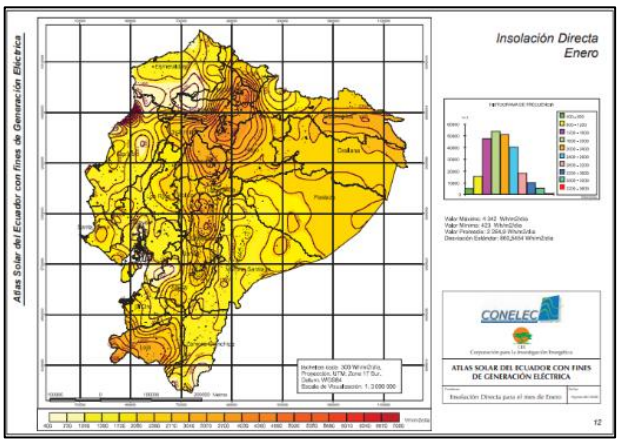


Figura 19. Insolación directa enero Ecuador
Fuente: [47]

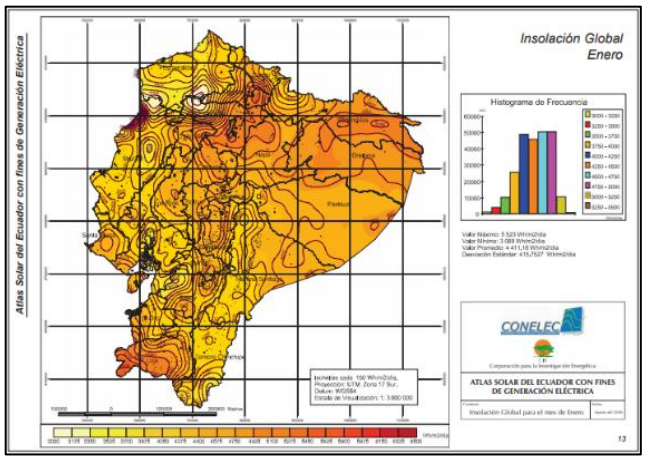


Figura 20. Insolación global enero Ecuador
Fuente: [47]

En la figura 18 se puede apreciar el mapa solar del Ecuador el cual muestra la insolación difusa del mes de enero donde nos indica que obtuvo valores máximos de 3200 Wh/m2/día, también muestra valores mínimos de 2440 Wh/m2/día y valores promedios de 2925,1

Wh/m2/día. En la figura 19 se visualiza la insolación directa del mes de enero en donde se representa un valor máximo de 4342 Wh/m2/día, además se observa valores mínimos de 423 Wh/m2/día y su valor promedio es de 2264,9 Wh/m2/día. Por último, en la figura 20 presenta la insolación global de enero se indica la obtención de valores máximos de 6523 Wh/m2/día, asimismo se muestra sus valores mínimos de 3089 Wh/m2/día y finalmente se representa el valor promedio de 4411.18 Wh/m2/día.

9.20.1. La radiación solar

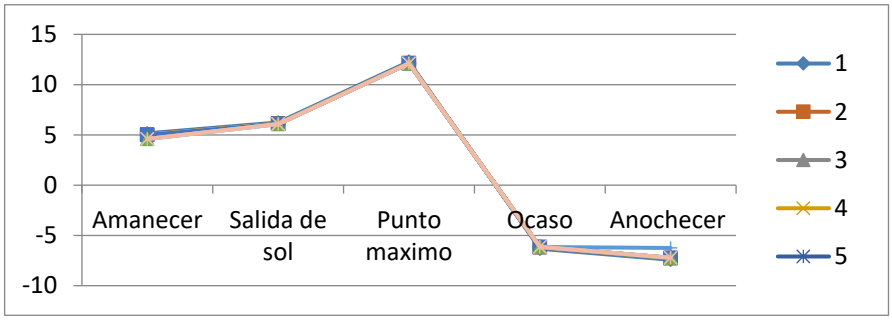


Figura 21. Radiación solar
Fuente: Los autores

En la figura 21 se puede apreciar la radiación solar que incide sobre la superficie de la tierra varía con la latitud geográfica, la época del año y la hora del día. La radiación al atravesar la atmosfera terrestre, puede ser absorbida o redireccionada. De forma general, el ozono, es responsable de la absorción de la radiación ultravioleta y el vapor del agua y el dióxido de carbono de una parte de la radiación visible e infrarroja [48].

En la figura 22 se representa la radiación que atraviesa la atmosfera sin interacción con ella se conoce como irradiación normal directa (DNI), mientras que aquella que ha sido redireccionada por efecto de la atmosfera o reflejada por la superficie de la tierra se conoce como irradiación horizontal difusa (DHI). La suma de estas componentes se las conoce como irradiación global horizontal (GHI) y su relación está dada por la siguiente ecuación [48].

$$GHI = DHI + DNI.\cos(0)$$

(Donde θ es el ángulo cenital solar)

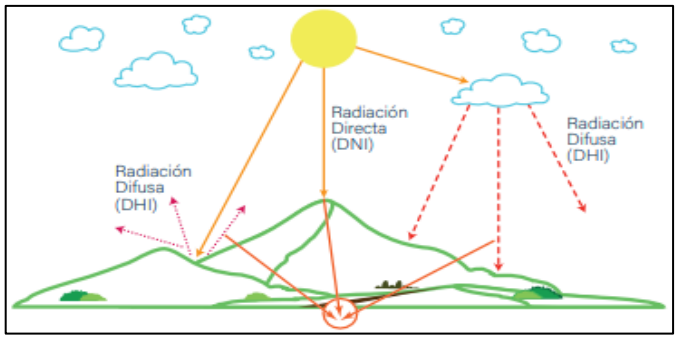


Figura 22. Radiación Global (GHI)
Fuente: [48]

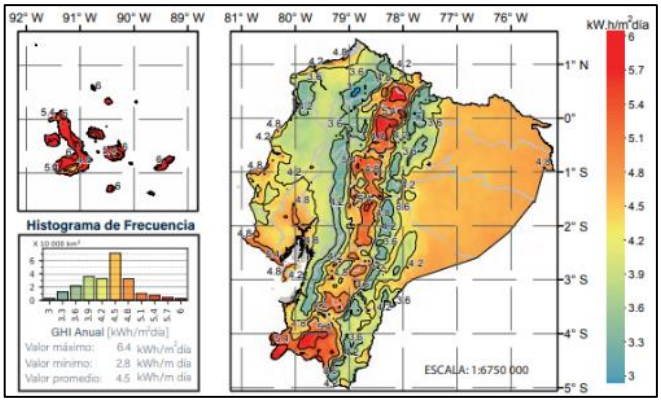


Figura 23. Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual
Fuente: [48]

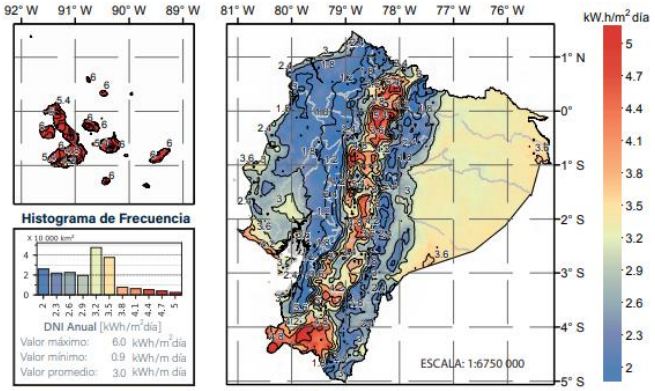


Figura 24. Irradiación solar Directa Normal (DNI) Anual
Fuente: [48]

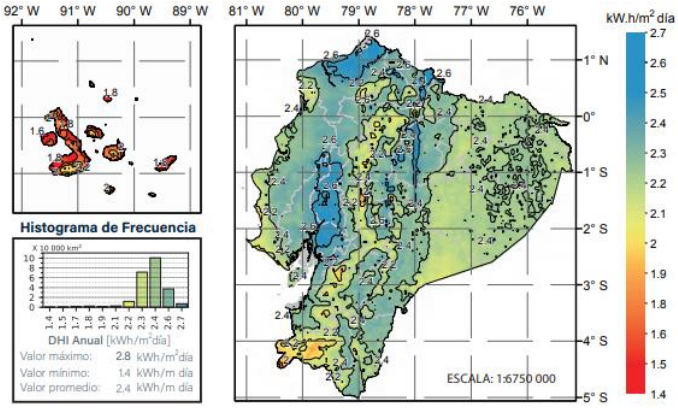


Figura 25. Irradiación solar Difusa horizontal (DHI) Anual
Fuente: [48]

En la figura 23 se puede apreciar el mapa solar del Ecuador el cual muestra la irradiación solar global horizontal (GHI) anual donde nos indica que obtuvo valores máximos de 6,4 KWh/m2/día, también muestra valores mínimos de 2,8 KWh/m2/día y valores promedios de 4,5 KWh/m2/día. En la figura 24 se visualiza la Irradiación solar directa normal (DNI) anual en donde se representa un valor máximo de 6,0 KWh/m2/día, además se observa valores mínimos de 0,9 KWh/m2/día y su valor promedio es de 3,0 KWh/m2/día. Por último, en la figura 25 de la irradiación solar difusa horizontal (DHI)anual se indica la obtención de valores máximos de 2,8 KWh/m2/día, asimismo se muestra sus valores mínimos de 1,4 KWh/m2/día y finalmente se representa el valor promedio de 2,4 KWh/m2/día.

9.20.2. Datos de Irradiación Solar global Horizontal y Solar Directa Normal

La información recopilada es presentada por el Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), mismas que fueron comparadas con datos de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Secretaria de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito, el Instituto Nacional de Meteorología (INAMHI), y el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE).

En función a la comparación establecida de las tablas 5 y 6 junto con el rango de error mínima se puede decir que el recurso de radiación en Ecuador son los suficientes altos como para implementar generaciones solares térmicas y fotovoltaicas [48]**.**

Tabla 5. Irradiación Solar Global Horizontal 2019

Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)			
Meses	Máximo	Mínimo	Promedio
Enero	6,6	2,3	4,3
Febrero	6,6	2,4	4,3
Marzo	6,9	2,7	4,4
Abril	6,6	2,7	4,4
Mayo	6,3	2,6	4,2
Junio	6,4	2,3	3,9
Julio	6,6	2,1	4
Agosto	6,8	2,5	4,5
Septiembre	6,9	2,5	4,9
Octubre	7,2	2,6	4,9
Noviembre	6,8	2,4	4,8
Diciembre	6,8	2,4	4,5

Fuente: [48]

Tabla 6. Irradiación Solar Directa Normal 2019

Irradiación Solar Directa Normal (DNI)			
Meses	Máximo KWh/m2 día	Mínimo KWh/m2 día	Promedio KWh/m2 día
Enero	6,6	0,4	2,6
Febrero	6,6	0,4	2,2
Marzo	6,7	0,7	2,4
Abril	6,6	0,8	2,8
Mayo	6	0,8	2,9
Junio	6	0,8	2,9
Julio	6,6	0,8	3
Agosto	6,7	0,8	3
Septiembre	6,9	0,7	3,7
Octubre	7,2	0,5	3,4
Noviembre	6,6	0,7	3,4
Diciembre	6,6	0,7	3,1

Fuente: [48]

10. HIPOTESIS

¿Se puede determinar la capacidad de alojamiento con paneles fotovoltaicos en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo y plasmar en un mapa a escala real?

11. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL

11.1. Métodos de investigación

11.1.1. Método documental

Método que permite la recopilación de información necesaria basada en la capacidad de alojamiento de los conductores, en los sistemas de distribución y parámetros eléctricos correspondientes con el objetivo de inyectar generación fotovoltaica a la red para disminuir pérdidas para mantener el perfil de tensión en el rango estipulado por la norma.

11.1.2. Método deductivo

Este método es una estrategia de razonamiento basada en la deducción donde partimos del levantamiento de información de los alimentadores de la Subestación Salcedo en base a coordenadas para determinar la carga existente en el sistema a la vez conocer la disponibilidad de alojamiento en cada una de las líneas y así evitar las variaciones de los parámetros eléctricos y como un sistema de viabilidad se lo ha desarrollado en el software Open DSS donde se requiere conocer la topología de las líneas las cargas existentes, y así poder determinar la cantidad de generación fotovoltaica para lo cual se aplica el método de Montecarlo para su ubicación.

11.1.3. Método analítico – sintético

Método que nos ayuda con la organización de información con respecto a los diferentes tipos de usuarios, y a la vez la estructura que conforman los alimentadores de la Subestación Salcedo los cuales son analizados con un mejoramiento de tensión en sus viviendas debido a que las trayectorias de los alimentadores son muy extensas se ha visto la necesidad de analizar el alimentador número 3 ya que es el que presenta mayor número de pérdidas.

11.2. Técnicas de investigación

11.2.1. Análisis de contenido cualitativo – cuantitativo

Técnica que permite el análisis del estado del arte de la capacidad de alojamiento en los diferentes campos aplicables, en nuestro caso se ha analizado en sistemas de distribución aéreos partiendo desde el levantamiento de información necesaria para el cálculo y modelamiento de generación fotovoltaicos para insertar en las viviendas y el excedente a la red contribuyendo a la reducción de pérdidas y en el cuidado del medio ambiente al generar energía limpia.

11.2.2. Adquisición de datos

Técnica que permite obtener los datos necesarios para el proceso de ejecución, partiendo de la ubicación geográfica de las líneas, el tipo de usuarios que están conectados a la misma y la metodología a ser aplicada para la conexión al sistema eléctrico.

11.2.3. Simulación gráfica del sistema

Esta es una técnica que nos permite simular una gran cantidad de escenarios que se pueden presentar en el sistema de distribución donde nos permite confirmar los resultados esperados en el sistema con los que se pueda determinar una representación gráfica con código de colores de acuerdo a la capacidad de alojamiento de los conductores. Con los diferentes

cambios que se realice en la simulación se comprobará que mientras exista mayor inserción de generación fotovoltaica las pérdidas serán inversamente proporcionales, sin afectar a la confiabilidad del sistema

11.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

11.3.1. Clasificación de Consumidores

Existen ordenanzas da cada uno de los Municipios que determinan la distribución del suelo, así como las características a considerar en las edificaciones a construir en zonas determinadas para uso residencial [20].

Los clientes residenciales del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito están clasificados por estratos de consumo, como se detalla a continuación en la tabla 7, para efectos de determinar las demandas máximas coincidentes [20]**.**

Tabla 7. Estratos de consumos

Categorías de estrato de Consumo	Escalas de Consumo (KWh/mes/cliente)
E	0 -100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500

Fuente: [20]

11.4. TIPOS DE CARGAS

Las diferentes cargas conectadas al sistema demuestran diferentes comportamientos que se demuestran en rangos de cargas vs voltaje. Para el comportamiento en estado estable, las cargas eléctricas caen generalmente dentro de las categorías siguientes [49]:

Las cargas que existen en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo están conformadas por cargas industriales, residenciales, comerciales y cargas especiales. El consumo de la energía eléctrica es producido por dos tipos de cargas consideradas cargas lineales y cargas no lineales donde las cargas lineales tienen una característica principal que son la tensión y corriente que circula por ellas son relacionados, en cambio las cargas no lineales se relacionan directamente con los equipos electrónicos, los cuales utilizan corriente continua.

11.5. TIPOS DE CONDUCTORES SEGÚN SU MATERIAL

El tipo de conductor es el primer parámetro a determinarse una vez conocida la potencia que será transmitida. Por convección en Ecuador se utilizan: conductores de aluminio (AAC), aleación de aluminio (AAAC), Aluminio con alma de acero (ACSR) o aleación de aluminio con alma de aleación (ACAR); dependiendo del medio en el que se utilicen y la resistencia mecánica que deban soportar. Es importante mencionar que estos conductores son utilizados debido a precio en consideración con las bajas pérdidas por reactancia y capacitancia. Al momento de realizar un diseño, el costo de la línea debe tenerse siempre presente, de manera que lo que se busca en un conductor es que tenga buenas propiedades eléctricas, peso adecuado versus resistencia mecánica, baja resistencia eléctrica y durabilidad [50].

11.5.1. Conductores mixtos de Aluminio y Acero (ACSR)

Estos cables se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambre de aluminio puro. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del cable, y no es tenida en cuenta en el cálculo eléctrico del conductor [51] [52]. En Ecuador el conductor ACSR es el conductor de mayor uso a nivel rural.

11.5.2. Conductores preensamblados

Los cables multipolares preensamblados son conductores de aluminio, utilizados para las fases de las redes aéreas de distribución, con una tensión de hasta 1,1 KV, para el neutro se usa una aleación de aluminio y se encuentran aislados con polietileno reticulado (XLPE) [53].

Los cables preensamblados de aluminio y cobre se fabrican para ser instalados a la intemperie en redes aéreas, fijados en postes o fachadas, con tensión 0,6 KV entre fases, según norma ANSI/ICEA y en zonas con contaminación ligera, media, pesada o muy pesada [53].

11.6. CALIBRE DEL CONDUCTOR

El calibre define el tamaño de la sección transversal del conductor. El calibre puede estar expresado en mm^2 o bajo la normalización americana en AWG (American Wire Gauge) [54].

11.7. AMPACIDAD DEL CONDUCTOR

Es su capacidad de conducción continua de corriente bajo condiciones específicas. La ampacidad de un conductor lo define su calibre, así como la temperatura ambiente a la que se encuentre[54], como se especifica a continuación en las tablas 8 y 9.

Tabla 8. Tabla de áreas de los conductores

Áreas de los conductores AWG en mm2 y cm		
Calibre (AWG o kcmil)	Área	
	mm2	Circular mils
1/0	53,49	105600
3/0	85,01	167800

Fuente: [54]

Tabla 9. Tabla de ampacidad de los conductores

Ampacidad de conductores según su calibre, aislante y máxima temperatura ambiente							
Calibre	Temperatura máxima en conductor						Calibre
AWG o kcmil	60ºC (140ºF)	75ºC (167ºF)	90ºC (194ºF)	60ºC (140ºF)	75ºC (167ºF)	90ºC (194ºF)	AWG o kcmil
	Tipo	Tipo	Tipo	Tipo	Tipo	Tipo	
	TW UF	RHW THHW THW XHHW	RHH THHN XHH XHHW	TW UF	RHW THHW THW XHHW	RHH THHN XHH XHHW	
	Cobre			Aluminio			
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0

Fuente: [54]

11.8. CAPACIDAD INSTALADA (PI)

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (trasformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados, como se aprecia en las figuras 26 y 27. Es llamada también capacidad nominal del sistema [55].

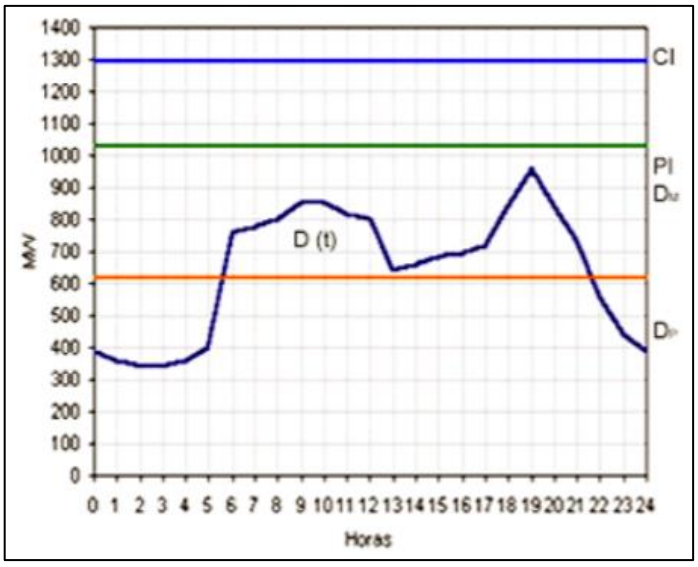


Figura 26. Curva de carga diaria típica
Fuente: [55]

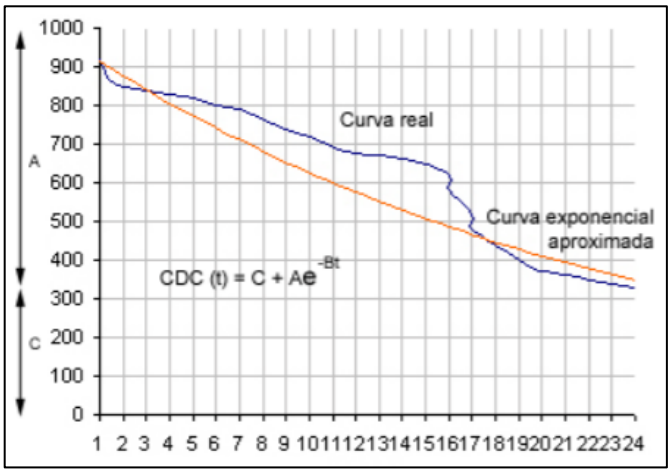


Figura 27. Curva de distribución de carga diaria
Fuente: [55]

11.9. CARGA MAXIMA (KW O KVA) D_M

Se conoce también como la demanda máxima correspondiente a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido.

Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la D_M se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u. de la carga pico del sistema; por ejemplo, se puede encontrar la demanda máxima 15 minutos, 30 minutos y 1 hora [55].

11.10. DEMANDA D(t)

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (Variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así, por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en KVA, KW, KVAR, A etc. [55].

11.11. CURVAS DE CARGA DIARIA

Están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hoja por cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sen estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales u de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporciona mayores detalles sobre la forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de distribución A continuación se muestran las curvas de carga diarias típicas en nuestro país para carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público que muestran el porcentaje pico contra el tiempo y permite observar el comportamiento de cada una de ellas de tal forma que al combinarlos en una sola gráfica resulta la curva de carga [55].

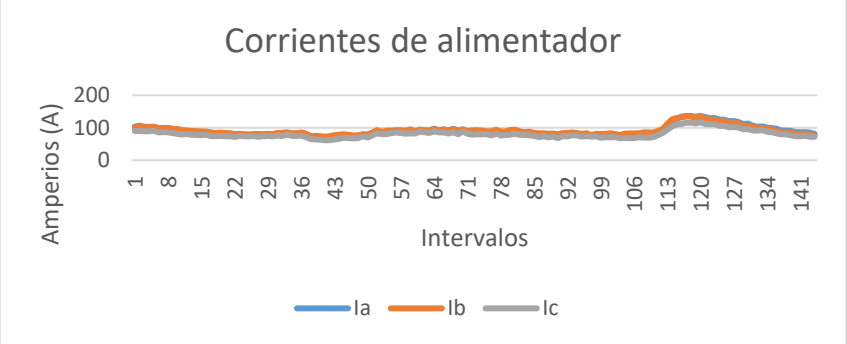


Figura 28. Curva de corrientes del alimentador
Fuente: Los autores

Analizado los datos del alimentador 3 de la Subestación Salcedo representado en la figura 28 y considerando que es un sistema desequilibrado como se puede apreciar en la gráfica anterior, tenemos las corrientes de cada una de las fases donde además podemos verificar el pico más alto del consumo que para este caso es de 136,61 amperios en la fase a. Este consumo se da en la hora pico comprendida entre las 19:00 a 20:00 horas.

Figura 29. Curva de la potencia del alimentador
Fuente: Los autores

Para poder determinar la demanda máxima del sistema se analizó los datos de consumo de todo el alimentador 3 de la Subestación Salcedo, tomando datos en un intervalo de cada 10 minutos donde podemos determinar que la demanda máxima es de 2904,91 KW y en concordancia a la curva de las corrientes la demanda máxima se presenta en las horas pico de 19:00 a 20:00 horas, como se muestra en la figura 29.

11.12. SUBESTACION SALCEDO

El sistema de ELEPCO S.A. se enlaza al Sistema Nacional Interconectado a través de dos nodos situados el uno en la Subestación Mulaló y el otro en la Subestación Ambato, siendo así el nodo de mayor importancia el primero por estar situado cerca al centro de carga y con flujo de potencia que significa el 62,7 % de la energía eléctrica disponible. Esta Subestación está conectada a la línea de transmisión Pucará – Santa Rosa a nivel de voltaje de 138 KV. Y cuenta con un transformador 50/63 MVA, que reduce el voltaje de los 138 KV a 69 KV, el mismo que dispone de regulación automática de baja carga [56].

11.13. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ELEPCO S.A.

El sistema de subtransmisión tiene varios niveles de voltaje que van desde los 13,8 KV con distancias relativamente cortas, como se presenta en la tabla 10.

Tabla 10. Niveles de voltaje del sistema de subtransmisión

TRAMO	VOLTAJE (KV)	CONDUCTOR	TIPO	LONGITUD (KM)
S/E Ambato - S/E Salcedo	69	300 MCM	ACSR	28
S/E Salcedo - Derv San Juan	69	301 MCM	ACSR	5,79
Derv. San Juan - S/E ROCACEM	69	302 MCM	ACSR	0,8
Der.San Juan - S/E SNI. Rafael	69	303 MCM	ACSR	1,21
S/E Sn Rafael - S/E El Calvario	13,8	3/0 AWG	ACSR	2
S/E Sn Rafael - S/E El Estado	13,8	3/0 AWG	ACSR	60
El Estado - Catazacón	13,8	3/0 AWG	ACSR	21,2
Illuchi 1 - S/E El Calvario	22	2 AWG	Cu	9
Illuchi 2 - S/E El Calvario	13,8	477 MCM	ACSR	7,65
S/E Sn. Rafael - Deriv Laygua	69	266,8 MCM	ACSR	9
Deriv. Laygua - S/E la Cocha	69	266,8 MCM	ACSR	6
Deriv. Laygua - S/E Mulaló	69	266,8 MCM	ACSR	9
S/E Mulaló - S/E Lasso	69	266,8 MCM	ACSR	6,5
S/E Lasso - S/E Sigchos	69	266,8 MCM	ACSR	33,6

Fuente: [56]

La Subestación Salcedo tiene una capacidad instalada de 5 MVA, la misma que fue cambiada a 10 MVA debido a que su transformador se encontraba sobrecargado. Tiene 4 salidas con nivel de voltaje de 13,8 KV

Salida Norte Oriental Salcedo (0301)

Salida centro de Salcedo (0302)

Salida Sur (0303)

Salida Occidental de Salcedo (0304)

11.14. SOFTWARE (ARCGIS)

En la investigación se utilizó la herramienta informática ArcGIS para georreferenciar la ubicación de postes trayectoria de líneas y ubicación de cargas. Este software es un sistema completo que permite recopilar, organizar, administrar y analizar información geográfica, es así también que se pudo graficar la trayectoria del alimentador número 3 de la Subestación Salcedo perteneciente a la Empresa Eléctrica Cotopaxi S/A. con sus coordenadas reales.

11.15. ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 11. Comparación de los tipos de paneles

TIPO DE PANEL	CARACTERISTICA	EFICIENCIA	COSTO
Monocristalino	• Es utilizado desde tiempos históricos. • Lentitud en el proceso de calentamiento. • Su fabricación implica un alto coste energético. • Resulta ligeramente más eficiente. • Su fabricación es más lenta.	14 – 17 %	242,22 $
Policristalino	• Su descubrimiento ha sido más tardío. • Rapidez en el procedo de calentamiento. • Su fabricación resulta más económica. • Resulta ligeramente menos eficiente. • Su fabricación es más rápida.	12 – 14 %	251,84 $
Amorfo	• Proceso de fabricación sencillo y de fácil automatización. • Necesidad de poco material activo y reducción del gasto energético y del coste. • Facilidad para realizar módulos flexibles y con óptima eficiencia cuántica en un amplio rango del espectro.	6 - 8 %	180 $

Fuente: Los autores

Revisado las características y eficiencia de los 3 tipos de paneles solares existentes en el mercado mostrado en la tabla 11, para el estudio se ha considerado utilizar los paneles policristalinos debido a que su eficiencia es considerablemente buena y no hay mucha diferencia entre el monocristalino, además considerando los costos de cada uno de ellos es el más económico. El panel amorfo no es recomendable utilizar para generación fotovoltaica residencial debido a sus características y su composición.

11.15.1. Análisis del VAN

Para realizar la inversión se debe considerar el valor actual neto (VAN), donde podremos conocer el precio estimado para la instalación de los paneles solares en una vivienda, es así que se detalla el precio total de la inversión considerando el precio unitario por panel, el inversor, de material diverso donde está incluido equipos y herramientas necesarias para la instalación y finalmente está considerado la mano de obra para la instalación de los paneles, como se detalla en la tabla 12 a continuación.

Tabla 12. Datos de inversión del proyecto

Costos de Inversión			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
Panel	8	251,84	2014,72
Inversor	1	2394,92	2394,92
Material Diverso	1	1000	1000
Mano de Obra	1	600	600
TOTAL			6009,64

Fuente: Los autores

11.15.2. Análisis del TIR

Una vez determinado el costo total de la inversión se debe establecer el tiempo estimado para recuperar esta inversión por lo que para nuestro caso tenemos lo siguiente: considerando el consumo del cliente está entre los rangos 251 y 350 KWh/mes/cliente y con la Tafira actual que es de 0,103 centavos el KWh establecidos en el pliego tarifario 2020 y sin considerar ningún tipo de subsidio. El cliente anualmente estaría registrando un retorno de la inversión por el caso del consumo de $ 432,60 más la venta del excedente de energía que está en un estimado de $ 234,84 dando un total de retorno en el año 1 de $ 667,44. En la tabla 13 se detalla las consideraciones tomadas para realizar el respectivo análisis.

Tabla 13. Análisis del VAN y TIR

Consideraciones				
	MES		ANUAL	
Consumo Usuario Tipo B	350	KW/Cliente	4200	KW/Cliente
Precio de la energía	36,05	$	432,60	$
Total generación de Paneles	540	KW	6480	KW
Excedente de la generación	190	KW	2280	KW
Precio del excedente de la energía	19,57	$	234,84	$
Ingreso total anual por cliente	$ 667,44			

Fuente: Los autores

Análisis Económico

Tabla 14. Análisis económico del proyecto

Análisis económico						
Datos	Inversión inicial		6009,64		**Periodos de recuperación de inversión**	
	Tasa de descuento		0,06			
Periodo	**Ingreso**	**Egreso**	**Flujo efectivo**	**VAN**	**Tasa de Descuento**	**Valor actual neto del Proyecto**
0			-6009,64			
1	$ 667,44	300,348	367,092	346,31321	0%	$42.936,16
2	747,5328	336,38976	411,14304	365,91584	1,5%	$31.456,62
3	837,236736	376,7565312	460,4802048	386,62806	3%	$23.028,66
4	937,7051443	421,9673149	515,7378294	408,51267	4,5%	$16.781,59
5	1050,229762	472,6033927	577,6263689	431,63603	6%	$12.106,30
6	1176,257333	529,3157999	646,9415332	456,06825	7,5%	$8.573,33
7	1317,408213	592,8336958	724,5745171	481,88344	9%	$5.877,54
8	1475,497199	663,9737394	811,5234592	509,15986	10,5%	$3.800,44
9	1652,556862	743,6505881	908,9062743	537,98023	12%	$2.184,38
10	1850,863686	832,8886586	1017,975027	568,43194	13,5%	$914,75
11	2072,967328	932,8352977	1140,13203	600,60733	15%	$-92,38
12	2321,723408	1044,775533	1276,947874	634,60397	16,5%	$-898,99
13	2600,330216	1170,148597	1430,181619	670,52495	18%	$-1.551,12
14	2912,369842	1310,566429	1601,803413	708,47919	19,5%	$-2.083,28
15	3261,854224	1467,834401	1794,019823	748,58179	21%	$-2.521,52
16	3653,27673	1643,974529	2009,302202	790,95434	22,5%	$-2.885,60
17	4091,669938	1841,251472	2250,418466	835,72535	24%	$-3.190,70
18	4582,670331	2062,201649	2520,468682	883,03055	25,5%	$-3.448,49
19	5132,59077	2309,665847	2822,924924	933,01341	27%	$-3.668,05
20	5748,501663	2586,825748	3161,675914	985,8255	28,5%	$-3.856,48
21	6438,321862	2897,244838	3541,077024	1041,6269	30%	$-4.019,37
22	7210,920486	3244,914219	3966,006267	1100,587	31,5%	$-4.161,16
23	8076,230944	3634,303925	4441,927019	1162,8843	33%	$-4.285,39
24	9045,378657	4070,420396	4974,958261	1228,708	34,5%	$-4.394,91
25	10130,8241	4558,870843	5571,953253	1298,2575	36%	$-4.492,02
			SUMA	**18115,94**		
			VAN	**$1.851,67**		
			TIR	**15 %**		

Fuente: Los autores

En la tabla 14 una vez determinado el Valor Actual Neto (VAN) procedemos a determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR) para poder establecer si la inversión realizada es rentable o no.

En la tabla número 13 nos indica que tenemos un TIR del 15 %, esto quiere decir que por cada dólar que nosotros invertimos se recuperará con un $ 1,15; esto nos indica que la inversión realizada es rentable además podemos establecer que necesitamos 10 años para recuperar la inversión inicial.

Para el año 1 se tiene un retorno de $ 667,44, a partir del año 2 consideramos un incremento del 15 % de ingresos, de la misma manera se debe considerar los costos de operación y mantenimiento por lo que se considera egresos de 45 % del ingreso anual, es así como se establece el flujo de efectivo.

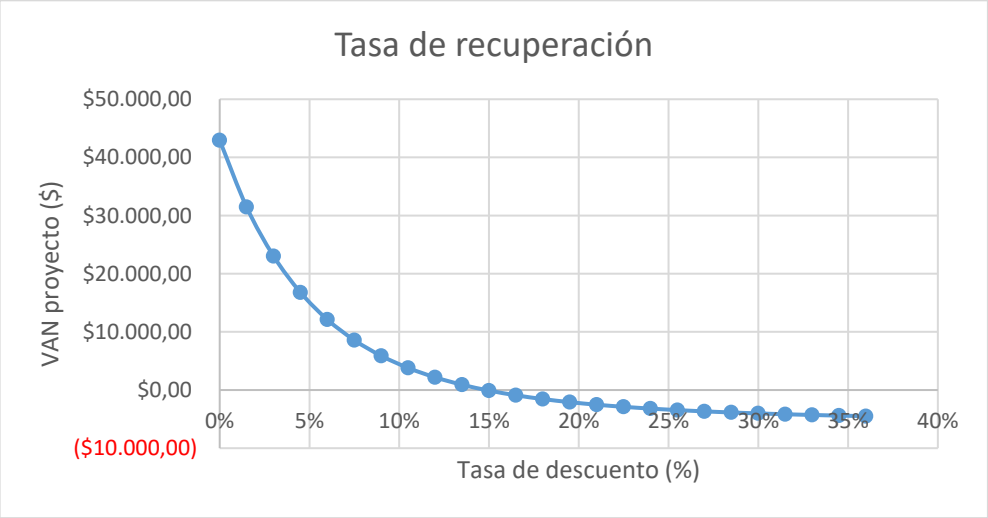


Figura 30. Análisis del VAN
Fuente: Los autores

La figura 30 nos indica el porcentaje de la Tasa Interna de Retorno (TIR) que está en el 15 %, lo que nos indica que es una inversión rentable a demás en la tabla de recuperación podemos determinar que la inversión inicial para la generación fotovoltaica por cliente, se recupera a los 10 años de que el proyecto entre en operación, hemos considerado que la vida útil o funcionamiento ininterrumpido de los paneles está en los 25 años según sus características de fabricación.

