

UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA CON MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA
MITIGAR PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR C-212**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

AUTOR

LARRY TOMANGUILLA DAZA

ASESOR

HUGO WALTER MUNDACA GUERRA

<https://orcid.org/0000-0002-8210-9581>

Chiclayo, 2022

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA CON MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA
MITIGAR PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL
ALIMENTADOR C-212**

PRESENTADA POR:

LARRY TOMANGUILLA DAZA

A la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo
para optar el título de

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

APROBADA POR:

Jony Villalobos Cabrera
PRESIDENTE

Luis Alberto Gonzales Bazan
SECRETARIO

Hugo Walter Mundaca Guerra
VOCAL

Dedicatoria

A mis queridos padres Reyes Tomanguilla y Marilú daza, quienes fueron los autores principales en la etapa de mi formación personal y profesional. A mis hermanos, Kevin y karol por su apoyo incondicional y en especial a mi abuelito Adolfo Daza; quien descansa en paz.

Agradecimientos

Tengo la grata satisfacción de haberme rodeado de personas maravillosas, en esta ocasión, hago propicia la oportunidad para agradecer en primer lugar a Dios por haber guiado mis pasos por el buen camino, por las oportunidades laborales que me ha brindado y por no permitir decaer ante las adversidades, forjando coraje en mi corazón. A mis padres por el gran esfuerzo, valentía y perseverancia de hacer posible mi realización personal y profesional; Reyes Tomanguilla y Marilú Daza. Agradezco a mis tíos: Lita Benavides, Grima Daza, Valentín Bustamante. A la Señora Marita Ruiz.

Tomanguilla Daza_ tesis 100%

INFORME DE ORIGINALIDAD

6%

INDICE DE SIMILITUD

5%

FUENTES DE
INTERNET

1%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

Submitted to Universidad Continental

Trabajo del estudiante

<1%

2

docplayer.es

Fuente de Internet

<1%

3

www.scribd.com

Fuente de Internet

<1%

4

**Isidoro Segura Heras. "Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica",
Universitat Politecnica de Valencia, 2005**

Publicación

<1%

5

www.slideshare.net

Fuente de Internet

<1%

6

idus.us.es

Fuente de Internet

<1%

7

es.scribd.com

Fuente de Internet

<1%

8

dspace.ucuenca.edu.ec

Índice

RESUMEN.....	13
ABSTRACT	14
I. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1. JUSTIFICACIÓN	16
1.2. OBJETIVOS.....	17
II. MARCO TEÓRICO	18
1. Antecedentes	18
2. Bases Teóricas.....	18
2.1. Sistemas eléctricos de potencia.....	18
2.1.1. Generación de energía eléctrica	18
2.1.2. Subestaciones de potencia.....	19
2.1.3. Transmisión de energía.....	19
2.1.4. Distribución de energía.....	19
2.1.5. Configuración de circuitos primarios.....	20
2.2. Parámetros eléctricos de líneas	22
2.2.1. Resistencia.....	22
2.2.2. Inductancia	23
2.2.3. Capacidad	24
2.2.4. Susceptancia:	24
2.2.5. Conductancia	25
2.3. Flujo de potencia	25
2.4. Pérdida de energía.....	25
2.4.1. Pérdidas técnicas	25
2.4.2. Pérdidas no técnicas	25
2.5. Estabilidad de tensión	26
2.5.1. Caída de tensión trifásica	26
2.6. Generación distribuida	26
2.6.1. Tecnologías utilizadas	26
2.6.2. Efectos de generación distribuida en sistemas de distribución.	27
2.6.3. Marco normativo de generación distribuida en el Perú	31
2.6.4. Normas IEEE.....	32
2.7. Consideraciones generales de sistemas fotovoltaicos	33

2.7.1.	Energía fotovoltaica	33
2.7.2.	Coordenadas geográficas	33
2.7.2.1.	Latitud	33
2.7.2.2.	Longitud	33
2.7.3.	Acimut	34
2.7.4.	Radiación solar	34
2.7.4.1.	Radiación directa.....	34
2.7.5.	Irradiancia e irradiación	34
2.7.6.	Medición y estimación de la irradiación solar	34
2.7.7.	Efectos de irradiancia y temperatura	34
2.7.8.	Potencia máxima y eficiencia.....	36
2.7.9.	Horas sol pico.....	36
2.7.10.	Módulos fotovoltaicos	36
2.7.11.	Conexión de módulos fotovoltaicos.....	37
2.7.12.	Inversores	38
2.7.13.	Criterios de selección de inversores conectados a la red [14]	40
2.7.14.	Conexión de módulos fotovoltaicos conectados a la red de MT (método Italiano) [16]	41
III.	METODOLOGÍA	42
3.1.	Tipo y nivel de investigación	42
3.1.1.	Enfoque	42
3.1.2.	Tipo.....	42
3.2.	Diseño de investigación.....	42
3.3.	Población y muestra.....	42
3.3.1.	Población	42
3.3.2.	Muestra	42
3.4.	Criterios de selección	42
3.5.	Operación de variables	43
3.6.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	44
3.7.	Matriz de consistencia.....	44
IV.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	45
4.1.	Analizar la situación actual del AMT C-212 mediante simulación de flujo de potencia	45
4.1.1.	Descripción general de AMT C-212.....	45
4.1.2.	Curvas de carga.....	45
4.1.3.	Parámetros eléctricos de línea.....	47
4.1.4.	Metodología y procedimiento.....	47

4.1.5.	Información.....	48
4.1.6.	División de periodos referentes al día 20/05/2020.....	48
	¿Por qué la división de 4 periodos diferentes?.....	48
4.1.7.	Pérdidas de potencia y máxima caída de tensión por periodo, día 20/05/20.....	49
4.1.8.	Periodo 01.....	49
4.1.9.	Periodo 02.....	50
4.1.10.	Periodo 03.....	50
4.1.11.	Periodo 04.....	51
4.1.12.	Potencia suministrada y pérdidas de energía en AMT C-212.....	51
4.2.	Determinar el nivel de penetración y ubicación favorable para tres bancos de generadores fotovoltaicos	52
4.2.1.	Zonificación.....	53
4.2.2.	Criterios de selección	54
4.2.3.	Resultados.....	54
4.2.4.	Disponibilidad de terreno	56
4.3.	Evaluar la capacidad de generación de energía eléctrica de cada generador.....	57
4.3.1.	Procedimiento para simulación.....	58
4.3.2.	Generador Puerto Eten.....	59
4.3.3.	Generador LARAN	69
4.3.4.	Generador Reque	78
4.3.5.	Energía inyectada a la red.....	87
4.4.	Resultados y beneficios del escenario propuesto sobre la situación actual del AMT C-212	87
4.4.1.	Consideraciones.....	88
4.4.2.	Modelado de generadores en DIgSILNT.....	88
4.4.3.	Perturbación de conectar tres generadores fotovoltaicos a la red.....	90
4.4.4.	Potencia suministrada y pérdidas de energía	94
V.	CONCLUSIONES.....	97
VI.	RECOMENDACIONES.....	98
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
VIII.	ANEXOS	100

Lista de tablas

Tabla 1. Operación de variables	43
Tabla 2. Matriz de consistencia	44
Tabla 3. Datos generales de AMT C-212	45
Tabla 4. Parámetros de conductores	47
Tabla 5. División de periodos.....	48
Tabla 6. Datos de entrada periodo 01	49
Tabla 7. Cuadro de resultados periodo 01	49
Tabla 8. Datos de entrada periodo 02	50
Tabla 9. Cuadro de resultados de resultados periodo 02	50
Tabla 10. Datos de entrada periodo 03	50
Tabla 11. Cuadro de resultados de resultados periodo 03	50
Tabla 12. Datos de entrada periodo 04	51
Tabla 13. Cuadro de resultados de resultados periodo 04	51
Tabla 14. Energía suministrada y perdidas de energía	52
Tabla 15. Datos de entrada de periodo 03	54
Tabla 16. Resultados de simulación	55
Tabla 17. Ubicación y nivel de penetración de generadores	56
Tabla 18. Generadores.....	58
Tabla 19. Disposición de módulos	59
Tabla 20. Especificaciones eléctricas de módulos.....	59
Tabla 21. Especificaciones eléctricas de inversor	60
Tabla 22. Potencia por inversor.....	60
Tabla 23. Configuración por inversor.....	61
Tabla 24. Parámetros de módulo fotovoltaico.....	62
Tabla 25. Parámetros de 20 cadenas y en 16 en serie por inversor	63
Tabla 26. Verificación de inversor	64
Tabla 27. Conexionado de cadenas por MPP	65
Tabla 28. Verificación de 2 cadenas por MPP	66
Tabla. 29 Variantes de simulación	66
Tabla 30. Dimensiones de módulo	68
Tabla 31. Área requerida para 78 módulos en cadena y 16 en serie	69
Tabla 32. Áreas de módulos, requerida y disponible.	69
Tabla 33. Disposición de módulos	69
Tabla 34. Especificaciones eléctricas de modulo	70

Tabla 35. Especificaciones eléctricas de inversor	70
Tabla 36. Potencia por inversor	71
Tabla 37. Configuración por inversor.....	71
Tabla 38. Parámetros de modulo fotovoltaico.....	72
Tabla 39. Parámetros de arreglo por inversor.....	73
Tabla 40. Verificación de inversor	74
Tabla 41. Cadenas por cada seguidor MPP y por inversor.....	74
Tabla 42. Verificación de 3 cadenas por MPP	75
Tabla 43. Variantes de simulación	75
Tabla 44. Dimensiones de módulo	77
Tabla 45. Área requerida	77
Tabla 46. Áreas.....	78
Tabla 47. Disposición de módulos	78
Tabla 48. Especificaciones eléctricas de módulo	79
Tabla 49. Especificaciones eléctricas de inversor	79
Tabla 50. Potencia por inversor	80
Tabla 51. Configuración por inversor.....	80
Tabla 52. Parámetros de módulo	81
Tabla 53. Parámetros de arreglo por inversor.....	82
Tabla 54. Verificación de inversor	83
Tabla 55. Cadenas por MPP y por cada inversor.	83
Tabla 56. Verificación de 3 cadenas por MPP	84
Tabla 57. Variantes del sistema.....	84
Tabla 58. Dimensiones de módulo	86
Tabla 59. Área requerida	87
Tabla 60. Áreas.....	87
Tabla 61. Resumen	87
Tabla 62. Potencia suministrada y pérdidas de potencia.....	94
Tabla 63. Potencia suministrada y perdidas de energía con GD y sin GD.....	96

Lista de figuras

Figura 1. Subestación SECHO y alimentadores.....	19
Figura 2. Subestación de distribución y circuito secundario.....	20
Figura 3. Sistema radial.....	20
Figura 4. Sistemas en anillo.....	21
Figura 5. Sistema mallado	21
Figura 6. Distancia media geométrica entre conductores.....	24
Figura 7. Distancia media geométrica entre conductores.....	24
Figura 8. Sistema de distribución con dos cargas.....	27
Figura 9. Sistema de distribución con GD y Sin GD agua debajo de transformador regulado.	28
Figura 10. Pérdidas en función del grado de penetración.....	29
Figura 11. Curvas de penetración en relación a la tecnología empleada.....	29
Figura 12. Niveles de penetración.	30
Figura 13. Flujo de carga inversa	31
Figura 14. Efectos de irradiancia I-U.	35
Figura 15. Efectos de temperatura en I-U	35
Figura 16. Potencia máxima	36
Figura 17. Equivalencia de radiación	36
Figura 18. Modulo fotovoltaico.....	37
Figura 19. Conexión mixta	38
Figura 20. Seguidor de punto de máxima potencia MPP.	39
Figura 21. Conexión de módulos a inversor central.....	39
Figura 22. Conexionado en cadena.....	40
Figura 23. Inversor integrado en el modulo	40
Figura 24. Generador fotovoltaico conectado a la red MT.....	41
Figura 25. Curvas de cargas de alimentadores, subestación SECHO.	45
Figura 26. Curva de carga de AMT C-212_ SAB-05-20.	46
Figura 26. Curva de carga de AMT C-212_ MIER/05/20.....	46
Figura 27. Curva de carga de AMT C-212_ VIER/05/20	46
Figura 28. Zonificación de alimentador	53
Figura 29 Entrada puerto Eten.....	56
Figura 30. Carretera Laran, cruce Reque.....	57
Figura 31. Reque	57

Figura 32. Producción mensual y pérdidas.....	67
Figura 34. Distancia mínima entre módulos.....	68
<i>Figura 37. Producción mensual promedio por día</i>	<i>85</i>
Figura 38. Pérdidas anuales.....	85
Figura 39. Generador fotovoltaico conectado a la red.....	88
Figura 40. Valores de potencia aparente y FP	89
Figura 41. Valores de potencia activa y límites operacionales.....	89
Figura 42. Edición de datos	90
Figura 43. Alimentador C-212 con generadores conectados.....	90
Figura 44. Simulación RMS	91
Figura 45. Cargabilidad de transformador de potencia.	91
Figura 46. Cargabilidad de transformador de potencia sin GD.....	92
Figura 47. Cargabilidad de transformador de potencia con GD.....	92
Figura 48. Variación de tensión en cabezal producto de inserción de generadores fotovoltaicos.	92
Figura 49. Perturbación de tensión	93
Figura 50. Variación de Frecuencia en cabezal producto de inserción de generadores fotovoltaicos.	93
Figura 51. Perturbación de tensión	93
Figura 52. Variación de tensión en barra 2635 producto de inserción de generadores fotovoltaicos.	94
Figura 53. Variación de frecuencia en barra 2635 producto de inserción de generadores fotovoltaicos.	94

Lista de anexos

Anexo 1. Diagrama unifilar de alimentador C-212.	100
Anexo 2. Determinación de horas pico.	101
Anexo 3. Subestaciones y determinación de sumatoria de máxima demanda de las mismas.	105
Anexo 4. Energía suministrada y pérdidas de energía referentes al día 20-05-2020	112
Anexo 5. Ficha técnica de modulo fotovoltaico	113
Anexo 6. Ficha técnica de modulo fotovoltaico	114
Anexo 7. Ficha técnica de inversor SUN2000-100KTL-M1	115
Anexo 8. Ficha técnica de inversor PVS100-TL	116
Anexo 9. Ficha técnica de transformadores elevadores para conexión de generadores al AMT C-212. 750kVA, 500 kVA.....	117
Anexo 10. Energía suministrada y perdidas de energía con y sin generación distribuida	124

RESUMEN

El presente estudio se basa en la determinación de pérdidas de energía referentes al alimentador C-212 de la subestación de potencia SECHO, cuya finalidad incide en tratar de mitigar las mismas mediante la implementación de generación distribuida. Las pérdidas de energía y las caídas de tensión representan un valor elevado, producto del recorrido y la gran demanda del sistema eléctrico, por lo que es necesario tomar acciones pertinentes que logren aumentar la eficiencia del mismo. El objetivo general de la presente tesis, se basa en proponer la implementación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos con la finalidad de mitigar las pérdidas de energía en el alimentador de media tensión C-212, logrando beneficios con los mínimos impactos posibles. De acuerdo con las simulaciones realizadas se determinaron las pérdidas de energía, energía suministrada y se identificó la barra que representa la máxima caída de tensión. De la misma manera, se determinó el nivel de penetración y ubicación favorable de tres bancos generadores fotovoltaicos; considerando las pérdidas de potencia. En base a la simulación realizada en PVsyst se determinó la potencia de despacho de cada generador y la energía anual que podría inyectar a la red eléctrica. Por último, como propuesta para la mitigación de pérdidas de energía, se implementó la generación distribuida en DIGSILENT, en otras palabras, los generadores se conectaron al AMT C-212, cuyos impactos fueron beneficiosos para el alimentador en estudio. Se logró bajar el nivel de cargabilidad del transformador elevador situado en SECHO, de la misma manera, se redujo el valor de la máxima caída de tensión y por último se lograron mitigar las pérdidas de energía. En resumen, la implementación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos logra mitigar las pérdidas de energía, mejora el nivel de tensión y no afecta la frecuencia del sistema.

Palabras clave: Generación distribuida, alimentador, sistemas fotovoltaicos, flujo de potencia.

ABSTRACT

This study is based on the determination of energy losses related to the C-212 feeder of the SECHO power substation, the purpose of which is to try to mitigate them through the implementation of distributed generation. Energy losses and voltage drops represent a high value, a product of the route and the great demand of the electrical system, so it is necessary to take appropriate actions to increase its efficiency. The general objective of this thesis is based on proposing the implementation of distributed generation with photovoltaic modules in order to mitigate energy losses in the C-212 medium voltage feeder, achieving benefits with the minimum possible impacts. According to the simulations carried out, the energy losses, supplied energy, were determined and the bar representing the maximum voltage drop was identified. In the same way, the penetration level and favorable location of three photovoltaic generator banks were determined; considering power losses. Based on the simulation carried out in PVsyst, the dispatch power of each generator and the annual energy that it could inject into the electrical network was determined. Finally, as a proposal to mitigate energy losses, distributed generation was implemented in DIgSILENT, in other words, the generators were connected to AMT C-212, whose impacts were beneficial for the feeder under study. It was possible to lower the chargeability level of the step-up transformer located in SECHO, in the same way, the value of the maximum voltage drop was reduced and, finally, energy losses were mitigated. In summary, the implementation of distributed generation with photovoltaic modules mitigates energy losses, improves the voltage level and does not affect the frequency of the system.

Keywords: Distributed generation, feeder, photovoltaic systems, power flow.

I. INTRODUCCIÓN

Un alto índice de pérdidas de energía provoca perjuicios económicos para las empresas distribuidoras, un leve incremento en la facturación de los usuarios finales y menos confiabilidad en el abastecimiento de la misma. Las pérdidas técnicas de energía se producen por la operatividad del sistema y de los componentes que la conforman tanto en conducción y transformación; así como, los fenómenos físicos. Las pérdidas de energía en el año 2014 oscilaron cerca del 6,00% con respecto a la producción según la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), mientras tanto en países en desarrollo el índice de pérdidas es mayor (del 9,00% a 55,00 %), de acuerdo al Banco Mundial [1]

La región de Lambayeque se encuentra bajo la concesión de la empresa ENSA, la cual emitió una memoria anual indicando que, en el año 2018, el sistema de transmisión perdió el 2,52 % (23,015 GWh) en relación de la energía generada. En 2017, represento un valor de 2,29 % (20,30 GWh). El incremento de pérdidas surgió a raíz del crecimiento de la carga. En los sistemas de distribución alcanzaron niveles de pérdidas de 11,19 % correspondiente a la energía distribuida en MT y BT, lo cual equivale a 102,11 GWh, con una pequeño incremento de 0,07 con respecto al 2017, cuando bordeo el 11,12 %, equivalente a 98,25 GWh. [2]

Un estudio realizado en Arequipa sobre la influencia de la generación distribuida en redes de baja tensión, hace mención que la generación distribuida con módulos fotovoltaicos mejora el comportamiento de los niveles de tensión en viviendas unifamiliares. El único inconveniente estaría dado por el costo de implementación. [3]. Mientras tanto, en 2015 se publicó una tesis doctoral de, Planeamiento de la generación distribuida en el Perú. La cual concluye en que la generación distribuida compensaría su elevado costo con la compensación de pérdidas de energía. [4] Existen casos en los cuales la implementación de generación distribuida provoca flujo bidireccional, incrementando la corriente máxima permisible, e incrementado los índices de pérdidas de potencia.

1.1.JUSTIFICACIÓN

1.1.1. Social

Se busca despejar la incertidumbre de la generación distribuida y que las personas cuenten con la mejor tecnología en generación de energía, la cual permitirá satisfacer la demanda y atender mejor al usuario final, permitiendo su desarrollo adecuado en sus labores domésticas e industriales.

1.1.2. Económica

La generación distribuida, puede generar que las pérdidas disminuyan y esta mejora afecte el costo y la calidad de la energía, lo que a la larga implica ahorros en los usuarios y menor impacto económico.

1.1.3. Tecnológica.

La utilización de la generación distribuida implica un cambio tecnológico en la forma de generar la energía, que hace más dinámico los sistemas eléctricos y a larga una ampliación de la tecnología para el trámite comercial entre usuarios y Ensa.

1.1.4. Ambiental.

Se busca fomentar la utilización de energías renovables con módulos fotovoltaicos aprovechando la incidencia de un potencial de radiación presente en la región de Lambayeque; energía limpia y sin ninguna repercusión ambiental.

1.2.OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Proponer la implementación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos para mitigar pérdidas de energía y mejorar la estabilidad de tensión en el alimentador C-212.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Analizar la situación actual del AMT C-212 mediante simulación de flujo de potencia.
2. Determinar el nivel de penetración necesario y ubicación favorable para tres bancos de generadores fotovoltaicos.
3. Evaluar la capacidad de generación de energía eléctrica de cada generador.
4. Resultados y beneficios del escenario propuesto sobre la situación actual del AMT C-212.

II. MARCO TEÓRICO

1. Antecedentes

En base a un estudio realizado en Quito por el alumno Lenin Marcelo Freire Sánchez, quien realizó un estudio de estabilidad y calidad de voltaje, mediante simulaciones en DigSILENT y curvas de voltaje, llegó a la conclusión de que el voltaje se incrementaba en los puntos más alejados. [5]

En la tesis doctoral titulada “Planeamiento de la generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica en el Perú”, estudia la aplicación del planeamiento y la planificación de las redes de distribución de energía eléctrica, utilizando Generación distribuida, esto debido a la necesidad de una mayor flexibilidad del sistema eléctrico, los nuevos escenarios legislativos, económicos, el ahorro de energía y el impacto medio ambiental. Quien concluye que, la generación distribuida ayuda a atender la máxima demanda y que tiene un costo relativamente bajo en el transcurso del tiempo. [4]

En una tesis presentada en Ecuador, conecta una central hidroeléctrica a una red de distribución de media tensión con la finalidad de determinar los posibles impactos, quien concluye en lo siguiente que el nivel de voltaje de la subestación constataba el valor de 1pu y en el punto más lejano 0.94pu, con la inserción de la central se logró incrementar a 1.05pu en el cabezal. [6]

2. Bases Teóricas

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por un grupo de generadores conectados a una red de líneas interconectadas entre sí, denominada SEIN (sistema eléctrico interconectado nacional), y de sistemas de distribución. El sistema eléctrico de potencia se divide en tres partes fundamentales: generación, transmisión y distribución.

2.1.1. Generación de energía eléctrica

Es la etapa en la cual las centrales eléctricas generadoras producen energía por transformación a partir de fuentes primarias, aprovechan el movimiento mecánico que son generados a partir de turbina de vapor, turbina hidráulica, turbina eólica, para transformarlos en energía eléctrica. El nivel de tensión se eleva por medio de subestaciones elevadoras para su transmisión y distribución de la misma, una central generadora emplea varias unidades auxiliares equipos de operación y protección e instrumentos para una operación eficiente y confiable, sin interrupciones.

2.1.2. Subestaciones de potencia

Las subestaciones de potencia constan de circuitos entrantes y salientes, son arreglos de componentes eléctricos que constan de interruptores, seccionadores, transformadores, barras, etc. Se sitúan en los centros de generación, transmisión. [9].

2.1.3. Transmisión de energía.

La energía eléctrica es transportada en alta tensión por conductores denominados como líneas de transmisión ya sean aéreas o subterráneas. Aunque estos conductores parecen ordinarios. Poseen importantes propiedades eléctricas que tienen un efecto en la transmisión de energía eléctrica.

2.1.4. Distribución de energía

El sistema de distribución es el encargado suministrar la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los consumidores finales, la energía es transportada y distribuida por circuitos primarios y secundarios. En el caso de estudio, la empresa encargada de la distribución es ENSA.

2.1.4.1. Circuitos primarios o alimentadores

Los circuitos primarios o también denominados alimentadores, son circuitos provenientes de las subestaciones de potencia con niveles de media tensión, los alimentadores recorren medios urbanos y rurales suministrando potencia a las subestaciones de distribución. En el caso de estudio, el alimentador empieza su recorrido en la subestación de potencia SECHO (60kV/22.9kV)

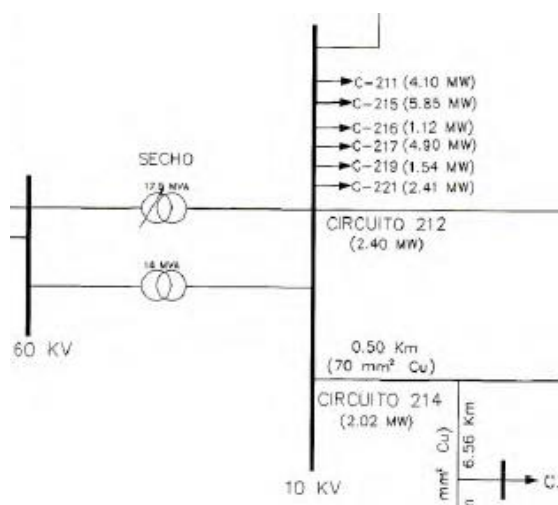


Figura 1. Subestación SECHO y alimentadores.

Fuente. Tesis plan de reducción de interrupciones para mejorar el suministro eléctrico

2.1.4.2. Circuitos secundarios

Los circuitos secundarios toman la potencia suministrada de los alimentadores a los transformadores de distribución y la distribuyen a los usuarios finales conectados a baja tensión.

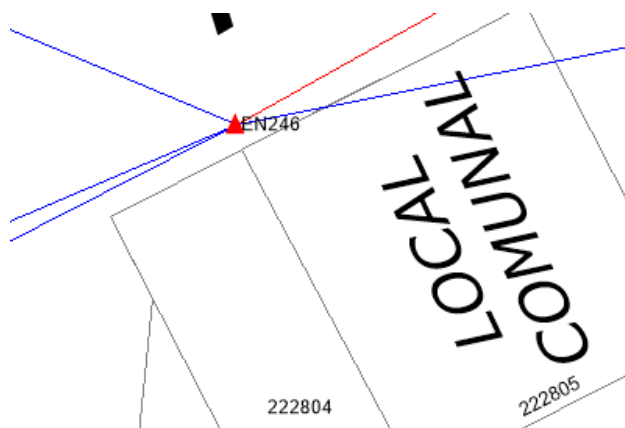


Figura 2. Subestación de distribución y circuito secundario.

Fuente. Software Mapinfo.

2.1.5. Configuración de circuitos primarios

2.1.5.1. Sistema Radial

El Sistema radial está conectado a un solo juego de barras, parte de las subestaciones con una sola trayectoria ramificada hacia las cargas, es el arreglo más simple y económico, sin embargo, cuenta con escasa confiabilidad, una falla en el sistema podría dejar sin suministro de energía eléctrica a los usuarios.

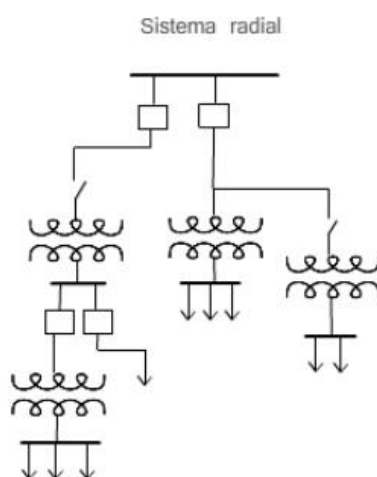


Figura 3. Sistema radial.

Fuente. Tesis impacto de la generación distribuida en redes de distribución.

2.1.5.2. Sistema en anillo

El sistema en anillo cuenta con más de una trayectoria entre la subestación y las cargas, ofrece mayor confiabilidad en el servicio ante fallas permitiendo aislar secciones, es un sistema radial dinámico.

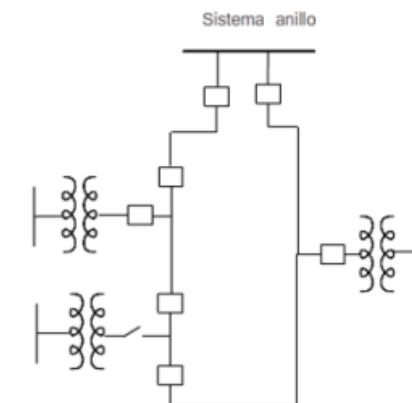


Figura 4. Sistemas en anillo

Fuente. Tesis impacto de la generación distribuida en redes de distribución.

2.1.5.3. Mallado

Es caracterizado por alimentar a la carga por más de un paso de energía, presenta mayor confiabilidad que los sistemas radiales y en anillo. Este sistema se suele utilizar en donde la continuidad del servicio sea necesario.

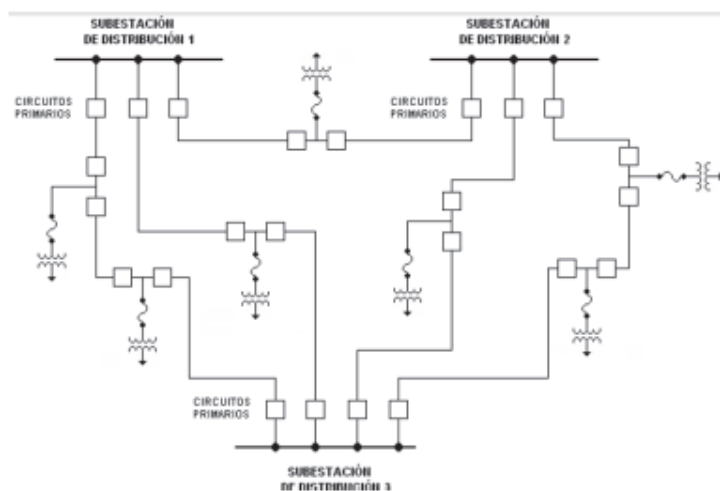


Figura 5. Sistema mallado

Fuente. Tesis impacto de la generación distribuida en redes de distribución.

2.1.6. Niveles de tensión

Los niveles de tensión en Perú se encuentran establecidos según el código nacional de electricidad (suministro), tanto en baja, media, alta y extra alta tensión.

- ✓ Baja tensión: 380/220 V
- ✓ Media tensión: 10kV, 22.9kV, 33kV, 22,9/13.2kV, 33/19kV
- ✓ Alta tensión: 60kV, 138kV, 220kV
- ✓ Extra alta tensión: 500kV

2.2. Parámetros eléctricos de líneas

Los circuitos eléctricos están conformados por los siguientes parámetros básicos esenciales: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Con los mencionados parámetros eléctricos se conforman la totalidad de los sistemas eléctricos actuales, desde un simple circuito hasta los más complejos sistemas de potencia. [5]

2.2.1. Resistencia.

La resistencia es la oposición al flujo de corriente eléctrica, su unidad de medida en el sistema internacional es ohmio (Ω)

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (\Omega)$$

Donde:

ρ : Resistividad de determinado material

L: longitud

S: Sección de conductor

La resistencia depende de la resistividad y es directamente proporcional a la longitud e inversamente proporcional a la sección transversal del conductor, esos quieren decir, a mayor sección menor resistencia, a menor sección mayor resistencia.

Según la ley de ohm, la resistencia es el resultado del cociente entre el voltaje y la corriente.

$$R = \frac{V}{I}$$

Donde:

V: Voltaje, en V

I: corriente, en A

La resistencia eléctrica en redes alimentadores se halla a partir de la siguiente expresión.

$$R_{\theta} = R_{20} + R_{\theta} \cdot \alpha(T - 20) \quad \Omega/\text{km}$$

Donde:

R_θ : Resistencia a una determinada temperatura

R_{20} : Resistencia a 20°C

α : Coeficiente de temperatura a 20°C

T : Temperatura deseada, en °C

2.2.2. Inductancia

La inductancia aprovecha la capacidad de energía para almacenarse en una bobina en forma de campo magnético, la inductancia se suele manifestar cuando hay un cambio de corriente en función al tiempo (Corriente alterna).

