



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

**“ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE
GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”**

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

Autor:

Campoverde Benavidez Walter Miguel

Tutor:

PhD. Marrero Ramírez Secundino

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo 2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Campoverde Benavidez Walter Miguel** declaro ser autor del presente proyecto de investigación, **“ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”**, siendo el PhD. Marrero Ramírez Secundino tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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



Campoverde Benavidez Walter Miguel

C.I.: 230044098 – 5



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”, de **Campoverde Benavidez Walter Miguel**, de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo, 2021

El Tutor

PhD. Marrero Ramírez Secundino

C.I.: 175710790 – 7



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS**; por cuanto, el postulante: **CAMPOVERDE BENAVIDEZ WALTER MIGUEL** con el título de Proyecto de titulación: **“ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, 21 de Abril del 2021.

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Nombre: M.Sc. Jiménez Jiménez Diego
CC: 050349370-2

Lector 2

Nombre: M.Sc. Castillo Fiallos Jessica
CC: 060459021-6

Lector 3

Nombre: M.Sc. Toaza Iza Jimmy
CC: 171762106-2

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por bendecirme cada día, por ser mi mayor refugio en todo momento, por brindarme salud y sobre todo mantenerme firme hasta el final de esta gran etapa de estudio.

A mis padres Walter Campoverde y Gloria Benavidez son pilar fundamental en mi vida quienes siempre se mantuvieron firmes con sus consejos de motivación, y sobre todo por su apoyo económico durante esta etapa de estudiante.

A la señora Mercedes Torres por brindarme su apoyo incondicional durante esta etapa de aprendizaje.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirme las puertas de conocimiento y a todos los docentes que formaron parte de esta maravillosa etapa.

A mi tutor catedrático, PhD Secundino Marrero, por brindarme su apoyo y su valioso conocimiento para el excelente desarrollo de este proyecto.

Miguel...

DEDICATORIA

En honor a Eduardo Cedeño, por todas sus bellas enseñanzas y bendiciones. Siempre estará presente en mi corazón y recuerdos, por ser parte de mí.

Para mis padres, que con su infinito amor han sabido guiarme por el camino del bien inculcándome buenos valores, por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

A mi tío Antonio Benavidez, por brindarme sus valiosos consejos y siempre mejorar mi estado de ánimo, por ayudarme a ver siempre el lado positivo de las cosas, por brindar siempre conmigo cada logro de mi vida.

A mis hermanos Katherine, Jacinto, Jamilteh, Doménica y Ricardo por creer en mí.

Miguel...

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE ANEXOS	xvi
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
AVAL DE TRADUCCIÓN	xix
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1. Título del proyecto	1
1.2. Fecha de inicio.....	1
1.3. Fecha de finalización.....	1
1.4. Lugar de ejecución.....	1
1.5. Facultad que auspicia.....	1
1.6. Carrera que auspicia	1
1.7. Proyecto de investigación vinculado	1
1.8. Equipo de trabajo.....	1
1.8.1. Tutor de titulación	1
1.8.2. Investigador del proyecto	2
1.9. Área de conocimiento.....	2
1.10. Línea de investigación.....	2
1.11. Sub líneas de investigación de la carrera.....	2
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	2
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
4.1. Directos.....	4
4.2. Indirectos	4
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4

5.1. Situación problemática	4
5.2. Formulación del problema.....	5
6. OBJETIVOS	5
6.1. General.....	5
6.2. Específicos.....	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.....	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	6
8.1. Antecedentes de la investigación.....	6
8.2. Marco teórico.....	7
8.2.1. Factor de planta (F _{PL})	7
8.2.2. Generalidades de la energía solar fotovoltaica.....	8
8.2.2.1. Radiación solar	8
8.2.2.2. Irradiancia.....	9
8.2.2.3. Irradiación.....	9
8.2.2.4. Hora solar pico	9
8.2.2.5. Coordenadas solares	10
8.2.2.6. Latitud (ϕ).....	11
8.2.2.7. Declinación (δ)	12
8.2.2.8. Orientación del generador fotovoltaico	12
8.2.3. Sistema fotovoltaico con conexión a red	14
8.2.3.1. Elementos de una instalación conectada a red	14
8.2.4. Pérdidas de radiación solar.....	15
8.2.4.1. Pérdidas por orientación e inclinación.....	15
8.2.4.2. Pérdidas por sombras.....	16
8.2.4.3. El efecto de la temperatura	16
8.2.5. Almacenamiento de la energía	17
8.2.5.1. Centrales reversibles o de bombeo	17
8.2.5.2. Pilas y baterías	18
8.2.5.3. El hidrógeno	18
9. HIPÓTESIS.....	19
10. METODOLOGÍAS	19
10.1. Enfoque de investigación	19
10.2. Tipos de investigación.....	19

10.2.1. Investigación documental.....	19
10.2.2. Investigación descriptiva.....	19
10.2.3. Investigación histórica	20
10.3. Métodos de investigación	20
10.3.1. Método deductivo.....	20
10.3.2. Método analítico.....	20
10.3.3. Método estadístico	20
10.3.4. Método descriptivo.....	20
10.4. Técnicas de investigación.....	21
10.4.1. Simulación.....	21
10.5. Operacionalización de variables	21
11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	21
11.1. Ubicación geográfica.....	21
11.2. Descripción del proyecto fotovoltaico.....	22
11.3. Diagrama unifilar del proyecto fotovoltaico	23
11.4. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2014	24
11.5. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2015	25
11.6. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2016	26
11.7. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2017	27
11.8. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2018	29
11.9. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2019	30
11.10. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2020	31
11.11. Comportamiento anual de la energía producida	32
11.12. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2014.....	34
11.13. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2015.....	35
11.14. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2016.....	36
11.15. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2017	38
11.16. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2018.....	39
11.17. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2019.....	40
11.18. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2020.....	41
11.19. Comportamiento anual del factor de planta.....	42
11.20. Ubicación de la planta fotovoltaica acorde a los niveles de radiación	42
11.21. Sobredimensionamiento de la potencia pico	45
11.21.1. Comparativa de la producción – sobredimensionamiento	46

11.21.2. Comparativa de la producción específica – sobredimensionamiento	48
11.22. Análisis de la inclinación de los módulos fotovoltaicos y distancia entre bastidores ...	49
11.22.1. Inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	50
11.22.2. Distancia entre bastidores	51
11.22.2.1. Método 1 (pitágoras con respecto a la altura solar).....	51
11.22.2.2. Método 2 (ángulo con respecto a la latitud)	52
11.23. Influencia de la temperatura sobre la potencia extraída del generador solar.....	53
11.23.1. Determinación del rango de temperatura mediante datos históricos	53
11.23.2. Evaluación de la temperatura sobre la potencia extraída del generador fotovoltaico	54
11.24. Alternativas de mejora.....	56
11.24.1. Cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos.....	56
11.24.2. Sobredimensionamiento de la potencia pico.....	59
11.24.3. Incorporación de un sistema de acumulación	62
11.25. Alternativas de mejora mediante Matlab R2019b	65
11.25.1. Cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos.....	65
11.25.2. Sobredimensionamiento de la potencia pico.....	66
11.25.3. Incorporación de un sistema de acumulación	68
12. IMPACTOS.....	69
12.1. Impacto técnico.....	69
12.2. Impacto social.....	69
12.3. Impacto ambiental	69
12.4. Impacto económico.....	70
13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO	70
13.1. Criterio del valor actual neto (VAN).....	70
13.2. Criterio de la tasa interna de retorno (TIR)	70
13.3. Relación beneficio costo (RBC)	71
13.4. Periodo de recuperación de la inversión (PR)	71
13.5. Escenarios.....	71
13.5.1. Escenario 1: cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos...	71
13.5.2. Escenario 2: sobredimensionamiento de la potencia pico.....	72
13.5.3. Escenario 3: incorporación de un sistema de acumulación.....	72
13.5.4. Elección del escenario óptimo	73
13.6. Rentabilidad del sobredimensionamiento de la potencia pico.....	73

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
14.1. Conclusiones.....	79
14.2. Recomendaciones	80
15. BIBLIOGRAFÍA	81
16. ANEXOS	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.	5
Tabla 2. Factores de capacidad medios.	8
Tabla 3. Valores máximos permitidos de pérdidas en el generador fotovoltaico.....	16
Tabla 4. Variable independiente: disponibilidad de generación y radiación solar.	21
Tabla 5. Variable dependiente: factor de planta.	21
Tabla 6. Ubicación de la planta solar.	21
Tabla 7. Energía producida durante el año 2014.	24
Tabla 8. Energía producida durante el año 2015.	25
Tabla 9. Energía producida durante el año 2016.	26
Tabla 10. Energía producida durante el año 2017.	28
Tabla 11. Energía producida durante el año 2018.	29
Tabla 12. Energía producida durante el año 2019.	30
Tabla 13. Energía producida durante el año 2020.	31
Tabla 14. Energía producida en el periodo 2014 – 2020.	33
Tabla 15. Factor de planta del periodo 2014.	34
Tabla 16. Factor de planta del periodo 2015.	35
Tabla 17. Factor de planta del periodo 2016.	37
Tabla 18. Factor de planta del periodo 2017.	38
Tabla 19. Factor de planta del periodo 2018.	39
Tabla 20. Factor de planta del periodo 2019.	40
Tabla 21. Factor de planta del periodo 2020.	41
Tabla 22. Factor de planta 2014 – 2020.	42
Tabla 23. Radiación existente en la ubicación actual del proyecto fotovoltaico.....	43
Tabla 24. Ubicación geográfica del emplazamiento propuesto para el proyecto fotovoltaico.	43
Tabla 25. Radiación existente en la ubicación propuesta para el proyecto fotovoltaico.....	44
Tabla 26. Potencia pico sobredimensionada y producción del sistema.....	47
Tabla 27. Producción específica.	49
Tabla 28. Datos del sistema y del módulo fotovoltaico.	49
Tabla 29. Temperatura máxima y mínima del periodo 2009 – 2012.....	53
Tabla 30. Potencia extraída considerando el incremento de la temperatura.....	55
Tabla 31. Comparativa entre módulos fotovoltaicos.....	56
Tabla 32. Energía entregada a la red mediante la utilización de paneles monocristalinos.....	57

Tabla 33. Incremento del factor de planta.	58
Tabla 34. Energía entregada a la red al sobredimensionar la potencia pico.....	60
Tabla 35. Aumento del factor de planta.	61
Tabla 36. Datos para la simulación del banco de baterías.....	62
Tabla 37. Energía entregada a la red mediante la incorporación de un banco de baterías.	63
Tabla 38. Aumento del factor de planta.	64
Tabla 39. Inversión inicial del escenario 1.	71
Tabla 40. Inversión inicial del escenario 2.	72
Tabla 41. Inversión inicial del escenario 3.	72
Tabla 42. Ingresos totales.	73
Tabla 43. Ingresos 2015.....	74
Tabla 44. Estimación del valor de la hora diaria y del día laboral.	74
Tabla 45. Costo total a pagar al personal de limpieza.	75
Tabla 46. Egresos por mantenimiento de la planta fotovoltaica.....	75
Tabla 47. Egresos por sueldo del personal.	75
Tabla 48. Facturación anual por consumo eléctrico.	76
Tabla 49. Egresos por servicios básicos.	76
Tabla 50. Egresos por transporte del personal.....	76
Tabla 51. Egresos por gastos varios.	77
Tabla 52. Egresos totales.	77
Tabla 53. Flujo neto de efectivo.	77
Tabla 54. Rentabilidad de la propuesta de mejora.....	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Radiación solar.....	9
Figura 2. Hora sol pico (HSP).....	10
Figura 3. Esfera celeste.....	11
Figura 4. Coordenadas solares.....	11
Figura 5. Latitud.....	12
Figura 6. Posición de la tierra respecto del sol en el solsticio de invierno.....	12
Figura 7. Superficie normal a la radiación solar. a) Al mediodía del solsticio de invierno. b) Al mediodía de los equinoccios. c) Al mediodía del solsticio de verano.....	13
Figura 8. Sistema fotovoltaico conectado a red.....	14
Figura 9. Efecto de la temperatura sobre la potencia de salida de un módulo fotovoltaico....	17
Figura 10. Ubicación geográfica de la planta solar.....	22
Figura 11. Planta solar.....	22
Figura 12. Arreglo de los paneles fotovoltaicos.....	22
Figura 13. Esquema unifilar de la planta fotovoltaica.....	23
Figura 14. Comportamiento mensual de la energía generada – 2014.....	25
Figura 15. Comportamiento mensual de la energía generada – 2015.....	26
Figura 16. Comportamiento mensual de la energía generada – 2016.....	27
Figura 17. Comportamiento mensual de la energía generada – 2017.....	28
Figura 18. Comportamiento mensual de la energía generada – 2018.....	30
Figura 19. Comportamiento mensual de la energía generada – 2019.....	31
Figura 20. Comportamiento mensual de la energía generada – 2020.....	32
Figura 21. Producción de energía en tanto por ciento 2014 – 2020.....	33
Figura 22. Comportamiento anual de la energía generada 2014 – 2020.....	34
Figura 23. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2014.....	35
Figura 24. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2015.....	36
Figura 25. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2016.....	37
Figura 26. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2017.....	38
Figura 27. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2018.....	39
Figura 28. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2019.....	40
Figura 29. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2020.....	41
Figura 30. Comportamiento anual del factor de planta 2014 – 2020.....	42
Figura 31. Ubicación propuesta para la planta solar.....	44
Figura 32. Radiación global sobre superficie inclinada por emplazamiento.....	45

Figura 33. Comparativa producción – sobredimensionamiento.....	48
Figura 34. Comparativa producción específica – sobredimensionamiento.....	49
Figura 35. Comportamiento mensual de la temperatura máxima periodo 2009 – 2012.	53
Figura 36. Comportamiento mensual de la temperatura mínima periodo 2009 – 2012.....	54
Figura 37. Planta fotovoltaica desarrollada en Matlab.....	55
Figura 38. Curva corriente – voltaje en función de la temperatura.....	55
Figura 39. Potencia extraída del arreglo fotovoltaico en base a la temperatura.....	56
Figura 40. Comportamiento de la energía generada mediante la utilización de paneles monocristalinos.....	58
Figura 41. Comportamiento del factor de planta.....	59
Figura 42. Comportamiento de la energía generada al sobredimensionar la potencia pico.	61
Figura 43. Comportamiento del factor de planta.....	62
Figura 44. Comportamiento de la energía generada al incorporar el banco de baterías.	64
Figura 45. Comportamiento del factor de planta.....	65
Figura 46. Incorporación de paneles policristalinos.....	66
Figura 47. Comportamiento del voltaje y potencia en función de la radiación.....	66
Figura 48. Incorporación de 22 paneles policristalinos adicionales.....	67
Figura 49. Comportamiento del voltaje y potencia en función de la radiación.....	67
Figura 50. Incorporación del banco de baterías.....	68
Figura 51. Curvas de carga.....	69
Figura 52. Inversión inicial de los escenarios propuesto.....	73

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2014.	86
Anexo 2. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2015.	86
Anexo 3. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2016.	87
Anexo 4. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2017.	87
Anexo 5. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2018.	88
Anexo 6. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2019.	89
Anexo 7. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2020.	90
Anexo 8. Irradiación mediante el software MeteoNorm demo v8.0.3..	91
Anexo 9. Producción del sistema y producción específica mediante el software PVsyst demo v7.1.	93
Anexo 10. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico AxiPremium AC-250M/156-60S.	101
Anexo 11. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico BLUESUN SOLAR BSM250P.	102
Anexo 12. Producción del sistema con paneles monocristalinos mediante el software PVsyst demo v7.1.	104
Anexo 13. Especificaciones técnicas del inversor.....	105
Anexo 14. Especificaciones técnicas del controlador universal.....	108



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TÍTULO: “ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”

Autor: Campoverde Benavidez Walter Miguel

RESUMEN

El presente trabajo de titulación consistió en el análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico conectado a red en la provincia de Pichincha, a partir de su disponibilidad de generación de electricidad y la radiación solar. El software utilizado para el estudio de radiación solar sobre superficie inclinada fue Meteonorm versión demo v8.0.3, además, para las propuestas de mejora del factor de planta se empleó el programa PVsyst en su versión gratuita v7.1, y en el estudio del impacto de la temperatura sobre la potencia extraída del arreglo fotovoltaico Matlab R2019b. Durante el año 2015 la planta fotovoltaica presentó la mayor generación de energía eléctrica con 1,62 GWh, por el contrario, el 2020 representó el periodo con menor producción equivalente a 1,45 GWh. Actualmente, el factor de planta en el 2015 fue 18,49 %, no obstante, a lo largo del 2020 este índice decreció hasta el 16,46 %. Mediante el cambio de los 4.320 paneles policristalinos por tecnología monocristalina de mayor eficiencia, el factor de planta anual se incrementó al 20,67 % y superando al 2015 con el 18,49 %. Al sobredimensionar la potencia pico del sistema en 10 %, es decir, 1.188 kWp con 432 paneles adicionales, el factor de planta se incrementó hasta 22,58 %, por otra parte, mediante la incorporación del banco de baterías para almacenar 108.000 Wh, este índice equivale a 20,82 %. En conclusión, la propuesta resultó rentable al ser el VAN mayor a cero (\$ 137.697,61) y la TIR superior al tipo de interés ($17 \% > 7,96 \%$), además, la relación beneficio – costo (RBC) con un valor de \$ 1,86 implica que, por cada dólar invertido se obtuvo una ganancia neta de 86 centavos. Finalmente, el periodo de recuperación de la inversión (PR) se sitúa en aproximadamente 6 años.

Palabras claves: Factor de planta, Meteonorm, Matlab, PVsyst, paneles monocristalinos y policristalinos, PR, RBC, sistema fotovoltaico conectado a red, TIR, tipo de interés, VAN.



TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF SCIENCES AND APPLIED ENGINEERING

THEME: "ANALYSIS OF THE PLANT FACTOR OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THE PROVINCE OF PICHINCHA BASED ON ITS GENERATION AVAILABILITY AND SOLAR RADIATION"

Author: Campoverde Benavidez Walter Miguel

ABSTRACT

The present degree work consisted in the analysis of the plant factor of a photovoltaic system connected to the grid in the province of Pichincha, based on its availability of electricity generation and solar radiation. The software used for the study of solar radiation on an inclined surface was Meteonorm demo version v8.0.3, in addition, for the plant factor improvement proposals, the PVSyst program was used in its free version v7.1, and in the impact study of the temperature over the power extracted from the Matlab R2019b photovoltaic array. During 2015 the photovoltaic plant presented the highest generation of electrical energy with 1.62 GWh, on the contrary, 2020 represented the period with the lowest production equivalent to 1.45 GWh. Currently, the plant factor in 2015 was 18.49%, however, throughout 2020 this index decreased to 16.46%. By changing the 4,320 polycrystalline panels for more efficient monocrystalline technology, the annual plant factor increased to 20.67% and surpassing 2015 with 18.49%. By oversizing the peak power of the system by 10%, that is, 1,188 kWp with 432 additional panels, the plant factor increased to 22.58%, on the other hand, by incorporating the battery bank to store 108,000 Wh, this index equals 20.82%. In conclusion, the proposal was profitable as the VAN was greater than zero (\$ 137,697.61) and the TIR greater than the interest rate ($17% > 7.96%$), in addition, the benefit-cost ratio (RBC) with a value of \$ 1.86 implies that, for every dollar invested, a net profit of 86 cents was obtained. Finally, the investment recovery period (PR) is approximately 6 years.

Keywords: Plant factor, Meteonorm, Matlab, PVSyst, monocrystalline and polycrystalline panels, PR, RBC, grid connected photovoltaic system, TIR, interest rate, VAN.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por el señor Egresado de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS, CAMPOVERDE BENAVIDEZ WALTER MIGUEL**, cuyo título versa **“ANÁLISIS DEL FACTOR DE PLANTA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA A PARTIR DE SU DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y LA RADIACIÓN SOLAR”**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimare conveniente.

Latacunga, marzo de 2021

Atentamente,



Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS

C.I 0502666514

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Título del proyecto

Análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico en la provincia de Pichincha a partir de su disponibilidad de generación y la radiación solar.

1.2. Fecha de inicio

09 de noviembre de 2020.

1.3. Fecha de finalización

12 de marzo de 2021.

1.4. Lugar de ejecución

El Ejido – Eloy Alfaro – Latacunga – Cotopaxi – Zona 3 – Universidad Técnica de Cotopaxi.

1.5. Facultad que auspicia

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

1.6. Carrera que auspicia

Ingeniería Eléctrica.

1.7. Proyecto de investigación vinculado

Proyecto de la Carrera.

1.8. Equipo de trabajo

1.8.1. Tutor de titulación

Nombres y Apellidos: PhD. Secundino Marrero Ramírez

Domicilio: Latacunga

Cédula de ciudadanía: 175710790-7

Nacionalidad: ecuatoriana

Estado civil: casado

Número telefónico: 0987647713

E-mail: secundino.marrero7@utc.edu.ec

Ocupación: docente

1.8.2. Investigador del proyecto

Nombres y Apellidos: Walter Miguel Campoverde Benavidez

Domicilio: Santo Domingo

Fecha de nacimiento: 12/09/1995

Cédula de ciudadanía: 230044098-5

Estado civil: soltero

Número telefónico: 099 166 7828

E-mail: walter.campoverde5@utc.edu.ec

Ocupación: estudiante

1.9. Área de conocimiento

Ingeniería, industria y construcción.

1.10. Línea de investigación

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

1.11. Sub líneas de investigación de la carrera

Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto de investigación muestra el análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico conectado a la red pública de suministro eléctrico, perteneciente a la parroquia Tocachi del cantón Pedro Moncayo, provincia de Pichincha, a partir de su disponibilidad de generación y la radiación solar.

Dicho estudio se efectúa con la finalidad de identificar el comportamiento tanto mensual como anual de la generación de electricidad y factor de planta, durante el período comprendido entre el 2014 – 2020.

La ubicación adecuada del proyecto se la verificó con base a los niveles de radiación global sobre la superficie inclinada presentes en el emplazamiento, una inclinación de 10° y azimut de 23°, para ello, es empleado el software meteonorm versión demo v8.0.3.

El sobredimensionamiento de la planta fotovoltaica es evaluado mediante la relación entre la potencia pico y nominal del sistema, por otra parte, se analiza el impacto de aumentar la capacidad del proyecto sobre la generación de electricidad y la producción específica.

Adicionalmente, una inclinación inadecuada de los módulos fotovoltaicos conjuntamente con el incumplimiento de la distancia mínima entre bastidores, implicaría la disminución de la producción de energía y por ende del factor de planta.

La influencia de la temperatura sobre la potencia extraída del generador fotovoltaico es realizada mediante Matlab R2019b, para este análisis se considera un rango comprendido entre 7,6 °C hasta 75 °C.

Las alternativas de mejora del factor de planta (f_p) efectuadas mediante el software PVsyst versión demo v7.1, consisten en el cambio de tecnología fotovoltaica actual por paneles monocristalinos, los cuales, disponen de mayor eficiencia incrementando notablemente la generación de electricidad anual. Seguidamente, el sobredimensionamiento de la potencia pico del 10 % corresponde a la segunda opción para incrementar el f_p , y, finalmente se evalúa la posibilidad de incorporar el banco de baterías para almacenar 108.000 Wh.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Las energías renovables actualmente han tenido un protagonismo sin igual por ser parte de la solución a las contrariedades energéticas, además, representan una alternativa a las fuentes convencionales debido a su capacidad de restablecerse mediante procesos naturales. Con el propósito de incrementar su utilización en la producción de electricidad, se requiere mejorar el rendimiento de los sistemas a base de generación verde.

En el transcurso del tiempo se han desarrollado diversas tecnologías dedicadas a obtener beneficios que conlleva generar electricidad por medio de la aplicación del sol como fuente de energía ilimitada, tal es el caso de los sistemas fotovoltaicos con interconexión a la red de suministro eléctrico. Al utilizar adecuadamente la instalación solar, se reduce la dependencia de los combustibles fósiles con un impacto positivo al cuidado y protección del ecosistema.

El crecimiento constante de los dispositivos solares como medio no convencional de generación eléctrica, ha ocasionado cambios significativos en la matriz energética de los países que emplean esta fuente de energía limpia. Este desarrollo implica, además, la necesidad de profundizar los conocimientos referentes a sistemas fotovoltaicos con el objeto de aprovechar en la totalidad su capacidad de producción.

Dentro del ámbito profesional, la investigación y análisis concerniente al factor de planta tiene una participación trascendental en la valoración de un proyecto real. En el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas, permite conocer el porcentaje de uso referente a la capacidad instalada nominal.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

4.1. Directos

El beneficiario directo de la presente propuesta de investigación será el generador privado.

4.2. Indirectos

La empresa eléctrica distribuidora, debido a que disminuye la demanda máxima.

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

5.1. Situación problemática

El proyecto fotovoltaico bajo estudio e interconectado a la red pública de suministro eléctrico está ubicado en el cantón Pedro Moncayo, provincia de Pichincha, dispone de una capacidad nominal de 1 MW, donde se pretende efectuar el análisis del factor de planta con la finalidad de conocer el porcentaje de utilización de la generación dentro de un periodo de tiempo anual.

Entre las principales fuentes utilizadas para la producción de electricidad, se encuentra la energía proveniente del sol, por ser amigable con el medio ambiente, inagotable y renovable. Su inconveniente procede de la variabilidad del clima, lo que genera una situación de discontinuidad en la radiación solar, a causa de ello, disminuye la irradiación presente en los módulos fotovoltaicos.

Según lo citado anteriormente, al ser el sistema fotovoltaico dependiente de la radiación directa, difusa y de las condiciones meteorológicas, su capacidad nominal de generación eléctrica presentará una reducción en presencia de días lluviosos o con un potencial solar de baja intensidad, por lo que el factor de planta tiende a disminuir.

Actualmente, el desconocimiento sobre el comportamiento del factor de planta implica una contrariedad que afecta al generador privado, al no conocer el valor porcentual de la generación real de energía eléctrica con respecto a la nominal, esto puede ocasionar tanto pérdidas económicas como posibles daños en los equipos de la instalación fotovoltaica.

5.2. Formulación del problema

El comportamiento aleatorio de la radiación solar diaria y anual debido al movimiento de las nubes, hace que las plantas fotovoltaicas no generen a su máxima capacidad en todo momento, lo que puede llevar a un diseño inadecuado con una potencia pico mayor a la nominal.

6. OBJETIVOS

6.1. General

Analizar el factor de planta de un sistema fotovoltaico conectado a red para su evaluación a partir de la disponibilidad de generación y radiación solar.

6.2. Específicos

- Recopilar información bibliográfica del factor de planta y sistemas fotovoltaicos conectados a red para su conceptualización.
- Evaluar el comportamiento del factor de planta de una instalación fotovoltaica conectada a red mediante históricos de generación y niveles de radiación solar.
- Establecer alternativas de mejora para la incrementación del factor de planta y su valoración económica.

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

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS
Recopilar información bibliográfica del factor de planta y sistemas fotovoltaicos conectados a red para su conceptualización.	Búsqueda de información en obras colectivas y medios digitales concerniente al factor de planta. Indagación de los conocimientos básicos de la radiación solar. Análisis de artículos científicos dedicados al estudio de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.	Factor de planta: <ul style="list-style-type: none"> • Nociones básicas. • Metodología para su análisis. Energía fotovoltaica: <ul style="list-style-type: none"> • Generalidades de la radiación solar. • Características de los tipos de paneles fotovoltaicos. • Aspectos de diseño de los sistemas fotovoltaicos.
Evaluar el comportamiento del factor de planta de una instalación fotovoltaica	Recopilación y sintetización de los datos referentes a la generación de energía eléctrica.	Tablas de resultados. Graficas realizadas en excel. Porcentaje de utilización. Disponibilidad de la radiación solar.

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS
conectada a red mediante históricos de generación y niveles de radiación solar.	Comportamiento mensual y anual de la energía generada. Cálculo mensual y anual del factor de planta. Comportamiento mensual y anual del factor de planta. Análisis del emplazamiento de la planta fotovoltaica acorde a los niveles de radiación. Evaluación del sobredimensionamiento de la potencia pico del sistema fotovoltaico.	Posibilidad de aumentar la potencia pico de la planta fotovoltaica.
Establecer alternativas de mejora para la incrementación del factor de planta y su valoración económica.	Cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos. Incorporación de un banco de baterías a la planta solar. Estudio financiero del proyecto de investigación.	Aumento del porcentaje de utilización. Factibilidad económica – financiera.

Fuente: Autor.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

8.1. Antecedentes de la investigación

Actualmente, ciertos países a nivel mundial tienen más conciencia sobre la dependencia de los combustibles fósiles, por ello, han centrado sus esfuerzos en la implementación de proyectos a base de energías renovables. Esta investigación estima un factor de planta del 25% para la central fotovoltaica bajo estudio, cuya ubicación se encuentra en la ciudad de Calama, Chile [1].

Según [2], el factor de planta se define como aquella fracción de salida real (MWh) durante la producción máxima que puede alcanzarse en un lapso de tiempo. La principal diferencia entre las centrales de generación convencionales y los sistemas de energías verdes, es que, estos últimos poseen factores de capacidad bajos a causa de sus disponibilidades dinámicas.

Por otro lado, en Argentina se realiza el análisis del factor de capacidad de turbinas eólicas, mediante la toma de datos del viento a 60 m de altura desde el 1 de junio de 2009 al 30 de julio de 2010. Los resultados obtenidos para potencias nominales de 2.000 kW a 3.000 kW, oscilan entre 41,7% y 52,3% [3].

La evaluación del desempeño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de suministro eléctrico de 3,3 kW, se la efectuó a través del monitoreo y adquisición de datos de la intensidad CC, tensión, potencia, energía, entre otras variables. Donde, el factor de carga alcanzó valores de 14,56 % para junio, 27,33% en agosto, al considerar el mes de menor irradiación ($5,10 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$), así como, el de mayor insolación ($7,60 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$) respectivamente [4].

De acuerdo a [5], los sistemas solares serán más eficientes durante primavera y bajo consideración de su adecuada ubicación. Por otra parte, el factor de planta promedio de una instalación fotovoltaica es 22 %, e indica en valor porcentual cuánto realmente se utiliza de la capacidad nominal instalada.

En el informe anual sobre la gestión realizada por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE durante el 2019, se utiliza para el análisis del factor de planta un periodo de operación de 8.760 h. Actualmente, la central más representativa del Ecuador es la denominada como Coca Codo Sinclair, cuyo porcentaje de utilización de la capacidad efectiva (1.500 MW) equivale a 48 % [6].

Los 11 aerogeneradores de la Central Eólica Villonaco produjeron para agosto 11,20 GWh con un factor de planta del 91,28 %, producto del aumento en la fuerza e intensidad del viento, por lo cual, alcanzó una velocidad pico de 29,5 m/s [7].

8.2. Marco teórico

En la presente sección se describen las generalidades del factor de planta, energía solar, sistemas fotovoltaicos conectados a la red de suministro eléctrico, finalmente, el almacenamiento energético, con el objetivo de obtener una noción clara de su funcionamiento y desarrollar adecuadamente la propuesta de investigación.

8.2.1. Factor de planta (FPL)

También conocido como factor de capacidad (capacity factor) o de uso, indica el porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación de una planta en función del tiempo [8], [9], [10], [11]. Si es menor que 1 significa que el equipo o instalación no trabaja a plena capacidad, o que sufrió averías durante el período considerado [12].

Por lo tanto, es la relación entre la energía real producida o servida sobre un periodo especificado de tiempo y la energía que pudo haber sido producida o servida si la planta (o unidad) ha operado continuamente a la máxima capacidad nominal [5], [8], [9].

$$F_{PL} = \frac{\text{Generación real anual}}{\text{Potencia nominal máxima planta}} = \frac{\text{Generación de energía anual real}}{\text{Potencia nominal máxima planta} \times 8760} \quad (1)$$

Este factor proporciona una idea de cuánto se aprovecha una instalación. En la tabla 2 se detallan los factores de capacidad promedios de las diferentes tecnologías de origen renovable [5].

Tabla 2. Factores de capacidad medios.

Generación	Factor de capacidad (%)
Eólica en tierra	30,0
Eólica en mar	31,8
Termosolar	40,5
Fotovoltaica	22,0
Olas	11,0
Geotérmica	91,0
Biomasa y residuos	85,0

Fuente: [5].

8.2.2. Generalidades de la energía solar fotovoltaica

8.2.2.1. Radiación solar

La energía del sol se desplaza a través del espacio en forma de radiación electromagnética, llegando una parte de esta energía a la atmósfera. De esta energía, una parte es absorbida por la atmósfera y por el suelo, otra parte es reflejada directamente al espacio desde la superficie. Por lo que menos de la mitad de la radiación solar llega efectivamente a la superficie terrestre, siendo esta parte la que se puede utilizar con fines energéticos. La radiación solar llega al planeta de tres formas distintas (véase figura 1) [5], [11], [13]:

- *Radiación directa:* es la radiación que nos llega directamente del sol; sin haber incidido con nada por el camino y, por tanto, sin haberse desviado ni cambiado de dirección. Esta radiación es la que produce las sombras. Es el tipo de radiación predominante en un día soleado [5], [11], [13].
- *Radiación difusa:* es la radiación que nos llega después de haber incidido con cualquier elemento de la atmósfera (polvo, nubes, contaminantes, etc.), por lo que ha cambiado de dirección. Es el tipo de radiación predominante en un día nublado [5], [11], [13].
- *Radiación reflejada o albedo:* es la radiación reflejada por la superficie terrestre; cobra importancia en las zonas con nieve, con agua (como cerca del mar o de una presa) o cualquier otra zona donde la reflexión sea importante [5], [11], [13].

- *La radiación global:* es la suma de la radiación directa y la radiación difusa [5], [11].

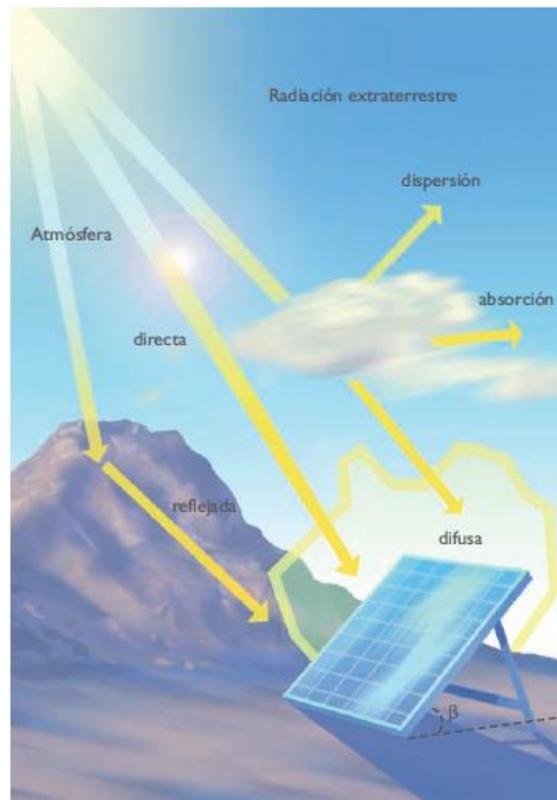


Figura 1. Radiación solar.

Fuente: [11].

8.2.2.2. Irradiancia

Es la potencia solar proyectada por unidad de superficie, su unidad de medida es el W/m^2 [14], [15].

8.2.2.3. Irradiación

Es la energía solar proyectada por unidad de superficie a lo largo de un tiempo determinado. Las cifras suelen referirse a un día, y se miden en Wh/m^2 o kWh/m^2 [14], [15].

8.2.2.4. Hora solar pico

Se pueden definir las horas de pico solar (HPS) como las horas de irradiación diarias, (o horas de luz), y cuyo valor puede variar desde 3 a 7 horas diarias, en función del mes y lugar de la instalación [16].

Para el cálculo de la producción de energía eléctrica en el proyecto de una instalación fotovoltaica, es fundamental conocer los datos de la radiación media diaria en la zona. La irradiación solar Wh/m^2 , se obtiene en bases de datos meteorológicas como valores medios de las radiaciones diarias a lo largo de un mes [17].

En la figura 2, se aprecia que la curva diaria de la irradiancia tiene forma de campana con valor máximo a mediodía y valores mínimos en la salida y puesta de sol. Para obtener el valor diario total, se determina el área ocupada por la curva [16], [17].

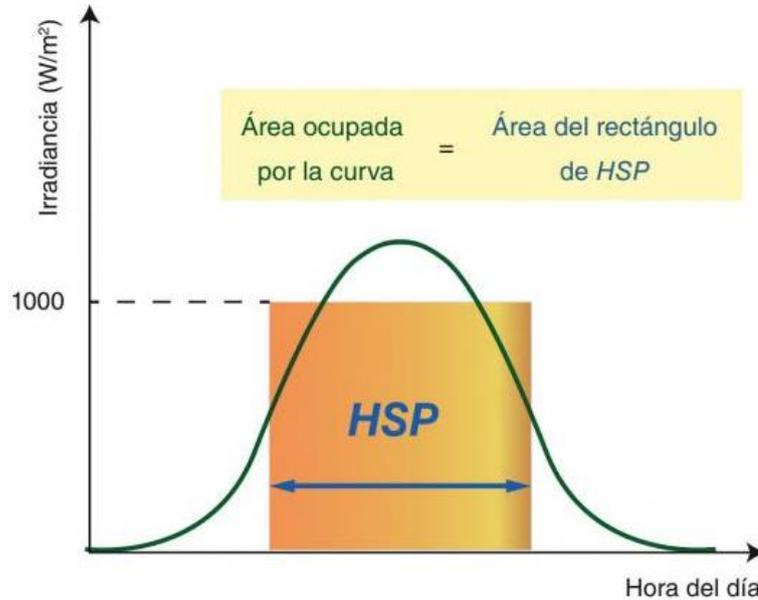


Figura 2. Hora sol pico (HSP).

Fuente: [17].

Para expresar la energía solar incidente y simplificar su uso en el cálculo de instalaciones fotovoltaica, se recurre en ocasiones a las horas sol pico, que son un parámetro equivalente a la irradiación en una zona determinada pero expresado en horas, en vez de Wh/m^2 [17].