CAPÍTULO III

12. CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO

El estudio de la capacidad de alojamiento aplicado a redes de distribución, está enfocado en determinar la capacidad de alojamiento en los conductores, es decir la cantidad de generación distribuida puede ser admitida en la red sin afectar los parámetros eléctricos existentes en el sistema.

Este análisis también puede ser aplicado para el estudio de planificación ya que abarca temas como calibre del conductor, cargas, tipo de usuarios, caídas de tensión, vanos de los alimentadores, en si abarca una gran cantidad de factores importantes que están inmersos dentro de estudios eléctricos.

En este apartado se identifica el número de paneles fotovoltaicos que van a ser insertados en la red de distribución del alimentador de Salcedo. En nuestro caso se considera que los usuarios serán de tipo B según estable la Empresa Eléctrica Quito, donde el cliente tiene un consumo en un rango de 251 – 350 KWh/mes. Por lo que se ha determinado una asociación de paneles fotovoltaicos con la configuración de 8 paneles en serie, obteniendo como resultado 379,2 V. y 10,98 A., esta generación es ingresada al inversor de 5 KVA y 4000 W, mismo que nos refleja parámetros óptimos para el usuario y a su vez mediante un transformador de aislamiento galvánico conectar a la red y a su vez ayuda como un sistema de protección. Los paneles que se utilizaron en el análisis son los de tipo policristalinos ya que estos son los que más se están utilizados actualmente en el mercado por sus características como su duración y tiempo de vida útil entre otros.

La aplicación del conjunto de equipos permite el mejoramiento del perfil de tensiones manteniendo los estándares establecidos por las regulaciones, además de que el usuario va a contar con su propia generación, puede contribuir con el excedente de energía a la red, determinando así el rango admisible de generación representado con código de colores.

12.1. DEMOSTRACIÓN DE CÁLCULOS CON EJEMPLO IEEE

Tabla 15. Datos para el ejemplo del IEEE

DATOS PARA EL EJEMPLO DEL IEEE

DATOS DEL IEEE	
Nodo 650 =	115 KV
Ramales =	4,16 KV
Load 671 =	3 ø
KV =	4,16
KVAR =	660
KW =	1155

DATOS DEL PANEL SOLAR	
Potencia	405 W
Voltaje (Vmp)	38,9 V
Corriente (Imp)	10,42 A
Voltaje (Voc)	57,4 V
Corriente (Isc)	10,98 A
Eficiencia (Eff)	18,33%
Dimensiones	2108*1048*40 mm
Precio	251,84 $

DATOS DE LA VIVIENDA	
Tipo	B
Área	85 m^2

DATOS DEL INVERSOR	
Pico de potencia del inversor	10000 VA
Voltaje de trabajo del inversor	48 V
Potencia de salida continuada	4000 W
Rango de funcionamiento del MPP	64-130 CDC
Eficiencia del inversor	Onda senoidal pura
Peso del inversor	15 Kg
Dimensiones del inversor	295*528*121mm
Precio	2394,92 $

Fuente: Los autores

PROCEDIMIENTO

$$2108\ mm \frac{1\ m}{1000\ mm} = \mathbf{2,108\ m}$$

$$1048\ mm \frac{1\ m}{1000\ mm} = \mathbf{1,048\ m}$$

$$40\ mm \frac{1\ m}{1000\ mm} = \mathbf{0,04\ m}$$

$$A = b * h \qquad (3)$$

$$A = 1{,}048\ m * 2{,}108\ m$$

$A = 2{,}21\ m^2$

Numero de paneles que alcanzarían en una vivienda (#Paneles)

$$\#Paneles = \frac{85\ m^2}{2{,}21\ m^2} = 38{,}46 ==> 38\ panles \quad (4)$$

Cálculo del número de paneles solares

$$\#Panles = \frac{E*1.3}{Hsp*Wp} = \frac{10000*1{,}3}{4*405} = 8{,}024 ==> 8\ paneles \quad (5)$$

Cálculo y selección de baterías (Id)

$$Id = \frac{E}{Vt} = \frac{10000}{48} = 208{,}33\ A \quad (6)$$

Banco de baterías (CB)

$$CB = \frac{Dias\ de\ autonomía*Id}{0{,}7} = \frac{2*208{,}33}{0{,}7} = 595{,}22\ A \quad (7)$$

$$CB = 6 * (24V - 200A)$$

$$E = 8 * 405 = 3240\ \text{W}$$

Selección del inversor solar

1 KVA	800 W
2 KVA	1600 W
3 KVA	2400 W
5 KVA	**4000 W**

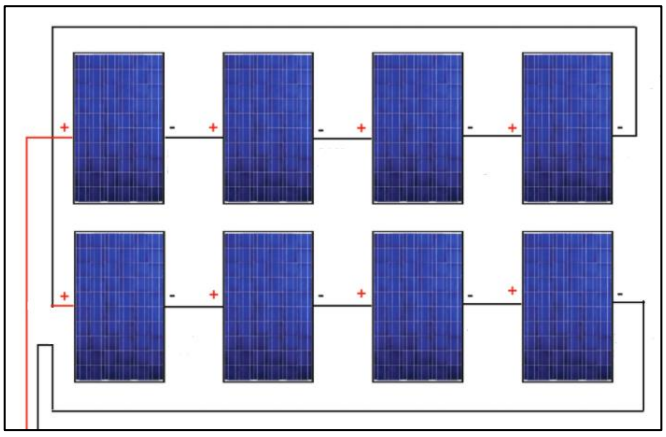


Figura 31. Asociación de paneles
Fuente: Los autores

Tabla 16. Datos de paneles del circuito IEEE

DATOS DE LOS PANELES		
Panel	Tensión V	38,9
	Corriente A	10,42
	Potencia KW	0,405
Se considera los voltajes máximos para dimensionamiento del inversor		
Serie	Tensión V	379,2
	Corriente A	10,98
	Potencia KW	4,16361

Fuente: Los autores

En la figura 31 tenemos la representación de la asociación de los paneles fotovoltaicos que se podría utilizar dentro del ejemplo del IEEE, pero debemos elegir una sola configuración para el correcto funcionamiento de las celdas y de los equipos a instalar, Para esto se debe tomar en cuenta que sucede con las tensiones y corrientes del módulo al momento de juntar con más módulos para formar los strings, en la configuración en serie las tensiones se suman y las corrientes se mantienen, al contrario de la configuración en paralelo, la tensión se mantiene mientras que las corrientes se suman. Para el ejemplo entonces, hemos elegido la opción de 8 paneles en serie. Esta configuración fue elegida por las características eléctricas como la tensión y la corriente que puede generar cada uno de los paneles fotovoltaicos, donde se realiza una relación con el inversor y pues no debería sobrepasar sus parámetros permitidos como lo hace la otra configuración, sus resultados son presentados en la tabla 16.

En la sección de los anexos se muestra el diagrama unifilar de la instalación en la figura 85 y el modo de conexión a la red en la figura 86, de los paneles fotovoltaicos.

12.2. EJEMPLO APLICADO AL MODELO IEEE

Para el presente estudio se tomó como un modelo base el ejemplo de las 13 barras del IEEE como se muestra en la figura 32, para este análisis se trabajó con los siguientes parámetros de la tabla 17 mismos que varían de acuerdo a la ubicación del nodo además se obtuvo la gráfica del perfil de tensión en su estado original y posteriormente insertado generación fotovoltaica obteniendo como resultado una mejora en la trayectoria del perfil de tensiones.

Datos de IEEE

Tabla 17. Datos del circuito IEEE

DATOS DEL IEEE	
Nodo 650 =	115 KV
Ramales =	4,16 KV
Load 652 =	1 ø
KV =	2,4
KVAR =	86
KW =	128

Fuente: Los autores

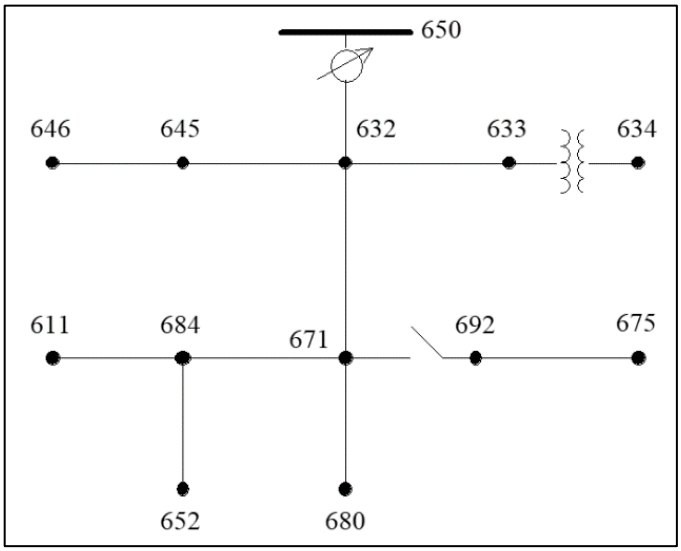


Figura 32. Ejemplo del IEEE
Fuente: IEEE

12.2.1. Perfil de voltaje del sistema IEEE

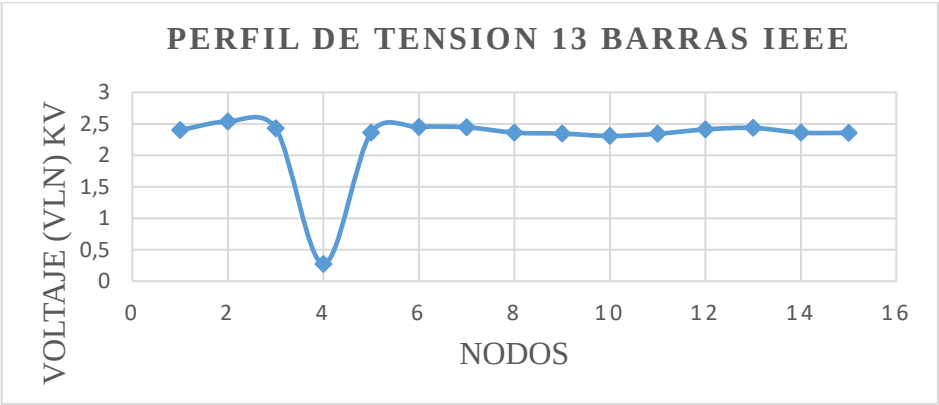


Figura 33. Perfil de tensiones IEEE
Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en la figura 33 tenemos el perfil de tensiones donde está reflejado el nivel de voltaje vs el número de nodos, donde se puede apreciar que la variación de la curva es mínima, esto se debe a que en el ejemplo está estructurado por 13 barras y las distancias no son extensas, es decir para que exista una mayor variación del perfil de tensión el sistema debe ser de mayor trayectoria. En el nodo número 4 se presenta una caída considerable, esto se debe a que en este nodo contamos con un transformador reductor por lo que se refleja la reducción del voltaje.

12.2.2. Pérdidas del sistema IEEE

Tabla 18. Reporte de pérdidas de la IEEE

REPORTE DE PÉRDIDAS			
Element	**KW Losses**	**% of Power**	**Kvar Losses**
Transformer.SUB	0,03229	0,00	0,26247
Transformer.REG1	0,12209	0,01	0,123859
Transformer.REG2	0,06535	0,01	0,0670778
Transformer.REG3	0,13509	0,01	0,136854
Transformer.XFM1	5,55267	1,37	10,0963
Capacitor.CAP1	0,00000	0,00	-593,487
Capacitor.CAP2	0,00000	0,00	-92,4556
Line.650632	60,73764	1,70	196,016
Line.632670	12,99063	0,48	41,4945
Line.670671	22,72876	0,92	72,3341
Line.671680	0,00000	0,00	-0,00416923
Line.632633	0,82449	0,20	1,05614
Line.632645	2,76736	0,68	2,40077
Line.645646	0,52749	0,22	0,419746
Line.692675	4,16296	0,49	2,41934
Line.671684	0,57949	0,20	0,47068
Line.684611	0,38240	0,23	0,387349
Line.684652	0,79983	0,65	0,230879
Line.671692	0,00001	0,00	2,91038E-14
PÉRDIDAS DE LA LINEA			**106,5 Kw**
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES			**5,9 Kw**
TOTAL DE PÉRDIDAS			**112,4 Kw**
POTENCIA DE CARGA TOTAL			**3454,7 Kw**
PORCENTAJE DE PERDIDAS DEL CICUITO			**3,25 %**

Fuente: Los autores

Ejecutado el programa de las 13 barras del IEEE, podemos apreciar en la tabla 18 lo siguiente, primero las perdidas presentadas por la red que es de 106,5 KW, además también nos refleja las pérdidas en los transformadores que en este caso es de 5.9 KW, obteniendo un total de pérdidas en el sistema de 112,4 KW equivalente al 3,25 % lo que nos indica que las caídas de tensión están próximos a superar los límites permisibles, lo que indica que se requiere un método para mejorar el perfil de tensión.

12.2.3. Ingreso de paneles fotovoltaicos al ejemplo IEEE

Aplicando la función de distribución para el ingreso de la generación fotovoltaica en cada uno de los nodos de manera aleatoria se considera la variación del perfil de tensión antes expuesta, es así que se lo ha ingresado de la siguiente manera. Ingreso de los strings por el número de viviendas.

12.2.4. Ingreso de generación fotovoltaica en 7 casas

En este caso se consideró 7 strings debido a que las pérdidas en el sistema eran de 112,4 KW, y considerando que cada uno de los strings nos da una generación de 4,16 KW, es decir que para este caso se tendrá una generación fotovoltaica de 29,14 KW y como resultado tenemos una reducción de pérdidas 3,25 % a 1,62 % como se lo detalla a continuación.

12.2.5. Perfil de voltaje del sistema IEEE 7 casas

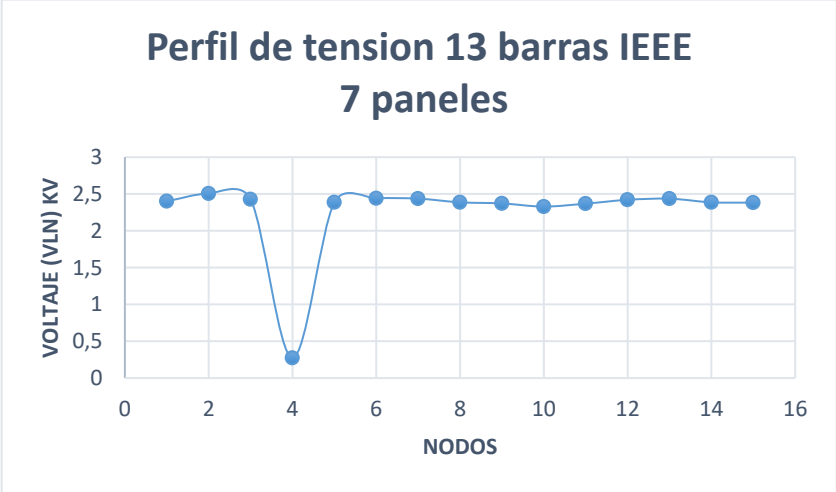


Figura 34. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 7 casas
Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en la figura 34 y como resultado de la implementación de los 7 strings al sistema eléctrico, el perfil de tensión tiene una leve mejoría en su curva de tensiones.

12.2.6. Pérdidas totales del sistema IEEE 7 casas

Tabla 19. Reporte de pérdidas 7 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	50,5 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,7 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	56,2 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3460,9 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,62 %

Fuente: Los autores

Ejecutado el programa con la implementación con los 7 strings se tiene una reducción de pérdidas de 3,5 % al 1,62 % como se aprecia en la tabla 19, lo que se considera una mejoría en el sistema eléctrico, a continuación, se ingresaran más strings hasta alcanzar el límite máximo de alojamiento de generación fotovoltaica.

12.2.7. Ingreso de generación fotovoltaica en 8 casas

Con el objetivo de seguir mejorando el perfil de tensión se ha considerado incrementar un string más y es así como se obtienen los siguientes resultados:

12.2.8. Perfil de voltaje del sistema IEEE 8 casas

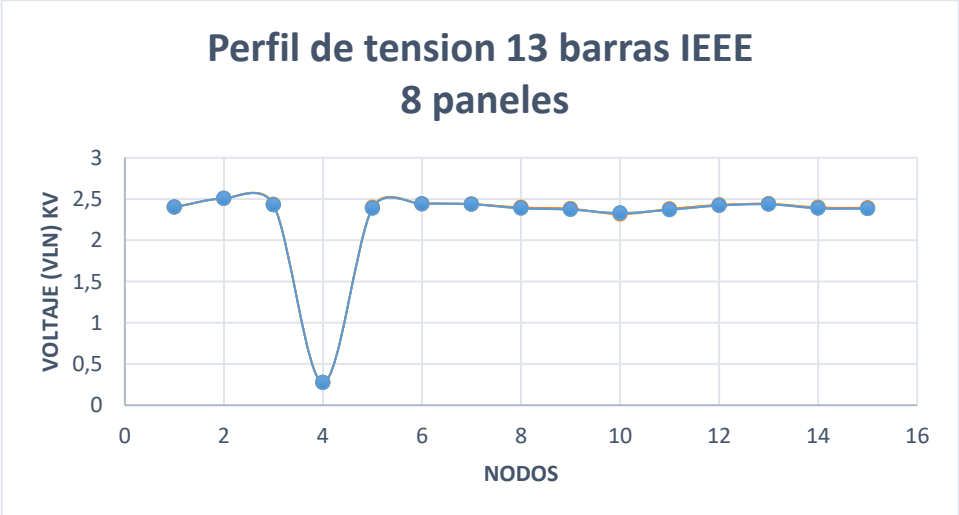


Figura 35. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 8 casas
Fuente: Los autores

En la figura 35 se puede observar que al incrementar un string más el sistema eléctrico tiende a mejorar en un mínimo porcentaje debido a que la generación fotovoltaica no es de

capacidades considerables por lo que las mejoras se vendrán presentando en mínimas cantidades.

12.2.9. Pérdidas totales del sistema IEEE 8 casas

Tabla 20. Reporte de pérdidas 8 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	45,6 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,7 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	51,3 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3459,9 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,48 %

Fuente: Los autores

Por cada string que se ingrese a la red las pérdidas se irán reduciendo proporcionalmente, como se lo detalla en la tabla 20 al incrementar el octavo string las pérdidas se reducen al 1,48 % es decir redujo un 0,14 %.

12.2.10. Ingreso de generación fotovoltaica en 9 casas

A continuación, se ingresan un string más al sistema y se realiza el análisis donde se pudo determinar que el perfil de tensión va mejorando y las perdidas van reduciendo como se lo demuestra en la figura 38.

12.2.11. Perfil de voltaje del sistema IEEE 9 casas

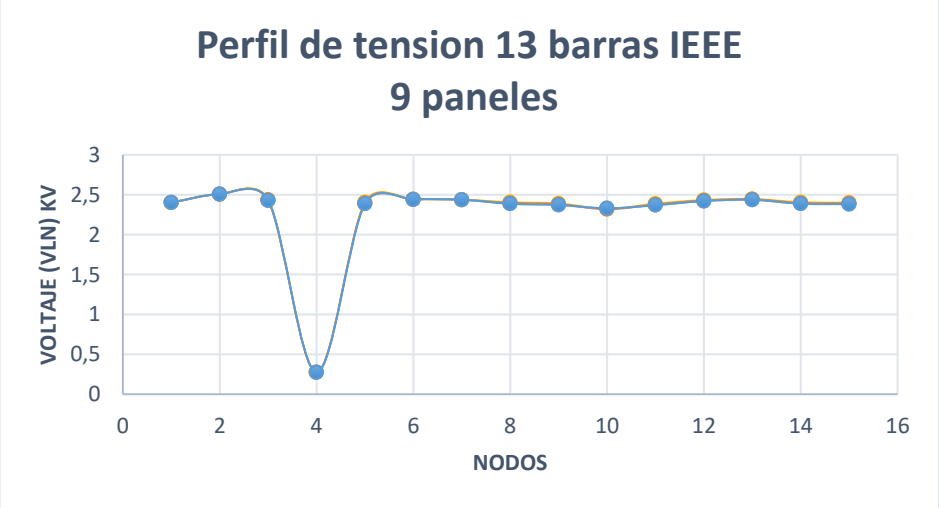


Figura 36. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 9 casas
Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en la figura 36 por cada string ingresado el perfil de tensión tiende a mejorar, pero en cantidades pequeñas es así que no hay mucha diferencia entre las curvas de tensión anteriores.

12.2.12. Pérdidas totales del sistema IEEE 9 casas

Tabla 21. Reporte de pérdidas 9 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	41,1 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,7 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	46,7 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3462,1 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,35 %

Fuente: Los autores

En los resultados obtenidos en la tabla 21 de la simulación podemos identificar que por cada string ingresado al sistema, las pérdidas se van reduciendo es así que con 9 strings tenemos un porcentaje de pérdidas de 1,35 % con una reducción de pérdidas de 0,13 % a diferencia del caso anterior.

12.2.13. Ingreso de generación fotovoltaica en 10 casas

Continuando con las pruebas se realiza la implementación de la generación fotovoltaica en 10 viviendas y los resultados son lo que se presentan a continuación.

12.2.14. Perfil de voltaje del sistema IEEE 10 casas

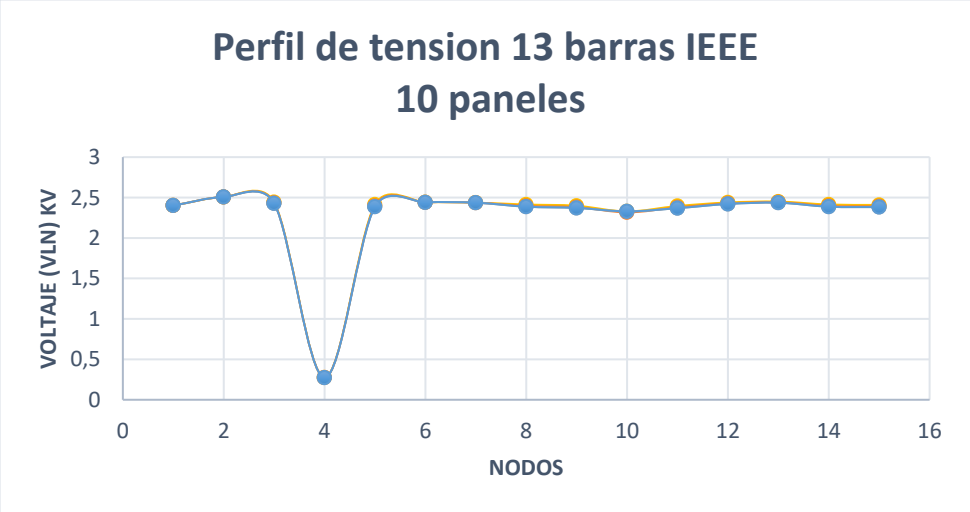


Figura 37. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 10 casas
Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en la figura 37 el perfil de tensión va en mejora, pero en mínimas cantidades debido a que su trayectoria es corta y no hay una variación considerable.

12.2.15. Pérdidas totales del sistema IEEE 10 casas

Tabla 22. Reporte de pérdidas 10 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	37,3 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,6 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	43,0 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3464,3 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,24 %

Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en los ejemplos anteriores mientras más viviendas tengan generaciones fotovoltaicas las perdidas en el sistema se van reduciendo como es en este caso tenemos el 1,24 % de perdidas con 10 casas que aportan con su generación como se muestra en la tabla 22.

12.2.16. Ingreso de generación fotovoltaica en 11 casas

Para verificar la veracidad del programa en cada caso se ingresa una vivienda adicional con su propia generación fotovoltaica, en este caso tenemos 11 viviendas que aportan al sistema y los resultados son los siguientes.

12.2.17. Perfil de voltaje del sistema IEEE 11 casas

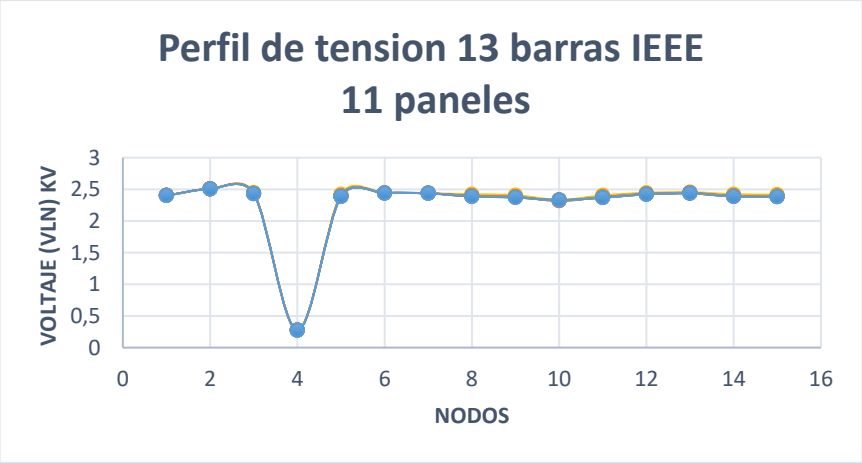


Figura 38. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 11 casas
Fuente: Los autores

Al ser ingresado ya 11 viviendas con su propia generación fotovoltaica el perfil de tensión a comparación de la inicial, que es el sistema sin generación fotovoltaica tenemos una mejora considerable del perfil de tensión como se presenta en la figura 38.

12.2.18. Pérdidas totales del sistema IEEE 11 casas

Tabla 23. Reporte de pérdidas 11 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	34,5 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,6 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	40,1 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3466,5 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,16 %

Fuente: Los autores

Como se puede apreciar en la tabla 23 en los resultados obtenidos la reducción de pérdidas en el sistema gracias a la inserción de generación fotovoltaica va disminuyendo, es así que para el caso de 11 casas con su generación fotovoltaica se tiene 1,16% de pérdidas, rango que está en lo permitido por la empresa eléctrica Quito.

12.2.19. Ingreso de generación fotovoltaica en 12 casas

Buscando el punto óptimo para obtener un perfil de tensión ideal se lo ha realizado las pruebas como se los detalla anteriormente, se pudo determinar que el número de viviendas optimas que aporten con su propia generación son de 12 casas, al tener un exceso de generación el perfil de tensión viene a variarse es decir alterar los parámetros del sistema eléctrico cosa que no es viable para la confiabilidad del sistema y las pérdidas vendrían a incrementarse.

12.2.20. Perfil de voltaje del sistema IEEE 12 casas

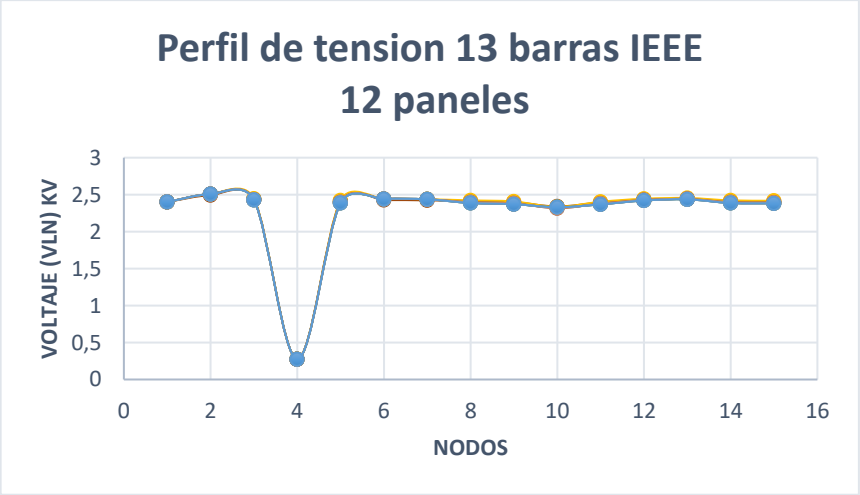


Figura 39. Perfil de tensiones 13 barras IEEE 12 casas
Fuente: Los autores

Con las diferentes pruebas realizadas se puede decir que para mantener un perfil de tensión estable la capacidad de alojamiento del sistema de las 13 barras de la IEEE es de 13 viviendas con su propia generación fotovoltaica dando como resultado una generación admisible de 49,92 KW como se observa en la figura 39. De aquí para adelante si se incrementa la generación fotovoltaica vendría a ser perjudicial para el sistema debido a que el perfil de tensión sufrirá variaciones que afectarán al sistema y a su vez aumentaran las pérdidas en el circuito.

12.2.21. Pérdidas totales del sistema IEEE 12 casas

Tabla 24. Reporte de pérdidas 12 casas

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	
PÉRDIDAS DE LA LÍNEA	32,7 KW
PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES	5,6 KW
TOTAL DE PÉRDIDAS	38,4 KW
POTENCIA DE CARGA TOTAL	3464,7 KW
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO	1,11 %

Fuente: Los autores

En la tabla 24 se observa que en el sistema eléctrico se ha reducido las pérdidas en el máximo posible, para nuestro caso de estudio se lo ha establecido con 12 viviendas que aporten con generación fotovoltaica obteniendo así perdidas en el sistema de 1,11 % a diferencia de las

pérdidas iniciales que son del 3,25 % lo que nos indica que el caso de estudio es viable técnicamente ya que se logró reducir las pérdidas en un 65,54 %.

12.2.22. Reducción de pérdidas con ingreso de casas con generación fotovoltaica

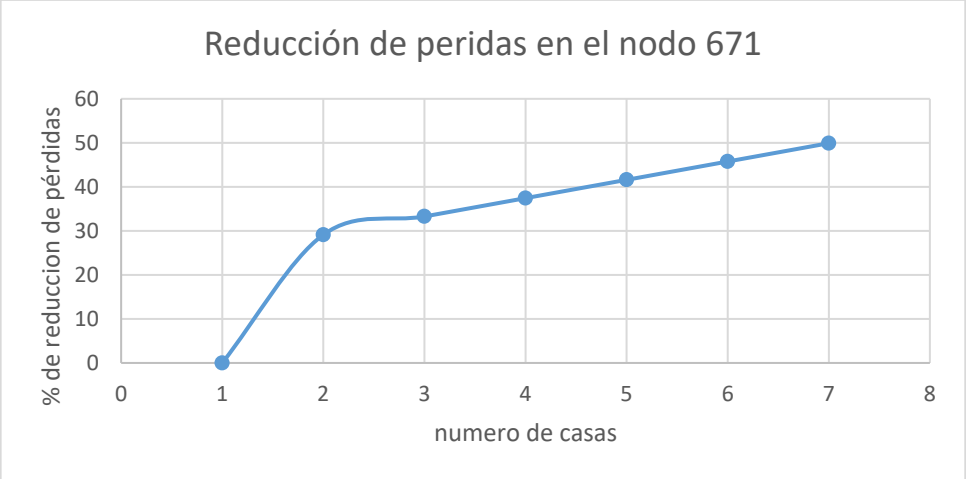


Figura 40. Reducción de pérdidas en el nodo 671
Fuente: Los autores

En el caso de estudio de las 13 barras del IEEE se tiene pérdidas en el sistema eléctrico de 3,25% equivalentes a 112,4 KW consideramos que es excesiva para la configuración del sistema, por lo que se ha realizado diferentes pruebas para reducir esas pérdidas determinando así que el número de casas optimas que aporten con su generación fotovoltaica son 12, obteniendo así pérdidas de 38,4 KW lo que consideramos una manera factible de reducir las pérdidas aplicando generación distribuida, como se identifica en la figura 40.

12.2.23. Capacidad máxima de ingreso de casas con generación fotovoltaica

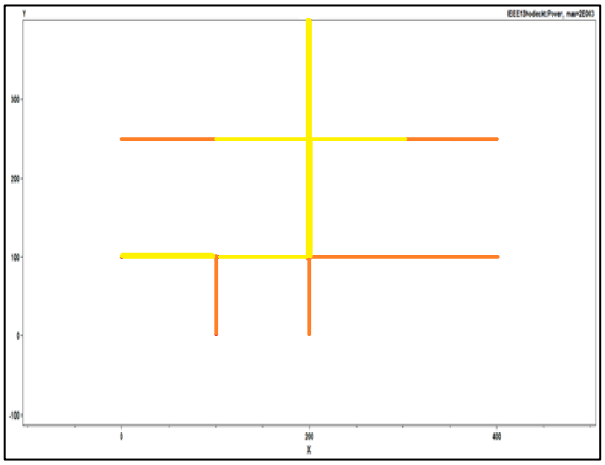


Figura 41. Circuito IEEE
Fuente: Los autores

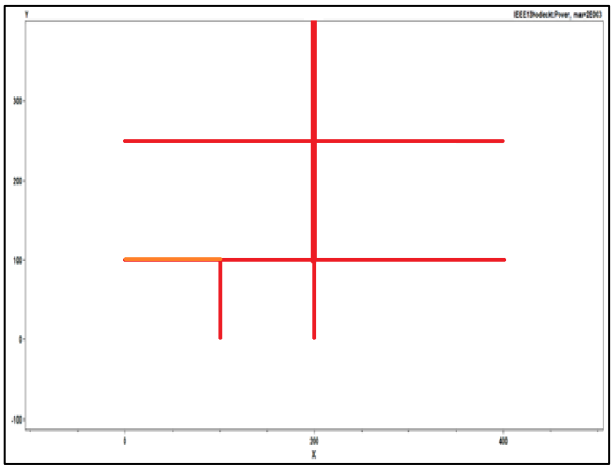


Figura 42. Capacidad máxima de alojamiento IEEE
Fuente: Los autores

El estudio de la capacidad de alojamiento consiste en determinar la capacidad de alojamiento que tiene un sistema eléctrico para admitir generación distribuida, para nuestro caso de estudio se lo ha realizado con generación fotovoltaica y mediante pruebas realizadas se ha determinado que la capacidad de alojamiento del sistema es de 12 viviendas que aporten al sistema, a partir de ello, la generación fotovoltaica que ingrese al sistema no contribuirá más bien producirá perturbaciones, en la figuras 41 y 42 se puede apreciar el circuito con su capacidad de alojamiento.

13. CASO PRÁCTICO ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO

En la aplicación del caso práctico se lo ejecutó en el alimentador 3 de la Subestación Salcedo perteneciente a la Empresa Eléctrica Cotopaxi, como primer paso se determinó la ubicación geográfica mediante las coordenadas X, Y para determinar la ubicación de cada uno de los postes y a su vez determinamos la trayectoria de cada una de las líneas con su distancia real en kilómetros, el voltaje con el que maneja el alimentador 3 es de 13,8 KV. Con la ayuda del Software OpenDSS ingresamos la información al programa obteniendo en primera instancia la proyección gráfica del alimentador se consideró el calibre del conductor y si la red es monofásica o trifásica. A continuación, se ingresa las cargas que están distribuidas en todo el alimentador así obteniendo información como las caídas de tensión en cada una de las líneas y las curvas del perfil de tensión y finalmente se ingresan la generación distribuida con el objetivo de mejorar el perfil de tensiones en el sistema.