La siguiente formula expresa la inductancia la cual nos indica la tensión inducida por un campo magnético en función de la velocidad que varía la velocidad.

$$L = -\frac{e_{ind.}}{di/dt}$$

La inductancia es medida en H (henrio), en cálculos eléctricos se suele usar la reactancia inductiva expresada en ohmio (Ω).

$$X_L = \omega L = 2\pi fL \quad (\Omega)$$

ω : Pulsación eléctrica rad/s

f : Frecuencia, en Hz

L : Inductancia, en henrio

La siguiente expresión nos permite determinar la inductancia en un alimentador.

$$L_k = \left[\frac{1}{2.n} + 4.6 \log \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad H/km$$

Donde:

n : Numero de cables por fase

D_e : Distancia media geométrica, en m

r_e : Radio equivalente, en m

2.2.2.1. Radio equivalente

En el Perú se suelen utilizar un conductor por fase, el alimentador en estudio no es la excepción, por lo tanto, el radio equivalente para un conducto por fase es igual al radio del mismo.

$$r = \sqrt{r \cdot 1 \cdot R} = r$$

2.2.2.2. Distancia media geométrica

El alimentador es un circuito simple compuesto por tres fases, por lo tanto, la distancia medio geométrica se calcula a través de la siguiente expresión

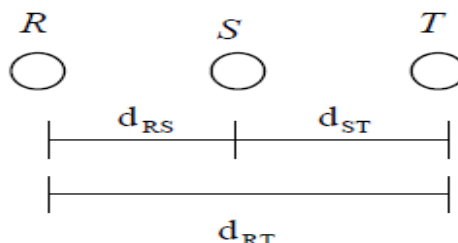


Figura 1. Distancia media geométrica entre conductores
Fuente. Manual cálculo de líneas y redes eléctricas.

$$D_e = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{ST} \cdot d_{RT}} [m]$$

2.2.3. Capacidad

La capacidad es un efecto que aparece en las líneas de transmisión debida a la diferencia de potencial existente entre ellas, esta diferencia de potencial hace que las líneas se comporten como un condensador, depende del tamaño de los conductores y su separación. [5]

Cabe recalcar que la capacidad es muy insignificante en líneas cortas, por tal motivo se suele despreciar para líneas que tengan una longitud inferior a 80Km.

2.2.4. Susceptancia:

La susceptancia es la parte imaginaria de la admitancia medida faradios, en primer lugar, se procede a calcular la capacidad.

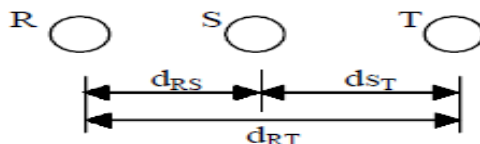


Figura 7. Distancia media geométrica entre conductores
Fuente. Manual cálculo de líneas y redes eléctricas

$$C_k = \frac{24.2 * 10^{-9}}{\log \frac{D_e}{r}} \quad (\text{faradios})$$

Calculada la capacidad por circuito, se procede a calcular la capacidad total por el número de circuitos.

$$C_{Ktotal} = C \cdot n$$

C_{Ktotal} : Capacidad total (faradios)

n: número de circuitos

Por último, se procede a calcular la susceptancia.

$$B = 2\pi f \cdot C_{Ktotal} \cdot L \quad (\text{siemens})$$

2.2.5. Conductancia

La conductancia es la facilidad que ofrece un material al paso de corriente, es el inverso a la resistencia e inductancia, la inductancia toma en cuenta las corrientes de fuga a través de los aisladores y el salto de los electrones al aire circundante, depende de factores externos climáticos y medioambientales, por lo que es muy cambiante a lo largo del recorrido de la línea, siendo despreciado en la mayoría de los casos debido a que su valor es muy pequeño y difícil de calcular con exactitud. [5]

2.3. Flujo de potencia

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia e indispensables para la planeación y expansión de sistemas eléctricos de potencia, así como la determinación de la correcta operatividad del sistema.

La información obtenida del estudio de flujo de potencia se basa en tener un conocimiento veraz de las magnitudes y el Ángulos de fases en cada barra, así como la potencia activa y reactiva que fluyen a lo largo de cada línea. [6]

Los métodos empleados para el cálculo de flujo de potencia son dos:

- Método de Gauss Seidel
- Newton Raphson

2.4. Pérdida de energía

2.4.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía se producen en todos los componentes que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, así como fenómenos físicos en líneas de transmisión, debido al efecto joule, efecto corona y efecto aislante.

2.4.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas técnicas se basan en usuarios o no usuarios que utilizan la energía sin ninguna retribución económica a la empresa distribuidora, las pérdidas no técnicas se clasifican en: [7]

- Fallas administrativas
- Fraude y hurto

2.5. Estabilidad de tensión

Es la habilidad de un sistema de potencia para mantener sus niveles de tensión aceptables en todas sus barras dentro de los límites establecidos, cuando el sistema está funcionando en condiciones normales o anormales.

2.5.1. Caída de tensión trifásica

$$\Delta V\% = \frac{PL(r_1 + X_1 \cdot tg \phi)}{10V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{(r_1 + X_1 \cdot tg \phi)}{10V_L^2}$$

Donde:

P : Potencia, en kW

L : Longitud, en km

r_1 : Resistencia, en Ω /km

X_1 : Reactancia inductiva, en Ω /km

ϕ : Angulo de factor de potencia

V_L : Voltaje de línea, en kV

K_1 : Factor de caída de tensión

2.6. Generación distribuida

Se basa en la generación de energía eléctrica a pequeña escala y que tenga la facilidad de conectarse en cualquier tramo de la red eléctrica, la generación distribuida tiene múltiples definiciones que difieren muy poco en relación con autores. Los sistemas de Generación distribuida pueden ser conectados directamente a la red eléctrica, lo más cercanos posible a las cargas, también se puede dar el caso que los clientes industriales, residenciales, comerciales, cuenten con la facultad de implementar un generador de energía eléctrica (renovable, no renovable), para autoconsumo, el excedente de energía producida inyectar a la red eléctrica.

2.6.1. Tecnologías utilizadas

Los sistemas fotovoltaicos son los más empleados en el tema de generación distribuida conjunto con los generadores eólicos, pero también se consideran las siguientes tecnologías [8]

- Energía con biomasa
- Mini turbinas

2.6.2. Efectos de generación distribuida en sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución radial o suburbana o de cualquier arreglo de red que se encuentren en las zonas urbanas, no están diseñadas para que se genere e inyecte energía en los sistemas de distribución, por lo tanto, la introducción de generación distribuida puede afectar en las magnitudes de flujo de potencia y en los niveles de tensión, los impactos generados pueden ser de carácter positivo como negativo. [9]

2.6.2.1.Regulación de voltaje

Los niveles de tensión suministrados a los usuarios finales se encuentran en límites establecidos según normativa para el buen funcionamiento de máquina y equipos conectados a la misma, por tal motivo, las empresas distribuidoras buscan controlar las tensiones con determinados equipamientos, los cuales son:

- Condensadores
- Reactancias o bobinas
- Transformadores reguladores

En la figura 8, se muestra un sistema de distribución simple sin generación distribuida, conformado por dos transformadores reguladores y dos cargas donde se podrán visualizar dos escenarios.

- En momentos de máxima demanda, el valor de tensión recibida por las cargas estará por encima del máximo permitido.
- En momentos de mínima demanda, el valor de tensión recibida por las cargas estará por debajo del máximo permitido. [10]

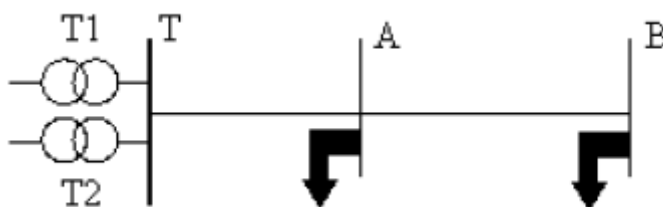


Figura 8. Sistema de distribución con dos cargas
Fuente. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems.

En la figura 9, se representa una gráfica de generación distribuida justo después del transformador regulador (lado de baja tensión), Se puede apreciar que el voltaje con

generación distribuida disminuye, esto se debe a que el generador reduce la carga observada por el transformador regulador, el cual inmediatamente (confundido) suministra niveles de tensiones relativamente bajos; en ausencia de regulador de tensión, la generación distribuida toma el lugar de ello. [9]

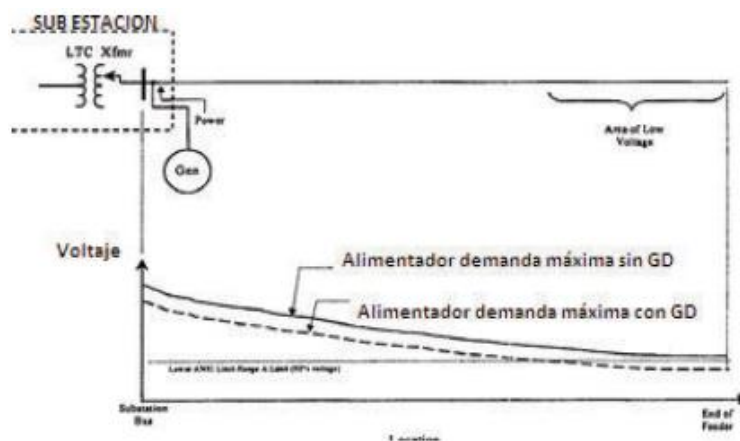


Figura 9. Sistema de distribución con GD y Sin GD agua debajo de transformador regulado.
Fuente. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems.

La ubicación y tamaño de las unidades de generación distribuida deben de ser seleccionados con estrategia para contribuir a la reducción de pérdidas, es similar al criterio de ubicación y dimensionamiento de un condensador. [9]

De acuerdo con la ecuación, si los niveles de potencia activa y reactiva disminuyen, la caída de tensión es proporcional a las mismas.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

La presencia de generación distribuida cercana a la carga disminuye el flujo de potencia a lo largo de toda la red, por lo que se ve traducida en la reducción de caída de tensión, el incremento de tensión se produce cuando hay una demanda baja en relación a una producción alta. [11]

2.6.2.2. Penetración de generación distribuida

El grado de penetración viene representado a partir de curvas en forma de U, la forma de la curva guarda relación con el tipo de perfil de producción.

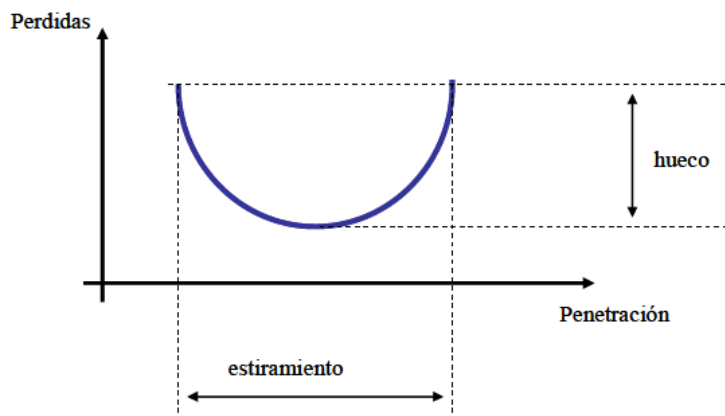


Figura 10. Pérdidas en función del grado de penetración
Fuente. La generación distribuida en España

El estiramiento proporciona el grado de penetración antes que las pérdidas vuelvan a incrementarse, el hueco mide la reducción de pérdidas en relación al tipo de tecnología utilizada. El nivel de penetración viene dado por la siguiente expresión.
[12]

$$\text{Penetración \%} = \frac{P_{GD}}{P_{al.}}$$

Donde:

P_{GD} : Potencia instalada de GD

$P_{al.}$: Potencia de alimentador

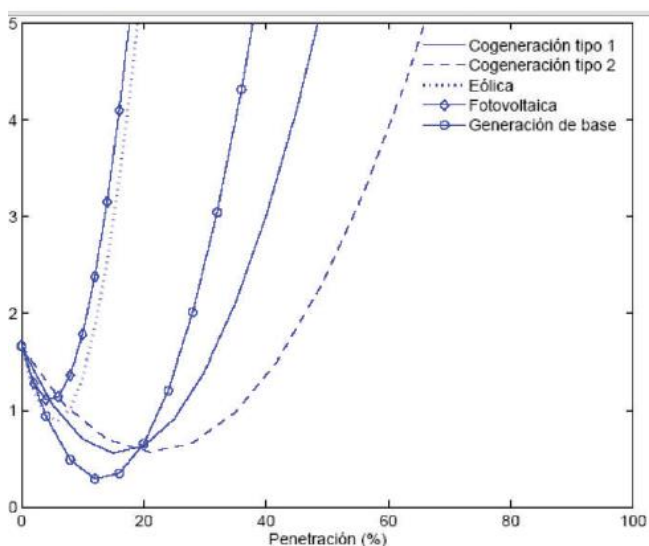


Figura 11. Curvas de penetración en relación a la tecnología empleada
Fuente. La generación distribuida en España

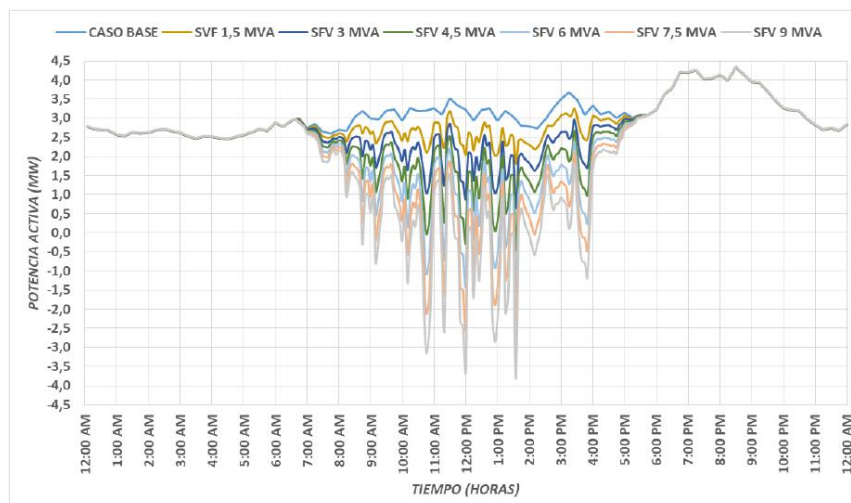


Figura 12. Niveles de penetración.

Fuente. Impacto de la generación distribuida en la red de distribución.

2.6.2.3. Ubicación de GD

La ubicación cercana de la generación distribuida a los centros de consumo influye en el favorecimiento de reducción de pérdidas técnicas de energía. El efecto de pérdidas en redes de media tensión y baja tensión no es lo mismo cuando el generador se encuentra situado cerca de la carga que en puntos cercanos a la subestación [12]

2.6.2.4. Flujo de carga inverso.

Las redes primarias de distribución fueron diseñadas para flujos unidireccionales de potencia, sin embargo, los niveles de penetración inadecuado provocan pérdidas de energía y dan inicio al flujo de potencia inverso, esto se debe cuando la generación distribuida produce más energía del que necesita la red, en estas circunstancias el alimentador asume el papel de circuito activo, en pocas palabras, inyecta energía al sistema de transmisión

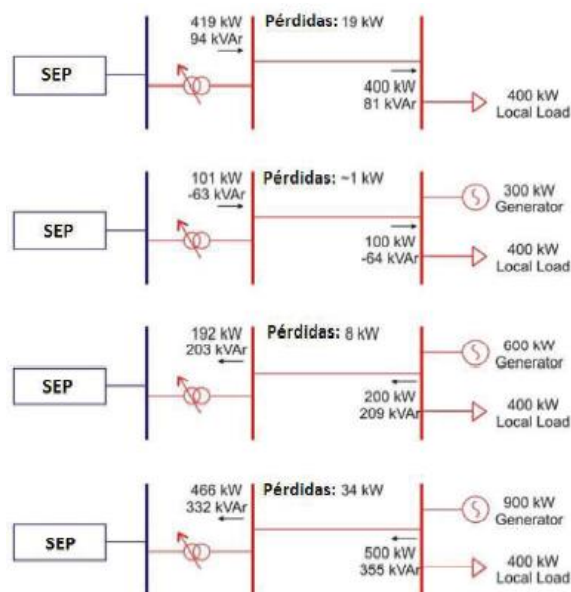


Figura 13. Flujo de carga inversa
Fuente. Tesis impacto de la generación distribuida en redes de distribución.

2.6.2.5. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía en transporte suelen estar en el rango de 4-6% en líneas de transmisión, en los sistemas de distribución comprendida por redes primarias y secundarias MT y BT sucesivamente 7-10%. Al implementar la generación distribuida cercana a de los puntos de consumo, logra disminuir el flujo de potencia en algunas zonas de la red, por lo tanto, están relacionadas con las corrientes que circulan por las redes mitigando las pérdidas de energía que es proporcional a la magnitud del cuadrado de la corriente, dicha magnitud varía en función de la carga, que, en este caso, sería menor cuando la generación distribuida se situó cerca de la misma. [10]

2.6.2.6. Influencia de GD en la potencia cortocircuito

Los niveles de cortocircuito están sujetos a constantes cambios con respecto al tiempo. La integración de GD a pequeña escala no puede ser tan significativa a la contribución en los niveles de cortocircuito de la red, sin embargo, la implementación de GD a gran escala podría repercutir en los niveles de cortocircuito de la red e incluso poniendo en riesgo la coordinación de protecciones de la misma. [11]

2.6.3. Marco normativo de generación distribuida en el Perú

2.6.3.1. RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 292-2018-MEM/DM

En mención al artículo número uno hace referencia a la publicación del proyecto de decreto supremo que aprueba la generación distribuida, el cual estará en consulta pública 30 días después de emitirse.

En mención del artículo número tres, constata la publicación de la presente resolución ministerial en diario oficial El Peruano, la aprobación de generación distribuida y exposición de motivos en el MINEM (Ministerio de Energía y Minas)

2.6.3.2. Proyecto de decreto supremo que aprueba el reglamento de generación distribuida

Este decreto supremo publicado en borrador por el ministerio de energía y minas da a conocer la aprobación del reglamento de generación distribuida la cual estará disponible al día siguiente de la publicación de la misma, no se volvió a tocar el tema desde el 2018. Establece que el **Osinergmin** es el encargado de establecer los estándares técnicos mínimos. El presente documento clasifica la generación distribuida en dos bandos, lo cual establece que:

2.6.3.2.1. Mediana generación distribuida (MGD)

Con capacidad mayor a 200 KW y menor a 10 MW, tendrá la facultad que se conecta a la red de distribución en media tensión.

2.6.3.2.2. Micro generación distribuida (MCD)

Se conecta a la red de distribución en baja tensión o en media tensión. La potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia del suministro contratada con la empresa de distribución de energía eléctrica y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 200KW.

2.6.4. Normas IEEE

2.6.4.1. IEEE 1547.3

Guía IEEE para monitoreo, intercambio de información y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas de energía eléctrica

2.6.4.2. IEEE 1547.2

Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547 (TM), estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica

2.6.4.3. IEEE 1547.6

Práctica recomendada por IEEE para interconectar recursos distribuidos con redes secundarias de distribución de sistemas de energía eléctrica

2.6.4.4.IEEE 1547.7

Guía de IEEE para realizar estudios de impacto de distribución para la interconexión de recursos distribuido

2.7. Consideraciones generales de sistemas fotovoltaicos

2.7.1. Energía fotovoltaica

El sol es la estrella más cercana a la tierra con una distancia de 150 millones de kilómetros, su superficie se encuentra a una temperatura de 5778 K. Esta energía se libera en forma de ondas electromagnéticas conformadas por luz visible, rayos UV, radiación infrarroja. En el ámbito fotovoltaico se utilizan las magnitudes de radiación e irradiación, fenómenos vinculados, pero no equivalentes. La energía irradiada del sol se transforma en energía eléctrica por medio generadores fotovoltaicos a su vez compuesto por una serie de módulos fotovoltaicos en serie, paralelo o mixtas, los módulos, no son más que, células fotovoltaicas interconectadas entre sí, los módulos fotovoltaicos deben de contar con una inclinación adecuada orientada al norte para un aprovechamiento eficiente de la energía solar. Para ello es necesario tener conocimientos del movimiento de la tierra con respecto al sol. [14]

2.7.2. Coordenadas geográficas

Mediante las coordenadas geográficas podemos definir cualquier punto a través de la interfaz de la tierra, son expresadas en grados sexagesimales con referencia al Ecuador y al meridiano de Greenwich. El ecuador es la división de la tierra a través de un plano perpendicular al eje de rotación de la misma, dividiéndola en hemisferio norte y hemisferio Sur. El meridiano de Greenwich es la semicircunferencia imaginaria que une los polos y pasa por Greenwich.

2.7.2.1.Latitud

Es la medida angular del ecuador a cualquier punto de la superficie terrestre situada en el meridiano, los puntos ubicados en toda la latitud del ecuador son denominadas 0°. Los puntos situados al norte del ecuador son referenciados norte (N), los situados al sur (S). Sus medidas van desde los 0° a 90°; positivos en dirección norte, negativos en dirección sur. [14]

2.7.2.2.Longitud

Es la medida angular referencia en el meridiano de Greenwich a cualquier punto de la tierra, dividiendo a la misma en dos hemisferios, hemisferio Este (oriental), hemisferio Oeste (occidental). Sus medias se expresan en los rangos que van desde el 0 ° a 180°; positiva hacia el oeste negativo hacia el este. [14]

2.7.3. Acimut

Angulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el sur en el hemisferio norte y el norte en el hemisferio sur [13].

2.7.4. Radiación solar

Son generadas a través de reacciones nucleares, se transmiten en forma de radiación electromagnética hacia la superficie terrestre. La radiación solar incidente en una determinada superficie suele ser aleatoria debida a factores externos, la radiación solar se divide en tres componentes.

2.7.4.1. Radiación directa.

Rayos incidentes directamente sobre una superficie sin inconveniente alguno

2.7.4.2. Radiación difusa

Conformado por rayos dispersados por toda la atmosfera en dirección al receptor, ejemplo. Un día completamente nublado, toda la radiación es difusa.

2.7.4.3. Radiación Reflejada

Reflejada de la superficie terrestre al receptor o por alguna infraestructura o incluso las mismas montañas.

2.7.5. Irradiancia e irradiación

2.7.5.1. Irradiancia.

Indica la intensidad de radiación solar incidente por unidad de superficie expresada en $\frac{W}{m^2}$

2.7.5.2. Irradiación.

Suma de irradiancias en un periodo de tiempo, es decir, la energía incidente en una superficie, expresada en $\frac{kWh}{m^2}$

2.7.6. Medición y estimación de la irradiación solar

Su estimación se puede obtener a través de páginas web especializadas y confiables. Es considerada el primer parámetro de diseño de sistemas fotovoltaico.

2.7.7. Efectos de irradiancia y temperatura

2.7.7.1. Efectos de irradiancia

Los efectos de irradiancia suelen ser aleatorios con valores comprendidos de 0 a 1000 W/m². Los valores de la tensión de circuito abierto varían muy poco, por lo tanto, se pueden considerar constantes, mientras tanto, la corriente de cortocircuito varía considerablemente con la irradiancia al igual que la potencia máxima

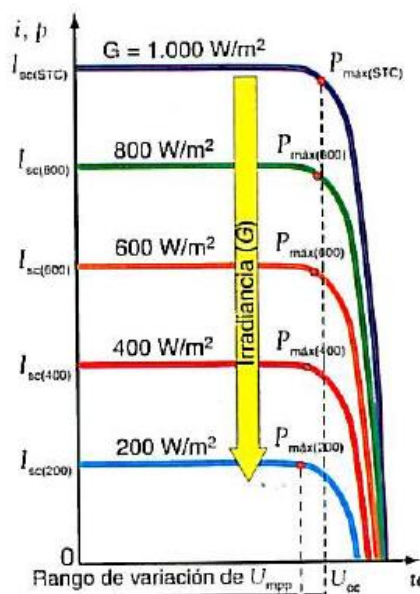


Figura 14. Efectos de irradiancia I-U.
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.7.2. Efectos de temperatura

Al tener un incremento de temperatura, la corriente de cortocircuito aumenta su valor; considerado constante por el incremento pequeño que presenta. Mientras que la tensión de circuito abierto se ve afectada disminuyendo su valor. Al tener un incremento de temperatura el valor de la potencia será menor por el producto de la intensidad por la tensión.

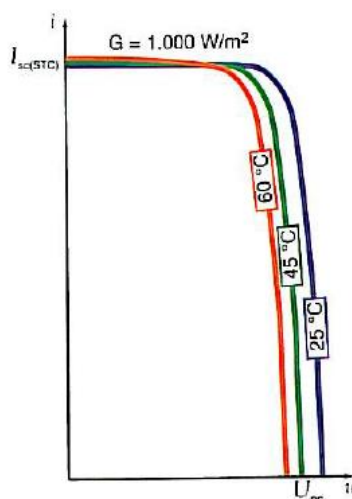


Figura 15. Efectos de temperatura en I-U
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.8. Potencia máxima y eficiencia

En la figura 16, se visualiza Punto en el cual la potencia generada es máxima representada con la letra A'.

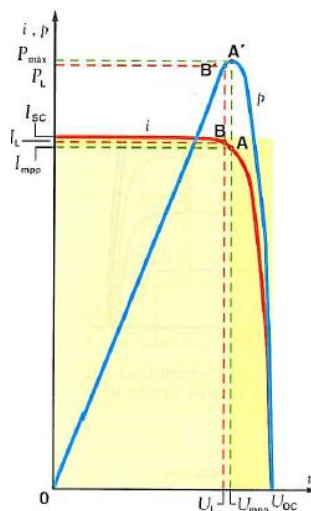


Figura 16. Potencia máxima
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.9. Horas sol pico

Las horas sol pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de $1000 \frac{W}{m^2}$, representa la cantidad de energía que recibe un metro cuadrado de superficie en un día. Ver figura 17.

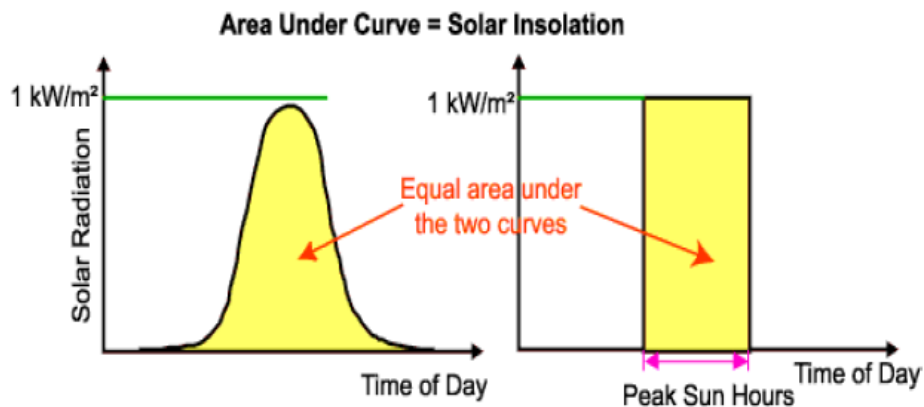


Figura 17. Equivalencia de radiación
Fuente. DIT Perú

2.7.10. Módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico está conformado por un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas entre sí.

Para conseguir tensiones de trabajo más operativas, se necesita conectar en serie entre 30 a 36 células con el fin de llegar a tensiones de los 20V, sin embargo se habla de

módulos con un valor nominal de 12 V, el excedente se utiliza para compensar pérdidas (conductores, cargas, cargar baterías, bornes de conexiones. [15]

Los módulos fotovoltaicos más utilizados son los monocristalinos y policristalinos debida a su alta eficiencia.



Figura 18. Modulo fotovoltaico.
Fuente. <https://n9.cl/t3q30>.

2.7.11. Conexión de módulos fotovoltaicos

Para satisfacer las necesidades de tensión y corriente es necesario realizar conexiones.

- **Conexión serie**

Las intensidades de corrientes permanecen constantes, la tensión varía en relación al número de módulos conectados en serie, la cual vendría a ser la tensión del generador.

- **Conexión paralela**

La tensión del generador es la misma a la de un módulo fotovoltaico, mientras que la intensidad de corriente está dada por la corriente de un módulo multiplicada por los módulos en paralelo

- **Conexión mixta**

La tensión del generador está dada por el número de módulos en serie mientras que la intensidad de corriente del generador es la corriente de un módulo por el número de ramas en paralelo

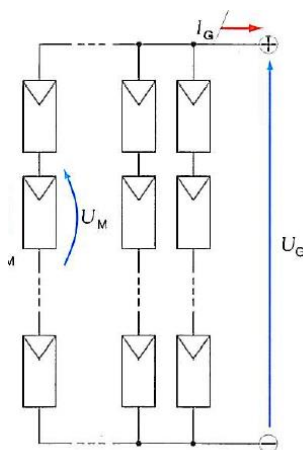


Figura 19. Conexión mixta
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

$$I_G = N_P \cdot I_M$$

$$U_G = N_S \cdot U_M$$

I_G : Intensidad de generador (A)

U_G : Tensión de generador (V)

N_P : Numero de módulos conectados en paralelo

N_S : Numero de módulos conectados en serie

I_M : Intensidad de modulo

U_M : Tensión de modulo

2.7.12. Inversores

Son dispositivos encargados de convertir la corriente continua a corriente alterna con parámetros apropiados de frecuencia y tensión, los inversores conectados a la red eléctrica van conectados directamente al generador fotovoltaico soportando la variación de tensión entregada por el mismo, las potencias nominales van desde 1kW hasta centenas de kW [14]. Cuentan con un margen de tensión -15 a 10%, pueden ser monofásico o trifásicos, es necesario que cuenten con:

- Seguidor de punto de máxima potencia MPP del generador
- En caso de averías o mantenimiento que interrumpan la continuidad de servicio de la red eléctrica, el inversor debe desconectarse automáticamente de la misma para evitar el funcionamiento en modo isla; sistema de vigilancia y desconexión.

Contaran con las siguientes protecciones

- Cortocircuitos en CA
- Tensión y frecuencia de red fuera de rango
- Perturbaciones en la red

2.7.12.1. Seguidor de punto de máxima potencia

Forman parte de los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, cuya finalidad se basa en hacer trabajar al generador fotovoltaico en la zona de su curva característica donde entrega su máxima potencia, independientemente de la carga conectada. La curva característica de máxima potencia depende de la temperatura, irradiancia y la resistencia que ve el conjunto fotovoltaico, en este caso se va manipular la resistencia gracias a un convertidor CC/CC cuyo papel será actuar como adaptador de impedancias entre el generador y el resto del circuito.

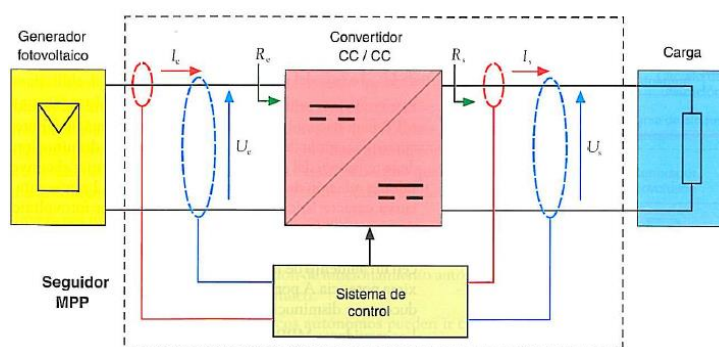


Figura 20. Seguidor de punto de máxima potencia MPP.
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.12.2. Inversor central

Son adecuados para grandes potencias de generación de 10,00kW a 1,00 MW, en este caso los arreglos de módulos fotovoltaicos son ramas en paralelo conformados por módulos en serie, estarán conectados a un solo inversor.

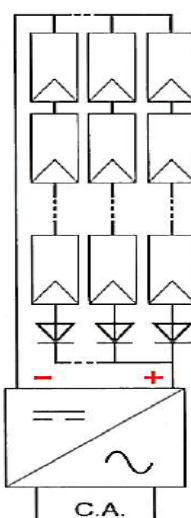


Figura 21. Conexión de módulos a inversor central.
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.12.3. Inversor en cadena

El conexionado de los módulos son ramificaciones en serie conectados a un inversor independiente cada uno, es ideal para potencias de 1,00 a 10,00kW, sin embargo, los inversores se pueden conectar en paralelo para obtener la potencia deseada, presenta mayor confiabilidad que los inversores centrales.