Para obtener las HSP, se divide la irradiación diaria entre 1.000 W. El resultado indica las horas en las que cada m^2 de módulo fotovoltaico es irradiado de modo constante con 1.000 W. siendo H_d la irradiación media diaria [17].

$$HSP = \frac{H_d}{1.000} \quad (2)$$

Como el valor de la irradiancia depende de la inclinación de la superficie sobre la que índice, los valores medios de HSP se determinan para el ángulo de inclinación que van a tener los módulos fotovoltaicos [17].

8.2.2.5. Coordenadas solares

Para situar la posición del sol en el cielo se utiliza el concepto de esfera celeste, que es una esfera imaginaria de radio arbitrario, centrada en el observador, sobre la que se proyecta la posición del sol (figura 3). Cada punto de esta esfera celeste es una dirección en el cielo vista desde la tierra [18].

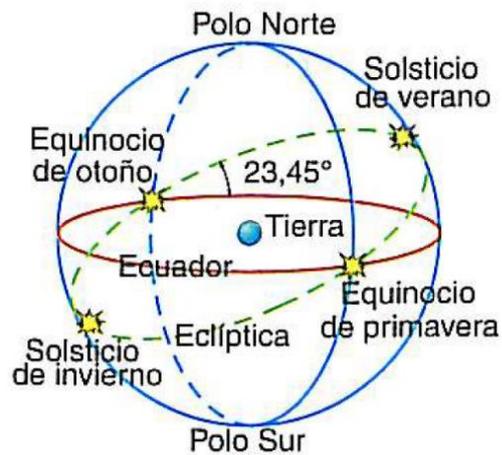


Figura 3. Esfera celeste.

Fuente: [18].

- *Elevación solar (γ_s):* es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal (figura 4). Toma valores que van de $(90^\circ - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación [18].
- *Acimut solar (ψ_s):* ángulo 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 (figura 4). Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el oeste y negativos de 0 a -180° hacia el este [18].
- *Ángulo o distancia cenital (θ_s):* ángulo formado por la dirección del sol y la vertical. Es el ángulo complementario de la elevación solar (figura 4) [18].

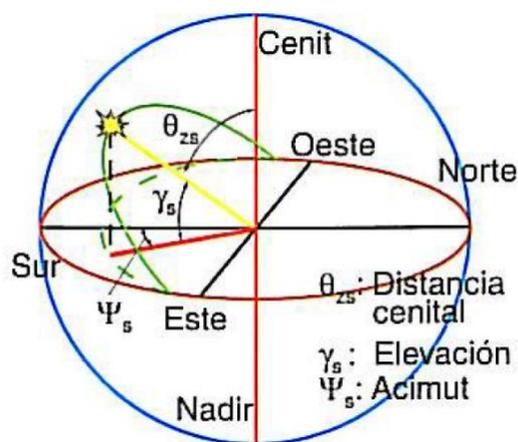


Figura 4. Coordenadas solares.

Fuente: [18].

8.2.2.6. Latitud (ϕ)

La latitud es la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto (figura 5).

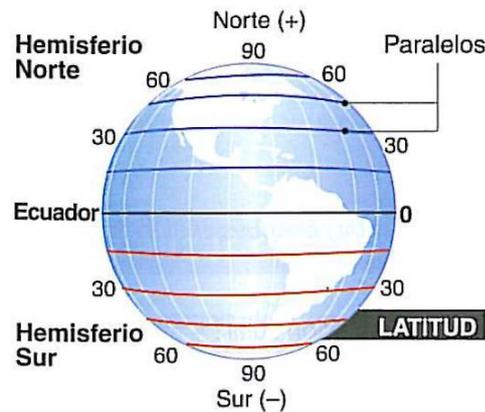


Figura 5. Latitud.

Fuente: [18].

8.2.2.7. Declinación (δ)

La declinación es el ángulo que forma el plano del ecuador de la tierra con la línea situada en el plano de la eclíptica, que une los centros del sol y de la tierra (figura 6), Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la tierra alrededor del sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva, $\delta = 23,45^\circ$) e invierno (declinación máxima negativa, $\delta = -23,45^\circ$) y valores nulos en los equinoccios (declinación nula, $\delta = 0^\circ$). Aunque la declinación varía se puede suponer que permanece constante a lo largo de un día [18].

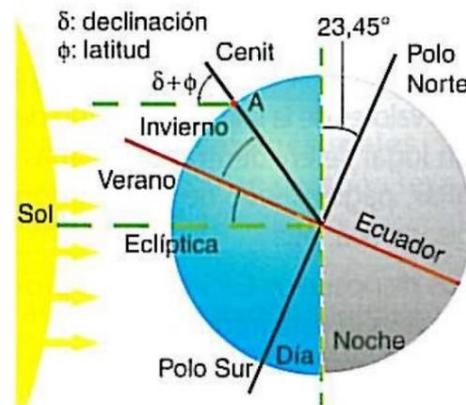


Figura 6. Posición de la tierra respecto del sol en el solsticio de invierno.

Fuente: [18].

8.2.2.8. Orientación del generador fotovoltaico

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del sol [18]:

- *Ángulo de acimut (α):* ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección sur. Vale 0° si coincide con

la orientación sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el este su valor es -90° y si coincide con el oeste su valor es $+90^\circ$ [18].

- *Ángulo de inclinación (β)*: ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical [18].

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del sol. Como la posición del sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable [18].

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 7) se tendrá que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Asimismo, es necesario variar el ángulo de inclinación desde $\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando por el valor $\beta = \phi$ en los equinoccios [18].

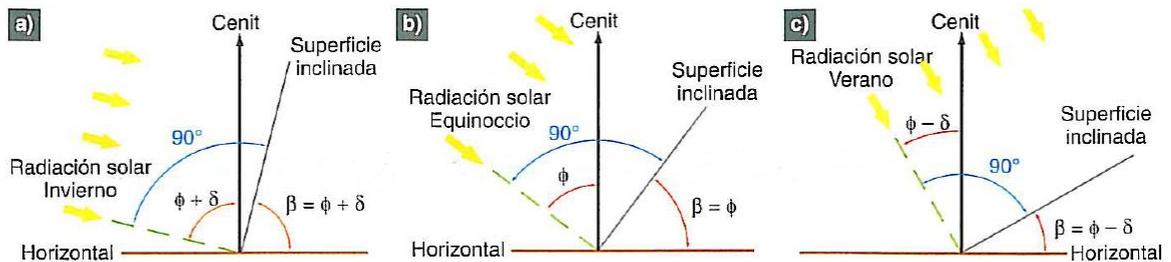


Figura 7. Superficie normal a la radiación solar. a) Al mediodía del solsticio de invierno. b) Al mediodía de los equinoccios. c) Al mediodía del solsticio de verano.

Fuente: [18].

En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 15° , para permitir que el agua de la lluvia se escurra. Donde nieva con cierta frecuencia, es recomendable una inclinación a partir de los 45° , para favorecer el deslizamiento de la nieve. En definitiva, es recomendable acercarse a las condiciones óptimas de la instalación: orientación sur e inclinación entre 5° y 10° menos que la latitud [19], [20], [22].

Para determinar la inclinación óptima que garantiza la máxima captación de energía anual se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en varias latitudes [20], [21], [22]:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times |\phi| \quad (2)$$

Donde:

β_{opt} : inclinación óptima (grados sexagesimales).

$|\phi|$: latitud del lugar (grados sexagesimales).

8.2.3. Sistema fotovoltaico con conexión a red

Las instalaciones conectadas a red vierten su energía a la red eléctrica, son necesidad de que exista un dispositivo de acumulación. La corriente eléctrica que transmite la red debe tener una frecuencia específica, y las instalaciones de generación de electricidad, deben proporcionar la corriente a esa frecuencia, para evitar perturbar el comportamiento de la red. En esta clase de instalaciones, el dispositivo inversor cobra una importancia decisiva [23], [24], [25].

Las instalaciones conectadas a la red eléctrica se suelen dividir atendiendo a dos criterios diferentes: por un lado, se distingue entre instalaciones monofásicas y trifásicas; por otro, se diferencia entre instalaciones en baja tensión e instalaciones en media o alta tensión [23], [24], [25].



Figura 8. Sistema fotovoltaico conectado a red.

Fuente: [14], [20].

El proceso de producción en una instalación conectada a red comprende varias fases: en primer lugar, el generador fotovoltaico produce la electricidad, que se conduce en corriente continua hasta la caja de conexiones, desde donde el cableado, adecuadamente dimensionado, la conduce hasta el inversor. Desde él la corriente eléctrica, en alterna se conduce hasta la estación de transformación, donde se incrementa su tensión para adecuarla a la de la línea [23], [26], [27].

8.2.3.1. Elementos de una instalación conectada a red

- *Generador fotovoltaico:* es el conjunto de módulos fotovoltaicos que transforma la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. Se pueden montar sobre estructuras fijas o sobre estructuras con seguimiento solar [20], [27].

- *Inversor de conexión a red:* es el elemento encargado de transformar la corriente continua suministrada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para ser conectada a la red. Pueden existir varios inversores, en función de la configuración de la instalación. Deben garantizar una serie de características, tales como sincronizarse con la señal de la red eléctrica, desconectarse en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red (evitar el funcionamiento en modo isla) para garantizar la seguridad de los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica o proporcionar una señal de buena calidad. Estos inversores incorporan un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia para conseguir el máximo rendimiento de los módulos fotovoltaicos [20], [28].
- *Elementos de protección y medida:* la instalación debe incorporar los elementos de seguridad para proteger a las personas y las instalaciones. También debe incluir los dispositivos de medida necesarios, tales como contadores, para medir la energía vertida a la red [20], [26].
- *Centro de transformación:* es el elemento encargado de elevar la tensión suministrada en baja tensión por el inversor, en alta tensión. El centro de transformación solamente se encuentra presente en aquellas instalaciones que se conectan a una red eléctrica de alta tensión [20], [26].
- *Red eléctrica:* la energía producida se inyecta en la red eléctrica de distribución de baja o alta tensión [20].

8.2.4. Pérdidas de radiación solar

8.2.4.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Cuando el objetivo perseguido es maximizar la captación de energía solar, los módulos fotovoltaicos se deben orientar, en el hemisferio norte, hacia el sur ($\alpha = 0^\circ$) con un ángulo de inclinación óptimo β_{opt} . No obstante, esto no es siempre posible, ya que pueden influir otros factores como imperativos físicos, sombras, resistencia del viento, etc. Para considerar estas pérdidas con respecto a la posición óptima (P_{OI}), se utiliza el factor de irradiación (FI). El cual se define como el porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ, \beta_{opt}$). El factor de irradiación en función de las pérdidas, en tanto por uno, se calcula con la expresión [13], [20], [21], [28]:

$$FI = 1 - P_{OI} \quad (3)$$

Para calcular las pérdidas de radiación solar para una posición (α, β) diferente de la posición óptima se utiliza las expresiones [13], [20], [21]:

$$P_{OI} = 1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2; \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (4)$$

Donde:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptimo (grados sexagesimales).

α : ángulo acimut de la superficie (grados sexagesimales).

β : ángulo de inclinación de la superficie (grados sexagesimales).

8.2.4.2. Pérdidas por sombras

Para considerar las pérdidas de radiación solar por sombras (P_S) que experimentan los módulos fotovoltaicos se utiliza el factor de sombra (FS). Se trata de un porcentaje de perdidas anual que representa el valor porcentual de radiación incidente teniendo en cuenta las sombras, con respecto a la radiación incidente sin sombras. Para obtener dicho valor se utiliza un procedimiento que compara el perfil de obstáculos que afectan al generador fotovoltaico con las trayectorias del sol a lo largo de un día en distintas épocas de año. El factor FS en función de las perdidas por sombra es [13], [20]:

$$FS = I - P_S \quad (5)$$

En la tabla 3, se presentan los valores máximos permitidos de pérdidas de radiación solar al tener en consideración la orientación e inclinación y las sombras.

Tabla 3. Valores máximos permitidos de pérdidas en el generador fotovoltaico.

Descripción	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: [20].

8.2.4.3. El efecto de la temperatura

La potencia de salida de un módulo disminuye aproximadamente 0,5% con cada grado centígrado que aumenta la temperatura de las celdas encima de 25 °C (77 °F). La temperatura de las celdas de un módulo es generalmente 20 °C (36 °F) mayor a la temperatura ambiental: a una temperatura ambiental de 25 °C, la temperatura de las celdas será aproximadamente 45 °C (113 °F). La figura 9 muestra el efecto de la temperatura de celda sobre la potencia de salida, con la curva I – V a diferentes temperaturas [15].

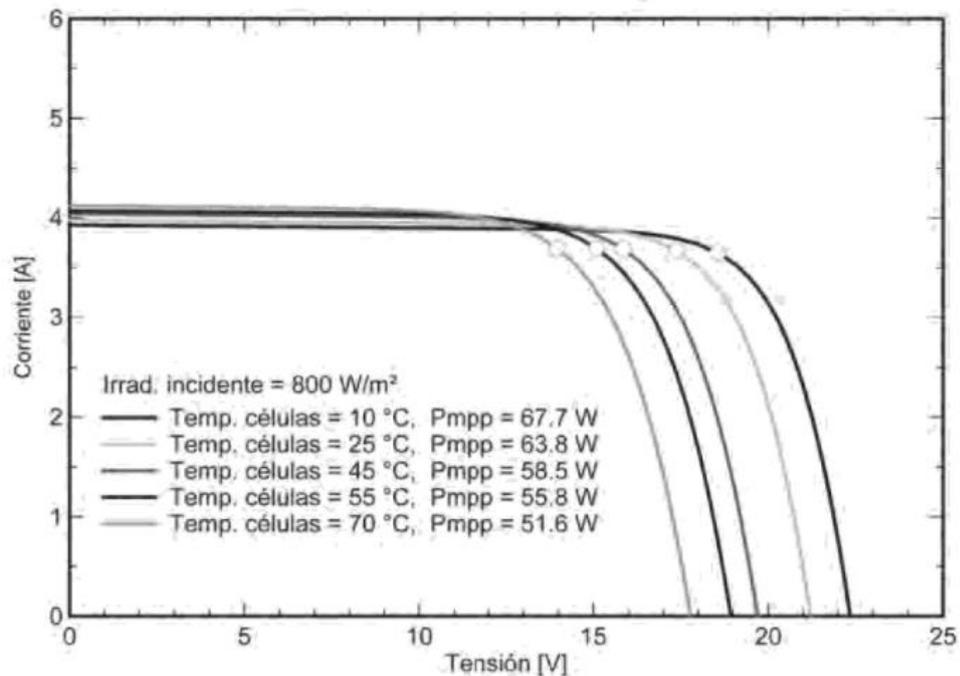


Figura 9. Efecto de la temperatura sobre la potencia de salida de un módulo fotovoltaico.

Fuente: [15].

8.2.5. Almacenamiento de la energía

8.2.5.1. Centrales reversibles o de bombeo

Representan el sistema de almacenamiento de electricidad más desarrollado y empleado. Las centrales hidroeléctricas reversibles consumen electricidad cuando bombean (de noche) y producen electricidad cuando se deja caer el agua (de día). Estas centrales hidroeléctricas son capaces de aprovechar la energía eléctrica sobrante que se produce durante las horas valle (demanda baja, de noche). Para ello disponen de un embalse situado en una cota inferior al embalse superior o principal [11].

Durante las horas punta (demanda alta, de día), el agua del embalse superior se deja caer, produciendo así electricidad la central hidroeléctrica; esta agua se almacena en el embalse inferior. Durante las horas valle, la electricidad excedentaria (que sobra tras realizar el consumo) producida por las centrales térmicas o nucleares se envía a la central de bombeo para elevar el agua. Ésta queda almacenada en el embalse superior, lista para ser usada en las próximas horas punta [11].

Durante la noche se aplica la tarifa nocturna, mucho más económica que la diurna; por esta razón la electricidad (el kWh) se vende más cara de día de lo que se compra de noche (cuando se bombea). Este tipo de centrales está muy extendido debido a su rentabilidad económica [11].

8.2.5.2. Pilas y baterías

Las pilas y baterías son capaces de almacenar electricidad en forma de energía química si bien no son un buen modo de almacenar electricidad comercial, pues tienen una potencia limitada y se pierde mucha energía en el proceso de conversión de energía eléctrica a energía química [11].

No obstante, las pilas son imprescindibles para proporcionar electricidad a pequeños aparatos portátiles, con una gama de tensiones baja, en torno a los 10V. Las energías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, generan electricidad de forma discontinua, que no siempre se puede almacenar o inyectar a la red. Los consumos de los sistemas aislados alimentados con energías renovables tienen una demanda que no se adapta en gran medida a la generación (por ejemplo, en una casa se necesita luz de noche, cuando no hay sol) [11].

Las baterías resultan necesarias para los sistemas que han de suministrar electricidad y no disponen de red eléctrica. Estos sistemas suelen ser de pequeño tamaño y tienen diversas aplicaciones, como, por ejemplo, para la electrificación de una casa rural a la cual no llega la red eléctrica [11].

Las pilas y baterías desechables han de reciclarse, ya que sus residuos pueden ser contaminantes por el tipo de sustancias que contienen. Por eso actualmente se tiende a eliminar de su composición los compuestos tóxicos y a favorecer el empleo de baterías y pilas recargables [11].

8.2.5.3. El hidrógeno

El hidrógeno, pese a ser el elemento más abundante en el universo, no es una fuente primaria de energía, ya que generalmente se encuentra asociado a otros elementos, como es el caso del agua donde se encuentra formando una molécula con el oxígeno. Se trata de un vector energético, es decir, una forma secundaria de energía que se debe transformar a partir de otras fuentes primarias [11].

La discontinuidad de las renovables hace que sea necesario el almacenamiento de la energía para su utilización cuando se demande. Estas energías encuentran en el hidrógeno una forma de almacenamiento. El hidrógeno producido a partir de renovables, para su posterior utilización en el transporte o para producir electricidad y calor, permite adaptar la generación a las necesidades [11].

El hidrógeno está siendo considerado mundialmente como medio de almacenamiento energético, debido a su extraordinaria flexibilidad. Además de ser utilizado en pilas de combustible, para alimentar motores eléctricos, el hidrógeno también puede usarse como combustible en turbinas de gas, en ciclos combinados o en motores de combustión interna en vehículos [11].

9. HIPÓTESIS

Si se realiza el análisis del factor de planta en un sistema fotovoltaico conectado a red, será posible evaluar su comportamiento en base a la generación y disponibilidad de la radiación solar.

10. METODOLOGÍAS

10.1. Enfoque de investigación

Con la finalidad de comprender a detalle el alcance técnico – económico de efectuar el análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, la propuesta comprendió una investigación cuantitativa, por puntualizar la solución al problema sobre el desconocimiento del porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación mediante históricos de producción de energía eléctrica y niveles de radiación solar. De este modo, se planteó diversos componentes como parámetros en conformidad al proyecto.

10.2. Tipos de investigación

Los tipos de investigación usados son: documental, descriptiva e histórica, pues se requirió diversos análisis vinculados con el factor de planta de un sistema fotovoltaico conectado a la red, fuentes bibliográficas y la compilación de datos históricos.

10.2.1. Investigación documental

Este tipo de investigación fue empleada por constituir una alternativa orientada a la recopilación de información, que permitió obtener nuevos conocimientos sobre el factor de planta, aspectos de diseño y las características de los tipos de paneles solares, basándose en fuentes bibliográficas como obras colectivas, medios digitales, artículos científicos, tesis, publicaciones nacionales e internacionales, entre otras.

10.2.2. Investigación descriptiva

Con la finalidad de describir la relación existente entre la disponibilidad de la radiación solar, la generación de energía eléctrica mediante los paneles solares y el factor de planta del

sistema fotovoltaico conectado a la red, se empleó la investigación basada en un enfoque descriptivo.

10.2.3. Investigación histórica

La investigación permitió recopilar los históricos de generación de energía eléctrica durante un periodo anual comprendido entre el 2014 y 2020, datos necesarios para efectuar el análisis del comportamiento tanto de la producción de electricidad como del factor de planta.

10.3. Métodos de investigación

La presente investigación fue no experimental pues su análisis estuvo fundamentado en un fenómeno real, como es la disponibilidad de la radiación solar sobre el emplazamiento del proyecto bajo estudio, conjuntamente con los históricos de generación eléctrica, lo cual permitió efectuar la evaluación del factor de planta y establecer alternativas de mejora.

10.3.1. Método deductivo

A través de la aplicación de este método se logró obtener una noción clara y concisa de los conocimientos adquiridos mediante obras colectivas, así como, medios digitales de calidad, para emplearlos en la evaluación del factor de planta.

10.3.2. Método analítico

Se utilizó este método en el análisis de los niveles de radiación solar empleados para indicar la disponibilidad de la irradiancia mensualmente, y así verificar el comportamiento del factor de capacidad.

10.3.3. Método estadístico

Por medio de la implementación del método estadístico, fue posible tabular e indicar de manera gráfica los resultados obtenidos mediante los cálculos del factor de planta en un periodo mensual y anual, a fin de representar visualmente su comportamiento.

10.3.4. Método descriptivo

Con la finalidad de realizar una adecuada presentación esquemática fue necesario aplicar este método, en la cual, se describe los resultados obtenidos mediante la recopilación y análisis de la información de los históricos de generación, cálculos del factor de planta, así como, las alternativas de mejora.

10.4. Técnicas de investigación

10.4.1. Simulación

Como alternativa para llevar a cabo el análisis de la ubicación adecuada de la planta fotovoltaica, evaluación del impacto del sobredimensionamiento de la potencia pico sobre la generación de energía, influencia de la temperatura en la potencia extraída del generador solar y las alternativas de mejora del factor de planta, se emplea la técnica denominada como simulación.

10.5. Operacionalización de variables

Tabla 4. Variable independiente: disponibilidad de generación y radiación solar.

Conceptualización	Indicadores	Unidades	Técnicas e instrumentos
La disponibilidad de la radiación solar influye directamente en la producción de energía eléctrica.	Niveles de generación	MWh	Excel
	Niveles de radiación	kWh/m ²	Excel, Meteonorm

Fuente: Autor.

Tabla 5. Variable dependiente: factor de planta.

Conceptualización	Indicadores	Unidades	Técnicas e instrumentos
Es un indicador establecido en base a la generación real de energía eléctrica y la potencia nominal del sistema en un periodo de tiempo establecido, generalmente anual o mensual.	Energía	MWh	Excel, PVsyst
	Potencia nominal	MW	Cálculo
	Tiempo de operación	h	Cálculo
	Factor de planta	%	Cálculo, Excel

Fuente: Autor.

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

11.1. Ubicación geográfica

La presente propuesta de investigación está enfocada al análisis del factor de planta de un proyecto fotovoltaico conectado a la red, perteneciente a la parroquia Tocachi del cantón Pedro Moncayo, provincia de Pichincha (ver tabla 6). En la figura 10, 11, 12 se visualiza la localización geográfica de la central solar bajo estudio y parte de su instalación.

Tabla 6. Ubicación de la planta solar.

Coordenadas geográficas		
Sistema / Coordenadas esféricas	Latitud	Longitud
Grados decimales	0.011435	-78.268193
Grados – minutos – segundos	0°00'41.2" N	78°16'05.5" O

Fuente: [29].



Figura 10. Ubicación geográfica de la planta solar.

Fuente: [29].



Figura 11. Planta solar.

Fuente: [30].



Figura 12. Arreglo de los paneles fotovoltaicos.

Fuente: [30].

11.2. Descripción del proyecto fotovoltaico

La planta solar inició la operación comercial el 06 de febrero de 2014, dispone de 4.320 módulos fotovoltaicos instalados sobre estructuras de acero galvanizado, 20 inversores Kaco 60.0 TL3, 1 transformador Ecuatran de 1.250 kVA, sistema tanto de conexión a tierra como de comunicaciones e interconexión a la red de suministro eléctrico, su potencia nominal es 1 MW [30], [31], [32].

Dispone de 1 punto de transformación, y están conectados 216 paneles por cada inversor Kaco 60.0 TL3, lo cual resulta en un total de 4.320 módulos fotovoltaicos que conforman el proyecto solar [32].

11.3. Diagrama unifilar del proyecto fotovoltaico

En la figura 13 se presenta el esquema unifilar de la planta solar de 1 MW de potencia nominal. Cuenta con paneles de 250 W_p, inversores de 50 kW, tablero de desconexión, switch trifásico, cámara de transformación de 1,25 MVA – 400 V/13.800 V, 2 medidores ION e interruptor tripolar, el conductor empleado corresponde al ACSR No. 1/0 AWG.

La relación de transformación del transformador de corriente (TC) es 75:5, para el transformador de tensión (TP) corresponde a 70:1. Tanto los TC's como TP's al ser monofásicos se requiere implementar 3 equipos dentro del sistema fotovoltaico con interconexión a la red de suministro eléctrico, los cuales, van conectados a cada fase en serie y entre fase – tierra respectivamente.

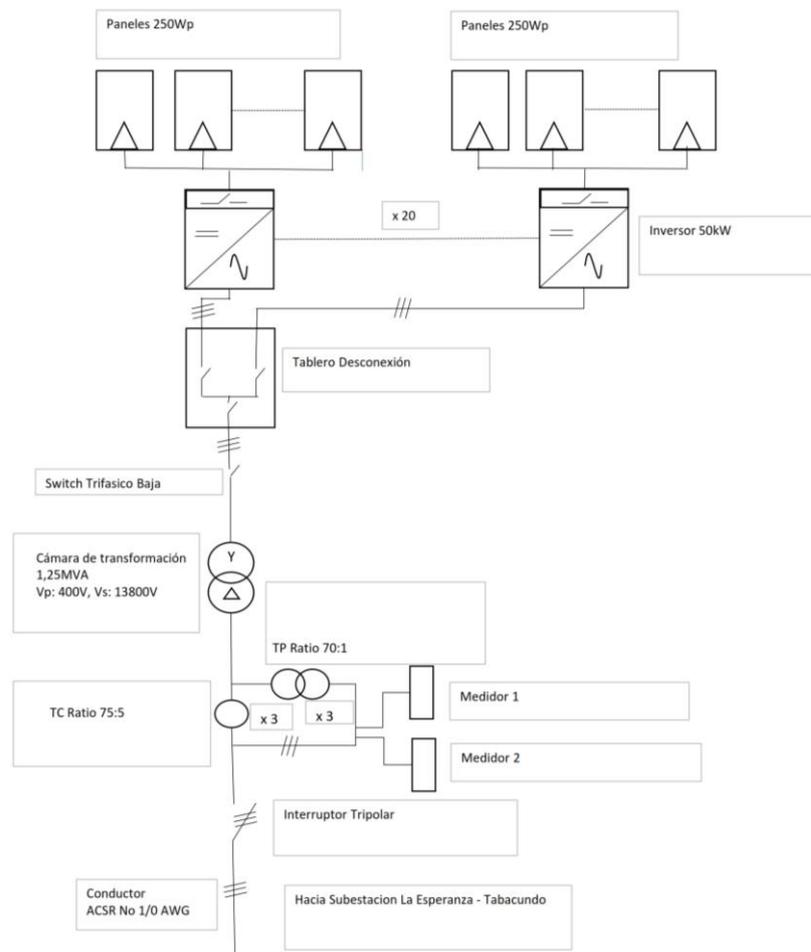


Figura 13. Esquema unifilar de la planta fotovoltaica.

Fuente: Planta fotovoltaica.

11.4. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2014

La tabla 7 obtenida mediante el anexo 1, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a julio con 161,82 MWh generados.

Tabla 7. Energía producida durante el año 2014.

Energía producida durante el período 2014			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
2	Febrero	23	93,98
3	Marzo	31	114,50
4	Abril	30	125,90
5	Mayo	31	125,32
6	Junio	30	128,02
7	Julio	31	161,82
8	Agosto	31	152,32
9	Septiembre	30	141,11
10	Octubre	31	142,40
11	Noviembre	30	132,50
12	Diciembre	31	138,18
Promedio mensual		29,91	132,37
Total anual		329	1.456,04
Total anual (GWh)			1,45

Fuente: Autor.

El comportamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red, presenta una tendencia al aumento en el periodo febrero – abril, manteniéndose casi constante hasta mayo e incrementándose en junio. Sin embargo, la producción de electricidad durante este lapso de tiempo es inferior al promedio mensual (ver figura 14).

Desde de junio la generación de energía presenta un comportamiento aleatorio pero superior al promedio mensual de aproximadamente 133 MWh (ver tabla 7). En julio existe un pico alrededor de 162 MWh generados, a partir del cual, la curva tiende a decrecer hasta noviembre con un ligero aumento en diciembre.

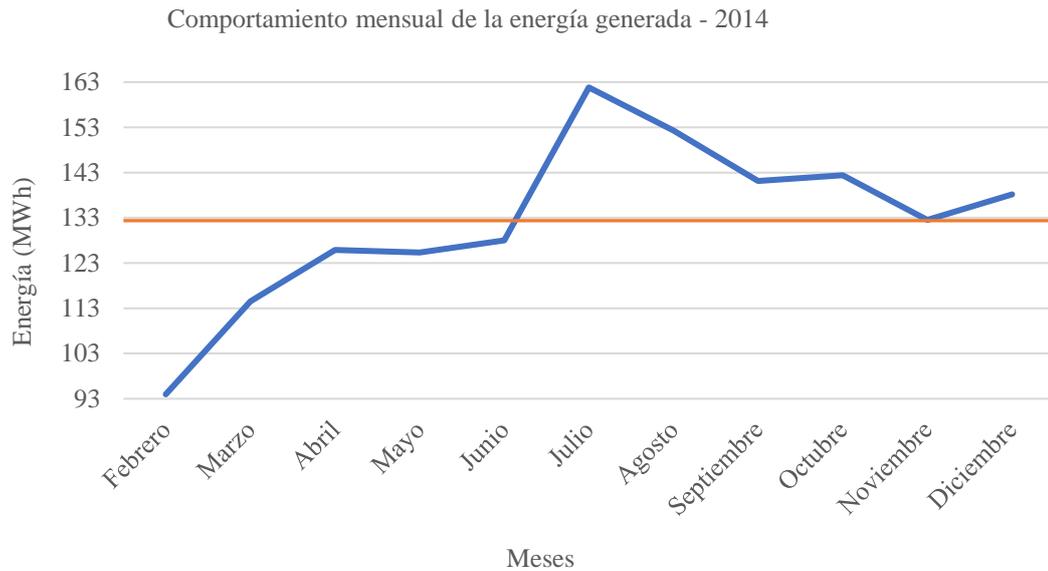


Figura 14. Comportamiento mensual de la energía generada – 2014.

Fuente: Autor.

11.5. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2015

La tabla 8 obtenida mediante el anexo 2, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a septiembre con 161,68 MWh generados.

Tabla 8. Energía producida durante el año 2015.

Energía producida durante el período 2015			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	138,23
2	Febrero	28	133,02
3	Marzo	31	128,51
4	Abril	30	116,63
5	Mayo	31	113,41
6	Junio	30	133,86
7	Julio	31	137,73
8	Agosto	31	159,55
9	Septiembre	30	161,68
10	Octubre	31	128,91
11	Noviembre	30	122,31
12	Diciembre	31	145,77
Promedio mensual		30,42	134,97
Total anual		365	1.619,60
Total anual (GWh)			1,62

Fuente: Autor.

El comportamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red, presenta una tendencia a la disminución durante el periodo enero – mayo, con un incremento en junio de 113 MWh a 133 MWh aproximadamente (ver figura 15). La producción de electricidad a lo largo de este lapso de tiempo es inferior al promedio mensual de 134 MWh.

Desde junio a septiembre la producción de energía eléctrica tiende a incrementarse de 133 MWh a 161 MWh respectivamente. Por el contrario, en octubre y noviembre decrece hasta 122 MWh con un leve aumento durante diciembre de 23 MWh.

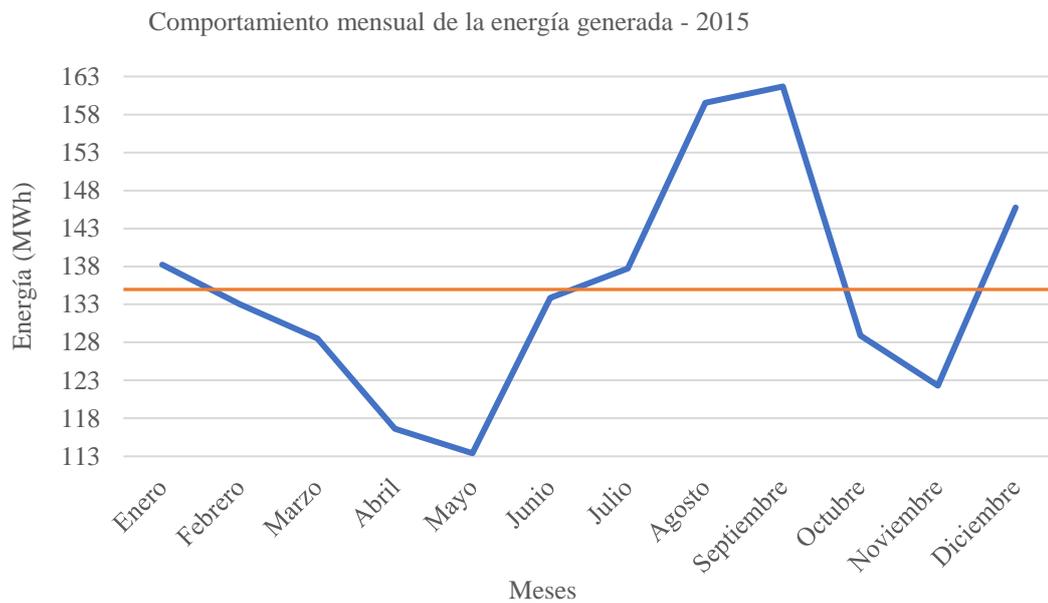


Figura 15. Comportamiento mensual de la energía generada – 2015.

Fuente: Autor.

11.6. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2016

La tabla 9 obtenida mediante el anexo 3, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a agosto con 158,72 MWh generados.

Tabla 9. Energía producida durante el año 2016.

Energía producida durante el período 2016			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	135,58
2	Febrero	29	117,57
3	Marzo	31	114,49
4	Abril	30	120,28
5	Mayo	31	132,17
6	Junio	30	128,00
7	Julio	31	130,74

Energía producida durante el período 2016			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
8	Agosto	31	158,72
9	Septiembre	30	130,82
10	Octubre	31	137,99
11	Noviembre	30	133,93
12	Diciembre	31	122,39
Promedio mensual		30,50	130,22
Total anual		366	1.562,67
Total anual (GWh)			1,56

Fuente: Autor.

El comportamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red, presenta una tendencia a la disminución durante el periodo enero – marzo, con un incremento en abril y mayo de 114 MWh a 132 MWh aproximadamente (ver figura 16). La producción de electricidad a lo largo de este lapso de tiempo es inferior al promedio mensual de 130 MWh.

Sin embargo, en junio la producción de electricidad decae a 128 MWh e inferior al promedio mensual. De julio a noviembre la generación se mantiene por encima de la media con un pico en agosto alrededor de 158 MWh, finalmente, durante diciembre disminuye a 122 MWh.

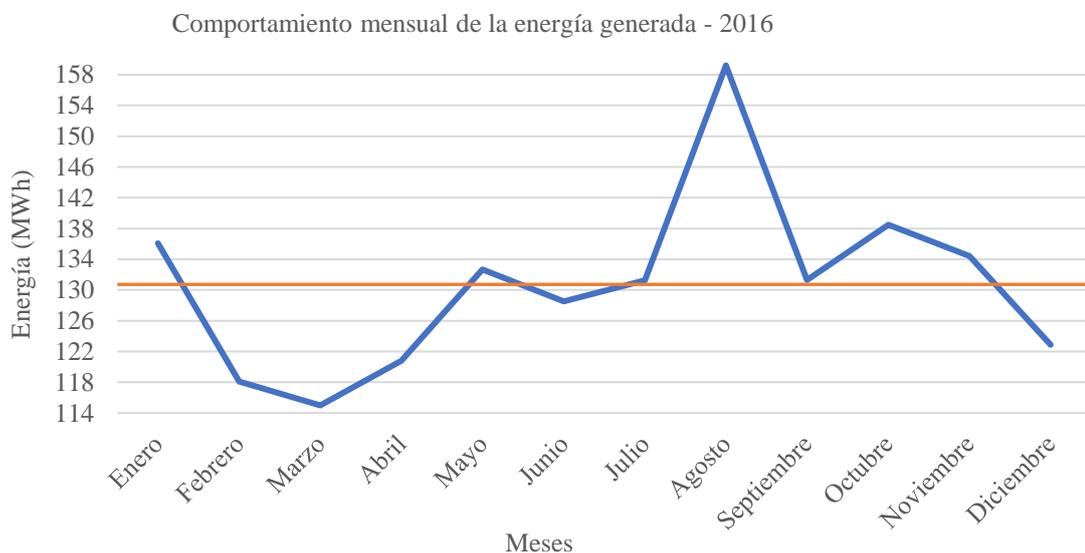


Figura 16. Comportamiento mensual de la energía generada – 2016.

Fuente: Autor.

11.7. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2017

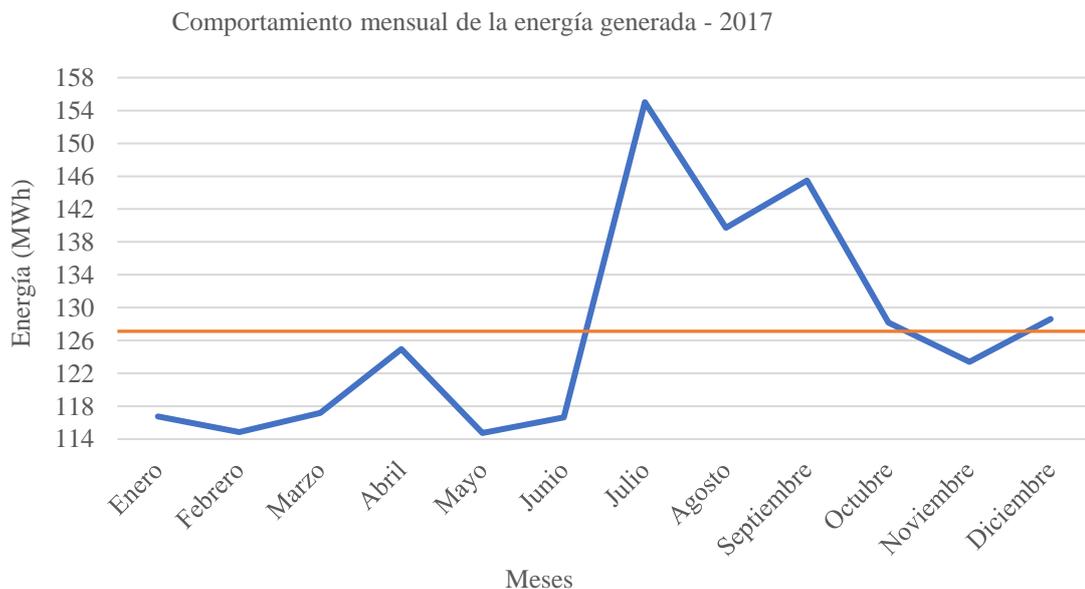
La tabla 10 obtenida mediante el anexo 4, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a julio con 154,52 MWh generados.

