



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

Optimización de despacho para la gestión de una micro red aislada en el sector de Salache

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autor:

Guerra Palma Hjalmar Germánico
Orbea Hinojosa Mirian Del Carmen

Tutor:

PhD. Marrero Ramírez Secundino

**LATACUNGA - ECUADOR
2021**

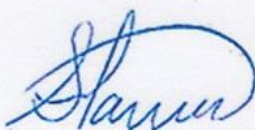
AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache” presentado por Guerra Palma Hjalmar Germánico y Orbea Hinojosa Mirian del Carmen, para optar por el título magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera de que reúnen los requerimientos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, Octubre, 25, 2021



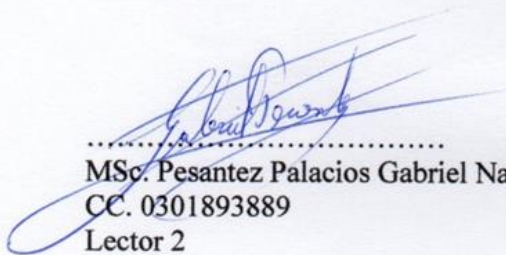
.....
PhD. Marrero Ramírez Secundino
CC. 1757107907

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiantes puedan presentarse a la exposición y defensa.



.....
MSc. Maldonado Proaño Xavier Alfonzo
CC. 0502656424
Presidente del Tribunal



.....
MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
CC. 0301893889
Lector 2



.....
MSc. Quinatoa Caiza Carlos Ivan
CC. 0503287864
Lector 3

DEDICATORIA

Le agradezco a Dios por haberme dado la salud y las fuerzas necesarias para llegar a la culminación de mi carrera. A mis padres y a mi hermana que aportaron con sus conocimientos y recursos económicos para poder cumplir con esta etapa de mi vida, a mis maestros que formaron parte de mi ciclo estudiantil con sus enseñanzas académicas y de manera especial a todas las personas que me apoyaron en su momento.

Hjalmar Guerra

La presente tesis dedico a mis padres y hermanos, pilares fundamentales en mi vida y quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento en mi capacidad. A mi querido hermano Job Noé, aunque ya no estés con nosotros, esta tesis es el resultado de lo que me enseñaste en la vida, ya que siempre has sido una persona honesta, entregada a su trabajo y un gran líder, pero más que todo una gran persona. Gracias por ser mi pedacito de cielo ñaño querido.

Mirian Orbea

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme su bendición para poder cumplir con esta meta de mi vida, a mis maestros quienes me brindaron todo el apoyo para formarme como profesional especialmente a mi tutor de tesis PhD. Secundino Marreno con sus sugerencias y comentarios sirvieron para terminar con éxito este proyecto.

Hjalmar Guerra

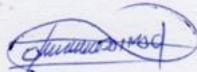
A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. A ustedes Papi y Mami, por tu incondicional apoyo, tanto al inicio como al final de mi meta; por estar pendiente de mí a cada momento. Gracias por su ejemplo de arduo trabajo y tenaz lucha en la vida. A todas las personas que de una u otra forma estuvieron conmigo, porque cada una aportó con un granito de arena; y es por ello que a todos y cada uno de ustedes les dedico todo el esfuerzo, sacrificio y tiempo que entregué.

Mirian Orbea

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, Octubre, 25, 2021



.....
Hjalmar Germánico Guerra Palma
CC. 0503587099



.....
Mirian del Carmen Orbea Hinojosa
CC. 0503148686

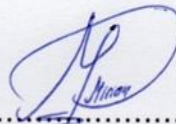
RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, Octubre, 25, 2021



.....
Hjalmar Germánico Guerra Palma
CC. 0503587099



.....
Mirian del Carmen Orbea Hinojosa
CC. 0503148686

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, Octubre, 25, 2021



.....
MSc. Maldonado Proaño Xavier Alfonso
CC. 0502656424
Presidente del Tribunal

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache.

Autor:

Guerra Palma Hjalmar Germánico Orbea
Hinojosa Mirian Del Carmen

Tutor:

Marrero Ramirez Secundino

RESUMEN

La presente investigación aborda la problemática que la micro red ubicada en el campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC) no posee un modelo de optimización, ya que no se aprovecha la máxima potencia que genera el sistema fotovoltaico y no se gestiona de una forma adecuada, para que el costo de la energía eléctrica sea lo más bajo posible cuando se requiera conectar a la red convencional, como objetivo se tiene analizar la propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red mediante un modelo matemático y un algoritmo de control. Este estudio se realizó mediante el software de simulación Matlab/Simulink, que permitió simular el sistema de la micro red y evaluar el desempeño del algoritmo de control MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), para esto se modeló el panel fotovoltaico, regulador de carga y el inversor monofásico. Para la optimización se utilizó el programa Fico Xpress Optimizer, que permitió resolver el modelo matemático planteado mediante programación lineal para abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación de la micro red. Como resultado del algoritmo de control MPPT se extrae la máxima potencia del panel solar al sistema de carga de baterías, ante cualquier condición ambiental (radiación solar, sombreado parcial o temperatura). Finalmente, a través del modelo matemático se gestionó de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico, carga y descarga de las baterías y la red de energía eléctrica. Obtenido los resultados para la configuración adecuada de la micro red.

PALABRAS CLAVES: Controlador; Despacho; Energía; Micro Red; Optimización; Simulación; Transferencia.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: Dispatch Optimization for the Management of an isolated Micro Network in the Salache Sector.

Author:

Guerra Palma Hjalmar Germánico Orbea
Hinojosa Mirian Del Carmen

Tutor:

Marrero Ramirez Secundino

ABSTRACT

This research addresses the problem that the microgrid located on the Salache campus of the Technical University of Cotopaxi (UTC) does not have an optimization model, since the maximum power generated by the photovoltaic system is not used and it is not managed by a Adequate way, so that the cost of electrical energy is as low as possible when it is required to connect to the conventional network, the objective is to analyze the optimization proposal to achieve optimal energy management in the micro-network through a mathematical model and a control algorithm. This study was carried out using the Matlab / Simulink simulation software, which allowed simulating the microgrid system and evaluating the performance of the MPPT control algorithm (maximum power point tracker), for this the photovoltaic panel was modeled, regulator of load and single-phase inverter. For the optimization, the Fico Xpress Optimizer program was used, which allowed solving the mathematical model proposed by linear programming to supply the electricity demand at a lower operating cost of the microgrid. As a result of the MPPT control algorithm, the maximum power is extracted from the solar panel to the battery charging system, under any environmental condition (solar radiation, partial shading or temperature). Finally, through the mathematical model, the generation of the photovoltaic system, the charging and discharging of the batteries and the electrical energy network were managed in an adequate way. Obtained the results for the proper configuration of the micro network.

KEYWORD: Controller; Office; Energy; Micro Network; Optimization; Simulation; Transfer.

Rosales Pijal Verónica Alexandra con cédula de identidad número 1003106984 Licenciada en Idiomas con número de registro de la SENESCYT 1005-15-86071967; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache de Guerra Palma Hjalmar Germánico, Orbea Hinojosa Mirian del Carmen aspirantes a magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, Octubre, 25, 2021



MSc. Rosales Pijal Verónica Alexandra
CC. 1003106984

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes:	2
Planteamiento del problema:	3
Formulación del problema:	3
Objetivo General:	3
Objetivos Específicos:	4
Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:	4
Justificación:	5
Hipótesis:	6
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA - METODOLÓGICA	7
1.2.1 Fundamentación del estado del arte.-	7
1.2.2 Fundamentación Teórica.-	9
1.2.2.1 Micro redes eléctricas	9
1.2.2.1.1 Micro red conectada con la red eléctrica principal	10
1.2.2.1.2 Micro red no conectada con la red eléctrica principal	11
1.2.2.1.3 Demanda eléctrica en micro redes	11
1.2.2.1.4 Gestión de demanda en micro redes	11
1.2.2.1.5 Control de micro redes	11
1.2.2.2 Generación fotovoltaica	13
1.2.2.2.1 Celdas Fotovoltaicas	14
1.2.2.2.2 Regulador de carga	14
1.2.2.2.3 Inversor	15
1.2.2.2.4 Interruptor automático	15
1.2.2.3 Técnicas de control para optimización de una micro red	15
1.2.2.3.1 Sistema de control MPPT	16
1.2.2.4 Técnicas más utilizadas para el MPPT	16
1.2.2.4.1 Perturbar y Observar (P&O)	16
1.2.2.4.2 Redes Neuronales Artificiales (ANNs, Artificial Neural Networks)	17
1.2.2.4.3 Conductancia Incremental (Inc-Cond)	17
1.2.2.4 Optimización de micro redes	18
1.2.2.5 Técnicas de optimización para la gestión de energía en la micro red	19

1.2.2.5.1 Despacho económico.....	19
1.2.2.5.2 Flujo de carga óptimo	20
1.2.2.5.3 Control de cargas.....	21
1.2.2.6 Programación Lineal Entera Mixta (PEM)	21
1.2.2.6.1 Xpress-Optimizer	22
1.3 Fundamentación metodológica. -	23
Conclusiones Capítulo I:	24
CAPÍTULO II. PROPUESTA.....	25
2.1 Título del proyecto.	25
2.2 Objetivo del proyecto.	25
2.3 Descripción de la propuesta.	25
2.3.1 Micro Red	27
2.3.1.1 Ubicación de la micro red	28
2.3.1.2 Descripción del sistema fotovoltaico de la micro red	29
2.3.1.3 Funcionamiento del sistema fotovoltaico de la micro red	33
2.3.2 Valor de la radiación solar en el sector de Salache	33
2.3.2.1 Mediciones de los niveles de radiación solar con el piranómetro	35
2.3.2.2 Análisis de resultados de las mediciones de radiación solar	37
2.3.3 Análisis de la carga instalada	38
2.3.3.1 Determinación de la demanda por medio de levantamiento de datos	38
2.3.3.2 Determinación de la energía del sistema con analizador de carga	40
2.3.3.3 Valoración de datos obtenidos del analizador	40
2.3.3.4 Análisis de potencia máxima del sistema	40
2.3.3.3 Análisis de picos de corriente.....	41
2.3.3.4 Resultados de demanda obtenida.....	42
2.3.3.5 Energía consumida por el sistema en kWh/día.....	42
2.4 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.	43
2.4.1 Modelamiento del sistema fotovoltaico de la micro red.....	43
2.4.1.1 Panel fotovoltaico.....	44
2.4.1.2 Regulador de carga de las baterías.....	46
2.4.1.3 Inversor Monofásico	52
2.4.1.4 Batería.....	53
2.4.2 Modelo de optimización matemático	54

2.4.2.1 Función Objetivo	55
2.4.2.2 Restricciones	55
2.4.2.3 Validación del modelo de optimización.....	57
2.4.3 Algoritmo MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia)	66
2.4.3.1 Control MPPT	67
2.4.3.2 Algoritmo de Conductancia Incremental (IC).....	68
2.4.3.3 Ajuste del algoritmo (IC)	71
2.5 Conclusiones Capítulo II.-	73
CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.....	74
3.1 Análisis de los resultados:	74
3.1.1 Resultados de la Simulación	74
3.1.1.1 Panel Solar	75
3.1.1.2 Regulador de carga.....	76
3.1.1.3 Baterías	77
3.1.2 Resultados del modelo de optimización matemático	77
3.1.2.1 Resultados del modelo de optimización matemático usando el banco de batería	77
3.1.2.2 Resultados del modelo de optimización matemático sin banco de batería.	81
3.1.3 Resultados del Algoritmo MPPT	82
3.1.3.1 Sin la aplicación del algoritmo.....	82
3.1.3.2 Con la aplicación del algoritmo	84
3.1.3.3 Desempeño del Algoritmo MPPT	86
3.2 Validación técnica - económica de los resultados:	88
3.3 Evaluación de expertos	94
3.4 Conclusiones del III capítulo.-	94
3.5 Conclusiones generales	96
3.6 Recomendaciones.....	97
ANEXOS I.....	98
Referencias bibliográficas:	98
ANEXOS II	101
Características de baterías DC12-100(12V 100Ah).....	101
Características Panel Foltovoltaico.....	103
Características Regulador de Carga	104
Características Inversor Zonhan	106
Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1. Diagrama general de una micro red híbrida.	10
Figura. 2. Configuración básica de un sistema fotovoltaico.	15
Figura. 3. Algoritmo de Conductancia Incremental	18
Figura. 4. Control óptimo de micro redes	19
Figura. 5. Tipos de optimización.....	21
Figura. 6. Metodología de optimización planteada en la micro red.	26
Figura. 7. Micro red del Campus Salache UTC.	27
Figura. 8. Diagrama unifilar Micro red del Campus Salache UTC.....	28
Figura. 9. Ubicación de la micro red del Campus Salache UTC.	28
Figura. 10. Sistema de transferencia.....	32
Figura. 11. Curva de los valores de radiación solar existentes en Salache.....	38
Figura. 12. Analizador de carga Fluke 435	40
Figura. 13. Análisis de potencia máxima del sistema.....	41
Figura. 14. Análisis de picos de corriente.....	42
Figura. 15. Esquema del sistema fotovoltaico en el software Matlab/Simulink.	44
Figura. 16. Modelo circuital de una celda solar	44
Figura. 17. Curva de I-V y V-W de una celda solar.....	45
Figura. 18. Topología de un convertor DC/DC reductor	47
Figura. 19. Regulador de carga (Convertor dc/dc Buck) en Matlab/Simulink.....	51
Figura. 20. Voltaje antes y después del convertor.	51
Figura. 21. Inversor Monofásico en Matlab/Simulink.....	52
Figura. 22. Salida de voltaje por unidad.	52
Figura. 23. Batería en Matlab/Simulink.....	53
Figura. 24. Curva de baterías.	53
Figura. 25. Metodología de trabajo.	54
Figura. 26. Perfil del recurso solar.	62
Figura. 27. Perfil de demanda del Invernadero y Laboratorio.	63
Figura. 28. Implementación del problema de optimización en Fico Xpress Optimizer.	66
Figura. 29. Diagrama de bloques del control MPPT.....	67
Figura. 30. Características de Voltaje vs Corriente y Voltaje vs Potencia.	68
Figura. 31. Diagrama de flujo conductancia incremental.	69