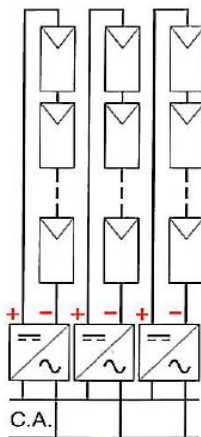


Figura 22. Conexionado en cadena.
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.12.4. Inversor integrado en el módulo

Los inversores se encuentran integrados directamente a los módulos, suelen emplearse para potencias pequeñas en el rango de 50,00 a 500,00W, van conectados directamente a la red.

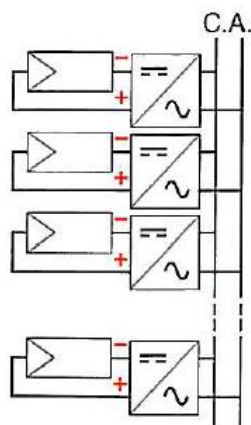


Figura 23. Inversor integrado en el módulo
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.7.13. Criterios de selección de inversores conectados a la red [14]

La potencia nominal debe estar comprendida entre el 80,00 y 90,00% de la potencia del generador, se consideran los rangos de tensiones de entrada al MPP, los cuales serán considerandos $U_{inv.max}$ y $U_{inv.min}$, además se consideran la tensión en vacío

$U_{max.vacío}$ y la corriente máxima $I_{inv.maxima}$ que corresponde a la corriente de cortocircuito.

2.7.14. Conexión de módulos fotovoltaicos conectados a la red de MT (método Italiano) [16]

2.7.14.1. Dispositivo principal.

Se encuentra situado en el lado de media tensión y se encuentra conformado por

- Interruptor automático tripolar en versión extraíble con bobina de apertura o;
- Interruptor automático tripolar con bobina de apertura y un interruptor seccionador tripolar

2.7.14.2. Dispositivo de interfaz.

Puede ser colocado en el lado de baja tensión o media tensión, en el caso de instalarse en el lado de media tensión se compone de la siguiente manera.

- Interruptor automático tripolar versión extraíble con relé de apertura de mínima tensión o;
- interruptor automáticos tripolares con relé de apertura de mínima tensión más un interruptor seccionador.

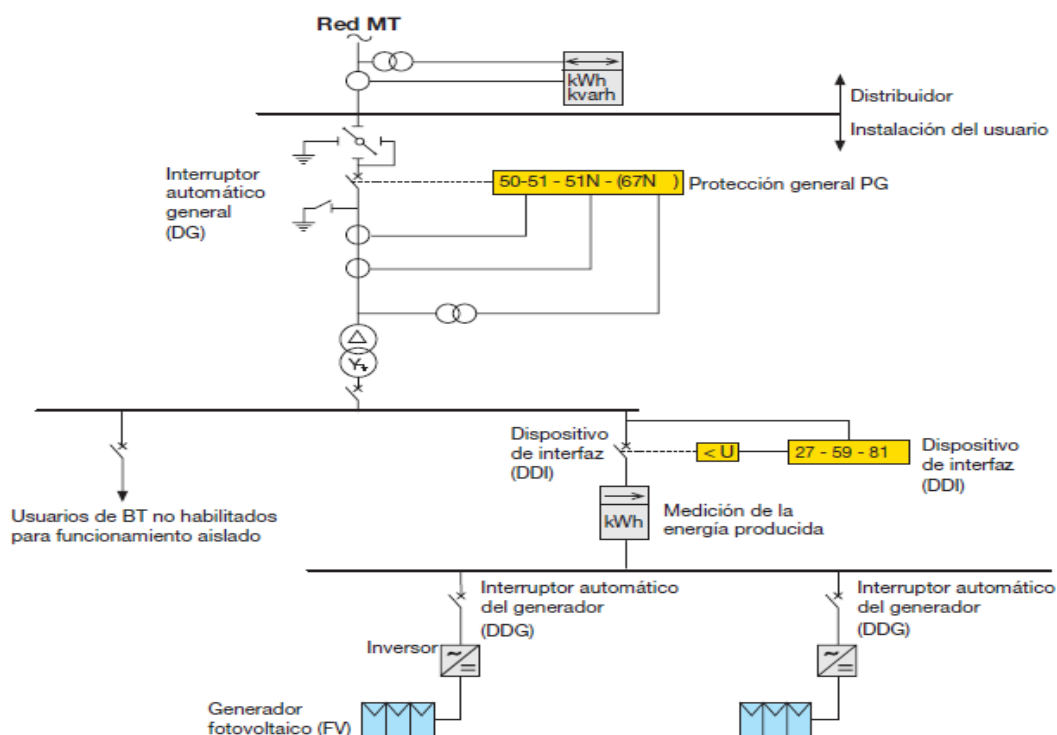


Figura 24. Generador fotovoltaico conectado a la red MT.
Fuente. Aplicaciones técnicas ABB.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y nivel de investigación

3.1.1. Enfoque

El enfoque de la presente investigación es un enfoque de carácter cuantitativo; es cuantitativo porque los datos a utilizar son magnitudes medibles expresadas numéricamente, las cuales serán analizadas sin ninguna tendencia u alteración que influya en los resultados, así mismo, se busca llegar a una serie de conclusiones en relación de los resultados obtenidos.

3.1.2. Tipo.

El tipo de investigación corresponde a un tipo de carácter descriptivo, es descriptivo por que se basa en describir fenómenos o situaciones; en este caso, la influencia de generación distribuida en el alimentador de media tensión C-212, buscando especificar las características de los resultados a obtener.

3.2. Diseño de investigación.

El diseño de la investigación corresponde a un diseño experimental, experimental por la razón que se manipulara intencionalmente la variable independiente, para poder analizar los efectos que genera en la variable dependiente. En nuestro caso de estudio se dirá que la variable independiente es la implantación de generación distribuida en el alimentador C-212, en consecuencia, se observara los efectos que ello provoca en las pérdidas de energía del ya mencionado alimentador. El estudio tendrá como fin el análisis del alimentador C-212 con y sin generación distribuida, denominadas grupo de control y experimental sucesivamente.

3.3. Población y muestra

3.3.1. Población

La población comprende al sistema de distribución de la región de Lambayeque, subestación SECHO y los alimentadores que la conforman, pertenecientes a la empresa ENSA.

3.3.2. Muestra

La muestra es obtenida a partir de la población delimitada, es una muestra del tipo no probabilístico elegida para llevar acabo el planteamiento del estudio. La muestra comprende al alimentador de media tensión 22,9 kV; con denominación C-212, con referencia de recorrido, Monsefú, Puerto Eten, Reque y Callanca.

3.4. Criterios de selección

Los criterios de selección se especifican a continuación:

- El alimentador C-212 es considerado como uno de los alimentadores con mayor pérdida de energía. Elegido a partir de las subestaciones SECHO Y SECHNOR.
- El alimentador en estudio presenta terrenos libres donde se puedan ubicar los generadores fotovoltaicos.
- Los terrenos libres se encuentran cercanas a las cargas (Monsefú, Puerto Eten, Callanca)
- Los terrenos presentan buenas prestaciones en cuanto corresponda a radiación solar.

3.5. Operación de variables

Tabla 1. Operación de variables

Variables	Definición	Dimensiones	Indicadores	Medición
Variable independiente: Generación distribuida	Se basa de un sub conjunto de recursos distribuidos, la generación distribuida es la producción de energía en instalaciones pequeñas, de tal manera que puedan conectarse a la red eléctrica considerando el nivel de penetración y adecuada ubicación de los generadores, puesto que tienden a tener una influencia en el flujo de potencia.	Nivel de penetración y ubicación de generadores	Potencia activa (kW)	Cuantitativa Continua
			Nivel de tensión kV	
			Ubicación, referencia Sub estación de potencia SECHO	
		Generación fotovoltaica	Capacidad instalada kVA	
Variable dependiente: Mitigación de pérdidas de energía	La inyección de GD cerca de las cargas logra disminuir el flujo de potencia en algunas zonas de la red, por lo tanto, se ve reflejada en la mitigación de pérdidas de energía y el incremento de tensión.	Mitigación de pérdidas de energía	Potencia activa (kW)	Cuantitativa Continua
			Nivel de tensión kV	

Fuente. Elaboración propia

3.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

La técnica utilizada para la recolección de datos se basa en el análisis de data correspondiente al AMT C-212, en tanto, el instrumento empleado para almacenar los datos obtenidos son fichas, para su posterior análisis.

3.7. Matriz de consistencia

Tabla 2. Matriz de consistencia

Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general	Variable independiente: Generación distribuida
¿Cómo la generación distribuida con módulos fotovoltaicos influye en las pérdidas de energía en el alimentador C-212?	Proponer la implementación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos para mitigar pérdidas técnicas de energía y mejorar el nivel de tensión en el alimentador C-212.	La implantación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos logra mitigar las pérdidas de energía en el alimentador C-212	
Problemas específicos	Objetivos específicos	Hipótesis específicas	
¿La situación actual del AMT C-212 se encuentra en óptimas condiciones?	Analizar la situación actual del AMT C-212 mediante simulación de flujo de potencia.	El alimentador C-212 representa pérdidas técnicas de energía así como caída de tensión superior al 5%	
¿En que influye el nivel de penetración y ubicación para tres generadores fotovoltaicos?	Determinar el nivel de penetración necesario y ubicación favorable para tres bancos de generadores fotovoltaicos.	El nivel de penetración y ubicación favorable para tres generadores fotovoltaicos favorece la mitigación de pérdidas de energía, así como, al perfil de tensión.	
¿Cuál es capacidad de generación de energía eléctrica de los terrenos seleccionados en base al objetivo 02?	Evaluar la capacidad de generación de energía eléctrica.	La capacidad de generación de energía eléctrica sobre el techo se aproxima al nivel de penetración previsto en el objetivo número dos.	
Los resultados con GD son beneficiosos con respecto al escenario	Resultados y beneficios del escenario propuesto sobre la	El escenario propuesto con GD es ventajoso sobre la situación actual del AMT C-	Variable dependiente: Mitigación de pérdidas de energía

propuesto de la situación actual del AMT C-212	situación actual del AMT C-212	212, mejora sus parámetros eléctricos.	
--	--------------------------------	--	--

Fuente. Elaboración propia

IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. Analizar la situación actual del AMT C-212 mediante simulación de flujo de potencia

4.1.1. Descripción general de AMT C-212

El alimentador C-212 proviene de la subestación de potencia SECHO. El AMT C-212 es alimentado por dos transformadores de potencia situados en paralelo con potencias de 17.5 Y 14 MVA con relación de transformación de 60/10 kV. De la barra de 10 kV se incorpora un transformador de potencia elevador de 5MVA de 10/22.9kV el cual da origen al AMT C-212.

Tabla 3. Datos generales de AMT C-212.

ALIMENTADOR C-212		
Nivel de tensión kV	Recorrido km	N° subestaciones
22,9	124,60	160,00

Fuente. Elaboración propia.

4.1.2. Curvas de carga

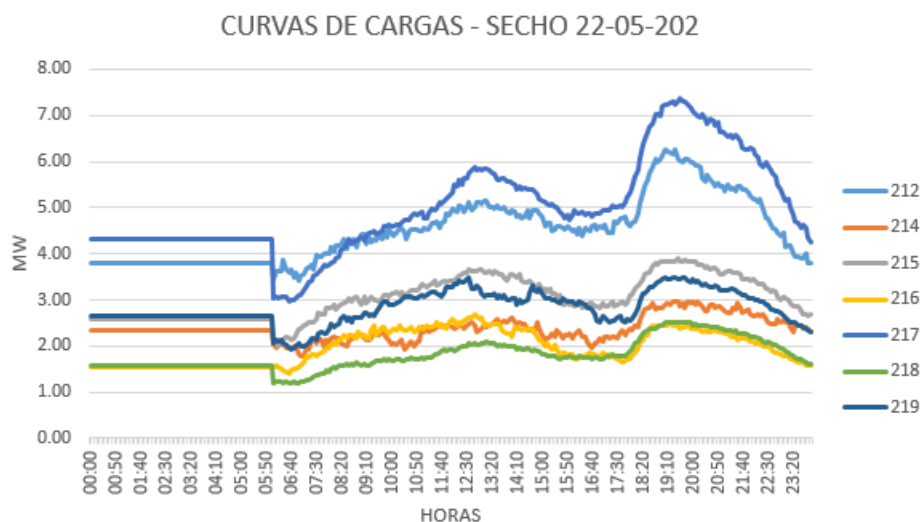


Figura 25. Curvas de cargas de alimentadores, subestación SECHO.
Fuente. Elaboración propia.

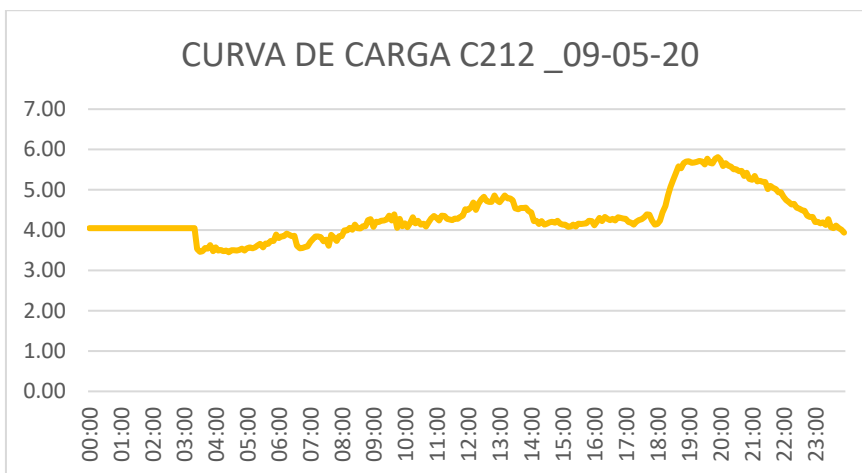


Figura 26. Curva de carga de AMT C-212_ SAB-05-20.
Fuente. Elaboración propia.

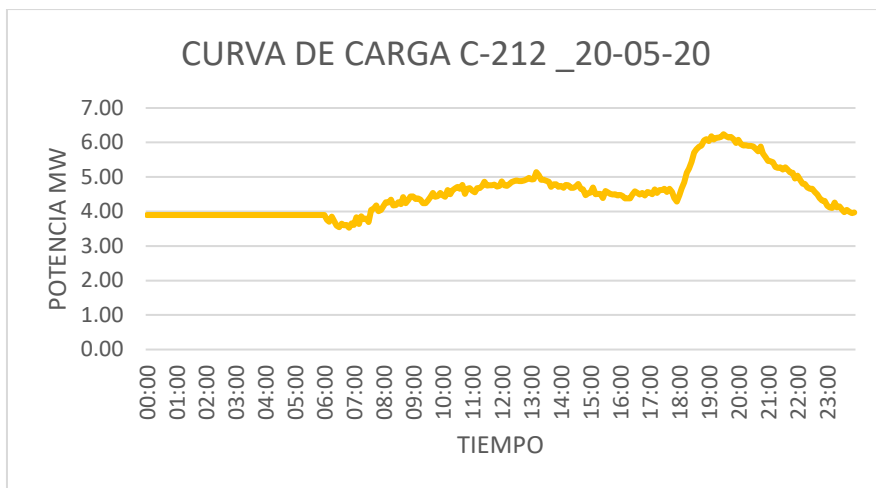


Figura 27. Curva de carga de AMT C-212_ MIER/05/20.
Fuente. Elaboración propia.

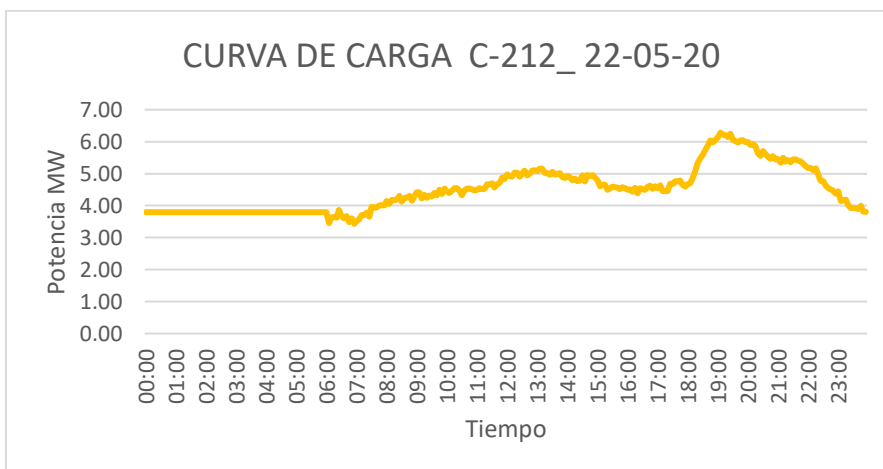


Figura 28. Curva de carga de AMT C-212_ VIER/05/20
Fuente. Elaboración propia.

4.1.3. Parámetros eléctricos de línea

Tabla 4. Parámetros de conductores

Características de conductores aéreos						
Sección (mm ²)	Material	Diámetro conductor (mm)	R20° (Ω/Km)	X _L (Ω/Km)	B (μS/Km)	capacidad (A)
10	Cu	4.0000	1.7900	0.5006	3.2840	101
16	Cu	5.0000	1.1300	0.4838	3.4027	142
25	Cu	6.3000	0.7130	0.4664	3.5350	190
35	Cu	7.5000	0.5140	0.4533	3.6419	225
70	Cu	10.6000	0.2630	0.4272	3.8742	350
120	Cu	14.0000	0.1500	0.4063	4.0837	486
25	Al	6.4500	1.3100	0.4647	3.5491	134
35	Al	7.5600	0.9520	0.4527	3.6469	166
50	Al	9.0600	0.6630	0.4391	3.7652	208
70	Al	10.7500	0.4840	0.4262	3.8843	259
95	Al	12.6000	0.3520	0.4142	4.0018	312
120	Al	14.2500	0.2750	0.4050	4.0978	363

Fuente. Elaboración propia.

4.1.4. Metodología y procedimiento.

En este caso se realizará el estudio para un día de semana 20/05/2020 en el cual se dividirá el día en 4 periodos para poder calcular las pérdidas de energía. Para ello se utilizará la data correspondiente a la curva de carga referente al día miércoles (Anexo 4). Se realizará simulaciones de flujo de potencia para cada uno de los periodos, posteriormente se obtendrá las pérdidas de potencia y con ello las pérdidas de energía, las simulaciones se llevarán a cabo en el programa PowerFactory DIGSILENT considerando datos contundentes referentes al AMT C-212, para el estudio se considerará lo siguiente.

- Las cargas del sistema se encuentran balanceadas.
- Factor de potencia 0,95.
- Las subestaciones se modelarán como cargas.
- Sumatoria de máxima demanda de subestaciones (Cargas)(Anexo 3).
- Demanda promedio en cada uno de los periodos en base a la curva de carga, medida en la subestación.

Con la demanda máxima de todas las cargas en conjunto y la demanda promedio de cada periodo, se procede a calcular un factor de carga para cada uno de los periodos $F_C = \frac{D_P}{D_M}$, el factor de carga multiplicara a cada una de las cargas, de este

modo ajustaremos la máxima demanda de las cargas en conjunto a la demanda promedio de cada periodo medida en la subestación.

4.1.5. Información

Para realizar la simulación de flujo de potencia se tendrá en cuenta la siguiente información referente al AMT C-212.

- Diagrama unifilar.
- Base de datos de subestaciones, se modelarán como cargas.
- Base de datos de curva de carga suministrada en el día 20/05/2020, lectura cada cinco minutos.
- Base de datos del software Mapinfo.

4.1.6. División de periodos referentes al día 20/05/2020

En la tabla N°3 se divide el día en cuatro periodos con el propósito de determinar las pérdidas de energía con una mayor exactitud. Dos periodos de cinco horas, uno de seis y por último uno de ocho.

¿Por qué la división de 4 periodos diferentes?

- En primer lugar, para determinar las pérdidas de energía en distintos horarios.
- En segundo lugar, las horas sol en la localidad de Chiclayo tienen un valor aproximado $6,00kwh/m^2$, las horas sol pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de $1\,000,00 \frac{W}{m^2}$, representa la cantidad de energía que recibe un metro cuadrado de superficie en un día.
- Las horas sol se toman en cuenta dentro del periodo 03, que abarca desde las 10:00 hasta 15:55 horas, periodo en el cual los generadores suministrarán energía.

Considerando la curva de carga con lecturas cada cinco minutos se determinó la demanda promedio a partir de cada periodo establecido, cuyos valores se representan en la tabla 5.

Tabla 5. División de periodos

ITEM	PERIODO	HORAS (h)	DEMANDA PROMEDIO (MW)
1	0:00 _ 4:55	5,00	3,90
2	5:00 _ 9:55	5,00	4,03
3	10:00 _ 15:55	6,00	4,71
4	16:00 _ 23:55	8,00	5,05

Fuente. Elaboración propia

4.1.7. Pérdidas de potencia y máxima caída de tensión por periodo, día 20/05/20.

A continuación, se visualizan los datos de entrada para cada periodo que contiene lo siguiente:

- Demanda promedio, calculadas a partir de un día típico de semana; cuyas lecturas son medidas en la cabecera de la subestación.
- Sumatoria de las demandas máxima de todas las cargas.
- Con esto se logra calcular un factor de carga con el cual multiplicaremos a todas las máximas demandas de las cargas, de tal modo, ajustaremos la demanda máxima a la demanda promedio, estos valores de las cargas se ingresan al programa DIGSILENT

Los cuadros de resultados se obtienen a partir de simulación de flujo de potencia, en el cual se visualiza la potencia suministrada por la subestación, las pérdidas técnicas de potencia, porcentaje de pérdidas, por último, la máxima caída de tensión.

4.1.8. Periodo 01.

El periodo 01, es considerado el tiempo en el cual el alimentador tiene su mínima demanda, en este caso 3.90 MW, este periodo de tiempo corresponde a las 0:00 horas hasta las 4:55, un periodo de cinco horas. Los resultados se pueden visualizar en la tabla 7.

Tabla 6. Datos de entrada periodo 01

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
DEMANDA PROMEDIO PERIODO 01=	MW	3,90
MAXIMA DEMANDA =	MW	7,11
FACTOR DE CARGA =	-	0,549

Fuente. Elaboración propia

Tabla 7. Cuadro de resultados periodo 01

PARÁMETROS	UNIDAD	ESTADO DE ALIMENTADOR
POTENCIA DE SALIDA	MW	3,99
PERDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA	MW	0,18
PERDIDAS DE POTENCIA	%	4,51
MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	%	3,41

Fuente. Elaboración propia

4.1.9. Periodo 02

El periodo 02 tiene un incremento de demanda a 4,03MW, este periodo se encuentra comprendido desde las 5:00 hasta las 9:55 horas, un periodo de cinco horas. En base a la simulación de flujo de potencia realizada, los resultados se visualizan en la tabla 9.

Tabla 8. Datos de entrada periodo 02

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
DEMANDA PROMEDIO PERIODO 01=	MW	4,03
MÁXIMA DEMANDA =	MW	7,11
FACTOR DE CARGA =	-	0,567

Fuente. Elaboración propia

Tabla 9. Cuadro de resultados de resultados periodo 02

PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR
POTENCIA DE SALIDA	MW	4,14
PERDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA	MW	0,18
PERDIDAS DE POTENCIA	%	4,35
MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	%	3,75

Fuente. Elaboración propia

4.1.10. Periodo 03

El periodo 03 corresponde desde las 10:00 hasta las 15:55 horas, este periodo de tiempo es de 6 horas, fue elegido estratégicamente para la reducción de pérdidas de potencia y perdidas de energía en relación a las horas sol; observar objetivo 04. Los resultados obtenidos en base a la simulación de flujo de potencia, sin la influencia de generación distribuida se observan en la tabla 11.

Tabla 10. Datos de entrada periodo 03

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
DEMANDA PROMEDIO PERIODO 03=	MW	4,71
MÁXIMA DEMANDA =	MW	7,11
FACTOR DE CARGA =	-	0,663

Fuente. Elaboración propia

Tabla 11. Cuadro de resultados de resultados periodo 03

PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR
POTENCIA DE SALIDA	MW	4,86
PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA	MW	0,23
PERDIDAS DE POTENCIA	%	4,73
MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	%	5,62

Fuente. Elaboración propia

4.1.11. Periodo 04

El periodo 04 es el periodo que cuenta con la mayor demanda en relación a los periodos anteriores, es un periodo de 8 horas que corresponde desde las 16:00 hasta las 23:55 horas, es un horario nocturno donde los picos de demanda son los máximos, en base a la simulación realizada se observan los resultados en la tabla 13.

Tabla 12. Datos de entrada periodo 04

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
DEMANDA PROMEDIO PERIODO 04=	MW	5,05
MÁXIMA DEMANDA =	MW	7,11
FACTOR DE CARGA =	-	0,711

Fuente. Elaboración propia

Tabla 13. Cuadro de resultados de resultados periodo 04

PARÁMETROS	UNIDAD	ESTADO DE ALIMENTADOR
POTENCIA DE SALIDA	MW	5,23
PERDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA	MW	0,25
PERDIDAS DE POTENCIA	%	4,78
MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN	%	6,61

Fuente. Elaboración propia

4.1.12. Potencia suministrada y pérdidas de energía en AMT C-212

La energía suministrada por parte de la subestación se determina a partir de la curva de carga que cuenta con valores de potencia medidas cada 5 minutos, los valores de potencia se multiplican por el tiempo, Tabla 14.

$$E_{SG} = P_{SG} \cdot t$$

Donde:

E_{SG} : Energía suministrada sin generación distribuida

P_{SG} : Potencia sin generación distribuida

t : tiempo

En base a las pérdidas porcentuales de potencia calculados por cada periodo y la energía suministrada sin generación distribuida, se determinaron las pérdidas de energía en cada periodo, posteriormente se realizó una sumatoria de pérdidas de energía de los cuatro periodos, de esta manera se determinó las pérdidas de energía, Tabla 14.

$$P_E = P_{SG} \cdot t \cdot \%P_e$$

$$P_E = E_{SG} \cdot \%P_e$$

P_E : Pérdidas de energía

E_{SG} : Energía suministrada sin generación distribuida

P_{SG} : Potencia sin generación distribuida

t : tiempo

$\%P$: Porcentaje de pérdidas

Tabla 14. Energía suministrada y pérdidas de energía

Parámetro	Unidad	Diario	Mensual	Anual
Energía suministrada	MW-h	108,329	3 249,875	38 998,50
Pérdidas de energía	MW-h	5,0254	150,761145	1809.13374
Pérdidas de energía	%	-	-	4,64

Fuente. Elaboración propia

4.2. Determinar el nivel de penetración y ubicación favorable para tres bancos de generadores fotovoltaicos

Para elegir el nivel de penetración y la ubicación favorable para tres generadores fotovoltaicos se considerará lo siguiente.

- Las simulaciones se llevarán a cabo en el periodo 03, por el motivo que las horas sol pico en la localidad de Chiclayo tienen un valor promedio de $6kwh/m^2$ (Anexo 2), es decir, desde las 10:00 hasta las 15:55 horas.
- Se procederá a dividir el alimentador en siete zonas.
- En cada zona se ubicará un generador fotovoltaico.
- Se propondrán cuatro escenarios, donde los valores de potencia de los generadores variarán.
 - ✓ 200 kW
 - ✓ 350 kW
 - ✓ 500 kW
 - ✓ 650 kW.
- El nivel de penetración se calcula a partir de la siguiente formula.

$$\text{Penetración \%} = \frac{P_{GD}}{P_{Feeder}} * 100$$

Donde:

P_{GD} : Potencia instalada de generador fotovoltaico

P_{Feeder} : Potencia de subestación

- Se tomarán en cuenta las pérdidas del alimentador primario.
- Nivel de tensión en subestación.
- Potencia suministrada por subestación.

Considerando lo mencionado se procede a elegir el nivel de penetración, así como, la ubicación de cada uno de ellos de los generadores.

4.2.1. Zonificación

La zonificación divide al AMT C-212 en siete zonas con la finalidad de situar un generador por cada zona, posteriormente realizar simulaciones de flujo de potencia con el objetivo de determinar la ubicación más beneficiosa para la red eléctrica.

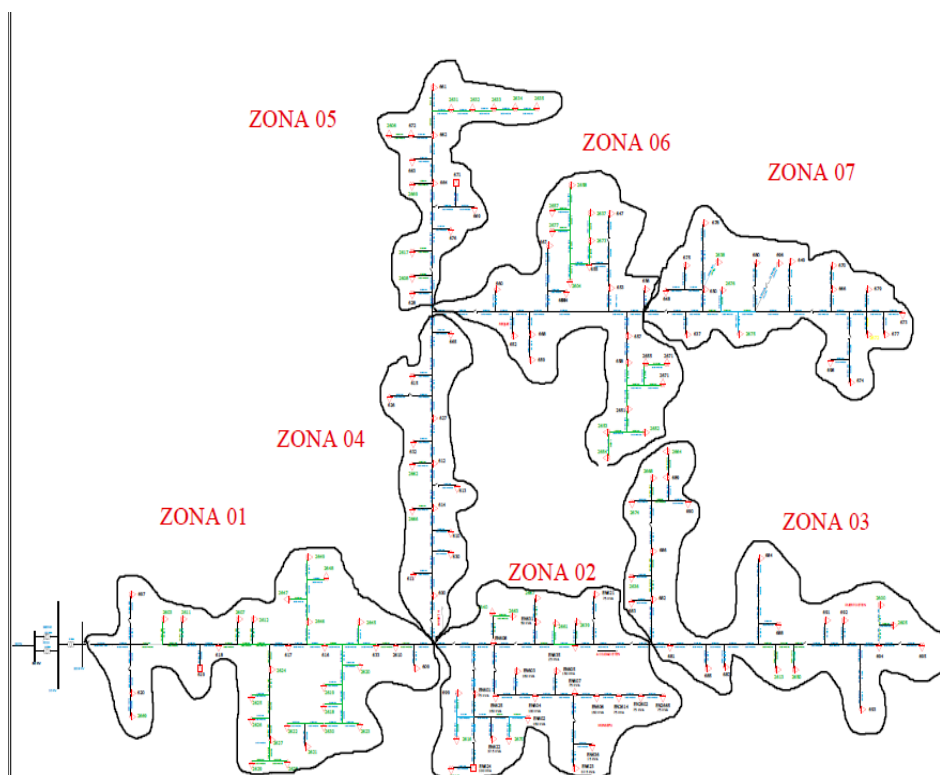


Figura 28. Zonificación de alimentador
Fuente. Elaboración propia.

4.2.2. Criterios de selección

Para la correcta ubicación y adecuado nivel de penetración de los generadores, se tendrá en consideración los siguiente:

- ✓ Perdidas de potencia.
- ✓ Potencia suministrada por subestación.
- ✓ Nivel de tensión en cabezal.
- ✓ Disponibilidad de terreno.
- ✓ Terrenos cercanos a la red.

4.2.3. Resultados.

En la tabla 15, se visualizan los parámetros eléctricos correspondientes al periodo 03, sin influencia de generadores fotovoltaicos. En la tabla 16, se visualizan los resultados obtenidos en las simulaciones de flujo de potencia con influencia de generadores fotovoltaicos en relación a su ubicación y a su nivel de penetración.