Tabla 10. Energía producida durante el año 2017.

Energía producida durante el período 2017			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	116,26
2	Febrero	28	114,34
3	Marzo	31	116,69
4	Abril	30	124,44
5	Mayo	31	114,24
6	Junio	30	116,14
7	Julio	31	154,52
8	Agosto	31	139,22
9	Septiembre	30	144,97
10	Octubre	31	127,67
11	Noviembre	30	122,89
12	Diciembre	31	128,09
Promedio mensual		30,42	126,62
Total anual		365	1.519,48
Total anual (GWh)			1,52

Fuente: Autor.

De enero a junio la producción de electricidad se encuentra por debajo de la media mensual de 126 MWh aproximadamente (véase tabla 10). La generación presenta un pico en julio de 154 MWh (ver figura 17), a partir del cual, la curva exhibe una tendencia a la disminución hasta noviembre y un leve incremento durante diciembre.

**Figura 17.** Comportamiento mensual de la energía generada – 2017.

Fuente: Autor.

11.8. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2018

La tabla 11 obtenida mediante el anexo 5, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a agosto con 171,28 MWh generados.

Tabla 11. Energía producida durante el año 2018.

Energía producida durante el período 2018			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	131,03
2	Febrero	28	139,84
3	Marzo	31	128,70
4	Abril	30	116,05
5	Mayo	31	110,67
6	Junio	30	113,33
7	Julio	31	132,41
8	Agosto	31	171,28
9	Septiembre	30	149,92
10	Octubre	31	138,12
11	Noviembre	30	113,66
12	Diciembre	31	134,23
Promedio mensual		30,42	131,60
Total anual		365	1.579,25
Total anual (GWh)			1,58

Fuente: Autor.

El comportamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red, presenta una tendencia a la disminución durante el periodo febrero – mayo de 139 MWh a 110 MWh (ver figura 18). La producción de electricidad a lo largo de este lapso de tiempo hasta julio es inferior al promedio mensual de 131 MWh aproximadamente.

Únicamente en febrero, agosto, septiembre y octubre la generación es superior a la media mensual, por el contrario, tanto noviembre como diciembre la producción vuelve hacer inferior al promedio.

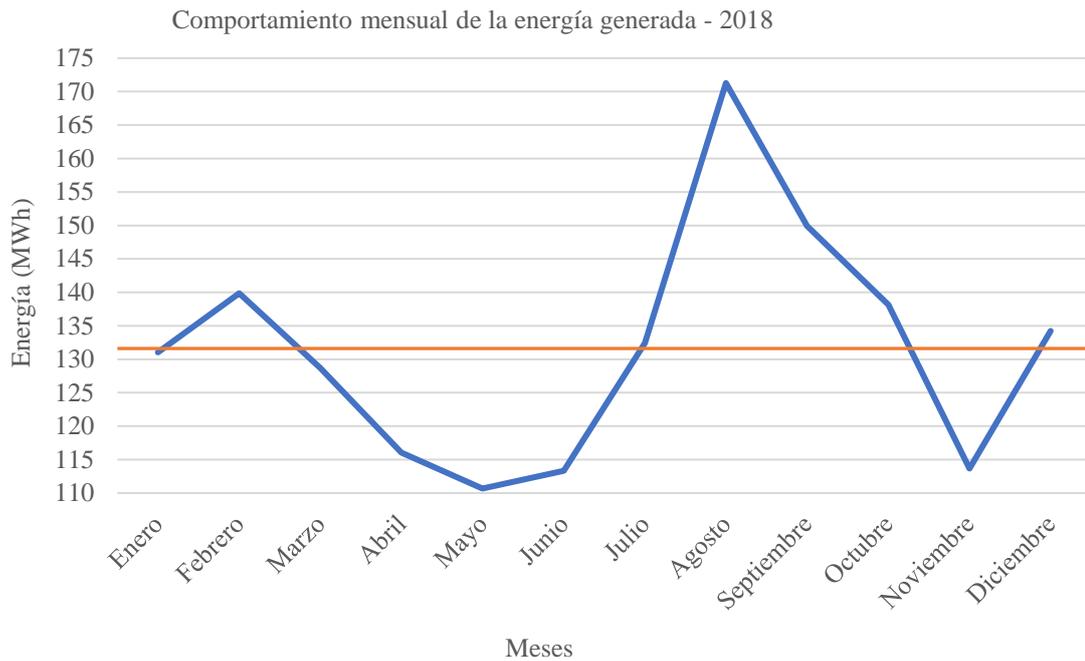


Figura 18. Comportamiento mensual de la energía generada – 2018.

Fuente: Autor.

11.9. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2019

La tabla 12 obtenida mediante el anexo 6, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a agosto con 159,76 MWh generados.

Tabla 12. Energía producida durante el año 2019.

Energía producida durante el período 2019			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	140,22
2	Febrero	28	107,58
3	Marzo	31	123,85
4	Abril	30	112,18
5	Mayo	31	113,07
6	Junio	30	128,50
7	Julio	31	134,33
8	Agosto	31	159,76
9	Septiembre	30	141,62
10	Octubre	31	116,51
11	Noviembre	30	119,30
12	Diciembre	31	111,69
Promedio mensual		30,42	125,72
Total anual		365	1.508,61
Total anual (GWh)			1,51

Fuente: Autor.

Enero presenta una producción de energía alrededor de 140 MWh y superior al valor medio mensual de 125 MWh aproximadamente, no obstante, durante el periodo de febrero – junio la generación es inferior al promedio con un mínimo de 107 MWh.

Durante 3 meses comprendidos por julio, agosto y septiembre, la generación de electricidad es superior al promedio mensual (véase tabla 12), con un pico alrededor de 159 MWh, a partir del cual empieza a descender hasta los 111 MWh como se aprecia en la figura 19.



Figura 19. Comportamiento mensual de la energía generada – 2019.

Fuente: Autor.

11.10. Comportamiento mensual de la energía producida durante el periodo 2020

La tabla 13 obtenida mediante el anexo 7, presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, en la cual se evidencia el mes más favorable correspondiente a octubre con 141,28 MWh generados.

Tabla 13. Energía producida durante el año 2020.

Energía producida durante el período 2020			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
1	Enero	31	138,59
2	Febrero	29	114,21
3	Marzo	31	117,51
4	Abril	30	103,71
5	Mayo	31	106,24

Energía producida durante el período 2020			
N°	Mes	Día/mes	Mensual (MWh)
6	Junio	30	105,31
7	Julio	31	113,55
8	Agosto	31	137,96
9	Septiembre	30	132,52
10	Octubre	31	141,28
11	Noviembre	30	118,06
12	Diciembre	31	117,10
Promedio mensual		30,50	120,50
Total anual		366	1.446,04
Total anual (GWh)			1,45

Fuente: Autor.

Enero presenta una producción de energía alrededor de 139 MWh y superior al valor medio mensual de 120 MWh aproximadamente, no obstante, durante el periodo de febrero – julio la generación es inferior al promedio con un mínimo de 103 MWh.

Durante el periodo agosto – octubre, la generación de electricidad es superior al promedio mensual (véase tabla 13), con un pico alrededor de 141 MWh, a partir del cual empieza a descender hasta los 117 MWh como se aprecia en la figura 20.

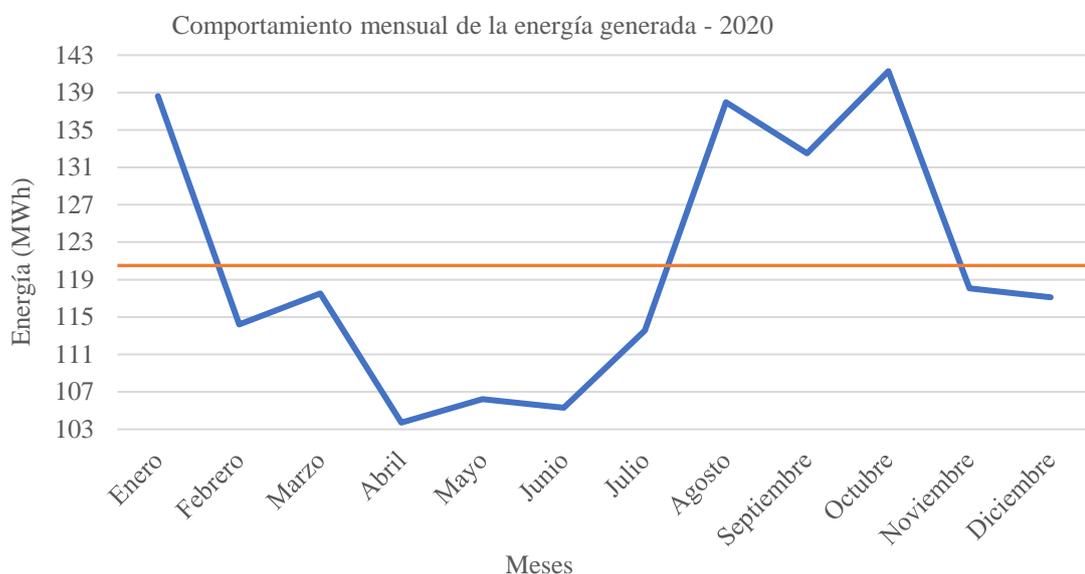


Figura 20. Comportamiento mensual de la energía generada – 2020.

Fuente: Autor.

11.11. Comportamiento anual de la energía producida

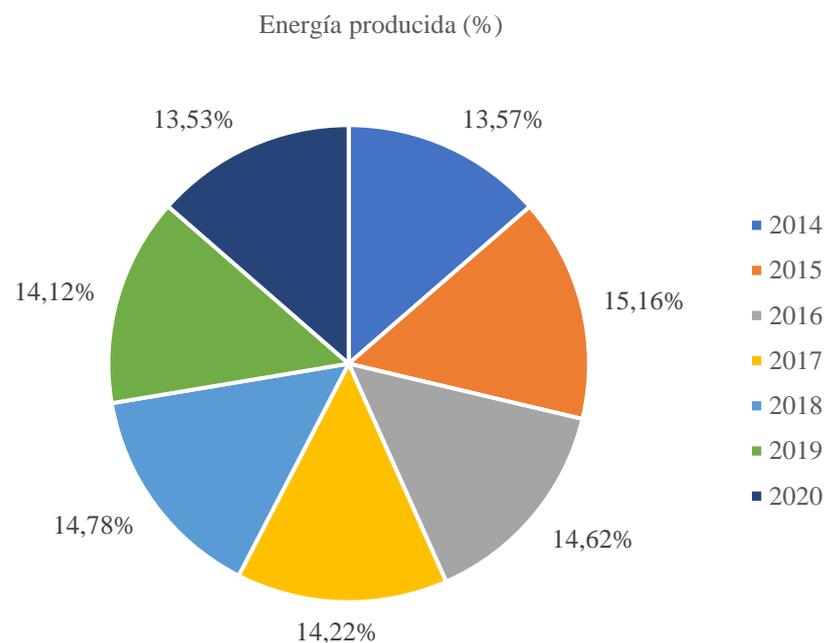
La tabla 14 presenta la energía producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red durante el periodo 2014 – 2020, en la cual se evidencia el año más favorable correspondiente al 2015 con 1,62 GWh generados.

Tabla 14. Energía producida en el periodo 2014 – 2020.

Energía producida en el periodo 2014 - 2020				
Empresa	Tipo generación	Año	Energía producida (GWh)	Energía producida (%)
Privada	Solar	2014	1,45	13,57%
		2015	1,62	15,16%
		2016	1,56	14,62%
		2017	1,52	14,22%
		2018	1,58	14,78%
		2019	1,51	14,12%
		2020	1,45	13,53%
Total			10,69	100,00%

Fuente: Autor.

La figura 21 tiene como finalidad presentar en porcentaje la producción de energía eléctrica durante el periodo 2014 – 2020, donde, el 2015 representa el 15,16 % de la generación total de electricidad, seguido del 2018 con 14,78 %. Por otra parte, el año más desfavorable corresponde al 2020 cuyo valor porcentual equivale al 13,53 %.

**Figura 21.** Producción de energía en tanto por ciento 2014 – 2020.

Fuente: Autor.

Durante el año 2014 la producción de energía de la planta fotovoltaica está alrededor de 1.4 GWh, esto se debe principalmente por el inicio de la operación comercial que ocurrió en febrero. El 2015 presenta la mayor generación de electricidad conjuntamente con el 2018, los años restantes tienden a disminuir según la figura 22.

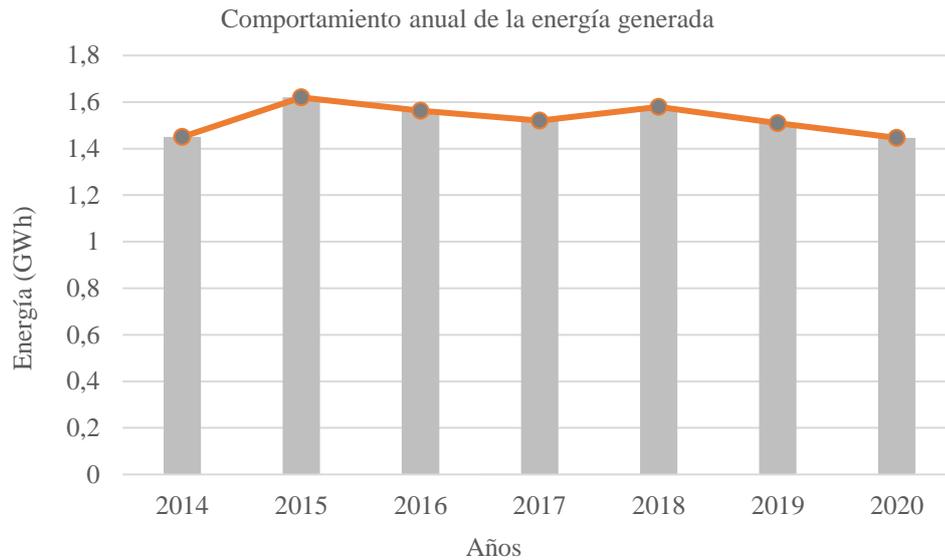


Figura 22. Comportamiento anual de la energía generada 2014 – 2020.

Fuente: Autor.

11.12. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2014

La tabla 15 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a julio con 21,75 %.

Tabla 15. Factor de planta del periodo 2014.

Factor de planta del periodo 2014							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
2	Febrero	23	1	24	552	93,98	17,02
3	Marzo	31		24	744	114,50	15,39
4	Abril	30		24	720	125,90	17,49
5	Mayo	31		24	744	125,32	16,84
6	Junio	30		24	720	128,02	17,78
7	Julio	31		24	744	161,82	21,75
8	Agosto	31		24	744	152,32	20,47
9	Septiembre	30		24	720	141,11	19,60
10	Octubre	31		24	744	142,40	19,14
11	Noviembre	30		24	720	132,50	18,40
12	Diciembre	31		24	744	138,18	18,57
Promedio mensual		29,91				717,82	132,37
Total anual		329			7.896	1.456,04	18,44

Fuente: Autor.

El comportamiento del factor de planta presenta una disminución durante el mes de febrero del 2% aproximadamente, con tendencia al aumento en el periodo marzo – junio, sin embargo, el

porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación a lo largo de este lapso de tiempo es inferior al promedio mensual (véase figura 23).

Desde julio el factor de capacidad es superior al promedio mensual de aproximadamente 18 % (ver tabla 15), a partir del cual, la curva tiende a decrecer hasta noviembre con un ligero aumento en diciembre.

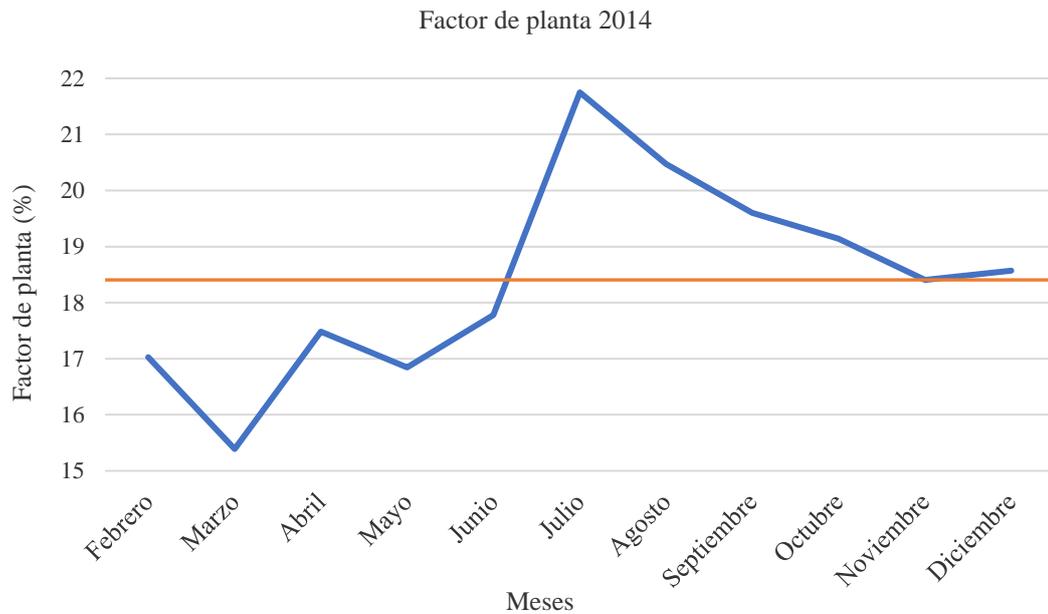


Figura 23. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2014.

Fuente: Autor.

11.13. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2015

La tabla 16 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a septiembre con 22,46 %.

Tabla 16. Factor de planta del periodo 2015.

Factor de planta del periodo 2015							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	138,23	18,58
2	Febrero	28		24	672	133,02	19,79
3	Marzo	31		24	744	128,51	17,27
4	Abril	30		24	720	116,63	16,20
5	Mayo	31		24	744	113,41	15,24
6	Junio	30		24	720	133,86	18,59
7	Julio	31		24	744	137,73	18,51
8	Agosto	31		24	744	159,55	21,44
9	Septiembre	30		24	720	161,68	22,46

Factor de planta del periodo 2015							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
10	Octubre	31		24	744	128,91	17,33
11	Noviembre	30		24	720	122,31	16,99
12	Diciembre	31		24	744	145,77	19,59
Promedio mensual		30,42			730	134,97	18,50
Total anual		365			8.760	1.619,60	18,49

Fuente: Autor.

El comportamiento del factor de planta tiende a aumentar durante el mes de enero en aproximadamente 2%, con tendencia a disminuir a lo largo del periodo febrero – mayo y situándose por debajo del promedio mensual, inclusive alcanza como porcentaje de utilización mínimo el 15 % (véase figura 24).

Desde junio a septiembre el factor de capacidad es superior al promedio mensual de aproximadamente 18 % (ver tabla 16), a partir del cual, la curva tiende a decrecer hasta noviembre con un aumento en diciembre de casi 3 %.

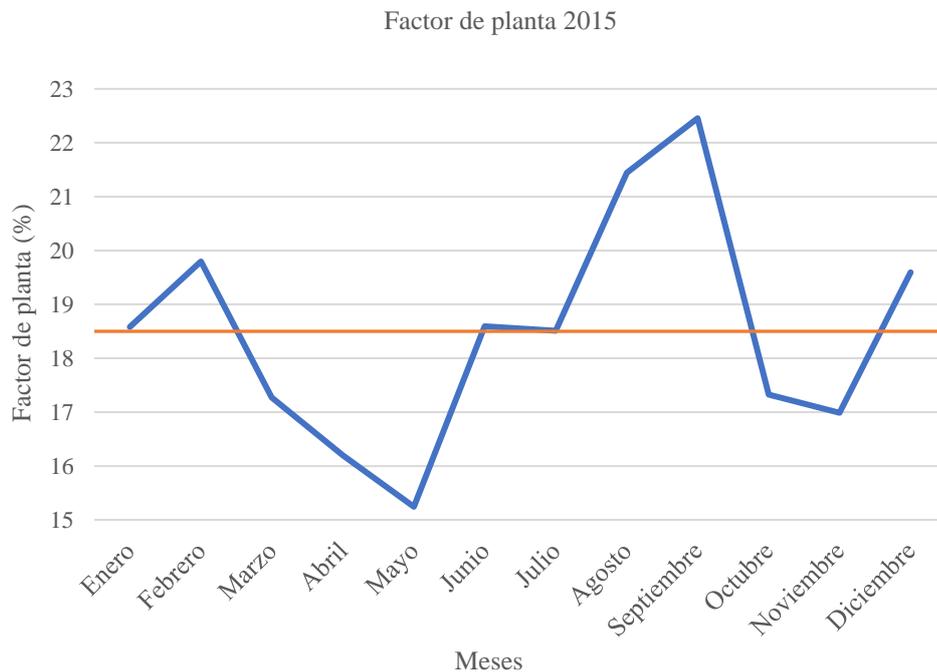


Figura 24. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2015.

Fuente: Autor.

11.14. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2016

La tabla 17 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a agosto con 21,33 %.

Tabla 17. Factor de planta del periodo 2016.

Factor de planta del periodo 2016							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	135,58	18,22
2	Febrero	29		24	696	117,57	16,89
3	Marzo	31		24	744	114,49	15,39
4	Abril	30		24	720	120,28	16,71
5	Mayo	31		24	744	132,17	17,76
6	Junio	30		24	720	128,00	17,78
7	Julio	31		24	744	130,74	17,57
8	Agosto	31		24	744	158,72	21,33
9	Septiembre	30		24	720	130,82	18,17
10	Octubre	31		24	744	137,99	18,55
11	Noviembre	30		24	720	133,93	18,60
12	Diciembre	31		24	744	122,39	16,45
Promedio mensual		30,50			732	130,22	17,79
Total anual		366			8.784	1.562,67	17,79

Fuente: Autor.

El comportamiento del factor de planta presenta una tendencia a la disminución durante el periodo enero – marzo, con un incremento en abril – junio del 15 % al 17% aproximadamente (ver figura 25). El porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación a lo largo de este lapso de tiempo es inferior al promedio mensual de casi 18 %. En el mes de julio el factor de planta decae, a partir del cual se mantiene por encima de la media hasta noviembre con un pico en agosto alrededor del 21 %, finalmente, durante diciembre disminuye al 16 %.

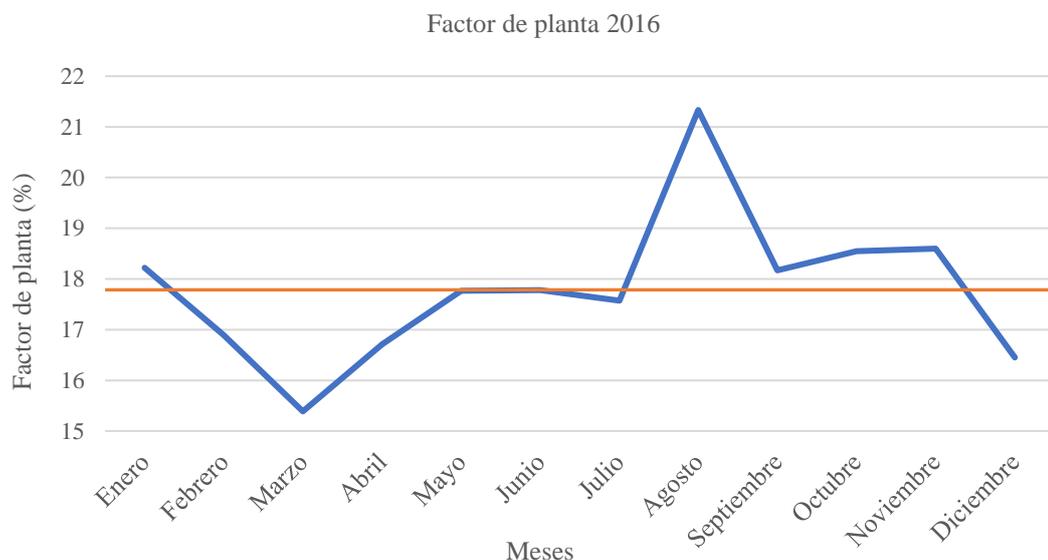


Figura 25. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2016.

Fuente: Autor.

11.15. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2017

La tabla 18 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a julio con 20,77 %.

Tabla 18. Factor de planta del periodo 2017.

Factor de planta del periodo 2017							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	116,26	15,63
2	Febrero	28		24	672	114,34	17,01
3	Marzo	31		24	744	116,69	15,68
4	Abril	30		24	720	124,44	17,28
5	Mayo	31		24	744	114,24	15,36
6	Junio	30		24	720	116,14	16,13
7	Julio	31		24	744	154,52	20,77
8	Agosto	31		24	744	139,22	18,71
9	Septiembre	30		24	720	144,97	20,13
10	Octubre	31		24	744	127,67	17,16
11	Noviembre	30		24	720	122,89	17,07
12	Diciembre	31		24	744	128,09	17,22
Promedio mensual		30,42			730	126,62	17,35
Total anual		365			8.760	1.519,48	17,35

Fuente: Autor.

De enero a junio el factor de planta se encuentra por debajo de la media mensual del 17 % aproximadamente (véase tabla 18). El porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación presenta un pico en julio del 20 % (ver figura 26), a partir del cual, la curva exhibe una tendencia a la disminución hasta noviembre y un leve incremento durante diciembre.

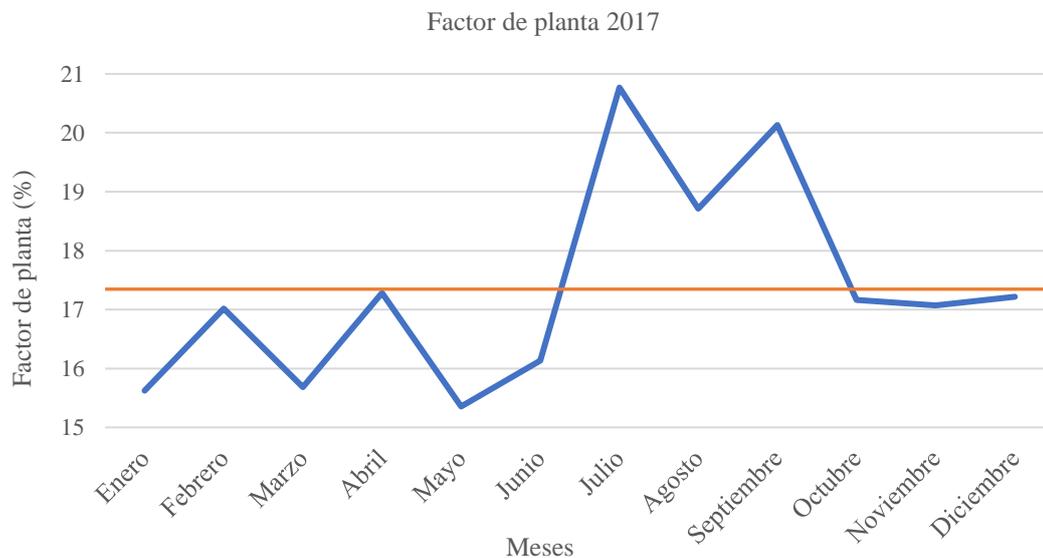


Figura 26. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2017.

Fuente: Autor.

11.16. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2018

La tabla 19 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a agosto con 23,02 %.

Tabla 19. Factor de planta del periodo 2018.

Factor de planta del periodo 2018							
Nº	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	131,03	17,61
2	Febrero	28		24	672	139,84	20,81
3	Marzo	31		24	744	128,70	17,30
4	Abril	30		24	720	116,05	16,12
5	Mayo	31		24	744	110,67	14,88
6	Junio	30		24	720	113,33	15,74
7	Julio	31		24	744	132,41	17,80
8	Agosto	31		24	744	171,28	23,02
9	Septiembre	30		24	720	149,92	20,82
10	Octubre	31		24	744	138,12	18,56
11	Noviembre	30		24	720	113,66	15,79
12	Diciembre	31		24	744	134,23	18,04
Promedio mensual		30,42			730	131,60	18,04
Total anual		365			8.760	1.579,25	18,03

Fuente: Autor.

El factor de planta presenta una tendencia a la disminución durante el periodo febrero – mayo del 21 % al 15 % (ver figura 27). El porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación a lo largo de este lapso de tiempo hasta julio es inferior al promedio mensual del 18 % aproximadamente. Únicamente a lo largo de febrero, agosto, septiembre y octubre el factor de capacidad es superior a la media mensual. En noviembre vuelve hacer inferior al promedio, pero durante diciembre sus valores porcentuales se igualan.

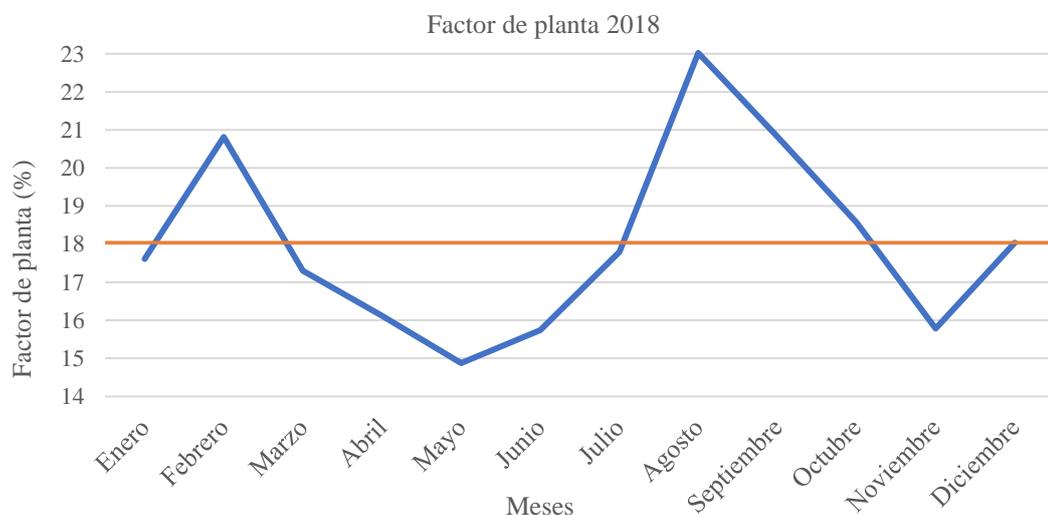


Figura 27. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2018.

Fuente: Autor.

11.17. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2019

La tabla 20 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a agosto con 21,47 %.

Tabla 20. Factor de planta del periodo 2019.

Factor de planta del periodo 2019							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	140,22	18,85
2	Febrero	28		24	672	107,58	16,01
3	Marzo	31		24	744	123,85	16,65
4	Abril	30		24	720	112,18	15,58
5	Mayo	31		24	744	113,07	15,20
6	Junio	30		24	720	128,50	17,85
7	Julio	31		24	744	134,33	18,06
8	Agosto	31		24	744	159,76	21,47
9	Septiembre	30		24	720	141,62	19,67
10	Octubre	31		24	744	116,51	15,66
11	Noviembre	30		24	720	119,30	16,57
12	Diciembre	31		24	744	111,69	15,01
Promedio mensual		30,42			730	125,72	17,21
Total anual		365			8.760	1.508,61	17,22

Fuente: Autor.

El factor de planta presenta una tendencia a la disminución durante el periodo enero – mayo del 19 % al 15 % (ver figura 28). El porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación desde febrero hasta mayo es inferior al promedio mensual del 17 % aproximadamente. A lo largo de junio, julio, agosto y septiembre el factor de capacidad es superior a la media mensual. No obstante, en el periodo octubre – diciembre vuelve hacer inferior al promedio, pero durante noviembre existe un incremento de su valor porcentual.

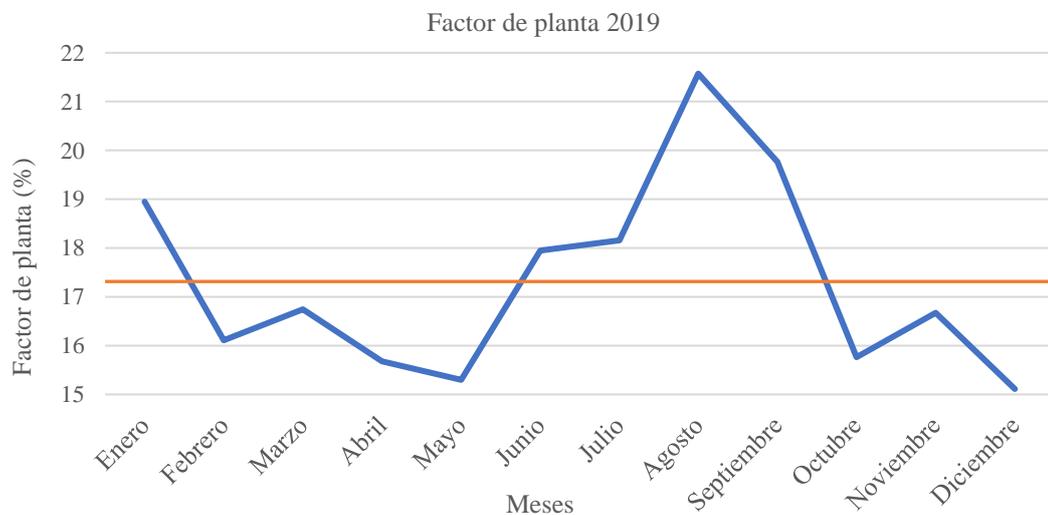


Figura 28. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2019.

Fuente: Autor.

11.18. Comportamiento mensual del factor de planta durante el periodo 2020

La tabla 21 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante un periodo anual, donde se evidencia el mes de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación en función del tiempo, correspondiente a octubre con 18,99 %.

Tabla 21. Factor de planta del periodo 2020.

Factor de planta del periodo 2020							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	138,59	18,63
2	Febrero	29		24	696	114,21	16,41
3	Marzo	31		24	744	117,51	15,79
4	Abril	30		24	720	103,71	14,40
5	Mayo	31		24	744	106,24	14,28
6	Junio	30		24	720	105,31	14,63
7	Julio	31		24	744	113,55	15,26
8	Agosto	31		24	744	137,96	18,54
9	Septiembre	30		24	720	132,52	18,41
10	Octubre	31		24	744	141,28	18,99
11	Noviembre	30		24	720	118,06	16,40
12	Diciembre	31		24	744	117,10	15,74
Promedio mensual		30,50			732	120,50	16,46
Total anual		366			8.784	1.446,04	16,46

Fuente: Autor.

El factor de planta presenta una tendencia a la disminución durante el periodo enero – mayo del 18 % al 14 % (ver figura 29). El porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación a lo largo de febrero, marzo, abril mayo, junio hasta julio es inferior al promedio mensual del 16 % aproximadamente. Únicamente a lo largo de enero, agosto, septiembre y octubre el factor de capacidad es superior a la media mensual con un pico cerca del 19 %. Tanto en noviembre como diciembre vuelve hacer inferior al promedio.

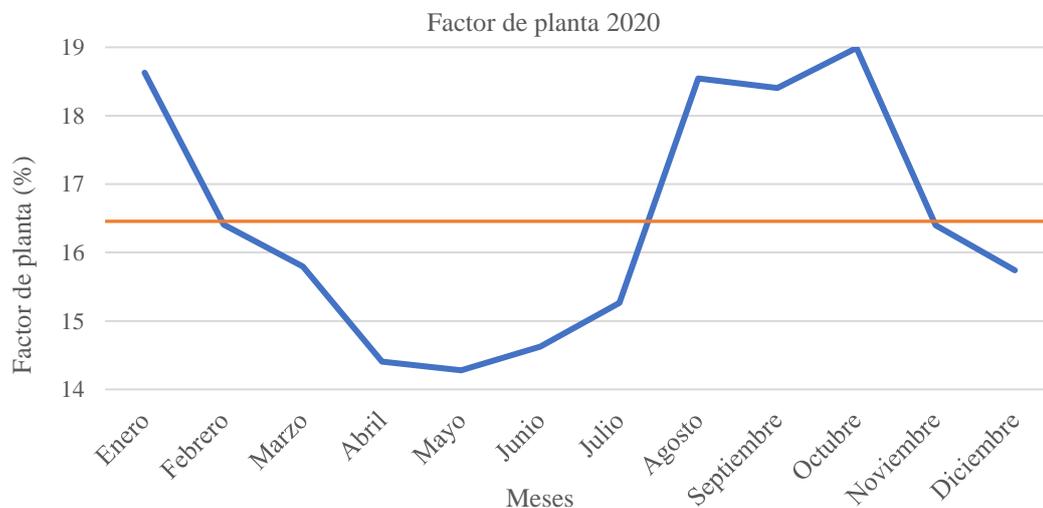


Figura 29. Comportamiento mensual del factor de planta referente al 2020.

Fuente: Autor.

11.19. Comportamiento anual del factor de planta

La tabla 22 presenta el factor de planta del sistema fotovoltaico conectado a la red durante el periodo 2014 – 2020, en la cual se evidencia el año de mayor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación correspondiente al 2015 con el 18,49 %.

Tabla 22. Factor de planta 2014 – 2020.

Factor de planta 2014 - 2020			
Empresa	Tipo generación	Año	Factor de planta (%)
Privada	Solar	2014	18,44
		2015	18,49
		2016	17,79
		2017	17,35
		2018	18,03
		2019	17,22
		2020	16,46

Fuente: Autor.