Figura. 32. Bloque del Control MPPT con CI.	70
Figura. 33. Programación del Algoritmo MPPT con CI.....	70
Figura. 34. Respuesta del control de CI con $\delta=0.1$	71
Figura. 35. Respuesta del control de CI con $\delta=0.01$	72
Figura. 36. Respuesta del control de CI con $\delta=0.0001$	72
Figura. 37. Seguimiento del MPPT.....	73
Figura. 38. Simulación de la micro red en Matlab/Simulink	74
Figura. 39. Resultados señal de control, corriente y voltaje vs potencia del panel solar	75
Figura. 40. Señal de control, voltaje de entrada y salida del regulador de carga.....	76
Figura. 41. Señal de control, voltaje de entrada y salida del regulador de carga.....	76
Figura. 42. Resultados de las curvas de carga de la batería.....	77
Figura. 43. Despacho económico óptimo de los recursos energéticos de la micro red conjuntamente con los aportes de generación de la red convencional.	80
Figura 44. Operación óptima del banco de baterías.....	81
Figura 45. Despacho económico óptimo de los recursos energéticos de la micro red conjuntamente con los aportes de generación de la red convencional sin bancos de batería. 82	82
Figura. 46. Curvas de corriente y voltaje vs potencia del panel solar sin algoritmo.....	83
Figura. 47. Potencia del panel solar y potencia de salida de la micro red sin algoritmo.....	83
Figura. 48. Potencia ideal del panel solar con algoritmo.....	84
Figura. 49. Curva de corriente ideal del panel solar con algoritmo.....	85
Figura. 50. Voltaje ideal del panel solar con algoritmo.....	85
Figura. 51. Valores máximos de la potencia de salida.....	86
Figura. 52. Valores máximos de potencia de referencia.....	86
Figura. 53. Perfil de demanda costos del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio... 89	89
Figura 54. Excedente de energía fotovoltaica para abastecer las cargas del Laboratorio. ... 91	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de placa de los paneles solares.....	29
Tabla 2. Características del regulador de carga.....	30
Tabla 3. Características del banco de baterías.....	31
Tabla 4. Características del inversor de voltaje.....	31
Tabla 5. Características del sistema de transferencia.	32
Tabla 6. Valor de radiación solar en Salache anual.....	34
Tabla 7. Valor de la radiación solar en Salache medida con el piranómetro.....	35
Tabla 8. Potencia instalada del Invernadero de Granos Andinos.....	39
Tabla 9. Potencia instalada del Laboratorio.	39
Tabla 10. Dimensionamiento de la demanda instalada.....	42
Tabla 11. Energía consumida en kWh/día de las cargas del Invernadero.	43
Tabla 12. Energía consumida en kWh/día de las Cargas Prioritarias del Laboratorio que se pretende abastecer mediante optimización.	43
Tabla 13. Parámetros del modelo circuital.....	45
Tabla 14. Características del panel fotovoltaico a configurar	46
Tabla 16. Datos de las cargas del Invernadero y Laboratorio.....	58
Tabla 17. Consumo horario de las cargas del Invernadero y Laboratorio.	58
Tabla 18. Recurso solar en el panel fotovoltaico.	61
Tabla 19. Tarifa diferenciada horaria de energía.....	62
Tabla 20. Resultados del problema de optimización.....	78
Tabla 21. Resultados del Control MPPT con Algoritmo CI.	87
Tabla 22. Costos obtenidos del modelo de optimización.....	90
Tabla 23. Costo del Excedente de Energía Fotovoltaica.	91
Tabla 24. Casos comparativos.....	92
Tabla 25. Costos de elementos para el Control MPPT propuesto.....	93
Tabla 26. Costo de mano de obra para implementar el Control MPPT.....	93
Tabla 27. Costo para implementar el Control MPPT propuesto.	94

INTRODUCCIÓN

Dada la creciente necesidad de desplazar paulatinamente los sistemas de generación convencional, por sistemas energéticos sostenibles y compatibles con el medio ambiente; las empresas y centros de investigación se han enfocado en promocionar la integración de energía renovable a la red eléctrica para apoyar la demanda de electricidad, disminuir el impacto ambiental y al mismo tiempo reducir el costo de la energía.

En este contexto, las micro redes son una solución para la creación de energía limpia, y un beneficio para la reducción del cambio climático y la gestión eficiente de la demanda de manera localizada, sin la necesidad de construir nuevos sistemas de transmisión de alto costo por instalación de línea, estaciones convertoras, transformadores, etc y grandes efectos sobre la vida silvestre o el uso de grandes terrenos para la construcción de nuevas centrales hidráulicas en el caso de Ecuador que, aunque no son causantes de emisiones de gases de efecto invernadero, generan desplazamiento forzado de comunidades, reducción de terrenos cultivables y desaparición de especies únicas de flora y fauna.

En base a esta información, se requiere estudiar y aplicar técnicas de control y optimización a partir de modelos matemáticos, estrategias de control y sistemas de gestión mediante herramientas computacionales para solucionar problemas de despacho y suministro de energía eléctrica, obteniendo la operación óptima del micro red en el modo de conexión a red.

Por lo cual, nace la motivación de desarrollar la siguiente investigación en la cual se analizó una propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red que posee el Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi, mediante un modelo matemático y un algoritmo de control MPPT, ayudando a optimizar y suministrar de forma adecuada la energía renovable generada por el sistema fotovoltaico que posee la micro red y para abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación.

Antecedentes:

El tema planteado se encuentra dentro de la línea específica de investigación de la UTC correspondiente a la maestría en Electricidad: energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental y la sub línea: conversión y uso racional de la energía eléctrica; tienen relación debido a que en las últimas décadas las fuentes de generación renovables han ganado terreno frente a las tradicionales, debido a la posibilidad de implementarlas en lugares remotos o cercanos al consumo y en diferentes escalas. Sin embargo, principalmente en países en vías de desarrollo, se tiene la noción de que su utilización no es viable, gracias a sus elevados costos de instalación, su naturaleza variable y los retos asociados al control de estos sistemas. La responsabilidad entonces recae sobre los centros de investigación, para desarrollar esquemas y estrategias que permitan implementar estas tecnologías en países como Ecuador, basándose en las experiencias de otros estados para su incorporación, así como en el conocimiento de las limitaciones actuales del sistema eléctrico nacional.

En la actualidad para evitar los inconvenientes anteriormente expuestos se está replanteando la generación de energía eléctrica por micro redes que proporcionen electricidad en puntos cercanos al consumidor, donde, se presenta ventajas como son: una reducción de pérdidas en los conductores, aplanamiento de la curva de demanda, reducción de la dependencia de grandes centrales, mejoramiento del factor de potencia. Sin embargo, uno de los inconvenientes de estas micro redes es que solo entregan energía cuando existe el recurso primario que es la radiación solar o velocidad del viento, por lo cual, se almacena la energía aprovechada en bancos de baterías para ser utilizada posteriormente en las micro redes, llevando así a plantear una solución para consumidores comprometidos con el desarrollo sostenible e interesados en que sus fuentes de energía sean eficientes, fiables y seguras.

Se han presentado diferentes propuestas para optimizar una micro red utilizando fuentes de generación renovables tratando de combatir problemas con el suministro de electricidad y reduciendo el costo de la energía eléctrica, tal es el caso de sistemas de generación fotovoltaicos que ayudan a salir de la dependencia de la red eléctrica convencional sin limitar el consumo energético de las cargas.

El campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi posee una micro red, que en los últimos años operó de forma autónoma, pero a partir del trabajo de titulación realizado el mes de Febrero del 2020 con el título “Repotenciación y Automatización del Sistema de Generación Fotovoltaico para el Laboratorio e Invernadero de Granos Andinos en el Campus Salache”, se implementó un sistema de transferencia ATS 100A 3 P eléctrico que alterna la forma de alimentación de la carga entre la red convencional y el sistema de generación fotovoltaico, que suministra energía al Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio, y desde aquí parte la investigación planteada, tomando en cuenta que el sistema ya se encuentra implementado.

Planteamiento del problema:

La micro red no posee un modelo de optimización, por lo que no consigue abastecer la demanda actual de las cargas, no se aprovecha la máxima potencia de los paneles solares, no se tiene un correcto almacenamiento de energía que permita alargar la vida útil de las baterías. Y finalmente, no se gestiona de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico de la micro red, para que el costo de la energía eléctrica sea lo más bajo posible cuando se requiera conectar a la red convencional.

Formulación del problema:

Debido a la falta de un modelo de optimización en la micro red se incrementa el costo de la energía eléctrica y el desabastecimiento de electricidad en el Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Objetivo General:

Analizar la propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red que posee el Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi mediante un modelo matemático y un algoritmo de control.

Objetivos Específicos:

1. Desarrollar el marco teórico y referencial de la investigación.
2. Analizar el suministro de energía del sistema de generación fotovoltaico de la micro red.
3. Realizar un modelo de optimización matemático que permita abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación de la micro red.
4. Evaluar el desempeño del algoritmo de control MPPT aplicado en el sistema fotovoltaico de la micro red mediante la simulación en Matlab/Simulink.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Desarrollar el marco teórico y referencial de la investigación.	- Revisión bibliográfica relacionada con el proyecto de investigación planteado.	- Información, métodos y técnicas del tema planteado.	- Google académico.
Analizar el suministro de energía del sistema de generación fotovoltaico de la micro red.	- Obtención de datos eléctricos de cada componente del sistema fotovoltaico. - Hallar el valor de radiación solar en el sector Salache. - Análisis de la carga instalada. - Determinación de la demanda.	- Parámetros eléctricos para configurar el sistema fotovoltaico. - Valor de radiación promedio en el Sector Salache. - Datos de potencia de la carga instalada. - Valor de la potencia en un intervalo	- Placas de identificación de cada equipo. - Software RETScreen e instrumento meteorológico piranómetro. - Método de levantamiento de datos. - Analizador de carga Fluke 435.

		específico de tiempo.	
Analizar el modelo de optimización matemático que permita abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación de la micro red.	<ul style="list-style-type: none"> - Recolección de datos y formulación del modelo mediante ecuaciones para la función objetivo y restricciones aplicando programación lineal. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gestión óptima de los recursos energéticos que posee la micro red. - Costo óptimo de operación de la micro red. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software de optimización Fico Xpress Optimizer.
Evaluar el desempeño del algoritmo de control MPPT aplicado en el sistema fotovoltaico de la micro red mediante la simulación en Matlab/Simulink.	<ul style="list-style-type: none"> - Simulación de todo el sistema de la micro red. - Desarrollar un algoritmo para la optimización del sistema fotovoltaico de la micro red. - Evaluar el desempeño del algoritmo en el sistema fotovoltaico de la micro red. 	<ul style="list-style-type: none"> - Resultados del funcionamiento del sistema. - Algoritmo de control MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia). - Comparación del sistema antes y después de aplicar el algoritmo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software de simulación Matlab/Simulink.

Justificación:

La presente investigación se realizó debido a que actualmente la micro red del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi, no se encuentra optimizada y el suministro de energía no logra suplir completamente la demanda del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio, por lo cual, se interconecta a la red eléctrica convencional. En este último año se han tenido muchos problemas, por esta razón se planteó una propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red mediante un modelo matemático y un algoritmo de control MPPT, ayudando

a optimizar y a suministrar de forma adecuada la energía renovable generada por el sistema fotovoltaico, para abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación. Para lo cual se analizó dentro del software de simulación Matlab/Simulink el algoritmo de control MPPT para optimizar el seguimiento del máximo punto de transferencia de potencia de los paneles solares hacia el banco de baterías. Finalmente, para la optimización se utilizó el programa Fico Xpress Optimizer, que permitió resolver el modelo matemático planteado mediante programación lineal para gestionar de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico, carga y descarga de las baterías y la red de energía eléctrica. Obtenido los resultados para la configuración adecuada de la micro red.

Hipótesis:

La propuesta de optimización aplicando un modelo matemático y un algoritmo de control MPPT permitirá suministrar de forma adecuada la energía que genera la micro para alimentar las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi mediante softwares de simulación y optimización.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA-METODOLÓGICA

1.2.1 Fundamentación del estado del arte.-

Están surgiendo sistemas multi energéticos (MES) y Micro Redes (MEMG) como un elemento clave atractivo de la futura transición energética, aún más en virtud de la revolución digital en curso que también está transformando el sector energético [1]. Micro red es una distribución del sistema compuesto por generaciones distribuidas (DG), que operan de forma interconectada o aislada a la red. Desde la perspectiva aguas arriba, que funciona como una carga controlable. En el modo conectado a la red, las Micro Redes envían o reciben energía de la red principal. Sin embargo, factores como interrupciones importantes en la red principal, disminuyen la potencia y calidad de la red principal [2].