Tabla 15. Datos de entrada de periodo 03

Potencia de salida subestación suministrada (MW)	Tensión en cabezal (kV)	Pérdidas totales (MW)
4,86	22,93	0,23

Fuente. Elaboración propia

Tabla 16. Resultados de simulación

	zona	Referencia	Potencia nominal generador (KW)	Nivel de penetración (%)	Pérdidas (MW)	Potencia de salida subestación (MW)	Tensión en cabezal (kV)
Escenario 01	1	Entrada Monsefu	200,00	4,00	0,22	4,652	22,9457
	2	Entrada ciudad Eten	200,00	4,00	0,22	4,649	22,9474
	3	Entrada puerto Eten	200,00	4,00	0,22	4,649	22,9475
	4	Tramo Laran, Cruce Reque	200,00	4,00	0,21	4,646	22,9489
	5	Carretera Callanca	200,00	4,00	0,21	4,645	22,9492
	6	Reque	200,00	4,00	0,21	4,645	22,9493
	7	Salida Reque, Nuevo reque	200,00	4,00	0,21	4,645	22,9493
Escenario 02	1	Entrada Monsefu	350,00	7,00	0,21	4,496	22,9553
	2	Entrada ciudad Eten	350,00	7,00	0,21	4,491	22,9580
	3	Entrada puerto Eten	350,00	7,00	0,21	4,491	22,9581
	4	Tramo Laran, Cruce Reque	350,00	7,00	0,2	4,485	22,9605
	5	Carretera Callanca	350,00	7,00	0,2	4,484	22,9609
	6	Reque	350,00	7,00	0,2	4,484	22,9610
	7	Salida Reque, Nuevo reque	350,00	7,00	0,2	4,484	22,9611
Escenario 03	1	Entrada Monsefu	500,00	10,00	0,21	4,339	22,9643
	2	Entrada ciudad Eten	500,00	10,00	0,2	4,333	22,9678
	3	Entrada puerto Eten	500,00	10,00	0,2	4,333	22,9679
	4	Tramo Laran, Cruce Reque	500,00	10,00	0,19	4,325	22,9712
	5	Carretera Callanca	500,00	10,00	0,19	4,324	22,9715
	6	Reque	500,00	10,00	0,19	4,324	22,9719
	7	Salida Reque, Nuevo reque	500,00	10,00	0,19	4,324	22,9718
Escenario 04	1	Entrada Monsefu	650,00	13,00	0,2	4,183	22,9700
	2	Entrada ciudad Eten	650,00	13,00	0,19	4,177	22,9742
	3	Entrada puerto Eten	650,00	13,00	0,19	4,177	22,9742
	4	Tramo Laran, Cruce Reque	650,00	13,00	0,18	4,166	22,9784
	5	Carretera Callanca	650,00	13,00	0,18	4,166	22,9785
	6	Reque	650,00	13,00	0,18	4,165	22,9792
	7	Salida Reque, Nuevo Reque	650,00	13,00	0,18	4,191	22,9790

Fuente. Elaboración propia

Los resultados muestran que el nivel de penetración y ubicación, juegan un papel muy importante en las pérdidas de potencia, así como, en potencia suministrada y el nivel de tensión en la subestación. Mientras más se incrementa el nivel de penetración y los generadores se encuentren más alejados de la subestación, los parámetros eléctricos mejoran. Por tal motivo se decidió optar por lo siguiente.

Tabla 17. Ubicación y nivel de penetración de generadores

Zona	Referencia	Nombre de generador	Potencia generador (kW)	Coordenadas	Nivel de penetración %	Pérdidas MW	Tensión en cabezal (kV)
3	Entrada puerto Eten	G. Puerto Eten	500	-6.917984,	10,00	0,20	22,9679
				-79.866524			
5	T. Laran, cruce Reque	G. Laran	650	-6.851796,	13,00	0,18	22,9784
				-79.833782			
6	Reque	G. Reque	650	-6.869649,	13,00	0,18	22,9792
				-79.817935			

Fuente. Elaboración propia

4.2.4. Disponibilidad de terreno

Con la ubicación definida, se verifica la cantidad de terreno disponible. En primer lugar, tenemos al generador Puerto Eten que estará situado en la entrada de puerto Eten, el segundo generador se ubica en el tramo carretera Laran, antes del cruce a Reque, el tercer generador se ubica en Reque. A continuación, se muestran imágenes de los lugares ya mencionados.



Figura 29 Entrada puerto Eten.
Fuente. google earth.



Figura 30. Carretera Laran, cruce Reque.
Fuente. google earth.



Figura 31. Reque
Fuente. google earth.

4.3. Evaluar la capacidad de generación de energía eléctrica de cada generador.

En esta sección evaluaremos la capacidad de generación de energía eléctrica de los generadores seleccionados en base al objetivo 02 (Tabla 18.). Para evaluar la capacidad de generación de energía se utilizó un software especializado en cálculos de sistemas fotovoltaicos PVsyst. Para el desarrollo del presente objetivo se seguirá la siguiente secuencia:

- Breve procedimiento de simulación en PVsyst
- En base a la simulación realizada se verifico la correcta elección de inversor, así como las disposiciones de módulos por MPP. Cabe recalcar que cada inversor cuenta con

seguidores de punto de máxima potencia denominados MPP donde irán conectados los arreglos de módulos fotovoltaicos.

- Determinar la capacidad de generación de energía eléctrica inyectada a la red en base a la simulación realizada.
- Determinar la cantidad de terreno requerido por cada generador

Tabla 18. Generadores

Referencia	Nombre de generador	Potencia generador (kW)
Entrada puerto Eten	G. Puerto Eten	500,00
T. Laran, cruce Reque	G. Laran	650,00
Reque	G. Reque	650,00

Fuente. Elaboración propia

4.3.1. Procedimiento para simulación

La simulación se llevó a cabo en el software PVsyst siguiendo una serie de procesos que se mencionan a continuación:

- Definir ubicación individual de cada generador mediante coordenadas.
- Definir inclinación y acimut.
- Importar datos de irradiación, temperatura, velocidad de viento, de base de datos Meteonorm 7.2.
- Definir potencia del generador (kW).
- Seleccionar modulo fotovoltaico.
- Seleccionar inversor.
- Editar disposición de módulos.
- Ejecutar.

El programa proporciona un informe detallado del sistema partiendo de la localización del proyecto, las especificaciones técnicas de los componentes. Por ultimo podemos visualizar la producción de energía con sus respectivas pérdidas representadas mediante gráficas.

4.3.2. Generador Puerto Eten.

4.3.2.1. Verificación y configuración de inversor.

4.3.2.1.1. Datos de entrada

Potencia: 500,00Kw

Coordenadas: -6.917984,-79.866524

- **Disposición de módulos**

A continuación, se puede visualizar la disposición de módulos fotovoltaicos en relación a la potencia instalada, tipo de módulo y tipo de inversor.

Tabla 19. Disposición de módulos

Disposición de módulos	
Cadenas	78,00
Serie	16,00
Total	1 248,00

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de modulo**

En este caso se optó por elegir módulos fotovoltaicos de las siguientes características.

Marca: Axitec energy

Modelo: AXIpremium X HC AC-405MH/144S

Tabla 20. Especificaciones eléctricas de módulos

Data eléctrica Módulo	
Pmpp (W)	405,00
Umpp (V)	41,43
Impp(A)	9,79
Uoc(A)	49,5
Ics(A)	10,59
β (mV/°C)	-143,6
α (mA/°C)	4,2

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de inversor**

Se optó por seleccionar el inversor ideal para aplicaciones multicadena, Provista de diez MPPT, con el fin de maximizar la producción de energía eléctrica, el inversor cuenta con las siguientes características:

Marca: Huawei

Modelo: SUN2000-100KTL-M1-400Vac

Tabla 21. Especificaciones eléctricas de inversor

Datos de entrada de inversor	
Potencia nominal (kW)	100,00
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	1 100,00
Max. Corriente por MPP Imp (A)	26,00
Max. Corriente por MPP Isc (A)	40,00
Rango de voltaje de funcionamiento	200,00
MPP (Vmin-Vmax (V))	1 000,00
Nº seguidores MPP	10,00

Fuente. Elaboración propia

4.3.2.1.2. Comprobación de potencia de inversor, rango de tensiones y corrientes de entrada por MPP.

A continuación, comprobamos el rango de tensiones de entrada del seguidor MPP (200...1000V), Tensión máxima de vacío(1100V) intensidad máxima (40A), Conexión de ramas por MPP, intensidad nominal e intensidad máxima por MPP (26...40A), así como la potencia del inversor.

a) Potencia por inversor

La potencia del generador fotovoltaico es de 505.44 kW, al usar 4 inversores, a cada uno le corresponde un aproximado de 126.36 kW.

Tabla 22. Potencia por inversor.

Potencias	
Potencia de generador fotovoltaico	505,44
Potencia nominal de generador por inversor	126,36

Fuente. Elaboración propia.

b) Configuración por inversor

El generador Puerto Eten estará compuesto por 4 inversores. Cada inversor se conectará a 19 y 20 cadenas con 16 módulos en serie, ver tabla 23.

Tabla 23. Configuración por inversor

Configuración por inversor		
Cadena	19	20
Serie	16	

Fuente. Elaboración propia

c) Rango de tensiones de módulo fotovoltaico.

Los parámetros del módulo se calculan con la finalidad de calcular los parámetros de los arreglos de módulos por inversor, el rango de tensiones corresponde a la tensión mínima a 70 °C y la tensión máxima a -10 °C.

- Valor mínimo de rango a (70°C)

$$U_{mpp(70^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Valor máximo de rango (-10 °C)

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Tensión máxima en vacío (-10 °C)

$$U_{oc(-10^{\circ}C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Corriente máxima (70 °C)

$$I_{sc(70^{\circ}C)} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25)$$

Tabla 24. Parámetros de módulo fotovoltaico

Parámetros de módulo fotovoltaico	
Valor mínimo de rango $U_{mpp}(70^\circ)$	34,97025
Valor máximo de rango $U_{mpp}(-10^\circ)$	46,45425
Tensión máxima de módulo fotovoltaico $U_{oc}(-10^\circ C)$	54,52425
Intensidad máxima de módulo fotovoltaico $I_{sc}(70^\circ C)$	10,78062

Fuente. Elaboración propia

d) Parámetros de conexionado para 20 cadenas de 16 módulos en serie conectados a un inversor.

En base a los parámetros calculados para el modulo, procedemos a calcular los parámetros para el arreglo fotovoltaico cadena-serie conectados a un inversor individual, la finalidad de este cálculo se basa en comparar los parámetros del arreglo cadena-serie por inversor con las especificaciones técnicas del mismo. Los parámetros calculados del arreglo tienen que cumplir con ciertas condiciones mencionadas en el inciso “e” tabla 26.

En este caso se definió 19 cadenas para los dos primeros inversores y 20 cadenas para los dos segundos, en ambos casos se tienen 16 módulos en serie por inversor. Al emplear 4 inversores obtendremos 78 cadenas; las mismas exigidas por el arreglo. En relación a los parámetros del módulo, Tabla 24, procedemos a calcular los parámetros correspondientes para el arreglo de 20 cadenas y 16 módulos en serie; Se eligió 20 cadenas por ser el más crítico. Posteriormente serán comparados con las especificaciones técnicas del inversor.

- Valor mínimo de rango

$$U_{mpp(70^\circ C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Valor máximo de rango

$$U_{mpp(-10^\circ C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Tensión máxima de vació

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Corriente máxima

$$I_{sc(70^{\circ}C)} = N_p \cdot I_{sc}$$

Tabla 25. Parámetros de 20 cadenas y en 16 en serie por inversor.

20 cadena y 16 en serie conectados a inversor SUN2000-100KTL	
Parámetros de Arreglo	
Valor mínimo de rango $U_{mpp(70^{\circ})}$	559,524
Valor máximo de rango $U_{mpp}(-10^{\circ})$	743,268
Tensión máxima de generador fotovoltaico $U_{oc}(-10^{\circ}C)$	872,388
Tensión nominal de generador $V_{mpp} (V)$	66,88
Intensidad máxima de generador fotovoltaico $I_{sc}(70^{\circ}C)$	215,612
Corriente nominal $I_{mpp}(A)$	195,8

Fuente. Elaboración propia.

e) Verificación que el inversor cumpla con las condiciones establecidas por el generador

En base a los parámetros calculados del arreglo cadena- serie por inversor, procedemos a verificar que los parámetros del arreglo cumplan con las condiciones impuestas para la correcta elección del inversor, que son las siguiente:

- La potencia nominal del inversor debe estar en el rango del 80 al 90%, o aproximado, en relación a la potencia del arreglo por inversor.

- El máximo voltaje de entrada del arreglo tiene que ser menor o igual al máximo voltaje establecido en fichas técnicas del inversor.
- El Rango de tensiones del arreglo debe estar dentro del rango de tensiones del inversor
- La máxima corriente de cortocircuito del arreglo tiene que ser menor que la del inversor

Tabla 26. Verificación de inversor

Verificación de elección de inversor				
Parametros	Arreglo	Inversor	Condición	Verificación
Potencia nominal (kW)	126,36	100,00	$0.8 * P_{gen} \leq P_{inv} \leq 0.9 * P_{gen}$	Cumple
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	872,39	1 100,00	$U_{max\ vacio} \geq U_{Goc(-10^{\circ}C)}$	Cumple
Rango de voltaje de funcionamiento MPP Vmin-Vax (V)	559,524	200,00	$U_{in.min} \leq U_{Gmpp(70^{\circ}C)}$	Cumple
	743,268	1 000,00	$U_{in.max} \geq U_{Gmpp(-10^{\circ}C)}$	
Intensidad maxima Isc(70°) (A)	215,612	400,00	$I_{Gsc(70^{\circ}C)} \leq I_{in.max(70^{\circ}C)}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia

f) Configuración de cadenas por MPP de cada inversor

La función del seguidor MPP es, lograr aprovechar la máxima producción energética de los módulos fotovoltaicos, forman parte del inversor, los arreglos cadena-Serie se conectan a los MPP mediante puertos con polaridad.

El modelo SUN2000-100KTL-M1-400Vac cuenta con diez seguidores MPP, por lo tanto, se opta por la siguiente configuración.

- ✓ 1 y 2 cadenas por MPP
- ✓ 19 y 20 cadenas por inversor

Tabla 27. Conexión de cadenas por MPP

Conexión de cadenas por MPP para cada inversor											
Inversor 01											Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	MPP7	MPP8	MPP9	MPP10	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	19
Inversor 02											Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	MPP7	MPP8	MPP9	MPP10	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	19
Inversor 03											Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	MPP7	MPP8	MPP9	MPP10	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
Inversor 04											Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	MPP7	MPP8	MPP9	MPP10	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
									Total, de cadenas		78

Fuente. Elaboración propia

g) Verificación de configuración de 2 cadenas por MPP

En la tabla 27, se determinó el número de cadenas que irán conectados por cada seguidor MPP. Para verificar las conexiones por MPP se toma en consideración la corriente nominal y la corriente máxima de cortocircuito admitida por cada MPP, en este caso se evaluará el máximo número de cadenas por MPP por la sencilla razón que la corriente será mayor.

Tabla 28. Verificación de 2 cadenas por MPP

Verificación de 2 cadenas MPP				
Parámetros	Conexionado	MPP Inversor	Estado	Verificación
Corriente nominal I_{mpp} (A)	19,58	26,00	$I_{mpp.c} < I_{mpp.in}$	Cumple
Corriente máxima I_{sc} (A)	21,56	40,00	$I_{sc.c} < I_{sc.in}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia.

4.3.2.2. Producción y pérdidas

a) Balances y principales resultados

En este apartado se pueden visualizar las principales variables, expresadas en valores mensuales y el valor anual total, ver tabla 29. Cabe recalcar que el valor anual puede ser el valor promedio como temperatura, o sumas, como el valor de la irradiación y las energías.

Tabla. 29 Variantes de simulación

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	193.5	87.24	24.34	184.8	177.7	78.53	76.97	0.824
Febrero	181.8	79.34	25.70	177.5	171.2	74.72	73.18	0.816
Marzo	201.7	79.18	25.74	202.9	196.1	85.28	83.51	0.814
Abril	182.7	68.65	23.36	189.7	183.6	80.78	79.14	0.825
Mayo	170.1	60.27	21.32	181.9	176.0	78.70	77.18	0.839
Junio	147.1	60.81	19.64	159.0	153.4	69.90	68.64	0.854
Julio	146.7	68.69	19.57	156.8	151.1	68.99	67.76	0.855
Agosto	157.0	78.08	19.36	163.8	158.0	71.98	70.68	0.854
Septiembre	178.8	76.90	18.87	181.7	175.5	79.39	77.87	0.848
Octubre	188.0	83.28	19.64	185.4	178.9	80.49	78.94	0.842
Noviembre	183.3	84.12	20.36	176.0	169.1	76.33	74.90	0.842
Diciembre	195.4	82.90	22.46	185.0	177.8	79.36	77.83	0.833
Año	2126.0	909.45	21.68	2144.6	2068.3	924.45	906.59	0.836

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

Fuente. Software PVsyst.

b) Producción

En la figura 32, se puede visualizar la producción de energía, de la misma manera, las pérdidas presentes en el sistema.

- El tamaño total de cada barra representa la producción total.
- Color púrpura indica las pérdidas correspondientes al conjunto fotovoltaico.
- Color verde indica las pérdidas en el inversor.
- Color guinda indica la energía a la salida del inversor.

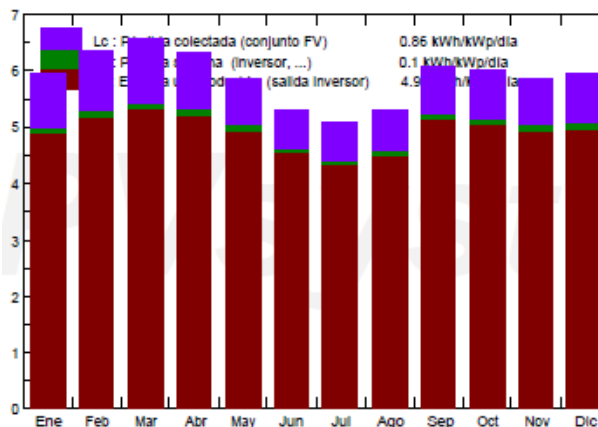


Figura 32. Producción mensual y pérdidas.
Fuente. Software PVsyst.

c) Capacidad de generación y pérdidas anuales

Por último, se presenta un diagrama de pérdidas en relación al comportamiento del sistema. Este diagrama es de suma importancia para el diseño, ya que nos permite comparar sistemas o variantes del mismo proyecto. En este caso la irradiación global horizontal tiene el valor de $2126 \text{ kWh}/\text{m}^2$, la irradiación en los módulos se cuantifica $2068 \text{ kWh}/\text{m}^2$, la energía en el conjunto fotovoltaico tiene un valor de 1048 MWh , ha ello se adicionan las pérdidas del sistema, logrando generar 907 MWh la cual será inyectada a la red.

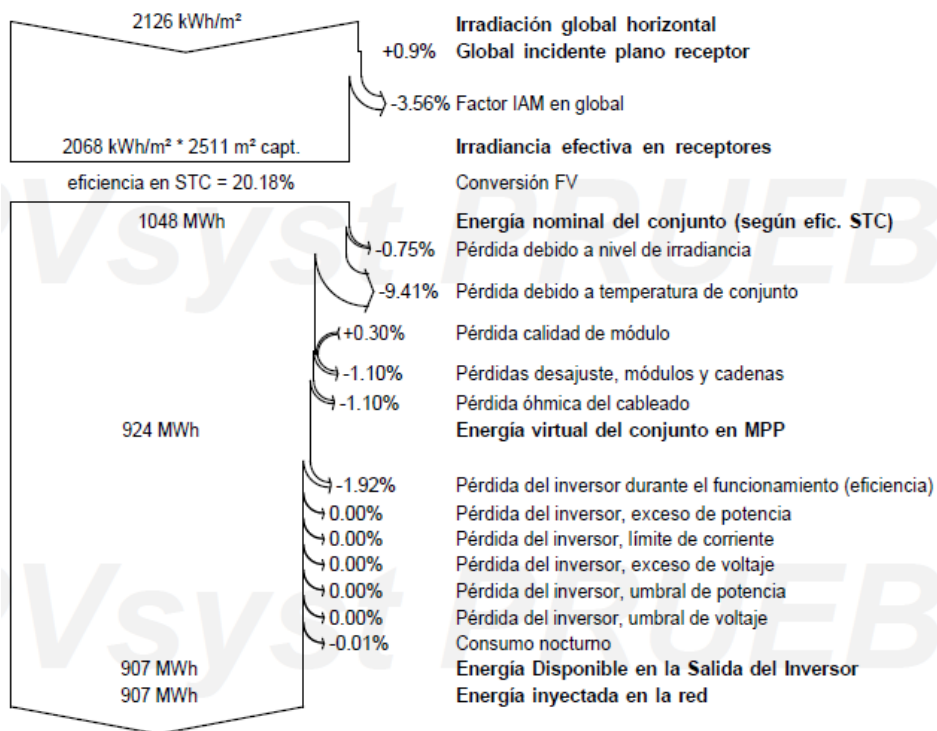


Figura 33. Diagrama de pérdidas anuales.
Fuente. Software PVsyst.

4.3.2.3. Espacio disponible y espacio requerido

Por último nos queda determinar el espacio que se requerirá en función al número de módulos y la separación entre ellos, siguiendo las siguientes expresiones.

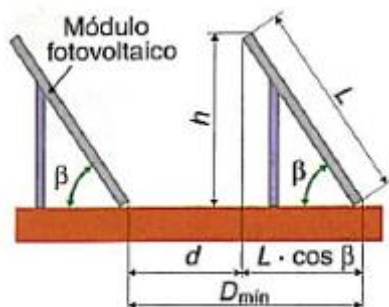


Figura 34. Distancia mínima entre módulos.
Fuente. Instalaciones solares fotovoltaicas.

- **Distancias mínimas en serie.**

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \Phi)}$$

$$D_{s.min} = d + L \cos \beta \quad (m)$$

- **Distancia mínima en paralelo.**

$$D_{p.min} = (1 + An_{modulo}) \quad (m)$$

- **Área.**

$$A = D_{s.min} \cdot D_{p.min} \quad (m^2)$$

- **Dimensiones de módulo.**

Tabla 30. Dimensiones de módulo

Dimensiones de módulo	
Longitud (m)	2,008
Ancho (m)	1,002
Inclinación (rad)	0,14788889
Latitud °	0,1207416

Fuente. Elaboración propia

- **Área requerida**

Tabla 31. Área requerida para 78 módulos en cadena y 16 en serie

Para 78 cadenas y 16 en serie	
Para 16 en serie	
Altura (m)	0,30
Distancia mínima d (m)	0,21
Distancia mínima Dmin (m)	2,20
Total en 16 módulos en serie (m)	35,21
Para 78 en cadena	
Distancia D(m)	2,002
Total en 84 módulos en cadena (m)	156,156
Área (m²)	5 497,70

Fuente. Elaboración propia

- **Áreas**

El área disponible es factible en cuanto corresponde a espacio, podemos visualizar que el área requerida para el generador es la mitad de la disponible.

Tabla 32. Áreas de módulos, requerida y disponible.

Área de módulos (m ²)	Área requerida (m ²)	Área disponible (m ²)
2 511,00	5 497,70	11 422,65

Fuente. Elaboración propia.

4.3.3. Generador LARAN

4.3.3.1. Verificación y configuración de inversor

4.3.3.1.1. Datos de entrada

Potencia: 650,00Kw

Coordenadas: -6.851796, -79.833782

- **Disposición de módulos**

En la tabla 33, se puede visualizar la disposición de módulos fotovoltaicos en relación a la potencia ingresada, tipo de modulo y tipo de inversor.

Tabla 33. Disposición de módulos

Disposición de módulos	
Cadenas	84,00
Serie	18,00
Total	1 512,00

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de módulo**

Los módulos fotovoltaicos seleccionados cuentan con las siguientes características técnicas.

Marca: Axitec energy

Modelo: AXIpremium XL HC BLK AC-

430MH/144S

Tabla 34. Especificaciones eléctricas de modulo

Data eléctrica Modulo	
Pmpp (W)	430,00
Umpp (V)	40,79
Imp(A)	10,6
Uoc(A)	49,22
Ics(A)	11,21
β (mV/°C)	-137,8
α (mA/°C)	4,5

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de inversor**

El inversor seleccionado es ideal para aplicaciones multicadena, cuenta con seis MPPT, mejorando la captación de energía, las especificaciones técnicas se visualizan en la tabla 35.

Marca: ABB

Modelo: PVS-100-TL

Tabla 35. Especificaciones eléctricas de inversor

Datos de entrada de inversor	
Potencia nominal (kW)	100,00
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	1 000,00
Max. Corriente por MPP Imp (A)	36,00
Max. Corriente por MPP Isc (A)	50,00
Rango de voltaje de funcionamiento	480,00
MPP Vmin-Vax (V)	850,00
Nº seguidores MPP	6,00

Fuente. Elaboración propia

4.3.3.1.2. Comprobación de potencia de inversor, rango de tensiones y corrientes de entrada por MPP.

A continuación, comprobamos el rango de tensiones de entrada del seguidor MPP (480,00...850,00V), Tensión máxima de vacío (1 000,00V) intensidad máxima (50,00A), Conexión de ramas por MPP, intensidad nominal e intensidad máxima por MPP (36,00...50,00A), así como la potencia del inversor.

a) Potencia por inversor

La potencia del generador fotovoltaico es de 650,16kW, al usar 6 inversores, a cada uno le corresponde una potencia de 108,36 kW

Tabla 36. Potencia por inversor

Potencias	
Potencia de generador fotovoltaico (kW)	650,16
Potencia nominal de generador por inversor (kW)	108,36

Fuente. Elaboración propia

b) Configuración por inversor

Corresponde al número de módulos en cadenas y en serie conectados a cada uno de los 6 inversores, Tabla 37, En base al arreglo cadena serie determinaremos si el inversor elegido es el correcto.

Tabla 37. Configuración por inversor

Configuración por inversor	
Cadena	14
Serie	18

Fuente. Elaboración propia

c) Rango de tensiones en modulo fotovoltaico.

Los parámetros de modulo se determinan con la finalidad de cuantificar los parámetros de los arreglos cadena-serie conectados por inversor.

- Valor mínimo de rango a (70°C)

$$U_{mpp(70^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Valor máximo de rango a (-10 °C)

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Tensión máxima en vacío (-10)

$$U_{oc(-10^{\circ}C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Corriente máxima (70 °C)

$$I_{sc(70^{\circ}C)} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25)$$

Tabla 38. Parámetros de modulo fotovoltaico

Parámetros de módulo fotovoltaico	
Valor mínimo de rango Umpp (70°)	34,58828
Valor máximo de rango Umpp (-10°)	45,61356
Tensión máxima de modulo fotovoltaico Uoc(-10°C)	54,04356
Intensidad máxima de modulo fotovoltaico Isc(70°C)	11,41178

Fuente. Elaboración propia

d) Parámetros de conexionado para 14 cadenas y 18 módulos en serie conectados a un inversor.

Los parámetros de 14 cadenas y 18 módulos en serie conectados a un inversor se calculan en base a los parámetros del módulo tabla 38, con la finalidad de determinar si el inversor elegido es el correcto para el arreglo. En este caso se definió 14 cadenas y 18 módulos en serie por inversor, al emplear 6 inversores obtendremos 84 cadenas; las mismas exigidas por el generador. En base a los parámetros, procedemos a calcular los parámetros correspondientes para el generador de 14 cadenas y 18 módulos en serie que irán conectados por inversor. Posteriormente serán comparados con las especificaciones técnicas del inversor.

- Valor mínimo de rango

$$U_{mpp(70^{\circ}C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Valor máximo de rango

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Tensión máxima de vacío

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Corriente máxima

$$I_{sc(70^{\circ}C)} = N_p \cdot I_{sc}$$

Tabla 39. Parámetros de arreglo por inversor

14 cadena y 18 módulos en serie conectados a inversor PVS-100-TL	
Parámetros de Arreglo	
Valor mínimo de rango $U_{mpp}(70^{\circ})$	622,589
Valor máximo de rango $U_{mpp}(-10^{\circ})$	821,044
Tensión máxima de generador fotovoltaico $U_{oc}(-10^{\circ}C)$	972,784
Tensión nominal de generador V_{mpp} (V)	734,22
Intensidad máxima de generador fotovoltaico $I_{sc}(70^{\circ}C)$	159,765
Corriente nominal $I_{mpp}(A)$	148,4

Fuente. Elaboración propia

e) **Verificamos que el inversor cumpla con las condiciones establecidas por el generador.**

En base a los parámetros calculados para el arreglo por inversor, aplicamos condicionales con la finalidad de determinar si el arreglo es el correcto para el inversor seleccionado, las condicionales son las siguientes.

- La potencia nominal del inversor debe estar en el rango del 80 al 90%, o aproximado, en relación a la potencia nominal del arreglo.
- El voltaje máximo del arreglo tiene que ser menor o igual al máximo voltaje establecido en fichas técnicas del inversor.

- El Rango de tensiones del arreglo debe estar dentro del rango de tensiones del inversor
- La máxima corriente de cortocircuito del arreglo tiene que ser que a la del inversor

Tabla 40. Verificación de inversor

Verificación de elección de inversor				
Parametros	Arreglo	Inversor	Condición	Verificación
Potencia nominal (kW)	108,36	100,00	$0.8 * P_{gen} \leq P_{inv} \leq 0.9 * P_{gen}$	Cumple
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	972,78	1 000,00	$U_{max\ vacio} \geq U_{Goc(-10^{\circ}C)}$	Cumple
Rango de voltaje de funcionamiento MPP Vmin-Vax (V)	622,589	480,00	$U_{in.min} \leq U_{Gmpp(70^{\circ}C)}$	Cumple
	821,044	850,00	$U_{in.max} \geq U_{Gmpp(-10^{\circ}C)}$	
Intensidad maxima Isc(70°) (A)	159,765	300,00	$I_{Gsc(70^{\circ}C)} \leq I_{in.max(70^{\circ}C)}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia

f) Configuración de cadenas por MPP de cada inversor

El modelo PVS-100-TL cuenta con seis seguidores MPP, por lo tanto, se opta por la siguiente configuración.

- 2 y 3 cadenas por MPP
- 14 cadenas por inversor

Tabla 41. Cadenas por cada seguidor MPP y por inversor

Conexión de cadenas por MPP para cada inversor							
Inversor 01							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Inversor 02							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Inversor 03							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Inversor 04							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Inversor 05							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Inversor 06							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	2	2	3	3	14
Total, de cadenas							84

Fuente. Elaboración propia

g) Verificación de configuración de cadenas por MPP

En este caso se evaluará el máximo número de cadenas por MPP, considerando la corriente nominal y la corriente máxima de cortocircuito admitida por cada MPP

Tabla 42. Verificación de 3 cadenas por MPP.

Verificación de elección de conexionado multicadena				
Parámetros	Conexionado	MPP Inversor	Estado	Verificación
Corriente nominal I_{mpp} (A)	31,80	36,00	$I_{mpp.c} < I_{mpp.in}$	Cumple
Corriente máxima I_{sc} (A)	34,24	50,00	$I_{sc.c} < I_{sc.in}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia.

4.3.3.2. Producción y pérdidas

a) Balances y principales resultados

En la figura 43. se visualizan las principales variables, expresadas en valores mensuales y el valor anual total.

Tabla 43. Variantes de simulación

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	193.0	87.45	24.34	184.5	177.3	101.9	99.9	0.833
Febrero	181.2	79.39	25.70	177.0	170.8	96.9	95.1	0.826
Marzo	201.1	78.88	25.74	202.2	195.5	110.5	108.5	0.825
Abril	182.4	68.95	23.36	189.3	183.1	104.7	102.8	0.835
Mayo	170.2	60.19	21.32	182.0	176.1	102.2	100.3	0.848
Junio	147.8	60.39	19.64	159.6	154.0	90.9	89.3	0.861
Julio	147.9	63.02	19.57	158.5	152.9	90.3	88.6	0.860
Agosto	158.3	77.96	19.36	165.2	159.3	94.1	92.4	0.860
Septiembre	180.3	71.66	18.87	183.6	177.5	103.8	101.8	0.853
Octubre	188.5	86.16	19.64	186.2	179.6	105.0	103.0	0.851
Noviembre	183.4	85.44	20.36	176.1	169.2	99.1	97.3	0.850
Diciembre	195.3	81.45	22.46	185.0	178.0	103.0	101.1	0.840
Año	2129.4	900.95	21.68	2149.2	2073.3	1202.3	1180.3	0.845

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

Fuente. Elaboración propia

b) Producción

En el siguiente grafico se puede visualizar la producción de energía, así como, las perdidas presentes en el sistema.

- El tamaño total de cada barra representa la producción total.
- Color púrpura indica las pérdidas correspondientes al conjunto fotovoltaico.
- Color verde indica las pérdidas en el inversor.
- Color guinda indica la energía a la salida del inversor.