Durante los años 2014, 2015 y 2018 el factor de planta de la central fotovoltaica está alrededor del 18 %. El año 2017 presenta el menor porcentaje de utilización de la capacidad nominal de generación con un valor del 17 %. Según la figura 30 desde el inicio de la operación comercial hasta el 2020, a nivel general este parámetro tiende a disminuir.

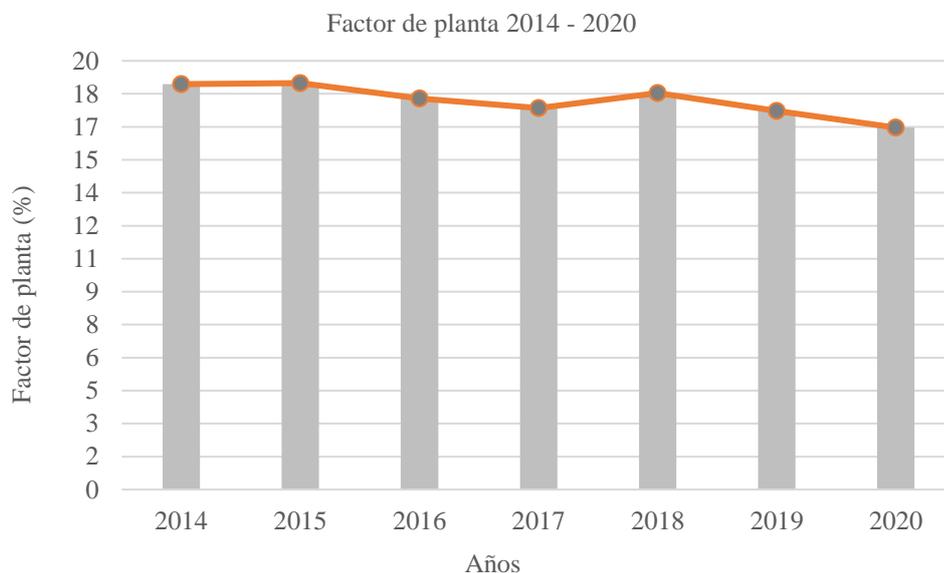


Figura 30. Comportamiento anual del factor de planta 2014 – 2020.

Fuente: Autor.

11.20. Ubicación de la planta fotovoltaica acorde a los niveles de radiación

A fin de obtener la radiación solar para el emplazamiento donde actualmente está instalado el proyecto se usó el software meteonorm versión demo v8.0.3 (anexo 8) [33]. La tabla 23 muestra

los resultados obtenidos del programa al considerar 10° de inclinación del panel fotovoltaico, azimut de 23° y la ubicación geográfica descrita en la tabla 6.

De acuerdo a la tabla 23, agosto tiene la mayor radiación global sobre superficie inclinada cuyo valor es 186 kWh/m², sin embargo, tanto febrero como noviembre poseen menor irradiancia con 123 kWh/m². Además, el total anual de Gk resulta 1.792 kWh/m² y un promedio mensual de 149,3333 kWh/m².

Tabla 23. Radiación existente en la ubicación actual del proyecto fotovoltaico.

	Software MeteoNorm v8.0.3	
	Inclinación de 10° y azimut de 23°	
	Radiación global horizontal (Gh) [kWh/m ²]	Radiación global sobre superficie inclinada (Gk) [kWh/m ²]
Enero	157	165
Febrero	121	123
Marzo	153	152
Abril	150	145
Mayo	166	156
Junio	161	148
Julio	169	157
Agosto	195	186
Septiembre	160	158
Octubre	128	130
Noviembre	121	123
Diciembre	140	148
Total Anual [kWh/m ²]	1.819	1.792
Promedio mensual [kWh/m ²]	151,5833	149,3333

Fuente: [33].

La tabla 24 presenta la ubicación geográfica tanto en grados decimales como grados – minutos – segundos del emplazamiento propuesto para el proyecto fotovoltaico, al considerar niveles de radiación solar, pendientes, hidrología, áreas urbanas, espacios naturales protegidos, acceso a la red de suministro eléctrico y vial.

Tabla 24. Ubicación geográfica del emplazamiento propuesto para el proyecto fotovoltaico.

Coordenadas geográficas		
Sistema / Coordenadas esféricas	Latitud	Longitud
Grados decimales	0.017472	-78.323806
Grados – minutos – segundos	0°01'02.9" N	78°19'25.7" O

Fuente: [29].



Figura 31. Ubicación propuesta para la planta solar.

Fuente: [29].

La tabla 25 muestra los resultados obtenidos del software MeteoNorm v8.0.3 al considerar 10° de inclinación del panel fotovoltaico, azimut de 23° y la ubicación geográfica descrita en la tabla 24, donde, se visualiza que agosto tiene la mayor radiación global sobre superficie inclinada cuyo valor es 196 kWh/m^2 , sin embargo, noviembre posee menor irradiancia con 124 kWh/m^2 . Además, el total anual de G_k resulta 1.846 kWh/m^2 y un promedio mensual de $153,8333 \text{ kWh/m}^2$.

Tabla 25. Radiación existente en la ubicación propuesta para el proyecto fotovoltaico.

	Software MeteoNorm v8.0.3	
	Inclinación de 10° y azimut de 23°	
	Radiación global horizontal (G_h) [kWh/m ²]	Radiación global sobre superficie inclinada (G_k) [kWh/m ²]
Enero	160	161
Febrero	129	129
Marzo	157	157
Abril	154	153
Mayo	167	166
Junio	160	159
Julio	168	167
Agosto	196	196
Septiembre	163	162
Octubre	134	134
Noviembre	124	124
Diciembre	142	143
Total Anual [kWh/m ²]	1.846	1.846
Promedio mensual [kWh/m ²]	153,8333	153,8333

Fuente: [33].

La generación de electricidad al depender mayoritariamente de la radiación solar, la selección del emplazamiento es primordial para obtener adecuados niveles de irradiación que permitan alcanzar una mayor producción de energía eléctrica.

Conforme se visualiza en la figura 32, el emplazamiento actual del proyecto fotovoltaico no es el adecuado con base a los niveles de radiación. La ubicación propuesta presenta durante los meses de febrero a noviembre valores de irradiación G_k superiores, lo cual implica un aumento de la generación de electricidad lo que conlleva al incremento del factor de planta.

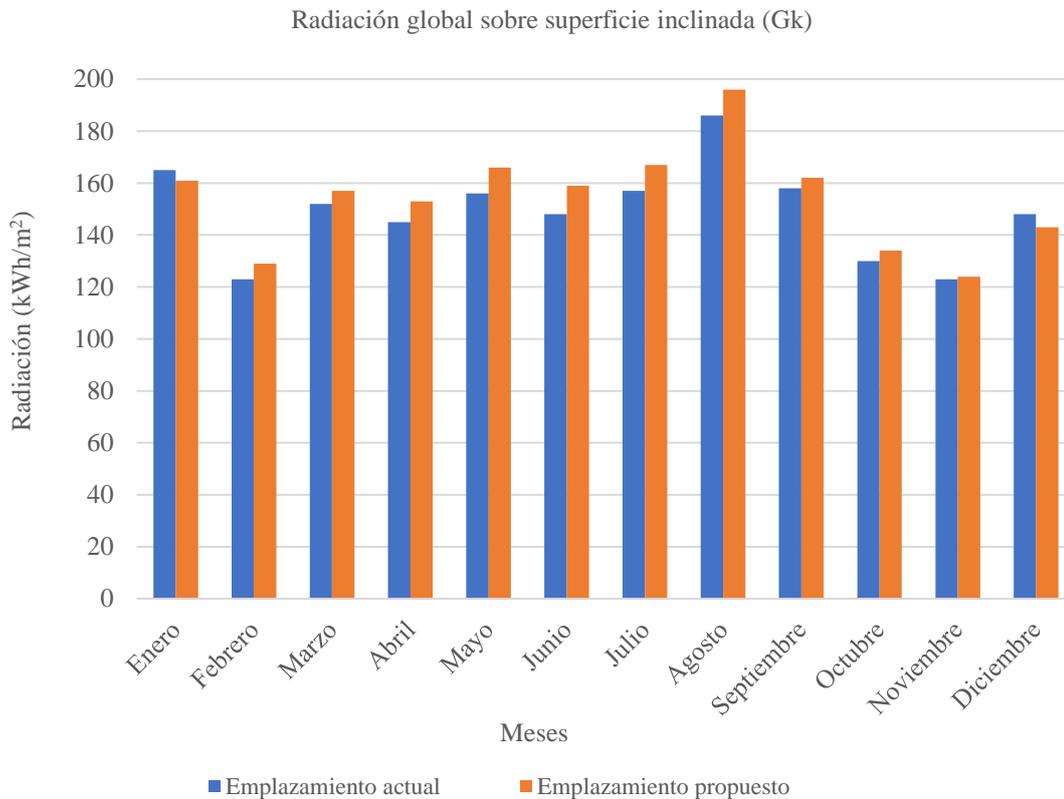


Figura 32. Radiación global sobre superficie inclinada por emplazamiento.

Fuente: Autor.

11.21. Sobredimensionamiento de la potencia pico

La evaluación del sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico interconectado a la red se lo realiza con base a la potencia pico y nominal, así, al considerar los datos expuestos en el apartado 10.2, 10.3, son obtenidos los valores detallados a continuación [34]:

$$P_s = (n_p)(P_{\text{pico}}) \quad (6)$$

Donde:

P_s : potencia pico (kWp).

n_p : número total de paneles.

P_{pico} : potencia pico del módulo fotovoltaico (W_p).

$$P_s = (4.320)(250 W_p)$$

$$P_s = 1.080.000 W_p = 1.080 \text{ kWp}$$

Mediante la ecuación 7, se calcula la potencia nominal del sistema fotovoltaico bajo estudio.

$$P_n = (n_{\text{inv}})(P_{\text{inv}}) \quad (7)$$

Donde:

P_n : potencia nominal (kW).

n_{inv} : número total de inversores.

P_{inv} : potencia del inversor (kW).

$$P_n = (20)(50 \text{ kW})$$

$$P_n = 1000 \text{ kWp}$$

Con base a la ecuación 8, se determina el sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico.

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia pico}}{\text{Potencia nominal}} \quad (8)$$

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{1.080 \text{ kWp}}{1000 \text{ kWp}}$$

$$\text{Sobredimensionamiento} = 1,08 = 8 \%$$

En conclusión, la planta fotovoltaica conectada a la red de suministro eléctrico presenta un sobredimensionamiento del 8 % lo que puede resultar beneficioso, pues, al aumentar la potencia pico del parque solar la generación de electricidad tiende a incrementarse.

11.21.1. Comparativa de la producción – sobredimensionamiento

A partir del proyecto fotovoltaico bajo estudio, se presenta varias alternativas de diferentes valores de sobredimensionamiento en el rango del 10 % al 30%, con la finalidad de evaluar el efecto real sobre la producción de electricidad.

A través de la ecuación 9, se calcula la potencia pico del sistema ($P_{s \ 10\%}$) para un sobredimensionamiento del 10 %.

$$P_{s \ 10\%} = 110\% (P_s) \quad (9)$$

$$P_{s \ 10\%} = 110\% (1.080 \text{ kWp})$$

$$P_{s\ 10\%} = 1.188\ \text{kWp}$$

Por lo cual, el número de paneles que se requiere son determinados como la relación entre la potencia pico sobredimensionada ($P_{s\ 10\%}$) y la correspondiente al módulo fotovoltaico de 250 Wp.

$$n_p = \frac{P_{s\ 10\%}}{P_{\text{pico}}} \quad (10)$$

$$n_p = \frac{1.188\ \text{kWp}}{250\ \text{W}_p}$$

$$n_p = 4.752\ \text{paneles}$$

A fin de obtener la producción de electricidad anual al considerar el respectivo sobredimensionamiento de la potencia pico se usó el software PVsyst versión demo v7.1 (anexo 9) [35]. La tabla 26 muestra los resultados obtenidos del programa y los cálculos efectuados de cada valor de P_s sobredimensionada.

Tabla 26. Potencia pico sobredimensionada y producción del sistema.

Potencia pico del panel (Wp)	Potencia pico inicial (kWp)	Sobredimensionamiento (%)	Potencia pico sobredimensionada (kWp)	Cantidad de paneles	Producción (MWh/año)
250	1.080	10,0%	1.188	4.752	1.978
		12,5%	1.215	4.860	2.020
		15,1%	1.243	4.972	2.060
		17,7%	1.271	5.084	2.099
		20,1%	1.297	5.188	2.136
		22,5%	1.323	5.292	2.171
		25,0%	1.350	5.400	2.207
		25,5%	1.355	5.420	2.213

Fuente: [35].

A la vista de la figura 33, se evidencia que al realizar un mayor sobredimensionamiento de la potencia pico del sistema la capacidad de producción del parque fotovoltaico aumenta, sin embargo, para valores superiores al 25 % (2.200 MWh aproximadamente) la generación de electricidad anual no presenta incrementos.

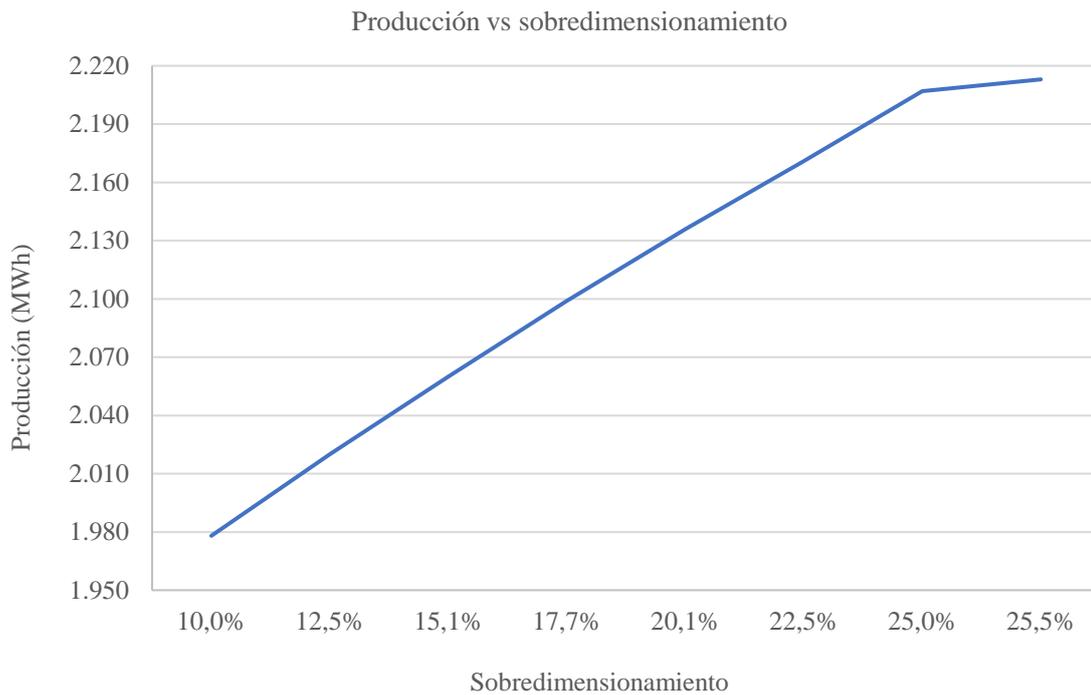


Figura 33. Comparativa producción – sobredimensionamiento.

Fuente: Autor.

11.21.2. Comparativa de la producción específica – sobredimensionamiento

La producción específica determinada mediante la ecuación 11, indica la cantidad de energía obtenida por cada unidad de potencia pico instalada [34]. A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo y contrastado con los resultados dados por el software PVsyst demo v7.1.

$$P_e = \frac{E_p}{P_s} \quad (11)$$

Donde:

P_e : producción específica (kWh/ kWp).

E_p : producción total anual (kWh).

P_s : potencia pico (kWp).

$$P_{e\ 10\%} = \frac{1.978.000\ \text{kWh}}{1.188\ \text{kW}_p}$$

$$P_{e\ 10\%} = 1.665\ \text{kWh/ kWp}$$

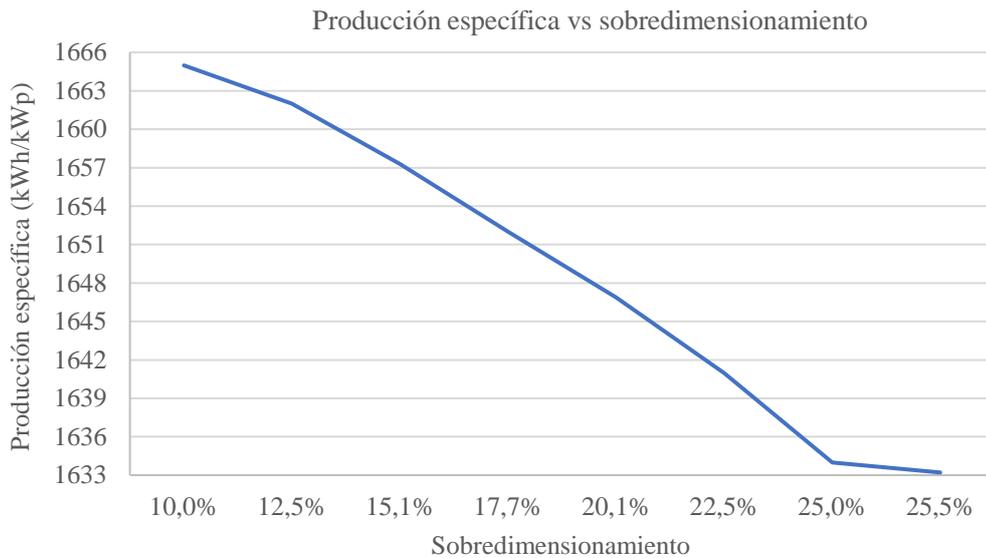
La tabla 27 presenta los cálculos efectuados para obtener la producción específica anual en función del tipo de sobredimensionamiento.

Tabla 27. Producción específica.

Sobredimensionamiento (%)	Producción del sistema (kWh/año)	Potencia pico sobredimensionada (kWp)	Producción específica (kWh/kWp)
10,0%	1.978.000	1.188	1.665
12,5%	2.020.000	1.215	1.662
15,1%	2.060.000	1.243	1.657
17,7%	2.099.000	1.271	1.652
20,1%	2.136.000	1.297	1.647
22,5%	2.171.000	1.323	1.641
25,0%	2.207.000	1.350	1.634
25,5%	2.213.000	1.355	1.633

Fuente: [35].

En la figura 34 se evidencia como la producción específica (kWh/kWp) tiende a disminuir conforme la potencia pico aumenta, es decir, según se incrementa el sobredimensionamiento baja la generación de energía eléctrica por cada kWp instalado.

**Figura 34.** Comparativa producción específica – sobredimensionamiento.

Fuente: Autor.

11.22. Análisis de la inclinación de los módulos fotovoltaicos y distancia entre bastidores

Para efectuar el presente análisis es preciso conocer ciertos datos del módulo fotovoltaico y del sistema, mismos que se describen en la tabla 28.

Tabla 28. Datos del sistema y del módulo fotovoltaico.

Datos del módulo fotovoltaico	
BLUESUN SOLAR BSM250P	
Ancho en metros (W)	0,992
Longitud en metros	1,65

Datos del módulo fotovoltaico	
BLUESUN SOLAR BSM250P	
Paneles unidos en el bastidor (n)	2
Potencia nominal (Wp)	250
Datos del sistema	
Número de paneles (np)	4.320
Potencia pico del sistema en kWp (Ps)	1.000
Ubicación de la instalación	Tocachi, Ecuador
Acimut	23°

Fuente: Autor.

11.22.1. Inclinación de los módulos fotovoltaicos

Primeramente, es necesario definir el ángulo de declinación máxima ($\delta = 23,4^\circ$) para evaluar el sistema durante condiciones extremas. Por otra parte, al encontrarse Tocachi, Ecuador en el hemisferio sur debe usarse la siguiente ecuación a fin de determinar la altura solar o elevación (α) [37].

$$\alpha = \frac{(90^\circ \pm \delta + \text{latitud})(\pi)}{180^\circ} \quad (12)$$

Al considerar la latitud de Tocachi, Ecuador de $0,0114^\circ$, y mediante la aplicación de la ecuación 12, se obtiene la altura solar máxima ($\alpha_{\text{máx}}$).

$$\alpha_{\text{máx}} = 90^\circ + 23,4^\circ + 0,0114^\circ = 113,4114^\circ$$

$$\alpha_{\text{máx}} = \frac{(113,4114^\circ)(\pi)}{180^\circ}$$

$$\alpha_{\text{máx}} = 1,9794 \text{ rad}$$

A través de la expresión 13 es posible estimar la inclinación máxima del panel ($\beta_{\text{máx}}$), la cual, asegura que los módulos fotovoltaicos se encuentren perfectamente perpendiculares al sol.

$$\beta_{\text{máx}} = 90^\circ - \alpha_{\text{máx}} \quad (13)$$

$$\beta_{\text{máx}} = 90^\circ - 113,4114^\circ = -23^\circ$$

Seguidamente, es definida la declinación mínima ($\delta = -23,4^\circ$) para evaluar el sistema durante condiciones mínimas. Al considerar la latitud de Tocachi, Ecuador de $0,0114^\circ$, y mediante la aplicación de la ecuación 12, se obtiene la altura solar mínima ($\alpha_{\text{mín}}$).

$$\alpha_{\text{mín}} = 90^\circ - 23,4^\circ + 0,0114^\circ = 66,6114^\circ$$

$$\alpha_{\text{mín}} = \frac{(66,6114^\circ)(\pi)}{180^\circ}$$

$$\alpha_{\text{mín}} = 1,1626 \text{ rad}$$

Mediante de la expresión 14 es posible calcular la inclinación mínima del panel ($\beta_{\text{mín}}$), la cual, asegura que los módulos fotovoltaicos se encuentren perpendiculares al sol.

$$\beta_{\text{mín}} = 90^\circ - \alpha_{\text{mín}} \quad (14)$$

$$\beta_{\text{mín}} = 90^\circ - 66,6114^\circ = 23^\circ$$

Consecuentemente, la inclinación del módulo fotovoltaico puede encontrarse dentro del rango de $\beta_{\text{máx}} = -23^\circ$ a $\beta_{\text{mín}} = 23^\circ$. Actualmente, su valor corresponde a 10° pero es recomendable que no sea menor a 15° , para permitir una autolimpieza del panel por parte del agua de lluvia y disminuir las pérdidas por suciedad, pues, las mismas ocasionarían la disminución de la generación de energía eléctrica, así como la reducción del factor de planta e inclusive posibles daños a los equipos [22], [20].

11.22.2. Distancia entre bastidores

11.22.2.1. Método 1 (pitágoras con respecto a la altura solar)

La distancia mínima requerida entre las filas (d) permite evitar sombreado de las filas posteriores por las delanteras. Ésta se obtiene a partir de la elevación solar ($\alpha_{\text{mín}}$), altura del módulo (h) y el ángulo de inclinación mínima del panel ($\beta_{\text{mín}}$) [18], [21], [38].

Mediante la ecuación 15 se determina la altura del módulo, donde, W expresa el ancho de un único panel y n es el número de paneles unidos en el mismo bastidor (véase tabla 26 para visualizar sus valores numéricos).

$$h = (W)[\sin(\beta_{\text{mín}})](n) \quad (15)$$

$$h = (0,992 \text{ m})[\sin(23^\circ)](2)$$

$$h = 0,78 \text{ m}$$

La distancia horizontal de una fila (d_1) se la calcula mediante la expresión 16.

$$d_1 = (W)[\cos(\beta_{\text{mín}})](n) \quad (16)$$

$$d_1 = (0,992 \text{ m})[\cos(23^\circ)](2)$$

$$d_1 = 1,82 \text{ m}$$

d_2 expresa la distancia entre filas de módulos y es determinada mediante la ecuación 17, donde, α_{\min} significa elevación solar mínima.

$$d_2 = \frac{h}{\tan(\alpha_{\min})} \quad (17)$$

$$d_2 = \frac{0,78 \text{ m}}{\tan(66,6114^\circ)}$$

$$d_2 = 0,34 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima requerida entre bastidores para evitar posible sombreado se obtiene como la sumatoria de d_1 y d_2 .

$$d = d_1 + d_2 \quad (18)$$

$$d = 1,82 \text{ m} + 0,34 \text{ m}$$

$$d = 2,16 \text{ m}$$

11.22.2.2. Método 2 (ángulo con respecto a la latitud)

En este método se debe determinar el ancho total del bastidor (W_T) mediante la anchura del panel fotovoltaico (W) y el número de módulos unidos en la misma estructura (n) [39].

$$W_T = (W)(n) \quad (19)$$

$$W_T = (0,992)(2)$$

$$W_T = 1,984 \text{ m}$$

La distancia entre bastidores (D) de extremo a extremo se obtiene mediante la ecuación 20.

$$D = \frac{(W_T) [\sin(180^\circ - \beta_{\min} - \alpha_{\min})]}{\sin(\alpha_{\min})} \quad (20)$$

$$D = \frac{(1,984 \text{ m}) [\sin(180^\circ - 23^\circ - 66,6114^\circ)]}{\sin(66,6114^\circ)}$$

$$D = 2,16 \text{ m}$$

Así, la distancia mínima requerida entre bastidores estimada mediante la metodología 1 y 2 corresponde a 2,16 m. Actualmente, su valor es 1,20 m produciéndose pérdidas por sombras, las mismas ocasionarían la disminución de la generación de electricidad, así como la reducción del factor de planta e inclusive posibles daños a los equipos.

11.23. Influencia de la temperatura sobre la potencia extraída del generador solar

11.23.1. Determinación del rango de temperatura mediante datos históricos

El análisis es efectuado durante un periodo mensual comprendido entre el 2009 – 2012, con la finalidad de seleccionar el rango de temperatura mediante el cual se evalúa su impacto sobre la potencia extraída del generador fotovoltaico. La tabla 29 presenta los históricos de temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento perteneciente a la planta solar.

Tabla 29. Temperatura máxima y mínima del periodo 2009 – 2012.

Mes - Año	Temperatura (°C)							
	2009		2010		2011		2012	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
Enero	20,4	9,1	23,4	8,8	21,4	8,1	20,3	8,6
Febrero	20,3	8,8	23,3	9,9	21,3	9,3	20,4	9,4
Marzo	22,0	8,9	23,6	9,4	21,0	8,7	22,5	9,6
Abril	21,8	8,9	22,3	9,8	20,3	9,2	21,6	8,9
Mayo	22,3	7,8	23,3	10,1	22,1	8,8	21,5	9,0
Junio	21,6	8,5	21,0	9,2	21,4	8,2	22,4	9,1
Julio	22,0	9,0	21,4	8,5	20,6	8,4	22,6	10,2
Agosto	22,4	8,6	21,8	8,0	22,1	8,2	22,6	9,1
Septiembre	23,1	9,6	22,6	8,0	22,5	8,6	23,0	9,8
Octubre	24,1	8,8	22,3	8,7	22,5	7,7	22,8	8,9
Noviembre	24,8	8,3	21,2	9,2	23,5	7,6	22,5	9,5
Diciembre	23,3	8,8	20,2	9,0	21,4	8,4	22,6	8,7
Valor anual	22,3	8,8	2,2	9,1	21,7	8,4	22,1	9,2

Fuente: [40], [41], [42], [43].

Conforme a la figura 35, se evidencia la temperatura máxima de 24 °C aproximadamente en el año 2009, durante el mes de noviembre.

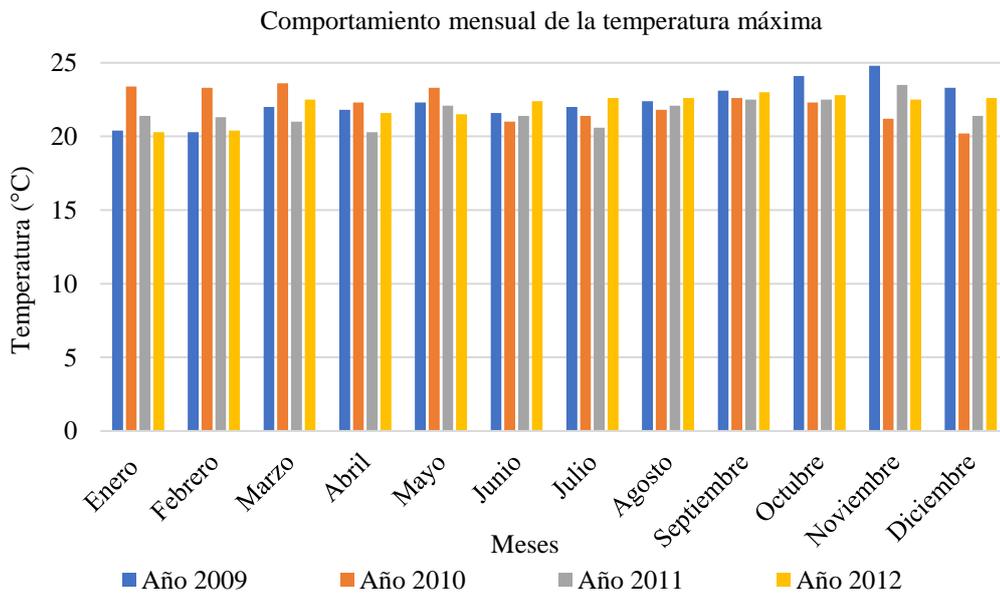


Figura 35. Comportamiento mensual de la temperatura máxima periodo 2009 – 2012.

Fuente: Autor.

Según la figura 36, se visualiza que la temperatura mínima de 7 °C aproximadamente ocurrió durante el mes de noviembre de 2011.

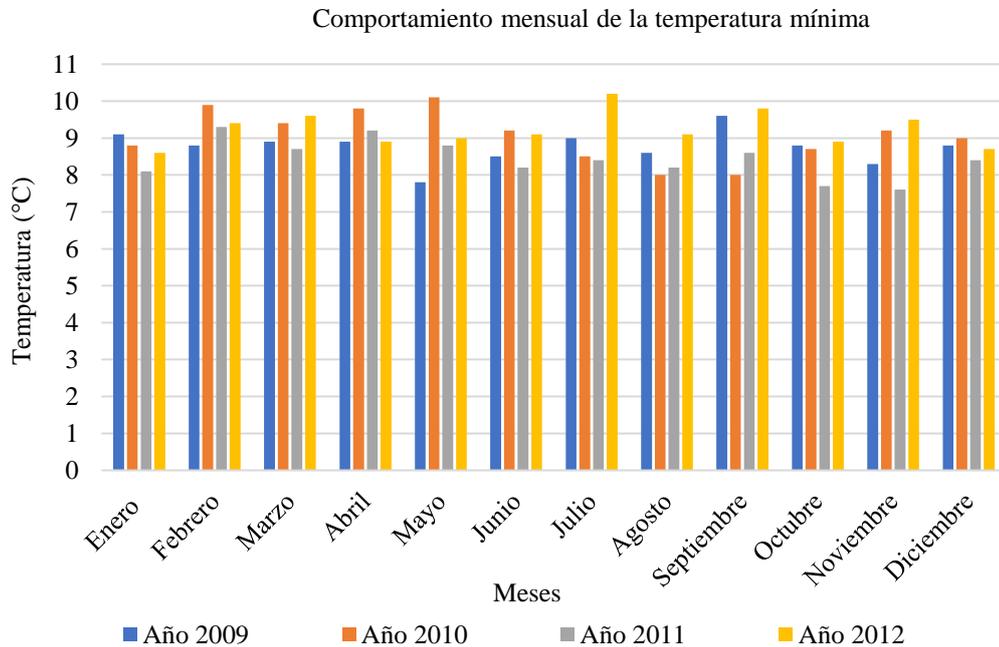


Figura 36. Comportamiento mensual de la temperatura mínima periodo 2009 – 2012.

Fuente: Autor.

Por lo tanto, conforme lo establecido en la tabla 29 y figura 35 – 36, se selecciona una temperatura de 7,6 °C a 24,8 °C como base para la evaluación del impacto de la temperatura sobre la potencia del generador.

11.23.2. Evaluación de la temperatura sobre la potencia extraída del generador fotovoltaico

Primeramente, es desarrollada mediante Matlab R2019b la simulación de la planta fotovoltaica con interconexión a la red como se aprecia en la figura 37. Consta de 216 módulos fotovoltaicos policristalinos modelo Alfasolar P6L60 – 250.

El inversor encargado de transformar el voltaje de corriente continua a alterna, se modela mediante un puente IGBT de 3 niveles controlado por PWM. Adicionalmente, es empleado un transformador trifásico de 250 kVA 250 V / 25 kV para conectar el convertidor a la red de suministro eléctrico.

La red pública de suministro eléctrico se modela mediante un alimentador de 16 km, transformador trifásico de 47 MVA 25 kV / 120 kV y el sistema de transmisión equivalente de 120 kV.

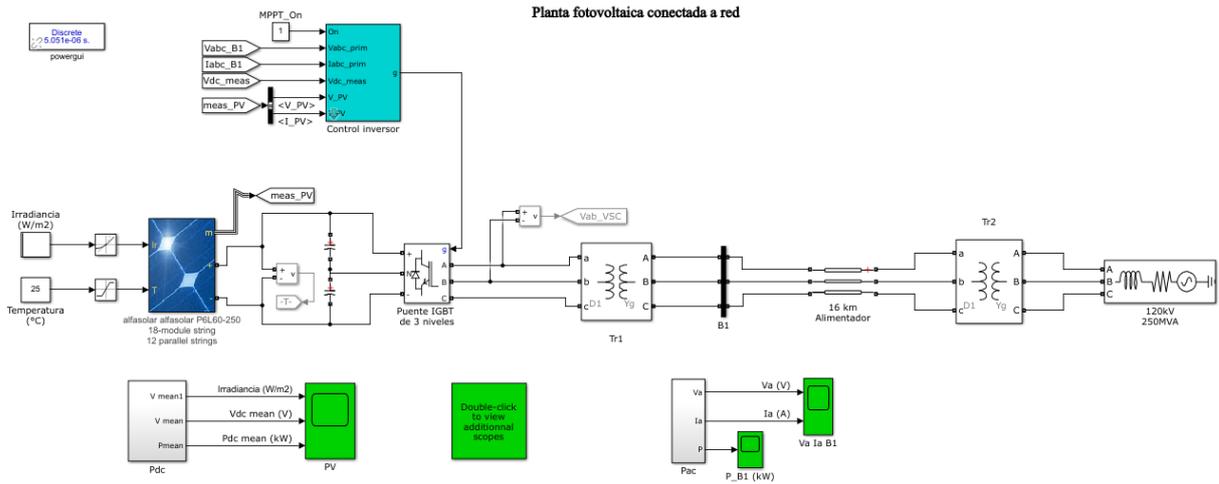


Figura 37. Planta fotovoltaica desarrollada en Matlab.

Fuente: Autor.

Conforme la temperatura interna de la celda fotovoltaica se eleva, el voltaje de circuito abierto V_{oc} decrece considerablemente (véase la figura 38), y la corriente de cortocircuito I_{sc} aumenta ligeramente, pero no lo suficiente como para compensar la gran caída del V_{oc} .

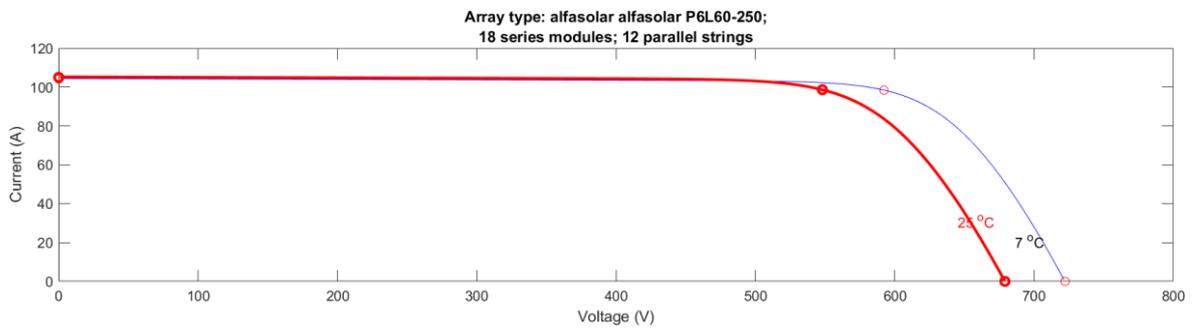


Figura 38. Curva corriente – voltaje en función de la temperatura.

Fuente: Autor.

Cuando la temperatura es 7,6 °C la potencia extraída del sistema fotovoltaico equivale a 56,64 kW, no obstante, como se observa en la tabla 30 en casos extremos con temperaturas de 75 °C la capacidad del arreglo disminuye a 45 kW.

Tabla 30. Potencia extraída considerando el incremento de la temperatura.

Temperatura (°C)	Potencia extraída (kW)
7,6	56,64
20,0	55,57
22,0	53,44
24,8	53,02
30,0	52,04
40,0	48,34
50,0	46,67
75,0	45,00

Fuente: Autor.

Según la figura 39, un incremento en la temperatura interna de la celda causa una disminución significativa de la potencia de salida, lo que afecta negativamente a la generación de energía eléctrica, y por ende al factor de planta del proyecto fotovoltaico al disminuir su valor.

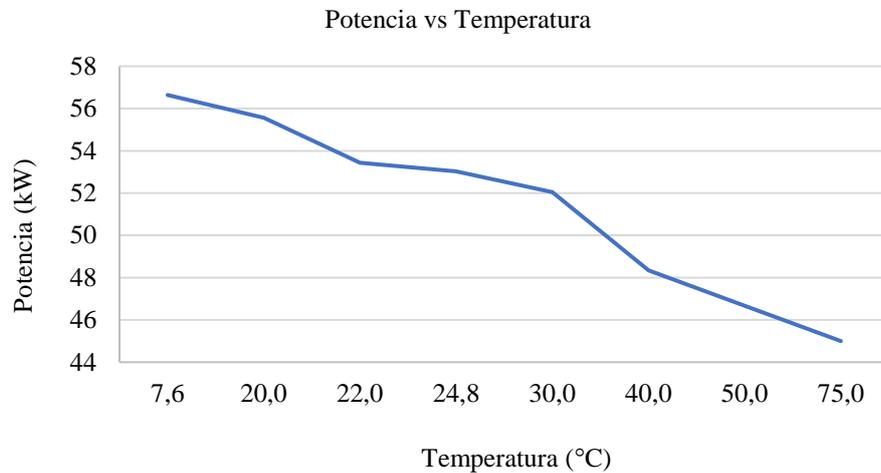


Figura 39. Potencia extraída del arreglo fotovoltaico en base a la temperatura.