Es de suma importancia mantener el equilibrio entre generación y demanda para mantener una operación segura de la micro red, de modo de prevenir cortes de energía, que pueden darse cuando la capacidad de generación y energía almacenada, es superada por la demanda. Una solución para esto es el control directo de carga, que consistirá en este caso en desconectar cargas cuyo funcionamiento no sea esencial. Se propone un sistema en donde un controlador central se comunica directamente con las cargas, pudiendo ordenar su desconexión de la micro red y así logrando disminuir la demanda total para mantener un balance energético, especialmente durante horarios peak. La mayor dificultad de este método consiste en identificar que cargas pueden ser o no desconectadas, tomando en cuenta atributos como: peak de consumo; horario de funcionamiento y forma de operación (como ciclos de trabajo en el caso de artefactos con termostato), se pueden identificar las cargas a partir de los datos de consumo medidos, para que así se les pueda asignar prioridad de modo de desconectar las cargas desde la menos importante [3].

Generalmente un micro red básico requiere el uso de dos niveles, uno para el control de potencia, corriente de cada elemento y otro para la regulación del bus común. En cambio, si se desea agregar una optimización o inteligencia al sistema, es necesario utilizar un tercer nivel. No obstante, no existe límite en el número de niveles que se pueden implementar en una micro red, pero a medida que este número aumenta, también lo hará la complejidad del sistema [4]:

- **Nivel primario:** Este control se aplica a los convertidores para gestionar la entrega/consumo de energía de estos en función de la referencia de corriente dada. Por lo tanto, los convertidores de las fuentes de generación distribuida deben extraer la máxima energía de estos. Los convertidores de los sistemas de almacenamiento permiten inyectar o extraer energía de acuerdo a los requerimientos del sistema y, por último, los convertidores de las cargas deben entregar energía del sistema para su consumo. En modo conectado a red, el convertidor AC/DC debe inyectar o extraer energía hacia o desde la red principal [4].
- **Nivel secundario:** El principal objetivo de este nivel de control es regular la tensión/frecuencia en el bus común a través de un equilibrio de las potencias o energías que circula entre los elementos. La regulación del bus se realiza a través elementos asignados que, dadas sus características intrínsecas, permiten generar/absorber esa diferencia de energía. A dichos elementos se les conoce como agentes reguladores [4].
- **Nivel terciario o superior:** Estos niveles se utilizan cuando se requiere implementar una optimización al proceso, por ejemplo: reducir las pérdidas, reducir los costos al consumidor, mejorar la calidad de energía, entre otros. Además, cuando se quiere mejorar aspectos del sistema como la robustez o la confiabilidad de este frente a fallas o situaciones anormales. Por otro lado, también se utiliza cuando se realizan restricciones operativas de los elementos, por ejemplo, limitación en la generación de energía, limitación en el estado de carga de los sistemas de almacenamiento, entre otros [4].

Dada la importancia de optimizar los sistemas de energías renovables no convencionales (ERNC), en relación a la densidad de energía de los convertidores y la eficiencia de los componentes, se presentan métodos avanzados MPPT, que giran alrededor de los esquemas de control para seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) el cual se hace variando el valor de la carga de forma que el Sistema Fotovoltaico pueda entregar la mayor potencia posible [5].

Los autores en [6] demuestran la importancia de aplicar una adecuada estrategia del control a los convertidores de potencia encargados de transmitir la energía generada por las fuentes renovables que integran la MG. Donde se inserta una etapa de adaptación regulada por un algoritmo MPPT entre la fuente y la carga para que coincida con el punto operativo óptimo del módulo PV con la operación de carga [6].

Mientras que en [7] proponen optimizar la capacidad instalada fotovoltaica y térmica de una micro red híbrida, con el fin de minimizar los costos de energía e indirectamente de emisiones de GEI en un sistema de riego con almacenamiento multiestanque, mediante el software de optimización Xpress el cual emplea un lenguaje propio llamado Mosel, que se basa en el lenguaje C. En el programa se formula la función objetivo, seguida por las restricciones de igualdad y desigualdad. Se pueden usar comandos para resolver un problema de optimización con diferentes estrategias. También permite comunicación con Excel, lo que es útil para importar y exportar variables. Xpress resuelve problemas lineales, no lineales y discretos, utilizando diferentes algoritmos según el tipo de problema [7].

1.2.2 Fundamentación Teórica.-

1.2.2.1 Micro redes eléctricas

El concepto de micro red fue propuesto por primera vez por el Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), y se puede entender como la interconexión de diversas unidades de generación distribuida (DGU) como micro-turbinas, módulos fotovoltaicos, celdas de combustible, generadores eólicos, etc., por nombrar algunos. Asimismo, las micro redes pueden contener unidades de almacenamiento de energía (DSU) y cargas controlables. En la figura 1 se observa una configuración general de

micro red eléctrica [8].

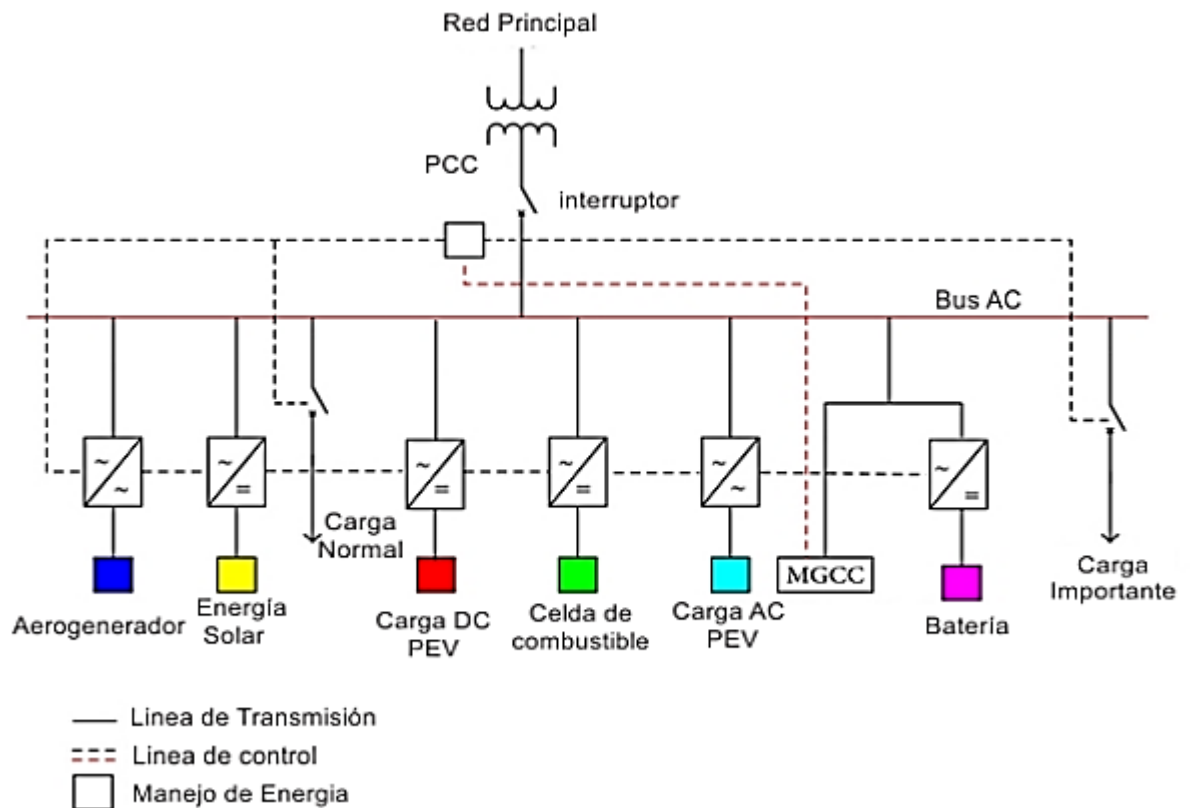


Fig. 1. Diagrama general de una micro red híbrida [8].

La operación de una micro red eléctrica básica se puede dar bajo cualquiera de las siguientes dos configuraciones generales:

1.2.2.1.1 Micro red conectada con la red eléctrica principal

La micro red puede aprovechar la energía proveniente de la red principal para suplir la demanda energética. Por su parte, la red eléctrica principal ve a la micro red como una celda de energía controlable capaz de responder en segundos a las necesidades del sistema, mejorando con esto la confiabilidad local, además de brindar soporte ante posibles variaciones de voltaje en la vecindad del punto de acoplamiento común [8].

1.2.2.1.2 Micro red no conectada con la red eléctrica principal

Cuando la micro red opera en modo aislado tiene como principal objetivo la optimización del flujo de potencia entre las UDG, los dispositivos de almacenamiento y las cargas conectadas a ésta [8].

1.2.2.1.3 Demanda eléctrica en micro redes

La demanda eléctrica juega un importante rol en la optimización de los sistemas eléctricos, ya que gracias a las predicciones de ésta se puede planificar la generación requerida para satisfacer un consumo previsto. Ésta corresponde a la potencia presente en los terminales de un sistema promedio en un intervalo específico de tiempo. La generación instalada debe ser capaz de cumplir con la demanda máxima, la cual cambia durante el día y a lo largo del año, además se debe tener capacidad suficiente para hacer frente a incertezas en la generación y aumentos inesperados en la demanda [9].

1.2.2.1.4 Gestión de demanda en micro redes

La utilización de gestión de demanda, en micro redes basadas en energías renovables, se hace relevante debido a las fluctuaciones que presentan este tipo de fuentes de energía y la importancia que tiene mantener el equilibrio entre generación y demanda. Diversos trabajos respaldan los beneficios de utilizar gestión de demanda en sistemas donde se tiene una alta penetración de energías renovables no convencionales, disminuyéndose la necesidad de utilizar combustibles como el diésel o el gas, lo que se traduce en una disminución de los costos. Para este tipo de redes, los principales tipos de gestión de demanda son; control directo de carga y respuesta de la demanda, utilizando señales de precios para incentivar la participación de los consumidores [9].

1.2.2.1.5 Control de micro redes

El objetivo del control de una micro red es proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de la generación y los sistemas de almacenamiento de forma eficiente y fiable tanto en condiciones normales como durante las contingencias,

independientemente de la conexión a la red externa [10].

Los beneficios económicos y medioambientales de las micro redes y, en consecuencia, su aceptación y grado de penetración en el sistema eléctrico, vienen marcados en gran medida por las capacidades del sistema de control y sus características de operación. Las micro redes introducen un número de retos operacionales que deben tenerse en cuenta en el diseño de sus sistemas de control y protección, debido a ciertas particularidades que las distinguen de otros sistemas. Las más relevantes son [10]:

- **Flujos de potencia.** A diferencia de las redes convencionales, la integración de DGs en baja tensión puede causar flujos de potencia bidireccionales y dar lugar a complicaciones en los sistemas de protección o a patrones de flujo indeseados [10].
- **Estabilidad.** Pueden aparecer oscilaciones locales debido a la interacción de los sistemas de control de los DGs y a la problemática de las transiciones entre el modo aislado y el modo de conexión a red [10].
- **Modelo de la red.** Las hipótesis generalmente aceptadas de tres fases equilibradas, líneas de transmisión inductivas y cargas constantes ya no tienen por qué ser válidas, lo que conlleva la necesidad de adaptar los modelos a la nueva situación. Una micro red está inherentemente sujeta a un desbalance de carga por las propias unidades DGs [10].
- **Baja inercia.** Las características dinámicas de los recursos DGs, especialmente de aquellos que están acoplados electrónicamente, son diferentes de los basados en grandes turbinas de generación. Si no se implementan los mecanismos de control adecuados, la baja inercia del sistema puede dar lugar a desviaciones considerables de la frecuencia en el modo de operación aislado [10].
- **Incertidumbre.** En las micro redes existe una mayor incertidumbre en cuanto a la demanda y, sobre todo a la generación, ya que el uso de energías renovables provoca que la generación esté unida a las condiciones ambientales. Por tanto, una operación fiable y con criterios económicos debe considerar el pronóstico del tiempo [10].

En estas circunstancias, el sistema de control debe asegurar una operación fiable de la micro red. Las principales funciones que se le pueden solicitar al sistema de control en la micro red son [10]:

- Control de las corrientes y tensiones en los diversos DGs, siguiendo las referencias y amortiguando apropiadamente las oscilaciones [10].
- Regulación de frecuencia y tensión tanto en modo aislado como conectado a red.
- Balance de potencia, adaptándose a los cambios tanto en generación como en carga mientras se mantienen la frecuencia y la tensión en límites aceptables [10].
- Mecanismos de gestión de la demanda (Demand Side Management, DSM) que permitan cierta variación en la de-manda de una porción de las cargas para adaptarse a las necesidades de la micro red [10].
- Transición suave entre los modos de operación, usando la estrategia más adecuada para cada uno de ellos y detectando rápidamente las situaciones que provocan el cambio. Re sincronización con la red principal [10].
- Despacho económico, repartiendo la carga entre los distintos DGs y sistemas de almacenamiento de forma que se reduzca el coste de operación, siempre manteniendo la fiabilidad. La optimización del coste de la operación incluirá la maximización del beneficio económico en el caso de conexión a red [10].
- Gestión los flujos de potencia entre la micro red y la red principal y en su caso con otras micro redes [10].

1.2.2.2 Generación fotovoltaica

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, que consiste en la conversión directa de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales semiconductores, por ejemplo silicio, que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad [11].