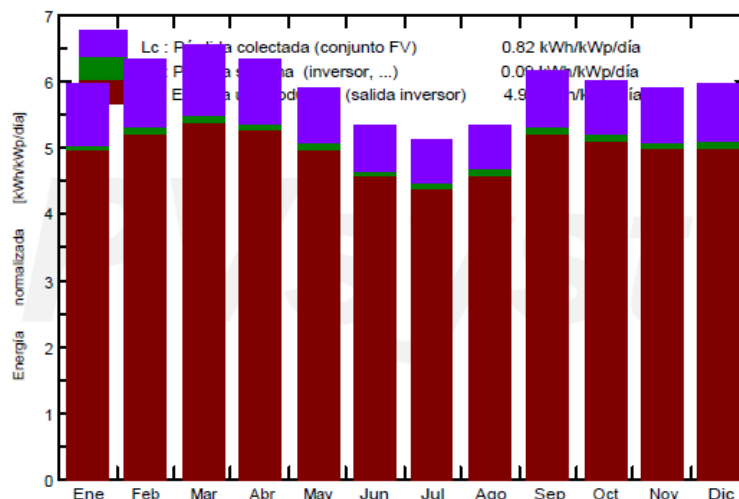


Figura 35. Producción mensual promedio de un día y pérdidas.
Fuente. Software PVsyst.

c) Capacidad de generación y pérdidas anuales

La figura 36, muestra un diagrama que implica la radiación global horizontal hasta la energía inyectada a la red este caso tenemos una irradiación global horizontal de 2129 kWh/m², 1349 MW-h en el conjunto fotovoltaico, adicionando las pérdidas, este sistema inyecta 1180 MWh ,anuales, a la red.

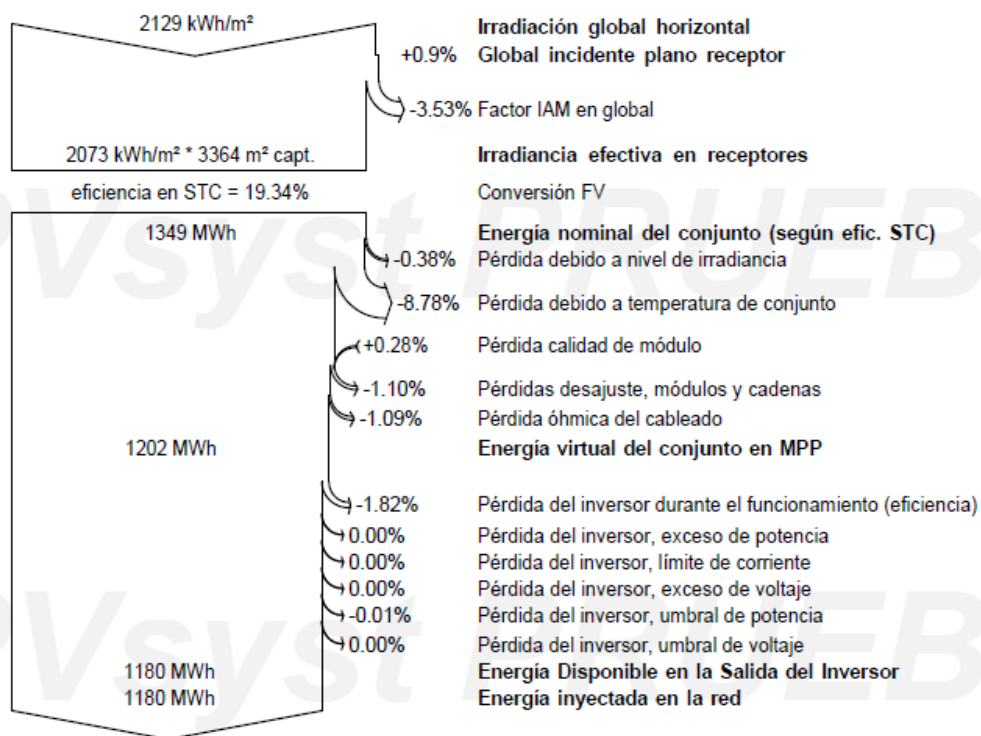


Figura 36. Diagrama de pérdidas anuales.
Fuente. Software PVsyst

4.3.3.3. Espacio disponible y espacio requerido

El espacio requerido para el generador Laran se calcula a partir de las siguientes expresiones.

- **Distancias mínimas en serie**

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \Phi)}$$

$$D_{s.min} = d + L \cos \beta \quad (m)$$

- **Distancia mínima en paralelo**

$$D_{p.min} = (1 + An_{modulo}) \quad (m)$$

- **Área**

$$A = D_{s.min} \cdot D_{p.min} \quad (m^2)$$

- **Dimensiones de módulo**

Tabla 44. Dimensiones de módulo

Dimensiones de módulo	
Longitud (m)	2,115
Ancho (m)	1,052
Inclinación (rad)	0,147091798
Latitud ° (rad)	0,1195864

Fuente. Elaboración propia

- **Área requerida**

Tabla 45. Área requerida

Para 84 cadenas y 18 en serie	
Para 18 en serie	
Altura (m)	0,31
Distancia mínima d (m)	0,22
Distancia mínima Dmin (m)	2,32
Total en 18 módulos en serie (m)	41,69
Para 84 en cadena	
Distancia D(m)	2,052
Total en 84 módulos en cadena (m)	172,368
Área (m2)	7 186,15

Fuente. Elaboración propia

- **Áreas**

En la tabla 46, se visualiza el área de los módulos obtenida a partir de la simulación, área requerida, correspondiente al cálculo realizado y por último el área disponible, que en este caso solo es una propuesta.

Tabla 46. Áreas.

Área de módulos (m ²)	Área requerida (m ²)	Área disponible (m ²)
3 364,00	7 186,15	59 784,00

Fuente. Elaboración propia.

4.3.4. Generador Reque

4.3.4.1. Verificación y configuración de inversor

4.3.4.1.1. Datos de entrada

Potencia: 650,00 kW

Coordenadas: -6.869649, -79.817935

- **Configuración de módulos**

En base a la simulación realizada, la configuración de módulos por inversor es la siguiente, tabla 47.

Tabla 47. Disposición de módulos

Disposición de módulos	
Cadenas	96,00
Serie	17,00
Total	1 632,00

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de módulo**

Los módulos que forman parte del generador Reque cuentan con las siguientes características.

Marca: Axitec energy

Modelo: AXIpremium XL HC BLK AC-430MH/144S

Tabla 48. Especificaciones eléctricas de módulo

Data eléctrica Módulo	
Pmpp (W)	400,00
Ump (V)	41,12
Impp(A)	9,74
Uoc(A)	48,81
Ics(A)	10,46
β (mV/°C)	-141,5
α (mA/°C)	4,2

Fuente. Elaboración propia

- **Especificaciones eléctricas de inversor**

Se optó por seleccionar el inversor ideal para aplicaciones multicadena, Provista de seis MPPT, con el fin de maximizar la producción de energía eléctrica, el inversor cuenta con las siguientes características: Marca: ABB

Modelo: PVS-100-TL

Tabla 49. Especificaciones eléctricas de inversor

Datos de entrada de inversor	
Potencia nominal (kW)	100,00
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	1 000,00
Max. Corriente por MPP Impp (A)	36,00
Max. Corriente por MPP Isc (A)	50,00
Rango de voltaje de funcionamiento	480,00
MPP Vmin-Vax (V)	850,00
N° seguidores MPP	6,0

Fuente. Elaboración propia

4.3.4.1.2. Comprobación de rango de tensiones y corrientes de entrada de MPP y comprobación de potencia de inversor

A continuación, comprobamos el rango de tensiones de entrada del seguidor MPP (480,00...850,00V), Tensión máxima de vacío (1 000,00V) intensidad máxima (50,00A), Conexión de ramas por MPP, intensidad nominal e intensidad máxima por MPP (36,00...50,00A).

a) Potencia por inversor

La potencia del generador fotovoltaico es 652,8kW, al usar 6 inversores, a cada uno le corresponde un valor de 108,8kW, tabla 50.

Tabla 50. Potencia por inversor

Potencias	
Potencia nominal de generador (kW)	652,80
Potencia nominal de generador por inversor (kW)	108,80

Fuente. Elaboración propia

b) Configuración por inversor

Generador Reque está compuesto por 6 inversores. Por cada inversor irán conectados 16 cadenas y 17 módulos en serie, tabla 51.

Tabla 51. Configuración por inversor

Configuración por inversor	
Cadena	16,00
Serie	17,00

Fuente. Elaboración propia

c) Rango de tensiones de modulo fotovoltaico

Son calculados para posteriormente determinar los parámetros del arreglo conectado por inversor.

- Valor mínimo de rango a (70°C).

$$U_{mpp(70^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Valor máximo de rango

$$U_{mpp(-10^{\circ}C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Tensión máxima en vacío

$$U_{oc(-10^{\circ}C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25)$$

- Corriente máxima

$$I_{sc(70^{\circ}C)} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25)$$

Tabla 52. Parámetros de módulo

Parámetros de módulo fotovoltaico	
Valor mínimo de rango $U_{mpp}(70^\circ)$	34,750295
Valor máximo de rango $U_{mpp} (-10^\circ)$	46,074215
Tensión máxima de módulo fotovoltaico $U_{oc}(-10^\circ\text{C})$	53,764215
Intensidad máxima de módulo fotovoltaico $I_{sc}(70^\circ\text{C})$	10,64828

Fuente. Elaboración propia

d) Parámetros de conexionado para 16 cadenas de 17 módulo en serie.

En base a los parámetros calculados de módulo tabla 52, procedemos a calcular los parámetros para el arreglo de 16 cadenas y 17 módulos en serie que irán conectados a un inversor.

En este caso se definió 16 cadenas y 17 módulos en serie por inversor, al emplear 4 inversores obtendremos 96 cadenas; las mismas exigidas por el generador. Sin más preámbulos procedemos a calcular los parámetros correspondientes para el generador de 16 cadenas y 17 módulos en serie. Posteriormente serán comparados con las especificaciones técnicas del inversor.

- Valor mínimo de rango

$$U_{mpp(70^\circ\text{C})} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Valor máximo de rango

$$U_{mpp(-10^\circ\text{C})} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Tensión máxima de vacío

$$U_{mpp(-10^\circ\text{C})} = N_s \cdot U_{mpp}$$

- Corriente máxima

$$I_{sc(70^\circ\text{C})} = N_p \cdot I_{sc}$$

Tabla 53. Parámetros de arreglo por inversor

16 cadena y 17 en serie conectados a inversor PVS-100-TL	
Parámetros de Arreglo	
Valor mínimo de rango $U_{mpp}(70^\circ)$	590,755
Valor máximo de rango $U_{mpp}(-10^\circ)$	783,262
Tensión máxima de generador fotovoltaico $U_{oc}(-10^\circ\text{C})$	913,992
Tensión nominal de generador V_{mpp} (V)	699,04
Intensidad máxima de generador fotovoltaico $I_{sc}(70^\circ\text{C})$	170,372
Corriente nominal I_{mpp} (A)	155,84

Fuente. Elaboración propia

e) **Verificamos que el inversor cumpla con las condiciones establecidas por el generador.**

- La potencia nominal del inversor debe estar en el rango del 80,00 al 90,00%, o aproximado, en relación a la potencia del arreglo.
- El voltaje máximo del arreglo tiene que ser menor o igual al máximo voltaje establecido en fichas técnicas del inversor.
- El Rango de tensiones del arreglo debe estar dentro del rango de tensiones del inversor
- La máxima corriente de cortocircuito del arreglo tiene que ser menor a la del inversor.

Tabla 54. Verificación de inversor

Verificación de elección de inversor				
Parámetros	Generador	Inversor	Condición	Verificación
Potencia nominal (kW)	108,80	100,00	$0.8 * P_{gen} \leq P_{inv} \leq 0.9 * P_{gen}$	Cumple
Max. Voltaje de entrada Voc (V)	913,99	1 000,00	$U_{max\ vacio} \geq U_{Goc(-10^{\circ}C)}$	Cumple
Rango de voltaje de funcionamiento	590,76	480,00	$U_{in.min} \leq U_{Gmpp(70^{\circ}C)}$	Cumple
MPP Vmin-Vax (V)	783,26	850,00	$U_{in.max} \geq U_{Gmpp(-10^{\circ}C)}$	
Intensidad máxima Isc(70°) (A)	170,37	300,00	$I_{Gsc(70^{\circ}C)} \leq I_{in.max(70^{\circ}C)}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia

f) **Configuración de cadenas por MPP de cada inversor**

El modelo PVS-100-TL cuenta con seis seguidores MPP, por lo tanto, se opta por la siguiente configuración.

- 2 y 3 cadenas por MPP
- 14 cadenas por inversor

Tabla 55. Cadenas por MPP y por cada inversor.

Conexión de cadenas por MPP para cada inversor							
Inversor 01							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Inversor 02							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Inversor 03							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Inversor 04							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Inversor 05							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Inversor 06							Cadenas por inversor
MPP por inversor	MPP1	MPP2	MPP3	MPP4	MPP5	MPP6	
Número de cadenas por MPP	2	2	3	3	3	3	16
Total de cadenas							96

Fuente. Elaboración propia

g) Verificación de conexión de cadenas por MPP

Se evaluará el máximo número de cadenas por MPP, considerando la corriente nominal y la corriente de cortocircuito.

Tabla 56. Verificación de 3 cadenas por MPP

Verificación de elección de conexionado multicadena				
Parámetros	Conexionado	MPP Inversor	Estado	Verificación
Corriente nominal I_{mpp} (A)	29,22	36,00	$I_{mpp.c} < I_{mpp.in}$	Cumple
Corriente máxima I_{sc} (A)	31,94	50,00	$I_{sc.c} < I_{sc.in}$	Cumple

Fuente. Elaboración propia

4.3.4.2. Producción y pérdidas

a) Balances y principales resultados

En la tabla 57. se visualiza las distintas variantes que forman parte del generador Reque.

Tabla 57. Variantes del sistema

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	193.5	87.24	24.34	184.9	177.8	101.9	99.9	0.828
Febrero	181.8	79.34	25.70	177.6	171.3	96.9	95.1	0.820
Marzo	201.7	79.18	25.74	202.9	196.1	110.5	108.5	0.819
Abril	182.7	68.65	23.36	189.6	183.5	104.7	102.7	0.830
Mayo	170.1	60.27	21.32	181.8	175.9	102.0	100.1	0.844
Junio	147.1	60.81	19.64	158.8	153.2	90.6	89.0	0.858
Julio	146.7	68.69	19.57	156.7	150.9	89.5	87.9	0.859
Agosto	157.0	78.08	19.36	163.7	157.9	93.3	91.7	0.858
Septiembre	178.8	76.90	18.87	181.7	175.4	102.9	101.0	0.851
Octubre	188.0	83.28	19.64	185.5	178.9	104.4	102.5	0.846
Noviembre	183.3	84.12	20.36	176.1	169.2	99.0	97.3	0.846
Diciembre	195.4	82.90	22.46	185.1	177.9	103.0	101.1	0.837
Año	2126.0	909.45	21.68	2144.3	2068.0	1198.7	1176.7	0.841

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 T_Amb T amb. E_Grid Energía inyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Índice de rendimiento

Fuente. Software PVSys

b) Producción

En la figura 37, se visualiza la producción de energía representados por un gráfico de barras.

- El tamaño total de cada barra representa la producción total.
- Color púrpura indica las pérdidas correspondientes al conjunto fotovoltaico.
- Color verde indica las pérdidas en el inversor.
- Color guinda indica la energía a la salida del inversor

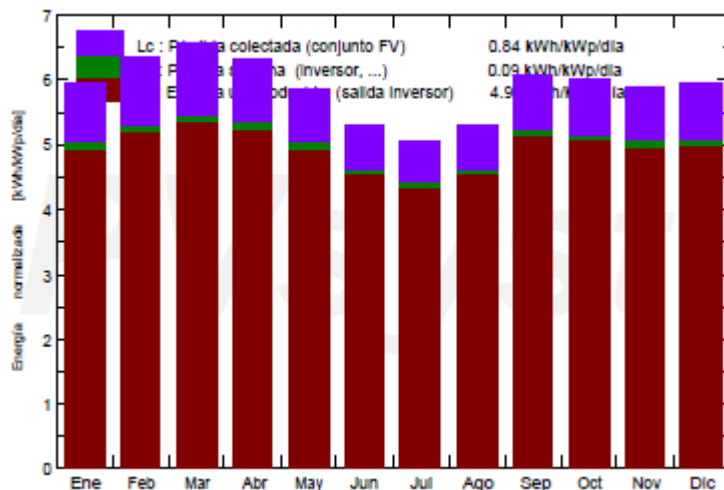


Figura 37. Producción mensual promedio por día
Fuente. Software PVsyst.

c) **Diagrama de pérdida durante todo el año**

El diagrama de la figura 38, nos permite visualizar todo el proceso generación desde la radiación horizontal hasta la energía inyectada a la red. De la figura 38 se visualiza que la radiación global horizontal tiene un valor de 2126,00kWh/m², la energía del conjunto fotovoltaico tiene un valor de 1355,00MWh, adicionando las perdida, la energía anual inyectada a la red es de 1177,00 MWh.

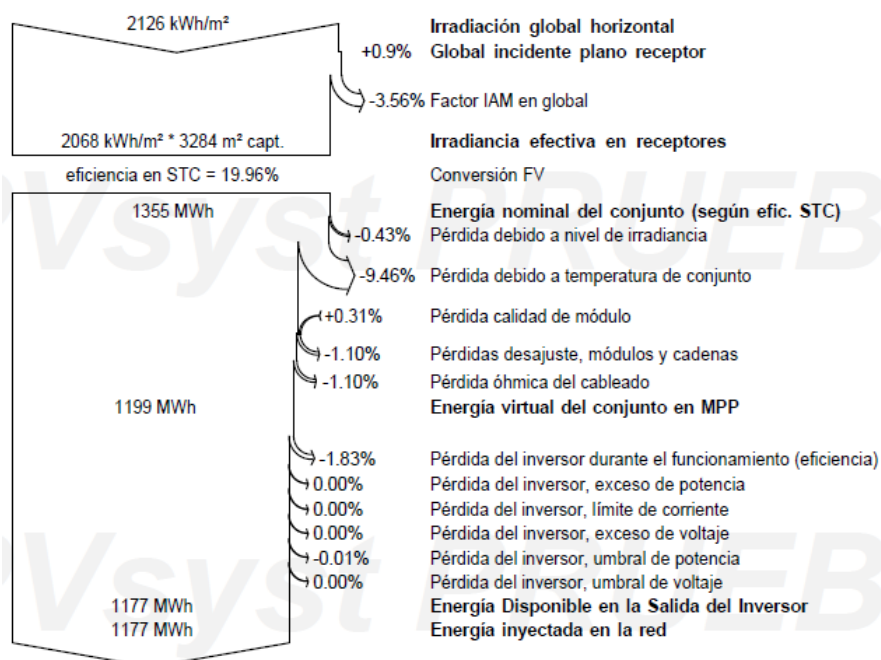


Figura 38. Pérdidas anuales.
Fuente. Software PVsyst.

4.3.4.3. Espacio disponible y espacio requerido

Para determinar el espacio que será requerido por el generador Reque, usamos las siguientes expresiones.

- **Distancias mínimas entre serie**

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \Phi)}$$

$$D_{s.min} = d + L \cos \beta \quad (m)$$

- **Distancia mínima en paralelo**

$$D_{p.min} = (1 + An_{modulo}) \quad (m)$$

- **Área**

$$A = D_{s.min} \cdot D_{p.min} \quad (m^2)$$

- **Dimensiones de modulo**

Tabla 58. Dimensiones de módulo

Dimensiones de módulo	
Longitud (m)	2,008
Ancho (m)	1,002
Inclinación (rad)	0,147306798
Latitud °	0,119897994

Fuente. Elaboración propia

- **Resultados**

Tabla 59. Área requerida

Para 96 cadenas y 17 en serie	
Para 17 en serie	
Altura (m)	0,29
Distancia mínima d (m)	0,21
Distancia mínima Dmin (m)	2,20
Total en 16 módulos en serie (m)	37,39
Para 96 en cadena	
Distancia D(m)	2,002
Total, en 84 módulos en cadena (m)	192,192
Área (m²)	7 185,89

Fuente. Elaboración propia

- **Áreas**

En la tabla 60, se visualiza que el área requerida es de 7185.89 m², representando la tercera parte del área disponible.

Tabla 60. Áreas

Área de módulos (m ²)	Área requerida (m ²)	Área disponible (m ²)
3 284,00	7 185,89	23 979,34

Fuente. Elaboración propia

4.3.5. Energía inyectada a la red.

La tabla 61, representa un breve resumen de la energía anual inyectada a la red, potencia de despacho y área requerida por cada generador

Tabla 61. Resumen

Parámetros	G. Puerto Eten	G. Laran	G. Reque
Energía inyectada a la red (MW-h)	907,00	1 180,00	1 117,00
Potencia de despacho (kW)	400,00	600,00	600,00
Área requerida (m ²)	5 497,70	7 186,15	7 185,89

Fuente. Elaboración propia

4.4. Resultados y beneficios del escenario propuesto sobre la situación actual del AMT C-212

En este apartado modelamos los generadores fotovoltaicos en base al objetivo 03, con la finalidad de cuantificar las variables de tensión frecuencia y pérdidas de energía ante

la inserción de los generadores a la red eléctrica. En el presente objetivo se verá lo siguiente.

- ✓ Visualizar y comparar el estado de cargabilidad del transformador elevador de 5MVA situado en la subestación de potencia SECHO.
- ✓ Visualizar las perturbaciones de tensión y frecuencia en cabezal de subestación y en barra que representa la máxima caída de tensión, barra 2635.
- ✓ Determinar energía suministrada y las pérdidas de energía.

4.4.1. Consideraciones

- ✓ Tres generadores fotovoltaicos irán conectados al AMT C-212.
- ✓ La simulación se llevara a cabo en el periodo 03 debido a que las horas sol en la localidad de Chiclayo tienen un valor promedio de $6,00kW - h/m^2$, cuyo valor hace referencia a la cantidad de energía incidente en un metro cuadrado de superficie, en otros términos, tiempo en horas en la que se recibe una hipotética irradiancia o radiación de $1\ 000,00W/m^2$, valor de radiación en la que módulos fotovoltaicos funcionan al 100%.

4.4.2. Modelado de generadores en DIgSILNT

En primer lugar, se selecciona el generador fotovoltaico de la base de datos del programa, la cual va conectado a una barra de baja tensión por defecto con un nivel de tensión de 400V, en el cual se incorpora un transformador elevador con relación de transformación de 0,4/22,9 Kv

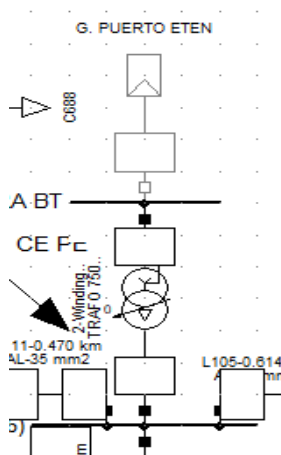


Figura 39. Generador fotovoltaico conectado a la red.
Fuente. DIgSILENT.

En segundo lugar, se cuantifican los siguientes valores en el modelo de generador ya existente.

- Potencia aparente
- Factor de potencia
- Potencia activa
- Limites operacionales de potencia activa P_{min} , P_{max}

General | Zero Sequence/Neutral Conductor

Name: G. PUERTO ETEN

Terminal: AMT C-212/BARRA BT\Cub_1 - BARRA BT

Zone: ...

Area: ...

Out of Service

Technology: 3PH

Category: Photovoltaic

Number of parallel Machines: 1

Ratings

Nominal Apparent Power: 0.4 MVA

Power Factor: 1.

Model: AMT C-212\Photovoltaic System(1)

Figura 40. Valores de potencia aparente y FP Fuente. DlgSILENT

General | Advanced | Automatic Dispatch

Reference Machine

Local Voltage Controller: Power Factor

Corresponding Bus Type: PQ

External Secondary Controller: ...

External Station Controller: ...

Dispatch

Input Mode: Default

Active Power: 0.4 MW

Reactive Power: 0. Mvar

Voltage: 1. p.u.

Angle: 0. deg

Droop: 1. %

Prim. Frequency Bias: 0. MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits

Capability Curve: ...stem_0.4kV_0.5MVA\Library\PV System

Scaling Factor (min.): 100. %

Scaling Factor (max.): 100. %

Active Power Operational Limits

Min.: 0. MW

Max.: 0.4 MW Pn 0.505 MW

Active Power: Rating

Max.: 0.505 MW Rating Factor: 1. Pn 0.505 MW

Figura 41. Valores de potencia activa y limites operacionales. Fuente. DlgSILENT

	Slots Blk Slot	Net Elements Elm",Sta",IntRef
▶ 1	Static Generator	✓ G. PUERTO ETEN
2	Photovoltaic Model	✓ PV Array
3	DC Busbar and Capacitor Model	✓ DC Busbar and Capacitor
4	Controller	✓ Controller
5	PowerMeasurement	✓ PQ Measurement
6	AC Voltage	✓ Voltage Measurement
7	PhaseMeasurement	✓ Phase Measurement Device PL
8	ActivePowerReduction	✓ ActivePowerReduction
9	Slow Frequ Measurement	✓ Slow PLL

Figura 42. Edición de datos
Fuente. DigSILENT

En la figura 43, se visualizan los generadores conectados a la red, encerrados en un círculo rojo, también se visualiza la barra 2635 que representa la máxima caída de tensión en el sistema

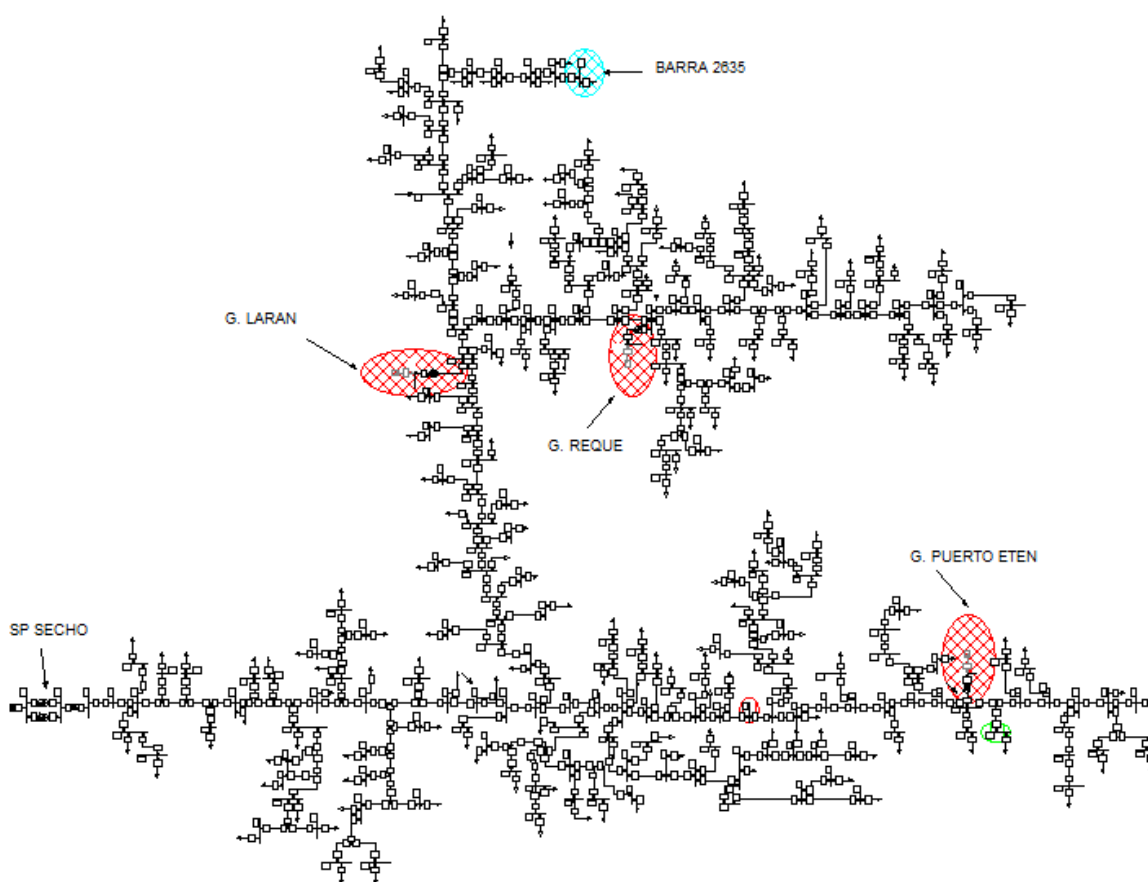


Figura 43. Alimentador C-212 con generadores conectados.
Fuente. DigSILENT

4.4.3. Perturbación de conectar tres generadores fotovoltaicos a la red.

En esta sección realizaremos simulaciones de régimen transitorio (simulación RMS), producto de la inserción de tres generadores fotovoltaicos a la red, por lo general cualquier proceso de conexión/desconexión hará que existan fenómenos transitorios. Éstos suelen de ser de corta duración, pero pueden producir perturbaciones en los

parámetros eléctricos de la red. El evento tendrá una duración de 12 segundos, tiempo en el cual cada generador se conectará a la red en un margen de tiempo de 3 segundos sucesivamente ver figura 44, los resultados se visualizan mediante graficas proporcionadas por el propio programa, en este caso evaluaremos las perturbaciones referentes a tensión y frecuencia en el cabezal de la subestación y en la barra 2365, la cual representa la máxima caída de tensión; así mismo, la cargabilidad del transformador de potencia de 5,00 MVA situado en la subestación de potencia.

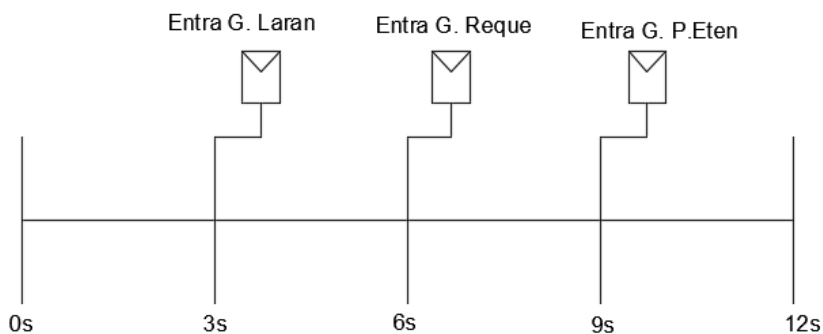


Figura 44. Simulación RMS
Fuente. Elaboración propia

4.4.3.1. Transformador de potencia 5,00MVA

El transformador elevador de 5,00MVA situado en la subestación de potencia se encuentra funcionando por encima de su capacidad nominal de trabajo, en pocas palabras, se encuentra sobrecargado un 102,651 %. Ante la inserción de los generadores fotovoltaicos el valor de cargabilidad disminuye su valor a 73,548 %. En la figura 45, se visualiza el estado de cargabilidad sin la influencia de generadores y como este valor vario mientras van conectándose los generadores al alimentador. Por ultimo en las figuras 46 y 47, se visualiza el estado del transformador antes y después de acoplar los generadores.