Fuente: Autor.

11.24. Alternativas de mejora

11.24.1. Cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos

La tabla 31 presenta los datos comparativos entre el módulo fotovoltaico instalado actualmente en la planta solar y el panel propuesto, donde, se evidencia una mayor eficiencia de la tecnología monocristalina con respecto a la policristalina (véase anexo 10 – 11).

Tabla 31. Comparativa entre módulos fotovoltaicos.

Características Generales - Eléctricas	Panel fotovoltaico actual	Panel fotovoltaico propuesto
	Modelo BSM250P	AxiPremium AC-250M/156-60S
Potencia nominal (P_{nom})	250 W _p	250 W _p
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	37,60 V	37,98 V
Voltaje pico (V_{mpp})	30,40 V	30,50 V
Corriente pico (I_{mpp})	8,23 A	8,43 A
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,81 A	8,80 A
Dimensiones (L × W × H)	1.650 × 992 × 45 mm	1.640 × 992 × 40 mm
Voltaje máximo del sistema	1.000 V DC	1.000 V DC
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,05 %/°C	0,04 %/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	- 0,27 %/°C	- 118 mV/°C
Eficiencia del módulo	15,27 %	15,46 %
Tecnología	Policristalino	Monocristalino
Número de células	60 (6 × 10)	60 (6 × 10)
Peso	19 kg	18,50 kg

Fuente: Autor, [35], [36].

Al considerar las especificaciones descritas previamente, se procede a realizar a la simulación en el software PVsyst versión demo v7.1 (ver anexo 12), mediante la utilización del panel monocristalino y manteniendo las características del caso base. La tabla 32 muestra los resultados obtenidos de la energía entregada a la red durante un periodo anual. El mes de septiembre presenta mayor generación con 164,65 MWh, sin embargo, febrero posee menor producción de electricidad equivalente a 134,77 MWh.

Tabla 32. Energía entregada a la red mediante la utilización de paneles monocristalinos.

Energía entregada a la red [MWh]													
Mes/Hora	6:00:00	7:00:00	8:00:00	9:00:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00	16:00:00	17:00:00	Total mensual
Enero	0,00	5,39	11,38	15,95	19,22	19,02	19,83	20,26	18,67	15,75	11,32	5,50	162,29
Febrero	0,00	3,94	9,74	14,48	17,27	17,35	17,62	16,24	14,19	11,62	8,54	3,78	134,77
Marzo	0,00	4,37	10,60	15,08	18,67	19,46	19,92	19,08	18,34	15,62	10,98	5,02	157,14
Abril	0,02	4,88	11,05	15,30	18,21	18,20	18,50	18,12	15,75	13,00	7,77	2,59	143,39
Mayo	0,06	4,71	9,76	14,81	18,07	18,19	18,20	16,56	15,59	12,36	8,11	2,48	138,90
Junio	0,03	4,26	9,03	14,09	17,05	18,95	18,70	16,77	15,13	12,27	7,17	2,21	135,66
Julio	0,01	3,22	9,03	13,41	16,96	17,45	18,21	18,92	17,18	13,94	9,00	3,49	140,82
Agosto	0,00	4,19	9,89	15,43	18,64	19,90	20,22	19,93	18,74	15,01	9,89	3,59	155,43
Septiembre	0,12	6,56	12,34	16,63	19,01	19,97	20,06	21,19	20,02	15,54	9,82	3,39	164,65
Octubre	0,99	7,45	13,19	16,78	19,70	21,35	21,03	19,16	17,95	14,76	9,02	1,20	162,58
Noviembre	1,10	6,57	12,03	16,17	19,54	19,83	18,99	19,13	16,32	13,46	8,35	0,66	152,15
Diciembre	0,10	7,15	13,47	17,76	20,09	19,94	20,31	18,93	17,52	14,14	9,56	3,56	162,53
Total anual													1.810
Total anual (GWh)													1,81

Fuente: [35].

La producción de electricidad al efectuar el cambio por paneles monocristalinos presenta un aumento con respecto al análisis efectuado durante el caso base, lo cual, se debe principalmente al incremento de la eficiencia del módulo propio de esta tecnología.

A lo largo de enero la energía mensual entregada a la red es 162 MWh aproximadamente, por el contrario, febrero presenta una generación menor alrededor de 134 MWh. Durante los meses de marzo, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, la producción se mantiene dentro del rango de 152 MWh a 164 MWh, sin embargo, abril, mayo, junio, julio, es inferior a los 143 MWh, finalmente, el total anual corresponde a 1.800 MWh según la figura 40.

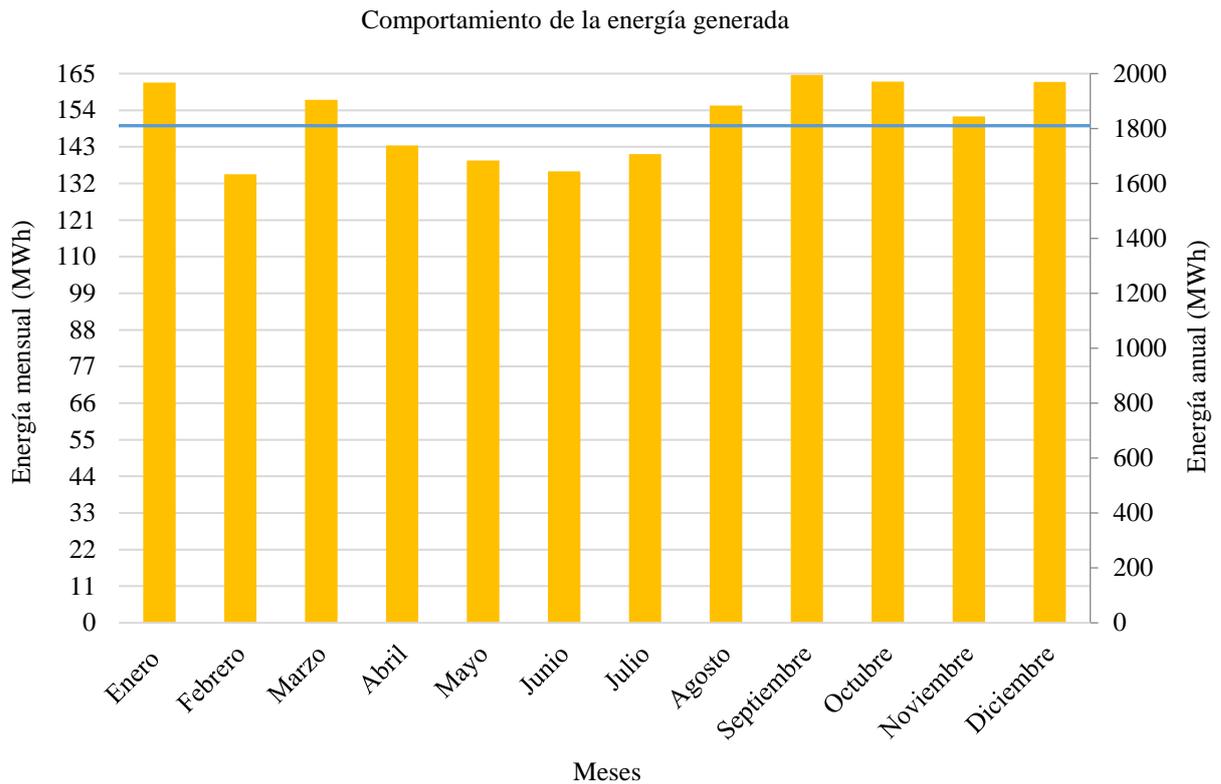


Figura 40. Comportamiento de la energía generada mediante la utilización de paneles monocristalinos.

Fuente: Autor.

Como la producción de energía eléctrica al realizar el cambio de paneles aumento, el factor de planta del proyecto fotovoltaico tiende a incrementarse. La tabla 33 presenta los cálculos efectuados al considerar un periodo anual de 365 días.

Tabla 33. Incremento del factor de planta.

Factor de planta							
Nº	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	162,29	21,81
2	Febrero	28		24	672	134,77	20,06
3	Marzo	31		24	744	157,14	21,12
4	Abril	30		24	720	143,39	19,92
5	Mayo	31		24	744	138,90	18,67
6	Junio	30		24	720	135,66	18,84
7	Julio	31		24	744	140,82	18,93
8	Agosto	31		24	744	155,43	20,89
9	Septiembre	30		24	720	164,65	22,87
10	Octubre	31		24	744	162,58	21,85
11	Noviembre	30		24	720	152,15	21,13

Factor de planta							
Nº	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
12	Diciembre	31		24	744	162,53	21,85
Total anual		365			8.760	1.810,31	20,67
Promedio mensual 2015							18,50

Fuente: Autor.

Al tomar como referencia el mejor año del caso base correspondiente al 2015 (ver figura 30), donde el promedio mensual del factor de planta tiene un valor de 18,50 % y de acuerdo a la figura 41, se observa que este índice es superior a la media con un pico de 22,87 % durante septiembre.

Durante el 2015 el factor de planta anual se sitúa en 18,49 % según la tabla 16, y al aplicar el cambio de paneles su valor aumentó hasta el 20,67 % conforme la tabla 33.

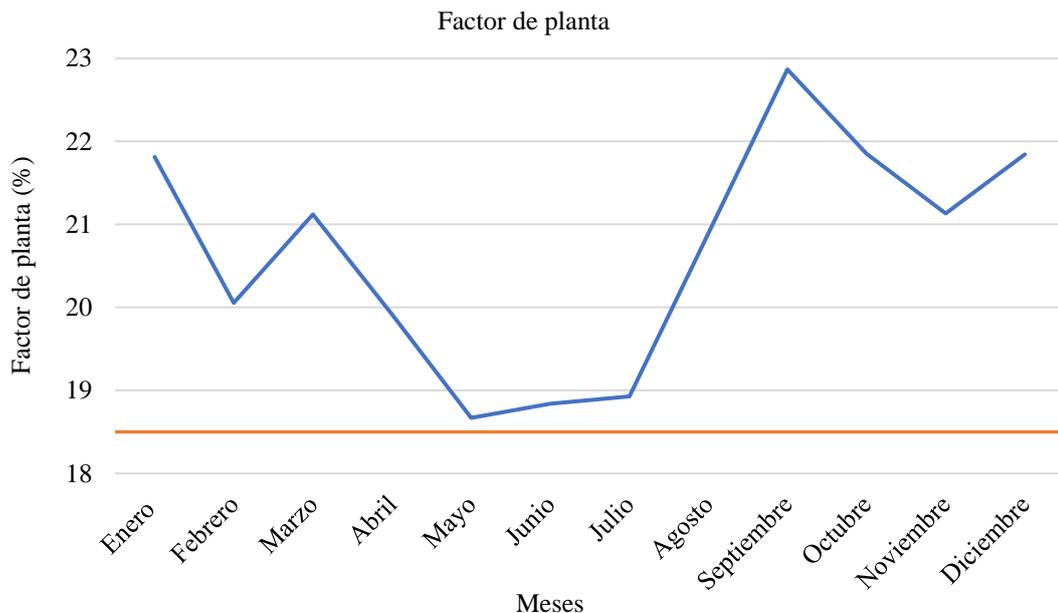


Figura 41. Comportamiento del factor de planta.

Fuente: Autor.

11.24.2. Sobredimensionamiento de la potencia pico

Actualmente, la planta fotovoltaica cuenta con una potencia pico de 1.080 kWp, a la cual, se procede a sobredimensionarla hasta el 10 %, así se obtiene un total de 1.188 kWp bajo las consideraciones del caso base.

La tabla 34 muestra los resultados obtenidos de la energía entregada a la red durante un periodo anual. El mes de septiembre presenta mayor generación con 179,81 MWh, sin embargo, febrero posee menor producción de electricidad equivalente a 147,30 MWh.

Tabla 34. Energía entregada a la red al sobredimensionar la potencia pico.

Energía entregada a la red [MWh]													
Mes/Hora	6:00:00	7:00:00	8:00:00	9:00:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00	16:00:00	17:00:00	Total mensual
Enero	0,01	5,57	12,48	17,58	21,11	20,56	21,30	21,87	20,48	17,34	12,48	5,84	176,62
Febrero	0,00	4,04	10,65	15,96	18,92	18,98	19,14	17,72	15,61	12,79	9,43	4,06	147,30
Marzo	0,00	4,52	11,60	16,61	20,50	21,15	21,50	20,70	20,14	17,19	12,09	5,29	171,29
Abril	0,04	5,09	12,08	16,87	20,04	19,94	20,30	19,89	17,32	14,33	8,50	2,64	157,04
Mayo	0,10	4,90	10,64	16,34	19,89	20,02	20,03	18,22	17,16	13,65	8,78	2,46	152,19
Junio	0,05	4,37	9,75	15,53	18,77	20,85	20,60	18,47	16,67	13,54	7,75	2,19	148,54
Julio	0,01	3,17	9,73	14,79	18,67	19,22	20,05	20,81	18,91	15,40	9,77	3,49	154,02
Agosto	0,01	4,26	10,75	17,03	20,52	21,84	22,21	21,94	20,63	16,56	10,80	3,60	170,15
Septiembre	0,18	6,87	13,54	18,32	20,86	21,76	21,77	23,21	22,02	17,14	10,74	3,40	179,81
Octubre	1,05	7,94	14,54	18,47	21,48	23,11	22,73	20,88	19,77	16,29	9,87	1,24	177,37
Noviembre	1,12	7,04	13,28	17,79	21,41	21,49	20,64	20,81	17,96	14,85	9,14	0,73	166,26
Diciembre	0,15	7,60	14,82	19,56	21,90	21,64	21,99	20,66	19,29	15,59	10,51	3,71	177,42
Total anual													1.978
Total anual (GWh)													1,98

Fuente: [35].

La producción de electricidad al efectuar el sobredimensionamiento de la potencia pico presenta un aumento con respecto al análisis efectuado durante el caso base, lo cual, se debe principalmente al incremento de la capacidad instalada.

A lo largo de enero la energía mensual entregada a la red es 176 MWh aproximadamente, por el contrario, febrero presenta una generación menor alrededor de 147 MWh. Durante los meses de marzo, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, la producción se mantiene dentro del rango de 166 MWh a 180 MWh, sin embargo, abril, mayo, junio, julio, es inferior a los 160 MWh, finalmente, el total anual corresponde a 1.900 MWh según la figura 42.

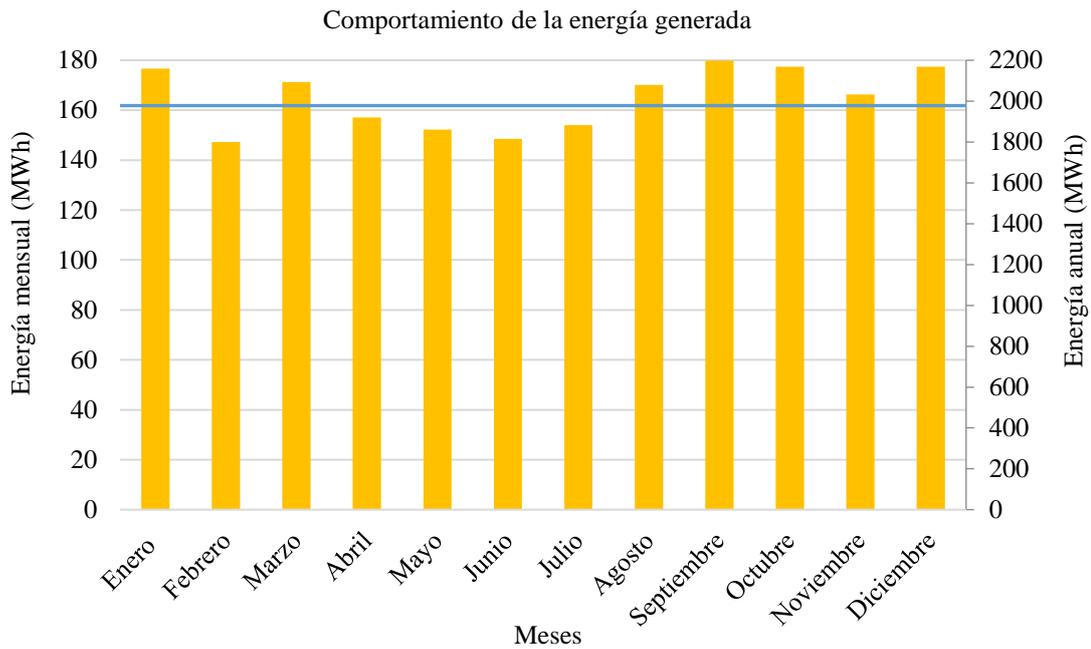


Figura 42. Comportamiento de la energía generada al sobredimensionar la potencia pico.

Fuente: Autor.

Como la producción de energía eléctrica al realizar el sobredimensionamiento de la potencia pico, el factor de planta del proyecto fotovoltaico tiende a incrementarse. La tabla 35 presenta los cálculos efectuados al considerar un periodo anual de 365 días.

Tabla 35. Aumento del factor de planta.

Factor de planta							
N°	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	176,62	23,74
2	Febrero	28		24	672	147,30	21,92
3	Marzo	31		24	744	171,29	23,02
4	Abril	30		24	720	157,04	21,81
5	Mayo	31		24	744	152,19	20,46
6	Junio	30		24	720	148,54	20,63
7	Julio	31		24	744	154,02	20,70
8	Agosto	31		24	744	170,15	22,87
9	Septiembre	30		24	720	179,81	24,97
10	Octubre	31		24	744	177,37	23,84
11	Noviembre	30		24	720	166,26	23,09
12	Diciembre	31		24	744	177,42	23,85
Promedio mensual 2015		30,42			730	134,97	18,50
Total anual		365			8.760	1.978,01	22,58

Fuente: Autor.

Al tomar como referencia el mejor año del caso base correspondiente al 2015 (ver figura 30), donde el promedio mensual del factor de planta tiene un valor de 18,50 % y de acuerdo a la

figura 43, se observa que este índice es superior a la media con un pico de 25 % aproximadamente durante septiembre.

Durante el 2015 el factor de planta anual se sitúa en 18,49 % según la tabla 16, y al aplicar el aumento de la potencia pico su valor aumentó hasta el 22,58 % conforme la tabla 35.

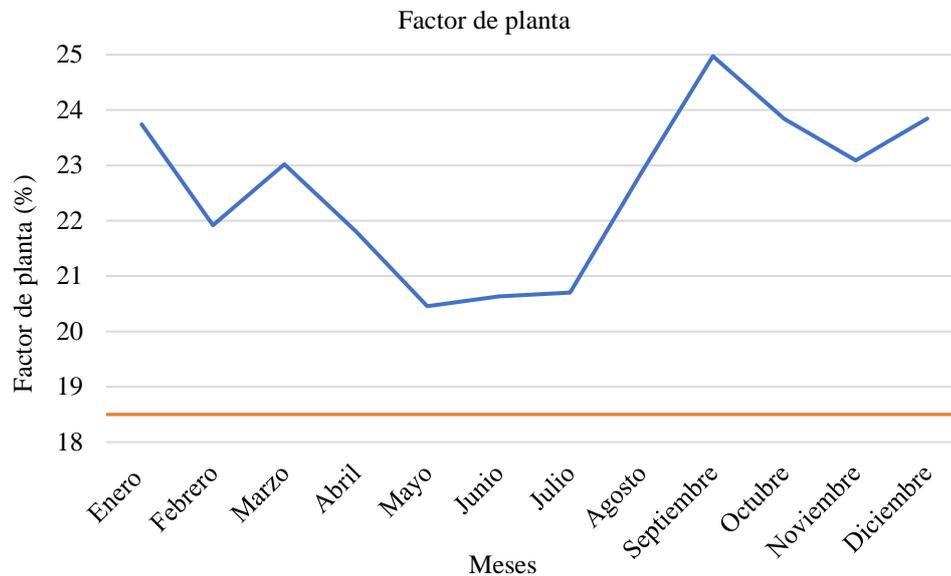


Figura 43. Comportamiento del factor de planta.

Fuente: Autor.

11.24.3. Incorporación de un sistema de acumulación

En el presente caso de estudio se tiene previsto incorporar un sistema de acumulación conformado por banco de baterías, para almacenar el 10 % de energía correspondiente a 108.000 Wh.

Por consiguiente, dicha energía almacenada será empleada para suministrar electricidad a la red durante 1 hora correspondiente a las 19:00 pm. Conforme a la tabla 36 se describe los datos empleados en la simulación en cuanto a días de autonomía, voltaje de la batería y profundidad de descarga.

Tabla 36. Datos para la simulación del banco de baterías.

Descripción	Valor
Días de autonomía	1
Voltaje de la batería (V)	120
Profundidad de descarga (%)	80

Fuente: Autor, [18].

La tabla 37 muestra los resultados obtenidos de la energía entregada a la red durante un periodo anual. El mes de septiembre presenta mayor generación con 165,95 MWh, sin embargo, febrero posee menor producción de electricidad equivalente a 135,74 MWh.

Tabla 37. Energía entregada a la red mediante la incorporación de un banco de baterías.

Energía entregada a la red [MWh]															
Mes/Hora	6:00:00	7:00:00	8:00:00	9:00:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00	16:00:00	17:00:00	18:00:00	19:00:00	Total mensual
Enero	0,00	5,02	11,32	16,00	19,27	19,03	19,81	20,26	18,71	15,78	11,33	5,27	1,41	0,41	163,62
Febrero	0,00	3,63	9,67	14,52	17,30	17,34	17,59	16,21	14,20	11,62	8,55	3,65	1,17	0,29	135,74
Marzo	0,00	4,06	10,52	15,11	18,70	19,45	19,90	19,06	18,36	15,64	10,97	4,77	1,32	0,36	158,22
Abril	0,03	4,59	10,96	15,35	18,25	18,22	18,50	18,14	15,76	13,03	7,70	2,36	1,32	0,29	144,50
Mayo	0,06	4,41	9,64	14,86	18,10	18,22	18,23	16,58	15,62	12,40	7,96	2,19	1,31	0,22	139,80
Junio	0,03	3,93	8,84	14,13	17,09	18,98	18,75	16,80	15,16	12,30	7,02	1,95	1,28	0,25	136,51
Julio	0,01	2,83	8,83	13,44	16,99	17,49	18,26	18,96	17,22	14,00	8,86	3,13	1,33	0,31	141,66
Agosto	0,00	3,82	9,75	15,49	18,69	19,96	20,26	19,98	18,79	15,07	9,80	3,23	1,38	0,40	156,62
Septiembre	0,13	6,22	12,30	16,68	19,06	19,99	20,06	21,22	20,08	15,60	9,74	3,04	1,37	0,46	165,95
Octubre	0,90	7,19	13,21	16,81	19,74	21,35	21,02	19,17	17,99	14,82	8,94	1,10	1,35	0,44	164,03
Noviembre	0,97	6,37	12,06	16,19	19,58	19,82	18,97	19,13	16,34	13,50	8,28	0,63	1,37	0,36	153,57
Diciembre	0,11	6,88	13,47	17,80	20,15	19,93	20,30	18,93	17,55	14,18	9,53	3,33	1,40	0,42	163,98
Total anual															1.824
Total anual (GWh)															1,82

Fuente: [35].

La producción de electricidad al incorporar el banco de baterías presenta un aumento con respecto al análisis efectuado durante el caso base, lo cual, se debe principalmente al incremento del tiempo de entrega de energía a la red.

A lo largo de enero la energía mensual entregada a la red es 163 MWh aproximadamente, por el contrario, febrero presenta una generación menor alrededor de 135 MWh. Durante los meses de marzo, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, la producción se mantiene dentro del rango de 153 MWh a 165 MWh, sin embargo, abril, mayo, junio, julio, es inferior a los 150 MWh, finalmente, el total anual corresponde a 1.800 MWh según la figura 44.

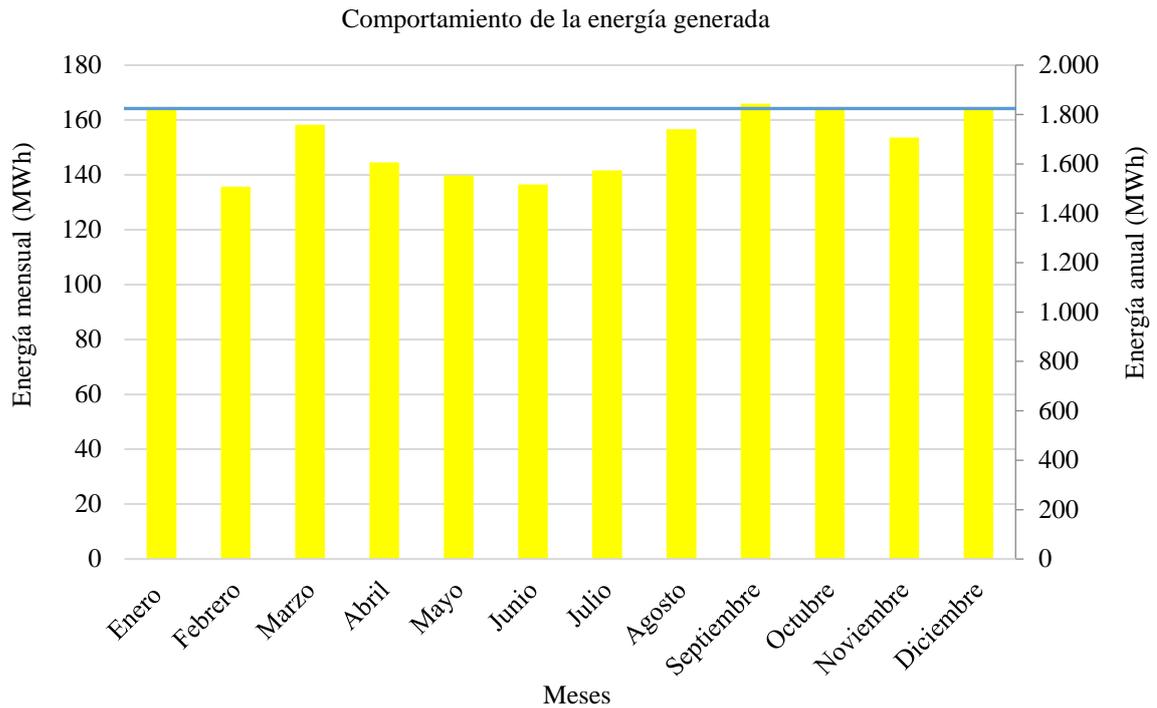


Figura 44. Comportamiento de la energía generada al incorporar el banco de baterías.

Fuente: Autor.

Como la producción de energía eléctrica al realizar la incorporación del banco de baterías, el factor de planta del proyecto fotovoltaico tiende a incrementarse. La tabla 38 presenta los cálculos efectuados al considerar un periodo anual de 365 días.

Tabla 38. Aumento del factor de planta.

Factor de planta							
Nº	Mes	Día/mes	Potencial nominal (MW)	Horas diarias (h)	Horas de operación mensual (h)	Energía generada (MWh)	Factor de planta (%)
1	Enero	31	1	24	744	163,62	21,99
2	Febrero	28		24	672	135,74	20,20
3	Marzo	31		24	744	158,22	21,27
4	Abril	30		24	720	144,50	20,07
5	Mayo	31		24	744	139,80	18,79
6	Junio	30		24	720	136,51	18,96
7	Julio	31		24	744	141,66	19,04
8	Agosto	31		24	744	156,62	21,05
9	Septiembre	30		24	720	165,95	23,05
10	Octubre	31		24	744	164,03	22,05
11	Noviembre	30		24	720	153,57	21,33
12	Diciembre	31		24	744	163,98	22,04
Promedio mensual 2015		30,42			730	134,97	18,50
Total anual		365			8.760	1.824,20	20,82

Fuente: Autor.

Al tomar como referencia el mejor año del caso base correspondiente al 2015 (ver figura 30), donde el promedio mensual del factor de planta tiene un valor de 18,50 % y de acuerdo a la figura 45, se observa que este índice es superior a la media con un pico de 23 % aproximadamente durante septiembre.

Durante el 2015 el factor de planta anual se sitúa en 18,49 % según la tabla 16, y al incorporar el banco de baterías su valor aumentó hasta el 20,82 % conforme la tabla 38.

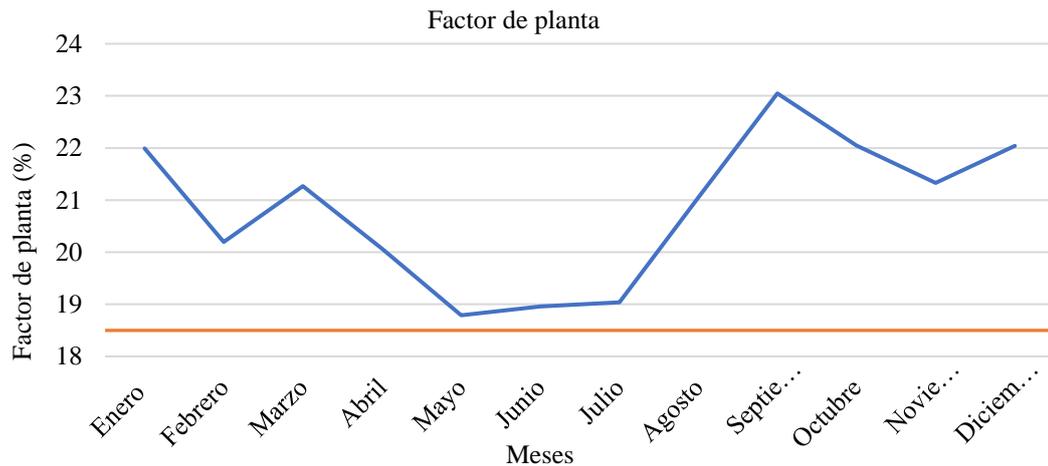


Figura 45. Comportamiento del factor de planta.

Fuente: Autor.

11.25. Alternativas de mejora mediante Matlab R2019b

11.25.1. Cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos

En la figura 46 se visualiza la simulación desarrollada en Matlab para una temperatura de 45 °C. El esquema consta de 216 módulos fotovoltaicos monocristalinos los cuales están configurados 18 paneles en serie y 12 en paralelo.

El modelo del panel empleado en la simulación corresponde al AU Optronics PM250M00_250, dispone de 60 células por módulo solar, una corriente de cortocircuito de 8,66 A, y sus parámetros restantes se indican a continuación:

- Potencia máxima de 250 W.
- Voltaje de circuito abierto de 37,86 V.
- Voltaje pico de 30,82 V.
- Corriente pico de 8,22 A.

Conforme a la simulación desarrollada, la potencia extraída del generador fotovoltaico corresponde a 11,85 kW, y lo que se entrega a la red de suministro eléctrico equivale a 9,46 kW debido a las pérdidas propias de los equipos.

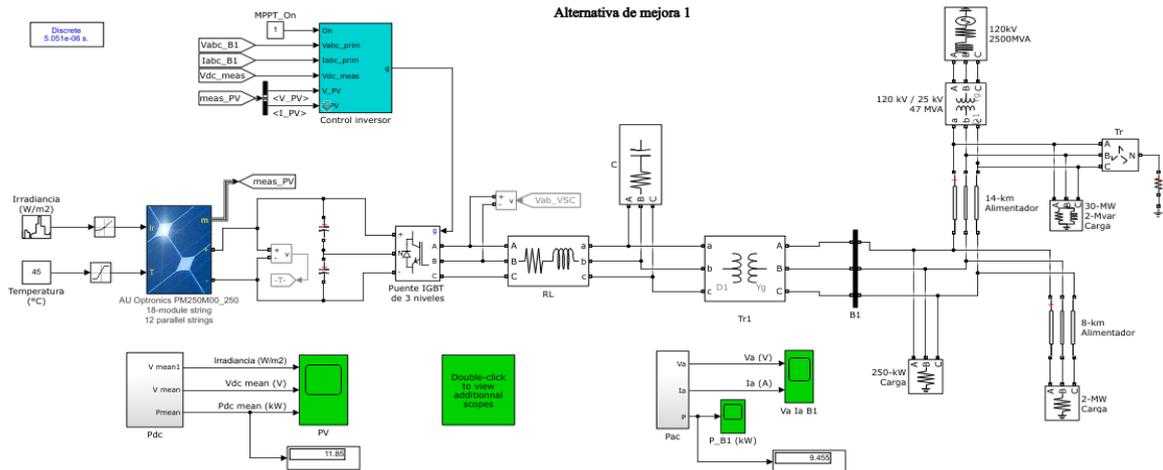


Figura 46. Incorporación de paneles policristalinos.

Fuente: Autor.

Como se aprecia en la figura 47, conforme aumenta o disminuye la irradiancia (W/m^2) produce:

- un leve incremento/reducción en el voltaje de salida;
- un incremento o reducción casi lineal de la corriente de salida;
- y, por ende, un incremento o reducción casi lineal de la potencia de salida.

Por lo tanto, cuando la curva de la irradiancia se sitúa en su máximo valor de 266 W/m^2 , tanto la potencia como el voltaje de salida son iguales a $509,9 \text{ V}$ y $13,46 \text{ kW}$ respectivamente.

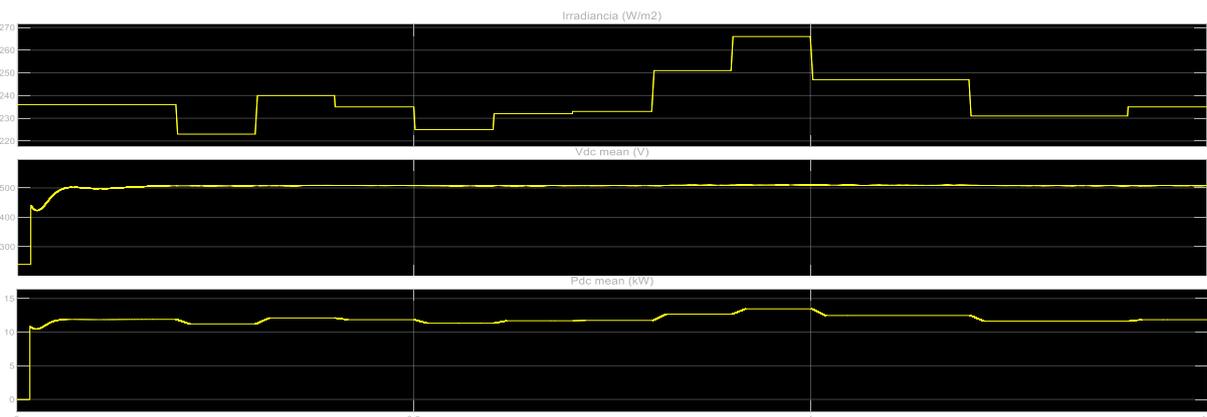


Figura 47. Comportamiento del voltaje y potencia en función de la radiación.

Fuente: Autor.

11.25.2. Sobredimensionamiento de la potencia pico

En la figura 48 se visualiza la simulación desarrollada en Matlab para una temperatura de $45 \text{ }^\circ\text{C}$. El esquema consta de 238 módulos fotovoltaicos policristalinos los cuales están configurados 17 paneles en serie y 14 en paralelo.

El modelo del panel empleado en la simulación corresponde al Alfasolar P6L60-250, dispone de 60 células por módulo solar, una corriente de cortocircuito de 8,75 A, y sus parámetros restantes se indican a continuación:

- Potencia máxima de 250 W.
- Voltaje de circuito abierto de 37,73 V.
- Voltaje pico de 30,45 V.
- Corriente pico de 8,22 A.

La potencia extraída del generador fotovoltaico es 12,62 kW, y lo que se entrega a la red de suministro eléctrico equivale a 10,40 kW debido a las pérdidas propias de los equipos.

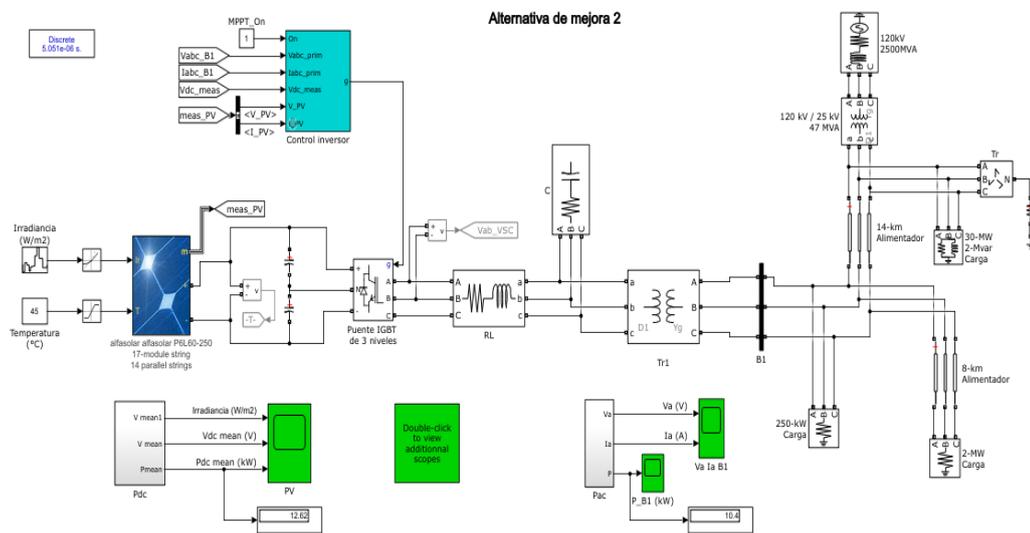


Figura 48. Incorporación de 22 paneles policristalinos adicionales.

Fuente: Autor.

Según la figura 49, cuando la curva de la irradiancia se sitúa en 266 W/m^2 , tanto la potencia como el voltaje de salida son iguales a 467,10 V y 14,35 kW respectivamente.