La conversión de la luz solar en electricidad se lleva a cabo haciendo uso de dispositivos electrónicos denominados células solares o fotovoltaicas, que reaccionan con la luz solar directa o difusa, lo que permite producir electricidad tanto en días soleados como

días nublados. Las células fotovoltaicas, conectadas en serie o paralelo, forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajusta a la demanda [11].

1.2.2.2.1 Celdas Fotovoltaicas

El elemento básico de una central fotovoltaica es el conjunto de celdas fotovoltaicas, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico [12]. Están integradas, primero, en módulos y luego se forman con ellos los paneles fotovoltaicos. La producción de electricidad de dichas células depende de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento (fundamentalmente de la insolación). Dichas condiciones son medidas y analizadas con la ayuda de una torre meteorológica [12].

Como la energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna [12].

Es conducida, entonces, primeramente, a un armario de corriente continua, para ser convertida en corriente alterna por medio de un inversor y ser finalmente transportada a un armario de corriente alterna [12].

1.2.2.2.2 Regulador de carga

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil [12].

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería [12].

1.2.2.2.3 Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica [12].

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas [12].

1.2.2.2.4 Interruptor automático

Dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlarán la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor [12].

1.2.2.3 Técnicas de control para optimización de una micro red

Las micro redes eléctricas poseen como parte fundamental los sistemas y dispositivos que permiten el control de diferentes variables durante la operación de la misma, ya que con estos sistemas se puede gestionar y supervisar el flujo de energía, incluyendo la red física, lugar donde se conectan todos los componentes ya sean de tipo centralizado o distribuido, lográndose una retroalimentación del sistema por medio de sensores y actuadores, con el objeto de mejorar la calidad, estabilidad y fiabilidad de la red [13].

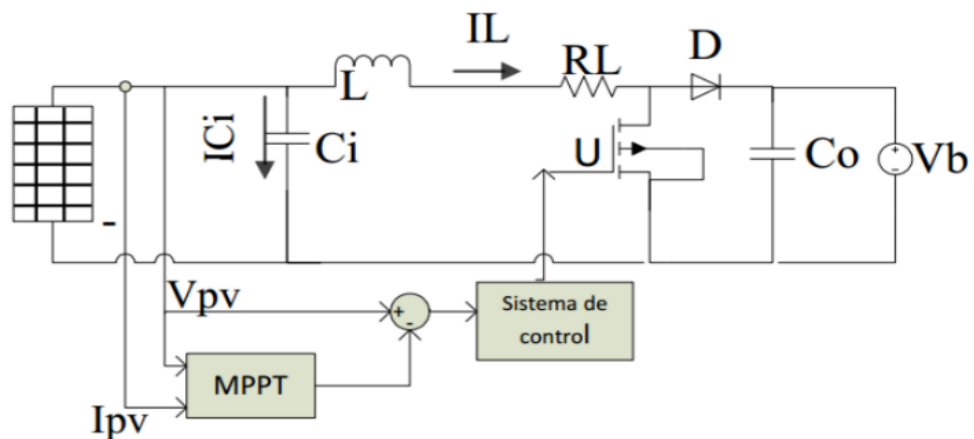


Fig. 2. Configuración básica de un sistema fotovoltaico [14].

En la Figura 2 también se muestra el esquema generalizado de control del seguimiento del MPP (MPPT), donde las señales de corriente (I_{pv}) y voltaje (V_{pv}) brindadas por la fuente son medidas, y tomadas estas como entradas para algún algoritmo determinado de seguimiento del MPP, el cual ofrece a su vez una determinada señal de salida que permite variar el ciclo útil (D) del conversor DC-DC para que el sistema opere en todo momento en el Punto de Máxima Potencia [14].

1.2.2.3.1 Sistema de control MPPT

Un sistema Mppt (Maximum power point tracking) por sus siglas en inglés, es un algoritmo de control que rastrea el punto de máxima potencia de diferentes técnicas de producción de energía, tales como la fotovoltaica o la eólica. Dicho algoritmo se encarga de mantener la potencia de salida sobre su punto máximo y así obtener una mayor energía al final del proceso [15].

1.2.2.4 Técnicas más utilizadas para el MPPT

1.2.2.4.1 Perturbar y Observar (P&O)

Sin lugar a dudas el algoritmo MPPT más popular es aquel conocido como Perturbar y Observar (P&O), esto se debe a su simplicidad de funcionamiento y a la baja complejidad para su implementación final, este método utiliza como variables de entrada la medición de voltaje y corriente del generador fotovoltaico y su funcionamiento no depende del arreglo de paneles o de la potencia del conjunto. Este algoritmo presenta un bajo coste computacional, pero sus principales desventajas consisten en que no actúa muy rápido ante perturbaciones, y en que el sistema nunca llegará a operar verdaderamente en el MPP, sino en sus cercanías, además presenta la problemática de elegir un valor adecuado para la perturbación de voltaje con la que trabaja esta técnica, puesto que un valor constante de esta no es eficiente cuando las condiciones climáticas varíen rápidamente [16].

1.2.2.4.2 Redes Neuronales Artificiales (ANNs, Artificial Neural Networks)

Esta perspectiva opera como un modelo de caja negra (black box), donde no se necesita información detallada sobre el sistema de generación fotovoltaico. Para el MPPT, las ANNs presentan parámetros de entrada tales como: voltaje y corriente de salida del generador fotovoltaico, y datos ambientales como irradiación y temperatura. La señal de salida puede ser el MPP identificado, o el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC, el cual llevará al sistema a operar en el MPP. Los datos de entrada y salida a la red neuronal son obtenidos mediante mediciones experimentales o resultado de simulaciones basadas en un modelo. El uso de ANNs posibilita una respuesta más rápida que la ofrecida por técnicas más convencionales, como P&O e Inc-Cond. Además de que ofrecen un mejor comportamiento ante variaciones ambientales. Las principales desventajas de esta técnica lo constituyen el costo caro de implementación, y la mayor complejidad ante técnicas más simples [16].

1.2.2.4.3 Conductancia Incremental (Inc-Cond)

Esta técnica se basa en la medición de la conductancia de salida del generador fotovoltaico a cada momento, la cual se compara con las variaciones de esta. Presenta la misma eficiencia que P&O, aún bajo cambios rápidos en la condición atmosférica. Este algoritmo presenta la misma desventaja que P&O en cuanto a la elección del valor adecuado de la perturbación con la que trabaja [16].

El criterio principal de este algoritmo y su comportamiento se puede observar en el siguiente diagrama de flujo, figura 3 [17]:

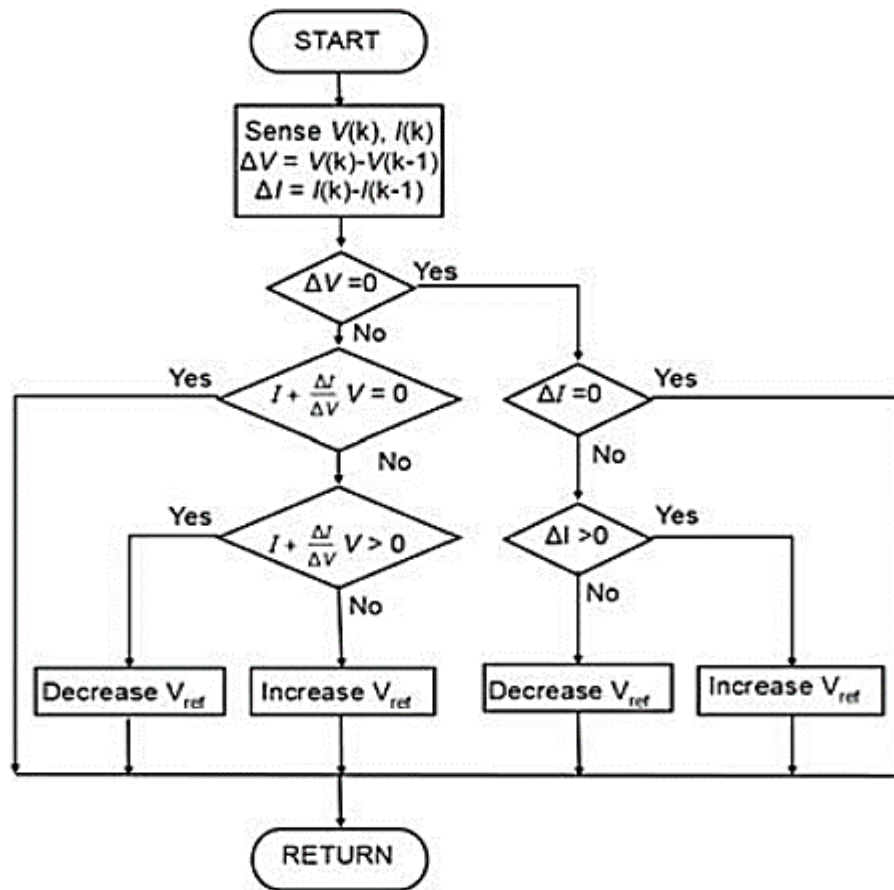


Fig. 3. Algoritmo de Conductancia Incremental [17].

Se inicia el algoritmo, tomando una muestra del voltaje y la corriente, luego se calcula la variación de voltaje y la de la intensidad por separado, al final se termina el algoritmo incrementando o decrementando el voltaje de referencia y por consiguiente el ciclo de trabajo. Se espera que mejore su comportamiento sobre todo cuando el convertidor se encuentra trabajando en condiciones de temperatura y radiación solar irregulares [17].

1.2.2.4 Optimización de micro redes

La optimización de las micro redes puede realizarse mediante diferentes estrategias. Estas estrategias de optimización pretenden incrementar la eficiencia energética, la fiabilidad, reducir las pérdidas del sistema, reducir la emisión de gases contaminantes, reducir el consumo de energía y reducir el coste operacional de los elementos de generación [18].

1.2.2.5 Técnicas de optimización para la gestión de energía en la micro red

Con el fin de garantizar la estabilidad de la micro red y un funcionamiento fiable de la misma, y para considerar aspectos económicos y ambientales, la optimización depende de disminuir el consumo de combustibles fósiles, la gestión de las unidades de almacenamiento y las cargas. En las herramientas de control de las micro redes es necesario considerar una función de coste y unas determinadas restricciones. La Figura 4 presenta una clasificación de técnicas de control óptimo de micro redes [18]:

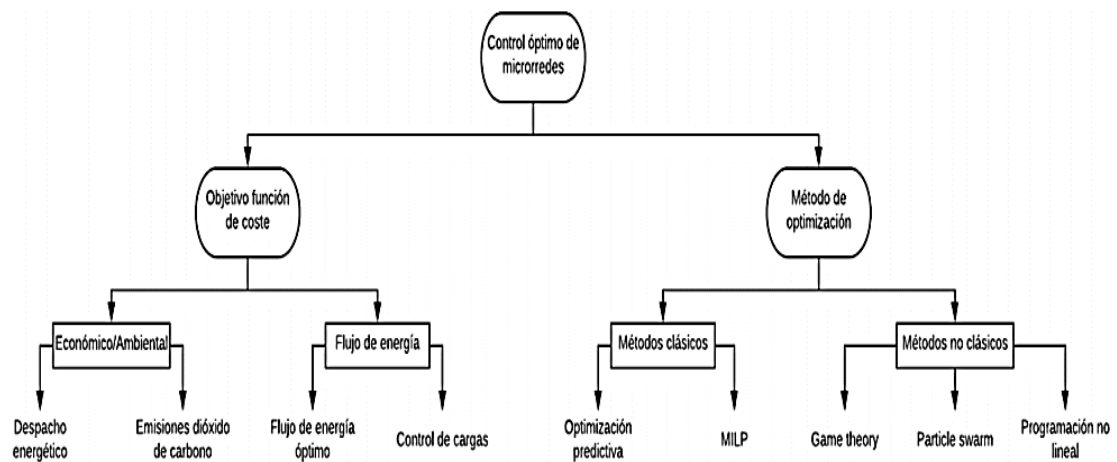


Fig. 4. Control óptimo de micro redes [18].

Las técnicas de control óptimo de las micro redes incluidas en la Figura 4 se clasifican de acuerdo con la minimización de la función objetivo y a los métodos de optimización.

A continuación, se detallan algunas de las anteriores técnicas de optimización de la función de coste objetivo [18]:

1.2.2.5.1 Despacho económico

Para entrar en el estudio de un despacho económico se deben diferenciar dos tipos de micro redes, conectada o en modo isla [18].

Para las micro redes conectadas a la red principal se busca optimizar la función de coste objetivo, a la vez que se maximiza el intercambio de energía con la red de suministro y la producción de energía [18].

En las micro redes en isla, aparece una dificultad añadida debido a la variabilidad de la producción de energía renovable y a la demanda no constante de energía por parte de las cargas. Para ello se expone una solución basada en diferentes algoritmos predictivos, como por ejemplo una red neuronal artificial [18].

1.2.2.5.2 Flujo de carga óptimo

Debido a las variaciones en la red, a las variaciones en las demandas de las diferentes cargas del sistema y al intercambio de energía entre la red principal y la micro red, el flujo de carga óptimo se ha convertido en un desafío a la hora de controlar la operación de una micro red [18].

Para conseguir solucionar estos problemas la comunidad científica ha propuesto diferentes métodos. Uno de ellos es plantear una red de telecomunicación y el uso de medidores inteligentes para facilitar el intercambio de datos de energía consumida y cedida por la micro red y así poder conseguir un equilibrio entre la producción y la demanda [18].