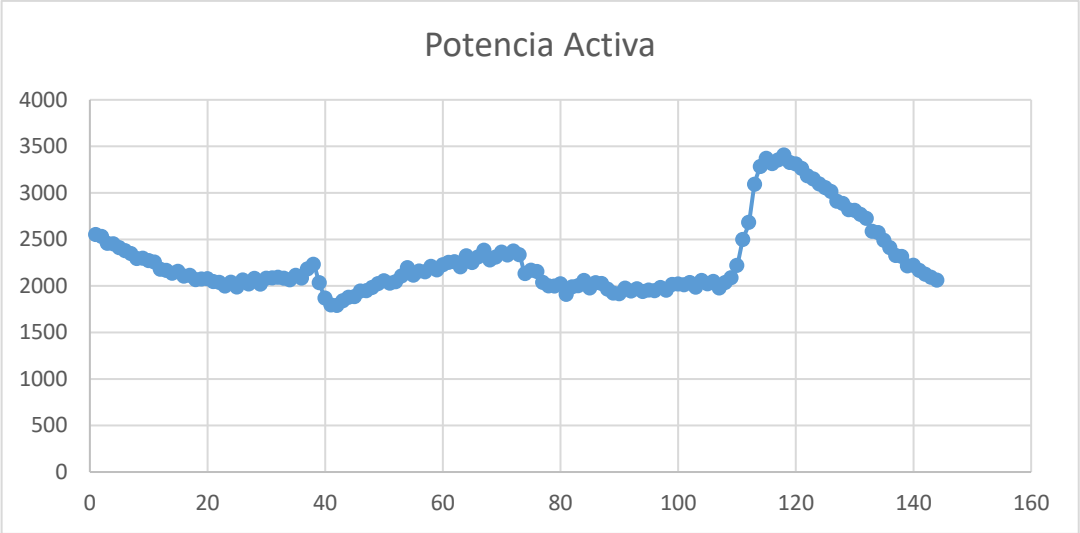


Figura 43. Potencia activa del alimentador 3 de Salcedo
Fuente: Los autores

Para dar inicio al análisis del ejemplo práctico se empezó por estudiar la curva de demanda diaria representada en la figura 43, donde se puede observar la demanda máxima que se tiene en este alimentador en un día, cabe recalcar que para esta curva se ha realizado las mediciones en periodos de 10 minutos durante las 24 horas, dando como resultado una demanda máxima de 3404,3 KW. A las 07:30 PM estos datos fueron tomados el 1 de enero del 2020. A continuación, se muestra en la figura 44 el perfil de tensión del alimentador 3 de Salcedo.

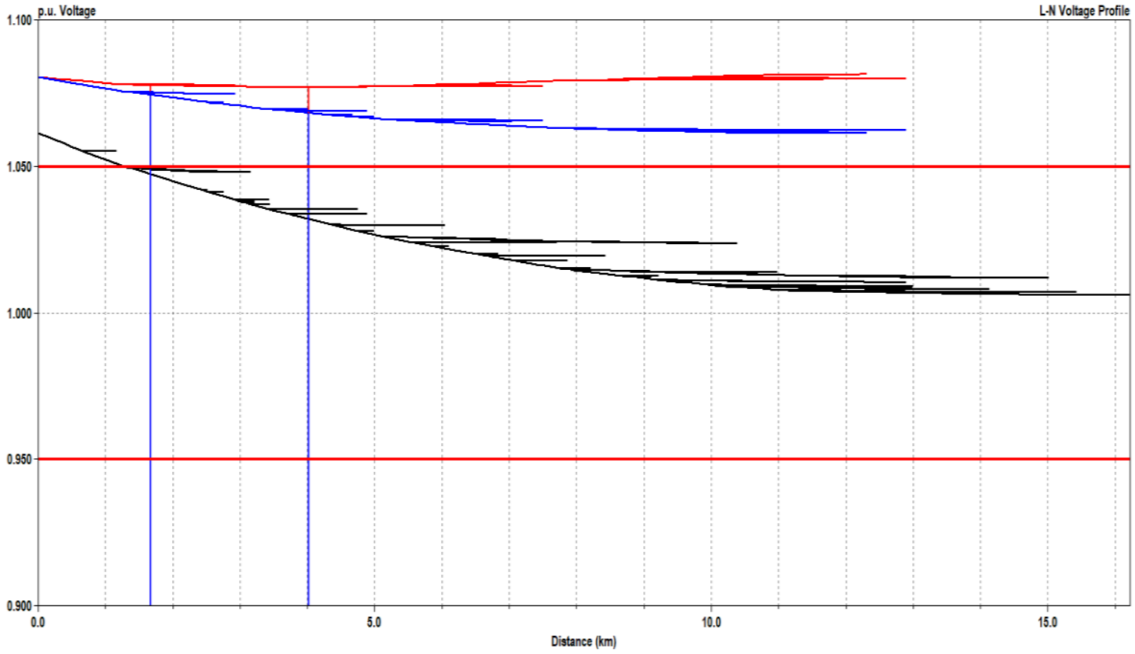


Figura 44. Perfil de tensión del alimentador 3 Salcedo
Fuente: Open DSS

13.1.1. Análisis de resultados circuito 1

Tabla 25. Cuadro de flujo de cargas circuito 1

Cuadro de flujo de carga		
	V base	
A	94,5	Sin generación fotovoltaica
B	95,2	
C	97,5	
A	94,6	10 casas con paneles
B	95,3	
C	97,6	
A	94,7	20 casas con paneles
B	95,4	
C	97,8	
A	95	30 casas con paneles
B	95,1	
C	98	
A	95,1	40 casas con paneles
B	95,3	
C	98,1	
A	95,2	50 casas con paneles
B	95,4	
C	98,2	

Fuente: Los autores

Una vez ejecutado la programación, el primer punto a ser analizado fue el perfil de tensión en cada uno de los puntos del alimentador es así que se pudo determinar que mientras la trayectoria del alimentador se alejaba de su punto inicial, el perfil de tensión se iba reduciendo y por lo tanto las pérdidas del sistema se hacían cada vez mayores, por lo que se realizó la inserción de paneles fotovoltaicos de forma progresiva hasta determinar la capacidad máxima de alojamiento, es así que inicialmente se procedió a insertar generación fotovoltaica en 10 casas, cada una de estas viviendas están compuestas con 8 paneles en serie, como resultados tenemos una leve mejora en el perfil de tensión, es así que se incrementa progresivamente el número de casas y para este circuito se puede determinar que la capacidad máxima de alojamiento es con la generación equivalente a 50 casas dando como resultado el perfil de tensión de 98,2 p.u, como se muestra en la tabla 25.

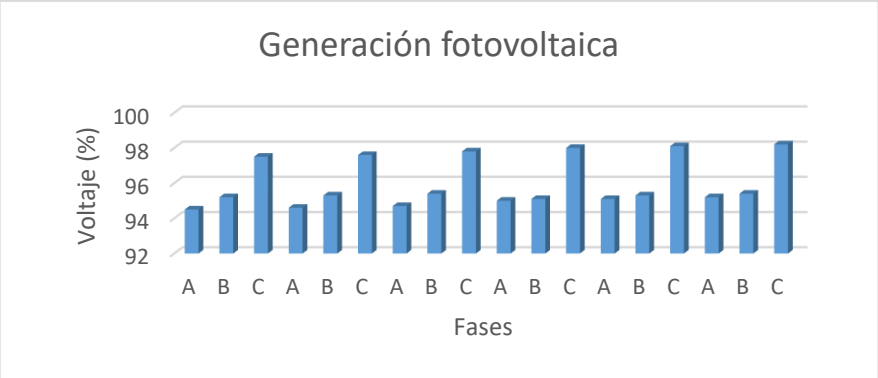


Figura 45. Generación fotovoltaica
Fuente: Los autores

La figura 45, nos indica la mejora del perfil de tensión en cada una de las fases cuando se va insertando generación fotovoltaica al alimentador, cada una de las fases presenta variaciones, esto se debe a la magnitud del alimentador, a las cargas que se encuentran conectadas al sistema y a su vez es un sistema desequilibrado.

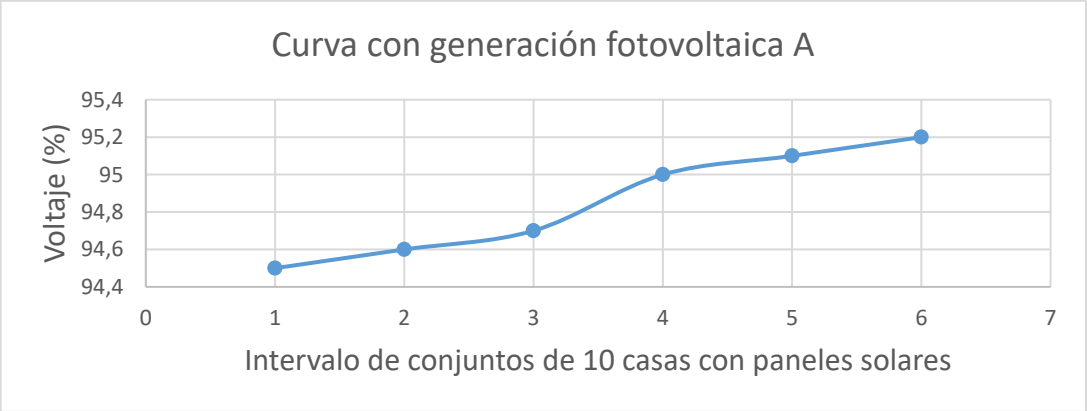


Figura 46. Curva con generación en la fase A
Fuente: Los autores

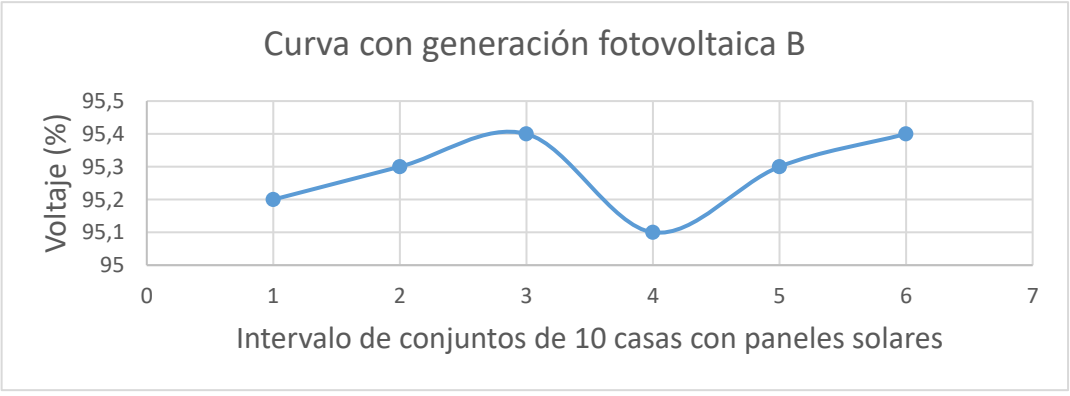


Figura 47. Curva con generación en la fase B
Fuente: Los autores

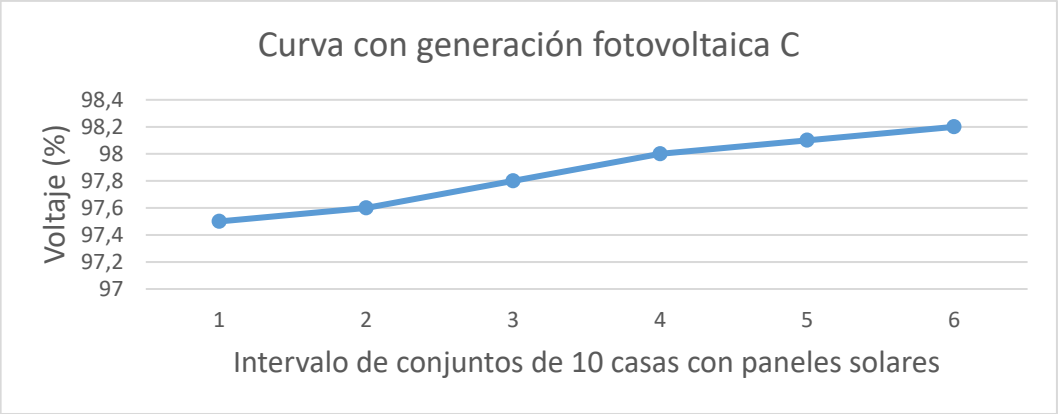


Figura 48. Curva con generación en la fase C
Fuente: Los autores

En las curvas presentadas por las figuras 46, 47 y 48 podemos determinar el crecimiento de las mismas, esto se debe a que se va incrementando generación fotovoltaica local al alimentador, en la fase A se pudo observar que, el perfil de tensión mejoro de 94,5 hasta 95,2 %, que en este caso podemos decir que la capacidad de alojamiento de la fase A es de 208 KW, superado esta generación puede existir variaciones de los parámetros eléctricos, lo mismo ocurre con las curvas de la fase B y C, solo que por tratarse de un sistema desequilibrado los porcentajes del perfil de tensión tienen a variarse en rangos muy pequeños.

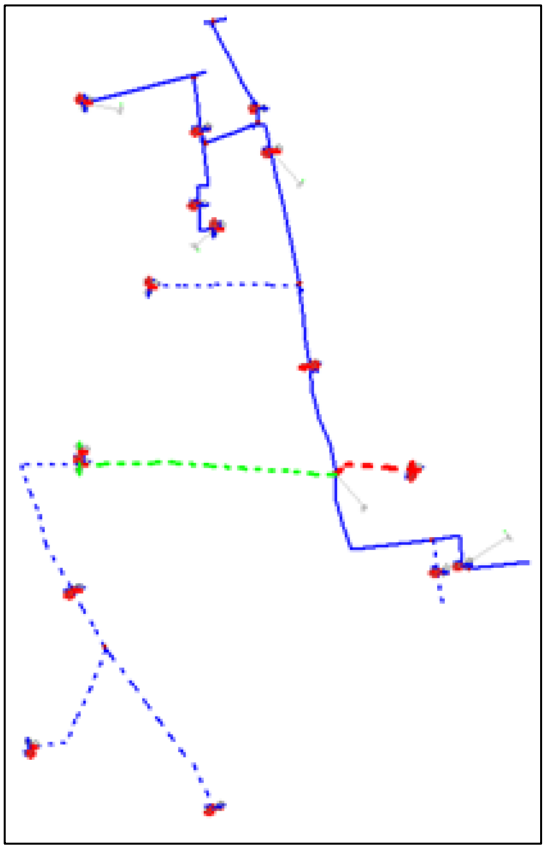


Figura 49. Parte analizada circuito 1 antes
Fuente: Los autores

En la figura 49 podemos observar un circuito la trayectoria del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, donde se identifican que las líneas de color azul son las que presentan problemas de bajo perfil de tensión por lo que se ha realizado el análisis en esta zona.

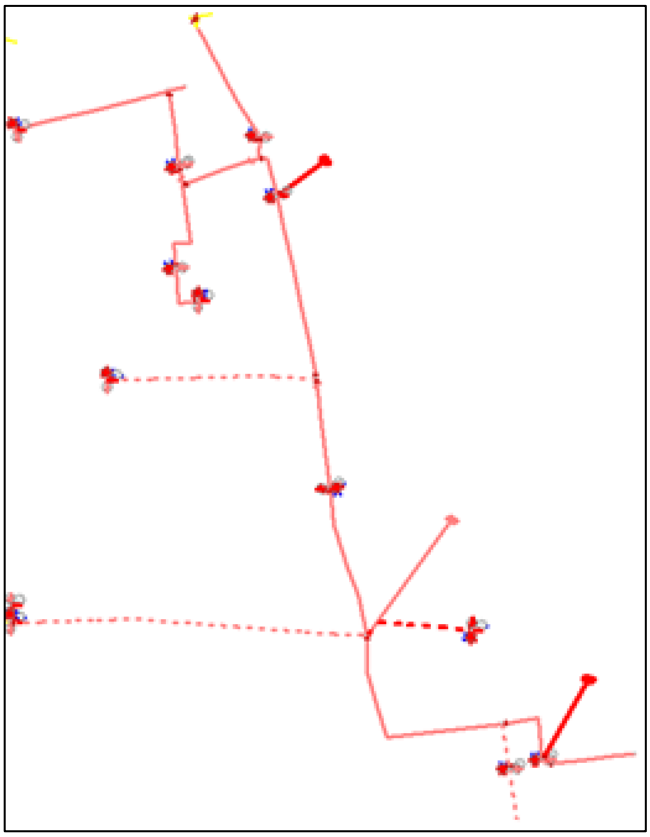


Figura 50. Parte analizada circuito 1 después
Fuente: Los autores

En el estudio de la capacidad de alojamiento de las líneas de distribución el color rojo significa que el perfil de tensión está dentro del rango permitido, es decir la capacidad máxima de alojamiento, es así que la figura 50 se insertó generación fotovoltaica hasta llegar hasta su máximo que para este caso con las 50 casas con paneles fotovoltaicos.

13.1.2. Análisis de resultados circuito 2

Tabla 26. Cuadro de flujo de carga circuito 2

Cuadro de flujo de carga		
	V base	
A	95	Sin generación fotovoltaica
A	95,4	10 casas con paneles
A	95,9	20 casas con paneles
A	96,4	30 casas con paneles

Fuente: Los autores

Los resultados obtenidos en la tabla 26 son los que nos reflejan en otro circuito del alimentador 3 de la Subestación Salcedo donde la capacidad máxima de alojamiento para este circuito es con generación de 30 casas con paneles, con una mejora del perfil de tensión del 96,4 % rango que esta entre lo admisible.

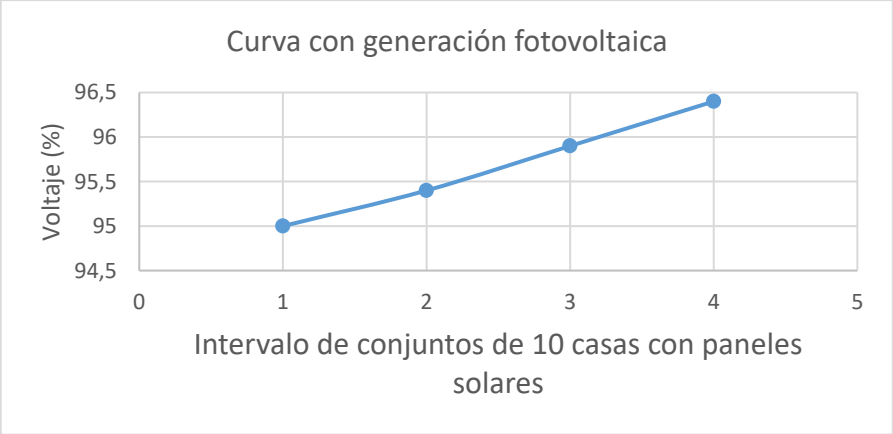


Figura 51. Curva con generación en la fase A
Fuente: Los autores

La figura 51 nos indica el porcentaje del incremento del perfil de tensión de acuerdo a la inserción progresiva de paneles solares hasta determinar la capacidad máxima de alojamiento, que en este caso es de 30 casas con paneles fotovoltaicos que llega a un voltaje de 96,4 %.

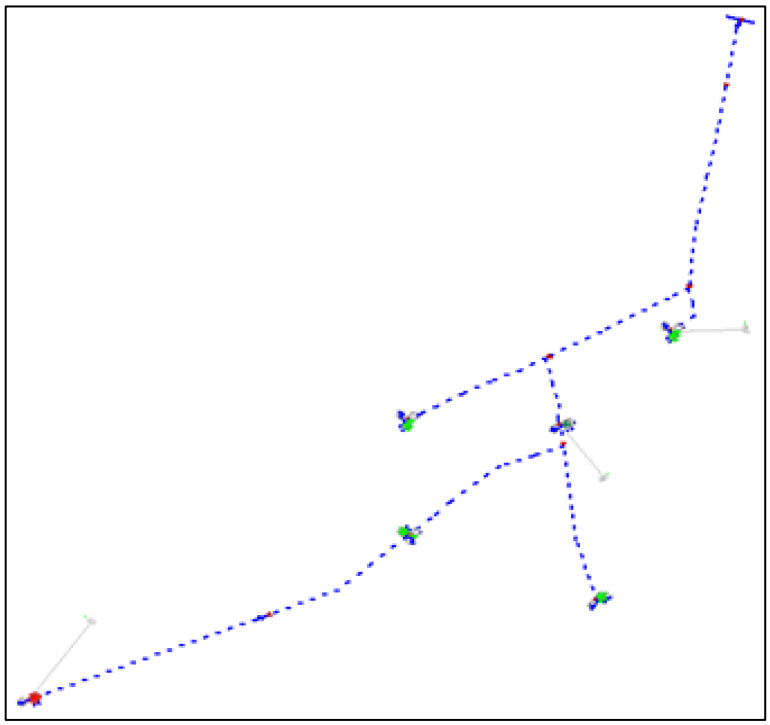


Figura 52. Parte analizada circuito 2 antes
Fuente: Los autores

En el esquema representado por la figura 52 podemos observar un circuito la trayectoria del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, donde se identifican que las líneas de color azul son las que presentan problemas de bajo perfil de tensión por lo que se ha realizado el análisis en esta zona.

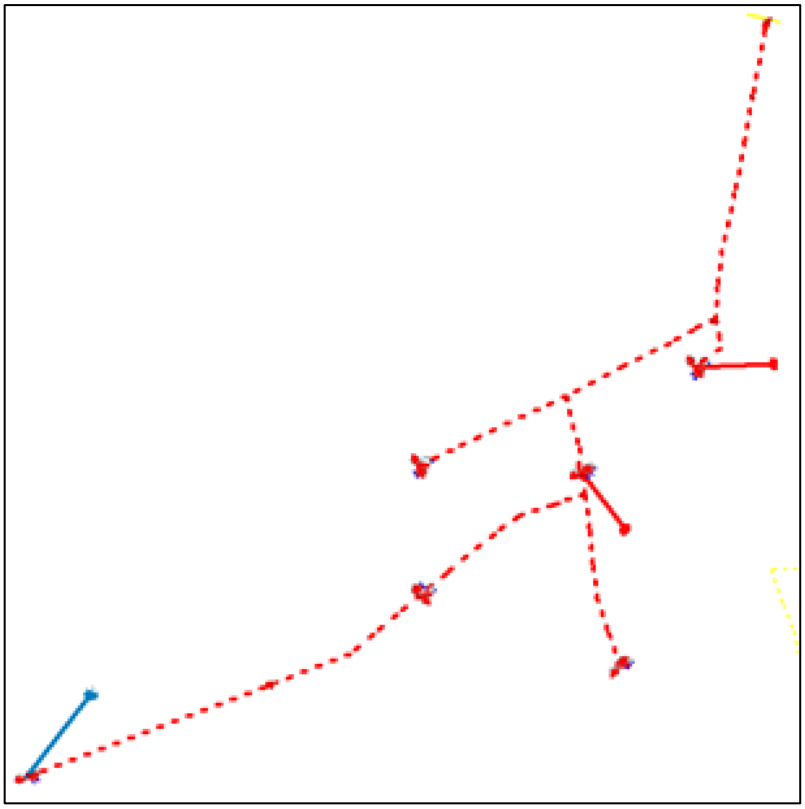


Figura 53. Parte analizada circuito 2 después
Fuente: Los autores

En el estudio de la capacidad de alojamiento de las líneas de distribución el color rojo significa que el perfil de tensión está dentro del rango permitido, es decir la capacidad máxima de alojamiento, es así que la figura 53 se insertó generación fotovoltaica hasta llegar hasta su máximo que para este caso con las 30 casas con paneles fotovoltaicos.

13.1.3. Análisis de resultados circuito 3

Tabla 27. Cuadro de flujo de carga circuito 3

Cuadro de flujo de carga		
	V base	
B	94,3	Sin generación fotovoltaica
B	94,8	10 casas con paneles
B	95,3	20 casas con paneles
B	95,8	30 casas con paneles

Fuente: Los autores

Los resultados obtenidos en la tabla 27 son los que nos reflejan en otro circuito del alimentador 3 de la Subestación Salcedo donde la capacidad máxima de alojamiento para este circuito es con generación de 30 casas con paneles, con una mejora del perfil de tensión del 95,8 % rango que esta entre lo admisible.

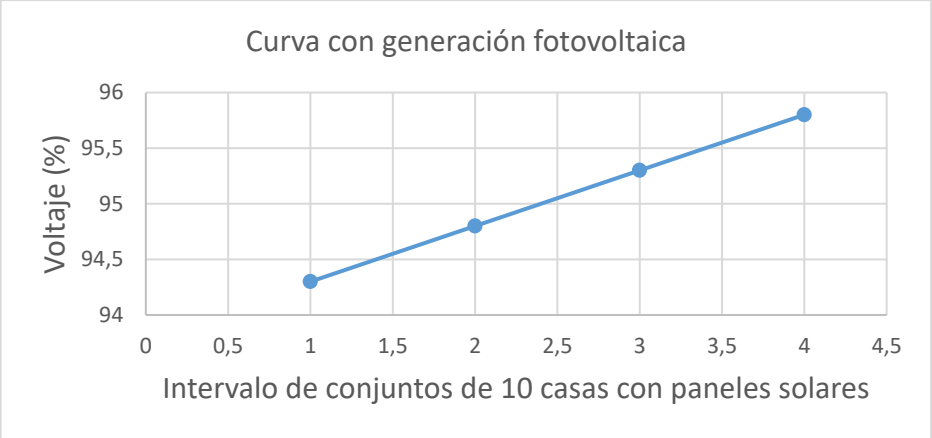


Figura 54. Curva con generación en la fase B
Fuente: Los autores

La figura 54 nos indica el porcentaje del incremento del perfil de tensión de acuerdo a la inserción progresiva de paneles solares hasta determinar la capacidad máxima de alojamiento, que en este caso es de 30 casas con paneles fotovoltaicos que llega a un voltaje de 95,8 %.

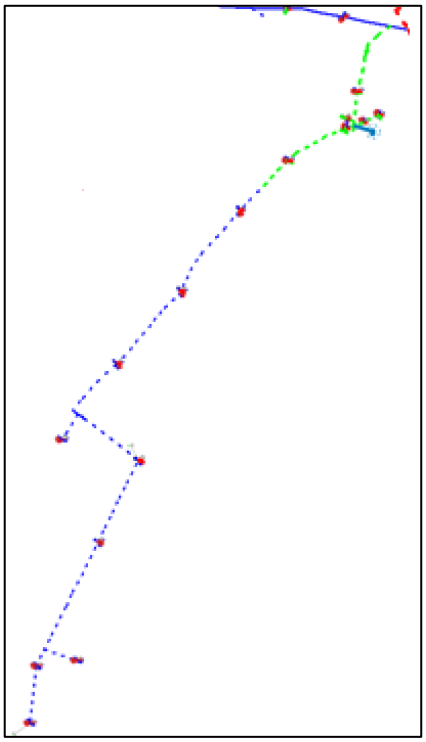


Figura 55. Parte analizada circuito 3 antes
Fuente: Los autores

En la figura 55 podemos observar un circuito la trayectoria del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, donde se identifican que las líneas de color amarillo son las que presentan problemas de bajo perfil de tensión por lo que se ha realizado el análisis en esta zona.

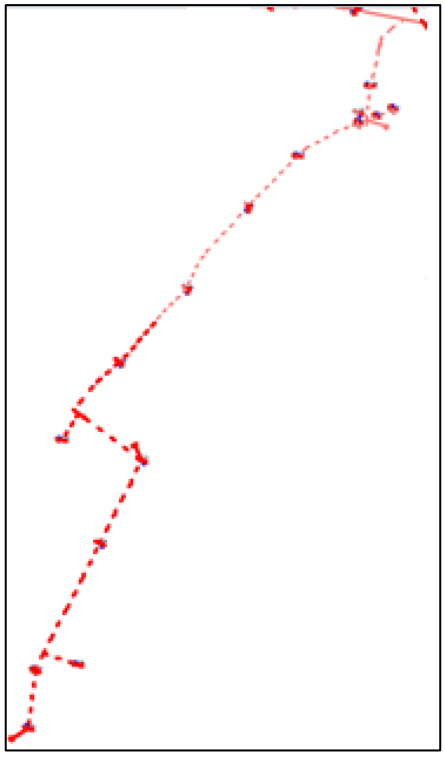


Figura 56. Parte analizada circuito 2 después
Fuente: Los autores

En el estudio de la capacidad de alojamiento de las líneas de distribución el color rojo significa que el perfil de tensión está dentro del rango permitido, es decir la capacidad máxima de alojamiento, es así que la figura 56 se insertó generación fotovoltaica hasta llegar hasta su máximo que para este caso con las 30 casas con paneles fotovoltaicos.

14. IMPACTOS

EL análisis realizado nos permite conocer la capacidad de alojamiento del alimentador número 3 de la Subestación Salcedo, para esto se pueden incluir aspectos económicos, técnicos, ambientales y sociales para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución y a su vez ayuda a la reducción de pérdidas.

- **Impacto económico del proyecto**

Al conocer que las caídas de tensión van en aumento según la longitud y trayectoria del alimentador, se puede evidenciar una inestabilidad del sistema donde una de las herramientas tecnológicas en evolución, es la generación distribuida por lo que se requiere la implementación de paneles solares e inversores, los costos de equipos y manos de obra podrán ser recuperados a largo plazo ya que el usuario disminuiría la tarifa de consumo de red convencional.

- **Impacto técnico del proyecto**

Este impacto hace referencia a las características de los equipos a ser utilizados en este estudio, en el caso de la conexión a la red se debe considerar algunos parámetros como la secuencia de fases, ángulos, las debidas protecciones para que no exista afectaciones al usuario ni desestabilizar el sistema, cabe recalcar que para el diseño e implementación de este tipo de generación se debe considerar las horas solar pico y la irradiación en la zona a ser aplicada.

15. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

15.1. CONCLUSIONES

- Las investigaciones realizadas para la determinación de la capacidad máxima de alojamiento de un alimentador, ayudan a determinar la validez y la viabilidad del análisis que se lo realiza al alimentador, así que se han desarrollado estudios para la inserción de generación limpia, es aplicable también en estudios de planificación y diseño de redes de distribución, otro de los ámbitos que se aplicó es en el estudio de la capacidad de alojamiento es para determinar los puntos de carga para la implementación de vehículos eléctricos, de acuerdo a los resultados obtenidos se puede decir que el análisis de la capacidad máxima de alojamiento de un alimentador es importante para establecer las limitaciones del sistema eléctrico sin afectar a la estabilidad de mismo.
- La Subestación Salcedo en el lado primario de su transformador principal recibe alimentación desde el Sistema Nacional Interconectado a un nivel de Voltaje de 69 KV, mismos que son reducidos y en el lado secundario tenemos 13,8 KV que es el nivel de tensión con los que trabaja los alimentadores, de esta Subestación se derivan 4 alimentadores de los cuales nuestra investigación está enfocado en el número tres debido a que es el que presenta más variaciones de los parámetros eléctricos, esto se debe a que su trayectoria cursa la zona céntrica y zona rural del Cantón Salcedo este alimentador cuenta con 122 transformadores entre monofásicos y trifásicos, también para el estudio se consideró usuarios tipo B según lo establecido a la normativa de la empresa eléctrica Quito esto debido al consumo promedio de los clientes varían entre los 251 a 350 KWh/mes/cliente esto para el caso de clientes residenciales, además se consideró a los clientes de tipo comercial e industrial, otro de los aspectos a considerar está el calibre de los conductores del alimentador en nuestro caso de estudio se realizó con conductores del tipo ACSR 1/0 y el 3/0 ya sean en redes monofásica o trifásicos esto será según la carga que esta conectadas a cada uno de ellos.
- Para la validación del análisis del alimentador 3 de la Subestación Salcedo, se realizó la simulación en el software Open DSS donde se pude destacar lo siguiente, como primer punto se pude apreciar las caídas de tensiones existentes en la red, es así que al inicio del alimentador tenemos el perfil de tensión en 99,5 % equivalente a 13,7 Kv lo que nos indica que existe una mínima variación y conforme va avanzando la trayectoria del alimentador el mismo va disminuyendo, donde se pudo identificar los

puntos críticos que el porcentaje de la variación está entre el 94,2 % equivalente a 7,3 Kv en la red monofásica, para corregir este perfil de tensión se ha inyectado generación fotovoltaica progresivamente con casas que aportan con generación mensual de 540 KW/mensual/vivienda, hasta determinar la capacidad máxima de alojamiento del alimentador, que para estos puntos son de 30 a 50 casas, es decir, el alimentador puede recibir generación hasta un máximo de 206,5 KW, esto previo a satisfacer la demanda local, se diseñó la configuración de paneles solares de 8 en serie para obtener la generación esperada.

15.2. RECOMENDACIONES

El estudio de la capacidad de alojamiento es de vital importancia para la inserción de generación distribuida a los sistemas de distribución. Información que en la actualidad a nivel nacional no existe por lo que es recomendable aplicar este tipo de estudios a todo el Sistema Nacional Interconectado donde se pueda acceder a este tipo de información y facilite la implementación de la generación distribuida local y a su vez mejorar el perfil de tensión.

Considerando la actual problemática que se presenta en el mundo, calentamiento global, se recomienda incentivar a la implementación de generación limpia de esta manera aprovecharemos recursos existentes inagotables y a su vez aportando para el cuidado del medio ambiente.

En el estudio realizado se utilizó el software Open DSS el mismo que es de libre acceso donde se puede simular diferentes parámetros eléctricos por lo que es recomendable ser aplicados en el estudio de la ingeniería eléctrica ya que es compatible con distintos programas de simulación como Matlab, Python, C++, etc. Y los resultados obtenidos son los más cercanos a la realidad.

16. BIBLIOGRAFÍA

[1] B. Bletterie, S. Kadam y H. Renner, «On the Classification of Low Voltage Feeders for Network Planning and Hosting Capacity Studies,» *MDPI,* vol. 11, nº 651, pp. 1-23, 2018.

[2] W. Ye, «Analysis for distribution network on hosting capacity of distributed wind turbines considering additional income under procedure conditions,» *ResearchGate,* 2017.

[3] F. Capitanescu, L. F. Ochoa , H. Margossian y N. D. Hatziargyriou, «Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems,» *The University of Manchester,* vol. 30, nº 1, 2014.

[4] I. Sherif M., A. A. Shady H.E., A. Almoataz Y. y Z. Ahmed F., «State of the art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,» *ELSEVIER,* nº 130, pp. 1002-1020, 2019.

[5] A. Soroundi, A. Rabie y A. Keane, «Distribution Network Hosting Capacity Maximization using Demand Response,» *ResearchGate,* nº 1568, pp. 15-18, 2015.

[6] S. Nursebo, P. Chen, O. Carlson y L. Bertling Tjernberg, «Optimizing Wind Power Hosting Capacity of Distribution System Using Cost Benefit Analysis,» *Chalmers,* vol. 29, pp. 1436-1445, 2014.

[7] H. Al-Saadi, R. Zivanovic y S. Al-Sarawi, «Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks,» *ResearchGate,* vol. 13, nº 5, pp. 1-1, 2017.

[8] N. Etherden, «Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication,» Lulea University of Technology, Lulea, 2014.

[9] S. Mina Mirbagheri, M. Moncecchi, D. Falabretti y M. Merlo, «Hosting Capacity evaluation in networks with parameter uncertainties,» *Académico,* pp. 1-6, 2018.

[10] N. Baldenko y S. Behzadirafi, «Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders,» *IEEE Xplore,* 2016.

[11] T. Walla, «Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids,» *Digitala Vetenskapliga Arkivet,* p. 55, 2012.

[12] C. D. Dimas Caro, «Hosting Capacity y Calidad de la Potencia para la penetración de vehículo eléctrico en redes de distribución,» La universidad de los Andes, Los Andes, 2018.

[13] V. M. Quintero Molina, «Aplicación del concepto de Capacidad de Atención (Hosting Capacity) a la Valoración del efecto de inclusión de fuentes renovzbles en la confiabilidad de sistemas de distribución,» Universidad Nacional de Colombia, Bogotá,

2017.

[14] A. J. Sierra Delgado, O. Rodriguez Villalón y M. M. León Sánchez, «Análisis tecno-económico de la operación en esquema de red inteligente y reserva energética en usuarios conectados a paneles fotovoltaicos,» *Red Internacional de Investigadores en Competitividad,* vol. 13, 2019.