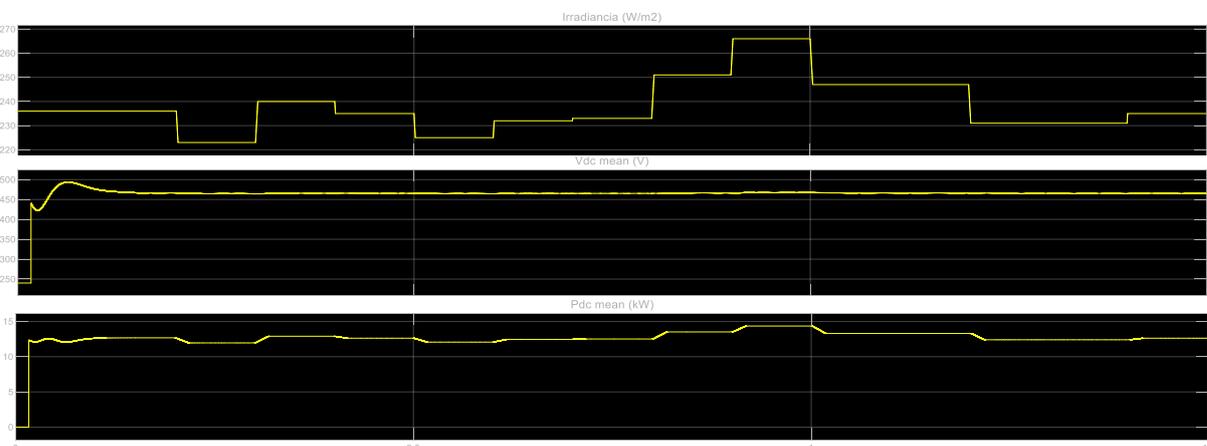


Figura 49. Comportamiento del voltaje y potencia en función de la radiación.

Fuente: Autor.

11.25.3. Incorporación de un sistema de acumulación

En la figura 50 se visualiza la simulación desarrollada en Matlab para una temperatura de 45 °C. El esquema consta de 78 módulos fotovoltaicos policristalinos Alfasolar P6L60-250, los cuales están configurados 6 paneles en serie y 13 en paralelo.

El banco de baterías conformado por acumuladores de plomo – ácido, dispone de un voltaje y capacidad nominal de 120 V, 1.130 Ah respectivamente. La potencia extraída del generador fotovoltaico es 0,7055 kW adicionales para entregar a la red de suministro eléctrico durante una hora adicional, correspondiente a las 19:00 pm.

Alternativa de mejora 3_Incorporación del banco de baterías

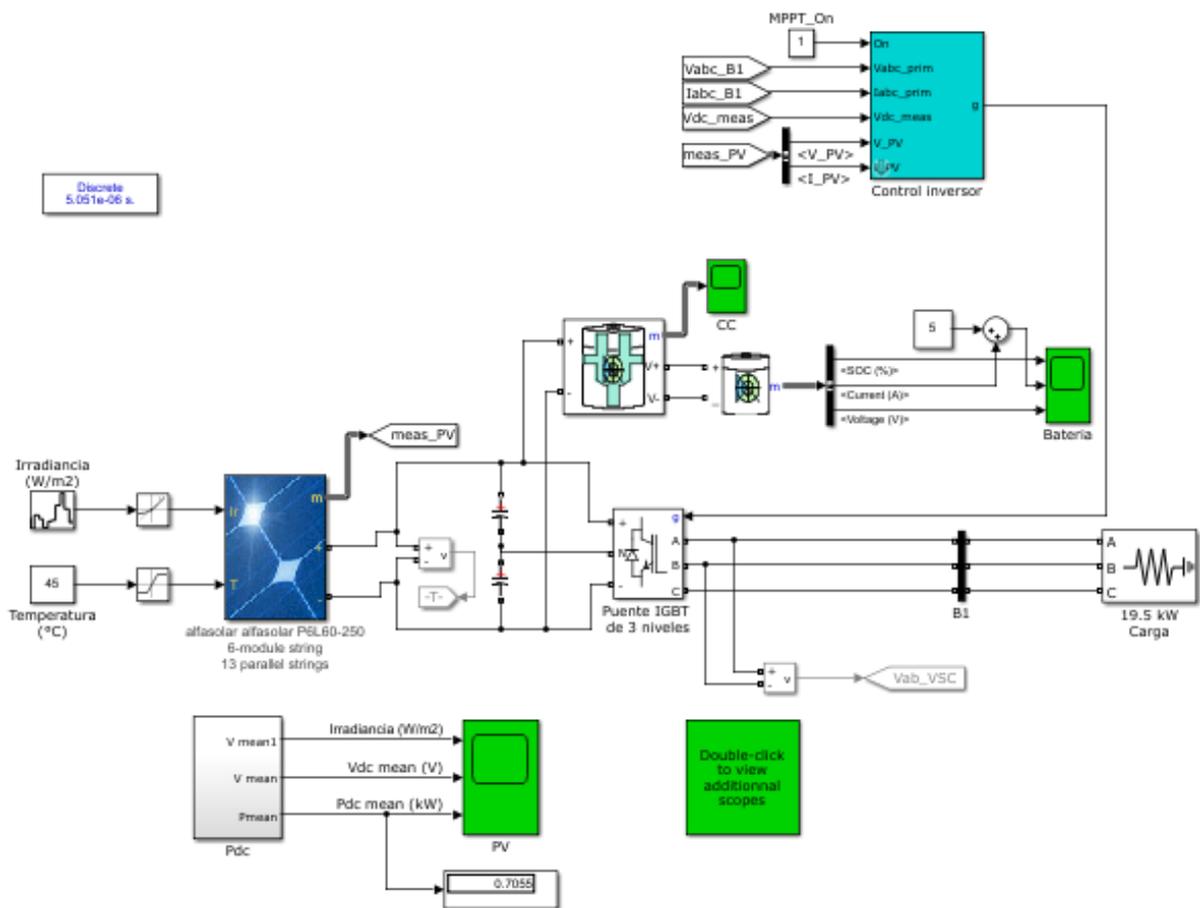


Figura 50. Incorporación del banco de baterías.

Fuente: Autor.

Según la figura 51, el estado de carga inicial SOC del banco de baterías se sitúa alrededor del 80 %, una corriente correspondiente a 5 A, y voltaje superior a 121,82 V. La capacidad disponible del acumulador eléctrico presenta una curva creciente.

No obstante, cuando la corriente decrece hasta valores aproximadamente nulos el voltaje del banco de baterías se sitúa alrededor de 121,87 V.

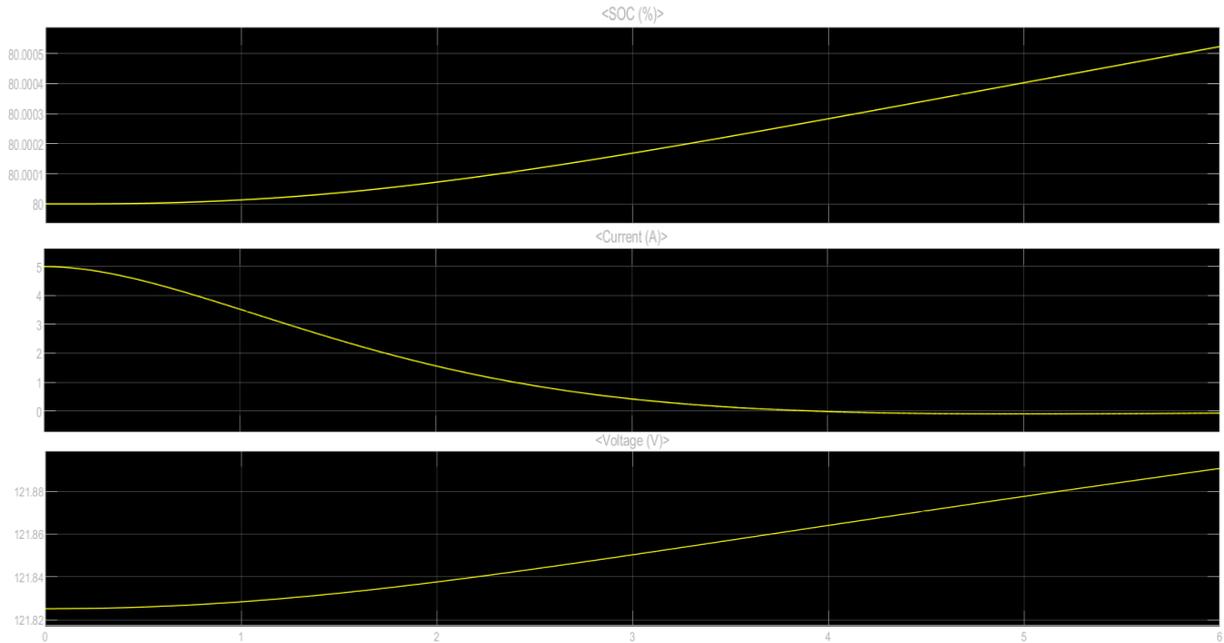


Figura 51. Curvas de carga.

Fuente: Autor.

12. IMPACTOS

Al culminar el análisis del factor de planta en base tanto a la disponibilidad de la generación como la radiación solar se considera los impactos técnicos, sociales, ambientales y económicos producto de la presente propuesta de investigación, los cuales, son descritos a continuación.

12.1. Impacto técnico

En la presente propuesta de investigación se realizó la mejora del factor de planta mediante alternativas basadas en el cambio de paneles fotovoltaicos, sobredimensionamiento de la potencia pico del sistema e incorporación de banco de baterías, así, se incrementó notablemente la generación anual y por ende el fp del proyecto.

12.2. Impacto social

Mediante la implementación de la propuesta para incrementar el factor de planta del proyecto fotovoltaico, los beneficios a nivel social consisten en la generación de nuevas fuentes de empleo.

12.3. Impacto ambiental

Al desarrollar proyectos basados en tecnología fotovoltaica se reduce las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂), y al producir mayor energía con elevados factores de planta disminuye la dependencia de combustibles fósiles para la producción de electricidad.

12.4. Impacto económico

Al aumentar la generación de electricidad lo que implica un incremento directo del factor de planta (superior al 18,49 % anual), los ingresos por venta de energía son mayores lo que beneficia económicamente al generador privado.

13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO

El análisis económico se lo realiza con la finalidad de establecer la rentabilidad de las alternativas de mejora del factor de planta, para ello, es necesario emplear las siguientes herramientas denominadas Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio/Costo (B/C) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PR).

13.1. Criterio del valor actual neto (VAN)

El valor actual neto plantea que el proyecto es viable si su valor es igual o superior a cero, caso contrario no resulta conveniente realizar la inversión. El VAN es la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresados en moneda actual [45], [46], [47].

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (21)$$

Donde:

BN_t : beneficio neto del flujo en el periodo t.

n: número de años que se consideran.

i: tasa de descuento o tipo de interés (COK).

I_0 : inversión inicial en el momento cero de la evaluación.

13.2. Criterio de la tasa interna de retorno (TIR)

El criterio de la tasa de retorno analiza el proyecto en base a una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. la tasa calculada se compara con la tasa de descuento, si la TIR es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse, y si es menor, debe rechazarse [45], [46].

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (22)$$

13.3. Relación beneficio costo (RBC)

Permite conocer la viabilidad de un proyecto y cuando el VAN es cero la relación beneficio – costo es igual a 1, por el contrario, si el valor actual neto es superior a cero, la RBC será mayor que 1 [45], [48].

$$RBC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (23)$$

Donde:

Y: ingresos.

E: egresos (incluida la inversión I_0)

13.4. Periodo de recuperación de la inversión (PR)

Posibilita determinar el número de periodos necesario para recuperar la inversión inicial, además, si los flujos fuesen idénticos y constantes en cada periodo, el cálculo se simplifica a la siguiente expresión [45], [49], [50]:

$$PR = \frac{I_0}{BN} \quad (24)$$

13.5. Escenarios

13.5.1. Escenario 1: cambio de tecnología fotovoltaica por paneles monocristalinos

Primeramente, se da a conocer la inversión inicial que resulte de cambiar los 4.320 paneles policristalinos por módulos monocristalinos. La tabla 39 indica que el presupuesto total es \$ 859.774,00.

Tabla 39. Inversión inicial del escenario 1.

Descripción	Cantidad	Precio unitario (\$)	Precio total (\$)
Panel fotovoltaico AxiPremium AC-250M/156-60S	4.320	194,90	841.968,00
Permisos	2	1.000,00	2.000,00
Consultoría	3	4.000,00	12.000,00
Mano de obra calificada	1	1.676,00	1.676,00
Mano de obra no calificada	2	675,00	1.350,00
Transporte	1	780,00	780,00
Total			859.774,00

Fuente: Autor.

13.5.2. Escenario 2: sobredimensionamiento de la potencia pico

La tabla 40 presenta la inversión inicial correspondiente al segundo escenario, en el cual, se hace uso de paneles policristalinos modelo BSM250P con un total de \$ 160.006,00.

Tabla 40. Inversión inicial del escenario 2.

Descripción	Cantidad	Precio unitario (\$)	Precio total (\$)
Panel fotovoltaico BSM250P	432	162,50	70.200,00
Terreno (m ²)	800	90,00	72.000,00
Permisos	2	1.000,00	2.000,00
Consultoría	3	4.000,00	12.000,00
Mano de obra calificada	1	1.676,00	1.676,00
Mano de obra no calificada	2	675,00	1.350,00
Transporte	1	780,00	780,00
Total			160.006,00

Fuente: Autor.

13.5.3. Escenario 3: incorporación de un sistema de acumulación

La tabla 41 indica la inversión inicial correspondiente al tercer escenario, en el cual, el banco de baterías representa la mayor parte del presupuesto. Se considera un acoplamiento directo del conjunto fotovoltaico al sistema de acumulación reduciendo así los egresos de dinero.

La vida útil de cada acumulador eléctrico según el fabricante es superior a los 20 años, por ello, no se precisa realizar ningún cambio del banco de baterías durante el periodo de funcionamiento de la planta fotovoltaica.

Tabla 41. Inversión inicial del escenario 3.

Descripción	Cantidad	Precio unitario (\$)	Precio total (\$)
Panel fotovoltaico BSM250P	78	162,50	12.675,00
Bateria TXE 1100/OPzS1000	60	3.395,95	203.757,00
Controlador universal	1	520,00	520,00
Terreno (m ²)	127	90,00	11.430,00
Permisos	2	1.000,00	2.000,00
Consultoría	3	4.000,00	12.000,00
Mano de obra calificada	1	1.676,00	1.676,00
Mano de obra no calificada	2	675,00	1.350,00
Transporte	1	780,00	780,00
Total			246.188,00

Fuente: Autor.

13.5.4. Elección del escenario óptimo

Con base a la figura 52, el segundo escenario correspondiente al sobredimensionamiento de la potencia pico presenta una menor inversión inicial, y técnicamente ofrece grandes ventajas, pues, el factor de planta anual equivale al 22,58 %.

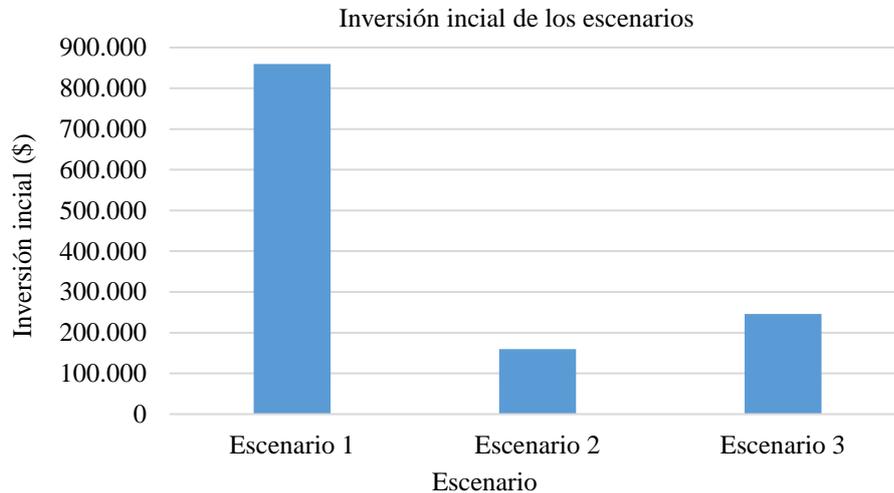


Figura 52. Inversión inicial de los escenarios propuesto.

Fuente: Autor

13.6. Rentabilidad del sobredimensionamiento de la potencia pico

Con la finalidad de identificar si la propuesta de mejora resulta rentable es preciso conocer primeramente la inversión inicial, ingresos, egresos, ya que, tanto el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio – costo (RBC) como el periodo de recuperación (PR) se calculan por la estimación del flujo neto de efectivo del proyecto.

La tabla 42, presenta los ingresos totales del proyecto por concepto de venta de energía con un costo de 40,03 USD ϕ /kWh. La tabla 43 corresponde a las ganancias únicamente del año 2015, por lo cual, la diferencia entre los totales anuales representa la cantidad de dinero obtenida de la propuesta de mejora de \$ 143.472,60.

Tabla 42. Ingresos totales.

Ingresos totales			
Mes	Energía generada (kWh)	Precio tarifa (\$/kWh)	Total mensual (\$)
Enero	176.620	0,4003	70.700,99
Febrero	147.300		58.964,19
Marzo	171.290		68.567,39
Abril	157040		62.863,11
Mayo	152190		60.921,66
Junio	148540		59.460,56
Julio	154020		61.654,21

Ingresos totales			
Mes	Energía generada (kWh)	Precio tarifa (\$/kWh)	Total mensual (\$)
Agosto	170150		68.111,05
Septiembre	179810		71.977,94
Octubre	177370		71.001,21
Noviembre	166260		66.553,88
Diciembre	177420		71.021,23
Total anual	1.978.000		791.797,40

Fuente: Autor.

Tabla 43. Ingresos 2015.

Ingresos 2015	
Mes	Total mensual (\$)
Enero	55.332,38
Febrero	53.245,95
Marzo	51.441,66
Abril	46.688,15
Mayo	45.397,23
Junio	53.584,36
Julio	55.132,30
Agosto	63.866,68
Septiembre	64.721,78
Octubre	51.601,97
Noviembre	48.961,96
Diciembre	58.350,37
Total anual	648.324,80

Fuente: Planta fotovoltaica.

Los egresos resultantes de la propuesta de mejora consisten en efectuar un mantenimiento anual de la planta fotovoltaica conectada a la red, sueldos del nuevo personal, servicios básicos, transporte de los trabajadores y gastos varios.

Para determinar el costo de realizar el mantenimiento anual de la planta solar, se debe determinar el valor de la hora diaria y del día laboral (véase tabla 44). En la tabla 45 considerando 6 horas laborables el total a pagar al personal de limpieza es \$ 15, por lo cual, el egreso por concepto de mantenimiento equivale a \$ 15 (ver tabla 46).

Tabla 44. Estimación del valor de la hora diaria y del día laboral.

Sueldo del personal de limpieza		\$ 400,00
Jornada laboral	8	horas diarias
Lunes – viernes	20	días al mes
Valor de la hora		\$ 2,50
Valor del día		\$ 20,00

Fuente: Autor.

Tabla 45. Costo total a pagar al personal de limpieza.

Cargo / Actividad	Horas	Subtotal salario	Total a pagar
Personal de limpieza	6	\$ 2,50	\$ 15,00
Total			\$ 15,00

Fuente: Autor.

Tabla 46. Egresos por mantenimiento de la planta fotovoltaica.

Descripción	Cantidad	Precio unitario (\$)	Precio total (\$)
Mantenimiento de la planta fotovoltaica conectada a la red	1	15,00	15,00
Total anual			15,00

Fuente: Autor.

Al ampliarse el proyecto fotovoltaico se requiere contratar personal adicional tanto en el área administrativa, técnica, limpieza y seguridad. La tabla 47 presenta los egresos anuales de \$ 92.914,00 por concepto de sueldos.

Tabla 47. Egresos por sueldo del personal.

Sueldos								
Personal	Sueldos	Aporte personal 9,45%	Décimo tercer sueldo	Décimo cuarto sueldo	Aporte patronal 11,15%	Líquido a recibir	Gasto asumido por la empresa mensual	Gasto asumido por la empresa anual
Área administrativa								
Auxiliar contable	862,75	81,53	71,90	33,33	96,20	886,45	982,65	11.791,75
Área técnica								
Ingeniero eléctrico	1.676,00	158,38	139,67	33,33	186,87	1.690,62	1.877,49	22.529,90
Ingeniero electrónico	1.676,00	158,38	139,67	33,33	186,87	1.690,62	1.877,49	22.529,90
Obrero 1	675,00	63,79	56,25	33,33	75,26	700,80	776,06	9.312,70
Obrero 2	675,00	63,79	56,25	33,33	75,26	700,80	776,06	9.312,70
Área de limpieza								
Auxiliar de limpieza	585,00	55,28	48,75	33,33	65,23	611,80	677,03	8.124,34
Área de seguridad								
Guardia de seguridad	675,00	63,79	56,25	33,33	75,26	700,80	776,06	9.312,70
Total anual	5.962,00	563,41	496,83	200,00	664,76	6.095,42	6.760,19	92.914,00

Fuente: Autor.

Para establecer el pago anual por servicios básicos se procede a determinar el consumo mensual de energía eléctrica, como se aprecia en la tabla 48. El costo del kWh al igual que el rango de consumos es obtenido del pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución del año 2020.

Tabla 48. Facturación anual por consumo eléctrico.

Facturación por consumo eléctrico										
Mes	Días/mes	Horas diarias (h)	Horas mensuales (h)	Carga instalada (kW)	Demanda de energía (kWh)	Rango de consumo (kWh)	Precio tarifa (\$/kWh)	Subtotal mensual (\$)		
Enero	31	24	744	3	2.232	1-300	0,081	225,23		
Febrero	28	24	672	3	2.016	Superior	0,104	202,76		
Marzo	31	24	744	3	2.232			225,23		
Abril	30	24	720	3	2.160			217,74		
Mayo	31	24	744	3	2.232			225,23		
Junio	30	24	720	3	2.160			217,74		
Julio	31	24	744	3	2.232			225,23		
Agosto	31	24	744	3	2.232			225,23		
Septiembre	30	24	720	3	2.160			217,74		
Octubre	31	24	744	3	2.232			225,23		
Noviembre	30	24	720	3	2.160			217,74		
Diciembre	31	24	744	3	2.232			225,23		
Total anual								2.650,32		

Fuente: Autor.

Una vez establecido la facturación anual de energía eléctrica, los egresos por servicios básicos con un total de \$ 2.650,32 se visualizan en la tabla 49.

Tabla 49. Egresos por servicios básicos.

Servicios básicos	
Descripción	Gasto anual (\$)
Gastos electricidad	2.650,32
Total anual	2.650,32

Fuente: Autor.

Al incrementarse el número del personal de la planta fotovoltaica, aumenta los gastos por transporte de los trabajadores hasta alcanzar un total de \$ 6.000,00 anuales, como se aprecia en la tabla 50.

Tabla 50. Egresos por transporte del personal.

Transporte del personal		
Descripción	Gasto mensual (\$)	Gasto anual (\$)
Combustible	500,00	6.000,00
Total	500,00	6.000,00

Fuente: Autor.

Finalmente, se tiene los egresos por concepto de gastos varios, esto implica insumos de limpieza, útiles de oficina, hidratación y alimentación, con un total anual de \$ 14.100,00 como se puede visualizar en la tabla 51.

Tabla 51. Egresos por gastos varios.

Gastos varios		
Descripción	Gasto mensual (\$)	Gasto anual (\$)
Insumos de limpieza	300,00	3.600,00
Útiles de oficina	300,00	3.600,00
Hidratación	35,00	420,00
Alimentación	540,00	6.480,00
Total	1.175,00	14.100,00

Fuente: Autor.

Con base a las tablas previamente descritas, se establece como egresos totales un valor de \$ 115.679,32 (véase tabla 52).

Tabla 52. Egresos totales.

Egresos totales	
Descripción	Gastos anuales (\$)
Mantenimiento de la planta fotovoltaica conectada a la red	15,00
Sueldos	92.914,00
Servicios básicos	2.650,32
Transporte del personal	6.000,00
Gastos varios	14.100,00
Total	115.679,32

Fuente: Autor.

Al considerar 25 años de vida útil del proyecto y con los resultados previamente indicados, se obtiene la tabla 53 que presenta el flujo neto de efectivo, el cual, resulta de la diferencia tanto de los ingresos como egresos. El año cero representa la inversión inicial con signo negativo por efectos de cálculo.

Tabla 53. Flujo neto de efectivo.

Año	Inversión inicial (\$)	Ingresos (\$)	Egresos (\$)	Flujo neto de efectivo (\$)
0	-160.006,00			-160.006,00
1		143.472,60	115.679,32	27.793,28
2		143.472,60	115.679,32	27.793,28
3		143.472,60	115.679,32	27.793,28
4		143.472,60	115.679,32	27.793,28
5		143.472,60	115.679,32	27.793,28
6		143.472,60	115.679,32	27.793,28
7		143.472,60	115.679,32	27.793,28

Año	Inversión inicial (\$)	Ingresos (\$)	Egresos (\$)	Flujo neto de efectivo (\$)
8		143.472,60	115.679,32	27.793,28
9		143.472,60	115.679,32	27.793,28
10		143.472,60	115.679,32	27.793,28
11		143.472,60	115.679,32	27.793,28
12		143.472,60	115.679,32	27.793,28
13		143.472,60	115.679,32	27.793,28
14		143.472,60	115.679,32	27.793,28
15		143.472,60	115.679,32	27.793,28
16		143.472,60	115.679,32	27.793,28
17		143.472,60	115.679,32	27.793,28
18		143.472,60	115.679,32	27.793,28
19		143.472,60	115.679,32	27.793,28
20		143.472,60	115.679,32	27.793,28
21		143.472,60	115.679,32	27.793,28
22		143.472,60	115.679,32	27.793,28
23		143.472,60	115.679,32	27.793,28
24		143.472,60	115.679,32	27.793,28
25		143.472,60	115.679,32	27.793,28

Fuente: Autor.

El tipo de interés (COK) es obtenido del Banco Central del Ecuador de las tasas de interés pasivas efectivas referenciales por plazo (dato referenciado a marzo de 2021). Además, se considera un plazo de 361 y más por la vida útil del proyecto (ver tabla 54).

Tabla 54. Rentabilidad de la propuesta de mejora.

Tipo de interés (COK)	7,96 %
Valor actual (VA)	\$ 297.703,61
Valor actual neto (VAN)	\$ 137.697,61
Tasa interna de retorno (TIR)	17 %
Relación beneficio - costo (RBC)	\$ 1,86
Periodo de recuperación de la inversión (PR)	6

Fuente: Autor.

La propuesta es rentable al ser el VAN mayor a cero (\$ 137.697,61) y la TIR superior al tipo de interés (17 % > 7,96 %). Además, la relación beneficio – costo con un valor de \$ 1,86 implica que, por cada dólar invertido se tiene una ganancia neta de 86 centavos. Finalmente, el periodo de recuperación de la inversión (PR) se sitúa en aproximadamente 6 años.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

14.1. Conclusiones

- Del estudio efectuado se evidencia que durante el año 2015 la planta fotovoltaica presentó la mayor generación de energía eléctrica con 1,62 GWh, por el contrario, el 2020 representó el periodo con menor producción de electricidad equivalente a 1,45 GWh.
- Durante el periodo de análisis comprendido entre el 2014 al 2020, el factor de planta presentó su año más favorable en el 2015 con 18,49 %, no obstante, a lo largo del 2020 este índice disminuyó hasta el 16,46 %.
- La ubicación actual de la planta solar no es adecuada con base a los niveles de radiación, por lo cual, el emplazamiento propuesto presenta desde febrero a noviembre valores de irradiación global sobre superficie inclinada superiores, entre 124 kWh/m² hasta 196 kWh/m², así, el factor de planta tiende a incrementarse al disponer de una mayor generación de energía eléctrica.
- La planta fotovoltaica interconectada a la red de suministro eléctrico presentó un sobredimensionamiento del 8 % lo que puede resultar beneficioso, pues, al incrementar la potencia pico del sistema solar la generación de energía eléctrica tiende a elevarse.
- Actualmente, se puede sobredimensionar la potencia pico de la planta solar máximo hasta el 25 %, lo que representa 1.350 kWp con un total de 5.400 paneles fotovoltaicos. Para valores superiores la generación de energía eléctrica anual no presentó aumentos.
- La producción específica (kWh/kWp) tiende a decrecer conforme la potencia pico aumenta, es decir, según se incrementa el sobredimensionamiento baja la generación de energía eléctrica por cada kWp instalado.
- La inclinación del panel fotovoltaico puede encontrarse dentro del rango de -23° a 23° , pero, es recomendable que no sea inferior a 15° para permitir la autolimpieza del panel y disminuir las pérdidas por suciedad, pues, las mismas ocasionarían la disminución de la generación de energía eléctrica, así como la reducción del factor de planta.
- La distancia mínima requerida entre bastidores es 2,16 m, un valor menor ocasionaría pérdidas por sombras lo que produciría la disminución de la generación de energía eléctrica y por ende la reducción del factor de planta.
- Cuando la temperatura de la celda es 7,6 °C la potencia extraída del sistema fotovoltaico equivale a 56,64 kW, no obstante, en casos extremos con temperaturas de 75 °C la capacidad del arreglo disminuye a 45 kW.

- Mediante el cambio de los 4.320 paneles policristalinos por tecnología monocristalina de mayor eficiencia, el factor de planta anual se incrementó al 20,67 % y superó al 2015 con el 18,49 %.
- Al sobredimensionar la potencia pico del sistema en 10 %, es decir, 1.188 kWp con 432 paneles adicionales, el factor de planta se incrementó hasta 22,58 %. Por otra parte, mediante la incorporación del banco de baterías para almacenar 108.000 Wh, este índice equivale a 20,82 %.

14.2. Recomendaciones

- El emplazamiento actual del proyecto sea cambiado a la ubicación propuesta con coordenadas 0.017472, -78.323806, el cual, ofrece mejores niveles de radiación global sobre superficie inclinada.
- No sobredimensionar excesivamente la potencia pico del sistema fotovoltaico, puesto que, hasta el 25 % resulta en una inversión inicial excesiva y la producción específica decrece, pese a obtener una mayor producción de electricidad y mejor factor de planta.
- Incrementar el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos de 10° a 15°, con la finalidad de disminuir las pérdidas por suciedad y evitar posibles daños a los equipos de la planta solar.
- Modificar la distancia entre bastidores de 1,20 m a 2,16 m con el objetivo de reducir las pérdidas por sombras producidas mediante las filas delanteras, así, la producción de electricidad aumenta conjuntamente con el factor de planta.
- Para reducir el autoconsumo de energía eléctrica de la planta solar, se puede instalar un sistema fotovoltaico autónomo mediante paneles monocristalinos de alta eficiencia que cubra la demanda.

15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Romeral, “Análisis de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Chile”, Tesis Ing., DIE, UC3M, Madrid, España, 2015.
- [2] M. Bueno, L. Rodríguez y P. Rodríguez, “Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano”, *SciELO*, vol. 34, no. 2, pág. 401, Julio 2016.
- [3] A. Jurado, E. Vinson, B. Cerne, P. Gill y F. Nicchi “Factor de capacidad de turbinas eólicas en Argentina”, *AEA*, ed. 332, págs. 54 – 58, Junio 2018.
- [4] M. Tinajeros, A. Montoya, E. Palo y F. Morante, “Evaluación del desempeño de un sistema fotovoltaico conectado a red de 3.3 kW en la ciudad de Arequipa”, en XXII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXII-SPES), Arequipa, PE, 2015, págs. 16 – 21.
- [5] X. Elías y S. Bordas, *Energía, agua, medioambiente territorial y sostenibilidad*, 1ra. ed. Madrid, España: Díaz de Santos, 2011.
- [6] G. Argüello, “Informe anual sobre la gestión realizada por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE durante el 2019”, Operador Nacional de Electricidad, Quito, Ecuador, GE, 2020.
- [7] CELEC EP. (2020, Agosto 02). Central Villonaco alcanzó niveles de producción históricos en los meses de julio y agosto de 2018 [En línea]. Disponible en: <https://www.celec.gob.ec/hidroazogues/noticias/196-central-villonaco-alcanzo-niveles-de-produccion-historicos-en-los-meses-de-julio-y-agosto-de-2018>
- [8] A. Rommel y M. Osvaldo, *Smart Grid: Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*, 1ra. ed. Ciudad de México, México: Cengage Learning, 2012.
- [9] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*, 3ra. ed. Manizales, Colombia: UNAL, 2004.
- [10] J. Sancho, R. Miró y S. Gallardo, *Gestión de la energía*, Valencia, España: UPV, 2006.
- [11] J. Schallenberg et al., *Energías renovables y eficiencia energética*, 1ra. ed. Canarias, España: ITC, 2008.
- [12] J. Carta, R. Calero, A. Colmenar y M. Castro, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*, 1ra. ed. Madrid, España: Pearson, 2009.

- [13] J. Méndez y R. Cuervo, *Energía solar fotovoltaica*, 2da. ed. Madrid, España: FC Editorial, 2007.
- [14] J. Valentín, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Gipuzkoa, España: Donostiarra, 2012.
- [15] O. Style, *Energía solar autónoma: planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*, 1ra. ed. Culhuacán, México: Ítaca, 2012.
- [16] M. Pareja, *Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada*, 2da. ed. Barcelona, España: Marcombo, 2010.
- [17] M. Baselga, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Editex, 2019.
- [18] A. Castejón y G. Santamaría, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Editex, 2010.
- [19] R. Guerrero, *Replanteo y funcionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas. ENAE0108*, 2da. ed. Andalucía, España: IC Editorial, 2017.
- [20] V. Mascarós, *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2016.
- [21] J. Cantos, *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2016.
- [22] O. Perpiñán, *Energía solar fotovoltaica*, ed. 1.9. España: Creative Commons, 2018.
- [23] J. Cantos, *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2016.
- [24] M. Moro, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2010.
- [25] A. Lira, “Radiación solar invisible y arquitectura”, *Bitácora arquitectura*, vol. 12, no. 35, Marzo 2017.
- [26] M. Tobajas, *Energía solar fotovoltaica*, 1ra. ed. España: Canopina, 2018.
- [27] M. Sánchez, *Energía solar fotovoltaica*, 1ra. ed. México: Limusa, 2010.
- [28] J. Viloría, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2010.
- [29] Google. (2021, Enero 21). Google Earth [En línea]. Disponible en: <https://earth.google.com/web/>

- [30] ARCONEL, "Atlas geoespacial del sector eléctrico ecuatoriano 2015", Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Quito, Ecuador, Téc., 2015.
- [31] ARCONEL. (2021, Enero 21). Control de la operación [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/control-de-la-generacion-3/>
- [32] ARCONEL, " Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2019", Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Quito, Ecuador, Téc., 2019.
- [33] Meteonorm. (2021). Meteonorm 8.0.3 [En línea]. Disponible en: <https://meteonorm.com/en/download>
- [34] J. de la Peña, "Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica", Tesis Ing., UPM, ETSII, Madrid, España, 2016.
- [35] PVsyst. (2021). PVsyst 7.1 [En línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>
- [36] BLUESUN SOLAR. (2021, Marzo 03). Panel fotovoltaico policristalino MSM255P – 60 [En línea]. Disponible en: https://www.bluesunpv.com/black-poly-solar-panel-60-cells-series_p191.html
- [37] M. Ramírez, *Energía solar fotovoltaica*, 1ra. ed. España: Elearning, 2019.
- [38] T. Díaz y G. Carmona, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ra. ed. España: McGraw-Hill, 2010.
- [39] I. Gormaz, *Técnicas y procesos en las instalaciones singulares en los edificios*, 2da. ed. España: Paraninfo, 2007.
- [40] INAMHI, " Anuario meteorológico 2009", Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Quito, Ecuador, Téc., No. 49, 2012.
- [41] INAMHI, " Anuario meteorológico 2010", Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Quito, Ecuador, Téc., No. 50, 2012.
- [42] INAMHI, " Anuario meteorológico 2011", Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Quito, Ecuador, Téc., No. 51, 2014.
- [43] INAMHI, " Anuario meteorológico 2012", Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Quito, Ecuador, Téc., No. 52, 2015.
- [44] KACO. (2021, Marzo 03). Inversor trifásico powador 39.0 – 72.0 TL3[En línea]. Disponible en: <https://kaco->

newenergy.com/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=3254&token=a8a2e5d6f23635a8e7d9752ca76fd92bce6fe5da

- [45] N. Sapag y R. Sapag, *Preparación y evaluación de proyectos*, 5ta. ed. Colombia: McGraw-Hill, 2008.
- [46] J. Sancho, R. Miró y S. Gallardo, *Gestión de la energía*, 1era. ed. España: niversitat Politècnica de València, 2006.
- [47] J. Rodríguez, E. Rodríguez y A. Pierdant, *Matemáticas financieras*, 1ra. ed. México: Patria, 2014.
- [48] C. Aching, *Matemáticas financieras para toma de decisiones empresariales*, 1ra. ed. España: B-EUMED, 2006.
- [49] A. Martínez, *Bases de economía*, 1ra. ed. España: UCLM, 2016.
- [50] E. Adam y R. Elbert, *Administración de la producción y las operaciones: conceptos, modelos y funcionamiento*, 4ta. ed. España: Pearson, 1991.
- [51] BANCO CENTRAL DEL ECUADOR. (2021, Marzo 03). Tasas de Interés, marzo - 2021 [En línea]. Disponible: <https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>
- [52] ARCONEL. (2021, Marzo 03). Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/resoluciones-pliegos-tarifarios/>
- [53] Ministerio del trabajo. (2021, Marzo 03). Acuerdo ministerial Nro. MDT-2019-394 [En línea]. Disponible en: <https://ww2.elmercurio.com.ec/wp-content/uploads/2019/12/ACUERDO-MINISTERIAL-Nro.MDT-2019-394-11.pdf>

ANEXOS

Anexo 1. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2014.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Febrero	06/02/2014 al 16/02/2014	45.763.015	93.977.291	4.085.969,17	Agosto	01/08/2014 al 15/08/2014	73.044.657	152.315.616	4.913.406,97
	17/02/2014 al 28/02/2014	48.214.276				16/08/2014 al 31/08/2014	79.270.959		
Marzo	01/03/2014 al 16/03/2014	59.476.837	114.500.345	3.693.559,52	Septiembre	01/09/2014 al 15/09/2014	68.663.054	141.110.598	4.703.686,60
	17/03/2014 al 31/03/2014	55.023.508				16/09/2014 al 30/09/2014	72.447.544		
Abril	01/04/2014 al 15/04/2014	67.019.361	125.895.665	4.196.522,17	Octubre	01/10/2014 al 15/10/2014	68.527.174	142.404.381	4.593.689,71
	16/04/2014 al 30/04/2014	58.876.304				16/10/2014 al 31/10/2014	73.877.207		
Mayo	01/05/2014 al 15/05/2014	55.684.599	125.317.706	4.042.506,65	Noviembre	01/11/2014 al 15/11/2014	70.539.587	132.499.802	4.416.660,07
	16/05/2014 al 31/05/2014	69.633.107				16/11/2014 al 30/11/2014	61.960.215		
Junio	01/06/2014 al 15/06/2014	59.318.135	128.024.824	4.267.494,13	Diciembre	01/12/2014 al 15/12/2014	72.651.170	138.179.794	4.457.412,71
	16/06/2014 al 30/06/2014	68.706.689				16/12/2014 al 31/12/2014	65.528.624		
Julio	01/07/2014 al 15/07/2014	70.108.896	161.816.710	5.219.893,87					
	16/07/2014 al 31/07/2014	91.707.814							

Fuente: Autor.