Otro método es el uso de una función objetivo para la optimización del flujo de carga con diferentes restricciones, teniendo en cuenta las diferentes unidades de generación y los elementos de almacenamiento como las baterías [18].

También se propone un control centralizado en el cual se mantiene una frecuencia de referencia constante en los nodos que intervengan en la minimización de la función cuadrática del coste de generación de energía [18].

Por último, se plantea un control estratégico de las unidades de almacenamiento para alcanzar un consumo de energía óptimo en la micro red, considerando tanto las unidades de almacenamiento como su voltaje y límite de almacenamiento, restricciones del sistema [18].

1.2.2.5.3 Control de cargas

La estabilidad de frecuencia y voltaje de una micro red puede verse afectada por perturbaciones en el sistema. Para remediar esta inestabilidad se diseñan algoritmos protectores basados en los límites de frecuencia y tensión bajo esquemas de control de cargas. Este método se ha estudiado ya que aparecían situaciones no óptimas de control de cargas y descoordinación de las micro redes, así como por la necesidad de diseñar una estrategia de control que garantice la estabilidad en el sistema [18].

Para paliar el problema de la gestión de la energía en las micro redes la comunidad científica ha empleado diferentes técnicas de optimización. En la Figura 5 se presenta los tipos de optimización usados para solucionar el problema de la gestión de la energía [18].

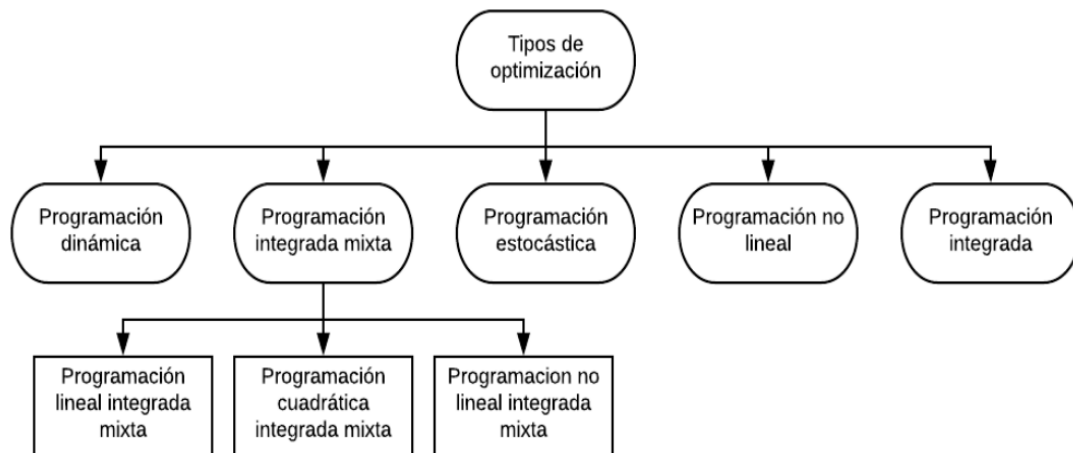


Fig. 5. Tipos de optimización [18].

1.2.2.6 Programación Lineal Entera Mixta (PEM)

Es una forma de expresión de los modelos de programación lineal, constituye de varios algoritmos complejos para su solución, esto conlleva varios tipos de ventajas, como la utilización de variables naturales binarias o enteras en todos los modelos [18].

Al utilizar variables enteras mixtas, permite manejar modelos de programación lineal, una serie de parámetros y elementos que se utilizan al ser aplicadas en una gran variedad

de problemas, son mediciones exactas generadas en campo o prácticas de laboratorio [18].

El objetivo de implementar un PEM en una MR, es la capacidad de mejorar la acción rápida de la generación de energía y el abastecimiento de la demanda, de una manera confiable en todo el sistema [18].

Un sistema de gestión de energía, debe tener la capacidad de recopilar toda la información requerida, para ser resuelta de forma óptima, segura y que tenga la capacidad de comunicarse con cada uno de los elementos, para una correcta distribución de energía [18].

Para garantizar la estabilidad de una MR y tener la capacidad de cambiar a diferentes modos de operación, tomando como principal dato de variación la potencia de salida, ya que existe una desviación entre la potencia instantánea y la potencia nominal [18].

1.2.2.6.1 Xpress-Optimizer

La herramienta de optimización cuadrática de Xpress se llama Xpress Optimizer, aunque con la evolución de versiones, en este momento también existe un paquete de modelado (Xpress Mosel) y motores de resolución para abarcar más tipos de problemas (XpressSLP) [19].

Este optimizador trata las matrices dispersas de forma eficiente comprimiendo datos para resolver problemas de grandes dimensiones que se encuentran fácilmente en la industria. Los algoritmos que incluye permiten resolver problemas lineales, cuadráticos y sus variantes con variables enteras. Se puede utilizar desde la línea de comandos de distintos sistemas operativos, o como biblioteca enlazable desde C, C++, Java, Fortran, Visual Basic y .NET [19].

Es compatible con los formatos estándar de ficheros de entrada lp y mps. También se puede utilizar desde un entorno visual de desarrollo que se llama Xpress IVE. Los productos de optimización Xpress pertenecen a la empresa FICO, y se distribuyen con

licencia comercial [19].

Es posible obtener una versión de evaluación durante 30 días sin limitaciones en capacidad ni funcionalidades, incluyendo soporte técnico y documentación. Esta opción está disponible para empresas. También hay una versión gratuita para estudiantes, limitada a 400 restricciones (filas), 800 variables (columnas), 5000 coeficientes de matrices (elementos) y 400 variables globales enteras y binarias [19].

1.3 Fundamentación metodológica. -

La producción de energía limpia en el Ecuador aún no se ha expandido en su totalidad, por lo cual existen entidades que tratan de impulsar el uso de sistemas de generación eléctrica no convencional, tal es el caso de los sistemas de generación fotovoltaicos, ya que, nuestro país se encuentra en una ubicación geográfica que permite tener riqueza de irradiación solar.

Sin embargo, las inversiones económicas que conlleva instalar un sistema completo para el análisis del consumo energético y su optimización limitan al sector de la investigación, por lo cual, se hace uso de herramientas de softwares que ayudan a integrar todo el sistema y además dejan hacer pruebas con los mismos; encontrando puntos de equilibrio, acciones de control para volver al sistema óptimo y robusto. En este caso de estudio, se tiene ya el sistema implementado en el Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi, pero no está optimizada la micro red, por esta razón se desarrolló una propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red mediante un modelo matemático y un algoritmo de control MPPT, ayudando a optimizar y a suministrar de forma adecuada la energía renovable generada por el sistema fotovoltaico, para abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación. Para lo cual se diseñó dentro del software de simulación Matlab/Simulink un algoritmo de control MPPT para optimizar el seguimiento del máximo punto de transferencia de potencia de los paneles solares hacia el banco de baterías. Finalmente, para la optimización se utilizó el programa Fico Xpress Optimizer, que permitió resolver el modelo matemático planteado mediante programación lineal para gestionar de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico, carga y descarga de las

baterías y la red de energía eléctrica. Obtenido los resultados para la configuración adecuada de la micro red.

Conclusiones Capítulo I:

- En este capítulo se ha mostrado la revisión sistemática de literatura de las diferentes metodologías de optimización de diseño en sistemas fotovoltaicos y los aspectos que se deben considerar para tal efecto. Ayudando a tener una mejor apreciación de la importancia que tiene optimizar el sistema fotovoltaico de la micro red para abastecimiento de energía eléctrica.

CAPÍTULO II. PROPUESTA.

2.1 Título del proyecto.

Optimización de la micro red que posee en Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi aplicando un modelo matemático y un algoritmo de Control MPPT.

2.2 Objetivo del proyecto.

Realizar el modelo matemático y el algoritmo de control MPPT para optimizar la micro red y abastecer la demanda eléctrica del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio.

2.3 Descripción de la propuesta.

En el presente trabajo de titulación se propone optimizar la micro red a través de un control MPPT que se detallan a continuación:

- Con el fin de realizar el máximo aprovechamiento del recurso proveniente de la energía solar, se ha integrado al sistema fotovoltaico un control MPPT, un convertidor capaz de exigir la transferencia de la máxima potencia disponible en los módulos solares hacia el banco de baterías, a partir de un algoritmo de conductancia incremental, el método de control utilizado es denominado Técnica para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) y permite realizar la búsqueda del punto en el cual el panel solar desarrolla su máxima potencia, a partir de la variación de la impedancia de entrada del convertidor, para condiciones de irradiancia determinadas.
- El software de simulación seleccionado para aplicar el control MPPT fue Matlab/Simulink, donde se realizó la simulación del funcionamiento de la micro red y la evaluación del algoritmo aplicado al sistema fotovoltaico, observando su desempeño y comportamiento en todo el sistema, permitiendo obtener parámetros los cuales decidirán el punto óptimo de operación de la micro red.
- Y finalmente la optimización tiene por finalidad minimizar los costos de operación de la micro red en un horizonte de tiempo determinado tomando como entradas, la

generación solar y la demanda del sistema, dejando así como variable de decisión, la potencia entregada por el sistema fotovoltaico y la potencia entrega (o absorbida) por las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio, con el propósito de reducir los costos se realizó un modelo de optimización matemático que permita abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación de la micro red.

Para la optimización se utilizó el programa Fico Xpress Optimizer, que permitió resolver el modelo matemático planteado mediante programación lineal para gestionar de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico, carga y descarga de las baterías y la red de energía eléctrica. Obtenido los resultados para la configuración adecuada para la gestión óptima de energía en la micro red. En la figura 6 se puede observar la metodología de optimización descrita anteriormente:

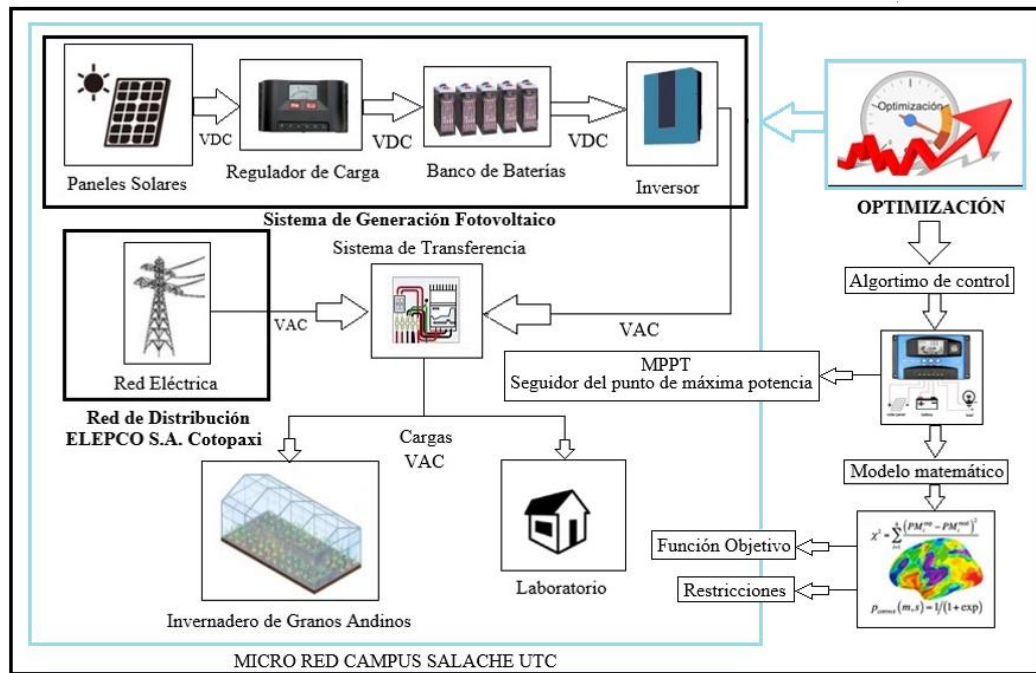


Fig. 6. Metodología de optimización planteada en la micro red.

A continuación se detalla los componentes que integran la micro red y el funcionamiento del sistema, el valor de radiación solar en el Sector de Salache, las mediciones de radiación solar con un piranómetro, el análisis de la carga instalada, la determinación de la demanda y la energía consumida por el sistema:

2.3.1 Micro Red

Mediante la investigación de campo y revisión bibliográfica se conoce las características técnicas y los componentes que integran la micro red que posee el campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi, como se indica a continuación:

- Sistema de generación fotovoltaico.
- Red de distribución ELEPCO S.A. Cotopaxi.