[15] G. Valverde Mora, «Recursos distribuidos en circuitos de MT y BT, capacidades de alojamiento y posibilidades de control,» Instituto de investigaciones en ingeniería, Costa Rica, 2020.

[16] G. Enríquez Harper, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, Mexico: Limusa Noriega Editors, 2005.

[17] C. Pérez Vega, «Lineas de transmisión,» Universidad de Cantabria, Cantabria.

[18] R. Castellanos Bustamante, «Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia,» *ResearchGate,* vol. XV, nº 2, pp. 272-286, 2014.

[19] F. X. Andrade Pazmiño, «Análisis de compensación reactiva serie en la red de 230 Kv del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2012.

[20] Empresa Eléctrica Quito , «Normas para sistemas de distribución, Parte A,» Empresa Eléctrica Quito , Quito, 2009.

[21] R. Billinton y W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, New York: Plenum Press, 1994.

[22] J. L. Valentín Labarata, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, España: Editorial Donostiarra, S.A., 2012.

[23] G. G. González Peñafiel, J. C. Zambrano Manosalvas y E. F. Estrada Pulgar, «Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna Puerto Roma de la isla Mondragon de golfo de Guayaquil, provicia del Guayas,» Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2014.

[24] C. Arancibia Bulnes, R. Best y Brown, «Energía del SOL,» *Ciencia,* pp. 10-17, 2010.

[25] D. Barberá Santos, «bibing,» [En línea]. Available: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+LA+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+Energ%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf. [Último acceso: 18 Diciembre 2020].

[26] G. Arencibia Carballo, «La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica,» *REDVET,* vol. 17, nº 6, pp. 1-4, 2016.

[27] N. S. Chuquín Vasco y F. R. Márquez Sañay, «Diseño, construcción y pruebas de un sistema publicitario alimentado con energía solar, y controlado con un relé inteligente

(Zelio),» Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, 2011.

[28] J. López de Benito, «Los 10 paneles solares más eficientes del mercado,» *EnergyNews*, 2018.

[29] Autosolar Energy Solutions, «AutoSolar,» Autosolar Energy Solutions, [En línea]. Available: https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/placa-canadian-solar-405w-policristalina-hiku. [Último acceso: 27 Enero 2020].

[30] S. S. Nandwani, «Energía solar - conceptos basicos y su utilización,» Universidad Nacional Heredia, Costa Rica , 2005.

[31] H. M. Poggi Varaldo, A. Martínez Reyes, J. A. Pineda Cruz y S. Caffarel Méndez, Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía, México: Tecnológico de estudios superiores de Ecatepec, 2009.

[32] D. A. Arenas Sánchez y H. S. Zapata Castaño, Libro interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones, Pereira : Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.

[33] Quimica, «Quimica,» Blogspot, 30 Abril 2009. [En línea]. Available: http://quimicasilgrupo6.blogspot.com/. [Último acceso: 22 Diciembre 2020].

[34] Estabilizadores Work, «Inversores de corriente para sistemas fotovoltaicos,» *Editores*, nº 326, pp. 54-57, 2017.

[35] Á. Palomino Estebaranz, «Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red,» Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2012.

[36] Solatronic, «Solatronic,» Copyright, 2020. [En línea]. Available: http://www.solartronic.com/index.php. [Último acceso: 22 Diciembre 2020].

[37] La fundación , «Lectores,» Secretos para contar, 2011. [En línea]. Available: http://www.secretosparacontar.org/Lectores/Contenidosytemas/Lasmedidasdelacasaplanos.aspx?CurrentCatId=172. [Último acceso: 27 Enero 2020].

[38] L. F. Basurto Gustines, «Plan de negocios para la creación de una empresa dedicada a la comercialización, instalación y mantenimiento de paneles solares en el área rural del canton Santa Lucia, provincia del Guayas,» Universidad de Guayaquil, Guayaquil, 2015.

[39] F. R. Rodriguez Ordoñez, «Influencia de la radiación solar en la salud de las personas en la ciudad de Moquegua, 2001-2010,» Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann=Tacna, Perú, 2015.

[40] R. B. Auquilla Guzmán y R. A. Quizhpe Tello, «Asociación entre el nivel de radiación solar ultravioleta y la insidencia entre lesiones dermatológicas actínicas agudas en el hospital Vicente Corral Moscoso durante 2011 y 2014.,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2016.

[41] M. M. Varo Martínez, «Modelización de la radiación ultravioleta solar,» Universidad de

Córdoba Escuela Politécnica Superior Departamento de Física Aplicada, Córdoba, 2006.

[42] Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos , «EPA,» EPA, 4 Diciembre 2020. [En línea]. Available: https://www.epa.gov/sunsafety. [Último acceso: 28 Diciembre 2020].

[43] M. Gerbaudo, «Efectos Biológicos de las radiaciones electromagnéticas: Indice UV sobre la piel,» Universidad Nacional de Córdova, Córdoba, 2009.

[44] M. A. Sanchez, Energía solar fotovoltáica, Mexico: Limusa, 2011.

[45] Y. Jiang, «Correlación para la radiación difusa de la radiación solar global y los datos del sol en Beijing, China,» *ASCE*, vol. 135, nº 4, 2009.

[46] J. A. Alonso Lorenzo, «Sunfields,» Sunfields, 2007. [En línea]. Available: https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/. [Último acceso: 29 Diciembre 2020].

[47] CONELEC, «Atlas Solra del Ecuador,» CIE, Quito, 2008.

[48] D. Vaca Revelo y F. Ordóñez, Mapa Solar de Ecuador 2019, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2019.

[49] L. F. Arias Roman, «Programa digital para el pronóstico de carga eléctrica espacial,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2000.

[50] Ministerio de industria, turismo y comercio, «BOE,» 15 Febrero 2008. [En línea]. Available: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].

[51] E. E. Rivadeneira Loor, «Estudios y diseño de la línea de subtransmisión a 69 Kilovoltios ""Winchile - Rocafuerte"",» Universidad San Fransisco de Quito, Quito, 2013.

[52] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Análisis de sistemas de potencia, Mexico: McGRAW-HILL, 1996.

[53] R. A. Cuenca Ramirez, «Descripción de las normas y procesos constructivos de las redes preensambladas secundarias, del canton Huaquillas, provincia de el Oro en base a las normas de CNEL.EP, y al ministerio de electricidad y energía renovable (MEER).,» Universidad Nacional de Loja , Loja, 2015.

[54] Electricistas, «Electricistas.cl,» linkedin, 14 Diciembre 2020. [En línea]. Available: https://electricistas.cl/conductores-electricos-y-sus-caracteristicas/. [Último acceso: 27 Diciembre 2020].

[55] J. S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

[56] P. N. Ramón Fonseca y C. E. Saavedra Acosta, «Diagnósico técnico y evaluación económica de las pérdidas que se producen en el alimentador número 4 a 13.8 KV de la

Subestación Salcedo perteneciente la empresa eléctrica provincial Cotopaxi,» Esuela Politecnica del Ejercito, Latacunga, 2005.

[57] Canadian Solar, «Cambio Energético,» Canadian Solar, Mayo 2020. [En línea]. Available: https://www.cambioenergetico.com/paneles-solares/3140-placa-solar-monocristalina-canadian-450-wp.html. [Último acceso: 20 Febrero 2021].

[58] Autosolar, «Fronius,» Fronius International gmbh, 4 Noviembre 2014. [En línea]. Available: https://autosolar.es/pdf/Ficha-Tecnica-Fronius-Symo.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2021].

17. ANEXOS

Programación OPEN DSS

```
Clear

!
! This script is based on a script developed by Tennessee Tech Univ students
! Tyler Patton, Jon Wood, and David Woods, April 2009
!

new circuit.IEEE13Nodeckt  basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus   Angle=30
more MVAsc3=20000 MVASC1=21000    ! stiffen the source to approximate inf source



!SUB TRANSFORMER DEFINITION
! Although this datas was given, it does not appear to be used in the test case results
! The published test case starts at 1.0 per unit at Bus 650. To make this happen, we will change the impedance
! on the transformer to something tiny by dividing by 1000 using the DSS in-line RPN math
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2   XHL=(8 1000 /)
more wdg=1 bus=SourceBus   conn=delta  kv=115  kva=5000   %r=(.5 1000 /)  XHT=4
more wdg=2 bus=650           conn=wye    kv=4.16  kva=5000   %r=(.5 1000 /)   XLT=4

! FEEDER 1-PHASE VOLTAGE REGULATORS
! Define low-impedance 2-wdg transformer

New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
more Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4  2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg1  transformer=Reg1 winding=2  vreg=122  band=2  ptratio=20 ctprim=700  R=3   X=9

New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
more Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4  2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg2  transformer=Reg2 winding=2  vreg=122  band=2  ptratio=20 ctprim=700  R=3   X=9

New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
more Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4  2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg3  transformer=Reg3 winding=2  vreg=122  band=2  ptratio=20 ctprim=700  R=3   X=9


!TRANSFORMER DEFINITION
New Transformer.XFM1  Phases=3   Windings=2  XHL=2
more wdg=1 bus=633       conn=Wye kv=4.16    kva=500    %r=.55     XHT=1
more wdg=2 bus=634       conn=Wye kv=0.480    kva=500    %r=.55   XLT=1


!LINE CODES
redirect IEEELineCodes.dss

// these are local matrix line codes
// corrected 9-14-2011
New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
more rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
more xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
more units=mi
New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
more rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
more xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
more units=mi
New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
more rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
more xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
more units=mi
New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
more rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
more xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
more units=mi
New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
more rmatrix = (1.3292 )
more xmatrix = (1.3475 )
more units=mi

/********** Original 606 Linecode **********
```

You have to use this to match Kersting's results:

```
New linecode.mtx606 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.7982 | 0.3192 0.7891 | 0.2849 0.3192 0.7982 )
~ xmatrix = (0.4463 | 0.0328 0.4041 | -0.0143 0.0328 0.4463 )
~ Cmatrix = [257 | 0 257 | 0 0 257]  ! <--- This is too low by 1.5
~ units=mi

Corrected mtx606  Feb 3 2016 by RDugan

The new LineCode.606 is computed using the following CN cable definition and
LineGeometry definition:

New CNDATA.250_1/3 k=13 DiaStrand=0.064 Rstrand=2.816666667 epsR=2.3
~ InsLayer=0.220 DiaIns=1.06 DiaCable=1.16 Rac=0.076705 GMRac=0.20568 diam=0.573
~ Runits=kft Radunits=in GMRunits=in

New LineGeometry.606 nconds=3 nphases=3 units=ft
~ cond=1 cncable=250_1/3 x=-0.5 h= -4
~ cond=2 cncable=250_1/3 x=0   h= -4
~ cond=3 cncable=250_1/3 x=0.5  h= -4

****End Comment******/

New Linecode.mtx606 nphases=3  Units=mi
more Rmatrix=[0.791721  |0.318476  0.781649  |0.28345  0.318476  0.791721  ]
more Xmatrix=[0.438352  |0.0276838  0.396697  |-0.0184204  0.0276838  0.438352  ]
more Cmatrix=[383.948  |0  383.948  |0  0  383.948  ]
New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
more rmatrix = (1.3425 )
more xmatrix = (0.5124 )
more cmatrix = [236]
more units=mi


!LOAD DEFINITIONS
New Load.671 Bus1=671.1.2.3  Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16   kW=1155 kvar=660
New Load.634a Bus1=634.1     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=0.277  kW=160   kvar=110
New Load.634b Bus1=634.2     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=0.277  kW=120   kvar=90
New Load.634c Bus1=634.3     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=0.277  kW=120   kvar=90
New Load.645 Bus1=645.2      Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4     kW=170   kvar=125
New Load.646 Bus1=646.2.3    Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16   kW=230   kvar=132
New Load.692 Bus1=692.3.1    Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16   kW=170   kvar=151
New Load.675a Bus1=675.1     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=485   kvar=190
New Load.675b Bus1=675.2     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=68   kvar=60
New Load.675c Bus1=675.3     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=290   kvar=212
New Load.611 Bus1=611.3      Phases=1 Conn=Wye  Model=5 kV=2.4  kW=170   kvar=80
New Load.652 Bus1=652.1      Phases=1 Conn=Wye  Model=2 kV=2.4  kW=128   kvar=86
New Load.670a Bus1=670.1     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=17    kvar=10
New Load.670b Bus1=670.2     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=66    kvar=38
New Load.670c Bus1=670.3     Phases=1 Conn=Wye  Model=1 kV=2.4  kW=117  kvar=68

!CAPACITOR DEFINITIONS
New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4

!Bus 670 is the concentrated point load of the distributed load on line 632 to 671 located at 1/3 the distance from node 632


// Pneles fotovoltaico
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8 .6]
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]
New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
more mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3  .5  .8  .9  1.0  1.0  0.99  .9  .7  .4  .1 0  0  0  0  0]
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1
more temp=[-10 -10 -5 0 5 10 10 10 10 20 20 35 40 40 35 25 20 15 10 10 10 0 -5 -10]


New PVSystem.PV phases=3 bus1=671 kV=0.48 irrad=.98 Pmpp=49.92 temperature=25 pf=1
more %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp



!LINE DEFINITIONS
New Line.650632    Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3   Bus2=632.1.2.3  LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
New Line.632670    Phases=3 Bus1=632.1.2.3    Bus2=670.1.2.3  LineCode=mtx601 Length=667  units=ft
```

```
New Line.670671    Phases=3 Bus1=670.1.2.3    Bus2=671.1.2.3  LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
New Line.671680    Phases=3 Bus1=671.1.2.3    Bus2=680.1.2.3  LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft
New Line.632633    Phases=3 Bus1=632.1.2.3    Bus2=633.1.2.3  LineCode=mtx602 Length=500  units=ft
New Line.632645    Phases=2 Bus1=632.3.2      Bus2=645.3.2    LineCode=mtx603 Length=500  units=ft
New Line.645646    Phases=2 Bus1=645.3.2      Bus2=646.3.2    LineCode=mtx603 Length=300  units=ft
New Line.692675    Phases=3 Bus1=692.1.2.3    Bus2=675.1.2.3  LineCode=mtx606 Length=500  units=ft
New Line.671684    Phases=2 Bus1=671.1.3      Bus2=684.1.3    LineCode=mtx604 Length=300  units=ft
New Line.684611    Phases=1 Bus1=684.3        Bus2=611.3      LineCode=mtx605 Length=300  units=ft
New Line.684652    Phases=1 Bus1=684.1        Bus2=652.1      LineCode=mtx607 Length=800  units=ft


!SWITCH DEFINITIONS
New Line.671692    Phases=3 Bus1=671   Bus2=692  Switch=y  r1=1e-4 r0=1e-4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000


New Energymeter.alimentador Line.650632

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]
calcv
Solve
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv

Plot Profile Phases
Visualize element=load.652 what=voltage

!------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
!----------Show some Results ---------------------------------------------------------------------------------------------
!------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------


Show Voltages LN Nodes
Show Currents Elem
Show Powers kVA Elem
Show Losses
Show Taps

!------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
!------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
! Alternate Solution Script
! To force the taps to be same as published results, set the transformer taps manually and disable the controls
!------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Transformer.Reg1.Taps=[1.0 1.0625]
Transformer.Reg2.Taps=[1.0 1.0500]
Transformer.Reg3.Taps=[1.0 1.06875]
Set Controlmode=OFF

Solve
```

Circuito IEEE

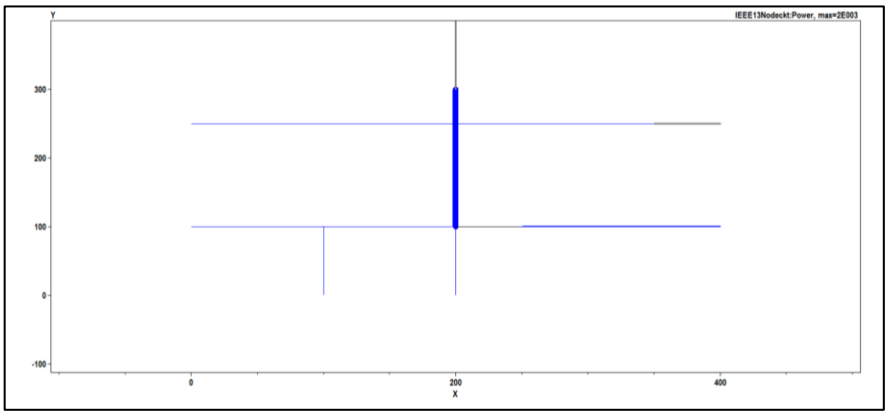


Figura 57. Circuito IEEE 13 barras.
Fuente: Los autores

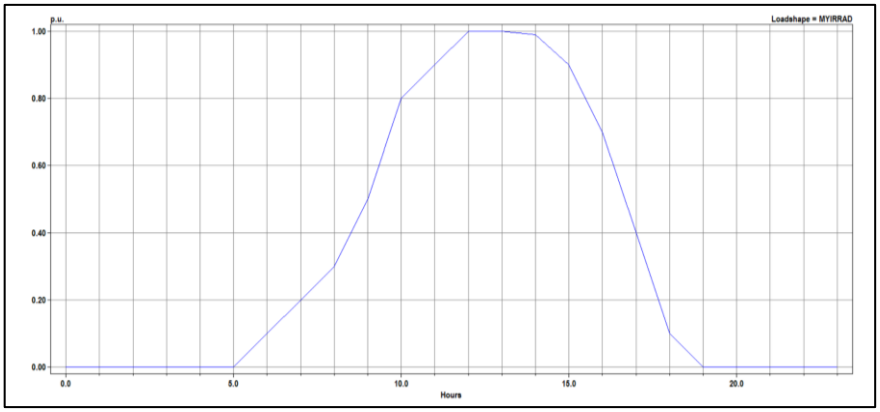


Figura 58. Curva de la Irradiancia solar.
Fuente: Los autores

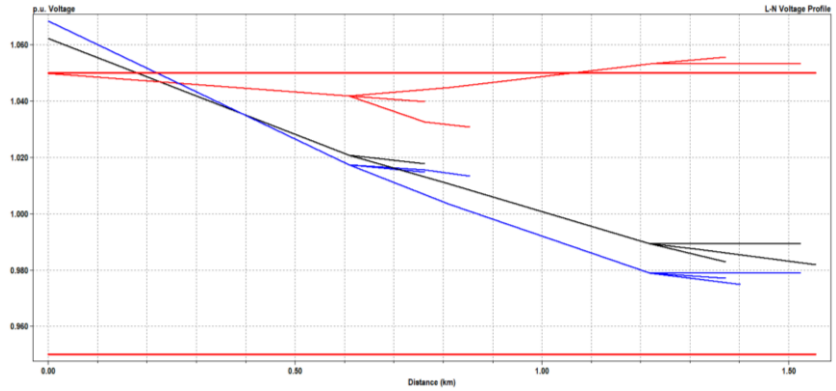


Figura 59. Perfiles de tensión IEEE.
Fuente: Los autores

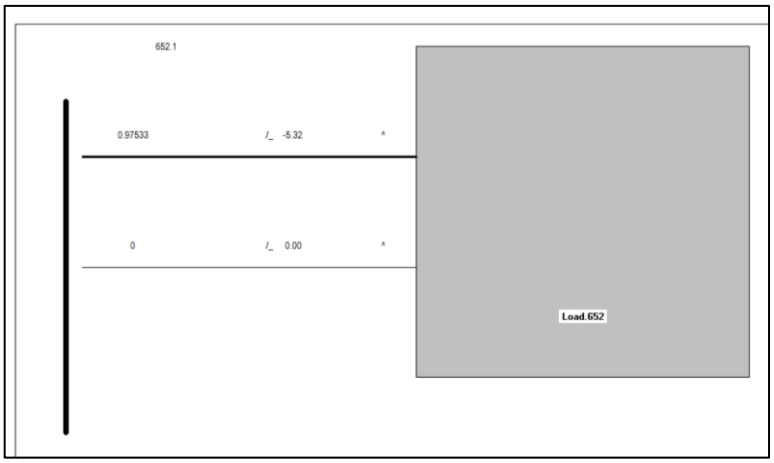


Figura 60. Circuito IEEE sin paneles fotovoltaicos.
Fuente: Los autores

IEEE13Nodeckt_Losses: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda

```
LOSSES REPORT

Power Delivery Element Loss Report

Element                  kW Losses    % of Power   kvar Losses

"Transformer.SUB"          0.03229,     0.00     0.26247
"Transformer.REG1"         0.12209,     0.01     0.123859
"Transformer.REG2"         0.06535,     0.01     0.0670778
"Transformer.REG3"         0.13509,     0.01     0.136854
"Transformer.XFM1"         5.55267,     1.37     10.0963
"Capacitor.CAP1"           0.00000,      0.0     -593.487
"Capacitor.CAP2"           0.00000,      0.0     -92.4556
"Line.650632"             60.73764,     1.70     196.016
"Line.632670"             12.99063,     0.48     41.4945
"Line.670671"             22.72876,     0.92     72.3341
"Line.671680"              0.00000,      0.0     -0.00416923
"Line.632633"              0.82449,     0.20     1.05614
"Line.632645"              2.76736,     0.68     2.40077
"Line.645646"              0.52749,     0.22     0.419746
"Line.692675"              4.16296,     0.49     2.41934
"Line.671684"              0.57949,     0.20     0.47068
"Line.684611"              0.38240,     0.23     0.387349
"Line.684652"              0.79983,     0.65     0.230879
"Line.671692"              0.00001,      0.0     2.91038E-014

LINE LOSSES=                     106.5 kW
TRANSFORMER LOSSES=                5.9 kW

TOTAL LOSSES=                    112.4 kW

TOTAL LOAD POWER =              3454.7 kW
Percent Losses for Circuit =      3.25 %
```

Figura 61. Datos de pérdidas del circuito IEEE.
Fuente: Los autores

IEEE13Nodeckt_RegTaps: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda

```
CONTROLLED TRANSFORMER TAP SETTINGS

Name             Tap      Min       Max     Step   Position

reg1          1.05625  0.90000  1.10000  0.00625      9
reg2          1.03750  0.90000  1.10000  0.00625      6
reg3          1.05625  0.90000  1.10000  0.00625      9
```

Figura 62. Datos de los reguladores.
Fuente: Open DSS

IEEE13Nodeckt_Power_elem_kVA: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

```
CIRCUIT ELEMENT POWER FLOW

(Power Flow into element from indicated Bus)

Power Delivery Elements

  Bus     Phase     kW     +j   kvar         kVA         PF

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"
SOURCEBUS     1     -1024.1 +j   -612.8     1193.5       0.8581
SOURCEBUS     2     -1242.2 +j   -419.1     1311.0       0.9475
SOURCEBUS     3     -1300.9 +j   -704.7     1479.5       0.8793
   TERMINAL TOTAL . -3567.2 +j  -1736.6     3967.5       0.8991
SOURCEBUS     0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
SOURCEBUS     0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
SOURCEBUS     0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
   TERMINAL TOTAL .     0.0 +j      0.0        0.0       1.0000

ELEMENT = "Transformer.SUB"
SOURCEBUS     1      1024.1 +j    612.8     1193.5       0.8581
SOURCEBUS     2      1242.2 +j    419.1     1311.0       0.9475
SOURCEBUS     3      1300.9 +j    704.7     1479.5       0.8793
SOURCEBUS     0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
   TERMINAL TOTAL .  3567.2 +j   1736.6     3967.5       0.8991
650           1     -1252.0 +j   -685.0     1427.1       0.8773
650           2      -972.9 +j   -379.2     1044.1       0.9317
650           3     -1342.3 +j   -672.2     1501.2       0.8942
650           0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
   TERMINAL TOTAL . -3567.2 +j  -1736.3     3967.3       0.8991

ELEMENT = "Transformer.REG1"
650           1      1252.0 +j    685.0     1427.1       0.8773
650           0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
   TERMINAL TOTAL .  1252.0 +j    685.0     1427.1       0.8773
RG60          1     -1251.9 +j   -684.9     1427.0       0.8773
RG60          0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
   TERMINAL TOTAL . -1251.9 +j   -684.9     1427.0       0.8773

ELEMENT = "Transformer.REG2"
650           2       972.9 +j    379.2     1044.1       0.9317
650           0         0.0 +j      0.0        0.0       1.0000
```

Figura 63. Datos del Flujo de Potencia.
Fuente: Los autores

IEEE13Nodeckt_Curr_Elem: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

```
CIRCUIT ELEMENT CURRENTS

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

  Bus     Phase    Magnitude, A     Angle      (Real)   +j  (Imag)

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"
SOURCEBUS     1          17.976 /_  179.1 =    -17.973 +j   0.28262
SOURCEBUS     2          19.746 /_   71.3 =     6.3152 +j    18.709
SOURCEBUS     3          22.284 /_  -58.5 =     11.658 +j   -18.991
------------
SOURCEBUS     0          17.976 /_   -0.9 =     17.973 +j  -0.28262
SOURCEBUS     0          19.746 /_ -108.7 =    -6.3152 +j   -18.709
SOURCEBUS     0          22.284 /_  121.5 =    -11.658 +j    18.991

ELEMENT = "Transformer.SUB"
SOURCEBUS     1          17.976 /_   -0.9 =     17.973 +j  -0.28262
SOURCEBUS     2          19.746 /_ -108.7 =    -6.3152 +j   -18.709
SOURCEBUS     3          22.284 /_  121.5 =    -11.658 +j    18.991
SOURCEBUS     0               0 /_    0.0 =          0 +j         0
------------
650           1          594.26 /_  151.3 =    -521.28 +j    285.33
650           2          434.75 /_   38.7 =     339.31 +j     271.8
650           3          625.08 /_  -86.6 =     36.931 +j   -623.99
650           0          159.71 /_   24.7 =     145.04 +j    66.862

ELEMENT = "Transformer.REG1"
650           1          594.26 /_  -28.7 =     521.28 +j   -285.33
650           0          594.26 /_  151.3 =    -521.28 +j    285.33
------------
RG60          1          562.61 /_  151.3 =    -493.51 +j    270.13
RG60          0          562.61 /_  -28.7 =     493.51 +j   -270.13

ELEMENT = "Transformer.REG2"
650           2          434.75 /_ -141.3 =    -339.31 +j    -271.8
650           0          434.75 /_   38.7 =     339.31 +j     271.8
------------
RG60          2          419.03 /_   38.7 =     327.04 +j    261.98
RG60          0          419.03 /_ -141.3 =    -327.04 +j   -261.98
```

Figura 64. Datos de las corrientes del circuito.
Fuente: Los autores

IEEE13Nodeckt_VLN_Node: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE

Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	66.394 /_	30.0	0.99997	115.000	1-2	115 /_	60.0	0.99999
-	2	66.395 /_	-90.0	0.99999	115.000	2-3	115 /_	-60.0	0.99997
-	3	66.392 /_	150.0	0.99995	115.000	3-1	114.99 /_	180.0	0.99995
650	1	2.4016 /_	0.0	0.99991	4.160	1-2	4.1597 /_	30.0	0.99994
-	2	2.4017 /_	-120.0	0.99997	4.160	2-3	4.1599 /_	-90.0	0.99997
-	3	2.4016 /_	120.0	0.99993	4.160	3-1	4.1596 /_	150.0	0.99991
RG60	1	2.5364 /_	0.0	1.056	4.160	1-2	4.3544 /_	29.7	1.0467
-	2	2.4916 /_	-120.0	1.0374	4.160	2-3	4.3545 /_	-89.7	1.0467
-	3	2.5364 /_	120.0	1.056	4.160	3-1	4.3931 /_	150.0	1.056
633	1	2.4289 /_	-2.6	1.0113	4.160	1-2	4.2228 /_	28.1	1.0151
-	2	2.4667 /_	-121.8	1.027	4.160	2-3	4.2287 /_	-92.4	1.0165
-	3	2.4055 /_	117.8	1.0015	4.160	3-1	4.1942 /_	147.7	1.0082
634	1	0.27357 /_	-3.3	0.98716	0.480	1-2	0.4765 /_	27.6	0.99271
-	2	0.27946 /_	-122.3	1.0084	0.480	2-3	0.47892 /_	-92.9	0.99775
-	3	0.27226 /_	117.3	0.98244	0.480	3-1	0.47401 /_	147.1	0.98751
671	1	2.3604 /_	-5.4	0.98279	4.160	1-2	4.1439 /_	27.1	0.99614
-	2	2.4985 /_	-122.4	1.0403	4.160	2-3	4.2053 /_	-94.4	1.0109
-	3	2.3174 /_	116.0	0.96487	4.160	3-1	4.0787 /_	145.6	0.98045
645	2	2.4492 /_	-121.9	1.0197	4.160	2-3	4.2115 /_	-92.4	1.0124
-	3	2.4072 /_	117.8	1.0023	4.160				
646	2	2.445 /_	-122.0	1.018	4.160	2-3	4.2011 /_	-92.4	1.0099
-	3	2.4023 /_	117.8	1.0002	4.160				
692	1	2.3604 /_	-5.4	0.98279	4.160	1-2	4.1439 /_	27.1	0.99614
-	2	2.4985 /_	-122.4	1.0403	4.160	2-3	4.2053 /_	-94.4	1.0109
-	3	2.3174 /_	116.0	0.96487	4.160	3-1	4.0787 /_	145.6	0.98045
675	1	2.3448 /_	-5.6	0.97627	4.160	1-2	4.134 /_	27.1	0.99375
-	2	2.5042 /_	-122.6	1.0426	4.160	2-3	4.2024 /_	-94.6	1.0102
-	3	2.3128 /_	116.0	0.96294	4.160	3-1	4.0662 /_	145.4	0.97746
611	3	2.3077 /_	115.7	0.96083	4.160				
652	1	2.3425 /_	-5.3	0.97533	4.160				
670	1	2.4114 /_	-3.5	1.004	4.160	1-2	4.2028 /_	27.8	1.0103
-	2	2.4783 /_	-122.0	1.0319	4.160	2-3	4.2247 /_	-93.1	1.0156
-	3	2.3771 /_	117.1	0.98974	4.160	3-1	4.1587 /_	147.1	0.99969
632	1	2.4362 /_	-2.5	1.0143	4.160	1-2	4.2335 /_	28.1	1.0177
-	2	2.4713 /_	-121.8	1.0289	4.160	2-3	4.2391 /_	-92.4	1.019
-	3	2.4118 /_	117.8	1.0042	4.160	3-1	4.2048 /_	147.8	1.0108
680	1	2.3604 /_	-5.4	0.98279	4.160	1-2	4.1439 /_	27.1	0.99614

Figura 65. Datos de voltajes de barras y nodos.
Fuente: Los autores

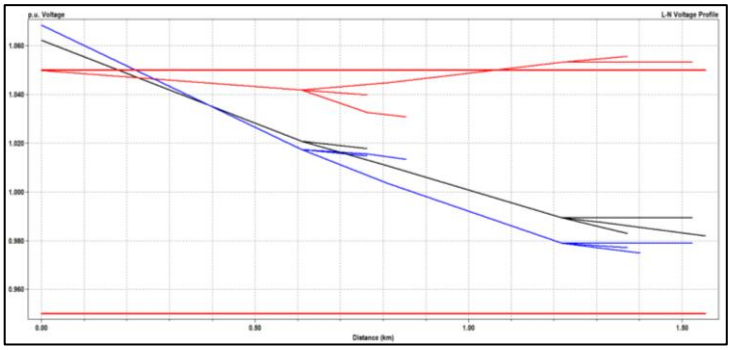


Figura 66. Gráfica de curvas IEEE sin paneles fotovoltaicos.
Fuente: Los autores

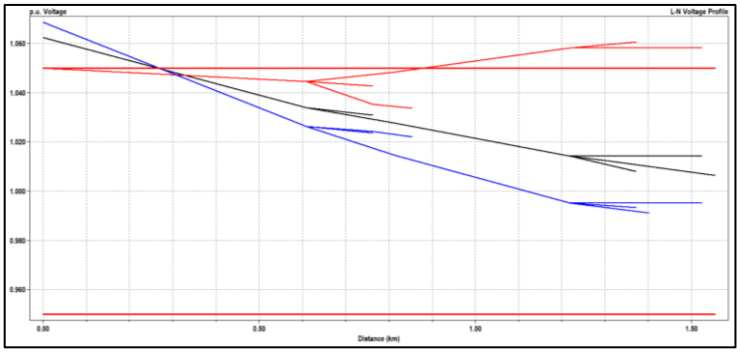


Figura 67. Paneles fotovoltaicos en 7 casas.
Fuente: Los autores

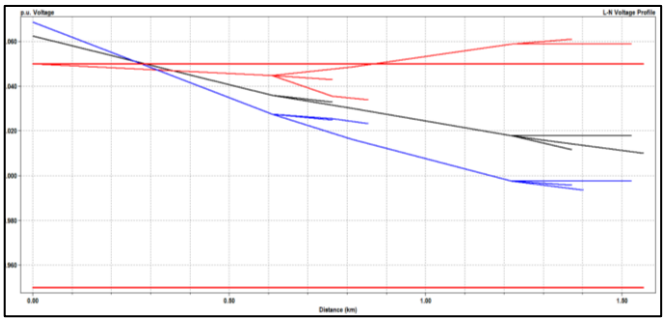


Figura 68. Paneles fotovoltaicos en 8 casas.
Fuente: Los autores

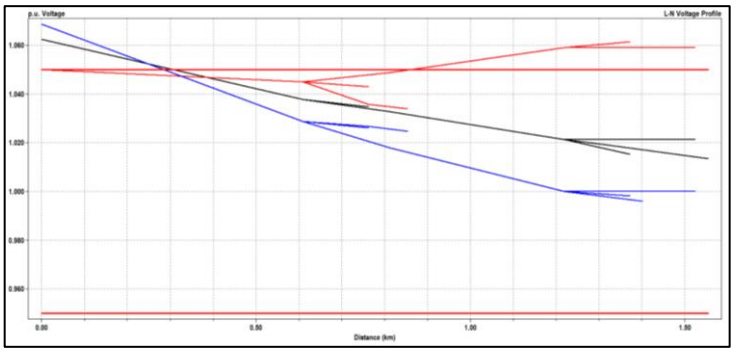


Figura 69. Paneles fotovoltaicos en 9 casas.
Fuente: Los autores

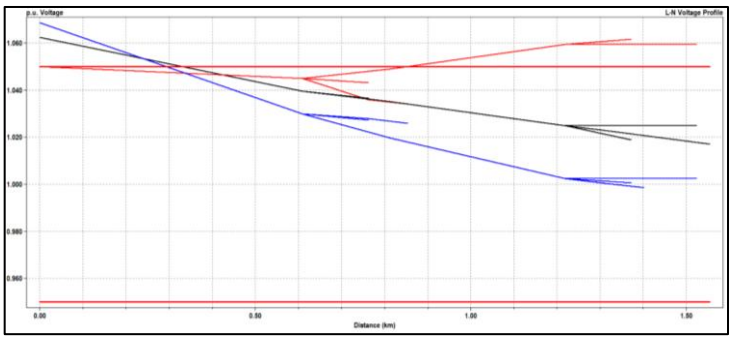


Figura 70. Paneles fotovoltaicos en 10 casas.
Fuente: Los autores

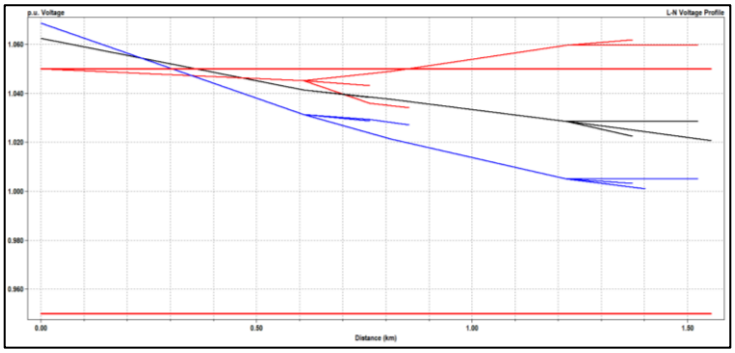


Figura 71. Paneles fotovoltaicos en 11 casas.
Fuente: Los autores

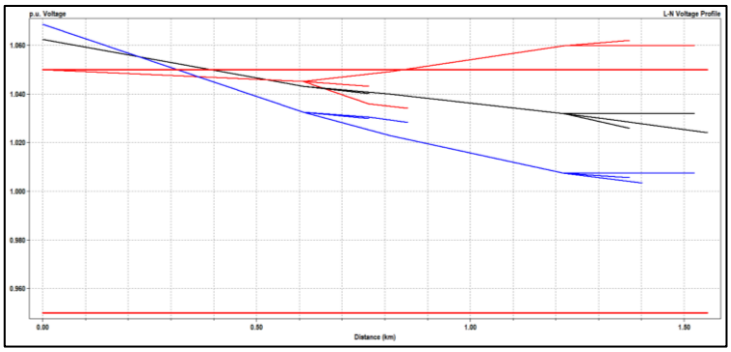
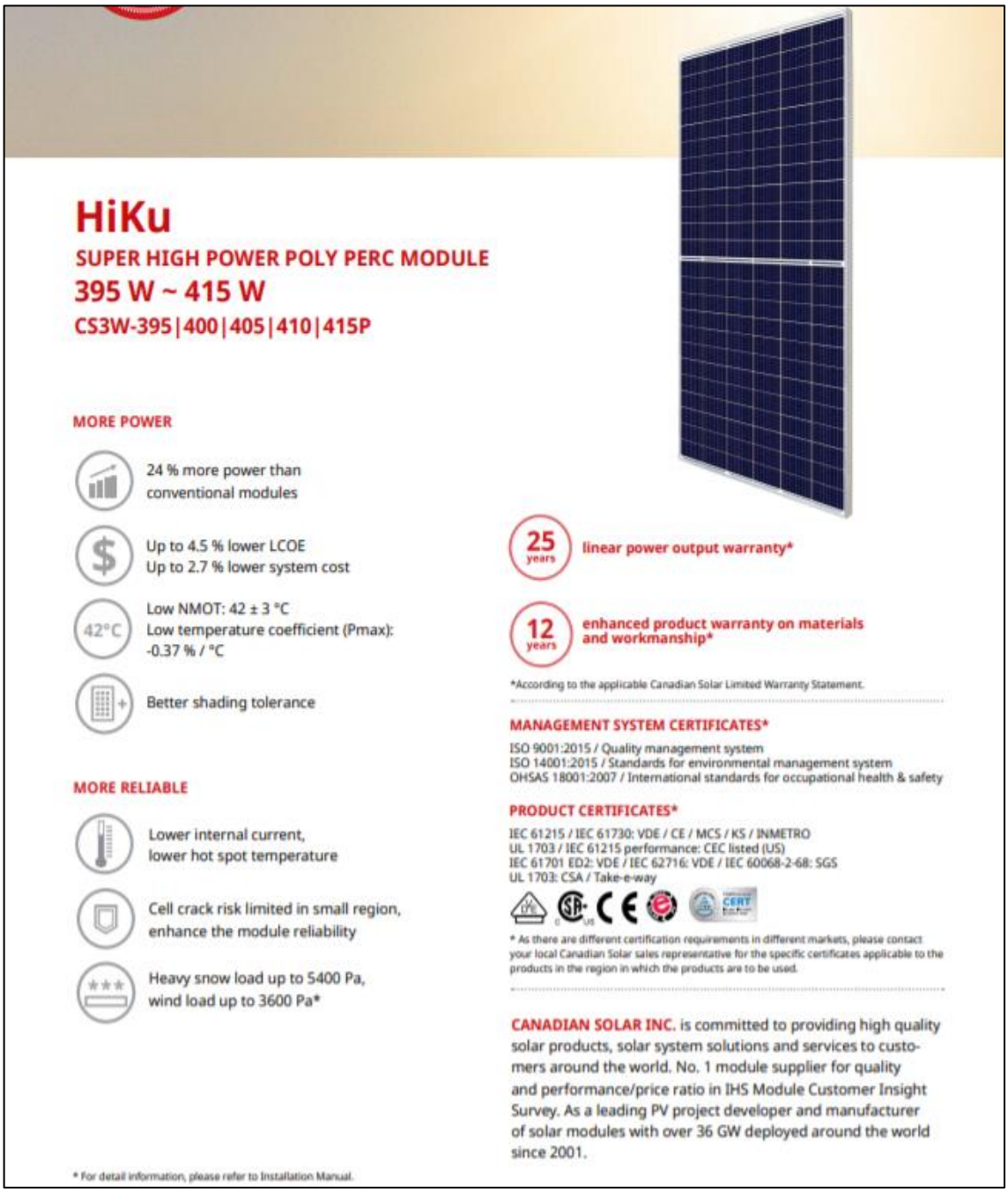