Anexo 2. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2015.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2015 al 15/01/2015	80.446.551,00	138.227.279	4.458.944,48	Julio	01/07/2015 al 15/07/2015	59.232.599,00	137.727.443	4.442.820,74
	16/01/2015 al 31/01/2015	57.780.728,00				16/07/2015 al 31/07/2015	78.494.844,00		
Febrero	01/02/2015 al 15/02/2015	70.485.446,00	133.015.120	4.750.540,00	Agosto	01/08/2015 al 15/08/2015	74.115.322,00	159.547.049	5.146.679,00
	16/02/2015 al 28/02/2015	62.529.674,00				16/08/2015 al 31/08/2015	85.431.727,00		
Marzo	01/03/2015 al 15/03/2015	65.719.405,00	128.507.780	4.145.412,26	Septiembre	01/09/2015 al 15/09/2015	83.093.868,00	161.683.190	5.389.439,67
	16/03/2015 al 31/03/2015	62.788.375,00				16/09/2015 al 30/09/2015	78.589.322,00		
Abril	01/04/2015 al 15/04/2015	58.764.910,00	116.632.896	3.887.763,20	Octubre	01/10/2015 al 15/10/2015	60.992.164,00	128.908.247	4.158.330,55
	16/04/2015 al 30/04/2015	57.867.986,00				16/10/2015 al 31/10/2015	67.916.083,00		
Mayo	01/05/2015 al 15/05/2015	57.160.188,00	113.408.022	3.658.323,29	Noviembre	01/11/2015 al 15/11/2015	63.747.442,00	122.313.156	4.077.105,20
	16/05/2015 al 31/05/2015	56.247.834,00				16/11/2015 al 30/11/2015	58.565.714,00		

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Junio	01/06/2015 al 15/06/2015	61.173.192,00	133.860.513	4.462.017,10	Diciembre	01/12/2015 al 15/12/2015	64.618.652,00	145.766.611	4.702.148,74
	16/06/2015 al 30/06/2015	72.687.321,00				16/12/2015 al 31/12/2015	81.147.959,00		

Fuente: Autor.

Anexo 3. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2016.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2016 al 15/01/2016	67.021.751,00	135.576.496	4.373.435,35	Julio	01/07/2016 al 15/07/2016	62.258.246,00	130.741.464	4.217.466,58
	16/01/2016 al 31/01/2016	68.554.745,00				16/07/2016 al 31/07/2016	68.483.218,00		
Febrero	01/02/2016 al 15/02/2016	61.199.525,00	117.572.928	4.054.238,90	Agosto	01/08/2016 al 15/08/2016	81.319.031,00	158.718.258	5.119.943,81
	16/02/2016 al 29/02/2016	56.373.403,00				16/08/2016 al 31/08/2016	77.399.227,00		
Marzo	01/03/2016 al 15/03/2016	55.919.576,00	114.486.130	3.693.100,97	Septiembre	01/09/2016 al 15/09/2016	62.208.524,00	130.817.063	4.360.568,77
	16/03/2016 al 31/03/2016	58.566.554,00				16/09/2016 al 30/09/2016	68.608.539,00		
Abril	01/04/2016 al 15/04/2016	60.951.171,00	120.283.478	4.009.449,27	Octubre	01/10/2016 al 15/10/2016	62.436.980,00	137.991.476	4.451.337,94
	16/04/2016 al 30/04/2016	59.332.307,00				16/10/2016 al 31/10/2016	75.554.496,00		
Mayo	01/05/2016 al 15/05/2016	61.653.316,00	132.170.936	4.263.578,58	Noviembre	01/11/2016 al 15/11/2016	63.661.175,00	133.925.416	4.464.180,53
	16/05/2016 al 31/05/2016	70.517.620,00				16/11/2016 al 30/11/2016	70.264.241,00		
Junio	01/06/2016 al 15/06/2016	61.298.276,00	128.000.676	4.266.689,20	Diciembre	01/12/2016 al 15/12/2016	58.428.478,00	122.388.091	3.948.002,94
	16/06/2016 al 30/06/2016	66.702.400,00				16/12/2016 al 31/12/2016	63.959.613,00		

Fuente: Autor.

Anexo 4. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2017.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2017 al 15/01/2017	53.386.318,00	116.257.253	3.750.233,97	Julio	01/07/2017 al 15/07/2017	75.430.005,00	154.517.717	4.984.442,48
	16/01/2017 al 31/01/2017	62.870.935,00				16/07/2017 al 31/06/2017	79.087.712,00		
Febrero	01/02/2017 al 15/02/2017	59.099.288,00	114.338.666	4.083.523,79	Agosto	01/08/2017 al 15/08/2017	68.666.104,00	139.217.071	4.490.873,26

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
	16/02/2017 al 28/02/2017	55.239.378,00				16/08/2017 al 31/08/2017	70.550.967,00		
Marzo	01/03/2017 al 15/03/2017	52.307.587,00	116.691.631	3.764.246,16	Septiembre	01/09/2017 al 15/09/2017	70.169.082,00	144.970.427	4.832.347,57
	16/03/2017 al 31/03/2017	64.384.044,00				16/09/2017 al 30/09/2017	74.801.345,00		
Abril	01/04/2017 al 15/04/2017	57.996.728,00	124.444.490	4.148.149,67	Octubre	01/10/2017 al 15/10/2017	57.795.226,48	127.673.409,95	4.118.497,10
	16/04/2017 al 30/04/2017	66.447.762,00				16/10/2017 al 31/10/2017	69.878.183,47		
Mayo	01/05/2017 al 15/05/2017	52.064.593,00	114.241.256	3.685.201,81	Noviembre	01/11/2017 al 15/11/2017	67.364.927,38	122.891.203,26	4.096.373,44
	16/05/2017 al 31/05/2017	62.176.663,00				16/11/2017 al 30/11/2017	55.526.275,88		
Junio	01/06/2017 al 15/06/2017	59.014.900,00	116.140.652	3.871.355,07	Diciembre	01/12/2017 al 15/12/2017	64.996.362,72	128.094.125,80	4.132.068,57
	16/06/2017 al 30/06/2017	57.125.752,00				16/12/2017 al 31/12/2017	63.097.763,09		

Fuente: Autor.

Anexo 5. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2018.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2018 al 15/01/2018	55.554.036,96	131.028.070,96	4.226.711,97	Julio	01/07/2018 al 15/07/2018	69.801.882,60	132.411.477,02	4.271.337,97
	16/01/2018 al 31/01/2018	75.474.034,00				16/07/2018 al 31/07/2018	62.609.594,42		
Febrero	01/02/2018 al 15/02/2018	77.557.068,01	139.843.616,01	4.994.414,86	Agosto	01/08/2018 al 15/08/2018	77.576.850,60	171.282.793,24	5.525.251,39
	16/02/2018 al 28/02/2018	62.286.548,00				16/08/2018 al 31/08/2018	93.705.942,64		
Marzo	01/03/2018 al 15/03/2018	66.978.474,86	128.696.411,95	4.151.497,16	Septiembre	01/09/2018 al 15/09/2018	69.017.009,46	149.919.356,51	4.997.311,88
	16/03/2018 al 31/03/2018	61.717.937,09				16/09/2018 al 30/09/2018	80.902.347,06		
Abril	01/04/2018 al 15/04/2018	61.874.492,57	116.050.594,86	3.868.353,16	Octubre	01/10/2018 al 15/10/2018	65.663.448,58	138.120.425,61	4.455.497,60
	16/04/2018 al 30/04/2018	54.176.102,29				16/10/2018 al 31/10/2018	72.456.977,03		

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Mayo	01/05/2018 al 15/05/2018	54.407.069,85	110.673.754,48	3.570.121,11	Noviembre	01/11/2018 al 15/11/2018	55.640.613,00	113.662.146,91	3.788.738,23
	16/05/2018 al 31/05/2018	56.266.684,63				16/11/2018 al 30/11/2018	58.021.533,91		
Junio	01/06/2018 al 15/06/2018	55.669.935,22	113.328.220,96	3.777.607,37	Diciembre	01/12/2018 al 15/12/2018	60.302.405,52	134.228.911,78	4.329.964,90
	16/06/2018 al 30/06/2018	57.658.285,74				16/12/2018 al 31/12/2018	73.926.506,26		

Fuente: Autor.

Anexo 6. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2019.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2019 al 15/01/2019	68.334.200,81	140.217.493,33	4.523.144,95	Julio	01/07/2019 al 15/07/2019	60.778.336,42	134.330.590,47	4.333.244,85
	16/01/2019 al 31/01/2019	71.883.292,52				16/07/2019 al 31/07/2019	73.552.254,04		
Febrero	01/02/2019 al 15/02/2019	55.654.611,46	107.579.506,38	3.842.125,23	Agosto	01/08/2019 al 15/08/2019	75.834.477,62	159.760.204,54	5.153.554,99
	16/02/2019 al 28/02/2019	51.924.894,92				16/08/2019 al 31/08/2019	83.925.726,92		
Marzo	01/03/2019 al 15/03/2019	60.185.776,00	123.852.275,90	3.995.234,71	Septiembre	01/09/2019 al 15/09/2019	80.866.919,93	141.615.323,83	4.720.510,79
	16/03/2019 al 31/03/2019	63.666.499,90				16/09/2019 al 30/09/2019	60.748.403,91		
Abril	01/04/2019 al 15/04/2019	57.234.965,67	112.182.711,45	3.739.423,72	Octubre	01/10/2019 al 15/10/2019	59.508.776,27	116.512.742,76	3.758.475,57
	16/04/2019 al 30/04/2019	54.947.745,78				16/10/2019 al 31/10/2019	57.003.966,50		
Mayo	01/05/2019 al 15/05/2019	54.615.279,70	113.067.776,09	3.647.347,62	Noviembre	01/11/2019 al 15/11/2019	59.731.108,62	119.300.994,75	3.976.699,83
	16/05/2019 al 31/05/2019	58.452.496,39				16/11/2019 al 30/11/2019	59.569.886,13		

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Junio	01/06/2019 al 15/06/2019	55.103.877,90	128.503.622,54	4.283.454,08	Diciembre	01/12/2019 al 15/12/2019	54.556.201,43	111.687.551,46	3.602.824,24
	16/06/2019 al 30/06/2019	73.399.744,63				16/12/2019 al 31/12/2019	57.131.350,03		

Fuente: Autor.

Anexo 7. Mediciones de la energía producida durante el periodo 2020.

Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)	Mes	Fecha	Energía generada (Wh)	Total mes (Wh)	Promedio diario (Wh)
Enero	01/01/2020 al 15/01/2020	74.956.208,25	138.594.756,86	4.470.798,61	Julio	01/07/2020 al 15/07/2020	48.139.738,79	113.551.899,90	3.662.964,51
	16/01/2020 al 31/01/2020	63.638.548,61				16/07/2020 al 31/07/2020	65.412.161,11		
Febrero	01/02/2020 al 15/02/2020	64.425.833,20	114.211.236,35	3.938.318,49	Agosto	01/08/2020 al 15/08/2020	74.648.666,09	137.964.635,46	4.450.472,11
	16/02/2020 al 29/02/2020	49.785.403,15				16/08/2020 al 31/08/2020	63.315.969,37		
Marzo	01/03/2020 al 15/03/2020	54.643.960,40	117.509.608,70	3.790.632,54	Septiembre	01/09/2020 al 15/09/2020	67.357.146,74	132.516.292,04	4.417.209,73
	16/03/2020 al 31/03/2020	62.865.648,30				16/09/2020 al 30/09/2020	65.159.145,30		
Abril	01/04/2020 al 15/04/2020	50.689.667,65	103.712.705,04	3.457.090,17	Octubre	01/10/2020 al 15/10/2020	73.034.814,15	141.284.398,32	4.557.561,24
	16/04/2020 al 30/04/2020	53.023.037,39				16/10/2020 al 31/10/2020	68.249.584,17		
Mayo	01/05/2020 al 15/05/2020	46.836.385,57	106.235.080,11	3.426.938,07	Noviembre	01/11/2020 al 15/11/2020	64.835.491,13	118.055.078,02	3.935.169,27
	16/05/2020 al 31/05/2020	59.398.694,54				16/11/2020 al 30/11/2020	53.219.586,89		
Junio	01/06/2020 al 15/06/2020	55.299.444,82	105.305.507,62	3.510.183,59	Diciembre	01/12/2020 al 15/12/2020	58.834.396,43	117.101.557,74	3.777.469,60
	16/06/2020 al 30/06/2020	50.006.062,80				16/12/2020 al 31/12/2020	58.267.161,31		

Fuente: Autor.

Anexo 8. Irradiación mediante el software MeteoNorm demo v8.0.3.

Resultados y exportación

Emplazamiento actual 0,0°N / -78,3°E, 2627 m

Personalizado

Emplazamiento actual

	Radiación	Temperatura	Precipitación	Duración de la insolación				
	★ Radiación global diaria		Temperatura diaria	Tabla de datos				
	Gh kWh/m ²	Gk kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s	
Enero	157	165	64	142	14,4	9,8	2,3	
Febrero	121	123	63	84	14,4	10,1	2,3	
Marzo	153	152	84	98	14,3	10,2	2,1	
Abril	150	145	65	122	14,2	10,5	1,9	
Mayo	166	156	68	149	14,3	10	2,1	
Junio	161	148	55	160	14,2	8,6	2,6	
Julio	169	157	65	158	14,2	7,4	2,9	
Agosto	195	186	65	189	14,5	6,8	3,1	
Setiembre	160	158	67	135	14,6	7,4	2,9	
Octubre	128	130	76	77	14,4	9,1	2,3	
Noviembre	121	123	72	73	14,2	9,6	2	
Diciembre	140	148	69	112	14,2	10	2,2	
Año	1819	1792	813	1500	14,3	9,1	2,4	

Resultados y exportación

Emplazamiento propuesto 0,0°N / -78,3°E, 2774 m

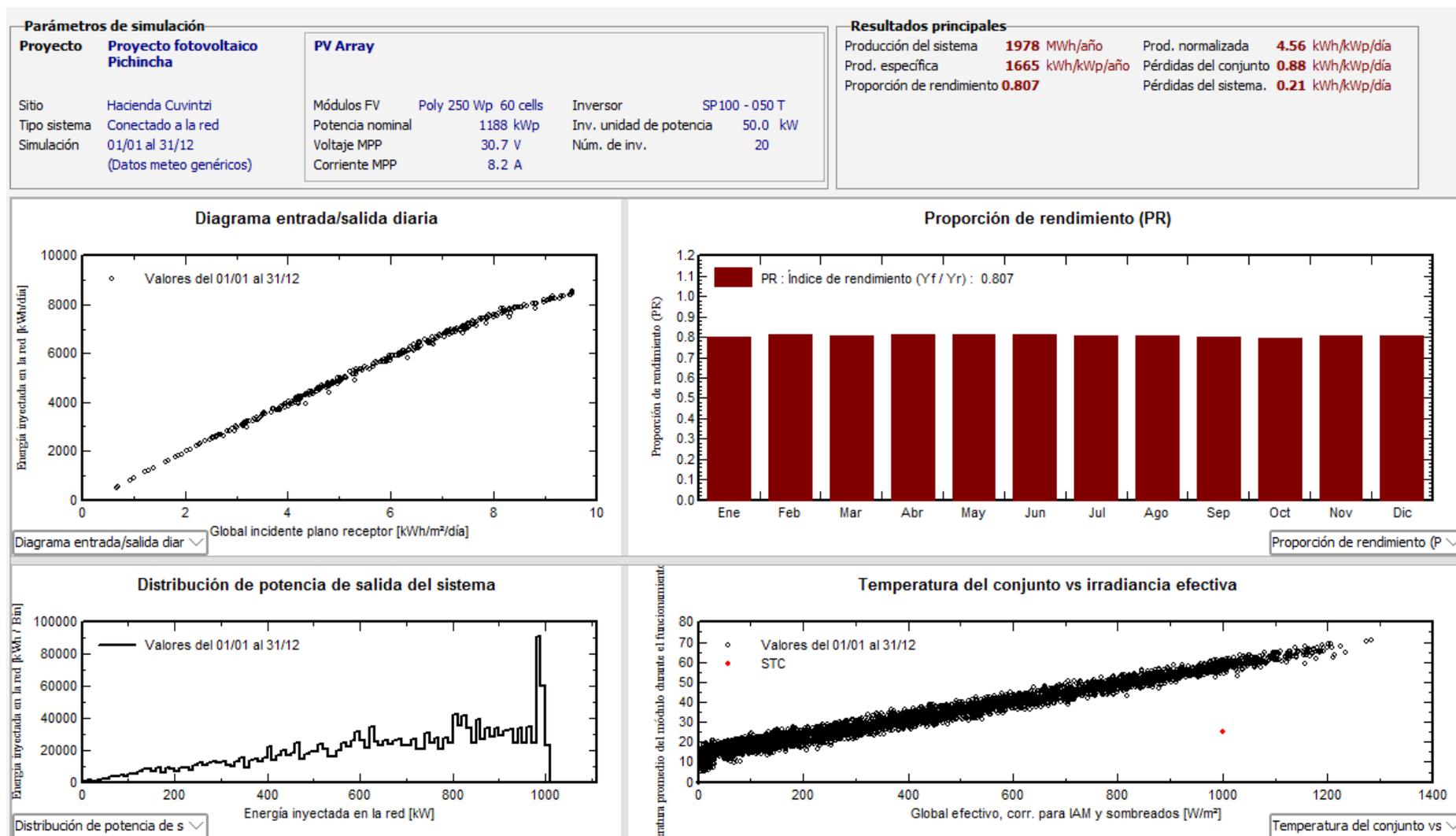
Personalizado

Emplazamiento propuesto

	Radiación	Temperatura	Precipitación	Duración de la insolación				
	Radiación global diaria	Temperatura diaria			Tabla de datos			
	Gh kWh/m ²	Gk kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s	
Enero	160	161	65	144	14,5	9,9	2,1	
Febrero	129	129	72	83	14,5	10,2	2,1	
Marzo	157	157	84	106	14,4	10,2	1,9	
Abril	154	153	63	130	14,3	10,6	1,7	
Mayo	167	166	66	151	14,5	9,9	2	
Junio	160	159	62	149	14,5	8,5	2,4	
Julio	168	167	62	163	14,6	7,2	2,7	
Agosto	196	196	62	196	14,9	6,4	3	
Setiembre	163	162	71	132	14,9	7,3	2,8	
Octubre	134	134	71	91	14,5	9,2	2,1	
Noviembre	124	124	68	84	14,3	9,6	1,9	
Diciembre	142	143	69	112	14,2	10	2	
Año	1846	1846	813	1537	14,5	9,1	2,2	

Fuente: [33].

Anexo 9. Producción del sistema y producción específica mediante el software PVsyst demo v7.1.



Parámetros de simulación

Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV Poly 250 Wp 60 cells
Tipo sistema	Conectado a la red	Potencia nominal 1215 kWp
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP 30.7 V Corriente MPP 8.2 A
		Inversor SP100 - 050 T
		Inv. unidad de potencia 50.0 kW
		Núm. de inv. 20

Resultados principales

Producción del sistema	2020 MWh/año	Prod. normalizada	4.55 kWh/kWp/día
Prod. específica	1662 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0.89 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0.806	Pérdidas del sistema	0.21 kWh/kWp/día

Diagrama entrada/salida diaria

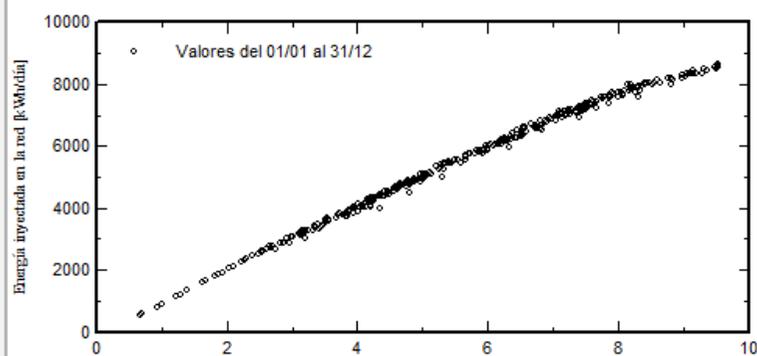
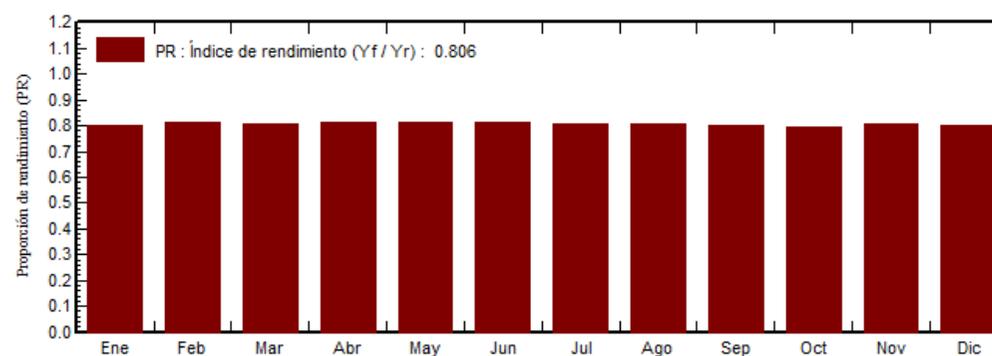


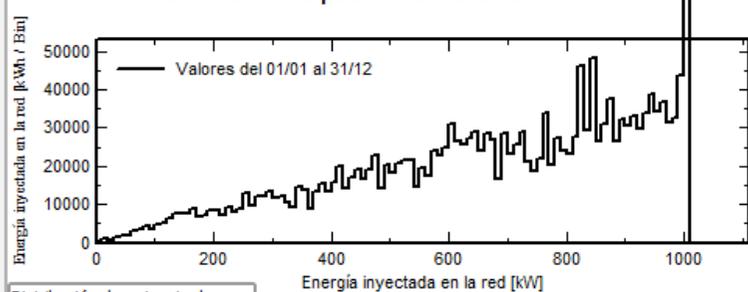
Diagrama entrada/salida diar

Proporción de rendimiento (PR)



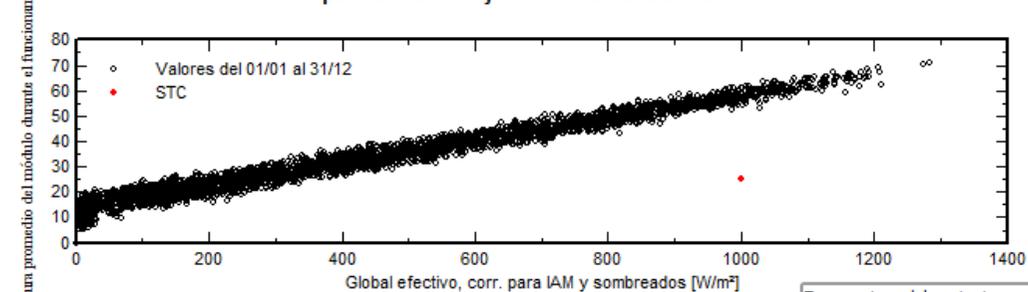
Proporción de rendimiento (P

Distribución de potencia de salida del sistema



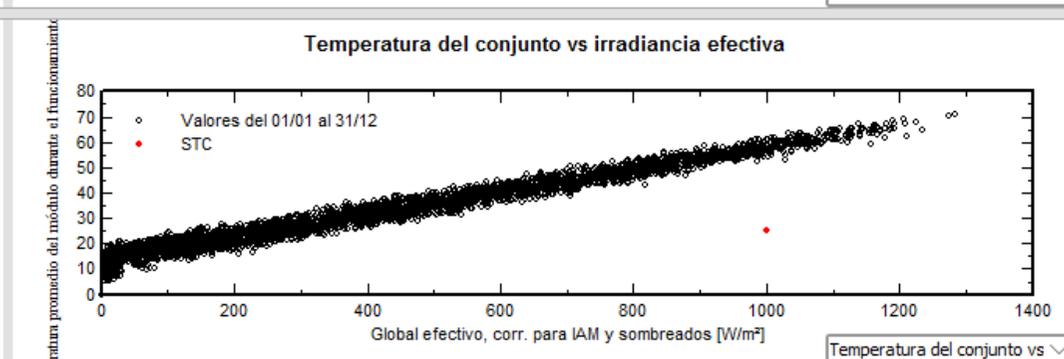
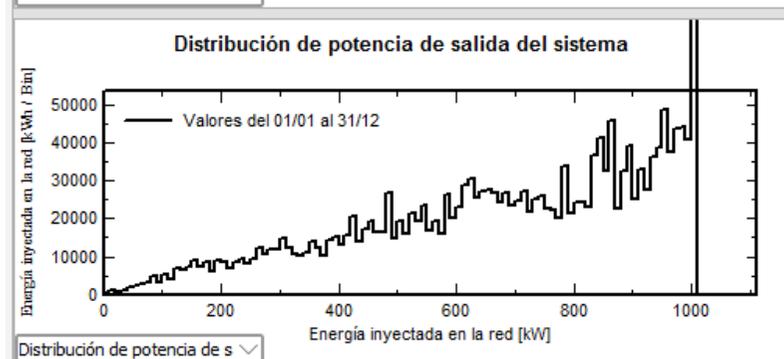
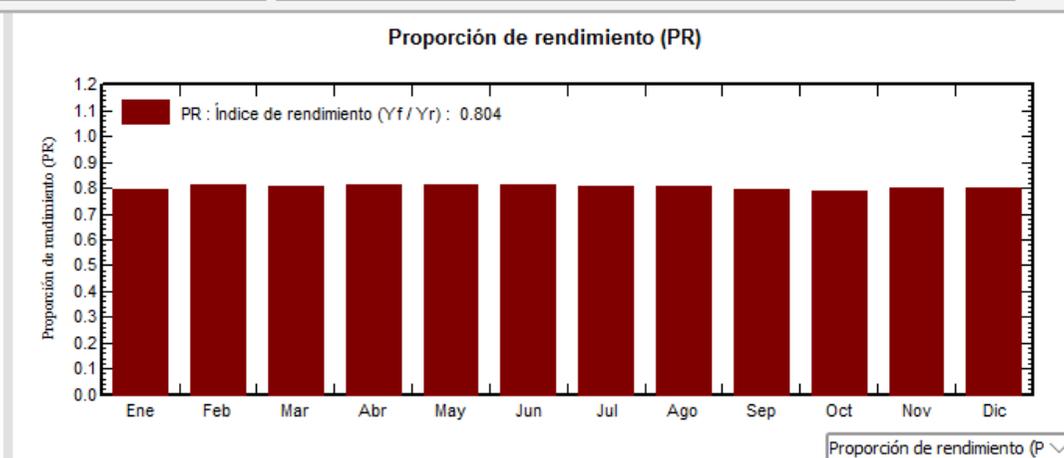
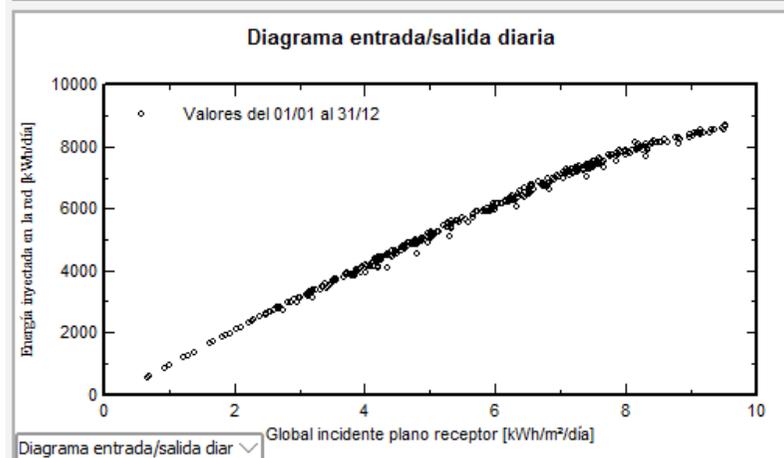
Distribución de potencia de s

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Temperatura del conjunto vs

Parámetros de simulación		Resultados principales	
Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array	
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp 60 cells
Tipo sistema	Conectado a la red	Inversor	SP100 - 050 T
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Potencia nominal	1243 kWp
		Voltaje MPP	30.7 V
		Corriente MPP	8.2 A
		Inv. unidad de potencia	50.0 kW
		Núm. de inv.	20
		Producción del sistema	2060 MWh/año
		Prod. específica	1657 kWh/kWp/año
		Proporción de rendimiento	0.804
		Prod. normalizada	4.54 kWh/kWp/día
		Pérdidas del conjunto	0.90 kWh/kWp/día
		Pérdidas del sistema	0.21 kWh/kWp/día



Parámetros de simulación

Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array	
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp 60 cells
Tipo sistema	Conectado a la red	Potencia nominal	1271 kWp
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP	30.7 V
		Corriente MPP	8.2 A
		Inversor	SP100 - 050 T
		Inv. unidad de potencia	50.0 kW
		Núm. de inv.	20

Resultados principales

Producción del sistema	2099 MWh/año	Prod. normalizada	4.53 kWh/kWp/día
Prod. específica	1652 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0.92 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0.801	Pérdidas del sistema	0.21 kWh/kWp/día

Diagrama entrada/salida diaria

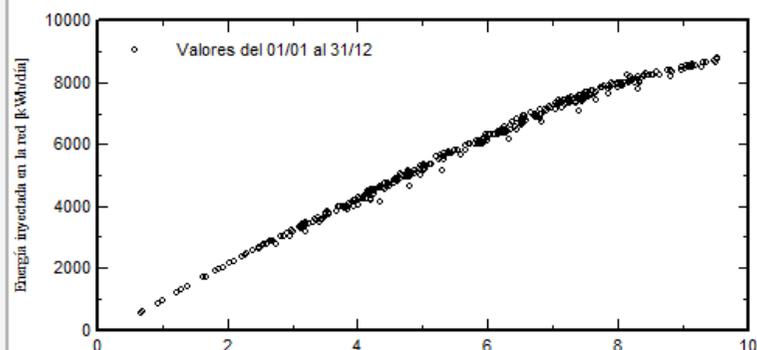
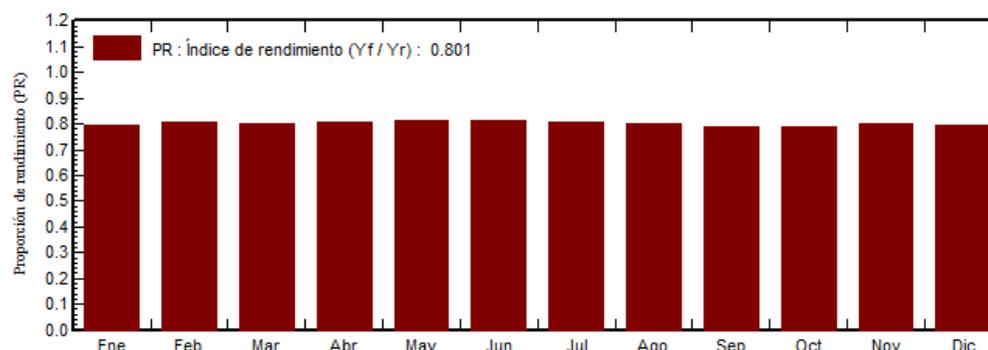


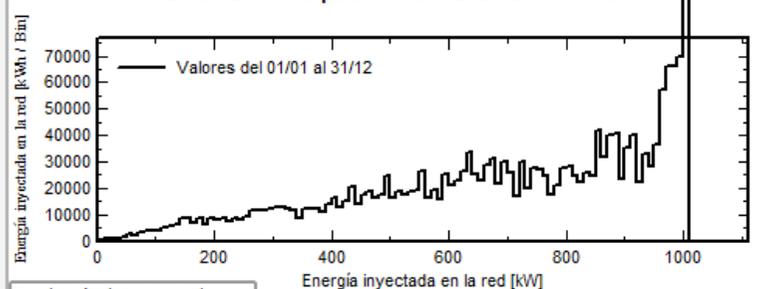
Diagrama entrada/salida diar Global incidente plano receptor [kWh/m²/día]

Proporción de rendimiento (PR)



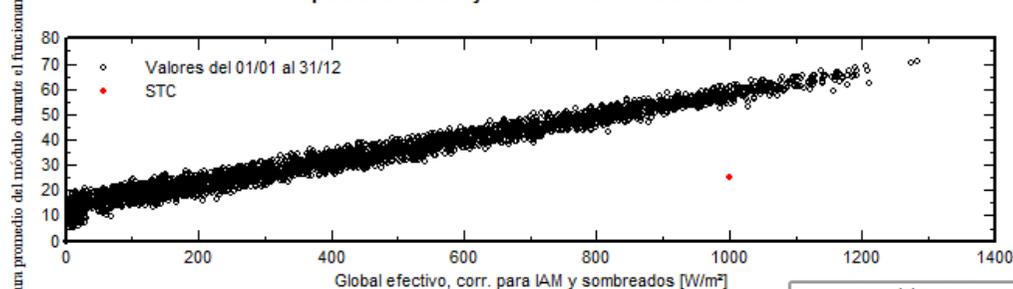
Proporción de rendimiento (P)

Distribución de potencia de salida del sistema



Distribución de potencia de s

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Temperatura del conjunto vs

Parámetros de simulación

Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array			
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp 60 cells	Inversor	SP100 - 050 T
Tipo sistema	Conectado a la red	Potencia nominal	1297 kWp	Inv. unidad de potencia	50.0 kW
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP	30.7 V	Núm. de inv.	20
		Corriente MPP	8.2 A		

Resultados principales

Producción del sistema	2136 MWh/año	Prod. normalizada	4.51 kWh/kWp/día
Prod. específica	1647 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0.93 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0.799	Pérdidas del sistema.	0.21 kWh/kWp/día

Diagrama entrada/salida diaria

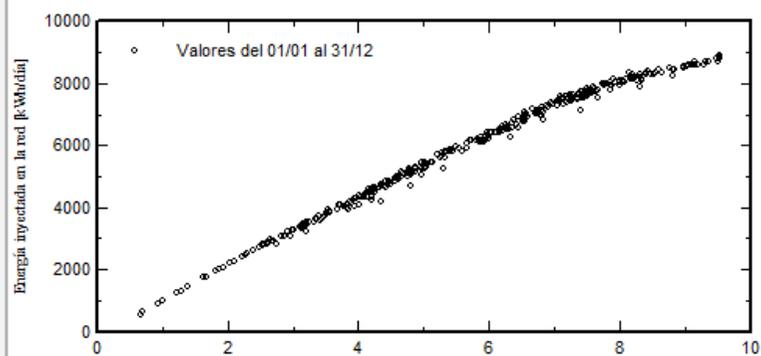
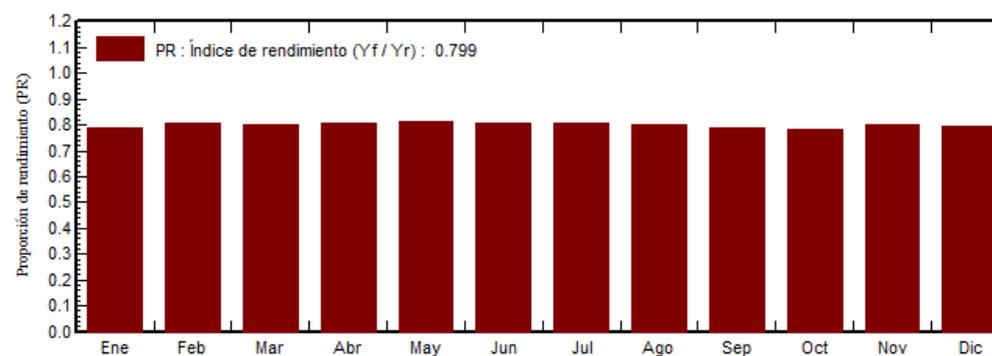


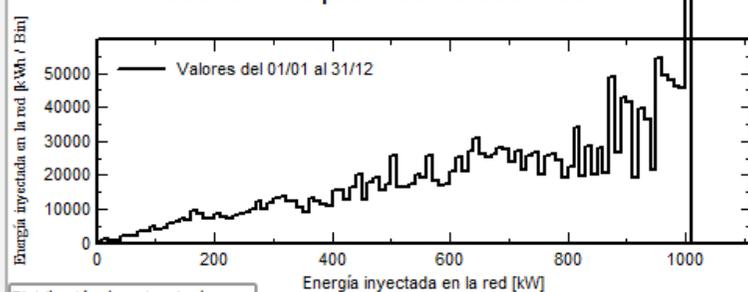
Diagrama entrada/salida diar

Proporción de rendimiento (PR)