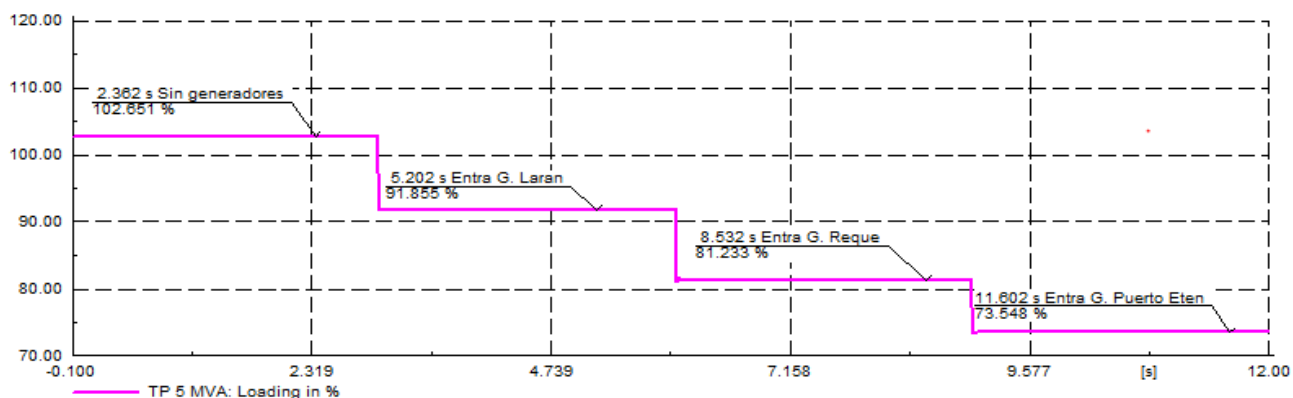


Figura 45. Cargabilidad de transformador de potencia.
Fuente. DIGSILENT

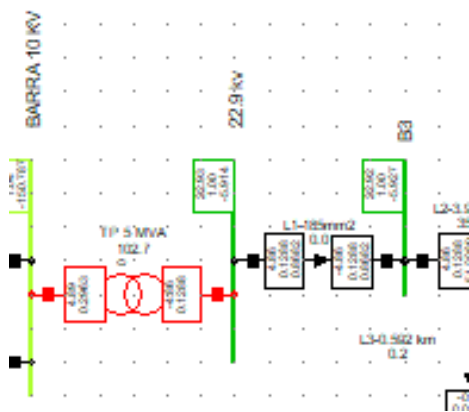


Figura 46. Cargabilidad de transformador de potencia sin GD. Fuente. DlgSILENT

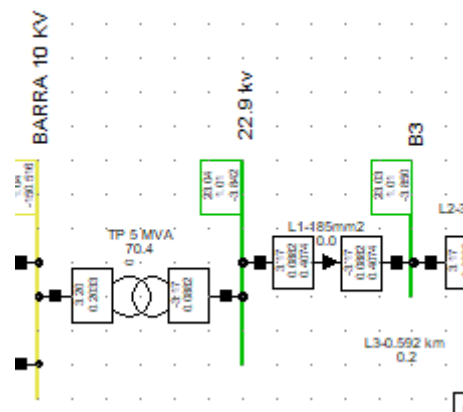


Figura 47. Cargabilidad de transformador de potencia con GD. Fuente. DlgSILENT

4.4.3.2. Cabezal

En este caso se analizó la tensión y la frecuencia en el cabezal de la subestación con la finalidad de poder visualizar las perturbaciones que provocan los generadores al conectarse a la red. En primer lugar, tenemos la figura 48, en el cual se visualiza el comportamiento de la tensión, se puede apreciar que el nivel de tensión antes de conectar los generadores tiene un valor de 22,929kV y que va incrementando mientras se conecta cada generador hasta llegar a un valor de 23,002kV. De la figura 49, se puede apreciar que el voltaje sufre una pequeña perturbación hasta llegar a estabilizarse.

En segundo lugar, tenemos el análisis de la frecuencia figura 50, donde existen pequeñas perturbaciones con un valor pico de 60,003 y un valor mínimo de 59,994, esto se debe a que los inversores modernos inyectan ondas puras, por lo tanto, la inyección de armónicos es insignificante, tan insignificante que no es necesario colocar filtros de armónicos. En la figura 51, se visualiza la perturbación que sufre la frecuencia hasta llegar a estabilizarse.

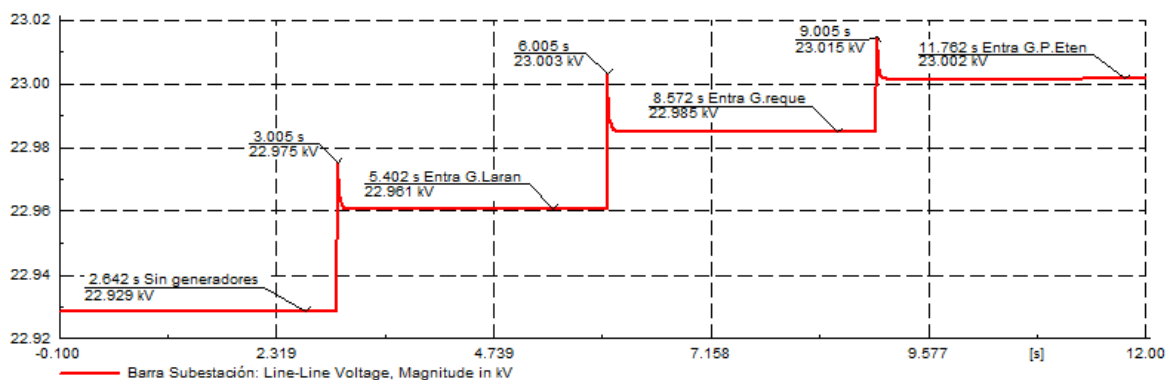


Figura 48. Variación de tensión en cabezal producto de inserción de generadores fotovoltaicos. Fuente. DlgSILENT.

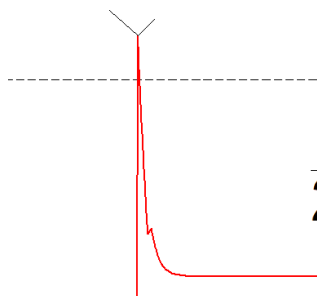


Figura 49. Perturbación de tensión
Fuente. DIGSILENT

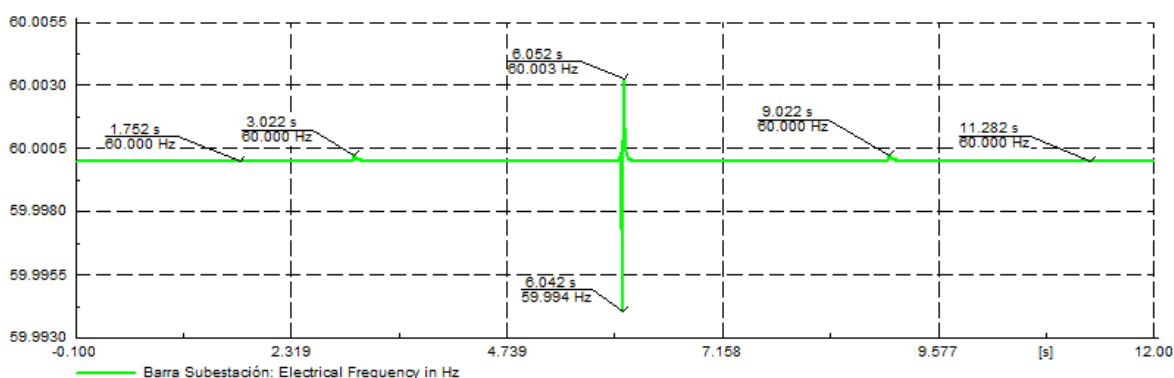


Figura 50. Variación de Frecuencia en cabezal producto de inserción de generadores fotovoltaicos.
Fuente. DIGSILENT

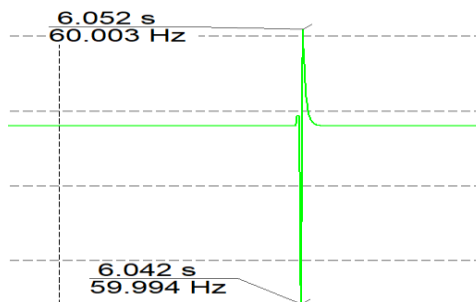


Figura 51. Perturbación de tensión
Fuente. DIGSILENT.

4.4.3.3. Barra 2635

Por último, se analizó la barra 2635, barra que representa la máxima caída de tensión, el nivel de tensión y la caída de tensión toman valores de 21,681kV y 5,62% respectivamente, sin la influencia de generadores. Los valores mencionados mejoran a medida que los generadores se incorporen a la red eléctrica hasta llegar al valor de 22,135kV, por lo tanto, la caída de tensión tiende a reducir su valor a 3,43%. Al igual que el caso anterior, la tensión y la frecuencia sufren pequeñas perturbaciones al

momento que los generadores se conectan a la red, cabe recalcar que las perturbaciones se encuentran en la escala de milisegundos hasta llegar a estabilizarse.

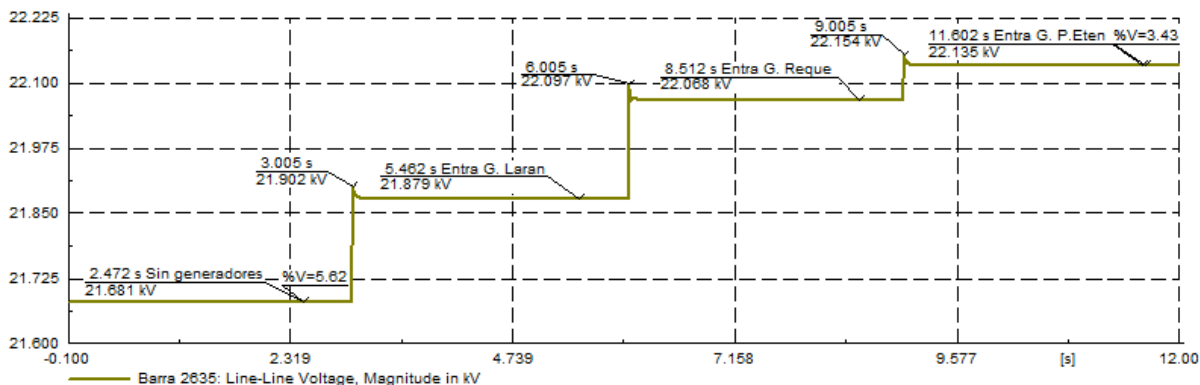


Figura 52. Variación de tensión en barra 2635 producto de inserción de generadores fotovoltaicos. Fuente. DIGSILENT.

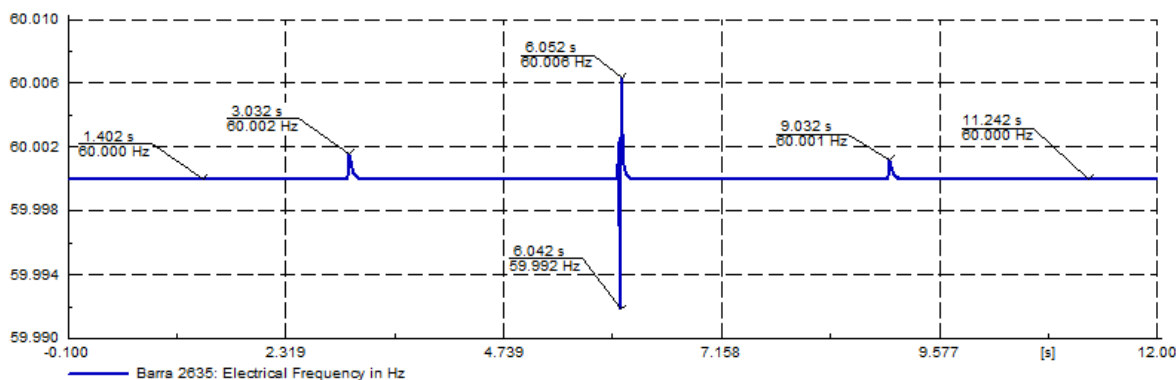


Figura 53. Variación de frecuencia en barra 2635 producto de inserción de generadores fotovoltaicos. Fuente. DIGSILENT.

4.4.4. Potencia suministrada y pérdidas de energía

En este apartado se calcularán las pérdidas de energía debida a la influencia de la generación distribuida en el alimentador C-212, para ello, se considerarán los valores de la tabla 62. Cabe recalcar que los cálculos se realizaron en base al periodo 03.

Tabla 62. Potencia suministrada y pérdidas de potencia

Potencia Suministrada	
Potencia suministrada sin GD (MW)	4.86
Potencia suministrada con GD (MW)	3.31
Potencia suministrada con GD %	68.06
Pérdidas de potencia	
Pérdidas de potencia sin GD (MW)	0.23
Pérdidas de potencia con GD (MW)	0.14
Pérdidas de potencia con GD %	4.23

Fuente. Elaboración propia

- **Potencia suministrada periodo 03**

La potencia suministrada por parte de la subestación tiende a disminuir su valor, en consecuencia, de la inserción de los generadores fotovoltaicos a la red eléctrica. Para determinar el nuevo valor de potencia suministrada empleamos la siguiente expresión.

$$P_{CG} = P_{SG} \cdot \%P_S$$

P_{CG} : Potencia suministrada con generación distribuida

P_{SG} : Potencia suministrada sin generación distribuida

$\%P_S$: Porcentaje de potencia suministrada

- **Energía suministrada por subestación**

Al disminuir el valor de potencia suministrada, disminuye el valor de energía suministrada. La energía suministrada se calcula a partir de la curva de carga referente al día 20 de mayo del 2020, en donde contamos con lecturas de potencia activa cada 5 minutos, entonces:

$$E_{CG} = P_{SG} \cdot \%P_S \cdot t$$

$$E_{CG} = P_{CG} \cdot t$$

E_{CG} : Energía suministrada con generación distribuida

P_{SG} : Potencia suministrada sin generación distribuida

$\%P_S$: Porcentaje de potencia suministrada

P_{CG} : Potencia suministrada con generación distribuida

t : Tiempo

- **Pérdidas de energía**

Las pérdidas de energía se calculan en base a la energía suministrada con generación distribuida por el porcentaje de pérdidas.

$$P_E = P_{CG} \cdot \%P_e \cdot t$$

$$P_E = E_{CG} \cdot \%P_e$$

P_E : Pérdidas de energía

P_{CG} : Potencia suministrada con generación distribuida

$\%P_S$: Porcentaje de potencia suministrada

t : Tiempo

E_{CG} : Energía suministrada con generación distribuida

$\%P_e$: Porcentaje de pérdidas

En base a los cálculos realizados (Anexo 10), con valores correspondientes a la curva de carga se obtuvieron los siguientes datos de la tabla 63.

En la tabla 63, Podemos visualizar los parámetros de energía suministrada y pérdidas de energía vista de dos escenarios, el primero de ellos sin generación distribuida, el segundo con generación distribuida. La energía suministrada sin generación distribuida tiene un valor de 38 998,50 MW-h, mientras tanto, con generación distribuida tiene un valor anual de 36 243,55 MW-h, en lo que corresponde a energía suministrada, la subestación dejara de suministrar un aproximado de 2 754,94 MW-h.

Se puede visualizar que la pérdida de energía sin generación distribuida tiene un valor de 1 809,13 MW-h, el valor de pérdidas de energía tiende a disminuir cuando empleamos generación distribuida, en otras palabras, cuando se conectan los tres generadores fotovoltaicos, el valor de las pérdidas con generación distribuida es de 1 642,91 MW-h, Las pérdidas de energía tenderán a reducirse un valor aproximado 166,2150 MW-h anuales.

Tabla 63. Potencia suministrada y perdidas de energía con GD y sin GD

Sin generación distribuida				
Parámetro	Unidad	Diario	Mensual	Anual
Energía suministrada	MW-h	108,329	3249,875	38 998,50
Perdidas de energía	MW-h	5,0254	150,761145	1 809,13374
Con generación distribuida				
Parámetro	Unidad	Diario	Mensual	Anual
Energía suministrada	MW-h	99,297	2 978,92253	36 243,5575
Perdidas de energía	MW-h	4,5011	135,034416	1 642,91873
Beneficio				
Parámetro	Unidad	Diario	Mensual	Anual
Energía suministrada	MW-h	9,0317	270,9525	2 754,9425
Perdidas de energía	MW-h	0,5242	15,7267	166,2150

Fuente. Elaboración propia

V. CONCLUSIONES

1. De la información recolectada se representaron las curvas de cargas referentes al alimentador C-212, el cual abastece 160,00 subestaciones con un recorrido de 124,60 km. Se determinó la energía suministrada diaria, la cual se cuantifica a 108,329MW-h, las pérdidas técnicas de energía producto de la operación del sistema toman el valor de 5,0254MW-h. Se determinó que la máxima demanda se sitúa dentro del periodo 04 el cual pertenece a un horario nocturno, cuyo valor promedio es de 5,05MW y una máxima caída de tensión de 6,61% en la barra 2635.
2. En base a las simulaciones de flujo de potencia, se llegó a la conclusión de que la ubicación y el nivel de penetración tienen influencia directa en las pérdidas de potencia, por lo tanto, en las pérdidas de energía. Mientras los generadores se sitúan más lejanos de la subestación de potencia y el nivel de penetración sea el adecuado, las pérdidas disminuyen. Por esta razón y por la disponibilidad de terreno se optó por seleccionar los generadores Puerto Eten, Laran y Reque, cuyos niveles de penetración son 10,00%, 13,00%, 13,00%.
3. Para determinar la capacidad de generación de energía eléctrica se utilizó el software PVsyst, donde los inversores despachan entre el 80,00 al 90,00% de la potencia del conjunto fotovoltaico, mediante graficas entregadas por el software, se logró visualizar la cantidad de energía generada con sus respectivas pérdidas y la que se inyectaría a la red eléctrica. En primer lugar, tenemos al Generador Puerto Eten con un despacho de 400,00kW y 907,00MW-h inyectadas a la red, en segundo lugar, al Generador Laran con 650,00kW y 1 180,00 MW-h inyectadas a la red, por último, el Generador Reque con 650,00kW Y 1 117,00 MW-h inyectados a la red.
4. En valores diarios se determinó que las pérdidas de energía se mitigan en 0,5242 MW-h, y que la energía suministrada por parte de la subestación disminuye un valor de 9,0317 MW-h. En valores anuales, las pérdidas de energía se mitigan en 166,2150 MW-h, por otra parte, la energía suministrada por la subestación disminuye 2 754,9425 MW-h, consecuencia de ello, el nivel de cargabilidad en el transformador elevador tiende a disminuir de un valor de 102,651 % a 73,548%, la tensión en el cabezal se incrementa de 22,929 kV a 23,002 kV, la máxima caída de tensión en la barra 2635 disminuye de 5,62% a 3,4 %, por lo tanto, el nivel de tensión se incrementa. En resumen, la implementación de generación distribuida con módulos fotovoltaicos logra mitigar las pérdidas de energía, mejora el nivel de tensión y no afecta la frecuencia del sistema.

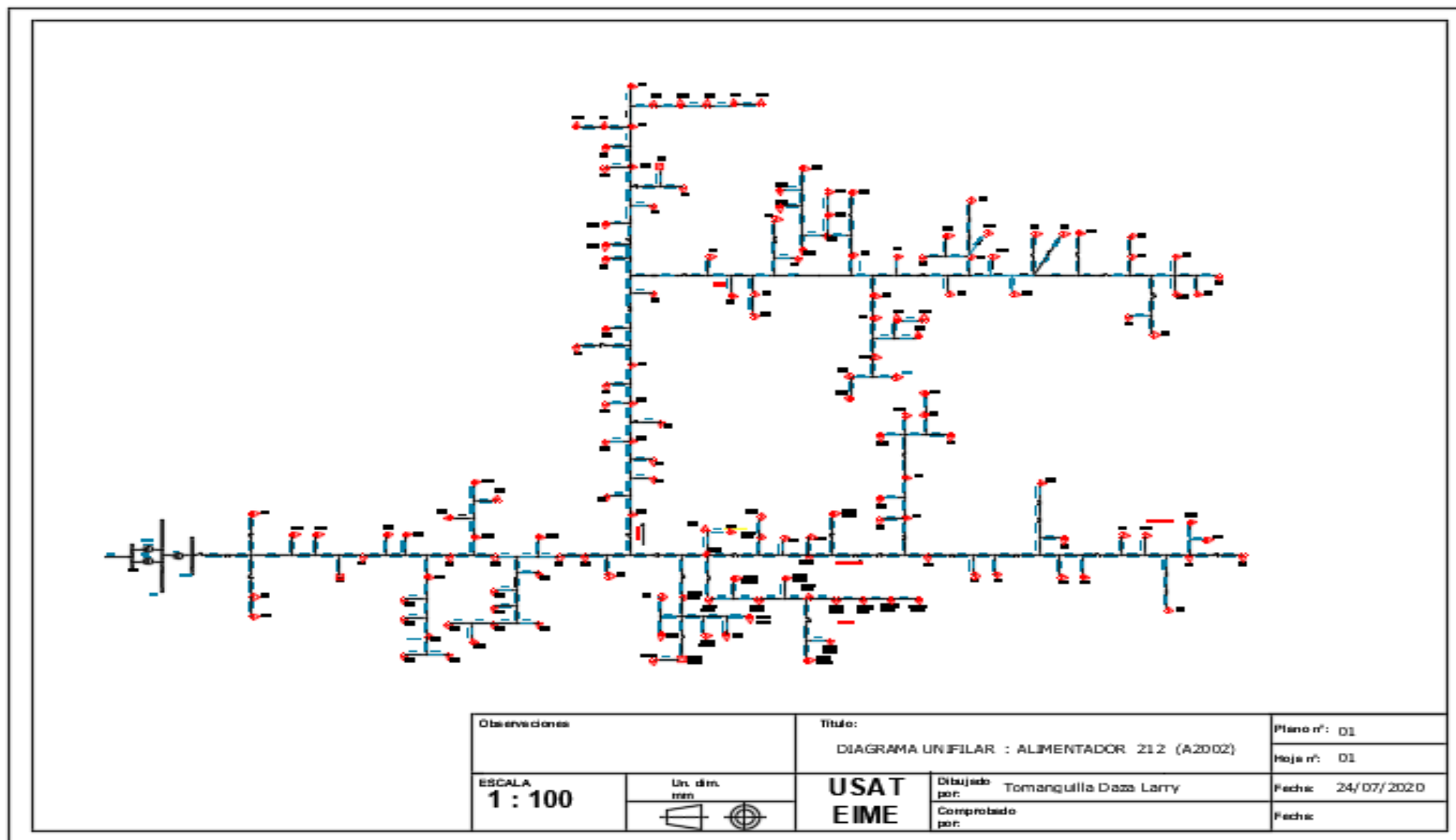
VI. RECOMENDACIONES

1. Para un cálculo más exacto de pérdidas técnicas de energía empleando DIgSILENT, se recomienda realizar una simulación Quasi-dinamica, en el cual se ingresan los registros de demanda de todo un día. Asimismo, los valores de radiación, que varían a lo largo del día.
2. Debido a que el alimentador presenta su máxima demanda en horario nocturno y los sistemas fotovoltaicos no suministran energía en este horario, se recomienda optar por un sistema híbrido, el cual nos permita generar energía tanto en el día como en la noche. En este caso, planteamos implementar sistemas fotovoltaicos y eólicos, puesto que la localidad de Chiclayo cuenta con un potencial adecuado para estos sistemas.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Instituto de investigaciones eléctricas , «Perdidas tecnicas y no tecnicas de energia,» Boletín IEE, Mexico , 2015.
- [2] ENSA, «Memoria anual 2018,» Chiclayo , 2018.
- [3] V. H. Cornejo Solórzano, Artist, *Generacion distribuida en redes secundarias en arequipa*. [Art]. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2017.
- [4] S. L. Rubiños Jimenez, Artist, *Planeamiento de la generación distriibuida en el Perú*. [Art]. Universidad Nacional del Callao, 2015.
- [5] R. .. M. Mujal, *Calculo de lineas y redes electricas*, Barcelona : Edicions UPC, 2002.
- [6] J. J. Grainger y W. D. Stevenson , *Anàlisis de sistemas de potencia*, Mexico : Mc Graw-Hill, 2001.
- [7] M. A. N. Fernández vásquez, *Propuesta de plan de determinación y reducción de pérdidas de energia eléctrica en el alimentador C-217 de la empresa electronorte S.A*, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Facultad de Ingenieria Mecánica y Eléctrica.
- [8] V. H. CORNEJO SOLÓRZANO, Artist, *GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES SECUNDARIAS EN*. [Art]. UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA, 2017.
- [9] P. P. Barker y R. W. de Mello, «"Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems",» *IEEE*, pp. PP.1645-1656, 2000.
- [10] G. J. Orga Araujo, *Ánàlisis de la generación distribuida y su tratamiento regulatorio en el Perú*, Universidad Nacional del Centro del Perú, Facultad de ingeniería eléctrica y electrónica, 2009.
- [11] V. H. Cholota Hurtado, *Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, apliación cengtal hidroeléctrica Mira*, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de ingenieria eléctrica y electrónica , 2014.
- [12] D. Trebolle Trebolle, *La generación distribuida en España*, Universidad Pontificia Comillas, Facultad de ingeniería , 2006.
- [13] Osinerming, *Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación*, Lima: El Peruano, 2006.
- [14] A. Castejon Oliva y G. Santamaria Herranz, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Madrid: Editex, S.A, 2010.
- [15] M. O. Rodriguez, *Energias Renovables*, Madrid : Thomson Paraninfo , 2007.
- [16] ABB, *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º10 plantas fotovoltaicas*, Asea Brown Boveri, S.A., 2011.

VIII. ANEXOS



Anexo 1. Diagrama unifilar de alimentador C-212.
Fuente. Ensa.

Year	month	H(i_opt)_m	H(i)_m	H(i)_D
2005	Jan	196.66	195.51	6.517
2005	Feb	164.1	163.58	5.45266667
2005	Mar	188.28	188.21	6.27366667
2005	Apr	198.6	199.15	6.63833333
2005	May	178.45	179.37	5.979
2005	Jun	169.2	170.31	5.677
2005	Jul	160.28	161.16	5.372
2005	Aug	172.03	172.57	5.75233333
2005	Sep	177.11	177.22	5.90733333
2005	Oct	196.18	195.73	6.52433333
2005	Nov	185.88	184.96	6.16533333
2005	Dec	194.54	193.34	6.44466667

Year	month	H(i_opt)_m	H(i)_m	H(i)_D
2010	Jan	182.91	182.53	6.08433333
2010	Feb	160.56	160.37	5.34566667
2010	Mar	195	194.95	6.49833333
2010	Apr	193.3	193.49	6.44966667
2010	May	187.8	188.17	6.27233333
2010	Jun	174.49	174.92	5.83066667
2010	Jul	171.03	171.4	5.71333333
2010	Aug	169.7	169.91	5.66366667
2010	Sep	182.26	182.3	6.07666667
2010	Oct	192.9	192.73	6.42433333
2010	Nov	188.7	188.34	6.278
2010	Dec	198.13	197.65	6.58833333

Year	month	H(i_opt)_m	H(i)_m	H(i)_D
2013	Jan	194.85	192.66	6.422
2013	Feb	182.75	181.58	6.05266667
2013	Mar	185.22	185.05	6.16833333
2013	Apr	193.4	194.44	6.48133333
2013	May	176.41	178.14	5.938
2013	Jun	163	165.11	5.50366667
2013	Jul	168.83	170.8	5.69333333
2013	Aug	177.79	179.06	5.96866667
2013	Sep	184.09	184.36	6.14533333
2013	Oct	196.67	195.8	6.52666667
2013	Nov	190.18	188.27	6.27566667
2013	Dec	203.86	201.18	6.706

Year	month	H(i_opt)_m	H(i)_m	H(i)_D
2015	Jan	197.27	194.98	6.49933333
2015	Feb	166.52	165.48	5.516
2015	Mar	202.12	201.89	6.72966667
2015	Apr	186.69	187.66	6.25533333
2015	May	171.98	173.62	5.78733333
2015	Jun	152.81	154.74	5.158
2015	Jul	167.97	169.9	5.66333333
2015	Aug	177.4	178.71	5.957
2015	Sep	194.72	195	6.5
2015	Oct	202.58	201.67	6.72233333
2015	Nov	178.8	177.1	5.90333333
2015	Dec	189.14	186.66	6.222

Año	H(i)_PromD
2005	6.05863889
2010	6.10211111
2013	6.15680556
2015	6.07613889
H(i)_HIS.PromD	6.09842361

Anexo 2. Determinación de horas pico.
Fuente PVGI

Centro de Transformación	Código de Alimentador	Nivel de tensión (kV)	Nivel de Tensión en Baja Tensión (Kv)	Demanda Máxima SED (MW)	Factor de potencia SED (fp)
SECHO	C2633	22,9	0,22	0,00687	0,95
SECHO	C-2661	22,9	0,22	0,01048	0,95
SECHO	C-2600	22,9	0,22	0,01653	0,95
SECHO	C-2602	22,9	0,22	0,05316	0,95
SECHO	C-2603	22,9	0,22	0,01699	0,95
SECHO	C-2604	22,9	0,22	0,00868	0,95
SECHO	C-2605	22,9	0,22	0,01720	0,95
SECHO	C-2606	22,9	0,22	0,01845	0,95
SECHO	C-2607	22,9	0,22	0,00728	0,95
SECHO	C-2608	22,9	0,22	0,01903	0,95
SECHO	C-2610	22,9	0,22	0,30202	0,95
SECHO	C-2611	22,9	0,22	0,96073	0,95
SECHO	C2612	22,9	0,22	0,01384	0,95
SECHO	C2613	22,9	0,22	0,00375	0,95
SECHO	C2614	22,9	0,22	0,06298	0,95
SECHO	C2615	22,9	0,22	0,06790	0,95
SECHO	C2616	22,9	0,22	0,06211	0,95
SECHO	C2617	22,9	0,22	0,01019	0,95
SECHO	C2618	22,9	0,22	0,01414	0,95
SECHO	C2619	22,9	0,22	0,01277	0,95
SECHO	C2620	22,9	0,22	0,01381	0,95
SECHO	C2621	22,9	0,22	0,01160	0,95
SECHO	C2622	22,9	0,22	0,00774	0,95
SECHO	C2623	22,9	0,22	0,00984	0,95
SECHO	C2624	22,9	0,22	0,01490	0,95
SECHO	C2625	22,9	0,22	0,01157	0,95
SECHO	C2626	22,9	0,22	0,01150	0,95
SECHO	C2627	22,9	0,22	0,00857	0,95
SECHO	C2628	22,9	0,22	0,01904	0,95
SECHO	C2629	22,9	0,22	0,00642	0,95
SECHO	C2630	22,9	0,22	0,00150	0,95
SECHO	C2631	22,9	0,22	0,01444	0,95
SECHO	C2632	22,9	0,22	0,01717	0,95
SECHO	C2634	22,9	0,22	0,02289	0,95
SECHO	C2635	22,9	0,22	0,01144	0,95
SECHO	C2636	22,9	0,22	0,01502	0,95
SECHO	C2637	22,9	0,22	0,02669	0,95
SECHO	C2638	22,9	0,22	0,01492	0,95
SECHO	C2639	22,9	0,22	0,00687	0,95
SECHO	C2640	22,9	0,22	0,01946	0,95
SECHO	C2645	22,9	0,22	0,25290	0,95

SECHO	C2646	22,9	0,22	0,01087	0,95
SECHO	C2647	22,9	0,22	0,02091	0,95
SECHO	C2648	22,9	0,22	0,00725	0,95
SECHO	C2649	22,9	0,22	0,00959	0,95
SECHO	C2650	22,9	0,22	0,00342	0,95
SECHO	C2651	22,9	0,22	0,00892	0,95
SECHO	C2652	22,9	0,22	0,00129	0,95
SECHO	C2653	22,9	0,22	0,00143	0,95
SECHO	C2654	22,9	0,22	0,02951	0,95
SECHO	C2655	22,9	0,22	0,00841	0,95
SECHO	C2656	22,9	0,22	0,01866	0,95
SECHO	C2657	22,9	0,22	0,01213	0,95
SECHO	C2658	22,9	0,22	0,00286	0,95
SECHO	C2659	22,9	0,22	0,01500	0,95
SECHO	C2662	22,9	0,22	0,00487	0,95
SECHO	C2663	22,9	0,22	0,07691	0,95
SECHO	C2664	22,9	0,22	0,00574	0,95
SECHO	C2665	22,9	0,22	0,03433	0,95
SECHO	C2666	22,9	0,22	0,01053	0,95
SECHO	C2667	22,9	0,22	0,00705	0,95
SECHO	C2668	22,9	0,22	0,01206	0,95
SECHO	C2669	22,9	0,22	0,01717	0,95
SECHO	C2670	22,9	0,22	0,00442	0,95
SECHO	C2671	22,9	0,22	0,03031	0,95
SECHO	C2672	22,9	0,22	0,04578	0,95
SECHO	C2673	22,9	0,22	0,02289	0,95
SECHO	C2674	22,9	0,22	0,02289	0,95
SECHO	C2675	22,9	0,22	0,00687	0,95
SECHO	C2676	22,9	0,22	0,00687	0,95
SECHO	C2677	22,9	0,22	0,00458	0,95
SECHO	C600	22,9	0,22	0,02534	0,95
SECHO	C601	22,9	0,22	0,08441	0,95
SECHO	C602	22,9	0,22	0,02400	0,95
SECHO	C603	22,9	0,22	0,06753	0,95
SECHO	C604	22,9	0,22	0,13830	0,95
SECHO	C605	22,9	0,22	0,08136	0,95
SECHO	C606	22,9	0,22	0,18622	0,95
SECHO	C607	22,9	0,22	0,06287	0,95
SECHO	C608	22,9	0,22	0,07684	0,95
SECHO	C609	22,9	0,22	0,00687	0,95
SECHO	C610	22,9	0,22	0,00225	0,95
SECHO	C611	22,9	0,22	0,02035	0,95
SECHO	C612	22,9	0,22	0,02815	0,95
SECHO	C613	22,9	0,22	0,03976	0,95
SECHO	C614	22,9	0,22	0,02665	0,95
SECHO	C615	22,9	0,22	0,00563	0,95