El sistema fotovoltaico de esta micro red cuenta con diez paneles solares conectados en paralelo con una potencia de 150 W cada uno, cinco baterías conectadas en paralelo de 100 Ah/12 VDC cada una, un regulador de carga de 60 A, un inversor de voltaje monofásico de 2000 W, adicionalmente se cuenta con un sistema de transferencia ATS 100A 3 P eléctrico que alterna la forma de alimentación de la carga entre la red y el sistema fotovoltaico, tal como se puede ver en la figura 7:

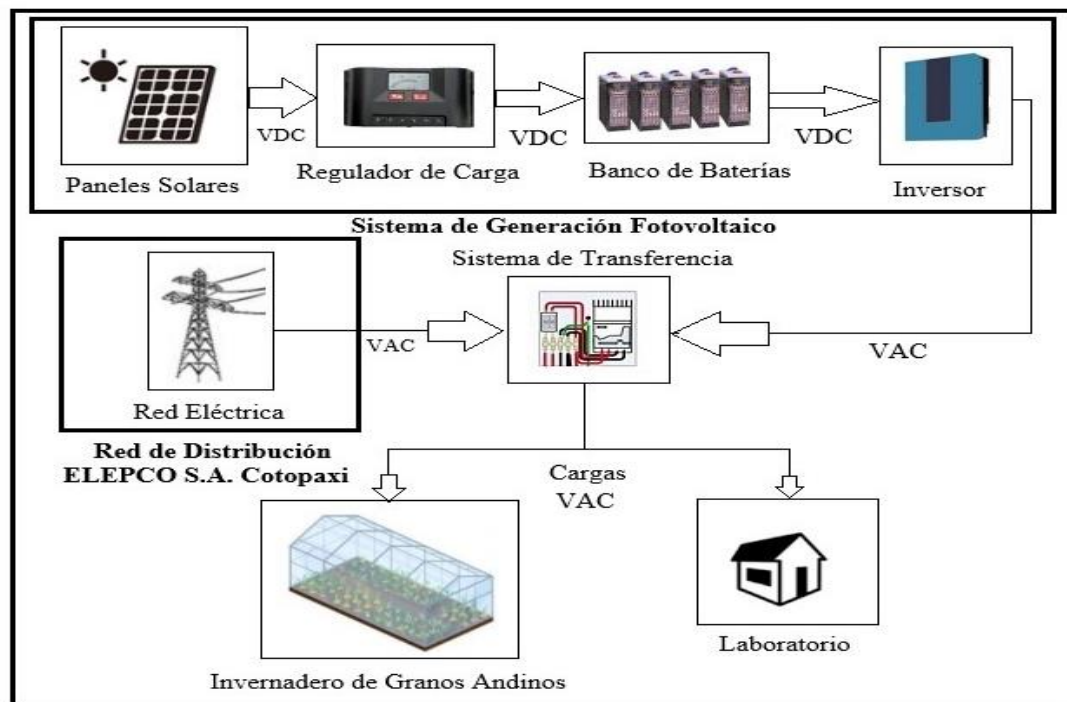


Fig. 7. Micro red del Campus Salache UTC.

En la figura 8 se puede observar el diagrama unifilar de la micro red realizado en digSILENT:

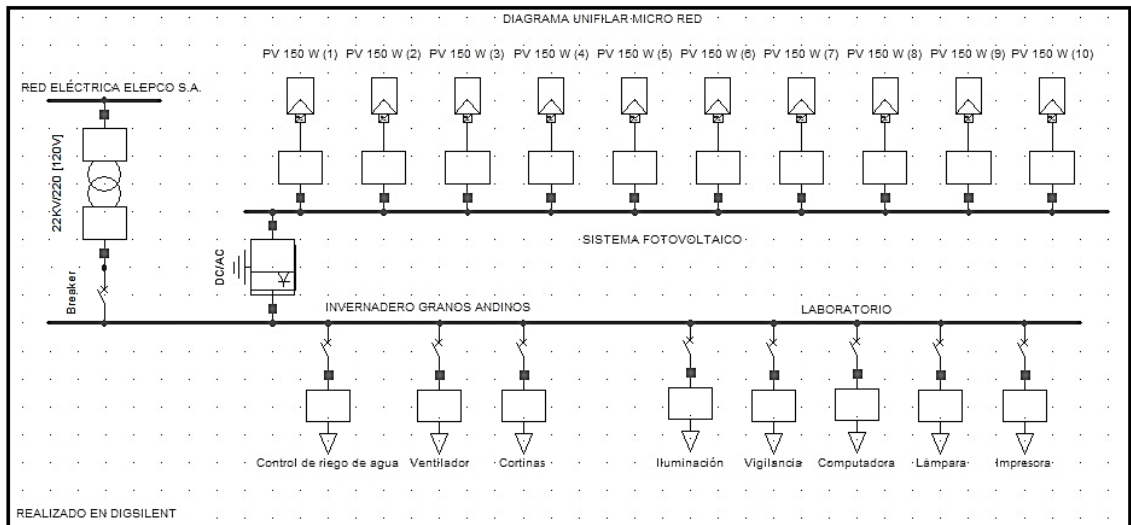


Fig. 8. Diagrama unifilar Micro red del Campus Salache UTC.

2.3.1.1 Ubicación de la micro red

En la figura 9 se puede observar el campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi que se ubica a 7.5 Km de la vía a Salache en la provincia de Cotopaxi, donde se encuentra la micro red, ubicándose al costado del laboratorio de energía renovable, como se puede observar a continuación:




Fig. 9. Ubicación de la micro red del Campus Salache UTC.

2.3.1.2 Descripción del sistema fotovoltaico de la micro red

En la parte posterior del laboratorio se encuentran montados 10 módulos solares conectados en paralelo, sobre una bodega de aproximadamente 12 metros cuadrados., con una inclinación de 16.2°; los mismos que cuentan con las siguientes características detalladas en la Tabla 1:


Tabla 1. Datos de placa de los paneles solares.

Módulo fotovoltaico monocristalino 150 W	
	
Potencia máxima nominal (Pmax)	150 [W]
Voltaje circuito abierto (Voc)	22.32 [V]
Corriente de cortocircuito (Icc)	9 [A]
Voltaje a Pmax (Vpm)	18 [V]
Corriente a Imax (Ipm)	8.34 [A]
Temperatura nominal de la celda de operación (NOCT)	48 ± 2°C
Voltaje nominal del sistema	1000 [VDC]
Capacidad máxima del fusible en serie	18 [A]

De este total de generación fotovoltaica existente instalada, los 10 módulos solares están proporcionando energía al sistema, la misma que es controlada y regulada por un regulador de carga de 60 [A] el cual cumple la función de proteger al banco de baterías,


de las sobrecargas y sobredescargas que puedan darse en los acumuladores debido a la inyección de energía de los paneles que no pueden censar el nivel de energía existente en los acumuladores, así como los consumos excesivos de energía de las cargas, que absorben la energía sin importar el nivel de energía existente. Otra función que cumple el regulador de carga es limitar los sobrevoltajes que pueden generar los paneles a valores óptimos, para que el proceso de carga de las baterías se lleve con normalidad, este regulador de carga cuenta con las siguientes características descritas en la Tabla 2:

Tabla 2. Características del regulador de carga.

Regulador de carga TriStar TS-60	
	
Corriente nominal solar en carga	60 [A]
Corriente nominal solar en derivación	60 [A]
Voltaje del sistema	12 - 48 [V]
Temperatura ambiente de operación	-40°C a +45°C
Máximo voltaje solar (Vdc)	125 [V]
Máxima corriente solar (Idc)	75 [A]

Esta energía regulada es acumulada en un banco de cinco baterías conectadas en paralelo con la finalidad de mantener el voltaje de entrada del inversor con una capacidad de acumulación de 418.88 Ah. De esta manera el banco de baterías puede suministrar energía al inversor al nivel de voltaje que este equipo requiere para su normal desempeño, además con esta configuración se incrementa la capacidad, logrando de este modo que el banco de baterías pueda alimentar a la mayor cantidad de cargas posible. El mismo que está constituido por baterías de 100Ah / 12V cada una con las siguientes características definidas en la Tabla 3:

Tabla 3. Características del banco de baterías.

Banco de baterías RITAR 12 V 100 Ah	
	
Nivel de voltaje DC	12 [VDC]
Capacidad	100 [Ah]
Peso	29 [Kg]
Resistencia interna	55 [$m\Omega$]
Máxima corriente de carga	30 [A]
Temperatura ambiente de operación	-20°C a 60°C

Con la finalidad de alimentar las cargas del sistema de corriente alterna a los niveles de tensión y corrientes requeridor se cuenta con un inversor de voltaje de 2000 W de potencia.

Tabla 4. Características del inversor de voltaje.

Características del inversor de voltaje Zonhan 1500 W/24 VDC	
	
Salida de potencia continua (SPC)	2000 [W]
Potencia máxima de salida (PmaxS)	4000 [W]
Voltaje de entrada DC (VE/DC)	12 [V]
Voltaje de salida CA (VS/CA)	110-120 [V]
Eficiencia de conversión (Ef-con)	85 [%]
Frecuencia de salida (Fsal)	60 [Hz]

Alarma de baja tensión (AIBT)	10.2-10.8 [V]
Apagado de baja tensión (ApBT)	9.2-9.8 [VDC]
Cierre de alto voltaje (CAV)	15-16 [VDC]
Protección de sobrecarga (PSob)	2200 ± 150 [W]

Al tratarse de un sistema de generación fotovoltaico de tipo “conectado a la red” tiene un sistema de transferencia de demanda de tipo automático el cual se desarrolló mediante el montaje de un gabinete eléctrico con un sistema conformado por contactores, un breaker de protección, un selector de tres posiciones de tipo manual con multímetro digital (Sentron Pac), luces piloto, accesorios y cables de conexión. El mismo que se indica en la figura 10 y sus características en la Tabla 5:



Fig. 10. Sistema de transferencia.

Tabla 5. Características del sistema de transferencia.

Módulo de transferencia automática GAEYAELE W2R-3P	
Tipo	Caja moldeada
Número de modelo	W2R ATS 3P
Voltaje de aislamiento	CA 690 [V]
Tensión nominal	CA 110 [V]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Corriente nominal	100 [A]
Montaje	Carril Din

2.3.1.3 Funcionamiento del sistema fotovoltaico de la micro red

El sistema de generación fotovoltaico está constituido por dos bancos de paneles solares cada banco de 5 paneles solares, estos paneles solares están conectados en paralelo para mantener un suministro de corriente constante en el banco de baterías; posteriormente esta energía generada se transfiere a través de dos circuitos independientes a un controlador de carga de 100 A y un controlador de carga de 60 A permitiendo monitorear el estado de carga y descarga de los acumuladores luego de las cargas controladas se dirige a un inversor ya que los equipos a alimentar son de corriente alterna y de diferente nivel de voltaje al proporcionado por la generación solar debido a que las cargas que se debe satisfacer son de corriente alterna.

El inversor alimenta una carga establecida de 2587.5 W mismo que luego de su dimensionamiento indica que se debe utilizar un equipo de inversión de corriente con rango de potencia de 3000 W de potencia nominal a 6000 W potencia pico, a partir de ahí se establece una acometida directa a las cargas predeterminadas del sistema, consiste en una acometida exclusiva que lleva la energía solar generado y convertida a energía de corriente alterna a un tablero de transferencia automática, el voltaje generado por el sistema solar es 121 V entre su fase y neutro.

El tablero de transferencia automática instalado permite garantizar el reabastecimiento eléctrico automático en el caso de una falla eventual presentado en el sistema de generación fotovoltaico, este sistema consiste en hacer la convergencia de forma automática, permitiendo elegir el sistema Solar o la Red de la Empresa Eléctrica a través de un interruptor de transferencia automática, la misma, que impide que los dos sistemas en algún momento puedan ingresar a la vez.

2.3.2 Valor de la radiación solar en el sector de Salache

El valor de la radiación global horizontal del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi se obtuvo en el programa RETScreen, que presenta un valor de 4.4 kWh/m²/día, el cual es un valor promedio anual de las radiaciones de cada mes. De los datos obtenidos se puede apreciar que el mes con incidencia solar más bajo es para

el mes de enero que coincide con la época de invierno, en tanto que el mes con incidencia solar más alto es para el mes de septiembre que coincide con la época de verano. De esta manera:

En la tabla 6 se indica los valores obtenidos en el programa RETScreen, así como el valor de la radiación promedio global anual:

Tabla 6. Valor de radiación solar en Salache anual.

Mes	Temperatura del aire	Radiación global	n (Horas)	Radiación solar día - horizontal	Bodm	Ktm	Kdm	Hd	Ht	
	°C	kWh/m ²		Ho (kWh/m ² /d)						Rb
Enero	16,7	0,183	24	4,39	0,82	10,91	0,43	0,51	2,25	3,99
Febrero	16,8	0,186	24	4,46	0,88	10,510	0,42	0,52	2,32	4,18
Marzo	17,1	0,193	24	4,64	0,96	10,552	0,44	0,50	2,33	4,53
Abril	16,7	0,185	24	4,45	1,04	10,145	0,44	0,50	2,24	4,52
Mayo	16,2	0,178	24	4,26	1,11	9,537	0,45	0,50	2,11	4,48
Junio	15,6	0,176	24	4,23	1,14	9,142	0,46	0,48	2,02	4,52
Julio	15,7	0,180	24	4,32	1,12	9,264	0,47	0,47	2,04	4,58
Agosto	16,8	0,193	24	4,64	1,07	9,785	0,47	0,46	2,15	4,80
Septiembre	17,8	0,193	24	4,62	0,99	10,288	0,45	0,49	2,28	4,58
Octubre	18,2	0,192	24	4,61	0,90	10,437	0,44	0,50	2,31	4,36
Noviembre	17,5	0,196	24	4,70	0,83	10,236	0,46	0,48	2,26	4,27
Diciembre	16,9	0,185	24	4,45	0,80	10,466	0,43	0,52	2,31	4,00
TOTAL										
	202	2,057	288	53,77	11,6	121,272	5,36	5,93	26,6	52,81
PROMEDIO										
	16,8	0,17	24	4,48	0,96	10,106	0,44	0,49	2,21	4,4

Los cálculos de índice de claridad (KTm), radiación global de la superficie inclinada, fracción difusa media (Kdm) e irradiación difusa (Hd) se realizaron considerando que $\rho = 17\%$ (albedo: porcentaje de energía del sol que se refleja e irradia).