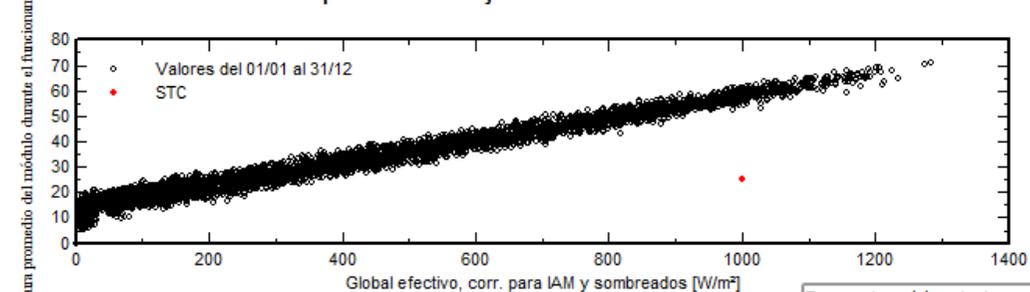
Proporción de rendimiento (P

Distribución de potencia de salida del sistema



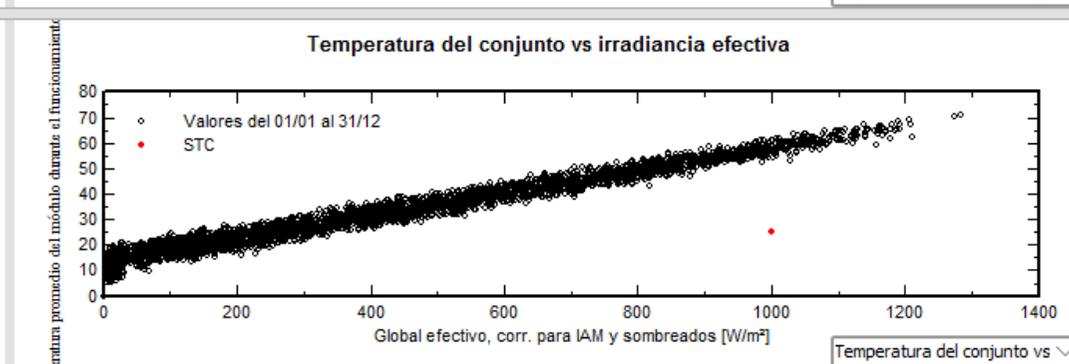
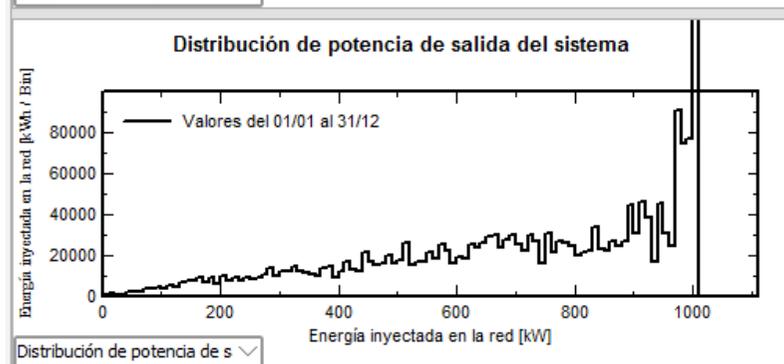
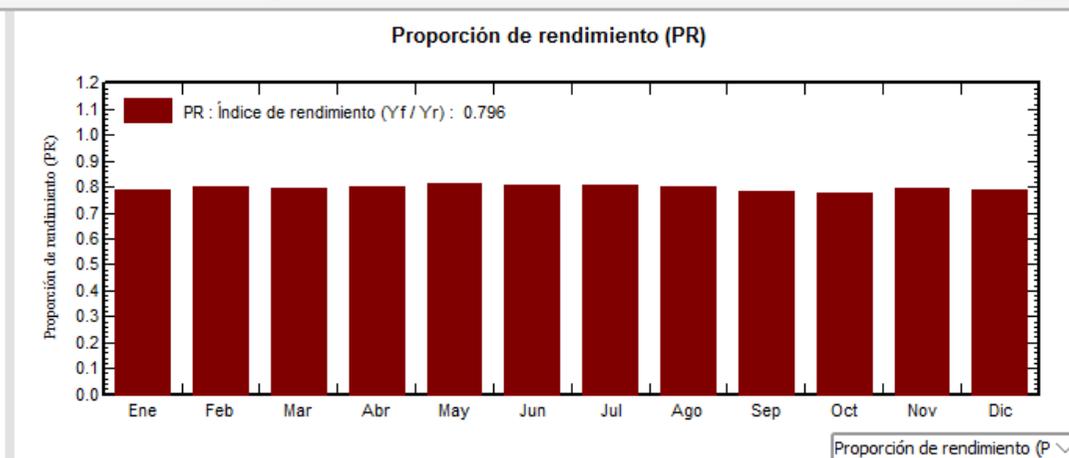
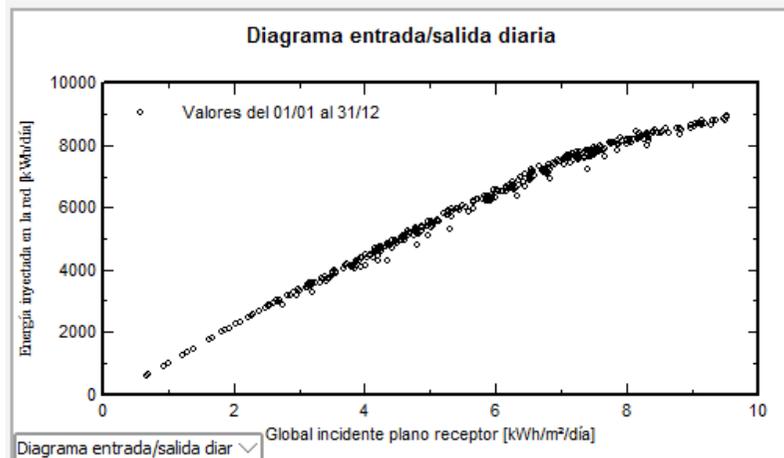
Distribución de potencia de s

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Temperatura del conjunto vs

Parámetros de simulación			Resultados principales		
Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array	Producción del sistema 2171 MWh/año Prod. normalizada 4.50 kWh/kWp/día Prod. específica 1641 kWh/kWp/año Pérdidas del conjunto 0.95 kWh/kWp/día Proporción de rendimiento 0.796 Pérdidas del sistema 0.20 kWh/kWp/día		
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp 60 cells	Inversor	SP100 - 050 T
Tipo sistema	Conectado a la red	Potencia nominal	1323 kWp	Inv. unidad de potencia	50.0 kW
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP	30.7 V	Núm. de inv.	20
		Corriente MPP	8.2 A		

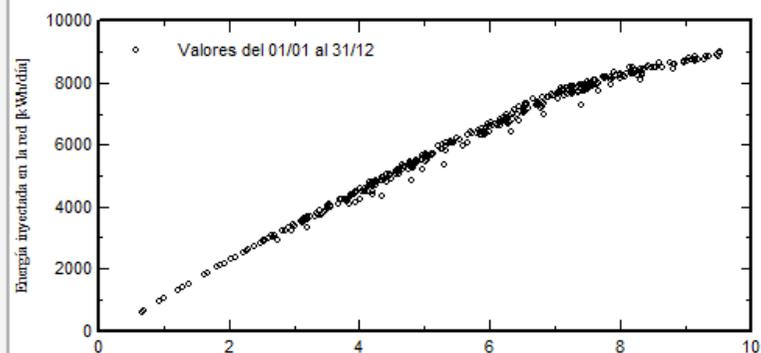
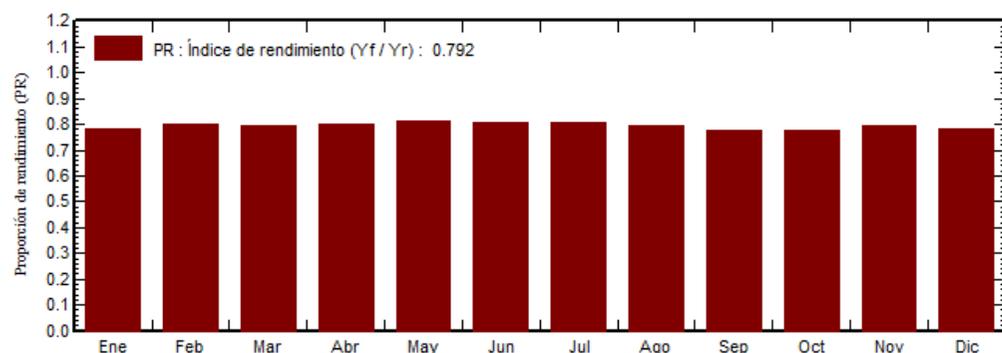
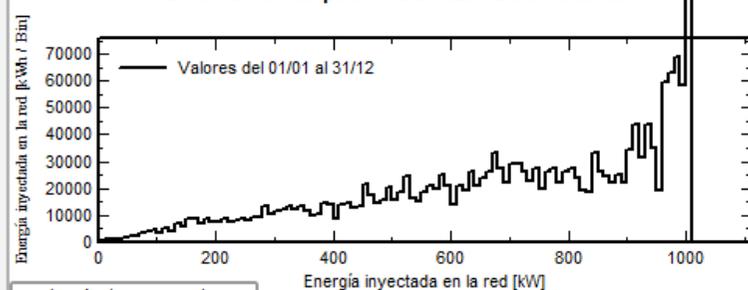
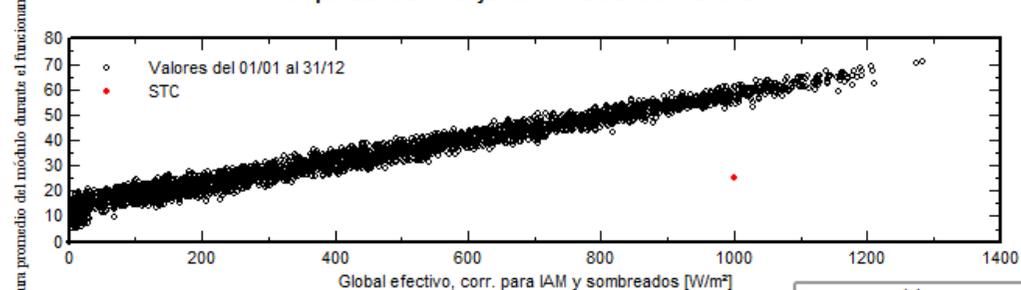


Parámetros de simulación

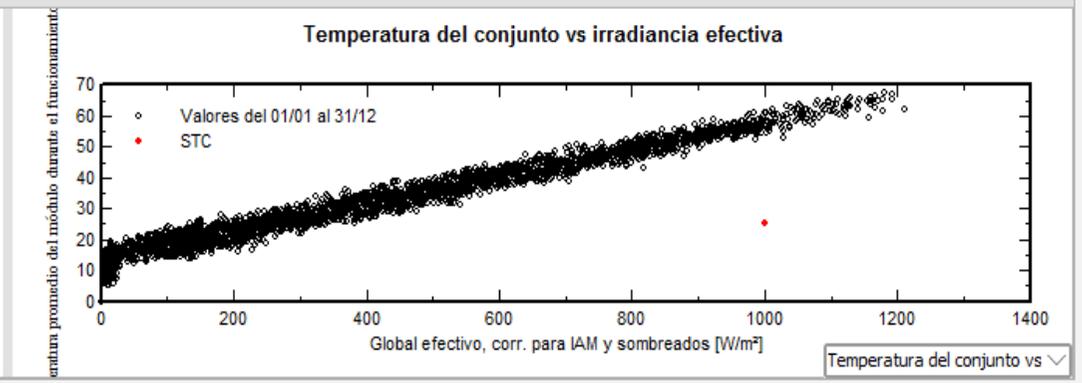
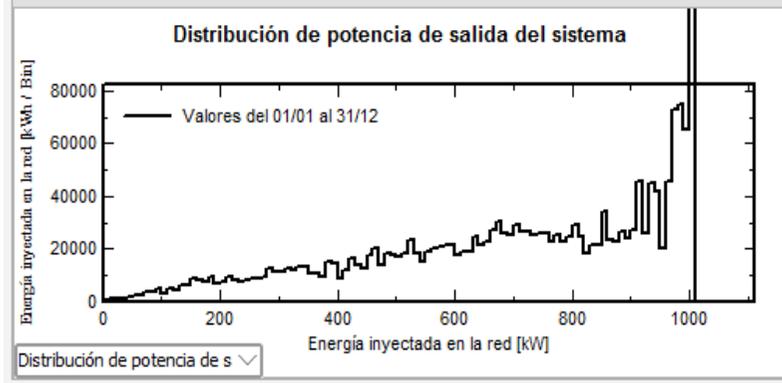
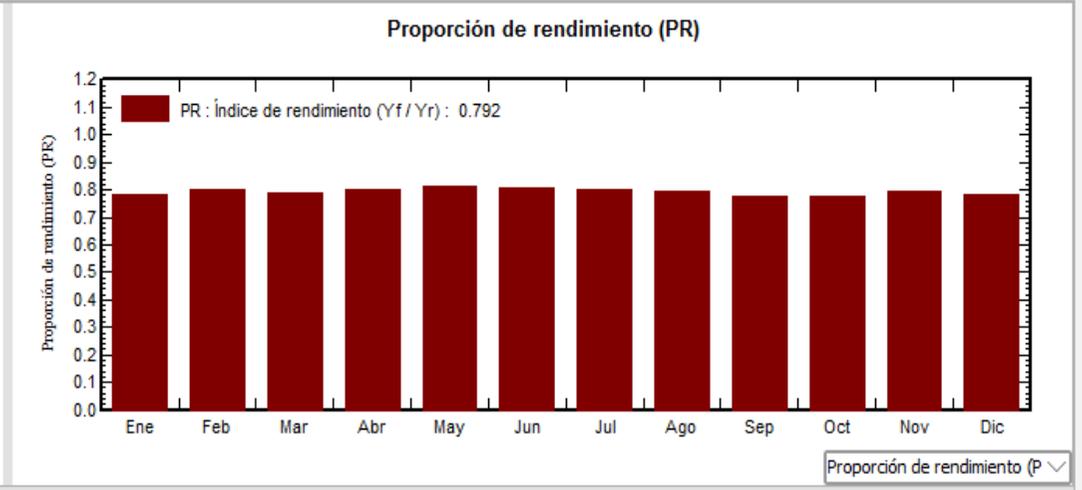
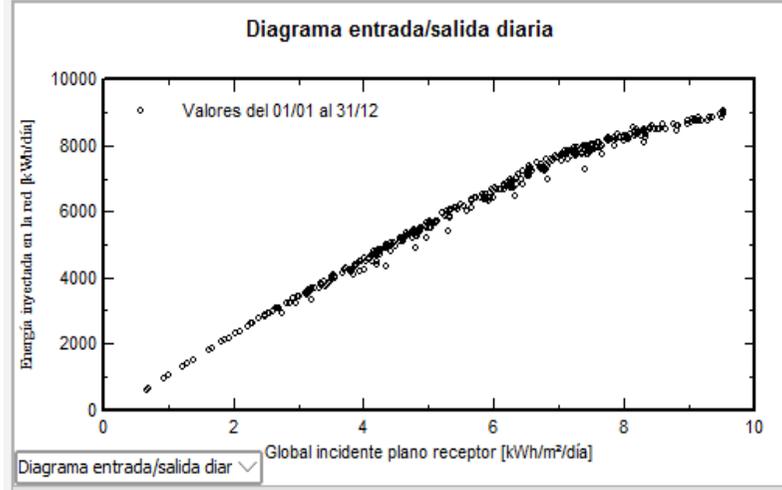
Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array	
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp 60 cells
Tipo sistema	Conectado a la red	Inversor	SP100 - 050 T
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Potencia nominal	1350 kWp
		Voltaje MPP	30.7 V
		Corriente MPP	8.2 A
		Inv. unidad de potencia	50.0 kW
		Núm. de inv.	20

Resultados principales

Producción del sistema	2207 MWh/año	Prod. normalizada	4.48 kWh/kWp/día
Prod. específica	1634 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0.97 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0.792	Pérdidas del sistema	0.20 kWh/kWp/día

Diagrama entrada/salida diariaDiagrama entrada/salida diar **Proporción de rendimiento (PR)**Proporción de rendimiento (P **Distribución de potencia de salida del sistema**Distribución de potencia de s **Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva**Temperatura del conjunto vs

Parámetros de simulación			Resultados principales				
Proyecto	Proyecto fotovoltaico Pichincha	PV Array	Producción del sistema	2213 MWh/año	Prod. normalizada	4.47 kWh/kWp/día	
Sitio	Hacienda Cuvintzi	Módulos FV	Poly 250 Wp	60 cells	Inversor	SP100 - 050 T	
Tipo sistema	Conectado a la red	Potencia nominal	1355 kWp	Inv. unidad de potencia	50.0 kW	Prod. específica	1633 kWh/kWp/año
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP	30.7 V	Núm. de inv.	20	Pérdidas del conjunto	0.97 kWh/kWp/día
		Corriente MPP	8.2 A			Pérdidas del sistema	0.20 kWh/kWp/día



Fuente: [35].

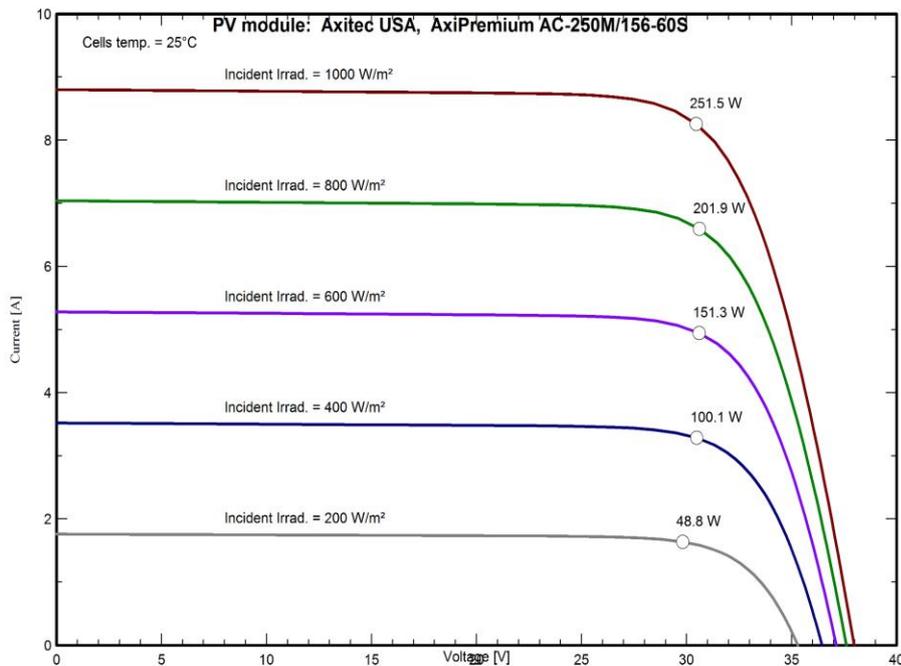
Anexo 10. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico AxiPremium AC-250M/156-60S.



PVsyst V7.1.5

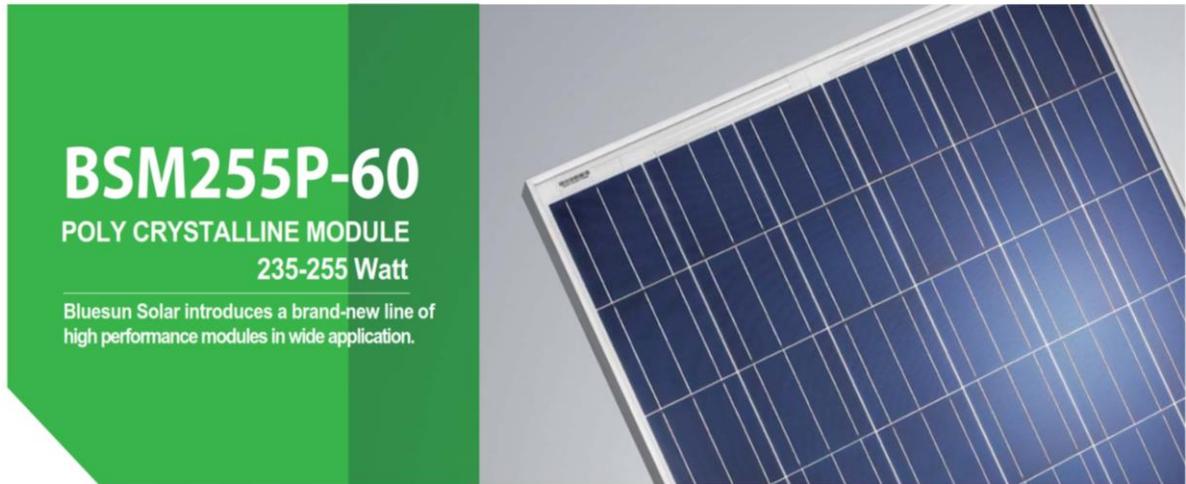
PV module - AxiPremium AC-250M/156-60S

Manufacturer	Generic	Commercial data	
Model	AxiPremium AC-250M/156-60S	Availability :	Prod. Since 2014
		Data source :	Manufacturer 2015
Pnom STC power (manufacturer)	250 Wp	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	0.992 x 1.640 m ²	Rough module area (Amodule)	1.63 m ²
Number of cells	1 x 60	Sensitive area (cells) (Acells)	1.42 m ²
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)			
Reference temperature (TRef)	25 °C	Reference irradiance (GRef)	1000 W/m ²
Open circuit voltage (Voc)	38.0 V	Short-circuit current (Isc)	8.80 A
Max. power point voltage (Vmpp)	29.7 V	Max. power point current (Impp)	8.43 A
=> maximum power (Pmpp)	249.9 W	Isc temperature coefficient (mulsc)	3.5 mA/°C
One-diode model parameters			
Shunt resistance (Rshunt)	400 Ω	Diode saturation current (IoRef)	0.917 nA
Serie resistance (Rserie)	0.33 Ω	Voc temp. coefficient (MuVoc)	-118 mV/°C
Specified Pmax temper. coeff. (muPMaxR)	-0.40 %/°C	Diode quality factor (Gamma)	1.07
		Diode factor temper. coeff. (muGamma)	0.000 1/°C
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch			
Reverse characteristics (dark) (BRev)	3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module	3	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V
Model results for standard conditions (STC: T=25 °C, G=1000 W/m², AM=1.5)			
Max. power point voltage (Vmpp)	30.5 V	Max. power point current (Impp)	8.24 A
Maximum power (Pmpp)	251.5 Wp	Power temper. coefficient (muPmpp)	-0.40 %/°C
Efficiency(/ Module area) (Eff_mod)	15.5 %	Fill factor (FF)	0.753
Efficiency(/ Cells area) (Eff_cells)	17.7 %		



Anexo 11. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico BLUESUN SOLAR BSM250P.

www.bluesunpv.com



BSM255P-60
POLY CRYSTALLINE MODULE
235-255 Watt

Bluesun Solar introduces a brand-new line of high performance modules in wide application.

KEY FEATURES

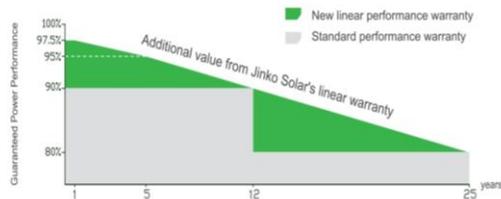
- High module conversion efficiency (up to 15.57%), through superior manufacturing technology
- Anti-reflective coating improves light absorption and reduces surface dust
- Excellent performance in low-light irradiance environment
- Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
- High salt mist and ammonia resistance



QUALITY & SAFETY

- Positive power tolerance of -0/+3% *
- 10 year warranty on material & workmanship *
- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- Premium linear performance warranty *

Premium Performance Warranty



* Based on customer requirements and contract terms

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
IEC61215, IEC61730 certified products

APPLICATIONS



On-grid residential roof-tops



On-grid commercial/ industrial roof-tops

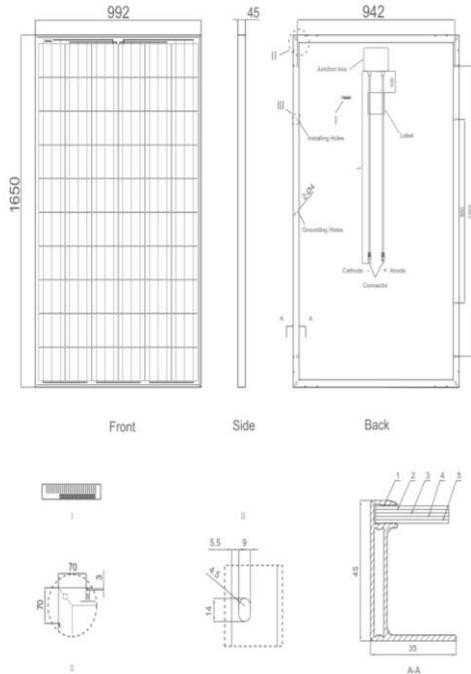


Solar power plants

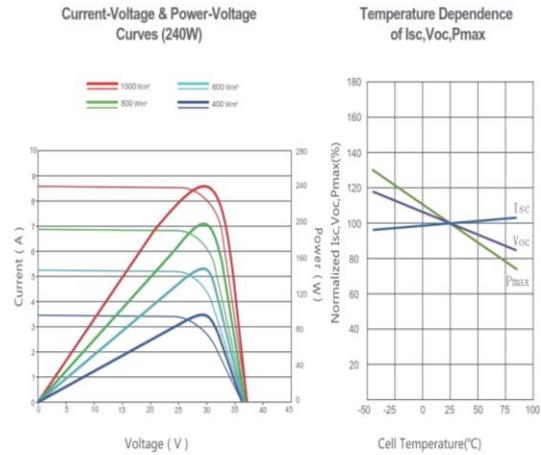


Off-grid systems

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6x10)
Dimensions	1650x992x45mm (64.97x39.06x1.77 inch)
Weight	19.0kg (41.9 lbs.)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm² / UL 12AWG, Length:900mm

Packaging Configuration

25 pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

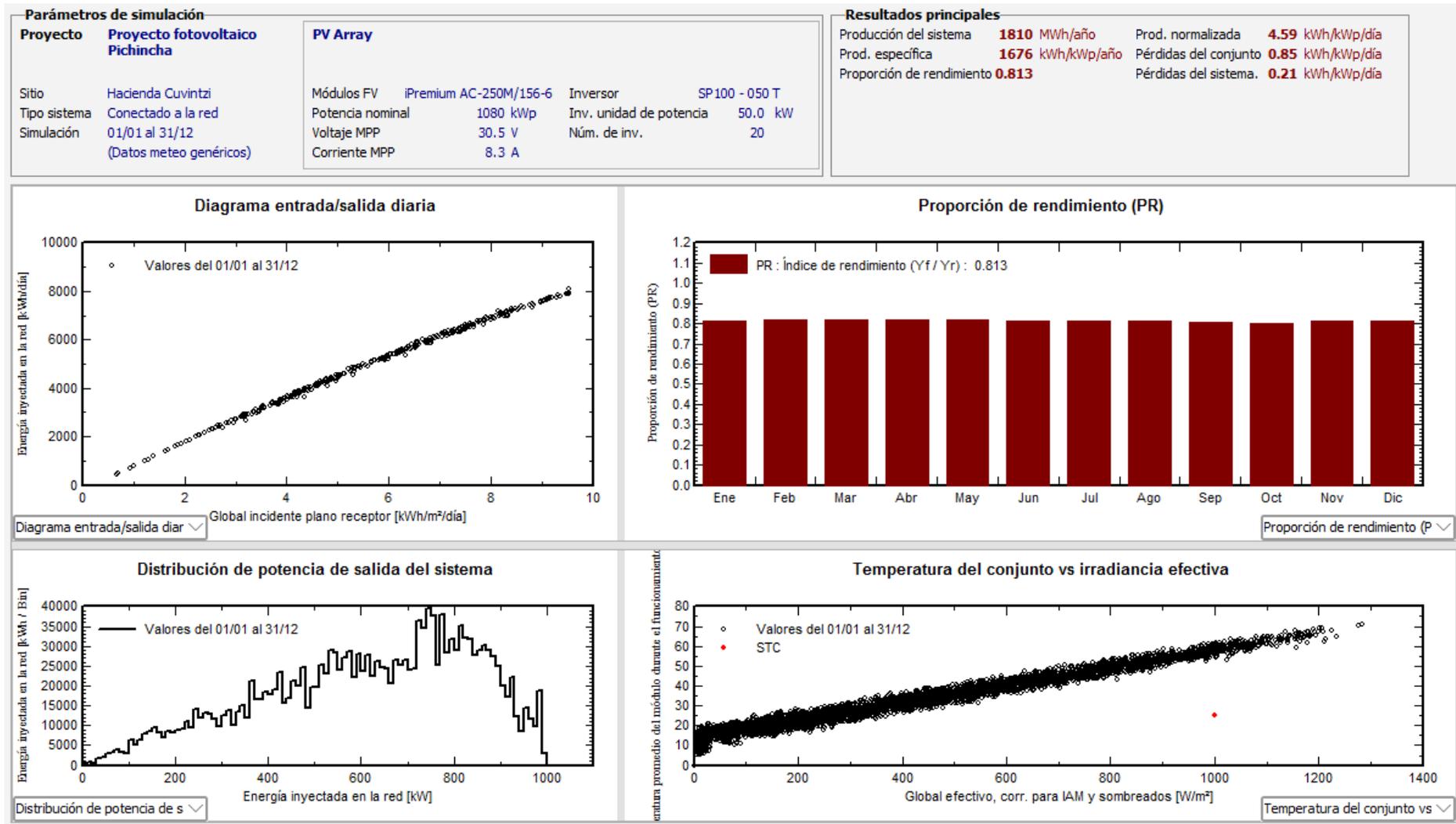
Module Type	BSM235P	BSM240P	BSM245P	BSM250P	BSM255P
Maximum Power at STC(Pmax)	235Wp	240Wp	245Wp	250Wp	255Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	29.8V	30V	30.2V	30.4V	30.6V
Maximum Power Current (Imp)	7.89A	8.01A	8.12A	8.23A	8.34A
Open-circuit Voltage (Voc)	36.9V	37.2V	37.4V	37.6V	37.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.47A	8.56A	8.69A	8.81A	8.95A
Module Efficiency(%)	14.35%	14.66%	14.97%	15.27%	15.57%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum system voltage	600V (UL) /1000V (IEC) DC				
Maximum series fuse rating	15A				
Power tolerance	±3% / -0~+3% (Based on customer requirements and contract terms)				
Temperature coefficients of Pmax	-0.45%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.27%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

STC: Irradiance 1000W/m² Module Temperature 25°C AM=1.5

* Power measurement tolerance: ± 3%

Fuente: [36].

Anexo 12. Producción del sistema con paneles monocristalinos mediante el software PVsyst demo v7.1.



Fuente: [35].

Anexo 13. Especificaciones técnicas del inversor.



Powador 39.0 – 72.0 TL3

Transformerless, three-phase string inverters.



Efficient. Flexible. Proven.

3 MPP trackers and wide MPP range for flexibility in system planning and dealing with shadowing

Versions with overvoltage protection, 12 string inputs and fuse protection for the DC inputs

Graphical display, multilingual menu and pre-configured country settings for easy operation

System monitoring via integrated data logger with web server

Technical Data

DC input data	39.0 TL3	60.0 TL3
Max. recommended PV generator power	39 000 W	60 000 W
MPP range	340 – 800 V	480 – 850 V
Operating range	200 – 950 V	200 – 950 V
Rated DC voltage / start voltage	600 V / 250 V	600 V / 250 V
Max. no-load voltage	1 000 V	1 000 V
Max. input current	3 x 34 A	3 x 36 A
Max. short circuit current $I_{sc\ max}$	3 x 40,8 A	3 x 45 A
Number of MPP tracker	3	3
Connection per tracker	1 (M) / 4 (XL)	1 (M) / 4 (XL)
Max. input power per tracker	20 000 W	20 000 W
AC output data		
Rated output	33 300 VA	50 000 VA
Max. power	34 600 VA	52 000 VA
Line voltage	240 V / 415 V (3 / N / PE)	240 V / 415 V (3 / N / PE)
	230 V / 400 V (3 / N / PE)	230 V / 400 V (3 / N / PE)
	220 V / 380 V (3 / N / PE)	220 V / 380 V (3 / N / PE)
Voltage range (Ph-Ph)	304 – 480 V	304 – 480 V
Rated frequency (range)	50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)	50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)
Rated current	3 x 46,4 A @ 415 V	3 x 69,6 A @ 415 V
	3 x 48,1 A @ 400 V	3 x 72,2 A @ 400 V
	3 x 50,6 A @ 380 V	3 x 76,0 A @ 380 V
Max. current	3 x 51,1 A	3 x 76,5 A
Reactive power / cos phi	0 – 100% S_{nom} / 0.30 ind. – 0.30 cap.	0 – 100% S_{nom} / 0.30 ind. – 0.30 cap.
Max. total harmonic distortion (THD)	3%	3%
Number of grid phases	3	3
General data		
Max. efficiency	98.0%	97.8%
Europ. efficiency	97.8%	97.5%
Standby consumption	1.5 W	1.5 W
Circuitry topology	transformerless	transformerless
Mechanical data		
Display	graphical display + LEDs	graphical display + LEDs
Control units	4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons
Interfaces	Ethernet, USB, RS485	Ethernet, USB, RS485
Fault signalling relay	potential-free NOC max. 30 V / 1 A	potential-free NOC max. 30 V / 1 A
DC connection	M: screw- / spring-loaded terminals max. 35 mm ²	M: screw- / spring-loaded terminals max. 35 mm ²
	XL: screw- / spring-type terminals max. 10 mm ²	XL: screw- / spring-type terminals max. 10 mm ²
AC connection	screw terminals max 50 mm ²	screw terminals max 50 mm ²
Ambient temperature	-20 °C – +60 °C ¹⁾	-20 °C – +60 °C ¹⁾
Humidity	0 – 95 %	0 – 95 %
Max. installation elevation (above MSL)	2 000 m	2 000 m
Min. distance from coast	2 000 m	2 000 m
Cooling	temperature controlled fan	temperature controlled fan
Protection class	IP54	IP54
Noise emission	< 58 db (A)	< 58 db (A)
H x W x D	1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm
Weight	151 kg	173 kg
Certifications		
Safety	EN 62109-1 / -2, EN 61000-6-1 / -2 / -3, EN 61000-3-11 / -12	
Grid connection rule	overview see homepage / download area	

48.0 TL3 Park	72.0 TL3 Park
48 000 W	72 000 W
410 – 800 V	580 – 850 V
200 – 950 V	200 – 950 V
790 V / 250 V	790 V / 250 V
1 000 V	1 000 V
3 x 34 A	3 x 36 A
3 x 40,8 A	3 x 45 A
3	3
1 (M) / 4 (XL)	1 (M) / 5 (XL)
20 000 W	24 000 W
40 000 VA	60 000 VA
41 600 VA	62 400 VA
277 V / 480 V (3 / N / PE)	277 V / 480 V (3 / N / PE)
330 – 528 V	330 – 528 V
50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)	50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)
3 x 48,2 A	3 x 72,2 A
3 x 51,1 A	3 x 76,5 A
0 – 100% Snom / 0.30 ind. – 0.30 cap.	0 – 100% Snom / 0.30 ind. – 0.30 cap.
3%	3%
3	3
98.0 %	98.0 %
97.9 %	97.8 %
1.5 W	1.5 W
transformerless	transformerless
graphical display + LEDs	graphical display + LEDs
4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons
Ethernet, USB, RS485	Ethernet, USB, RS485
potential-free NOC max. 30 V / 1 A	potential-free NOC max. 30 V / 1 A
M: screw- / spring-loaded terminals max. 35 mm ²	M: screw- / spring-loaded terminals max. 35 mm ²
XL: screw- / spring-type terminals max. 10 mm ²	XL: screw- / spring-type terminals max. 10 mm ²
screw terminals max 50 mm ²	screw terminals max 50 mm ²
-20 °C – +60 °C ¹⁾	-20 °C – +60 °C ¹⁾
0 – 95 %	0 – 95 %
2 000 m	2 000 m
2 000 m	2 000 m
temperature controlled fan	temperature controlled fan
IP54	IP54
< 58 db (A)	< 58 db (A)
1 360 x 840 x 355 mm	1 360 x 840 x 355 mm
151 kg	173 kg
EN 62109-1 / -2, EN 61000-6-1 / -2 / -3, EN 61000-3-11 / -12	
overview see homepage / download area	

¹⁾ Power derating at high ambient temperatures

Versionen	M	XL	XLF
Number of DC inputs	3 x 1	3 x 4 3 x 5 ²⁾	3 x 4 3 x 5 ²⁾
DC-switch	✓	✓	✓
String protection PV+	-	✓	✓
String protection PV -	-	○	✓
DC surge protection	-	Type 1 + 2	Type 1 + 2

Standard = ✓ upgradeable = ○ optional = ★

²⁾ Park-versions

Fuente: [44].

Anexo 14. Especificaciones técnicas del controlador universal.

Modelo	Universal direct controller	Fabricante	Generic
Nombre de archivo	Universal_Controller_LA_Direct.RLT	Fuente datos	Adaptable for any system
Base de datos PVsyst original			

Controlador predeterminado universal

Características generales del dispositivo

Tecnología:

Visualización de datos:

Controles externos

Gestión de carga

Control gen. de respaldo

Respaldo utilizado efectivam

Modo de control

Voltaje de batería

Basado en SOC

Características eléctricas

Corriente de carga máx. A **según STC**

Corriente de descarga máx. A **según la carga**

Máx. corriente de respaldo A **Grupo electrógeno**

Autoconsumo mA

Consumo nocturno mA

Paquete de baterías del sistema

Tecnol. **Plomo-ácido, ventilado, tubular**

Voltaje del paquete de baterías **12 V** adecuado, OK

Capacidad del paquete de baterías **1300Ah (C10)**

Controlador predeterminado: voltaje nominal según la batería del sistema

Controlador universal: Los valores se configuran de acuerdo con su sistema. Puede ajustar las eficiencias en la página siguiente.

Compensación de temperatura de batería

Tipo: Defecto

Coefficiente de corrección: mV/°C

Temperatura de referencia: °C

Fuente: [35].