SECHO	C616	22,9	0,22	0,00244	0,95
SECHO	C617	22,9	0,22	0,00375	0,95
SECHO	C618	22,9	0,22	0,05041	0,95
SECHO	C619	22,9	0,22	0,00458	0,95
SECHO	C620	22,9	0,22	0,01269	0,95
SECHO	C621	22,9	0,22	0,01907	0,95
SECHO	C622	22,9	0,22	0,00563	0,95
SECHO	C623	22,9	0,22	0,01346	0,95
SECHO	C624	22,9	0,22	0,04578	0,95
SECHO	C625	22,9	0,22	0,09242	0,95
SECHO	C626	22,9	0,22	0,03962	0,95
SECHO	C627	22,9	0,22	0,03691	0,95
SECHO	C628	22,9	0,22	0,00411	0,95
SECHO	C630	22,9	0,22	0,01537	0,95
SECHO	C631	22,9	0,22	0,06126	0,95
SECHO	C632	22,9	0,22	0,01309	0,95
SECHO	C633	22,9	0,22	0,00244	0,95
SECHO	C635	22,9	0,22	0,04562	0,95
SECHO	C636	22,9	0,22	0,01472	0,95
SECHO	C637	22,9	0,22	0,03584	0,95
SECHO	C647	22,9	0,22	0,02289	0,95
SECHO	C648	22,9	0,22	0,05858	0,95
SECHO	C649	22,9	0,22	0,00750	0,95
SECHO	C650	22,9	0,22	0,04461	0,95
SECHO	C652	22,9	0,22	0,05230	0,95
SECHO	C653	22,9	0,22	0,07499	0,95
SECHO	C654	22,9	0,22	0,08066	0,95
SECHO	C655	22,9	0,22	0,05270	0,95
SECHO	C656	22,9	0,22	0,08077	0,95
SECHO	C657	22,9	0,22	0,06451	0,95
SECHO	C658	22,9	0,22	0,08287	0,95
SECHO	C659	22,9	0,22	0,06844	0,95
SECHO	C660	22,9	0,22	0,01478	0,95
SECHO	C661	22,9	0,22	0,00750	0,95
SECHO	C662	22,9	0,22	0,02591	0,95
SECHO	C663	22,9	0,22	0,03258	0,95
SECHO	C664	22,9	0,22	0,00574	0,95
SECHO	C665	22,9	0,22	0,02718	0,95
SECHO	C666	22,9	0,22	0,04798	0,95
SECHO	C667	22,9	0,22	0,02627	0,95
SECHO	C668	22,9	0,22	0,00909	0,95
SECHO	C669	22,9	0,22	0,03684	0,95
SECHO	C670	22,9	0,22	0,02532	0,95
SECHO	C671	22,9	0,22	0,88654	0,95
SECHO	C672	22,9	0,22	0,02423	0,95
SECHO	C673	22,9	0,22	0,02411	0,95

SECHO	C674	22,9	0,22	0,02882	0,95
SECHO	C675	22,9	0,22	0,00972	0,95
SECHO	C676	22,9	0,22	0,02036	0,95
SECHO	C677	22,9	0,22	0,00750	0,95
SECHO	C678	22,9	0,22	0,00776	0,95
SECHO	C679	22,9	0,22	0,02359	0,95
SECHO	C680	22,9	0,22	0,00998	0,95
SECHO	C681	22,9	0,22	0,12306	0,95
SECHO	C682	22,9	0,22	0,14009	0,95
SECHO	C683	22,9	0,22	0,14230	0,95
SECHO	C684	22,9	0,22	0,08874	0,95
SECHO	C685	22,9	0,22	0,12875	0,95
SECHO	C686	22,9	0,22	0,02146	0,95
SECHO	C687	22,9	0,22	0,00643	0,95
SECHO	C688	22,9	0,22	0,02289	0,95
SECHO	C689	22,9	0,22	0,03750	0,95
SECHO	C690	22,9	0,22	0,01678	0,95
SECHO	C691	22,9	0,22	0,04550	0,95
SECHO	C692	22,9	0,22	0,00458	0,95
SECHO	C693	22,9	0,22	0,06556	0,95
SECHO	C694	22,9	0,22	0,01758	0,95
SECHO	C695	22,9	0,22	0,09150	0,95
SECHO	C696	22,9	0,22	0,01710	0,95
SECHO	C697	22,9	0,22	0,06510	0,95
SECHO	C698	22,9	0,22	0,00225	0,95
SECHO	C699	22,9	0,22	0,01500	0,95

7,11

Anexo 3. Subestaciones y determinación de sumatoria de máxima demanda de las mismas.
Fuente. ENSA.

HORA	Time	C212		ENERGÍA (MW-h)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA MW-h
		P	Q		
00:00	5/20/20 0:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:05	5/20/20 0:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:10	5/20/20 0:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:15	5/20/20 0:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:20	5/20/20 0:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:25	5/20/20 0:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:30	5/20/20 0:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:35	5/20/20 0:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:40	5/20/20 0:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:45	5/20/20 0:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:50	5/20/20 0:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147
00:55	5/20/20 0:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:00	5/20/20 1:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:05	5/20/20 1:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:10	5/20/20 1:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:15	5/20/20 1:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:20	5/20/20 1:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:25	5/20/20 1:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:30	5/20/20 1:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:35	5/20/20 1:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:40	5/20/20 1:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:45	5/20/20 1:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:50	5/20/20 1:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147
01:55	5/20/20 1:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:00	5/20/20 2:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:05	5/20/20 2:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:10	5/20/20 2:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:15	5/20/20 2:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:20	5/20/20 2:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:25	5/20/20 2:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:30	5/20/20 2:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:35	5/20/20 2:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:40	5/20/20 2:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:45	5/20/20 2:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:50	5/20/20 2:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147
02:55	5/20/20 2:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:00	5/20/20 3:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:05	5/20/20 3:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:10	5/20/20 3:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:15	5/20/20 3:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:20	5/20/20 3:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:25	5/20/20 3:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:30	5/20/20 3:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147

03:35	5/20/20 3:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:40	5/20/20 3:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:45	5/20/20 3:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:50	5/20/20 3:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147
03:55	5/20/20 3:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:00	5/20/20 4:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:05	5/20/20 4:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:10	5/20/20 4:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:15	5/20/20 4:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:20	5/20/20 4:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:25	5/20/20 4:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:30	5/20/20 4:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:35	5/20/20 4:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:40	5/20/20 4:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:45	5/20/20 4:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:50	5/20/20 4:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147
04:55	5/20/20 4:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147
05:00	5/20/20 5:00	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:05	5/20/20 5:05	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:10	5/20/20 5:10	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:15	5/20/20 5:15	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:20	5/20/20 5:20	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:25	5/20/20 5:25	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:30	5/20/20 5:30	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:35	5/20/20 5:35	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:40	5/20/20 5:40	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:45	5/20/20 5:45	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:50	5/20/20 5:50	3,90	-0,01	0,325	0,0141
05:55	5/20/20 5:55	3,90	-0,01	0,325	0,0141
06:00	5/20/20 6:00	3,90	-0,01	0,325	0,0141
06:05	5/20/20 6:05	3,76	0,01	0,313	0,0136
06:10	5/20/20 6:10	3,70	-0,01	0,308	0,0134
06:15	5/20/20 6:15	3,85	0,06	0,321	0,0139
06:20	5/20/20 6:20	3,71	-0,03	0,309	0,0134
06:25	5/20/20 6:25	3,59	-0,02	0,299	0,0130
06:30	5/20/20 6:30	3,55	-0,11	0,296	0,0129
06:35	5/20/20 6:35	3,65	-0,08	0,304	0,0132
06:40	5/20/20 6:40	3,60	-0,14	0,300	0,0130
06:45	5/20/20 6:45	3,61	-0,16	0,301	0,0131
06:50	5/20/20 6:50	3,53	-0,15	0,294	0,0128
06:55	5/20/20 6:55	3,66	-0,14	0,305	0,0133
07:00	5/20/20 7:00	3,61	0,00	0,301	0,0131
07:05	5/20/20 7:05	3,83	-0,02	0,319	0,0139
07:10	5/20/20 7:10	3,64	-0,05	0,303	0,0132
07:15	5/20/20 7:15	3,86	-0,05	0,322	0,0140

07:20	5/20/20 7:20	3,78	-0,05	0,315	0,0137
07:25	5/20/20 7:25	3,80	-0,03	0,317	0,0138
07:30	5/20/20 7:30	3,69	-0,06	0,308	0,0134
07:35	5/20/20 7:35	4,05	0,05	0,338	0,0147
07:40	5/20/20 7:40	4,08	0,06	0,340	0,0148
07:45	5/20/20 7:45	4,18	0,12	0,348	0,0151
07:50	5/20/20 7:50	4,01	0,14	0,334	0,0145
07:55	5/20/20 7:55	4,05	0,12	0,338	0,0147
08:00	5/20/20 8:00	4,17	0,13	0,348	0,0151
08:05	5/20/20 8:05	4,27	0,17	0,356	0,0155
08:10	5/20/20 8:10	4,26	0,16	0,355	0,0154
08:15	5/20/20 8:15	4,34	0,17	0,362	0,0157
08:20	5/20/20 8:20	4,18	0,13	0,348	0,0151
08:25	5/20/20 8:25	4,19	0,16	0,349	0,0152
08:30	5/20/20 8:30	4,27	0,19	0,356	0,0155
08:35	5/20/20 8:35	4,21	0,26	0,351	0,0153
08:40	5/20/20 8:40	4,42	0,24	0,368	0,0160
08:45	5/20/20 8:45	4,24	0,25	0,353	0,0154
08:50	5/20/20 8:50	4,33	0,22	0,361	0,0157
08:55	5/20/20 8:55	4,44	0,19	0,370	0,0161
09:00	5/20/20 9:00	4,44	0,25	0,370	0,0161
09:05	5/20/20 9:05	4,36	0,27	0,363	0,0158
09:10	5/20/20 9:10	4,38	0,25	0,365	0,0159
09:15	5/20/20 9:15	4,34	0,20	0,362	0,0157
09:20	5/20/20 9:20	4,24	0,15	0,353	0,0154
09:25	5/20/20 9:25	4,24	0,22	0,353	0,0154
09:30	5/20/20 9:30	4,32	0,22	0,360	0,0157
09:35	5/20/20 9:35	4,42	0,27	0,368	0,0160
09:40	5/20/20 9:40	4,54	0,29	0,378	0,0164
09:45	5/20/20 9:45	4,43	0,32	0,369	0,0161
09:50	5/20/20 9:50	4,45	0,27	0,371	0,0161
09:55	5/20/20 9:55	4,54	0,33	0,378	0,0164
10:00	5/20/20 10:00	4,47	0,29	0,373	0,0176
10:05	5/20/20 10:05	4,43	0,28	0,369	0,0175
10:10	5/20/20 10:10	4,62	0,41	0,385	0,0182
10:15	5/20/20 10:15	4,50	0,36	0,375	0,0177
10:20	5/20/20 10:20	4,61	0,39	0,384	0,0182
10:25	5/20/20 10:25	4,67	0,34	0,389	0,0184
10:30	5/20/20 10:30	4,71	0,43	0,393	0,0186
10:35	5/20/20 10:35	4,66	0,32	0,388	0,0184
10:40	5/20/20 10:40	4,77	0,41	0,398	0,0188
10:45	5/20/20 10:45	4,51	0,27	0,376	0,0178
10:50	5/20/20 10:50	4,66	0,30	0,388	0,0184
10:55	5/20/20 10:55	4,68	0,35	0,390	0,0185
11:00	5/20/20 11:00	4,60	0,31	0,383	0,0181

11:05	5/20/20 11:05	4,56	0,26	0,380	0,0180
11:10	5/20/20 11:10	4,68	0,34	0,390	0,0185
11:15	5/20/20 11:15	4,68	0,32	0,390	0,0185
11:20	5/20/20 11:20	4,74	0,33	0,395	0,0187
11:25	5/20/20 11:25	4,86	0,45	0,405	0,0192
11:30	5/20/20 11:30	4,75	0,40	0,396	0,0187
11:35	5/20/20 11:35	4,76	0,36	0,397	0,0188
11:40	5/20/20 11:40	4,76	0,38	0,397	0,0188
11:45	5/20/20 11:45	4,78	0,37	0,398	0,0189
11:50	5/20/20 11:50	4,72	0,37	0,393	0,0186
11:55	5/20/20 11:55	4,74	0,32	0,395	0,0187
12:00	5/20/20 12:00	4,87	0,38	0,406	0,0192
12:05	5/20/20 12:05	4,76	0,32	0,397	0,0188
12:10	5/20/20 12:10	4,74	0,34	0,395	0,0187
12:15	5/20/20 12:15	4,79	0,29	0,399	0,0189
12:20	5/20/20 12:20	4,85	0,34	0,404	0,0191
12:25	5/20/20 12:25	4,88	0,32	0,407	0,0192
12:30	5/20/20 12:30	4,90	0,33	0,408	0,0193
12:35	5/20/20 12:35	4,88	0,34	0,407	0,0192
12:40	5/20/20 12:40	4,88	0,34	0,407	0,0192
12:45	5/20/20 12:45	4,90	0,36	0,408	0,0193
12:50	5/20/20 12:50	4,93	0,34	0,411	0,0194
12:55	5/20/20 12:55	4,97	0,40	0,414	0,0196
13:00	5/20/20 13:00	4,93	0,37	0,411	0,0194
13:05	5/20/20 13:05	4,94	0,38	0,412	0,0195
13:10	5/20/20 13:10	5,14	0,48	0,428	0,0203
13:15	5/20/20 13:15	5,05	0,48	0,421	0,0199
13:20	5/20/20 13:20	4,92	0,42	0,410	0,0194
13:25	5/20/20 13:25	4,92	0,43	0,410	0,0194
13:30	5/20/20 13:30	4,89	0,43	0,408	0,0193
13:35	5/20/20 13:35	4,86	0,40	0,405	0,0192
13:40	5/20/20 13:40	4,71	0,34	0,393	0,0186
13:45	5/20/20 13:45	4,79	0,37	0,399	0,0189
13:50	5/20/20 13:50	4,79	0,38	0,399	0,0189
13:55	5/20/20 13:55	4,71	0,35	0,393	0,0186
14:00	5/20/20 14:00	4,74	0,37	0,395	0,0187
14:05	5/20/20 14:05	4,69	0,31	0,391	0,0185
14:10	5/20/20 14:10	4,77	0,39	0,398	0,0188
14:15	5/20/20 14:15	4,76	0,42	0,397	0,0188
14:20	5/20/20 14:20	4,69	0,38	0,391	0,0185
14:25	5/20/20 14:25	4,69	0,38	0,391	0,0185
14:30	5/20/20 14:30	4,72	0,43	0,393	0,0186
14:35	5/20/20 14:35	4,80	0,42	0,400	0,0189
14:40	5/20/20 14:40	4,66	0,42	0,388	0,0184
14:45	5/20/20 14:45	4,64	0,35	0,387	0,0183

14:50	5/20/20 14:50	4,47	0,32	0,373	0,0176
14:55	5/20/20 14:55	4,53	0,35	0,378	0,0179
15:00	5/20/20 15:00	4,55	0,41	0,379	0,0179
15:05	5/20/20 15:05	4,70	0,43	0,392	0,0185
15:10	5/20/20 15:10	4,50	0,38	0,375	0,0177
15:15	5/20/20 15:15	4,51	0,29	0,376	0,0178
15:20	5/20/20 15:20	4,51	0,29	0,376	0,0178
15:25	5/20/20 15:25	4,39	0,25	0,366	0,0173
15:30	5/20/20 15:30	4,59	0,28	0,383	0,0181
15:35	5/20/20 15:35	4,56	0,29	0,380	0,0180
15:40	5/20/20 15:40	4,51	0,29	0,376	0,0178
15:45	5/20/20 15:45	4,49	0,30	0,374	0,0177
15:50	5/20/20 15:50	4,50	0,32	0,375	0,0177
15:55	5/20/20 15:55	4,46	0,29	0,372	0,0176
16:00	5/20/20 16:00	4,48	0,28	0,373	0,0178
16:05	5/20/20 16:05	4,45	0,29	0,371	0,0177
16:10	5/20/20 16:10	4,38	0,22	0,365	0,0174
16:15	5/20/20 16:15	4,38	0,19	0,365	0,0174
16:20	5/20/20 16:20	4,38	0,18	0,365	0,0174
16:25	5/20/20 16:25	4,49	0,20	0,374	0,0179
16:30	5/20/20 16:30	4,58	0,24	0,382	0,0182
16:35	5/20/20 16:35	4,54	0,23	0,378	0,0181
16:40	5/20/20 16:40	4,49	0,19	0,374	0,0179
16:45	5/20/20 16:45	4,54	0,20	0,378	0,0181
16:50	5/20/20 16:50	4,46	0,20	0,372	0,0178
16:55	5/20/20 16:55	4,57	0,24	0,381	0,0182
17:00	5/20/20 17:00	4,55	0,20	0,379	0,0181
17:05	5/20/20 17:05	4,50	0,19	0,375	0,0179
17:10	5/20/20 17:10	4,64	0,25	0,387	0,0185
17:15	5/20/20 17:15	4,54	0,21	0,378	0,0181
17:20	5/20/20 17:20	4,62	0,21	0,385	0,0184
17:25	5/20/20 17:25	4,62	0,19	0,385	0,0184
17:30	5/20/20 17:30	4,66	0,20	0,388	0,0186
17:35	5/20/20 17:35	4,57	0,15	0,381	0,0182
17:40	5/20/20 17:40	4,66	0,16	0,388	0,0186
17:45	5/20/20 17:45	4,57	0,14	0,381	0,0182
17:50	5/20/20 17:50	4,39	0,02	0,366	0,0175
17:55	5/20/20 17:55	4,29	-0,09	0,358	0,0171
18:00	5/20/20 18:00	4,47	-0,05	0,373	0,0178
18:05	5/20/20 18:05	4,67	0,00	0,389	0,0186
18:10	5/20/20 18:10	4,84	0,08	0,403	0,0193
18:15	5/20/20 18:15	5,12	0,16	0,427	0,0204
18:20	5/20/20 18:20	5,24	0,19	0,437	0,0209
18:25	5/20/20 18:25	5,44	0,27	0,453	0,0217
18:30	5/20/20 18:30	5,71	0,35	0,476	0,0227

18:35	5/20/20 18:35	5,80	0,34	0,483	0,0231
18:40	5/20/20 18:40	5,87	0,33	0,489	0,0234
18:45	5/20/20 18:45	5,91	0,31	0,493	0,0235
18:50	5/20/20 18:50	6,06	0,35	0,505	0,0241
18:55	5/20/20 18:55	6,10	0,37	0,508	0,0243
19:00	5/20/20 19:00	6,04	0,32	0,503	0,0241
19:05	5/20/20 19:05	6,18	0,37	0,515	0,0246
19:10	5/20/20 19:10	6,09	0,34	0,508	0,0243
19:15	5/20/20 19:15	6,13	0,35	0,511	0,0244
19:20	5/20/20 19:20	6,14	0,36	0,512	0,0245
19:25	5/20/20 19:25	6,16	0,36	0,513	0,0245
19:30	5/20/20 19:30	6,24	0,36	0,520	0,0249
19:35	5/20/20 19:35	6,18	0,35	0,515	0,0246
19:40	5/20/20 19:40	6,14	0,37	0,512	0,0245
19:45	5/20/20 19:45	6,16	0,37	0,513	0,0245
19:50	5/20/20 19:50	6,10	0,36	0,508	0,0243
19:55	5/20/20 19:55	5,99	0,33	0,499	0,0239
20:00	5/20/20 20:00	6,08	0,33	0,507	0,0242
20:05	5/20/20 20:05	5,96	0,29	0,497	0,0237
20:10	5/20/20 20:10	5,91	0,29	0,493	0,0235
20:15	5/20/20 20:15	5,92	0,27	0,493	0,0236
20:20	5/20/20 20:20	5,90	0,27	0,492	0,0235
20:25	5/20/20 20:25	5,90	0,28	0,492	0,0235
20:30	5/20/20 20:30	5,88	0,29	0,490	0,0234
20:35	5/20/20 20:35	5,82	0,26	0,485	0,0232
20:40	5/20/20 20:40	5,74	0,25	0,478	0,0229
20:45	5/20/20 20:45	5,88	0,28	0,490	0,0234
20:50	5/20/20 20:50	5,68	0,24	0,473	0,0226
20:55	5/20/20 20:55	5,58	0,21	0,465	0,0222
21:00	5/20/20 21:00	5,47	0,17	0,456	0,0218
21:05	5/20/20 21:05	5,46	0,17	0,455	0,0217
21:10	5/20/20 21:10	5,43	0,21	0,453	0,0216
21:15	5/20/20 21:15	5,29	0,14	0,441	0,0211
21:20	5/20/20 21:20	5,26	0,12	0,438	0,0210
21:25	5/20/20 21:25	5,28	0,17	0,440	0,0210
21:30	5/20/20 21:30	5,22	0,14	0,435	0,0208
21:35	5/20/20 21:35	5,28	0,14	0,440	0,0210
21:40	5/20/20 21:40	5,22	0,16	0,435	0,0208
21:45	5/20/20 21:45	5,13	0,15	0,428	0,0204
21:50	5/20/20 21:50	5,12	0,09	0,427	0,0204
21:55	5/20/20 21:55	4,96	0,10	0,413	0,0198
22:00	5/20/20 22:00	5,04	0,10	0,420	0,0201
22:05	5/20/20 22:05	4,92	0,08	0,410	0,0196
22:10	5/20/20 22:10	4,81	0,08	0,401	0,0192
22:15	5/20/20 22:15	4,80	0,07	0,400	0,0191

22:20	5/20/20 22:20	4,70	0,04	0,392	0,0187
22:25	5/20/20 22:25	4,66	0,01	0,388	0,0186
22:30	5/20/20 22:30	4,66	0,07	0,388	0,0186
22:35	5/20/20 22:35	4,57	0,03	0,381	0,0182
22:40	5/20/20 22:40	4,49	0,02	0,374	0,0179
22:45	5/20/20 22:45	4,39	-0,02	0,366	0,0175
22:50	5/20/20 22:50	4,32	-0,02	0,360	0,0172
22:55	5/20/20 22:55	4,31	-0,03	0,359	0,0172
23:00	5/20/20 23:00	4,17	-0,06	0,348	0,0166
23:05	5/20/20 23:05	4,12	-0,03	0,343	0,0164
23:10	5/20/20 23:10	4,10	-0,01	0,342	0,0163
23:15	5/20/20 23:15	4,26	0,00	0,355	0,0170
23:20	5/20/20 23:20	4,12	-0,01	0,343	0,0164
23:25	5/20/20 23:25	4,15	0,00	0,346	0,0165
23:30	5/20/20 23:30	4,06	-0,04	0,338	0,0162
23:35	5/20/20 23:35	3,98	-0,03	0,332	0,0159
23:40	5/20/20 23:40	4,05	-0,02	0,338	0,0161
23:45	5/20/20 23:45	3,99	-0,04	0,333	0,0159
23:50	5/20/20 23:50	3,95	-0,01	0,329	0,0157
23:55	5/20/20 23:55	3,97	0,02	0,331	0,0158
				108,329	5,0254

Anexo 4. Energía suministrada y pérdidas de energía referentes al día 20-05-2020

Fuente. Elaboración propia.

AXIpremium X HC 385 - 415 Wp



Datos eléctricos (en condiciones estándar de prueba (STC), irradiación de 1000 vatios/m² en el espectro AM 1,5 a una temperatura de célula de 25°C)

Tipo	Potencia nominal P _{mp}	Tensión nominal U _{mp}	Corriente nominal I _{mp}	Corriente de cortocircuito I _{sc}	Tensión de circuito abierto U _{oc}	Coefficiente de rendimiento del módulo
AC-385M91-445	385 Wp	40,34 V	9,58 A	10,10 A	48,11 V	19,14 %
AC-390M91-445	390 Wp	40,50 V	9,64 A	10,21 A	48,20 V	19,38 %
AC-395M91-445	395 Wp	40,80 V	9,69 A	10,33 A	48,52 V	19,83 %
AC-400M91-445	400 Wp	41,12 V	9,74 A	10,46 A	48,81 V	19,88 %
AC-405M91-445	405 Wp	41,43 V	9,79 A	10,59 A	49,50 V	20,13 %
AC-410M91-445	410 Wp	41,75 V	9,83 A	10,72 A	49,79 V	20,38 %
AC-415M91-445	415 Wp	41,98 V	9,89 A	10,84 A	50,08 V	20,63 %

Estructura

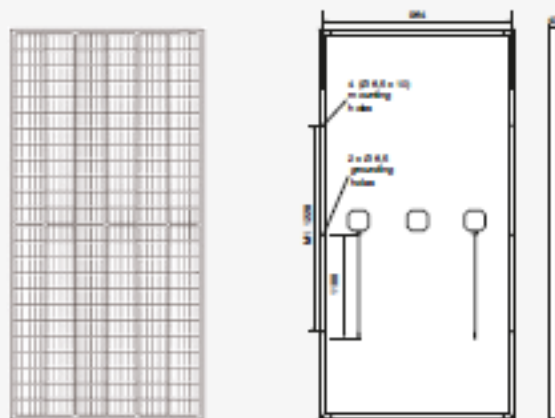
Lado frontal	crystal blanco templado de 3,2 mm de baja reflexión
Células	144 células monocristalinas de alto rendimiento
Lado posterior	hoja compuesta
Marco	marco de aluminio a la plata de 40 mm

Datos mecánicos

L x A x A	2008 x 1002 x 40 mm
Peso	23,5 kg con marco

Conexión

Caja de conexión	grado de protección IP68
Cable	aprox. 1,1 m, 4 mm ²
Sistema de enchufe	enchufe / hembra IP68, SMubli MC4 / MC4 pluggable



Todas las medidas en mm

Valores límites

Tensión del sistema	1000 VDC
NOCT (temperatura de la célula de operación nominal)*	45°C +/-0K
Carga máxima admisible	2400 Pa/m ²
Corriente de reversión IR	20,0 A
Temperatura de funcionamiento permitida	-40°C a +65°C

(No se deben conectar al módulo tensiones externas superiores al valor máximo de tensión)

*NOCT, intensidad de irradiación 800 W/m², AM 1.5 velocidad del viento 1 m/sec, temperatura 20°C

Coefficiente de temperatura

Tensión U _{oc}	-0,29 %/K
Corriente I _{sc}	0,04 %/K
Potencia P _{mp}	-0,39 %/K

Luz débil (Ejemplo para AC-415M91-445)

Curva característica IU	Corriente	Tensión
200 W/m ²	3,02 A	40,40 V
400 W/m ²	4,08 A	40,07 V
600 W/m ²	5,09 A	41,19 V
800 W/m ²	6,05 A	41,54 V
1000 W/m ²	9,89 A	41,98 V

Embalaje

Número de módulos por paleta	25 uds.
Número de módulos por contenedor HC	550 uds.

Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. No se aceptan pedidos anteriores. Las tolerancias de medición estándar es +/-1%. Requieres que tengan en cuenta lo siguiente: todas las informaciones técnicas que contienen nuestros folios de datos son propiedad de la empresa Axitec Energy GmbH & Co. KG, y se reservan a nuestros clientes exclusivamente a título informativo. No podemos asumir ninguna responsabilidad por la integridad y la exactitud de las informaciones. Cada producto cumple con los estándares de los datos.



AXIpremium XL HC 430 - 450 Wp

Datos eléctricos (en condiciones estándar de prueba (STC), irradiación de 1000 w/m² en el espectro AM 1,5 a una temperatura de célula de 25°C)

Tipo	Potencia nominal P _{mp}	Tensión nominal U _{mp}	Corriente nominal I _{mp}	Corriente de cortocircuito I _{sc}	Tensión de circuito abierto U _{oc}	Coefficiente de rendimiento del módulo
AC-430M/1-445	430 Wp	40,59 V	10,60 A	11,21 A	49,22 V	19,33 %
AC-435M/1-445	435 Wp	40,79 V	10,67 A	11,26 A	49,42 V	19,55 %
AC-440M/1-445	440 Wp	40,99 V	10,74 A	11,35 A	49,62 V	19,78 %
AC-445M/1-445	445 Wp	41,19 V	10,81 A	11,41 A	49,82 V	20,00 %
AC-450M/1-445	450 Wp	41,39 V	10,88 A	11,48 A	50,10 V	20,22 %

Estructura

Lado frontal	cristal blanco templado de 3,2 mm de baja reflexión
Células	144 células monocristalinas de alto rendimiento
Lado posterior	hoja compuesta
Marco	marco de aluminio a la plata de 40 mm

Datos mecánicos

L x A x A	2115 x 1052 x 40 mm
Peso	24,0 kg con marco

Conexión

Caja de conexión	grado de protección IP68
Cable	aprox. 1,2 m, 4 mm ²
Sistema de enchufe	enchufe / hembra IP68, 5MudB MC4

Valores límites

Tensión del sistema	1000 VDC
NOCT (temperatura de la célula de operación nominal)*	45°C +0/2K
Carga máxima admisible	2400 Pa/m ²
Corriente de reversión IR	20,0 A
Temperatura de funcionamiento permitida	-40°C a +60°C

(No se deben conectar al módulo tensiones externas superiores al valor máximo de tensión)

*NOCT, intensidad de irradiación 800 W/m², AM 1.5 velocidad del viento 1 m/sec, temperatura 20°C

Coefficiente de temperatura

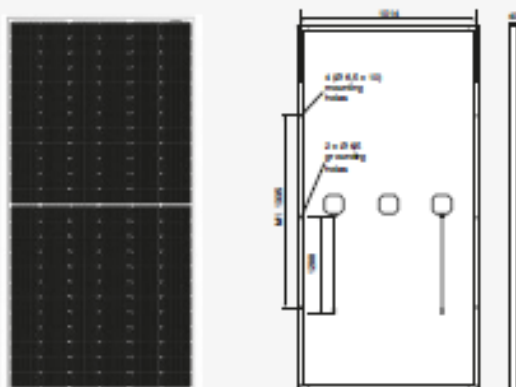
Tensión U _{oc}	-0,28 %/K
Corriente I _{sc}	0,04 %/K
Potencia P _{mp}	-0,36 %/K

Luz débil (Ejemplo para AC-430M/1-445)

Curva característica IU	Corriente	Tensión
200 W/m ²	2,21 A	39,36 V
400 W/m ²	4,29 A	39,42 V
600 W/m ²	6,43 A	39,85 V
800 W/m ²	8,57 A	40,13 V
1000 W/m ²	10,60 A	40,59 V

Embalaje

Número de módulos por pallet	26 uds.
Número de módulos por contenedor HC	520 uds.



Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. No se desearán posibles errores. Los tolerancias de medición estándar a +/-0%. Pídanos que tengamos en cuenta lo siguiente: todas las instrucciones técnicas que contienen nuestros folios de datos son propiedad de la empresa Axitec Energy GmbH & Co. KG, y se comunican a nuestros clientes exclusivamente a título informativo. No podemos asumir ninguna responsabilidad por la integridad y la exactitud de los datos. Cuando proceda, cualquier uso no autorizado de los datos.

SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. efficiency	98.0% @480 V, 98.0% @380 V / 400 V
European efficiency	98.0% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPPT trackers	10
Max. number of Inputs	20
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W-(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 166.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading– 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicator, WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Stäubli MCF
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Ver|con No. 03-20230409

SOLAR.HUAWEI.COM/8U

Anexo 7. Ficha técnica de inversor SUN2000-100KTL-M1
Fuente. Huawei.

Inversores de string ABB

PVS-100/120-TL

De 100 a 120 kW



Datos técnicos y tipos

Código tipo	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Entrada		
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha (V_{max})	480 V (400...600 V)	
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ($V_{min}...V_{max}$)	360...1000 V	
Tensión nominal de entrada de CC (V_{nom})	480 V	720 V
Potencia nominal de entrada de CC (P_{nom})	100 000 W	120 000 W
Número de MPPT independientes	6	
Intervalo de tensión de entrada de CC con MPPT a ($V_{min,MPPT}$... $V_{max,MPPT}$) o P_{in}	480...660 V	670...660 V
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ($P_{max,MPPT}$)	17 500 W (480 V) o 18 000 W	20 000 W (670 V) o 18 000 W
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT ($I_{max,MPPT}$)	38 A	
Corriente máxima de cortocircuito de entrada ($I_{sc,max}$) para cada MPPT	60 A ¹⁾	
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	4	
Tipo de conexión de CC	Conector de acoplamiento rápido PV ²⁾	
Protección de entrada		
Protección contra polaridad inversa	SI, desde una fuente de intensidad limitada	
Protección frente a sobretensión de entrada para cada MPPT - descargador de sobretensión sustituible	Tipo 2 con monitorización	
Control del aislamiento de una matriz fotovoltaica	Conforme a IEC61656	
Capacidad del interruptor de CC para cada MPPT	60 A / 1000 V	
Capacidad del fusible (variaciones con fusibles)	18 A / 1000 V ³⁾	
Monitorización de la corriente de string	60A (24 string) Monitorización de la corriente de string individual, 60A (6 string) Monitorización de la corriente de entrada por MPPT	
Salida		
Tipo de conexión con la red de CA	TriMatic 3W+PE o 4W+PE	
Potencia asignada de CA ($P_{out}@cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Potencia máxima de salida de CA ($P_{out,max}@cos\phi=1$)	100 000 W	
Potencia aparente máxima (S_{out})	100 000 VA	
Tensión nominal de la red de CA (V_{LL})	400 V	480 V
Intervalo de tensiones de CA	320...480 V ⁴⁾	
Corriente máxima de salida de CA ($I_{out,max}$)	148 A	
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50 Hz / 60 Hz	
Intervalo de frecuencia de salida ($f_{min}...f_{max}$)	48...66 Hz / 58...66 Hz ⁵⁾	
Factor de potencia nominal e intervalo ajustable	+ 0,998, 0...1 inductiva/capacitiva con S_{out} máxima	
Distorsión armónica total de la intensidad	< 3 %	
Cable de CA máxima	160 mm ² en aluminio y cobre	
Tipo de conexión de CA	Barra suministrada para conexiones de terminales H40, 4 pines cables unipolares H40 y H48, y pines cable multipolar H48 opcional	
Protección de salida		
Protección contra la formación de hielo	De acuerdo con la normativa local	
Protección máxima contra sobrecorriente de CA externa	320 A	
Protección contra sobretensiones de salida - dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituible	Tipo 2 con monitorización	
Rendimiento de funcionamiento		
Eficiencia máxima (η_{max})	98,4 %	98,6 %
Eficiencia ponderada (EURC)	98,2 %	98,6 %
Comunicación		
Interfaz de comunicación integrada	1 RS-485, 2 Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n a 5,4 GHz)	
Interfaz de usuario	4 LED, Interfaz de usuario web	
Protocolo de comunicación	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)	
Herramienta de puesta en servicio	Interfaz de usuario web, aplicación para móvil/aplicación para planta	
Servicio de monitorización remota	Portal de monitorización Aurora Vision ⁶⁾	
Funciones avanzadas	Inicio de sesión integrado, transferencia directa y telemétrica de datos a la nube de ABB	
Condiciones ambientales		
Intervalo de temperatura ambiente	-25...+60 °C / -13...140 °F con derates por encima de 40 °C / 104 °F	
Humedad relativa	4 %...100% de condensación	

Anexo 8. Ficha técnica de inversor PVS100-TL
Fuente. ABB.

ABB Australia Pty Limited		4LAP016379	Revision A
Transformer Technical Data Sheet		Engineering Department © 2011 ABB. All rights reserved. March 18th, 2011	Page 1 of 1
Project Name:			
Reference Number:			
General Specification			
Transformer Type		Oil Filled / Sealed	
Standard		AS 60076	
Installation		Indoor / Outdoor	
Number of Phases		3	
Frequency	[Hz]	50	
Rated Power	[kVA]	750	
Rated High Voltage	[V]	11000	
Rated Low Voltage	[V]	433	
Tapping on HV (Off circuit tap changer)		+4, -2 x 2.5%	
Vector group		Dyn11	
Type of cooling		ONAN	
Temperature Rise (Oil/Winding)	[°C]	50/55	
Conductor Material (HV/LV)		Aluminium/Aluminium	
Maximum Ambient Temperature	[°C]	40	
Altitude	[m]	< 1000	
Insulation Class		A	
Oil Type		Mineral Oil - Uninhibited	
External Surface Treatment		HDG600P7 (Galvanizing + Painting)	
Colour		N42 Storm Grey	
Technical Characteristics			
No load loss	[W]	970	
Load loss	[W]	7300	
Impedance	[%]	5	
Efficiency at 50% Load, 1.0PF	[%]	99.26%	
Basic Impulse Level	[kV]	95	
Sound Power Level	[dBA]	64	
Overall Dimensions			
Height	[mm]	2196	
Length	[mm]	2169	
Width	[mm]	2261	
Oil Volume	[L]	1863	
Total Mass	[kg]	4480	
Standard Accessories		Optional Accessories	
Pressure Relief Valve with contacts			
Oil Temperature Indicator with contact			
Oil Level Sight			
Marshalling Box			
HV and LV Cable Boxes (removable and reversible)			
Skid Base			
Drain Valve			

Power and productivity
for a better world™



ABB Australia Pty Limited		4LAP016406	Revision A
Transformer Technical Data Sheet		Engineering Department © 2011 ABB. All rights reserved. March 18th, 2011	Page 1 of 1
Project Name:			
Reference Number:			
General Specification			
Transformer Type		Oil Filled / Sealed	
Standard		AS 60076	
Installation		Indoor / Outdoor	
Number of Phases		3	
Frequency	[Hz]	50	
Rated Power	[kVA]	500	
Rated High Voltage	[V]	22000	
Rated Low Voltage	[V]	433	
Tapping on HV (Off circuit tap changer)		+4, -2 x 2.5%	
Vector group		Dyn11	
Type of cooling		ONAN	
Temperature Rise (Oil/Winding)	[°C]	50/55	
Conductor Material (HV/LV)		Aluminium/Aluminium	
Maximum Ambient Temperature	[°C]	40	
Altitude	[m]	< 1000	
Insulation Class		A	
Oil Type		Mineral Oil - Uninhibited	
External Surface Treatment		HDG600P7 (Galvanizing + Painting)	
Colour		N42 Storm Grey	
Technical Characteristics			
No load loss	[W]	800	
Load loss	[W]	3050	
Impedance	[%]	4	
Efficiency at 50% Load, 1.0PF	[%]	99.18%	
Basic Impulse Level	[kV]	95	
Sound Power Level	[dBA]	62	
Overall Dimensions			
Height	[mm]	1700	
Length	[mm]	1830	
Width	[mm]	2150	
Oil Volume	[L]	1050	
Total Mass	[kg]	3030	
Standard Accessories		Optional Accessories	
Pressure Relief Valve with contacts			
Oil Temperature Indicator with contact			
Oil Level Sight			
Marshalling Box			
HV and LV Cable Boxes (removable and reversible)			
Skid Base			
Drain Valve			

Power and productivity
for a better world™



Anexo 9. Ficha técnica de transformadores elevadores para conexión de generadores al AMT C-212. 750kVA, 500 kVA

Fuente. ABB.

HORA	Time	C212		ENERGÍA SIN GD (MW-h)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA SIN GD MW-h	ENERGÍA CON GD (MW-h)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA CON GD (MW-h)
		P	Q				
00:00	5/20/20 0:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:05	5/20/20 0:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:10	5/20/20 0:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:15	5/20/20 0:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:20	5/20/20 0:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:25	5/20/20 0:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:30	5/20/20 0:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:35	5/20/20 0:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:40	5/20/20 0:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:45	5/20/20 0:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:50	5/20/20 0:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
00:55	5/20/20 0:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:00	5/20/20 1:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:05	5/20/20 1:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:10	5/20/20 1:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:15	5/20/20 1:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:20	5/20/20 1:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:25	5/20/20 1:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:30	5/20/20 1:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:35	5/20/20 1:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:40	5/20/20 1:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:45	5/20/20 1:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:50	5/20/20 1:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
01:55	5/20/20 1:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:00	5/20/20 2:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:05	5/20/20 2:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:10	5/20/20 2:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:15	5/20/20 2:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:20	5/20/20 2:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:25	5/20/20 2:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:30	5/20/20 2:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:35	5/20/20 2:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:40	5/20/20 2:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:45	5/20/20 2:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:50	5/20/20 2:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
02:55	5/20/20 2:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:00	5/20/20 3:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:05	5/20/20 3:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:10	5/20/20 3:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:15	5/20/20 3:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:20	5/20/20 3:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147

03:25	5/20/20 3:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:30	5/20/20 3:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:35	5/20/20 3:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:40	5/20/20 3:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:45	5/20/20 3:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:50	5/20/20 3:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
03:55	5/20/20 3:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:00	5/20/20 4:00	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:05	5/20/20 4:05	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:10	5/20/20 4:10	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:15	5/20/20 4:15	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:20	5/20/20 4:20	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:25	5/20/20 4:25	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:30	5/20/20 4:30	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:35	5/20/20 4:35	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:40	5/20/20 4:40	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:45	5/20/20 4:45	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:50	5/20/20 4:50	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
04:55	5/20/20 4:55	3,90	-0,01	0,325	0,0147	0,3250	0,0147
05:00	5/20/20 5:00	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:05	5/20/20 5:05	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:10	5/20/20 5:10	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:15	5/20/20 5:15	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:20	5/20/20 5:20	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:25	5/20/20 5:25	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:30	5/20/20 5:30	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:35	5/20/20 5:35	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:40	5/20/20 5:40	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:45	5/20/20 5:45	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:50	5/20/20 5:50	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
05:55	5/20/20 5:55	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
06:00	5/20/20 6:00	3,90	-0,01	0,325	0,0141	0,3250	0,0141
06:05	5/20/20 6:05	3,76	0,01	0,313	0,0136	0,3133	0,0136
06:10	5/20/20 6:10	3,70	-0,01	0,308	0,0134	0,3083	0,0134
06:15	5/20/20 6:15	3,85	0,06	0,321	0,0139	0,3208	0,0139
06:20	5/20/20 6:20	3,71	-0,03	0,309	0,0134	0,3092	0,0134
06:25	5/20/20 6:25	3,59	-0,02	0,299	0,0130	0,2992	0,0130
06:30	5/20/20 6:30	3,55	-0,11	0,296	0,0129	0,2958	0,0129
06:35	5/20/20 6:35	3,65	-0,08	0,304	0,0132	0,3042	0,0132
06:40	5/20/20 6:40	3,60	-0,14	0,300	0,0130	0,3000	0,0130
06:45	5/20/20 6:45	3,61	-0,16	0,301	0,0131	0,3008	0,0131
06:50	5/20/20 6:50	3,53	-0,15	0,294	0,0128	0,2942	0,0128
06:55	5/20/20 6:55	3,66	-0,14	0,305	0,0133	0,3050	0,0133
07:00	5/20/20 7:00	3,61	0,00	0,301	0,0131	0,3008	0,0131
07:05	5/20/20 7:05	3,83	-0,02	0,319	0,0139	0,3192	0,0139

07:10	5/20/20 7:10	3,64	-0,05	0,303	0,0132	0,3033	0,0132
07:15	5/20/20 7:15	3,86	-0,05	0,322	0,0140	0,3217	0,0140
07:20	5/20/20 7:20	3,78	-0,05	0,315	0,0137	0,3150	0,0137
07:25	5/20/20 7:25	3,80	-0,03	0,317	0,0138	0,3167	0,0138
07:30	5/20/20 7:30	3,69	-0,06	0,308	0,0134	0,3075	0,0134
07:35	5/20/20 7:35	4,05	0,05	0,338	0,0147	0,3375	0,0147
07:40	5/20/20 7:40	4,08	0,06	0,340	0,0148	0,3400	0,0148
07:45	5/20/20 7:45	4,18	0,12	0,348	0,0151	0,3483	0,0151
07:50	5/20/20 7:50	4,01	0,14	0,334	0,0145	0,3342	0,0145
07:55	5/20/20 7:55	4,05	0,12	0,338	0,0147	0,3375	0,0147
08:00	5/20/20 8:00	4,17	0,13	0,348	0,0151	0,3475	0,0151
08:05	5/20/20 8:05	4,27	0,17	0,356	0,0155	0,3558	0,0155
08:10	5/20/20 8:10	4,26	0,16	0,355	0,0154	0,3550	0,0154
08:15	5/20/20 8:15	4,34	0,17	0,362	0,0157	0,3617	0,0157
08:20	5/20/20 8:20	4,18	0,13	0,348	0,0151	0,3483	0,0151
08:25	5/20/20 8:25	4,19	0,16	0,349	0,0152	0,3492	0,0152
08:30	5/20/20 8:30	4,27	0,19	0,356	0,0155	0,3558	0,0155
08:35	5/20/20 8:35	4,21	0,26	0,351	0,0153	0,3508	0,0153
08:40	5/20/20 8:40	4,42	0,24	0,368	0,0160	0,3683	0,0160
08:45	5/20/20 8:45	4,24	0,25	0,353	0,0154	0,3533	0,0154
08:50	5/20/20 8:50	4,33	0,22	0,361	0,0157	0,3608	0,0157
08:55	5/20/20 8:55	4,44	0,19	0,370	0,0161	0,3700	0,0161
09:00	5/20/20 9:00	4,44	0,25	0,370	0,0161	0,3700	0,0161
09:05	5/20/20 9:05	4,36	0,27	0,363	0,0158	0,3633	0,0158
09:10	5/20/20 9:10	4,38	0,25	0,365	0,0159	0,3650	0,0159
09:15	5/20/20 9:15	4,34	0,20	0,362	0,0157	0,3617	0,0157
09:20	5/20/20 9:20	4,24	0,15	0,353	0,0154	0,3533	0,0154
09:25	5/20/20 9:25	4,24	0,22	0,353	0,0154	0,3533	0,0154
09:30	5/20/20 9:30	4,32	0,22	0,360	0,0157	0,3600	0,0157
09:35	5/20/20 9:35	4,42	0,27	0,368	0,0160	0,3683	0,0160
09:40	5/20/20 9:40	4,54	0,29	0,378	0,0164	0,3783	0,0164
09:45	5/20/20 9:45	4,43	0,32	0,369	0,0161	0,3692	0,0161
09:50	5/20/20 9:50	4,45	0,27	0,371	0,0161	0,3708	0,0161
09:55	5/20/20 9:55	4,54	0,33	0,378	0,0164	0,3783	0,0164
10:00	5/20/20 10:00	4,47	0,29	0,373	0,0176	0,2535	0,0107
10:05	5/20/20 10:05	4,43	0,28	0,369	0,0175	0,2513	0,0106
10:10	5/20/20 10:10	4,62	0,41	0,385	0,0182	0,2620	0,0111
10:15	5/20/20 10:15	4,50	0,36	0,375	0,0177	0,2552	0,0108
10:20	5/20/20 10:20	4,61	0,39	0,384	0,0182	0,2615	0,0111
10:25	5/20/20 10:25	4,67	0,34	0,389	0,0184	0,2649	0,0112
10:30	5/20/20 10:30	4,71	0,43	0,393	0,0186	0,2671	0,0113
10:35	5/20/20 10:35	4,66	0,32	0,388	0,0184	0,2643	0,0112
10:40	5/20/20 10:40	4,77	0,41	0,398	0,0188	0,2705	0,0114
10:45	5/20/20 10:45	4,51	0,27	0,376	0,0178	0,2558	0,0108
10:50	5/20/20 10:50	4,66	0,30	0,388	0,0184	0,2643	0,0112

10:55	5/20/20 10:55	4,68	0,35	0,390	0,0185	0,2654	0,0112
11:00	5/20/20 11:00	4,60	0,31	0,383	0,0181	0,2609	0,0110
11:05	5/20/20 11:05	4,56	0,26	0,380	0,0180	0,2586	0,0109
11:10	5/20/20 11:10	4,68	0,34	0,390	0,0185	0,2654	0,0112
11:15	5/20/20 11:15	4,68	0,32	0,390	0,0185	0,2654	0,0112
11:20	5/20/20 11:20	4,74	0,33	0,395	0,0187	0,2688	0,0114
11:25	5/20/20 11:25	4,86	0,45	0,405	0,0192	0,2757	0,0117
11:30	5/20/20 11:30	4,75	0,40	0,396	0,0187	0,2694	0,0114
11:35	5/20/20 11:35	4,76	0,36	0,397	0,0188	0,2700	0,0114
11:40	5/20/20 11:40	4,76	0,38	0,397	0,0188	0,2700	0,0114
11:45	5/20/20 11:45	4,78	0,37	0,398	0,0189	0,2711	0,0115
11:50	5/20/20 11:50	4,72	0,37	0,393	0,0186	0,2677	0,0113
11:55	5/20/20 11:55	4,74	0,32	0,395	0,0187	0,2688	0,0114
12:00	5/20/20 12:00	4,87	0,38	0,406	0,0192	0,2762	0,0117
12:05	5/20/20 12:05	4,76	0,32	0,397	0,0188	0,2700	0,0114
12:10	5/20/20 12:10	4,74	0,34	0,395	0,0187	0,2688	0,0114
12:15	5/20/20 12:15	4,79	0,29	0,399	0,0189	0,2717	0,0115
12:20	5/20/20 12:20	4,85	0,34	0,404	0,0191	0,2751	0,0116
12:25	5/20/20 12:25	4,88	0,32	0,407	0,0192	0,2768	0,0117
12:30	5/20/20 12:30	4,90	0,33	0,408	0,0193	0,2779	0,0118
12:35	5/20/20 12:35	4,88	0,34	0,407	0,0192	0,2768	0,0117
12:40	5/20/20 12:40	4,88	0,34	0,407	0,0192	0,2768	0,0117
12:45	5/20/20 12:45	4,90	0,36	0,408	0,0193	0,2779	0,0118
12:50	5/20/20 12:50	4,93	0,34	0,411	0,0194	0,2796	0,0118
12:55	5/20/20 12:55	4,97	0,40	0,414	0,0196	0,2819	0,0119
13:00	5/20/20 13:00	4,93	0,37	0,411	0,0194	0,2796	0,0118
13:05	5/20/20 13:05	4,94	0,38	0,412	0,0195	0,2802	0,0119
13:10	5/20/20 13:10	5,14	0,48	0,428	0,0203	0,2915	0,0123
13:15	5/20/20 13:15	5,05	0,48	0,421	0,0199	0,2864	0,0121
13:20	5/20/20 13:20	4,92	0,42	0,410	0,0194	0,2791	0,0118
13:25	5/20/20 13:25	4,92	0,43	0,410	0,0194	0,2791	0,0118
13:30	5/20/20 13:30	4,89	0,43	0,408	0,0193	0,2774	0,0117
13:35	5/20/20 13:35	4,86	0,40	0,405	0,0192	0,2757	0,0117
13:40	5/20/20 13:40	4,71	0,34	0,393	0,0186	0,2671	0,0113
13:45	5/20/20 13:45	4,79	0,37	0,399	0,0189	0,2717	0,0115
13:50	5/20/20 13:50	4,79	0,38	0,399	0,0189	0,2717	0,0115
13:55	5/20/20 13:55	4,71	0,35	0,393	0,0186	0,2671	0,0113
14:00	5/20/20 14:00	4,74	0,37	0,395	0,0187	0,2688	0,0114
14:05	5/20/20 14:05	4,69	0,31	0,391	0,0185	0,2660	0,0113
14:10	5/20/20 14:10	4,77	0,39	0,398	0,0188	0,2705	0,0114
14:15	5/20/20 14:15	4,76	0,42	0,397	0,0188	0,2700	0,0114
14:20	5/20/20 14:20	4,69	0,38	0,391	0,0185	0,2660	0,0113
14:25	5/20/20 14:25	4,69	0,38	0,391	0,0185	0,2660	0,0113
14:30	5/20/20 14:30	4,72	0,43	0,393	0,0186	0,2677	0,0113
14:35	5/20/20 14:35	4,80	0,42	0,400	0,0189	0,2722	0,0115

14:40	5/20/20 14:40	4,66	0,42	0,388	0,0184	0,2643	0,0112
14:45	5/20/20 14:45	4,64	0,35	0,387	0,0183	0,2632	0,0111
14:50	5/20/20 14:50	4,47	0,32	0,373	0,0176	0,2535	0,0107
14:55	5/20/20 14:55	4,53	0,35	0,378	0,0179	0,2569	0,0109
15:00	5/20/20 15:00	4,55	0,41	0,379	0,0179	0,2581	0,0109
15:05	5/20/20 15:05	4,70	0,43	0,392	0,0185	0,2666	0,0113
15:10	5/20/20 15:10	4,50	0,38	0,375	0,0177	0,2552	0,0108
15:15	5/20/20 15:15	4,51	0,29	0,376	0,0178	0,2558	0,0108
15:20	5/20/20 15:20	4,51	0,29	0,376	0,0178	0,2558	0,0108
15:25	5/20/20 15:25	4,39	0,25	0,366	0,0173	0,2490	0,0105
15:30	5/20/20 15:30	4,59	0,28	0,383	0,0181	0,2603	0,0110
15:35	5/20/20 15:35	4,56	0,29	0,380	0,0180	0,2586	0,0109
15:40	5/20/20 15:40	4,51	0,29	0,376	0,0178	0,2558	0,0108
15:45	5/20/20 15:45	4,49	0,30	0,374	0,0177	0,2547	0,0108
15:50	5/20/20 15:50	4,50	0,32	0,375	0,0177	0,2552	0,0108
15:55	5/20/20 15:55	4,46	0,29	0,372	0,0176	0,2530	0,0107
16:00	5/20/20 16:00	4,48	0,28	0,373	0,0178	0,3733	0,0178
16:05	5/20/20 16:05	4,45	0,29	0,371	0,0177	0,3708	0,0177
16:10	5/20/20 16:10	4,38	0,22	0,365	0,0174	0,3650	0,0174
16:15	5/20/20 16:15	4,38	0,19	0,365	0,0174	0,3650	0,0174
16:20	5/20/20 16:20	4,38	0,18	0,365	0,0174	0,3650	0,0174
16:25	5/20/20 16:25	4,49	0,20	0,374	0,0179	0,3742	0,0179
16:30	5/20/20 16:30	4,58	0,24	0,382	0,0182	0,3817	0,0182
16:35	5/20/20 16:35	4,54	0,23	0,378	0,0181	0,3783	0,0181
16:40	5/20/20 16:40	4,49	0,19	0,374	0,0179	0,3742	0,0179
16:45	5/20/20 16:45	4,54	0,20	0,378	0,0181	0,3783	0,0181
16:50	5/20/20 16:50	4,46	0,20	0,372	0,0178	0,3717	0,0178
16:55	5/20/20 16:55	4,57	0,24	0,381	0,0182	0,3808	0,0182
17:00	5/20/20 17:00	4,55	0,20	0,379	0,0181	0,3792	0,0181
17:05	5/20/20 17:05	4,50	0,19	0,375	0,0179	0,3750	0,0179
17:10	5/20/20 17:10	4,64	0,25	0,387	0,0185	0,3867	0,0185
17:15	5/20/20 17:15	4,54	0,21	0,378	0,0181	0,3783	0,0181
17:20	5/20/20 17:20	4,62	0,21	0,385	0,0184	0,3850	0,0184
17:25	5/20/20 17:25	4,62	0,19	0,385	0,0184	0,3850	0,0184
17:30	5/20/20 17:30	4,66	0,20	0,388	0,0186	0,3883	0,0186
17:35	5/20/20 17:35	4,57	0,15	0,381	0,0182	0,3808	0,0182
17:40	5/20/20 17:40	4,66	0,16	0,388	0,0186	0,3883	0,0186
17:45	5/20/20 17:45	4,57	0,14	0,381	0,0182	0,3808	0,0182
17:50	5/20/20 17:50	4,39	0,02	0,366	0,0175	0,3658	0,0175
17:55	5/20/20 17:55	4,29	-0,09	0,358	0,0171	0,3575	0,0171
18:00	5/20/20 18:00	4,47	-0,05	0,373	0,0178	0,3725	0,0178
18:05	5/20/20 18:05	4,67	0,00	0,389	0,0186	0,3892	0,0186
18:10	5/20/20 18:10	4,84	0,08	0,403	0,0193	0,4033	0,0193
18:15	5/20/20 18:15	5,12	0,16	0,427	0,0204	0,4267	0,0204
18:20	5/20/20 18:20	5,24	0,19	0,437	0,0209	0,4367	0,0209

18:25	5/20/20 18:25	5,44	0,27	0,453	0,0217	0,4533	0,0217
18:30	5/20/20 18:30	5,71	0,35	0,476	0,0227	0,4758	0,0227
18:35	5/20/20 18:35	5,80	0,34	0,483	0,0231	0,4833	0,0231
18:40	5/20/20 18:40	5,87	0,33	0,489	0,0234	0,4892	0,0234
18:45	5/20/20 18:45	5,91	0,31	0,493	0,0235	0,4925	0,0235
18:50	5/20/20 18:50	6,06	0,35	0,505	0,0241	0,5050	0,0241
18:55	5/20/20 18:55	6,10	0,37	0,508	0,0243	0,5083	0,0243
19:00	5/20/20 19:00	6,04	0,32	0,503	0,0241	0,5033	0,0241
19:05	5/20/20 19:05	6,18	0,37	0,515	0,0246	0,5150	0,0246
19:10	5/20/20 19:10	6,09	0,34	0,508	0,0243	0,5075	0,0243
19:15	5/20/20 19:15	6,13	0,35	0,511	0,0244	0,5108	0,0244
19:20	5/20/20 19:20	6,14	0,36	0,512	0,0245	0,5117	0,0245
19:25	5/20/20 19:25	6,16	0,36	0,513	0,0245	0,5133	0,0245
19:30	5/20/20 19:30	6,24	0,36	0,520	0,0249	0,5200	0,0249
19:35	5/20/20 19:35	6,18	0,35	0,515	0,0246	0,5150	0,0246
19:40	5/20/20 19:40	6,14	0,37	0,512	0,0245	0,5117	0,0245
19:45	5/20/20 19:45	6,16	0,37	0,513	0,0245	0,5133	0,0245
19:50	5/20/20 19:50	6,10	0,36	0,508	0,0243	0,5083	0,0243
19:55	5/20/20 19:55	5,99	0,33	0,499	0,0239	0,4992	0,0239
20:00	5/20/20 20:00	6,08	0,33	0,507	0,0242	0,5067	0,0242
20:05	5/20/20 20:05	5,96	0,29	0,497	0,0237	0,4967	0,0237
20:10	5/20/20 20:10	5,91	0,29	0,493	0,0235	0,4925	0,0235
20:15	5/20/20 20:15	5,92	0,27	0,493	0,0236	0,4933	0,0236
20:20	5/20/20 20:20	5,90	0,27	0,492	0,0235	0,4917	0,0235
20:25	5/20/20 20:25	5,90	0,28	0,492	0,0235	0,4917	0,0235
20:30	5/20/20 20:30	5,88	0,29	0,490	0,0234	0,4900	0,0234
20:35	5/20/20 20:35	5,82	0,26	0,485	0,0232	0,4850	0,0232
20:40	5/20/20 20:40	5,74	0,25	0,478	0,0229	0,4783	0,0229
20:45	5/20/20 20:45	5,88	0,28	0,490	0,0234	0,4900	0,0234
20:50	5/20/20 20:50	5,68	0,24	0,473	0,0226	0,4733	0,0226
20:55	5/20/20 20:55	5,58	0,21	0,465	0,0222	0,4650	0,0222
21:00	5/20/20 21:00	5,47	0,17	0,456	0,0218	0,4558	0,0218
21:05	5/20/20 21:05	5,46	0,17	0,455	0,0217	0,4550	0,0217
21:10	5/20/20 21:10	5,43	0,21	0,453	0,0216	0,4525	0,0216
21:15	5/20/20 21:15	5,29	0,14	0,441	0,0211	0,4408	0,0211
21:20	5/20/20 21:20	5,26	0,12	0,438	0,0210	0,4383	0,0210
21:25	5/20/20 21:25	5,28	0,17	0,440	0,0210	0,4400	0,0210
21:30	5/20/20 21:30	5,22	0,14	0,435	0,0208	0,4350	0,0208
21:35	5/20/20 21:35	5,28	0,14	0,440	0,0210	0,4400	0,0210
21:40	5/20/20 21:40	5,22	0,16	0,435	0,0208	0,4350	0,0208
21:45	5/20/20 21:45	5,13	0,15	0,428	0,0204	0,4275	0,0204
21:50	5/20/20 21:50	5,12	0,09	0,427	0,0204	0,4267	0,0204
21:55	5/20/20 21:55	4,96	0,10	0,413	0,0198	0,4133	0,0198
22:00	5/20/20 22:00	5,04	0,10	0,420	0,0201	0,4200	0,0201
22:05	5/20/20 22:05	4,92	0,08	0,410	0,0196	0,4100	0,0196

22:10	5/20/20 22:10	4,81	0,08	0,401	0,0192	0,4008	0,0192
22:15	5/20/20 22:15	4,80	0,07	0,400	0,0191	0,4000	0,0191
22:20	5/20/20 22:20	4,70	0,04	0,392	0,0187	0,3917	0,0187
22:25	5/20/20 22:25	4,66	0,01	0,388	0,0186	0,3883	0,0186
22:30	5/20/20 22:30	4,66	0,07	0,388	0,0186	0,3883	0,0186
22:35	5/20/20 22:35	4,57	0,03	0,381	0,0182	0,3808	0,0182
22:40	5/20/20 22:40	4,49	0,02	0,374	0,0179	0,3742	0,0179
22:45	5/20/20 22:45	4,39	-0,02	0,366	0,0175	0,3658	0,0175
22:50	5/20/20 22:50	4,32	-0,02	0,360	0,0172	0,3600	0,0172
22:55	5/20/20 22:55	4,31	-0,03	0,359	0,0172	0,3592	0,0172
23:00	5/20/20 23:00	4,17	-0,06	0,348	0,0166	0,3475	0,0166
23:05	5/20/20 23:05	4,12	-0,03	0,343	0,0164	0,3433	0,0164
23:10	5/20/20 23:10	4,10	-0,01	0,342	0,0163	0,3417	0,0163
23:15	5/20/20 23:15	4,26	0,00	0,355	0,0170	0,3550	0,0170
23:20	5/20/20 23:20	4,12	-0,01	0,343	0,0164	0,3433	0,0164
23:25	5/20/20 23:25	4,15	0,00	0,346	0,0165	0,3458	0,0165
23:30	5/20/20 23:30	4,06	-0,04	0,338	0,0162	0,3383	0,0162
23:35	5/20/20 23:35	3,98	-0,03	0,332	0,0159	0,3317	0,0159
23:40	5/20/20 23:40	4,05	-0,02	0,338	0,0161	0,3375	0,0161
23:45	5/20/20 23:45	3,99	-0,04	0,333	0,0159	0,3325	0,0159
23:50	5/20/20 23:50	3,95	-0,01	0,329	0,0157	0,3292	0,0157
23:55	5/20/20 23:55	3,97	0,02	0,331	0,0158	0,3308	0,0158
				108,329	5,0254	99,2974	4,5011

Anexo 10. Energía suministrada y pérdidas de energía con y sin generación distribuida
Fuente. Elaboración propia