Figura 72. Paneles fotovoltaicos 12 casas.
Fuente: Los autores

Ficha técnica Panel solar policristalino



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 415 W

CS3W-395|400|405|410|415P

MORE POWER

24 % more power than conventional modules

Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost

Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C

Better shading tolerance

MORE RELIABLE

Lower internal current, lower hot spot temperature

Cell crack risk limited in small region, enhance the module reliability

Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

* For detail information, please refer to Installation Manual.

25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

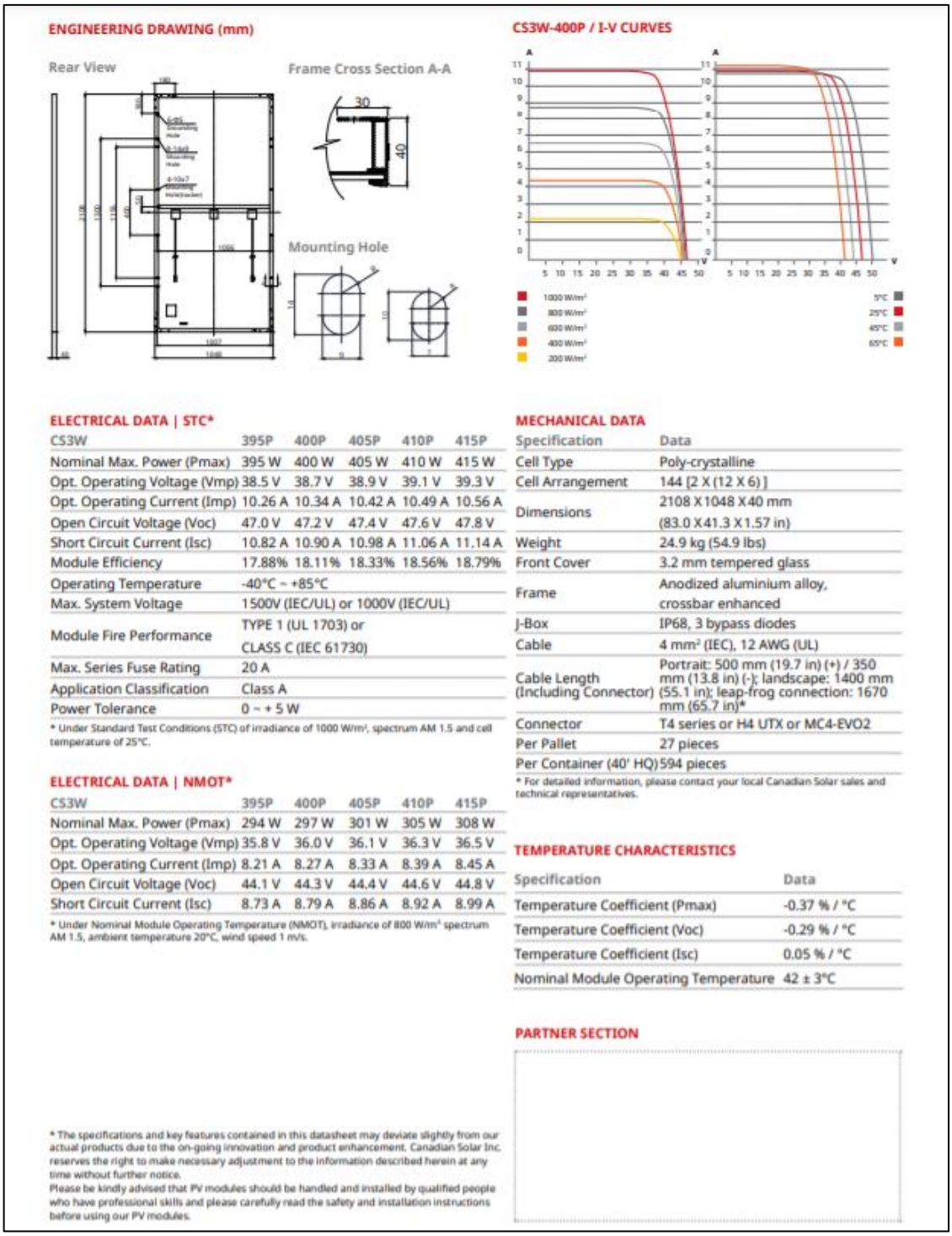
PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UL 1703: CSA / Take-e-way

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

Figura 73. Ficha Técnica 1 panel fotovoltaico policristalino.
Fuente: [29]



ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View

Frame Cross Section A-A

Mounting Hole

CS3W-400P / I-V CURVES

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	297 W	301 W	305 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.1 V	36.3 V	36.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

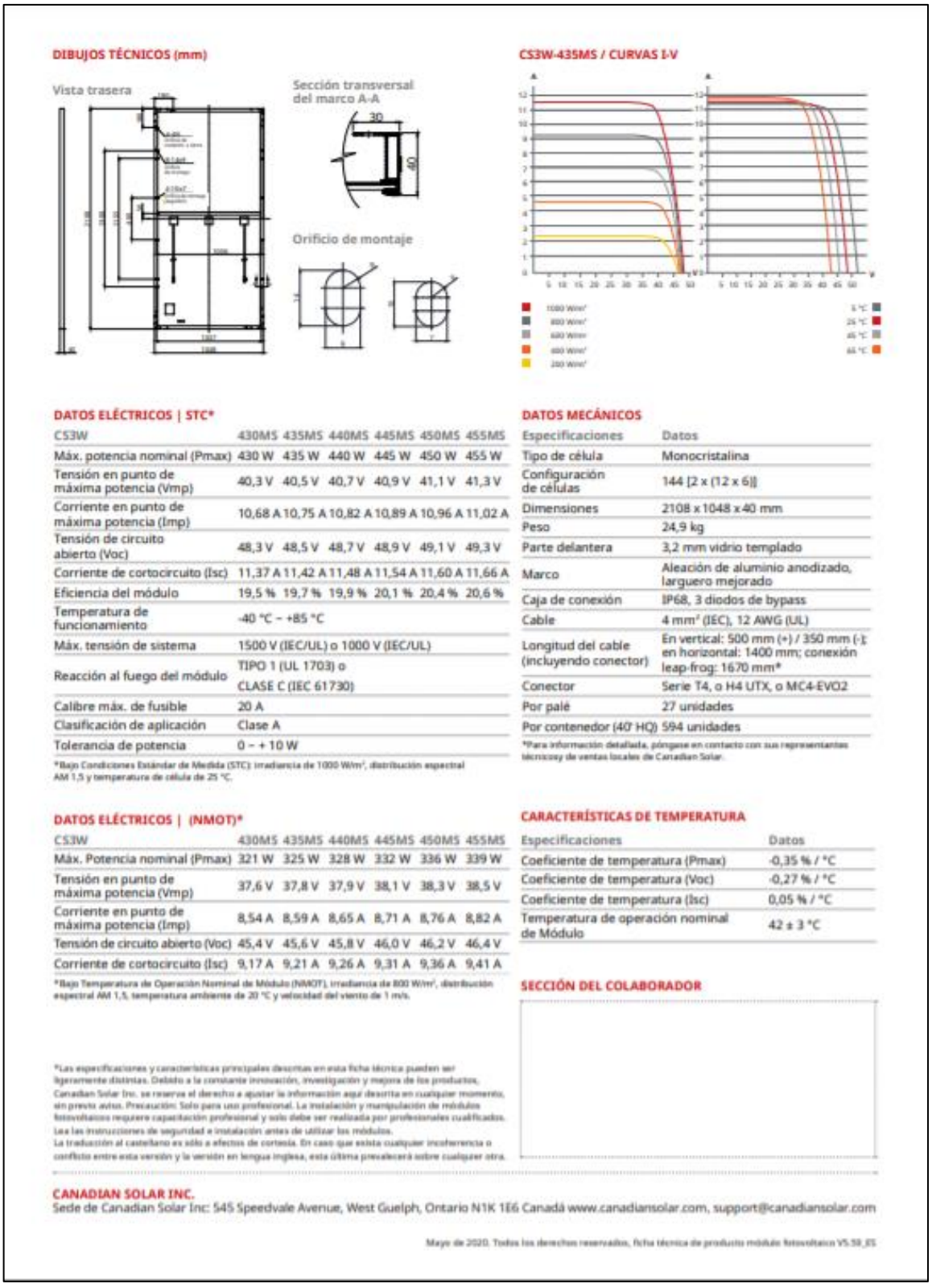
PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

Figura 74. Ficha Técnica 2 panel fotovoltaico policristalino.
Fuente: [29]

Ficha técnica Panel solar monocristalino

Figura 75. Ficha técnica 1 panel fotovoltaico monocristalino.
Fuente: [57]



DIBUJOS TÉCNICOS (mm)

Vista trasera

Sección transversal del marco A-A

Orificio de montaje

CS3W-435MS / CURVAS I-V

DATOS ELÉCTRICOS | STC*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Máx. potencia nominal (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Tensión en punto de máxima potencia (Vmp)	40,3 V	40,5 V	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V
Corriente en punto de máxima potencia (Imp)	10,68 A	10,75 A	10,82 A	10,89 A	10,96 A	11,02 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	48,3 V	48,5 V	48,7 V	48,9 V	49,1 V	49,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,37 A	11,42 A	11,48 A	11,54 A	11,60 A	11,66 A
Eficiencia del módulo	19,5 %	19,7 %	19,9 %	20,1 %	20,4 %	20,6 %
Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85 °C					
Máx. tensión de sistema	1500 V (IEC/UL) o 1000 V (IEC/UL)					
Reacción al fuego del módulo	TIPO 1 (UL 1703) o CLASE C (IEC 61730)					
Calibre máx. de fusible	20 A					
Clasificación de aplicación	Clase A					
Tolerancia de potencia	0 ~ + 10 W					

*Bajo Condiciones Estándar de Medida (STC): irradiancia de 1000 W/m², distribución espectral AM 1,5 y temperatura de célula de 25 °C.

DATOS MECÁNICOS

Especificaciones	Datos
Tipo de célula	Monocristalina
Configuración de células	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensiones	2108 x 1048 x 40 mm
Peso	24,9 kg
Parte delantera	3,2 mm vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado, larguero mejorado
Caja de conexión	IP68, 3 diodos de bypass
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Longitud del cable (incluyendo conector)	En vertical: 500 mm (+) / 350 mm (-); en horizontal: 1400 mm; conexión leap-frog: 1670 mm*
Conector	Serie T4, o H4 UTX, o MC4-EVO2
Por palé	27 unidades
Por contenedor (40' HQ)	594 unidades

*Para información detallada, póngase en contacto con sus representantes técnicos y de ventas locales de Canadian Solar.

DATOS ELÉCTRICOS | (NMOT)*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Máx. Potencia nominal (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Tensión en punto de máxima potencia (Vmp)	37,6 V	37,8 V	37,9 V	38,1 V	38,3 V	38,5 V
Corriente en punto de máxima potencia (Imp)	8,54 A	8,59 A	8,65 A	8,71 A	8,76 A	8,82 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,4 V	45,6 V	45,8 V	46,0 V	46,2 V	46,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,17 A	9,21 A	9,26 A	9,31 A	9,36 A	9,41 A

*Bajo Temperatura de Operación Nominal de Módulo (NMOT), irradiancia de 800 W/m², distribución espectral AM 1,5, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificaciones	Datos
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,35 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,27 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,05 % / °C
Temperatura de operación nominal de Módulo	42 ± 3 °C

SECCIÓN DEL COLABORADOR

*Las especificaciones y características principales descritas en esta ficha técnica pueden ser ligeramente distintas. Debido a la constante innovación, investigación y mejora de los productos, Canadian Solar Inc. se reserva el derecho a ajustar la información aquí descrita en cualquier momento, sin previo aviso. Precaución: Solo para uso profesional. La instalación y manipulación de módulos fotovoltaicos requiere capacitación profesional y solo debe ser realizada por profesionales cualificados. Lea las instrucciones de seguridad e instalación antes de utilizar los módulos.
La traducción al castellano es sólo a efectos de cortesía. En caso que exista cualquier incoherencia o conflicto entre esta versión y la versión en lengua inglesa, esta última prevalecerá sobre cualquier otra.

CANADIAN SOLAR INC.
Sede de Canadian Solar Inc: 545 Speedvale Avenue, West Guelph, Ontario N1K 1E6 Canadá www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Mayo de 2020. Todos los derechos reservados, ficha técnica de producto módulo fotovoltaico V5.58_ES

Figura 76. Ficha técnica 2 panel fotovoltaico monocristalino.
Fuente: [57]

Ficha técnica de inversor Fronius Symo

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro

/ Tecnología SnapINverter
/ Comunicación de datos integrada
/ Diseño SuperFlex
/ Seguimiento inteligente GMPP
/ Smart Grid Ready
/ Inyección cero

/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1}$ / $I_{dc\ máx.\ 2}$ [1])	16 A / 16 A					
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP_1/MPP_2 [1])	24 A / 24 A					
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	150 V					
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V					
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	595 V					
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V					
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.}$ – $U_{mpp\ máx.}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Número de seguidores MPP	1			2		
Número de entradas CC	3			2+2		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	6,0 kW $_{pico}$	7,4 kW $_{pico}$	9,0 kW $_{pico}$	6,0 kW $_{pico}$	7,4 kW $_{pico}$	9,0 kW $_{pico}$

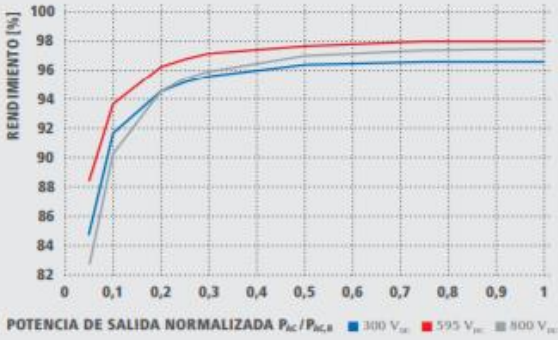
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coeficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia (cos $\varphi_{ac,r}$)	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		

DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm					
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	I					
Categoría de sobretensión (CC / CA) [1]	2 / 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm²			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm² [1]		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm² [1]		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 [1], CEI 0-21 [1], NRS 097					

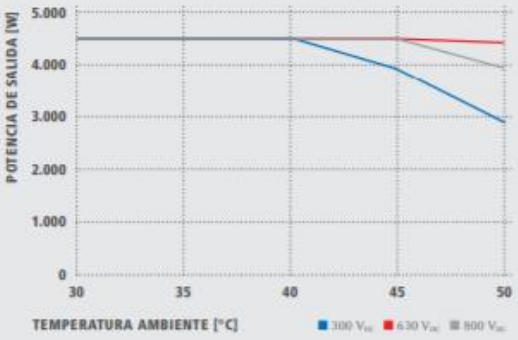
[1] Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.

Figura 77. Ficha técnica 1 inversor.
Fuente: [58]

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 4.5-3-S



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 4.5-3-S



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %					
Rendimiento europeo (η_{EU})	96,2 %	96,7 %	97,0 %	96,5 %	96,9 %	97,2 %
η con 5 % Pac,r [1]	80,3 / 83,6 / 79,1 %	83,4 / 86,4 / 80,6 %	84,8 / 88,5 / 82,8 %	79,8 / 85,1 / 80,8 %	81,6 / 87,8 / 82,8 %	83,4 / 90,3 / 85,0 %
η con 10 % Pac,r [1]	87,8 / 91,0 / 86,2 %	90,1 / 92,5 / 88,7 %	91,7 / 93,7 / 90,3 %	86,5 / 91,6 / 87,7 %	87,9 / 93,6 / 90,5 %	89,2 / 94,1 / 91,2 %
η con 20 % Pac,r [1]	92,6 / 95,0 / 92,6 %	93,7 / 95,7 / 93,6 %	94,6 / 96,3 / 94,5 %	90,8 / 95,3 / 93,0 %	91,9 / 96,0 / 94,1 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %
η con 25 % Pac,r [1]	93,4 / 95,6 / 93,8 %	94,5 / 96,4 / 94,7 %	95,2 / 96,8 / 95,4 %	91,9 / 96,0 / 94,2 %	92,9 / 96,6 / 95,2 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %
η con 30 % Pac,r [1]	94,0 / 96,3 / 94,5 %	95,0 / 96,7 / 95,4 %	95,6 / 97,2 / 95,9 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %	94,2 / 97,3 / 96,3 %
η con 50 % Pac,r [1]	95,2 / 97,3 / 96,3 %	96,9 / 97,6 / 96,7 %	96,4 / 97,7 / 97,0 %	94,3 / 97,5 / 96,5 %	94,6 / 97,7 / 96,8 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %
η con 75 % Pac,r [1]	95,6 / 97,7 / 97,0 %	96,2 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 98,0 / 97,4 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %	95,0 / 97,9 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %
η con 100 % Pac,r [1]	95,6 / 97,9 / 97,3 %	96,2 / 98,0 / 97,5 %	96,6 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	≥ 99,9 %					

[1] Y con $U_{mpp\,min.}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp\,máx.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí					
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia					
Seccionador CC	Sí					
Protección contra polaridad inversa	Sí					

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de ondas					
USB (Conector A) [3]	Datalogging, actualización de inversores vía USB					
2 conectores RJ 45 (RS422) [3]	Fronius Solar Net					
Salida de aviso [3]	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)					
Datalogger y Servidor web	Incluido					
Input externo [3]	Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión					
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador					

[3] También disponible en la versión light.

Figura 78. Ficha técnica 2 inversor.
Fuente: [58]

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1}$ / $I_{dc\ máx.\ 2}$)	16 A / 16 A			
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP_1/MPP_2)	24 A / 24 A			
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	150 V			
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V			
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	595 V			
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V			
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.}$ – $U_{mpp\ máx.}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP	2			
Número de entradas CC	2 + 2			
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	10,0kW $_{pico}$	12,0kW $_{pico}$	14,0kW $_{pico}$	16,4kW $_{pico}$

DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Coeficiente de distorsión no lineal	< 3 %			
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.			

DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm			
Peso	19,9 kg		21,9 kg	
Tipo de protección	IP 65			
Clase de protección	I			
Categoría de sobretensión (CC / CA) [1]	2 / 3			
Consumo nocturno	< 1 W			
Concepto de inversor	Sin Transformador			
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada			
Instalación	Instalación interior y exterior			
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C			
Humedad de aire admisible	0 - 100 %			
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)			
Tecnología de conexión CC	4 x CC+ y 4 x CC- bornes roscados 2,5 - 16mm² [2]			
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm² [2]			
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

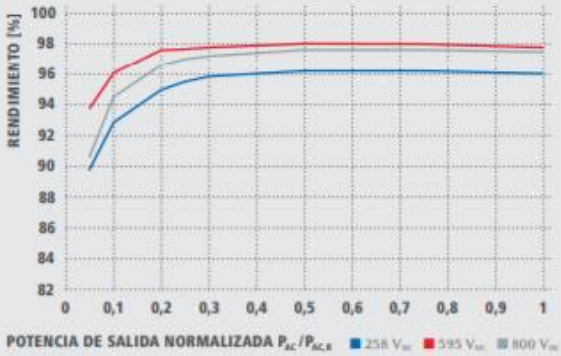
[1] De acuerdo con IEC 62109-1.

[2] 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

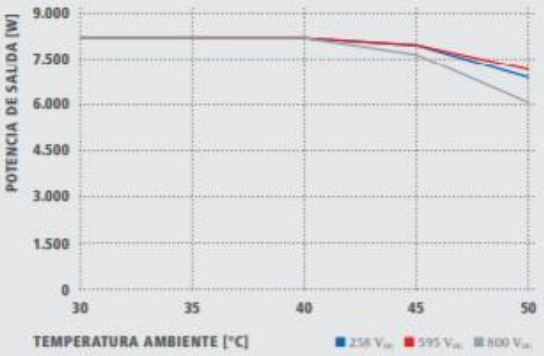
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en **www.fronius.es**.

Figura 79. Datos técnicos del inversor.
Fuente: [58]

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %			
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
η con 5 % $P_{AC,r}$ [1]	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
η con 10 % $P_{AC,r}$ [1]	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
η con 20 % $P_{AC,r}$ [1]	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
η con 25 % $P_{AC,r}$ [1]	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
η con 30 % $P_{AC,r}$ [1]	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
η con 50 % $P_{AC,r}$ [1]	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 75 % $P_{AC,r}$ [1]	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 100 % $P_{AC,r}$ [1]	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	≥ 99,9 %			

[1] Y con $U_{mpp\ min.}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp\ máx.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí			
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia			
Seccionador CC	Sí			
Protección contra polaridad inversa	Sí			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda			
USB (Conector A) [4]	Datalogging, actualización de inversores vía USB			
2 conectores RJ 45 (RS422) [5]	Fronius Solar Net			
Salida de aviso [6]	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)			
Datalogger y Servidor web	Incluido			
Input externo [7]	Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión			
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador			

Figura 80. Curva de rendimiento y reducción de temperatura del inversor.
Fuente: [58]

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1}$ / $I_{dc\ máx.\ 2}$)	27 A / 16,5 A [1]		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx.\ 1} + I_{dc\ máx.\ 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP_1 / MPP_2)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mppmín.}$ – $U_{mppmáx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW $_{pico}$	18,8 kW $_{pico}$	22,5 kW $_{pico}$	26,3 kW $_{pico}$	30,0 kW $_{pico}$

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coeficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia (cos $\varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

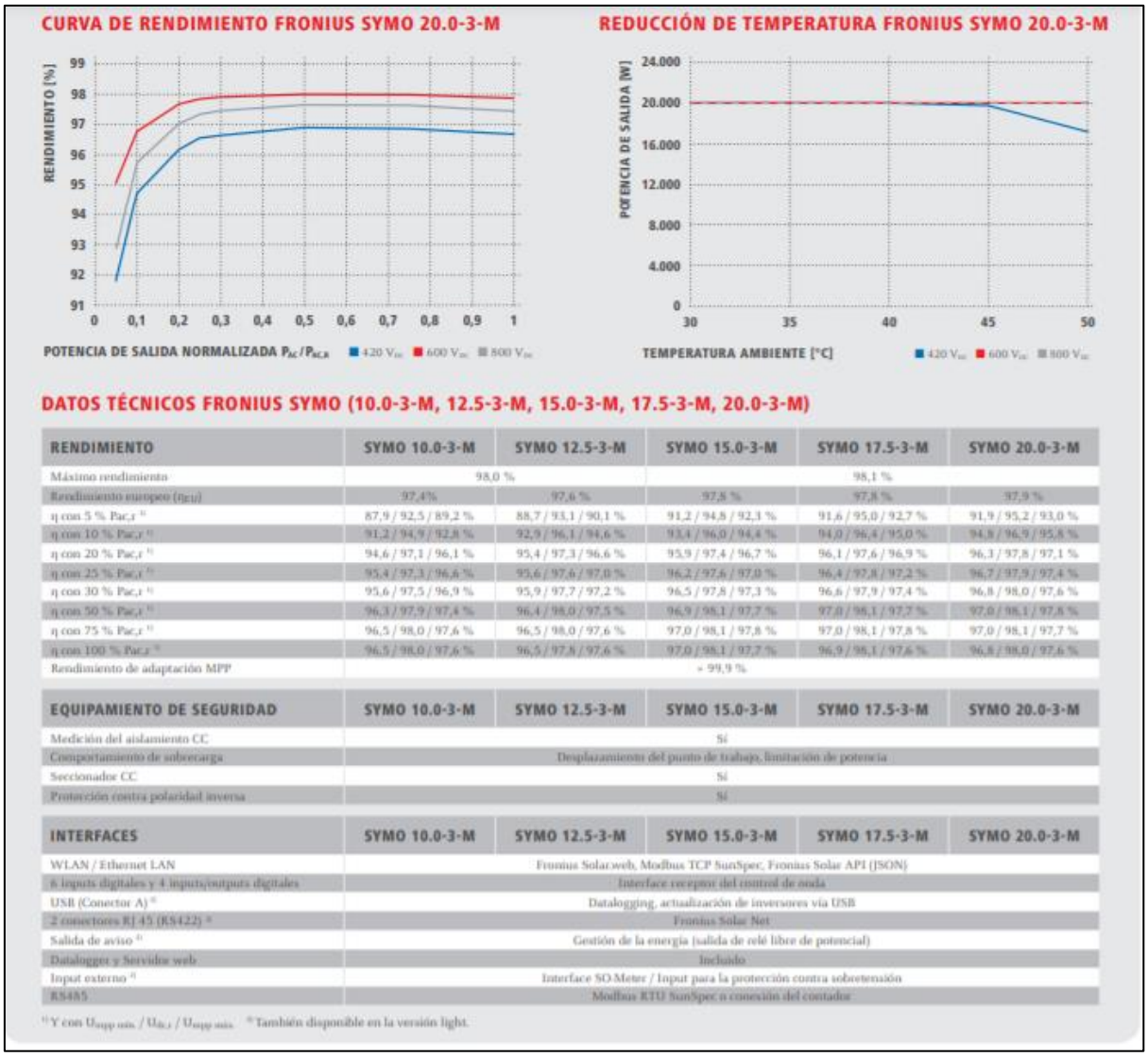
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	I				
Categoría de sobretensión (CC / CA) [2]	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777.2, AS 4777.3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

[1] 14,0 A para tensiones < 420 V

[2] De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible raíl DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en **www.fronius.es**.

Figura 81. Datos técnicos generales del inversor.
Fuente: [58]



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %		98,1 %		
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4%	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % $P_{AC,r}$ 1)	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % $P_{AC,r}$ 1)	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,3 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % $P_{AC,r}$ 1)	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % $P_{AC,r}$ 1)	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{AC,r}$ 1)	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % $P_{AC,r}$ 1)	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % $P_{AC,r}$ 1)	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % $P_{AC,r}$ 1)	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	≥ 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) 2)	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) 3)	Fronius Solar Net				
Salida de aviso 1)	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo 1)	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

1) Y con $U_{mpp\ min}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp\ max}$ 2) También disponible en la versión light.