Como se puede observar en la tabla 6, el valor de radiación obtenido en la posición geográfica donde se ubica el proyecto es alto, pero cave recalcar que existen meses del año con mayor o menor incidencia, sin embargo, los cálculos se realizaron considerando las condiciones más desfavorables.

2.3.2.1 Mediciones de los niveles de radiación solar con el piranómetro

Los niveles de radiación varían a lo largo del día y durante todo el año, de esta manera los datos de radiación que se obtienen en el programa no pueden coincidir con los niveles de radiación que se presentan en la actualidad, por lo que es necesario comprobar los niveles de radiación obtenidos con el programa RETScreen. De esta manera se tomaron medidas de la radiación solar durante dos semanas del mes de enero en diferentes horas del día con el piranómetro SM206-SOLAR a fin de constatar los niveles de radiación existentes en Salache. Se indica los valores obtenidos en la Tabla 7:

Tabla 7. Valor de la radiación solar en Salache medida con el piranómetro.

Mes: Enero	Hora	Valor de la radiación (W/m²)
Día 3	08:00	220
	10:20	450
	12:30	820
	14:25	636
	16:30	702
Día 6	08:27	210
	10:15	370
	12:40	753
	14:21	200

	16:33	602
Día 9	08:40	233
	10:40	410
	12:10	870
	14:18	675
	16:27	745
Día 12	08:05	226
	10:17	390
	12:21	796
	14:19	623
	16:43	680
Día 15	08:00	240
	10:15	366
	12:30	890
	14:21	760
	16:45	810
Día 18	08:27	307
	10:49	420
	12:37	902
	14:13	809
	16:28	859
Día 21	08:00	277
	10:15	430
	12:30	906
	14:21	608
	16:33	701
Día 24	08:37	289
	10:19	367
	12:36	820
	14:29	507

	16:02	633
Día 27	08:17	309
	10:23	402
	12:43	839
	14:35	702
	16:26	803
Día 30	08:19	290
	10:14	376
	12:41	856
	14:16	650
	16:37	730
Valor Promedio		552,98

Los valores de radiación obtenidos con el piranómetro corresponden a valores instantáneos de radiación, mientras que los valores obtenidos en el programa RETScreen pertenecen a valores de radiación integrados durante el año. Para comparar los datos obtenidos entre el programa y los medidos mediante el piranómetro se debe realizar la siguiente conversión y se detalla en las Ecuaciones 1 y 2:

$$V_p = \frac{552.98 \text{ W/m}^2}{1000} = 0.55298 \text{ kW/m}^2 \quad (1)$$

$$V_p = 0.55298 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} * 8h = 4.424 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} * \text{día} \quad (2)$$

$$V_{RETscreen} = 4.4 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} * \text{día} \quad (3)$$

2.3.2.2 Análisis de resultados de las mediciones de radiación solar

En la figura 11 se aprecia el comportamiento de la radiación solar, donde el punto máximo de radiación se presenta al medio día. Obteniéndose de esta manera un valor

promedio de radiación solar 552.98 (W/m²). El resultado de convertir las mediciones instantáneas en valor integral de radiación y compáralo con los datos obtenidos en el programa RETScreen, resultan similares.

El equipo utilizado para obtener los datos de radiación es el piranómetro modelo SM206- SOLAR. Para el sistema fotovoltaico se trabajó con los datos de radiación proporcionados por el software ya que estos cuentan con datos históricos de radiación.

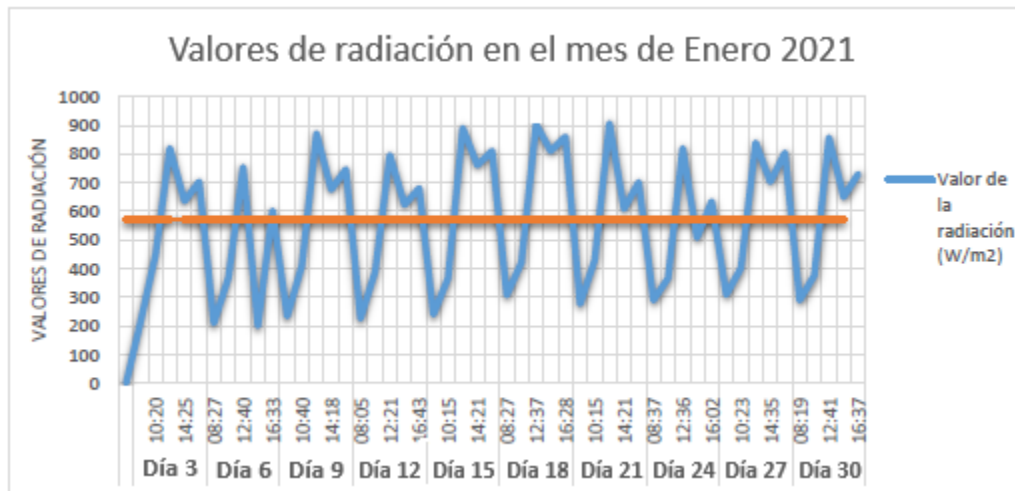


Fig. 11. Curva de los valores de radiación solar existentes en Salache.

2.3.3 Análisis de la carga instalada

Para la determinación de la demanda instalada se tomó en cuenta el trabajo de titulación realizado el mes de Febrero del 2020 con el título “Repotenciación y Automatización del Sistema de Generación Fotovoltaico para el Laboratorio e Invernadero de Granos Andinos en el Campus Salache” puesto que por temas de pandemia no se encuentra funcionando el Invernadero de Granos Andinos y laboratorios.

La obtención de datos se tomó por medio de dos métodos que se describen a continuación [20]:

2.3.3.1 Determinación de la demanda por medio de levantamiento de datos

Para la determinación de la carga existente en el Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio se realizó un levantamiento de las cargas existentes de iluminación y

fuerza, mismas que por medio de su potencia permitió determinar la potencia total de las instalaciones a energizar y así determinar las cargas seleccionadas a alimentar. El sistema de generación fotovoltaico tiene como prioridad alimentar un sistema de control riego, temperatura y ventilación, las cuales se encuentran en el Invernadero. Debido a que dichos equipos funcionaran solo unos minutos, se prevé utilizar el resto de energía acumulada en las baterías para alimentar la carga más prioritaria del laboratorio [20]. A continuación, En la tabla 8 se presenta la potencia de las cargas del Invernadero de Granos Andinos y En la tabla 9 se muestra las cargas del Laboratorio que se pretendió abastecer cuando hay un excedente de energía en el sistema de generación fotovoltaico [20].

Tabla 8. Potencia instalada del Invernadero de Granos Andinos.

Ítem	Cargas instaladas	Cantidad	Potencia (kW)
1	Control de riego de agua (invernadero)	1	0,74
2	Ventilador (invernadero)	1	0,25
3	Mini motor elevador de cuerda (invernadero)	2	1,14
TOTAL			2,14

Tabla 9. Potencia instalada del Laboratorio.

Ítem	Cargas instaladas	Cantidad	Potencia (kW)
1	Sistema de vigilancia	1	0,032
2	Sistema de iluminación	1	0,14
3	Computadora de mesa Hp con CPU	1	0,268
4	Impresora epson L575	1	0,011
7	Lámpara osram	1	0,032
8	Microscopio	1	0,03
9	Cafetera	1	0,1
10	Modem HP	1	0,0041
11	Mini enfriador	1	0,083
12	Pantalla ambient wether	1	0,0072
13	Congelador	1	0,03
14	Refrigerador	1	0,29
16	Bascula digital	1	0,01
17	Generador de ozono	1	0,14
18	Pantalla LCD ACER	1	0,012
20	Sistema PLC y transferencia automática	1	0,085
TOTAL			1,54

Finalmente, se tiene una potencia total instalada de las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio de 3,68 [kW].

2.3.3.2 Determinación de la energía del sistema con analizador de carga

En la figura 12 se indica el comportamiento pico de las intensidades instaladas y la demanda estimada instalada del sistema de 3,8 [KW] mediante un analizador de carga, por un lapso de 7 días para determinar el comportamiento de las cargas existentes [20].



Fig. 12. Analizador de carga Fluke 435 [20].

2.3.3.3 Valoración de datos obtenidos del analizador

Transcurrido los 7 días en el que el analizador de calidad de energía acumuló datos del comportamiento de la demanda instalada en el Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio fueron descargados a través del software Power Log 430-II a continuación se realizó un breve análisis de los datos de corriente, voltaje y potencia obtenidos [20].

2.3.3.4 Análisis de potencia máxima del sistema

Por medio de la figura 13 se pudo determinar el comportamiento de la potencia en el sistema analizado, dando como resultado un patrón en el que el punto máximo de potencia nos indica un valor aproximado de 3,8 [kW] proporcionando un valor similar al de la demanda instalada obtenido a través de levantamiento de datos de potencia de placa de equipos [20].

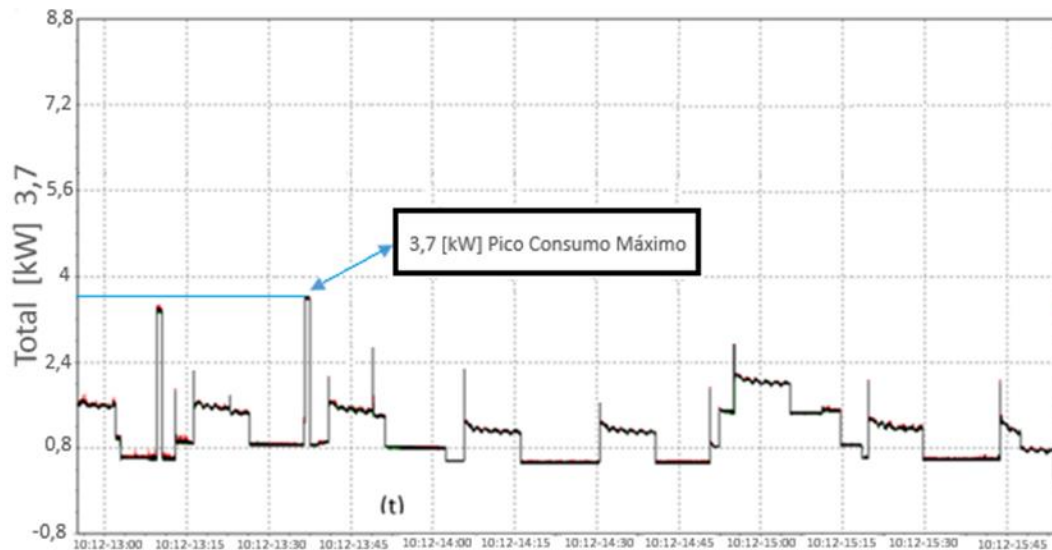


Fig. 13. Análisis de potencia máxima del sistema [20].

2.3.3.3 Análisis de picos de corriente

Al observar el patrón del comportamiento de la corriente en la fase del sistema se puede determinar que la corriente se mantiene estable entre los 8 [A] y los 21 [A] sin embargo se puede apreciar un patrón de tres picos de corriente que se mantienen permanente durante los siete días en que el analizador de calidad de energía recopiló datos picos que fluctúan entre los 31 [A] y los 40 [A], al tratar de identificar físicamente cuales son los equipos que producen estos picos de corriente los resultados del análisis son apegados a la realidad, tenemos tres equipos de refrigeración en el Laboratorio mismos que presentan diferentes potencias de operación al entender el principio de funcionamiento de un equipo de refrigeración nos encontramos con un motor de arranque para su sistema de compresión mismo que al descargarse y al volver a cargar forzosamente producen corrientes de arranque elevadas dichas corrientes son reflejadas en la figura 14 [20]:

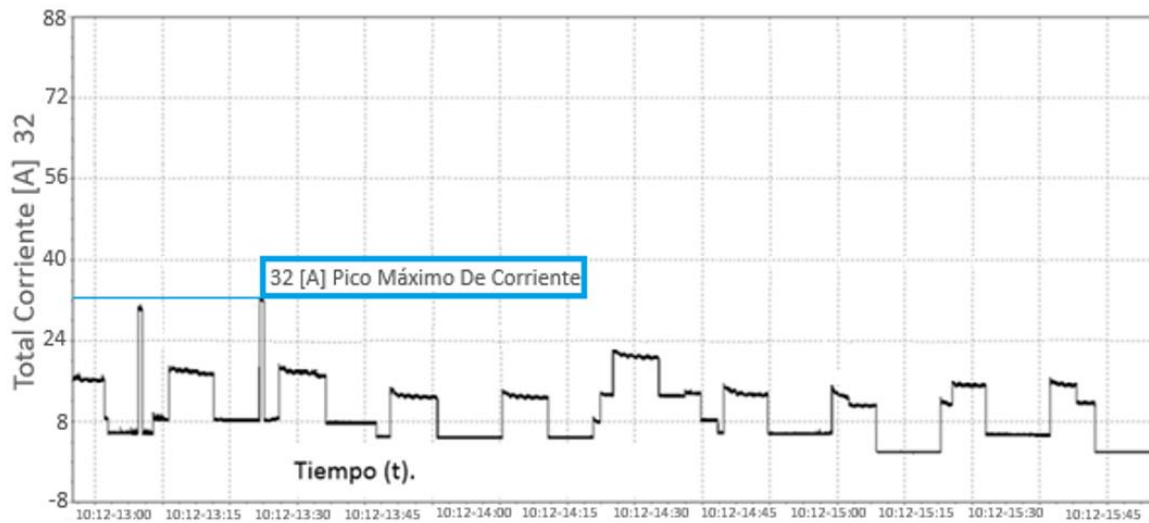


Fig. 14. Análisis de picos de corriente [20].