Figura 82. Datos de las curvas del inversor.
Fuente: [58]

EJEMPLO DEL ALIMENTADOR 3 SALCEDO

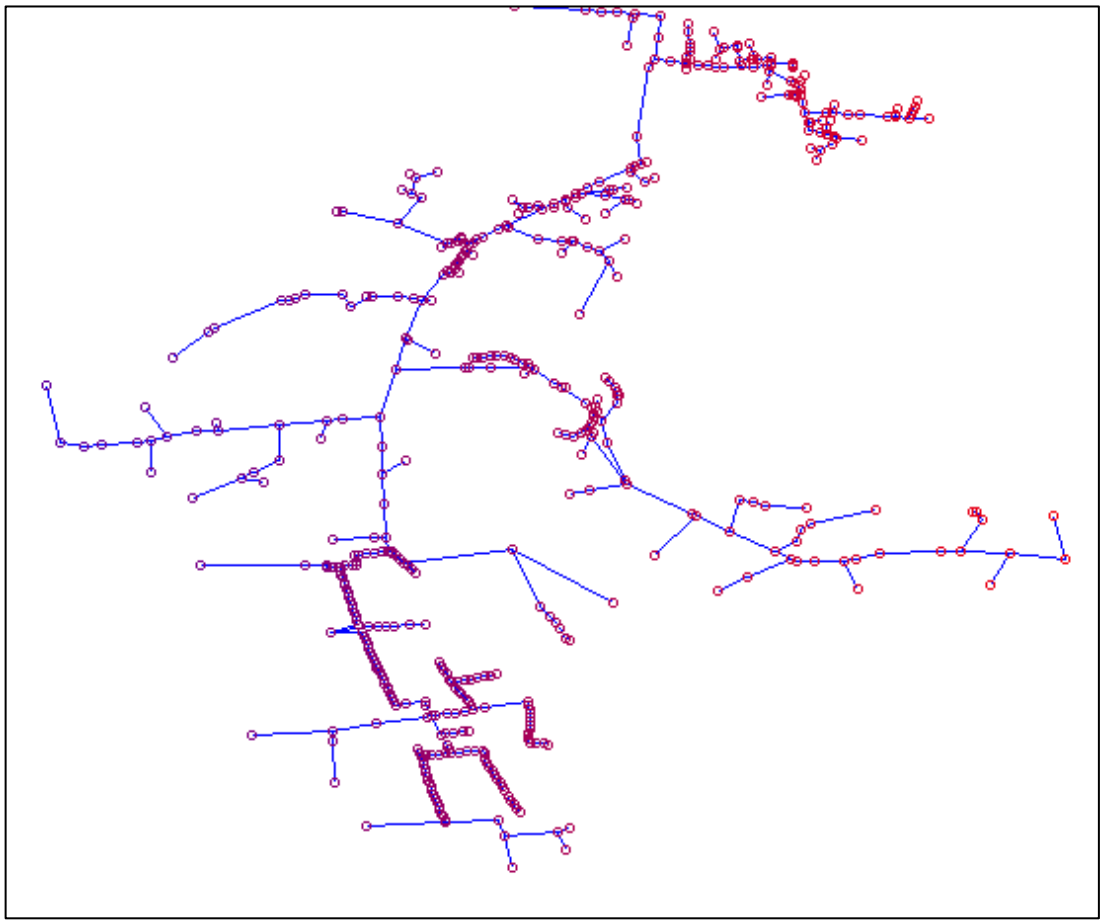


Figura 83. Alimentador Salcedo Open DSS.
Fuente: Los autores

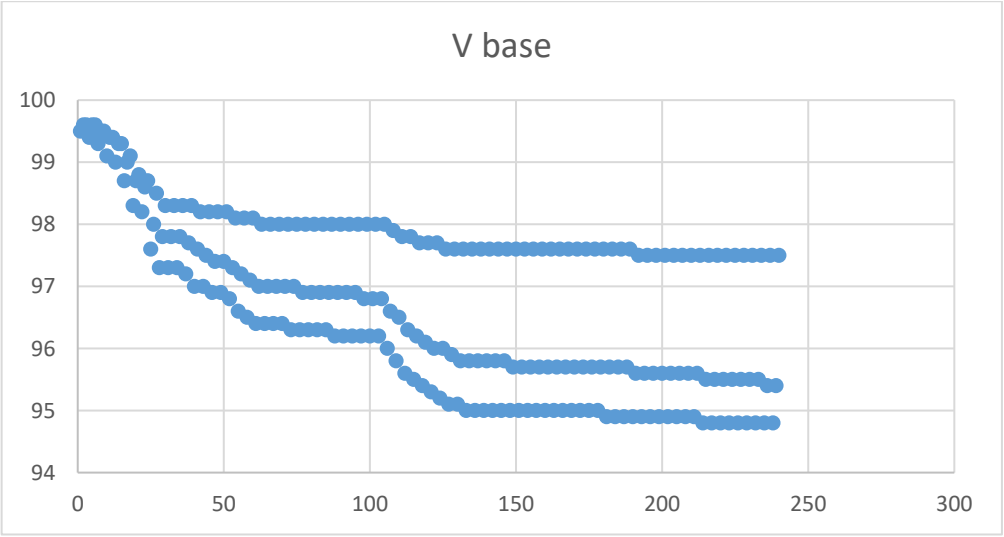


Figura 84. Perfil de tensión alimentador Salcedo.
Fuente: Los autores

```
Clear
// Equivalente thevenin llegada a la subestaciÃ³n Slacedo
New Object=circuit.Sal3 basekv=69 pu=1 MVAsc3=200000 MVAsc1=210000
// Transsformador de la subestaciÃ³n Salcedo
New Transformer.sub Phases=3 Winding=2 Xhl=4.5 wdg=1 bus=SourceBus conn=Delta kva=20000 %r=1
more wdg=2 bus=31364 conn=wye kv=13.8 kva=2000 %r=1

Redirect  LineasSalcedo.dss


New Object=Line.1  phases=3  Bus1=31364.1.2.3  Bus2=31363.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.3990
New Object=Line.2  phases=3  Bus1=31363.1.2.3  Bus2=31103.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.0766
New Object=Line.3  phases=3  Bus1=31103.1.2.3  Bus2=31099.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.0914
New Object=Line.4  phases=3  Bus1=31099.1.2.3  Bus2=231483.1.2.3 LineCode=ACSR30  Length= 0.1002
New Object=Line.5  phases=1  Bus1=231483.1    Bus2=258420.1    LineCode=ACSR2   Length= 0.2020
New Object=Line.6  phases=1  Bus1=258420.1    Bus2=31056.1     LineCode=ACSR2   Length= 0.2906
New Object=Line.7  phases=3  Bus1=231483.1.2.3 Bus2=31841.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.142
New Object=Line.8  phases=3  Bus1=31841.1.2.3  Bus2=31844.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.2788
New Object=Line.9  phases=3  Bus1=31844.1.2.3  Bus2=31845.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.232
New Object=Line.10 phases=3  Bus1=31845.1.2.3  Bus2=73708.1.2.3  LineCode=ACSR30  Length= 0.0837
New Object=Line.11 phases=3  Bus1=31845.1.2.3  Bus2=318609.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0837
New Object=Line.12 phases=3  Bus1=73708.1.2.3  Bus2=87737.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0913
New Object=Line.13 phases=3  Bus1=87737.1.2.3  Bus2=96323.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0379
New Object=Line.14 phases=3  Bus1=87737.1.2.3  Bus2=87738.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0513
New Object=Line.15 phases=3  Bus1=87738.1.2.3  Bus2=31052.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1134
New Object=Line.16 phases=3  Bus1=31052.1.2.3  Bus2=128013.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0423
New Object=Line.17 phases=1  Bus1=128013.1  Bus2=258392.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1282
New Object=Line.18 phases=1  Bus1=258392.1  Bus2=31078.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.073
New Object=Line.19 phases=1  Bus1=31052.1  Bus2=256013.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0417
New Object=Line.20 phases=1  Bus1=256013.1  Bus2=31049.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0441
New Object=Line.21 phases=3  Bus1=87737.1.2.3  Bus2=11080.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0423
New Object=Line.22 phases=3  Bus1=11080.1.2.3  Bus2=11076.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0551
New Object=Line.23 phases=3  Bus1=11076.1.2.3  Bus2=11074.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0384
New Object=Line.24 phases=3  Bus1=11074.1.2.3  Bus2=11179.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0443
New Object=Line.25 phases=3  Bus1=11179.1.2.3  Bus2=11072.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1644
New Object=Line.26 phases=3  Bus1=11072.1.2.3  Bus2=11163.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0636
New Object=Line.27 phases=3  Bus1=11163.1.2.3  Bus2=11151.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0636
New Object=Line.28 phases=3  Bus1=11151.1.2.3  Bus2=11153.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0275
New Object=Line.29 phases=3  Bus1=11153.1.2.3  Bus2=11145.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0601
New Object=Line.30 phases=3  Bus1=11145.1.2.3  Bus2=11194.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0668
New Object=Line.31 phases=3  Bus1=11194.1.2.3  Bus2=11146.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0223
New Object=Line.32 phases=1  Bus1=11146.1  Bus2=87370.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0362
New Object=Line.33 phases=1  Bus1=87370.1  Bus2=11058.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1194
New Object=Line.34 phases=1  Bus1=11146.1  Bus2=11054.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0441
New Object=Line.35 phases=1  Bus1=11054.1  Bus2=11148.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0557
New Object=Line.36 phases=1  Bus1=11148.1  Bus2=11068.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0472
New Object=Line.37 phases=1  Bus1=11148.1  Bus2=11154.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1343
New Object=Line.38 phases=1  Bus1=11154.1  Bus2=11059.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0203
New Object=Line.39 phases=1  Bus1=11059.1  Bus2=178288.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0407
New Object=Line.40 phases=1  Bus1=178288.1  Bus2=11081.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0222
New Object=Line.41 phases=1  Bus1=11081.1  Bus2=255678.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1805
New Object=Line.42 phases=1  Bus1=11081.1  Bus2=257224.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1956
New Object=Line.43 phases=3  Bus1=11153.1.2.3  Bus2=11063.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1322
New Object=Line.44 phases=3  Bus1=11063.1.2.3  Bus2=11061.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0172
New Object=Line.45 phases=3  Bus1=11061.1.2.3  Bus2=11070.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0172
New Object=Line.46 phases=3  Bus1=11163.1.2.3  Bus2=236906.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0674
New Object=Line.47 phases=1  Bus1=236906.1  Bus2=236912.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1339
New Object=Line.48 phases=3  Bus1=236906.1.2.3  Bus2=295820.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1492
New Object=Line.49 phases=3  Bus1=295820.1.2.3  Bus2=170929.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0318
New Object=Line.50 phases=3  Bus1=170929.1.2.3  Bus2=11165.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0261
New Object=Line.51 phases=1  Bus1=170929.1  Bus2=170930.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0354
New Object=Line.52 phases=1  Bus1=170930.1  Bus2=255588.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0604
New Object=Line.53 phases=3  Bus1=11165.1.2.3  Bus2=11098.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.043
New Object=Line.54 phases=3  Bus1=11098.1.2.3  Bus2=11167.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0261
New Object=Line.55 phases=3  Bus1=11167.1.2.3  Bus2=11092.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0318
New Object=Line.56 phases=3  Bus1=11092.1.2.3  Bus2=11184.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0172
New Object=Line.57 phases=3  Bus1=11184.1.2.3  Bus2=11111.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0234
New Object=Line.58 phases=3  Bus1=11184.1.2.3  Bus2=11212.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0172
New Object=Line.59 phases=1  Bus1=11212.1  Bus2=258072.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1558
New Object=Line.60 phases=3  Bus1=11167.1.2.3  Bus2=11103.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0763
New Object=Line.61 phases=3  Bus1=11103.1.2.3  Bus2=11172.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1004
New Object=Line.62 phases=1  Bus1=11172.1  Bus2=11110.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1021
New Object=Line.63 phases=1  Bus1=11110.1  Bus2=11173.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0386
New Object=Line.64 phases=1  Bus1=11173.1  Bus2=11108.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0806
New Object=Line.65 phases=1  Bus1=11173.1  Bus2=309798.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0822
New Object=Line.66 phases=1  Bus1=309798.1  Bus2=309799.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0609
New Object=Line.67 phases=1  Bus1=309799.1  Bus2=11174.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1592
```

New Object=Line.68 phases=1 Bus1=11174.1 Bus2=125761.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0414
New Object=Line.69 phases=1 Bus1=125761.1 Bus2=125762.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0183
New Object=Line.70 phases=1 Bus1=125762.1 Bus2=259508.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0684
New Object=Line.71 phases=1 Bus1=125761.1 Bus2=319358.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0703
New Object=Line.72 phases=1 Bus1=319358.1 Bus2=319559.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0432
New Object=Line.73 phases=1 Bus1=319559.1 Bus2=319360.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0403
New Object=Line.74 phases=1 Bus1=319360.1 Bus2=319555.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0415
New Object=Line.75 phases=1 Bus1=319555.1 Bus2=319557.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0507
New Object=Line.76 phases=1 Bus1=319358.1 Bus2=11204.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1109
New Object=Line.77 phases=3 Bus1=11172.1.2.3 Bus2=111686.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1023
New Object=Line.78 phases=1 Bus1=111686.1 Bus2=255979.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0214
New Object=Line.79 phases=1 Bus1=255979.1 Bus2=257250.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0614
New Object=Line.80 phases=3 Bus1=111686.1.2.3 Bus2=11183.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0145
New Object=Line.81 phases=3 Bus1=11183.1.2.3 Bus2=11169.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0614
New Object=Line.82 phases=3 Bus1=11169.1.2.3 Bus2=11122.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0747
New Object=Line.83 phases=3 Bus1=11122.1.2.3 Bus2=11113.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0364
New Object=Line.84 phases=3 Bus1=11113.1.2.3 Bus2=260143.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0553
New Object=Line.85 phases=3 Bus1=260143.1.2.3 Bus2=11125.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0842
New Object=Line.86 phases=3 Bus1=11113.1.2.3 Bus2=15706.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.015
New Object=Line.87 phases=3 Bus1=15706.1.2.3 Bus2=15701.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0250
New Object=Line.88 phases=1 Bus1=15701.1 Bus2=15708.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0414
New Object=Line.89 phases=1 Bus1=15708.1 Bus2=15686.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0581
New Object=Line.90 phases=1 Bus1=15686.1 Bus2=15688.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1307
New Object=Line.91 phases=1 Bus1=15688.1 Bus2=15691.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0767
New Object=Line.92 phases=1 Bus1=15688.1 Bus2=255913.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0961
New Object=Line.93 phases=3 Bus1=15701.1.2.3 Bus2=255628.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1643
New Object=Line.94 phases=3 Bus1=31845.1.2.3 Bus2=318609.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0908
New Object=Line.95 phases=3 Bus1=318609.1.2.3 Bus2=318610.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.7556
New Object=Line.96 phases=3 Bus1=318610.1.2.3 Bus2=31079.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2969
New Object=Line.97 phases=3 Bus1=31079.1.2.3 Bus2=31072.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0412
New Object=Line.98 phases=3 Bus1=31079.1.2.3 Bus2=25364.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0375
New Object=Line.99 phases=3 Bus1=25364.1.2.3 Bus2=231485.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0394
New Object=Line.100 phases=3 Bus1=231485.1.2.3 Bus2=258402.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0341
New Object=Line.101 phases=3 Bus1=258402.1.2.3 Bus2=31076.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1185
New Object=Line.102 phases=3 Bus1=31076.1.2.3 Bus2=31089.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0611
New Object=Line.103 phases=3 Bus1=231485.1.2.3 Bus2=31097.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2147
New Object=Line.104 phases=3 Bus1=31097.1.2.3 Bus2=31082.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0866
New Object=Line.105 phases=3 Bus1=31082.1.2.3 Bus2=130895.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.091
New Object=Line.106 phases=3 Bus1=130895.1.2.3 Bus2=45135.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0346
New Object=Line.107 phases=3 Bus1=45135.1.2.3 Bus2=45122.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0465
New Object=Line.108 phases=1 Bus1=45135.1 Bus2=45178.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1295
New Object=Line.109 phases=1 Bus1=45178.1 Bus2=178319.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.138
New Object=Line.110 phases=1 Bus1=178319.1 Bus2=257530.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0609
New Object=Line.111 phases=1 Bus1=178319.1 Bus2=131522.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0249
New Object=Line.112 phases=1 Bus1=131522.1 Bus2=131525.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1695
New Object=Line.113 phases=1 Bus1=45135.1 Bus2=45138.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1743
New Object=Line.114 phases=1 Bus1=45138.1 Bus2=45123.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0173
New Object=Line.115 phases=1 Bus1=45138.1 Bus2=45179.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1203
New Object=Line.116 phases=3 Bus1=130895.1.2.3 Bus2=131523.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0755
New Object=Line.117 phases=1 Bus1=131523.1 Bus2=131527.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0338
New Object=Line.118 phases=1 Bus1=131527.1 Bus2=131530.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0532
New Object=Line.119 phases=1 Bus1=131530.1 Bus2=131532.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.118
New Object=Line.120 phases=3 Bus1=131523.1.2.3 Bus2=45241.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0837
New Object=Line.121 phases=1 Bus1=45241.1 Bus2=255971.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.118
New Object=Line.122 phases=3 Bus1=45241.1.2.3 Bus2=231535.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0841
New Object=Line.123 phases=1 Bus1=231535.1 Bus2=44927.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0447
New Object=Line.124 phases=1 Bus1=44927.1 Bus2=45141.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0604
New Object=Line.125 phases=1 Bus1=45141.1 Bus2=45180.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0696
New Object=Line.126 phases=1 Bus1=45141.1 Bus2=45139.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0641
New Object=Line.127 phases=1 Bus1=45139.1 Bus2=44928.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0861
New Object=Line.128 phases=3 Bus1=231535.1.2.3 Bus2=45201.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2557
New Object=Line.129 phases=3 Bus1=45201.1.2.3 Bus2=45128.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0296
New Object=Line.130 phases=3 Bus1=45128.1.2.3 Bus2=258224.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2108
New Object=Line.131 phases=3 Bus1=258224.1.2.3 Bus2=303387.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1273
New Object=Line.132 phases=3 Bus1=303387.1.2.3 Bus2=303388.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0468
New Object=Line.133 phases=3 Bus1=303388.1.2.3 Bus2=45131.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0212
New Object=Line.134 phases=3 Bus1=45131.1.2.3 Bus2=45127.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1336
New Object=Line.135 phases=1 Bus1=303388.1 Bus2=255094.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1256
New Object=Line.136 phases=1 Bus1=255094.1 Bus2=45205.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0805
New Object=Line.137 phases=1 Bus1=45205.1 Bus2=45152.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.207
New Object=Line.138 phases=1 Bus1=45205.1 Bus2=45146.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1132
New Object=Line.139 phases=1 Bus1=45146.1 Bus2=231602.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.582
New Object=Line.140 phases=1 Bus1=45146.1 Bus2=258222.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1573
New Object=Line.141 phases=3 Bus1=45201.1.2.3 Bus2=334447.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0557
New Object=Line.142 phases=3 Bus1=334447.1.2.3 Bus2=334440.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1204
New Object=Line.143 phases=3 Bus1=334440.1.2.3 Bus2=334432.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0353
New Object=Line.144 phases=3 Bus1=334432.1.2.3 Bus2=334409.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0341

New Object=Line.145 phases=3 Bus1=334409.1.2.3 Bus2=334410.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0316
New Object=Line.146 phases=3 Bus1=334410.1.2.3 Bus2=334438.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0108
New Object=Line.147 phases=3 Bus1=334438.1.2.3 Bus2=334412.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0124
New Object=Line.148 phases=3 Bus1=334412.1.2.3 Bus2=334413.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0312
New Object=Line.149 phases=3 Bus1=334413.1.2.3 Bus2=334414.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0353
New Object=Line.150 phases=3 Bus1=334414.1.2.3 Bus2=191256.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0483
New Object=Line.151 phases=3 Bus1=191256.1.2.3 Bus2=191253.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0663
New Object=Line.152 phases=3 Bus1=191256.1.2.3 Bus2=45213.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0198
New Object=Line.153 phases=3 Bus1=45213.1.2.3 Bus2=73711.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3392
New Object=Line.154 phases=1 Bus1=45213.1 Bus2=45176.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0913
New Object=Line.155 phases=3 Bus1=73711.1.2.3 Bus2=45189.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3251
New Object=Line.156 phases=3 Bus1=45189.1.2.3 Bus2=45221.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0402
New Object=Line.157 phases=3 Bus1=73711.1.2.3 Bus2=45444.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2962
New Object=Line.158 phases=3 Bus1=45444.1.2.3 Bus2=73712.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0701
New Object=Line.159 phases=3 Bus1=73712.1.2.3 Bus2=200294.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0687
New Object=Line.160 phases=3 Bus1=73712.1.2.3 Bus2=200295.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1702
New Object=Line.161 phases=3 Bus1=200295.1.2.3 Bus2=45171.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1336
New Object=Line.162 phases=3 Bus1=200295.1.2.3 Bus2=25009.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.056
New Object=Line.163 phases=3 Bus1=334410.1.2.3 Bus2=334416.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0362
New Object=Line.164 phases=3 Bus1=334416.1.2.3 Bus2=334417.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0345
New Object=Line.165 phases=3 Bus1=334417.1.2.3 Bus2=45227.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0587
New Object=Line.166 phases=3 Bus1=334417.1.2.3 Bus2=334418.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0348
New Object=Line.167 phases=3 Bus1=334418.1.2.3 Bus2=334419.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0329
New Object=Line.168 phases=3 Bus1=334419.1.2.3 Bus2=334434.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0332
New Object=Line.169 phases=3 Bus1=334434.1.2.3 Bus2=334422.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0221
New Object=Line.170 phases=3 Bus1=334422.1.2.3 Bus2=334423.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0244
New Object=Line.171 phases=3 Bus1=334423.1.2.3 Bus2=334424.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0285
New Object=Line.172 phases=3 Bus1=334424.1.2.3 Bus2=45246.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0531
New Object=Line.173 phases=1 Bus1=45246.1 Bus2=258310.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0245
New Object=Line.174 phases=3 Bus1=45246.1.2.3 Bus2=334426.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0123
New Object=Line.175 phases=3 Bus1=334426.1.2.3 Bus2=208998.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0239
New Object=Line.176 phases=3 Bus1=208998.1.2.3 Bus2=209000.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0315
New Object=Line.177 phases=3 Bus1=209000.1.2.3 Bus2=136345.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2841
New Object=Line.178 phases=3 Bus1=136345.1.2.3 Bus2=45145.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0513
New Object=Line.179 phases=3 Bus1=136345.1.2.3 Bus2=88022.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0447
New Object=Line.180 phases=3 Bus1=88022.1.2.3 Bus2=258258.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0882
New Object=Line.181 phases=3 Bus1=258258.1.2.3 Bus2=45208.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1474
New Object=Line.182 phases=3 Bus1=45208.1.2.3 Bus2=52577.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0259
New Object=Line.183 phases=1 Bus1=45208.1 Bus2=45238.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1497
New Object=Line.184 phases=1 Bus1=45238.1 Bus2=45185.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1861
New Object=Line.185 phases=1 Bus1=45238.1 Bus2=231570.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.123
New Object=Line.186 phases=1 Bus1=231570.1 Bus2=285075.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0245
New Object=Line.187 phases=1 Bus1=285075.1 Bus2=285076.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2031
New Object=Line.188 phases=1 Bus1=285076.1 Bus2=285079.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0453
New Object=Line.189 phases=1 Bus1=285079.1 Bus2=307183.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0245
New Object=Line.190 phases=1 Bus1=307183.1 Bus2=307184.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4587
New Object=Line.191 phases=1 Bus1=307184.1 Bus2=307217.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0559
New Object=Line.192 phases=1 Bus1=307217.1 Bus2=307218.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3177
New Object=Line.193 phases=3 Bus1=136345.1.2.3 Bus2=136346.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3976
New Object=Line.194 phases=3 Bus1=136346.1.2.3 Bus2=136348.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0197
New Object=Line.195 phases=3 Bus1=136348.1.2.3 Bus2=136350.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.204
New Object=Line.196 phases=3 Bus1=136346.1.2.3 Bus2=184464.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0123
New Object=Line.197 phases=3 Bus1=184464.1.2.3 Bus2=65016.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3193
New Object=Line.198 phases=3 Bus1=65016.1.2.3 Bus2=134743.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3793
New Object=Line.199 phases=3 Bus1=134743.1.2.3 Bus2=134744.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0209
New Object=Line.200 phases=3 Bus1=134744.1.2.3 Bus2=54220.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1264
New Object=Line.201 phases=3 Bus1=54220.1.2.3 Bus2=143047.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2195
New Object=Line.202 phases=1 Bus1=143047.1 Bus2=295194.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0467
New Object=Line.203 phases=1 Bus1=295194.1 Bus2=295497.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0347
New Object=Line.204 phases=1 Bus1=295497.1 Bus2=307923.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0486
New Object=Line.205 phases=1 Bus1=307923.1 Bus2=295197.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0347
New Object=Line.206 phases=1 Bus1=295197.1 Bus2=295198.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0363
New Object=Line.207 phases=1 Bus1=295198.1 Bus2=295199.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0361
New Object=Line.208 phases=1 Bus1=295199.1 Bus2=295200.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0362
New Object=Line.209 phases=1 Bus1=295200.1 Bus2=295489.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.038
New Object=Line.210 phases=1 Bus1=295489.1 Bus2=295490.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.037
New Object=Line.211 phases=1 Bus1=295490.1 Bus2=54401.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0309
New Object=Line.212 phases=3 Bus1=143047.1.2.3 Bus2=54413.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0316
New Object=Line.213 phases=3 Bus1=54413.1.2.3 Bus2=255048.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1681
New Object=Line.214 phases=1 Bus1=54413.1 Bus2=255779.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0613
New Object=Line.215 phases=3 Bus1=255048.1.2.3 Bus2=54414.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0661
New Object=Line.216 phases=3 Bus1=54414.1.2.3 Bus2=312297.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.199
New Object=Line.217 phases=3 Bus1=24414.1.2.3 Bus2=54417.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0208
New Object=Line.218 phases=3 Bus1=312297.1.2.3 Bus2=312298.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0575
New Object=Line.219 phases=3 Bus1=312298.1.2.3 Bus2=312289.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0538
New Object=Line.220 phases=3 Bus1=312289.1.2.3 Bus2=312290.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.05
New Object=Line.221 phases=3 Bus1=312290.1.2.3 Bus2=312291.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0504

New Object=Line.222 phases=3 Bus1=312291.1.2.3 Bus2=312292.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0396
New Object=Line.223 phases=3 Bus1=312292.1.2.3 Bus2=312293.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0412
New Object=Line.224 phases=3 Bus1=312293.1.2.3 Bus2=312294.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0392
New Object=Line.225 phases=3 Bus1=312294.1.2.3 Bus2=312295.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0602
New Object=Line.226 phases=3 Bus1=312295.1.2.3 Bus2=312296.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0488
New Object=Line.227 phases=3 Bus1=312296.1.2.3 Bus2=312301.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0497
New Object=Line.228 phases=3 Bus1=312297.1.2.3 Bus2=239532.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.113
New Object=Line.229 phases=3 Bus1=239532.1.2.3 Bus2=134746.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0898
New Object=Line.230 phases=1 Bus1=134746.1 Bus2=120824.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0281
New Object=Line.231 phases=1 Bus1=120824.1 Bus2=120826.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1617
New Object=Line.232 phases=1 Bus1=120826.1 Bus2=330559.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0404
New Object=Line.233 phases=1 Bus1=330559.1 Bus2=330570.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0452
New Object=Line.234 phases=1 Bus1=330570.1 Bus2=330566.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0436
New Object=Line.235 phases=1 Bus1=330566.1 Bus2=330567.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0421
New Object=Line.236 phases=1 Bus1=330567.1 Bus2=330568.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0555
New Object=Line.237 phases=1 Bus1=330568.1 Bus2=330572.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0479
New Object=Line.238 phases=3 Bus1=134746.1.2.3 Bus2=54467.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2195
New Object=Line.239 phases=3 Bus1=54467.1.2.3 Bus2=54425.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.4031
New Object=Line.240 phases=3 Bus1=54425.1.2.3 Bus2=53769.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0434
New Object=Line.241 phases=3 Bus1=239532.1.2.3 Bus2=239536.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0397
New Object=Line.242 phases=3 Bus1=239536.1.2.3 Bus2=239554.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1449
New Object=Line.243 phases=1 Bus1=53769.1 Bus2=54463.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0898
New Object=Line.244 phases=1 Bus1=54463.1 Bus2=54424.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0452
New Object=Line.245 phases=1 Bus1=54463.1 Bus2=54469.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1765
New Object=Line.246 phases=3 Bus1=53769.1.2.3 Bus2=54429.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2121
New Object=Line.247 phases=3 Bus1=54429.1.2.3 Bus2=54431.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1099
New Object=Line.248 phases=1 Bus1=53769.1 Bus2=330621.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4734
New Object=Line.249 phases=1 Bus1=330621.1 Bus2=178632.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0221
New Object=Line.250 phases=1 Bus1=178632.1 Bus2=257692.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4511
New Object=Line.251 phases=1 Bus1=178632.1 Bus2=54440.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2478
New Object=Line.252 phases=1 Bus1=54440.1 Bus2=255025.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3125
New Object=Line.253 phases=1 Bus1=255025.1 Bus2=266859.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0758
New Object=Line.254 phases=1 Bus1=266859.1 Bus2=54459.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0683
New Object=Line.255 phases=1 Bus1=54459.1 Bus2=54462.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2641
New Object=Line.256 phases=1 Bus1=54440.1 Bus2=54450.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3158
New Object=Line.257 phases=1 Bus1=54450.1 Bus2=54443.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1611
New Object=Line.258 phases=1 Bus1=54443.1 Bus2=54444.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1457
New Object=Line.259 phases=1 Bus1=54444.1 Bus2=54441.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0721
New Object=Line.260 phases=1 Bus1=54441.1 Bus2=54447.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.383
New Object=Line.261 phases=1 Bus1=54450.1 Bus2=138277.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1206
New Object=Line.262 phases=1 Bus1=138277.1 Bus2=254454.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3022
New Object=Line.263 phases=1 Bus1=254454.1 Bus2=54453.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2155
New Object=Line.264 phases=1 Bus1=138277.1 Bus2=138279.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0254
New Object=Line.265 phases=1 Bus1=138279.1 Bus2=54458.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0921
New Object=Line.266 phases=1 Bus1=54458.1 Bus2=55050.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1901
New Object=Line.267 phases=1 Bus1=55050.1 Bus2=55053.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2973
New Object=Line.268 phases=1 Bus1=55050.1 Bus2=257336.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0685
New Object=Line.269 phases=1 Bus1=257336.1 Bus2=55044.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.139
New Object=Line.270 phases=1 Bus1=55044.1 Bus2=54909.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.37
New Object=Line.271 phases=1 Bus1=54909.1 Bus2=179602.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0997
New Object=Line.272 phases=1 Bus1=179602.1 Bus2=55065.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3574
New Object=Line.273 phases=1 Bus1=55065.1 Bus2=55055.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0928
New Object=Line.274 phases=1 Bus1=55055.1 Bus2=202104.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0246
New Object=Line.275 phases=1 Bus1=179602.1 Bus2=54911.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2716
New Object=Line.276 phases=1 Bus1=54911.1 Bus2=255082.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4082
New Object=Line.277 phases=1 Bus1=54911.1 Bus2=257516.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3192
New Object=Line.278 phases=1 Bus1=257516.1 Bus2=55048.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4553
New Object=Line.279 phases=3 Bus1=65016.1.2.3 Bus2=65141.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.4798
New Object=Line.280 phases=3 Bus1=65141.1.2.3 Bus2=88042.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2098
New Object=Line.281 phases=3 Bus1=88042.1.2.3 Bus2=65142.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0802
New Object=Line.282 phases=1 Bus1=65142.1 Bus2=65045.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2104
New Object=Line.283 phases=3 Bus1=65142.1.2.3 Bus2=65122.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0802
New Object=Line.284 phases=1 Bus1=65122.1 Bus2=66259.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3703
New Object=Line.285 phases=1 Bus1=66259.1 Bus2=65127.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1863
New Object=Line.286 phases=1 Bus1=65127.1 Bus2=163845.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0944
New Object=Line.287 phases=1 Bus1=163845.1 Bus2=257243.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.123
New Object=Line.288 phases=1 Bus1=163845.1 Bus2=65129.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3234
New Object=Line.289 phases=3 Bus1=65122.1.2.3 Bus2=65137.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3327
New Object=Line.290 phases=3 Bus1=65137.1.2.3 Bus2=65110.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0762
New Object=Line.291 phases=3 Bus1=65137.1.2.3 Bus2=65113.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1241
New Object=Line.292 phases=3 Bus1=65113.1.2.3 Bus2=65139.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1754
New Object=Line.293 phases=3 Bus1=65139.1.2.3 Bus2=65132.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3291
New Object=Line.294 phases=3 Bus1=65139.1.2.3 Bus2=65124.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0879
New Object=Line.295 phases=3 Bus1=65124.1.2.3 Bus2=65120.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3248
New Object=Line.296 phases=3 Bus1=65124.1.2.3 Bus2=66584.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0825
New Object=Line.297 phases=3 Bus1=66584.1.2.3 Bus2=65199.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2879
New Object=Line.298 phases=3 Bus1=66584.1.2.3 Bus2=65115.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1885

New Object=Line.299 phases=3 Bus1=65115.1.2.3 Bus2=65116.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0101
New Object=Line.300 phases=1 Bus1=65116.1 Bus2=65133.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1317
New Object=Line.301 phases=1 Bus1=65133.1 Bus2=65134.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.6273
New Object=Line.302 phases=3 Bus1=65141.1.2.3 Bus2=65012.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0303
New Object=Line.303 phases=3 Bus1=65012.1.2.3 Bus2=64993.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2972
New Object=Line.304 phases=1 Bus1=64993.1 Bus2=65009.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1971
New Object=Line.305 phases=3 Bus1=64993.1.2.3 Bus2=65007.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2842
New Object=Line.306 phases=3 Bus1=65007.1.2.3 Bus2=263592.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3574
New Object=Line.307 phases=1 Bus1=263592.1 Bus2=66935.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0622
New Object=Line.308 phases=1 Bus1=66935.1 Bus2=65036.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.227
New Object=Line.309 phases=3 Bus1=263592.1.2.3 Bus2=330882.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1366
New Object=Line.310 phases=3 Bus1=330882.1.2.3 Bus2=331189.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0273
New Object=Line.311 phases=3 Bus1=331189.1.2.3 Bus2=331190.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0467
New Object=Line.312 phases=3 Bus1=331190.1.2.3 Bus2=331191.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0459
New Object=Line.313 phases=3 Bus1=331191.1.2.3 Bus2=331197.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0547
New Object=Line.314 phases=3 Bus1=331197.1.2.3 Bus2=331198.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0222
New Object=Line.315 phases=3 Bus1=330882.1.2.3 Bus2=331187.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0235
New Object=Line.316 phases=1 Bus1=331187.1 Bus2=331188.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0168
New Object=Line.317 phases=1 Bus1=331188.1 Bus2=331192.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0398
New Object=Line.318 phases=1 Bus1=331192.1 Bus2=331193.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0438
New Object=Line.319 phases=1 Bus1=331193.1 Bus2=330629.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0383
New Object=Line.320 phases=1 Bus1=330629.1 Bus2=331195.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0402
New Object=Line.321 phases=1 Bus1=331195.1 Bus2=331196.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0366
New Object=Line.322 phases=1 Bus1=331196.1 Bus2=331316.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0397
New Object=Line.323 phases=1 Bus1=330629.1 Bus2=255891.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.6073
New Object=Line.324 phases=1 Bus1=255891.1 Bus2=65052.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.766
New Object=Line.325 phases=1 Bus1=255891.1 Bus2=65040.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.5889
New Object=Line.326 phases=1 Bus1=65040.1 Bus2=295864.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1254
New Object=Line.327 phases=1 Bus1=295864.1 Bus2=295861.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0679
New Object=Line.328 phases=1 Bus1=295861.1 Bus2=319349.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0661
New Object=Line.329 phases=1 Bus1=319349.1 Bus2=319350.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1024
New Object=Line.330 phases=1 Bus1=319350.1 Bus2=255844.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0251
New Object=Line.331 phases=3 Bus1=331198.1.2.3 Bus2=331199.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0483
New Object=Line.332 phases=3 Bus1=331199.1.2.3 Bus2=331202.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0394
New Object=Line.333 phases=3 Bus1=331202.1.2.3 Bus2=331203.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0239
New Object=Line.334 phases=3 Bus1=331203.1.2.3 Bus2=331204.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0355
New Object=Line.335 phases=3 Bus1=331204.1.2.3 Bus2=331205.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0337
New Object=Line.336 phases=3 Bus1=331205.1.2.3 Bus2=331206.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0367
New Object=Line.337 phases=3 Bus1=331206.1.2.3 Bus2=331207.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0345
New Object=Line.338 phases=1 Bus1=331207.1 Bus2=331208.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.027
New Object=Line.339 phases=1 Bus1=331208.1 Bus2=65076.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1025
New Object=Line.340 phases=1 Bus1=65076.1 Bus2=256111.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.5999
New Object=Line.341 phases=3 Bus1=331205.1.2.3 Bus2=331210.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0163
New Object=Line.342 phases=3 Bus1=331210.1.2.3 Bus2=331211.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0334
New Object=Line.343 phases=3 Bus1=331211.1.2.3 Bus2=331314.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0344
New Object=Line.344 phases=3 Bus1=331314.1.2.3 Bus2=331213.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0344
New Object=Line.345 phases=3 Bus1=331213.1.2.3 Bus2=331214.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0459
New Object=Line.346 phases=3 Bus1=331214.1.2.3 Bus2=331215.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0345
New Object=Line.347 phases=3 Bus1=331215.1.2.3 Bus2=331216.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0406
New Object=Line.348 phases=3 Bus1=331216.1.2.3 Bus2=331217.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0386
New Object=Line.349 phases=3 Bus1=331217.1.2.3 Bus2=331218.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0406
New Object=Line.350 phases=3 Bus1=331218.1.2.3 Bus2=331309.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0326
New Object=Line.351 phases=3 Bus1=331309.1.2.3 Bus2=331220.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0398
New Object=Line.352 phases=3 Bus1=331220.1.2.3 Bus2=331221.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0398
New Object=Line.353 phases=3 Bus1=331221.1.2.3 Bus2=331222.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0406
New Object=Line.354 phases=3 Bus1=331222.1.2.3 Bus2=331223.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0396
New Object=Line.355 phases=3 Bus1=331223.1.2.3 Bus2=331224.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0398
New Object=Line.356 phases=3 Bus1=331224.1.2.3 Bus2=331225.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0396
New Object=Line.357 phases=3 Bus1=331225.1.2.3 Bus2=331306.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0395
New Object=Line.358 phases=3 Bus1=331306.1.2.3 Bus2=331356.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0403
New Object=Line.571 phases=3 Bus1=331356.1.2.3 Bus2=331260.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1731
New Object=Line.359 phases=3 Bus1=331260.1.2.3 Bus2=331261.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0514
New Object=Line.360 phases=3 Bus1=331261.1.2.3 Bus2=331308.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0523
New Object=Line.361 phases=3 Bus1=331308.1.2.3 Bus2=330868.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0362
New Object=Line.362 phases=1 Bus1=330868.1 Bus2=65055.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0843
New Object=Line.363 phases=1 Bus1=65055.1 Bus2=65056.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0879
New Object=Line.364 phases=3 Bus1=331356.1.2.3 Bus2=331227.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0463
New Object=Line.365 phases=3 Bus1=331227.1.2.3 Bus2=331228.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0398
New Object=Line.366 phases=3 Bus1=331228.1.2.3 Bus2=331229.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0463
New Object=Line.367 phases=3 Bus1=331229.1.2.3 Bus2=331230.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.04
New Object=Line.368 phases=3 Bus1=331230.1.2.3 Bus2=331231.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0403
New Object=Line.369 phases=3 Bus1=331231.1.2.3 Bus2=331232.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.04
New Object=Line.370 phases=3 Bus1=331232.1.2.3 Bus2=331233.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0403
New Object=Line.371 phases=3 Bus1=331233.1.2.3 Bus2=331234.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0391
New Object=Line.372 phases=3 Bus1=331234.1.2.3 Bus2=331235.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0396
New Object=Line.373 phases=3 Bus1=331235.1.2.3 Bus2=330631.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0463
New Object=Line.374 phases=1 Bus1=330631.1 Bus2=65047.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0408

New Object=Line.375 phases=3 Bus1=330631.1.2.3 Bus2=331237.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0405
New Object=Line.376 phases=3 Bus1=331237.1.2.3 Bus2=331238.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0391
New Object=Line.377 phases=3 Bus1=331238.1.2.3 Bus2=331239.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0361
New Object=Line.378 phases=3 Bus1=331239.1.2.3 Bus2=331240.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.041
New Object=Line.379 phases=3 Bus1=331240.1.2.3 Bus2=331241.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.044
New Object=Line.380 phases=3 Bus1=331241.1.2.3 Bus2=331242.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0359
New Object=Line.381 phases=3 Bus1=331242.1.2.3 Bus2=331243.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0408
New Object=Line.382 phases=3 Bus1=331243.1.2.3 Bus2=331244.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0391
New Object=Line.383 phases=3 Bus1=331244.1.2.3 Bus2=331245.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0383
New Object=Line.384 phases=3 Bus1=331245.1.2.3 Bus2=331246.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0374
New Object=Line.385 phases=3 Bus1=331246.1.2.3 Bus2=331250.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0485
New Object=Line.386 phases=3 Bus1=331250.1.2.3 Bus2=330575.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0475
New Object=Line.387 phases=3 Bus1=330575.1.2.3 Bus2=69142.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0291
New Object=Line.388 phases=3 Bus1=69142.1.2.3 Bus2=68811.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1177
New Object=Line.389 phases=3 Bus1=68811.1.2.3 Bus2=88038.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0214
New Object=Line.390 phases=1 Bus1=88038.1 Bus2=69135.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2932
New Object=Line.391 phases=1 Bus1=69135.1 Bus2=69121.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2463
New Object=Line.392 phases=1 Bus1=69121.1 Bus2=69125.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4376
New Object=Line.393 phases=1 Bus1=69121.1 Bus2=69122.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1091
New Object=Line.394 phases=1 Bus1=69122.1 Bus2=255662.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4197
New Object=Line.395 phases=1 Bus1=68811.1 Bus2=320852.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1862
New Object=Line.396 phases=1 Bus1=320852.1 Bus2=295848.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.029
New Object=Line.397 phases=1 Bus1=295848.1 Bus2=295849.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0449
New Object=Line.398 phases=1 Bus1=295849.1 Bus2=295850.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0481
New Object=Line.399 phases=1 Bus1=295850.1 Bus2=295852.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0398
New Object=Line.400 phases=1 Bus1=320852.1 Bus2=320853.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1199
New Object=Line.401 phases=1 Bus1=320853.1 Bus2=320851.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0433
New Object=Line.402 phases=1 Bus1=320851.1 Bus2=319458.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0394
New Object=Line.403 phases=1 Bus1=319458.1 Bus2=320506.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0355
New Object=Line.404 phases=1 Bus1=320506.1 Bus2=320527.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0355
New Object=Line.405 phases=1 Bus1=320527.1 Bus2=320528.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0355
New Object=Line.406 phases=1 Bus1=320528.1 Bus2=320524.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0355
New Object=Line.407 phases=1 Bus1=320524.1 Bus2=319449.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0283
New Object=Line.408 phases=1 Bus1=319449.1 Bus2=319450.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0284
New Object=Line.409 phases=1 Bus1=319450.1 Bus2=319485.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0418
New Object=Line.410 phases=1 Bus1=319449.1 Bus2=320540.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0135
New Object=Line.411 phases=1 Bus1=320540.1 Bus2=320541.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.412 phases=1 Bus1=320541.1 Bus2=320542.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0396
New Object=Line.413 phases=1 Bus1=320542.1 Bus2=320543.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0377
New Object=Line.414 phases=1 Bus1=320543.1 Bus2=320544.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0386
New Object=Line.415 phases=1 Bus1=320544.1 Bus2=320833.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0373
New Object=Line.416 phases=1 Bus1=320833.1 Bus2=320834.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0403
New Object=Line.417 phases=1 Bus1=320834.1 Bus2=320835.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0386
New Object=Line.418 phases=1 Bus1=320835.1 Bus2=320836.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0386
New Object=Line.419 phases=1 Bus1=320836.1 Bus2=320837.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0367
New Object=Line.420 phases=1 Bus1=320837.1 Bus2=320838.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0391
New Object=Line.421 phases=1 Bus1=320838.1 Bus2=320839.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0398
New Object=Line.422 phases=1 Bus1=320839.1 Bus2=320840.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0391
New Object=Line.423 phases=1 Bus1=320840.1 Bus2=320841.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0391
New Object=Line.424 phases=1 Bus1=320841.1 Bus2=320842.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.425 phases=1 Bus1=320842.1 Bus2=320843.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0391
New Object=Line.426 phases=1 Bus1=320843.1 Bus2=320845.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.427 phases=1 Bus1=320845.1 Bus2=320847.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0381
New Object=Line.428 phases=1 Bus1=320847.1 Bus2=320849.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0231
New Object=Line.429 phases=1 Bus1=320849.1 Bus2=69132.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4353
New Object=Line.430 phases=1 Bus1=320849.1 Bus2=69197.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2868
New Object=Line.431 phases=1 Bus1=69197.1 Bus2=69145.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1722
New Object=Line.432 phases=1 Bus1=69145.1 Bus2=69151.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3048
New Object=Line.433 phases=1 Bus1=69151.1 Bus2=69153.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1831
New Object=Line.434 phases=1 Bus1=69151.1 Bus2=255371.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0675
New Object=Line.435 phases=1 Bus1=69145.1 Bus2=69147.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1831
New Object=Line.436 phases=1 Bus1=319458.1 Bus2=319459.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0474
New Object=Line.437 phases=1 Bus1=319459.1 Bus2=319460.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.042
New Object=Line.438 phases=1 Bus1=319460.1 Bus2=319461.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0406
New Object=Line.439 phases=1 Bus1=319461.1 Bus2=31962.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0418
New Object=Line.440 phases=1 Bus1=31962.1 Bus2=319463.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0369
New Object=Line.441 phases=1 Bus1=319463.1 Bus2=319464.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0459
New Object=Line.442 phases=1 Bus1=319464.1 Bus2=319465.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0441
New Object=Line.443 phases=1 Bus1=319465.1 Bus2=319466.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0456
New Object=Line.444 phases=1 Bus1=319466.1 Bus2=319480.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0437
New Object=Line.445 phases=1 Bus1=319480.1 Bus2=319468.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.044
New Object=Line.446 phases=1 Bus1=319468.1 Bus2=319469.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0446
New Object=Line.447 phases=1 Bus1=319469.1 Bus2=319470.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0433
New Object=Line.448 phases=1 Bus1=319470.1 Bus2=319471.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0452
New Object=Line.449 phases=1 Bus1=319471.1 Bus2=319472.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0424
New Object=Line.450 phases=1 Bus1=319472.1 Bus2=319473.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0449
New Object=Line.451 phases=1 Bus1=319473.1 Bus2=319474.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0435

New Object=Line.452 phases=1 Bus1=319474.1 Bus2=319475.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.044
New Object=Line.453 phases=1 Bus1=319475.1 Bus2=319476.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.044
New Object=Line.454 phases=1 Bus1=319476.1 Bus2=319477.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0431
New Object=Line.455 phases=3 Bus1=68811.1.2.3 Bus2=270556.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0217
New Object=Line.456 phases=3 Bus1=270556.1.2.3 Bus2=270819.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0621
New Object=Line.457 phases=3 Bus1=270819.1.2.3 Bus2=270820.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0518
New Object=Line.458 phases=3 Bus1=270820.1.2.3 Bus2=270818.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0489
New Object=Line.459 phases=3 Bus1=270818.1.2.3 Bus2=331323.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0547
New Object=Line.460 phases=1 Bus1=331323.1 Bus2=331277.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0251
New Object=Line.461 phases=1 Bus1=331277.1 Bus2=331278.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.462 phases=1 Bus1=331278.1 Bus2=331279.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0385
New Object=Line.463 phases=1 Bus1=331279.1 Bus2=331280.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.051
New Object=Line.464 phases=1 Bus1=331280.1 Bus2=331298.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0376
New Object=Line.465 phases=1 Bus1=331298.1 Bus2=331282.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0506
New Object=Line.466 phases=1 Bus1=331282.1 Bus2=331288.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0483
New Object=Line.467 phases=1 Bus1=331288.1 Bus2=331284.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.034
New Object=Line.468 phases=1 Bus1=331284.1 Bus2=331285.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0449
New Object=Line.469 phases=1 Bus1=331285.1 Bus2=331286.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0437
New Object=Line.470 phases=1 Bus1=331286.1 Bus2=331287.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0455
New Object=Line.471 phases=1 Bus1=331287.1 Bus2=331302.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0449
New Object=Line.472 phases=1 Bus1=331288.1 Bus2=331291.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0292
New Object=Line.473 phases=1 Bus1=331291.1 Bus2=331292.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0411
New Object=Line.474 phases=1 Bus1=331292.1 Bus2=331293.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.475 phases=1 Bus1=331293.1 Bus2=331294.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0389
New Object=Line.476 phases=1 Bus1=331294.1 Bus2=331295.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0386
New Object=Line.477 phases=1 Bus1=331295.1 Bus2=331296.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0383
New Object=Line.478 phases=1 Bus1=331296.1 Bus2=331299.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0354
New Object=Line.479 phases=3 Bus1=331323.1.2.3 Bus2=69176.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.062
New Object=Line.480 phases=3 Bus1=69176.1.2.3 Bus2=334083.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2418
New Object=Line.481 phases=1 Bus1=334083.1 Bus2=334085.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.482 phases=1 Bus1=334085.1 Bus2=334086.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0352
New Object=Line.483 phases=1 Bus1=334086.1 Bus2=334087.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0423
New Object=Line.484 phases=1 Bus1=334087.1 Bus2=334088.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.042
New Object=Line.485 phases=1 Bus1=334088.1 Bus2=334089.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0371
New Object=Line.486 phases=1 Bus1=334089.1 Bus2=334090.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0373
New Object=Line.487 phases=1 Bus1=334090.1 Bus2=334101.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.04
New Object=Line.488 phases=1 Bus1=334101.1 Bus2=334092.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.038
New Object=Line.489 phases=1 Bus1=334092.1 Bus2=334093.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0377
New Object=Line.490 phases=1 Bus1=334093.1 Bus2=334094.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0395
New Object=Line.491 phases=1 Bus1=334094.1 Bus2=334095.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0293
New Object=Line.492 phases=1 Bus1=334095.1 Bus2=334096.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0381
New Object=Line.493 phases=1 Bus1=334096.1 Bus2=334097.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0393
New Object=Line.494 phases=1 Bus1=334097.1 Bus2=334099.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0379
New Object=Line.495 phases=3 Bus1=334083.1.2.3 Bus2=270574.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0613
New Object=Line.496 phases=3 Bus1=270574.1.2.3 Bus2=334102.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0516
New Object=Line.497 phases=1 Bus1=334102.1 Bus2=334131.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0305
New Object=Line.498 phases=1 Bus1=334131.1 Bus2=334111.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.028
New Object=Line.499 phases=1 Bus1=334111.1 Bus2=334112.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0326
New Object=Line.500 phases=1 Bus1=334112.1 Bus2=334113.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0376
New Object=Line.501 phases=1 Bus1=334113.1 Bus2=334114.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0402
New Object=Line.502 phases=1 Bus1=334114.1 Bus2=334115.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0408
New Object=Line.503 phases=1 Bus1=334115.1 Bus2=334116.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0389
New Object=Line.504 phases=1 Bus1=334116.1 Bus2=334117.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0444
New Object=Line.505 phases=1 Bus1=334117.1 Bus2=334118.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.034
New Object=Line.506 phases=1 Bus1=334118.1 Bus2=334119.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0421
New Object=Line.507 phases=1 Bus1=334119.1 Bus2=334120.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0408
New Object=Line.508 phases=1 Bus1=334120.1 Bus2=334121.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0447
New Object=Line.509 phases=1 Bus1=334121.1 Bus2=334122.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.04
New Object=Line.510 phases=1 Bus1=334122.1 Bus2=334123.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0496
New Object=Line.511 phases=1 Bus1=334123.1 Bus2=334124.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0358
New Object=Line.512 phases=1 Bus1=334131.1 Bus2=334104.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0431
New Object=Line.513 phases=1 Bus1=334104.1 Bus2=334105.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0326
New Object=Line.514 phases=1 Bus1=334105.1 Bus2=334106.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0347
New Object=Line.515 phases=1 Bus1=334106.1 Bus2=334107.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0383
New Object=Line.516 phases=1 Bus1=334107.1 Bus2=334108.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0345
New Object=Line.517 phases=1 Bus1=334108.1 Bus2=334109.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0369
New Object=Line.518 phases=1 Bus1=334109.1 Bus2=334129.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0431
New Object=Line.519 phases=3 Bus1=334102.1.2.3 Bus2=270570.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0901
New Object=Line.520 phases=3 Bus1=270570.1.2.3 Bus2=270568.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0668
New Object=Line.521 phases=3 Bus1=270568.1.2.3 Bus2=270565.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0544
New Object=Line.522 phases=3 Bus1=270565.1.2.3 Bus2=270566.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0549
New Object=Line.523 phases=3 Bus1=270566.1.2.3 Bus2=270831.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0533
New Object=Line.524 phases=3 Bus1=270831.1.2.3 Bus2=259196.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0477
New Object=Line.525 phases=3 Bus1=259196.1.2.3 Bus2=73094.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.5614
New Object=Line.526 phases=3 Bus1=73094.1.2.3 Bus2=258062.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0452
New Object=Line.527 phases=1 Bus1=258062.1 Bus2=73091.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2783
New Object=Line.528 phases=3 Bus1=258062.1.2.3 Bus2=73123.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1216

New Object=Line.529 phases=3 Bus1=73123.1.2.3 Bus2=73095.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 1.1313
New Object=Line.530 phases=1 Bus1=73095.1 Bus2=80324.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2096
New Object=Line.531 phases=1 Bus1=80324.1 Bus2=255154.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0733
New Object=Line.532 phases=1 Bus1=255154.1 Bus2=254996.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.6837
New Object=Line.533 phases=1 Bus1=254996.1 Bus2=54910.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0608
New Object=Line.534 phases=1 Bus1=254996.1 Bus2=55059.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0826
New Object=Line.535 phases=1 Bus1=254996.1 Bus2=54904.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.091
New Object=Line.536 phases=1 Bus1=54904.1 Bus2=257452.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2783
New Object=Line.537 phases=1 Bus1=54904.1 Bus2=138278.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.6212
New Object=Line.538 phases=1 Bus1=80324.1 Bus2=88028.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0481
New Object=Line.539 phases=1 Bus1=88028.1 Bus2=73027.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4416
New Object=Line.540 phases=1 Bus1=73027.1 Bus2=73030.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2515
New Object=Line.541 phases=1 Bus1=73027.1 Bus2=255862.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.5325
New Object=Line.542 phases=3 Bus1=73095.1.2.3 Bus2=73079.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2437
New Object=Line.543 phases=3 Bus1=73079.1.2.3 Bus2=96345.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2024
New Object=Line.544 phases=1 Bus1=73079.1 Bus2=73082.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1307
New Object=Line.545 phases=1 Bus1=96345.1 Bus2=257892.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.7353
New Object=Line.546 phases=3 Bus1=96345.1.2.3 Bus2=73033.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1962
New Object=Line.547 phases=3 Bus1=73033.1.2.3 Bus2=88030.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3038
New Object=Line.548 phases=3 Bus1=88030.1.2.3 Bus2=73035.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1075
New Object=Line.549 phases=3 Bus1=73035.1.2.3 Bus2=73038.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1731
New Object=Line.550 phases=1 Bus1=73035.1 Bus2=208698.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3275
New Object=Line.551 phases=1 Bus1=208698.1 Bus2=73040.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.508
New Object=Line.552 phases=1 Bus1=208698.1 Bus2=208696.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4322
New Object=Line.553 phases=1 Bus1=88030.1 Bus2=73105.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.101
New Object=Line.554 phases=1 Bus1=73105.1 Bus2=142087.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.107
New Object=Line.555 phases=1 Bus1=142087.1 Bus2=142090.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1548
New Object=Line.556 phases=1 Bus1=142090.1 Bus2=255870.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0704
New Object=Line.557 phases=1 Bus1=142087.1 Bus2=255087.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3374
New Object=Line.558 phases=1 Bus1=255087.1 Bus2=258367.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2826
New Object=Line.559 phases=1 Bus1=142087.1 Bus2=73113.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.8176
New Object=Line.560 phases=1 Bus1=73113.1 Bus2=73018.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1506
New Object=Line.561 phases=1 Bus1=73113.1 Bus2=73101.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.084
New Object=Line.562 phases=1 Bus1=73101.1 Bus2=255989.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3964
New Object=Line.563 phases=1 Bus1=73101.1 Bus2=73121.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0726
New Object=Line.564 phases=1 Bus1=73121.1 Bus2=73016.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2267
New Object=Line.565 phases=1 Bus1=73016.1 Bus2=255092.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1463
New Object=Line.566 phases=1 Bus1=73016.1 Bus2=73015.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0759
New Object=Line.567 phases=1 Bus1=73015.1 Bus2=73020.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0555
New Object=Line.568 phases=1 Bus1=73015.1 Bus2=255517.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.9147
New Object=Line.569 phases=3 Bus1=331356.1.2.3 Bus2=331321.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0332
New Object=Line.570 phases=3 Bus1=331321.1.2.3 Bus2=331264.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0767
New Object=Line.572 phases=3 Bus1=331264.1.2.3 Bus2=331256.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0524
New Object=Line.573 phases=3 Bus1=331256.1.2.3 Bus2=331319.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0152
New Object=Line.574 phases=1 Bus1=331319.1 Bus2=331270.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0374
New Object=Line.575 phases=1 Bus1=331270.1 Bus2=331271.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.041
New Object=Line.576 phases=1 Bus1=331271.1 Bus2=331272.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.044
New Object=Line.577 phases=1 Bus1=331272.1 Bus2=331273.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.036
New Object=Line.578 phases=1 Bus1=331273.1 Bus2=331274.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.038
New Object=Line.579 phases=1 Bus1=331274.1 Bus2=331275.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.042
New Object=Line.580 phases=1 Bus1=331275.1 Bus2=331312.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0361
New Object=Line.581 phases=3 Bus1=331256.1.2.3 Bus2=331267.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0339
New Object=Line.582 phases=3 Bus1=331267.1.2.3 Bus2=330866.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0465
New Object=Line.583 phases=1 Bus1=330866.1 Bus2=256002.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2393
New Object=Line.584 phases=3 Bus1=330866.1.2.3 Bus2=255951.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.5023
New Object=Line.585 phases=3 Bus1=255951.1.2.3 Bus2=65054.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2186
New Object=Line.586 phases=3 Bus1=65054.1.2.3 Bus2=65099.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.5263
New Object=Line.587 phases=3 Bus1=65054.1.2.3 Bus2=198361.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2123
New Object=Line.588 phases=1 Bus1=198361.1 Bus2=255584.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2123
New Object=Line.589 phases=3 Bus1=198361.1.2.3 Bus2=198362.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3039
New Object=Line.590 phases=3 Bus1=198362.1.2.3 Bus2=198364.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0193
New Object=Line.591 phases=3 Bus1=198364.1.2.3 Bus2=198366.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.276
New Object=Line.592 phases=3 Bus1=198362.1.2.3 Bus2=65088.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1377
New Object=Line.593 phases=3 Bus1=65088.1.2.3 Bus2=65095.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3133
New Object=Line.594 phases=3 Bus1=65095.1.2.3 Bus2=187379.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0509
New Object=Line.595 phases=3 Bus1=187379.1.2.3 Bus2=179605.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.182
New Object=Line.596 phases=3 Bus1=179605.1.2.3 Bus2=65069.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0433
New Object=Line.597 phases=3 Bus1=65069.1.2.3 Bus2=65059.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1731
New Object=Line.598 phases=3 Bus1=65059.1.2.3 Bus2=65096.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3601
New Object=Line.599 phases=3 Bus1=179605.1.2.3 Bus2=130246.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2305
New Object=Line.600 phases=3 Bus1=130246.1.2.3 Bus2=130245.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1274
New Object=Line.601 phases=3 Bus1=187379.1.2.3 Bus2=254430.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.11
New Object=Line.602 phases=3 Bus1=254430.1.2.3 Bus2=69155.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.4299
New Object=Line.603 phases=3 Bus1=69155.1.2.3 Bus2=69160.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.257
New Object=Line.604 phases=1 Bus1=69155.1 Bus2=69168.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4745
New Object=Line.605 phases=3 Bus1=69160.1.2.3 Bus2=88048.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3518
New Object=Line.606 phases=1 Bus1=88048.1 Bus2=257570.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2519

```
New Object=Line.607 phases=1  Bus1=88048.1  Bus2=69161.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.8089
New Object=Line.608 phases=1  Bus1=69161.1  Bus2=69162.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0376
New Object=Line.609 phases=1  Bus1=69161.1  Bus2=255909.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.6118
New Object=Line.610 phases=1  Bus1=255909.1  Bus2=69171.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4401
New Object=Line.611 phases=1  Bus1=255909.1  Bus2=69177.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.6114
New Object=Line.612 phases=3  Bus1=88048.1.2.3  Bus2=69186.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.5078
New Object=Line.613 phases=3  Bus1=69186.1.2.3  Bus2=69175.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1776
New Object=Line.614 phases=3  Bus1=69175.1.2.3  Bus2=77275.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1989
New Object=Line.615 phases=1  Bus1=69186.1  Bus2=255947.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1065
New Object=Line.616 phases=1  Bus1=255947.1  Bus2=69183.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1157
New Object=Line.617 phases=3  Bus1=65088.1.2.3  Bus2=258156.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.268
New Object=Line.618 phases=3  Bus1=258156.1.2.3  Bus2=258154.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1067
New Object=Line.619 phases=3  Bus1=258154.1.2.3  Bus2=67210.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.2451
New Object=Line.620 phases=1  Bus1=67210.1  Bus2=67211.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1948
New Object=Line.621 phases=1  Bus1=67211.1  Bus2=65146.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.5762
New Object=Line.622 phases=1  Bus1=65146.1  Bus2=65001.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1569
New Object=Line.623 phases=1  Bus1=65146.1  Bus2=64992.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4173
New Object=Line.624 phases=1  Bus1=64992.1  Bus2=65160.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4091
New Object=Line.625 phases=1  Bus1=64992.1  Bus2=255102.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2014
New Object=Line.626 phases=1  Bus1=255102.1  Bus2=65014.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0552
New Object=Line.627 phases=1  Bus1=65014.1  Bus2=258264.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4475
New Object=Line.628 phases=1  Bus1=65014.1  Bus2=65157.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.487
New Object=Line.629 phases=1  Bus1=65157.1  Bus2=65158.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4318
New Object=Line.630 phases=1  Bus1=65158.1  Bus2=64997.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.663
New Object=Line.631 phases=3  Bus1=67210.1.2.3  Bus2=66942.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.2178
New Object=Line.632 phases=1  Bus1=66942.1  Bus2=64648.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.3543
New Object=Line.633 phases=1  Bus1=64648.1  Bus2=64646.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4974
New Object=Line.634 phases=1  Bus1=64646.1  Bus2=64649.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2059
New Object=Line.635 phases=1  Bus1=64646.1  Bus2=65028.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2688
New Object=Line.636 phases=1  Bus1=65028.1  Bus2=64647.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1069
New Object=Line.637 phases=1  Bus1=64647.1  Bus2=64968.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0742
New Object=Line.638 phases=1  Bus1=65028.1  Bus2=64650.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.7178
New Object=Line.639 phases=1  Bus1=64650.1  Bus2=64975.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0758
New Object=Line.640 phases=1  Bus1=64650.1  Bus2=65029.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2618
New Object=Line.641 phases=1  Bus1=65029.1  Bus2=64987.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4392
New Object=Line.642 phases=1  Bus1=64987.1  Bus2=65019.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2622
New Object=Line.643 phases=1  Bus1=64987.1  Bus2=65019.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2622
New Object=Line.644 phases=1  Bus1=64987.1  Bus2=65022.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4184
New Object=Line.645 phases=1  Bus1=64987.1  Bus2=257814.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1453
New Object=Line.646 phases=1  Bus1=65029.1  Bus2=64962.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2326
New Object=Line.647 phases=1  Bus1=64962.1  Bus2=80044.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0785
New Object=Line.648 phases=1  Bus1=80044.1  Bus2=224066.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0446
New Object=Line.649 phases=1  Bus1=224066.1  Bus2=224067.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.386
New Object=Line.650 phases=1  Bus1=224067.1  Bus2=224071.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0426
New Object=Line.651 phases=1  Bus1=224071.1  Bus2=224072.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1551
New Object=Line.652 phases=1  Bus1=80044.1  Bus2=64964.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.387
New Object=Line.653 phases=1  Bus1=64964.1  Bus2=65156.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1973
New Object=Line.654 phases=1  Bus1=65156.1  Bus2=64981.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1526
New Object=Line.655 phases=1  Bus1=65156.1  Bus2=64985.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.6734
New Object=Line.656 phases=1  Bus1=64985.1  Bus2=64984.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1557
New Object=Line.657 phases=1  Bus1=64985.1  Bus2=65017.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2778
New Object=Line.658 phases=3  Bus1=66942.1.2.3  Bus2=64651.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0427
New Object=Line.659 phases=1  Bus1=64651.1  Bus2=64652.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1735
New Object=Line.660 phases=3  Bus1=64651.1.2.3  Bus2=64978.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.2311
New Object=Line.661 phases=3  Bus1=64978.1.2.3  Bus2=65030.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0213
New Object=Line.662 phases=3  Bus1=65030.1.2.3  Bus2=64979.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.0615
New Object=Line.663 phases=3  Bus1=64979.1.2.3  Bus2=65155.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1256
New Object=Line.664 phases=1  Bus1=65155.1  Bus2=64973.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1643
New Object=Line.665 phases=3  Bus1=65155.1.2.3  Bus2=73096.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.1081
New Object=Line.666 phases=3  Bus1=73096.1.2.3  Bus2=88050.1.2.3 LineCode=ACSR10  Length= 0.2433
New Object=Line.667 phases=1  Bus1=88050.1  Bus2=72981.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1387
New Object=Line.668 phases=1  Bus1=72981.1  Bus2=72983.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.4761
New Object=Line.669 phases=1  Bus1=72981.1  Bus2=73108.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.3139
New Object=Line.670 phases=1  Bus1=73108.1  Bus2=72988.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1584
New Object=Line.671 phases=1  Bus1=73108.1  Bus2=242489.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0381
New Object=Line.672 phases=1  Bus1=242489.1  Bus2=242492.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.0398
New Object=Line.673 phases=1  Bus1=242492.1  Bus2=242496.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.194
New Object=Line.674 phases=1  Bus1=242489.1  Bus2=242488.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2228
New Object=Line.675 phases=1  Bus1=242488.1  Bus2=231638.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1158
New Object=Line.676 phases=1  Bus1=231638.1  Bus2=72996.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2648
New Object=Line.677 phases=1  Bus1=242488.1  Bus2=72990.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1016
New Object=Line.678 phases=1  Bus1=72990.1  Bus2=259022.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.3353
New Object=Line.679 phases=1  Bus1=259022.1  Bus2=200401.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.3353
New Object=Line.680 phases=1  Bus1=200401.1  Bus2=192212.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.2861
New Object=Line.681 phases=1  Bus1=192212.1  Bus2=72998.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1206
New Object=Line.682 phases=1  Bus1=192212.1  Bus2=254337.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.1701
New Object=Line.683 phases=1  Bus1=200401.1  Bus2=255725.1 LineCode=ACSR2  Length= 0.3289
```

New Object=Line.684 phases=1 Bus1=200401.1 Bus2=73000.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2063
New Object=Line.685 phases=3 Bus1=88050.1.2.3 Bus2=73118.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1123
New Object=Line.686 phases=1 Bus1=73118.1 Bus2=73119.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1858
New Object=Line.687 phases=1 Bus1=73119.1 Bus2=255807.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2566
New Object=Line.688 phases=1 Bus1=255807.1 Bus2=73006.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1697
New Object=Line.689 phases=1 Bus1=73006.1 Bus2=73008.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0533
New Object=Line.690 phases=1 Bus1=73006.1 Bus2=73066.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0254
New Object=Line.691 phases=1 Bus1=73066.1 Bus2=280372.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0489
New Object=Line.692 phases=1 Bus1=280372.1 Bus2=255578.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0995
New Object=Line.693 phases=1 Bus1=73066.1 Bus2=255537.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0554
New Object=Line.694 phases=1 Bus1=255537.1 Bus2=141126.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2403
New Object=Line.695 phases=1 Bus1=141126.1 Bus2=141130.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1406
New Object=Line.696 phases=1 Bus1=141130.1 Bus2=141131.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1758
New Object=Line.697 phases=1 Bus1=141131.1 Bus2=141133.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0602
New Object=Line.698 phases=1 Bus1=141133.1 Bus2=255606.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1642
New Object=Line.699 phases=1 Bus1=255606.1 Bus2=141136.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3182
New Object=Line.700 phases=1 Bus1=141136.1 Bus2=138622.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0478
New Object=Line.701 phases=1 Bus1=138622.1 Bus2=256057.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2098
New Object=Line.702 phases=1 Bus1=256057.1 Bus2=141444.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2555
New Object=Line.703 phases=1 Bus1=141444.1 Bus2=141445.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1149
New Object=Line.704 phases=1 Bus1=141445.1 Bus2=257614.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1836
New Object=Line.705 phases=1 Bus1=257614.1 Bus2=141448.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0699
New Object=Line.706 phases=1 Bus1=141448.1 Bus2=141450.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2985
New Object=Line.707 phases=1 Bus1=141450.1 Bus2=141451.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0363
New Object=Line.708 phases=1 Bus1=141451.1 Bus2=258218.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1745
New Object=Line.709 phases=1 Bus1=141451.1 Bus2=83936.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0179
New Object=Line.710 phases=1 Bus1=83936.1 Bus2=258276.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.4196
New Object=Line.711 phases=1 Bus1=258276.1 Bus2=73047.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.5221
New Object=Line.712 phases=1 Bus1=73047.1 Bus2=73050.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.6976
New Object=Line.713 phases=1 Bus1=73050.1 Bus2=73073.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1948
New Object=Line.714 phases=1 Bus1=73050.1 Bus2=73076.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1022
New Object=Line.715 phases=1 Bus1=73076.1 Bus2=258351.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.3298
New Object=Line.716 phases=3 Bus1=73118.1.2.3 Bus2=73059.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2741
New Object=Line.717 phases=3 Bus1=73059.1.2.3 Bus2=73053.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.3317
New Object=Line.718 phases=3 Bus1=73053.1.2.3 Bus2=83932.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.105
New Object=Line.719 phases=3 Bus1=83932.1.2.3 Bus2=83934.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.0912
New Object=Line.720 phases=3 Bus1=83934.1.2.3 Bus2=216342.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.2746
New Object=Line.721 phases=3 Bus1=216342.1.2.3 Bus2=73061.1.2.3 LineCode=ACSR10 Length= 0.1009
New Object=Line.722 phases=1 Bus1=216342.1 Bus2=216343.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0444
New Object=Line.723 phases=1 Bus1=216343.1 Bus2=258522.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1462
New Object=Line.724 phases=1 Bus1=258522.1 Bus2=216346.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1097
New Object=Line.725 phases=1 Bus1=216346.1 Bus2=216347.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0706
New Object=Line.726 phases=1 Bus1=216347.1 Bus2=216348.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0555
New Object=Line.727 phases=1 Bus1=216348.1 Bus2=259059.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0528
New Object=Line.728 phases=1 Bus1=216347.1 Bus2=216595.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2462
New Object=Line.729 phases=1 Bus1=216595.1 Bus2=258936.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0633
New Object=Line.730 phases=1 Bus1=258936.1 Bus2=216352.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1555
New Object=Line.731 phases=1 Bus1=216352.1 Bus2=216571.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0583
New Object=Line.732 phases=1 Bus1=216571.1 Bus2=216572.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2197
New Object=Line.733 phases=1 Bus1=216572.1 Bus2=216573.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2429
New Object=Line.734 phases=1 Bus1=216573.1 Bus2=216574.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1154
New Object=Line.735 phases=1 Bus1=216574.1 Bus2=216575.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0475
New Object=Line.736 phases=1 Bus1=216575.1 Bus2=258572.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0988
New Object=Line.737 phases=1 Bus1=216571.1 Bus2=216279.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2302
New Object=Line.738 phases=1 Bus1=216279.1 Bus2=216280.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0532
New Object=Line.739 phases=1 Bus1=216280.1 Bus2=258754.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1489
New Object=Line.740 phases=1 Bus1=258754.1 Bus2=216282.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2314
New Object=Line.741 phases=1 Bus1=216282.1 Bus2=259011.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.2587
New Object=Line.742 phases=1 Bus1=259011.1 Bus2=216284.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1276
New Object=Line.743 phases=1 Bus1=216284.1 Bus2=216285.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0408
New Object=Line.744 phases=1 Bus1=216285.1 Bus2=259106.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0522
New Object=Line.745 phases=1 Bus1=259106.1 Bus2=216287.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1196
New Object=Line.746 phases=1 Bus1=216287.1 Bus2=216288.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1434
New Object=Line.747 phases=1 Bus1=216288.1 Bus2=216561.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.268
New Object=Line.748 phases=1 Bus1=216561.1 Bus2=216562.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1724
New Object=Line.749 phases=1 Bus1=216562.1 Bus2=216563.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0528
New Object=Line.750 phases=1 Bus1=216563.1 Bus2=216580.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1239
New Object=Line.751 phases=1 Bus1=216580.1 Bus2=216565.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1234
New Object=Line.752 phases=1 Bus1=216565.1 Bus2=216566.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.0571
New Object=Line.753 phases=1 Bus1=216566.1 Bus2=258823.1 LineCode=ACSR2 Length= 0.1211

New Load.258420 Bus1=258420.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=16.88 kvar=3.10
New Load.31056 Bus1=31056.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=13.67 kvar=2.62
New Load.258392 Bus1=258392.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12,21 kvar=2.49
New Load.31052 Bus1=31052.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=28.85 kvar=5.92
New Load.256013 Bus1=256013.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=14.15 kvar=2.90

New Load.31049 Bus1=31049.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.94 kvar=0.60
New Load.11080 Bus1=11080.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=1.37 kvar=0.29
New Load.11074 Bus1=11074.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=2.94 kvar=0.60
New Load.11163 Bus1=11163.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=15.47 kvar=3.17
New Load.11194 Bus1=11194.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=11.15 kvar=2.32
New Load.11058 Bus1=11058.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.61 kvar=1.56
New Load.11068 Bus1=11068.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.27 kvar=0.89
New Load.11059 Bus1=11059.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.59 kvar=1.60
New Load.178288 Bus1=178288.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.97 kvar=1.88
New Load.257224 Bus1=257224.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=18.26 kvar=3.83
New Load.255678 Bus1=255678.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=13.98 kvar=2.93
New Load.11061 Bus1=11061.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=9.84 kvar=2.02
New Load.11070 Bus1=11070.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=0.83 kvar=0.60
New Load.236912 Bus1=236912.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.24 kvar=0.45
New Load.255588 Bus1=255588.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.33 kvar=1.28
New Load.11098 Bus1=11098.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=18.79 kvar=3.93
New Load.11184 Bus1=11184.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=4.23 kvar=0.83
New Load.11111 Bus1=11111.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=10.74 kvar=2.20
New Load.258072 Bus1=258072.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=57.64 kvar=12.14
New Load.11103 Bus1=11103.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=68.74 kvar=14.11
New Load.255979 Bus1=255979.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.36 kvar=0.69
New Load.257250 Bus1=257250.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.59 kvar=0.63
New Load.260143 Bus1=260143.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=1.48 kvar=0.31
New Load.11125 Bus1=11125.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=6.80 kvar=1.40
New Load.15706 Bus1=15706.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=4.97 kvar=1.02
New Load.15708 Bus1=15708.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.56 kvar=1.38
New Load.15688 Bus1=15688.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.79 kvar=1.01
New Load.15691 Bus1=15691.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.40 kvar=0.29
New Load.255913 Bus1=255913.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=17.45 kvar=3.67
New Load.255628 Bus1=255628.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=45.80 kvar=8.43
New Load.11110 Bus1=11110.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.0 kvar=0.18
New Load.11108 Bus1=11108.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=27.08 kvar=4.96
New Load.11174 Bus1=11174.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.77 kvar=1.43
New Load.125762 Bus1=125762.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.44 kvar=0.66
New Load.259508 Bus1=259508.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.54 kvar=0.67
New Load.31072 Bus1=31072.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=29.62 kvar=6.07
New Load.231485 Bus1=231485.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=80.44 kvar=16.52
New Load.258402 Bus1=258402.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=14.76 kvar=3.03
New Load.31089 Bus1=31089.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=20.43 kvar=4.19
New Load.31082 Bus1=31082.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=26.01 kvar=5.32
New Load.45123 Bus1=45123.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.60 kvar=1.93
New Load.45179 Bus1=45179.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.16 kvar=1.32
New Load.45178 Bus1=45178.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.93 kvar=2.00
New Load.257530 Bus1=257530.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.53 kvar=0.10
New Load.131525 Bus1=131525.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.10 kvar=1.19
New Load.131530 Bus1=131530.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.56 kvar=0.88
New Load.131532 Bus1=131532.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.85 kvar=0.55
New Load.45180 Bus1=45180.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=15.77 kvar=2.89
New Load.44928 Bus1=44928.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.17 kvar=1.12
New Load.45128 Bus1=45128.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=38.12 kvar=8.01
New Load.258224 Bus1=258224.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=11.43 kvar=2.35
New Load.303387 Bus1=303387.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=0.83 kvar=0.15
New Load.255094 Bus1=255094.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.72 kvar=1.59
New Load.45152 Bus1=45152.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=9.25 kvar=1.68
New Load.258222 Bus1=258222.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.31 kvar=1.33
New Load.334432 Bus1=334432.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=4.52 kvar=0.93
New Load.191253 Bus1=191253.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.70 kvar=0.96
New Load.45176 Bus1=45176.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.71 kvar=0.76
New Load.73712 Bus1=73712.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=0.12 kvar=0.02
New Load.200294 Bus1=200294.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=46.72 kvar=9.60
New Load.334434 Bus1=334434.1.2.3 Phases=3 conn=Delta kv=13.8 kw=6.44 kvar=1.32
New Load.258310 Bus1=258310.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=1.48 kvar=0.30
New Load.209000 Bus1=209000.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=5.32 kvar=1.08
New Load.258258 Bus1=258258.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=7.13 kvar=1.48
New Load.52577 Bus1=52577.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=78.64 kvar=16.15
New Load.285079 Bus1=285079.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.40 kvar=0.90
New Load.307218 Bus1=307218.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.21 kvar=0.04
New Load.136350 Bus1=136350.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=3.80 kvar=0.78
New Load.54220 Bus1=54220.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=26.22 kvar=5.52
New Load.143047 Bus1=143047.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=9.89 kvar=1.79
New Load.295497 Bus1=295497.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.10 kvar=0.65
New Load.54401 Bus1=54401.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.56 kvar=1.55
New Load.255048 Bus1=255048.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=58.48 kvar=10.68
New Load.54417 Bus1=54417.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=35.41 kvar=6.53
New Load.120826 Bus1=120826.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.87 kvar=0.18
New Load.330559 Bus1=330559.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.82 kvar=0.80
New Load.330572 Bus1=330572.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.56 kvar=0.11

New Load.54424 Bus1=54424.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.06 kvar=1.27
New Load.54469 Bus1=54469.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.17 kvar=0.03
New Load.54425 Bus1=54425.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=29.25 kvar=6.0
New Load.330621 Bus1=330621.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.12 kvar=0.43
New Load.257692 Bus1=257692.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.25 kvar=0.46
New Load.255025 Bus1=255025.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.36 kvar=1.30
New Load.54462 Bus1=54462.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.69 kvar=0.96
New Load.54443 Bus1=54443.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.74 kvar=1.38
New Load.54447 Bus1=54447.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.80 kvar=1.39
New Load.254454 Bus1=254454.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.42 kvar=0.09
New Load.54453 Bus1=54453.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.27 kvar=0.88
New Load.54458 Bus1=54458.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.48 kvar=1.33
New Load.55050 Bus1=55050.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.61 kvar=2.18
New Load.55053 Bus1=55053.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.56 kvar=1.14
New Load.257336 Bus1=257336.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.80 kvar=0.37
New Load.55044 Bus1=55044.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.29 kvar=1.29
New Load.54902 Bus1=54902.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.70 kvar=1.37
New Load.55065 Bus1=55065.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.12 kvar=2.08
New Load.55055 Bus1=55055.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.28 kvar=0.26
New Load.54911 Bus1=54911.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.34 kvar=1.50
New Load.255082 Bus1=255082.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.43 kvar=1.11
New Load.257516 Bus1=257516.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.61 kvar=1.56
New Load.55048 Bus1=55048.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.83 kvar=0.99
New Load.65045 Bus1=65045.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.92 kvar=2.29
New Load.66259 Bus1=66259.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.41 kvar=1.35
New Load.257243 Bus1=257243.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.91 kvar=0.61
New Load.65129 Bus1=65129.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.65 kvar=0.13
New Load.65110 Bus1=65110.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=10.70 kvar=2.20
New Load.65113 Bus1=65113.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=5.46 kvar=1.12
New Load.65132 Bus1=65132.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=31.09 kvar=6.39
New Load.331314 Bus1=331314.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=66.81 kvar=13.75
New Load.331309 Bus1=331309.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=4.64 kvar=0.95
New Load.331306 Bus1=331306.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=4.69 kvar=0.96
New Load.65076 Bus1=65076.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=11.73 kvar=2.14
New Load.256111 Bus1=256111.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12.64 kvar=2.32
New Load.331312 Bus1=331312.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.80 kvar=0.78
New Load.65056 Bus1=65056.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.91 kvar=1.62
New Load.331308 Bus1=331308.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=4.93 kvar=1.02
New Load.255951 Bus1=255951.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=0.82 kvar=0.17
New Load.65099 Bus1=65099.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=13.78 kvar=2.83
New Load.256003 Bus1=256003.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.60 kvar=1.05
New Load.65096 Bus1=65096.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=2.03 kvar=0.42
New Load.65069 Bus1=65069.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=5.40 kvar=1.11
New Load.130245 Bus1=130245.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=0.25 kvar=0.05
New Load.69160 Bus1=69160.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=7.52 kvar=1.58
New Load.69175 Bus1=69175.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=12.31 kvar=2.53
New Load.69162 Bus1=69162.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.03 kvar=0.37
New Load.257570 Bus1=257570.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.72 kvar=0.99
New Load.69161 Bus1=69161.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.84 kvar=0.99
New Load.69168 Bus1=69168.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.76 kvar=0.77
New Load.69171 Bus1=69171.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.64 kvar=0.95
New Load.69177 Bus1=69177.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=17.08 kvar=3.50
New Load.255947 Bus1=255947.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.60 kvar=1.02
New Load.258156 Bus1=258156.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=1.65 kvar=0.30
New Load.258154 Bus1=258154.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=1.91 kvar=0.36
New Load.64978 Bus1=64978.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=69.87 kvar=14.34
New Load.65001 Bus1=65001.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.04 kvar=1.85
New Load.65160 Bus1=65160.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.11 kvar=1.49
New Load.255102 Bus1=255102.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=25.20 kvar=4.63
New Load.258264 Bus1=258264.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=13.13 kvar=2.40
New Load.65157 Bus1=65157.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.46 kvar=1.19
New Load.64997 Bus1=64997.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.24 kvar=0.04
New Load.64648 Bus1=64648.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=9.22 kvar=1.89
New Load.64649 Bus1=64649.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.70 kvar=0.96
New Load.64968 Bus1=64968.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.44 kvar=1.73
New Load.64975 Bus1=64975.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.46 kvar=1.33
New Load.257814 Bus1=257814.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.74 kvar=1.18
New Load.65022 Bus1=65022.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.81 kvar=1.40
New Load.65019 Bus1=65019.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.47 kvar=0.71
New Load.64962 Bus1=64962.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.28 kvar=1.70
New Load.224067 Bus1=224067.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.88 kvar=0.59
New Load.64964 Bus1=64964.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=14.47 kvar=2.97
New Load.64981 Bus1=64981.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.58 kvar=1.35
New Load.65017 Bus1=65017.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=11.03 kvar=2.26
New Load.64984 Bus1=64984.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.97 kvar=0.81
New Load.330631 Bus1=330631.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=2.61 kvar=0.47
New Load.331239 Bus1=331239.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=7.51 kvar=1.41

New Load.69142 Bus1=69142.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=21.75 kvar=4.46
New Load.69135 Bus1=69135.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=14.82 kvar=3.11
New Load.69125 Bus1=69125.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.0 kvar=1.06
New Load.69122 Bus1=69122.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12.40 kvar=2.60
New Load.255662 Bus1=255662.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.61 kvar=1.18
New Load.295852 Bus1=295852.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.91 kvar=0.59
New Load.320851 Bus1=320851.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.93 kvar=1.01
New Load.319485 Bus1=319485.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.82 kvar=0.78
New Load.320839 Bus1=320839.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.25 kvar=0.87
New Load.69132 Bus1=69132.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.83 kvar=1.60
New Load.69145 Bus1=69145.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.91 kvar=1.01
New Load.255372 Bus1=255372.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.17 kvar=0.24
New Load.69153 Bus1=69153.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.77 kvar=1.39
New Load.69147 Bus1=69147.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.02 kvar=1.44
New Load.349180 Bus1=349180.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.27 kvar=0.87
New Load.319471 Bus1=319471.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.99 kvar=0.61
New Load.331298 Bus1=331298.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.14 kvar=0.64
New Load.331299 Bus1=331299.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.24 kvar=0.66
New Load.331302 Bus1=331302.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.74 kvar=0.97
New Load.69176 Bus1=69176.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=5.96 kvar=1.24
New Load.334101 Bus1=334101.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.20 kvar=1.40
New Load.334099 Bus1=334099.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.36 kvar=1.0
New Load.334116 Bus1=334116.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.45 kvar=0.50
New Load.334124 Bus1=334124.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.22 kvar=0.45
New Load.334129 Bus1=334129.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.72 kvar=0.96
New Load.73094 Bus1=73094.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=1.30 kvar=1.27
New Load.73030 Bus1=73030.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.85 kvar=0.38
New Load.255862 Bus1=255862.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.72 kvar=1.17
New Load.25514 Bus1=25514.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=13.24 kvar=2.72
New Load.254996 Bus1=254996.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12.29 kvar=2.52
New Load.257452 Bus1=257452.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.70 kvar=1.37
New Load.138278 Bus1=138278.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.23 kvar=0.25
New Load.73079 Bus1=73079.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.52 kvar=0.53
New Load.73082 Bus1=73082.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.04 kvar=1.48
New Load.73033 Bus1=73033.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=6.78 kvar=1.39
New Load.73035 Bus1=73035.1.2.3 Phases=3 conn=Wye kv=13.8 kw=5.80 kvar=1.19
New Load.73038 Bus1=73038.1.2.3 Phases=3 conn=delta kv=13.8 kw=8.91 kvar=1.83
New Load.73040 Bus1=73040.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.69 kvar=0.15
New Load.208696 Bus1=208696.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=23.08 kvar=5.02
New Load.255870 Bus1=255870.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=11.29 kvar=1.27
New Load.255087 Bus1=255087.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.97 kvar=1.87
New Load.258367 Bus1=258367.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.89 kvar=0.40
New Load.73018 Bus1=73018.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12.04 kvar=2.52
New Load.255989 Bus1=255989.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.53 kvar=1.58
New Load.255092 Bus1=255092.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.93 kvar=1.04
New Load.73020 Bus1=73020.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=0.42 kvar=0.09
New Load.255517 Bus1=255517.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.44 kvar=0.92
New Load.64973 Bus1=64973.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=9.50 kvar=1.95
New Load.72983 Bus1=72983.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=14.84 kvar=3.11
New Load.72988 Bus1=72988.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=15.14 kvar=3.03
New Load.242492 Bus1=242492.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=12.60 kvar=3.55
New Load.242496 Bus1=242496.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=32.38 kvar=5.50
New Load.72996 Bus1=72996.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=20.36 kvar=5.08
New Load.72990 Bus1=72990.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.34 kvar=1.33
New Load.72992 Bus1=72992.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.35 kvar=0.50
New Load.73000 Bus1=73000.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.10 kvar=0.65
New Load.72998 Bus1=72998.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=37.58 kvar=10.60
New Load.73008 Bus1=73008.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.89 kvar=0.39
New Load.255578 Bus1=255578.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.11 kvar=0.84
New Load.280372 Bus1=280372.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.32 kvar=3.06
New Load.255537 Bus1=255537.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=21.12 kvar=9.23
New Load.141130 Bus1=141130.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.17 kvar=0.86
New Load.255606 Bus1=255606.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.37 kvar=0.90
New Load.256057 Bus1=256057.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=22.87 kvar=7.59
New Load.257614 Bus1=257614.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=1.18 kvar=0.24
New Load.258218 Bus1=258218.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.92 kvar=3.19
New Load.258276 Bus1=258276.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=20.08 kvar=9.02
New Load.73047 Bus1=73047.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.69 kvar=2.14
New Load.73073 Bus1=73073.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.74 kvar=0.56
New Load.73076 Bus1=73076.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=6.10 kvar=1.23
New Load.258351 Bus1=258351.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.29 kvar=0.47
New Load.258522 Bus1=258522.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=11.49 kvar=3.28
New Load.259059 Bus1=259059.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.02 kvar=0.55
New Load.216595 Bus1=216595.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.68 kvar=0.86
New Load.258936 Bus1=258936.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.62 kvar=0.84
New Load.216571 Bus1=216571.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=10.87 kvar=2.17
New Load.216573 Bus1=216573.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=4.28 kvar=0.80

```
New Load.258572 Bus1=258572.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=2.74 kvar=0.54
New Load.258754 Bus1=258754.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=8.44 kvar=1.56
New Load.259011 Bus1=259011.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=5.96 kvar=1.09
New Load.259106 Bus1=259106.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.78 kvar=0.71
New Load.216561 Bus1=216561.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=7.22 kvar=1.32
New Load.216580 Bus1=216580.1 Phases=1 conn=Wye kv=13.8 kw=3.8 kvar=0.56



New Load.1 Bus1=31845.1.2.3 Phases=3 conn=Wye Model=1 kv=13.8 kw=1000 kvar=70

New Energymeter.alimentador Line.1


Set VoltageBases = "69,13.8"
CalcVoltageBases
BusCoords CordSalcedo.csv
Show Voltages LN Element
Show Power Element
Show Power kVA Element
Show losses

! solve mode=direct
set maxiterations=100
solve

plot Profile Phases
Visualize element=Load.258420 what=voltage
Visualize element=load.258420 what=power
Visualize element=Load.31056 what=voltage
Visualize element=load.31056 what=power


Visualize element=Load.10 what=voltage
Visualize element=load.9 what=power
```

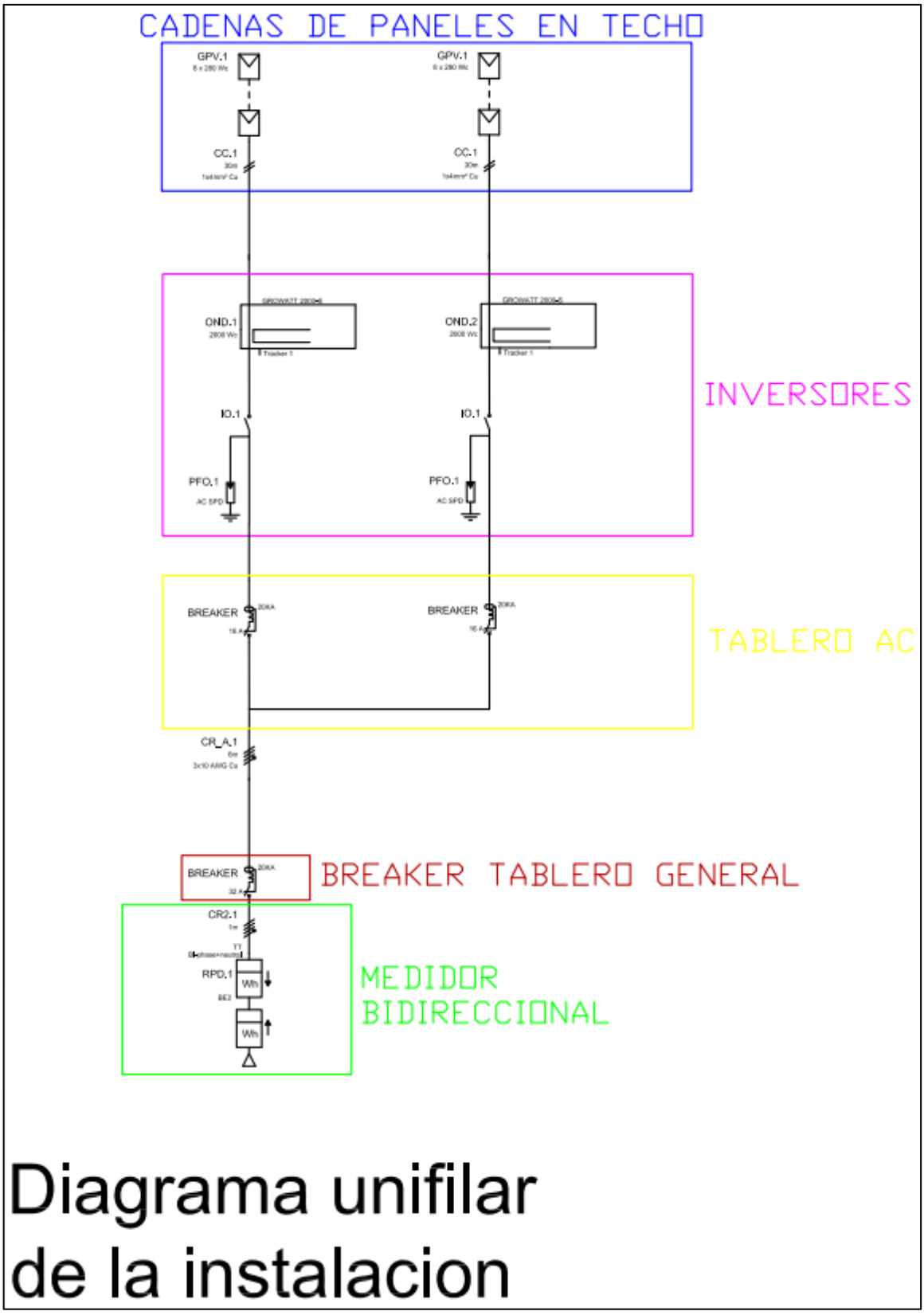


Figura 85. Conexión generación fotovoltaica a sistema eléctrico.
Fuente: Los autores

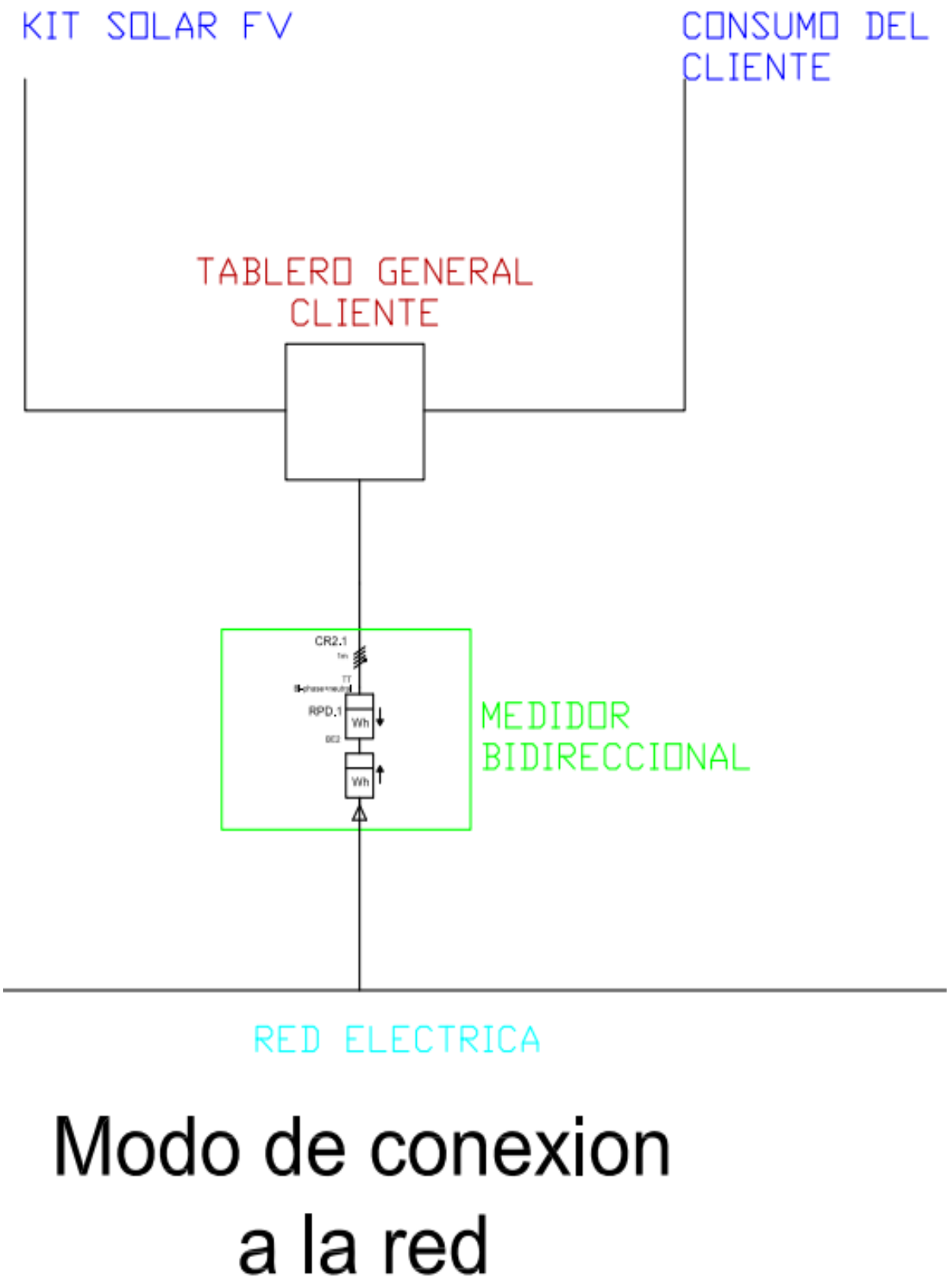


Figura 86. Modo de conexión a la red.
Fuente: Los autores

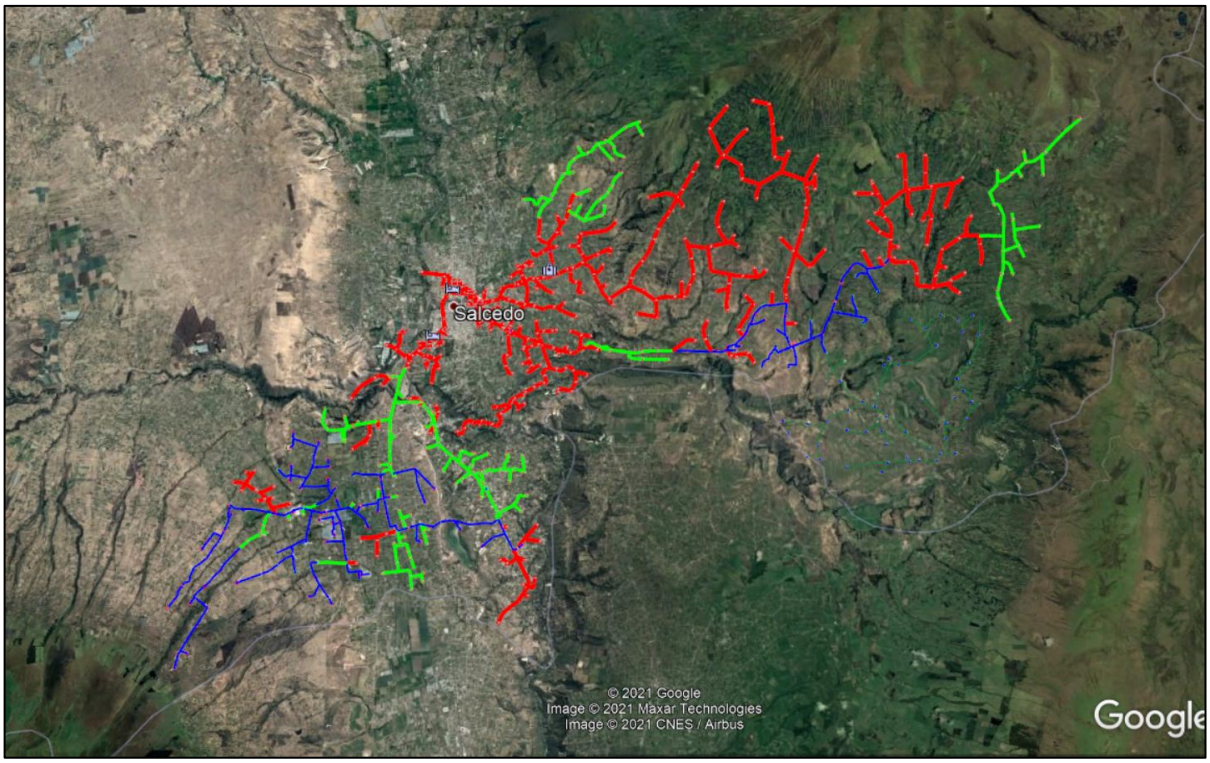


Figura 87. Mapa de capacidad de alojamiento.
Fuente: Los autores

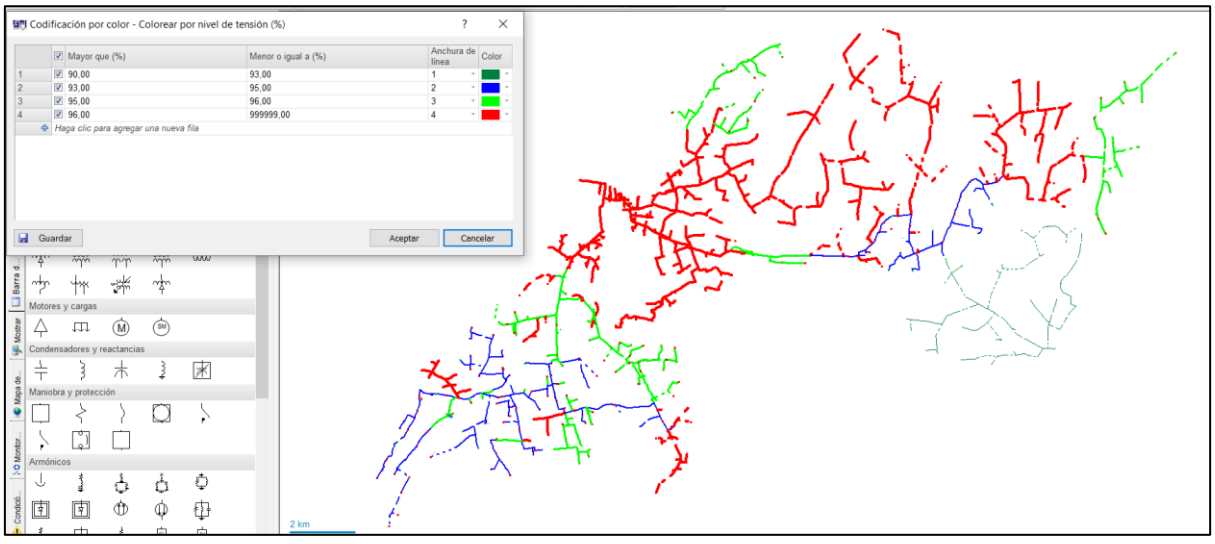


Figura 88. Alimentador Salcedo.
Fuente: Los autores

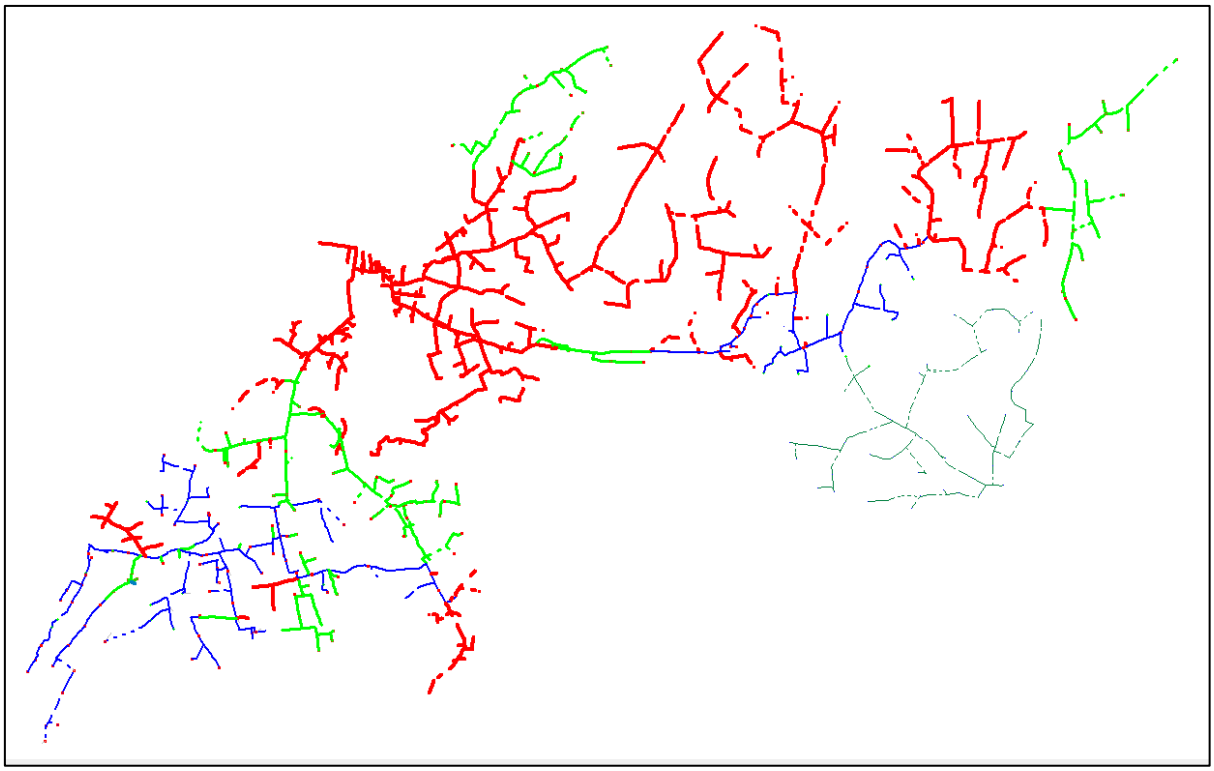


Figura 89. Alimentador antes de la inserción fotovoltaica.
Fuente: Los autores

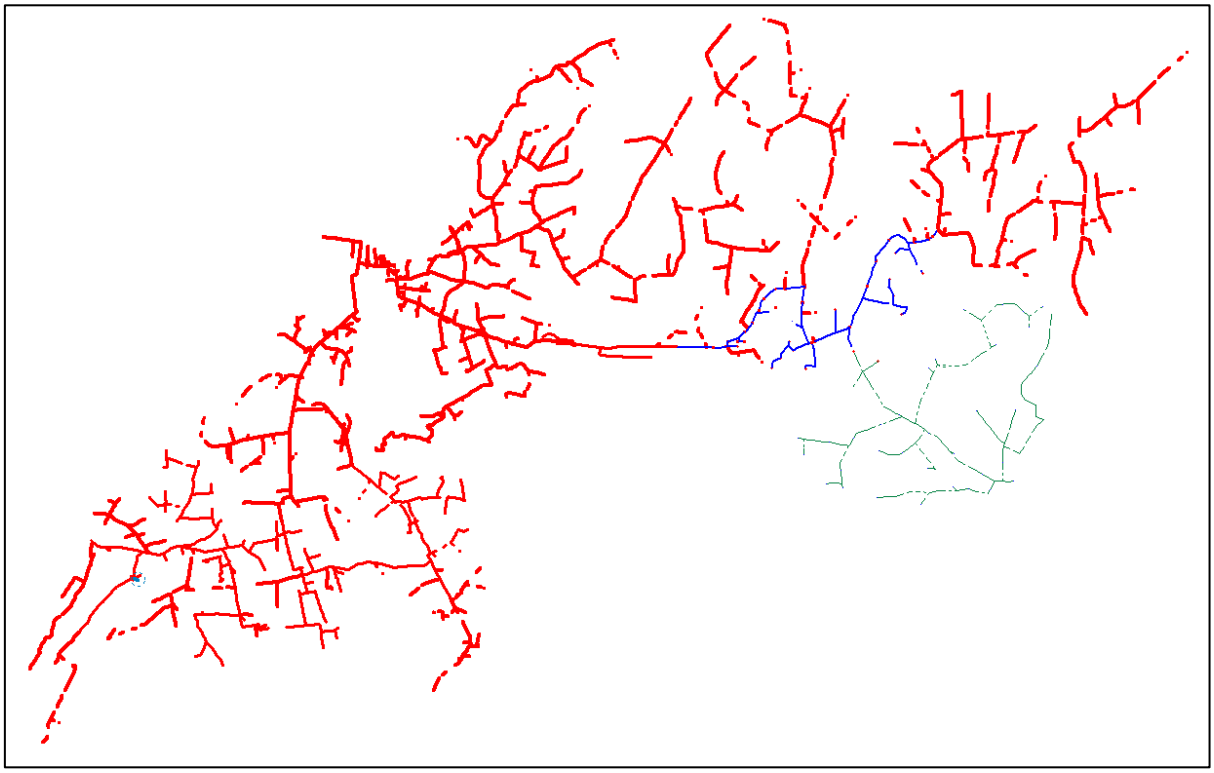


Figura 90. Alimentador después de la inserción fotovoltaica.
Fuente: Los autores