2.3.3.4 Resultados de demanda obtenida

Mediante los métodos de analizador de carga y levantamiento de datos se pudo determinar las siguientes demandas instaladas en el sistema las cuales se detallan en la tabla 10, las cuales tiene una similitud muy significativa con muy poca diferencia de variación por lo cual para este proyecto de investigación se utilizó los datos obtenidos por el levantamiento de datos [20].

Tabla 10. Dimensionamiento de la demanda instalada.

Demanda instalada	
Método	Potencia
Levantamiento de datos	3,68 [kW]
Analizador de carga Fluke 435	3,8 [kW]

2.3.3.5 Energía consumida por el sistema en kWh/día

A continuación, En la tabla 11 se presenta la energía consumida de las cargas del Invernadero de Granos Andinos y en la tabla 12 se muestra la energía consumida de las cargas prioritarias del Laboratorio que se pretende abastecer en el presente estudio cuando tiene un excedente de energía el sistema de generación fotovoltaico de la micro red.

Tabla 11. Energía consumida en kWh/día de las cargas del Invernadero de Granos Andinos.

Ítem	Cargas instaladas	Cantidad	Potencia (W)	Uso (h/día)	Energía (kWh/día)
1	Control de riego de agua (invernadero)	1	745,7	0,75	0,559
2	Ventilador (invernadero)	1	250	3	0,75
3	Mini motor elevador de cuerda (invernadero)	2	1140	0,6	0,684
TOTAL			2135,7	4,35	1,99

Tabla 12. Energía consumida en kWh/día de las Cargas Prioritarias del Laboratorio que se pretende abastecer mediante optimización.

Ítem	Cargas instaladas	Cantidad	Potencia (W)	Uso (h/día)	Energía (kWh/día)
1	Sistema de vigilancia	1	32	24	0,768
2	Computador de mesa HP con CPU	1	268	8	2,144
3	Impresora epon L575	1	11	0,5	0,0055
4	Sistema de iluminación	1	140	8	1,12
5	Lámpara osram	1	32	4	0,128
TOTAL			483	44,5	4,16

Finalmente, se tiene una energía total consumida de las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio de 6,15 [kWh/día].

2.4 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.

2.4.1 Modelamiento del sistema fotovoltaico de la micro red

Para simular el sistema implementado en el software Matlab-Simulink se analiza tanto los elementos que están en la descripción del sistema fotovoltaico, de este modo, se puede saber cuál será la respuesta de cada bloque simulado como la salida del voltaje y corriente de los paneles solares considerando la radiación solar del Campus Salache

y la temperatura.

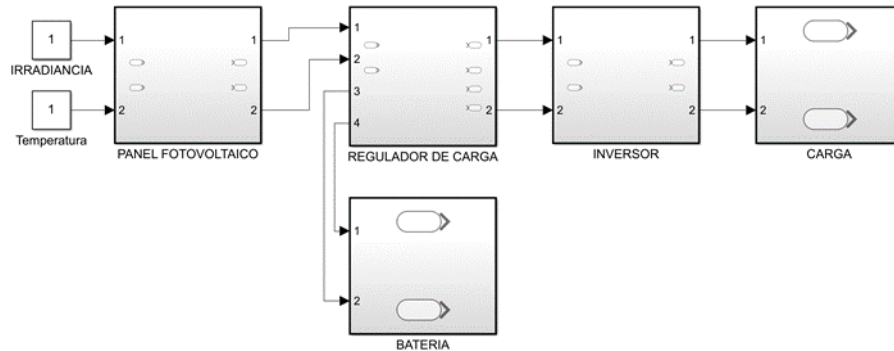


Fig. 15. Esquema del sistema fotovoltaico en el software Matlab/Simulink.

En la figura 15 se ve por etapas como se implementó el sistema fotovoltaico con relación al sistema real sin el algoritmo de control.

2.4.1.1 Panel fotovoltaico

Para el modelado del panel fotovoltaico se lo puede hacer con una alta precisión mediante su circuito eléctrico, donde, se determina ciertos parámetros que ayudan a conocer las características de la celda, calidad de generación y eficiencia. Por lo cual estos parámetros dependen de las condiciones ambientales, la composición estructural, la temperatura, la irradiación, etc. por lo cual, para este análisis se lo hace mediante la curva de I vs V , donde todos sus parámetros se mantienen constantes a lo largo de la medición [21]. Partiendo de su circuito eléctrico, como se lo puede ver en la siguiente figura 16.

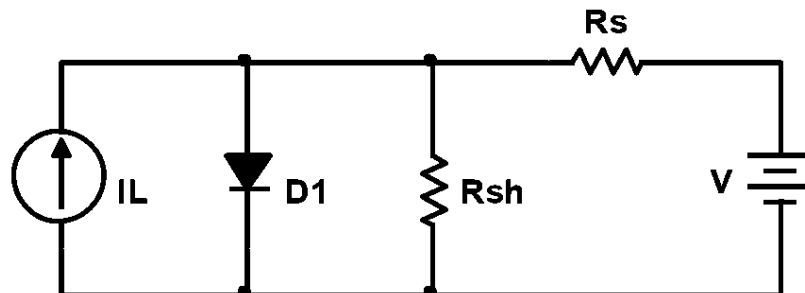


Fig. 16. Modelo circuital de una celda solar [21].

La gráfica que se analiza en una celda solar es la I vs V, donde se observan los parámetros de la misma como: la corriente de corto circuito (I_{SC}), El voltaje del punto de máxima transferencia de potencia (V_{MPP}), El punto de máxima transferencia de potencia (MPP), la corriente en el punto de máxima transferencia de potencia (I_{MPP}) y la potencia en el punto de máxima transferencia de potencia (P_{MPP}), tal como se puede ver en la siguiente figura 17 [21].

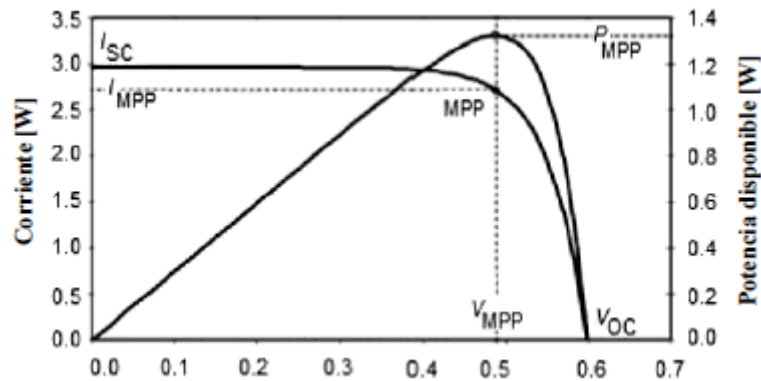


Fig. 17. Curva de I-V y V-W de una celda solar [21].

Donde, el modelo matemático se describe mediante la siguiente ecuación (4).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{SH}} \quad (4)$$

Y en la tabla 13 se presenta los parámetros a considerar del modelo circuital:

Tabla 13. Parámetros del modelo circuital [21].

I_L :	Corriente foto generada.
I_0 :	Corriente de saturación inversa.
R_S :	Resistencia en serie.
R_{SH} :	Resistencia en paralelo.
V :	Voltaje de salida.
q :	Carga de un electrón (1.6×10^{-19} C).
a :	$a = kT_C A$.

K:	Constante de boltzman (1.28×10^{-23} J/K).
T_c:	Temperatura de la celda.
A:	Factor de idealidad.

Sin embargo, en el software Matlab no hace falta ingresar todas las ecuaciones ya que existen bloques ya desarrollados que internamente ya tienen el modelo matemático y describen perfectamente la respuesta de los paneles solares.

Donde los parámetros que se deben configurar son los números de paneles solares, siendo 10 paneles solares y la forma de conexión paralela, además calcula la potencia de la celda una vez configurada todos los parámetros que se encuentran en la tabla 14.

Tabla 14. Características del panel fotovoltaico a configurar [21].

Potencia máxima nominal (P_{max})	150 W
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	22.32 V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	9.00 A
Voltaje a p_{max} (V_{mp})	18.0 V
Corriente a p_{max} (I_{mp})	8.34 A
Temperatura nominal de la celda de operación (NOCT)	$48 \pm 2^\circ C$
Voltaje máxima del sistema	1000VDC
Capacidad máxima del fusible en serie	18A

2.4.1.2 Regulador de carga de las baterías

Un regulador de carga cumple un rol muy importante que es alargar la vida útil de las baterías al regular las corrientes y voltajes de entrada. Se conoce que estos tipos de reguladores son convertidores DC/DC como un elevador o reductor y son empleados según la funcionalidad que se necesite [22].

En este caso de estudio se ha decidido modelar circuitalmente un convertidor DC/DC reductor como se puede ver en la figura 18, ya que, el sistema que está implementado

cuenta con un arreglo de paneles solares que proporciona una potencia nominal máxima de 150 [W], pero se debe tomar en cuenta que el voltaje de salida de los paneles es variable, ya que depende del valor de irradiación solar existente en el sector Salache y el voltaje de salida es menor al de la entrada, como se puede ver en la tabla 14. Además, se conoce que las baterías funcionan a 12 Vdc, por lo cual, este convertor DC/DC debe tener un voltaje de salida de 12 Vdc [22].

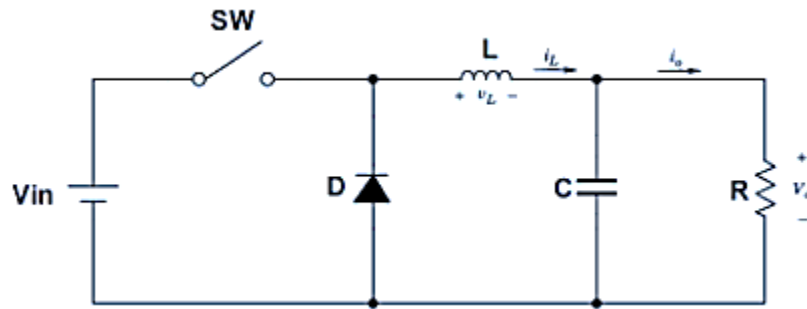


Fig. 18. Topología de un convertor DC/DC reductor [22].

Para el diseño circuital del regulador, se debe partir de ciertos parámetros, ya que, serán el punto inicial para que funcione correctamente, como se describe en la Tabla 15.

Tabla 15. Datos para el diseño del convertor DC/DC reductor.

V_{IN}	22.32 V
V_{OUT}	12 V
F	10 KHz
R	12 Ohms

Para este análisis se debe partir con el concepto de que el semiconductor o SW conmuta o no conmuta, entonces se analiza con las siguientes ecuaciones:

Se parte del concepto de que el voltaje medio en una inductancia es cero, entonces de la ecuación 5 se puede definir como en la ecuación 6.

$$V_{LDC} = 0 \quad (5)$$

En la ecuación 3. Se analiza en todo el ciclo de trabajo, si se da una señal PWM, tiene un estado activo e inactivo definido como delta (δ) que es la suma del ciclo activo (a) e inactivo (b) para un ciclo de trabajo o periodo (T) y se mide en por unidad.

$$\frac{1}{T} \left[\int_0^a (V_{IN} - V_O) dt + \int_0^b (-V_O) \right] = 0 \quad (6)$$

De modo que si se trabaja la ecuación 3 se llega a la siguiente expresión en la ecuación 7.

Que me indica como el voltaje de salida (V_O) está en función del voltaje de entrada (V_{IN}), salvo que, el voltaje de entrada se multiplica con δ que tienen un rango de 0.1 a 0.9, que po lo general en el mejor de los casos el (V_O) será el 90% de V_{IN} .

$$V_O = \delta V_{IN} \quad (7)$$

Dentro del análisis también se debe evaluar la corriente en los nodos de la figura 16. Donde I_{MAX} e I_{MIN} son los límites que llega la corriente del inductor (L). En la ecuación 8 se analiza cuando SW esta cerrado,

$$I_{MAX} - I_{MIN} = \frac{V_{IN} - V_O}{L} \delta T \quad (8)$$

En cambio en la ecuación 9, se analiza cuando SW esta abierto, entonces se tienen dos expresiones importantes para el análisis.

$$I_{MIN} - I_{MAX} = \frac{-V_O}{L} T(1 - \delta) \quad (9)$$

Uno de los conceptos importantes es saber que la corriente media en un capacitor siempre es cero, por lo cual de la ecuación 10 se elimina la integral de la corriente del capacitor. Dando así la corriente de la carga (i_R) y la corriente del inductor (i_L).

$$\int i_L = \int i_C + \int i_R \quad (10)$$

Desarrollando la ecuación 10 se tiene la corriente media en la inductancia (I_L) que se analiza en todo el ciclo de trabajo dando así la ecuación 11.

$$I_L = \frac{1}{T} \left[\frac{I_{MAX} + I_{MIN}}{2} + \left(\frac{I_{MAX} + I_{MIN}}{2} \right) T(1 - \delta) \right] \quad (11)$$

Agrupando y reduciendo términos semejantes se tiene la ecuación 12.

$$I_L = \frac{I_{MAX} + I_{MIN}}{2} \quad (12)$$

Como se sabe que $I_L = I_R$ de la ecuación 9 se iguala a la corriente de la carga que no es más que $\frac{V_O}{R}$, donde se tiene la ecuación 13.

$$\frac{I_{MAX} + I_{MIN}}{2} = \frac{V_O}{R} \quad (13)$$

Si se suma la ecuación (13) con la ecuación (8) se elimina la corriente I_{MIN} , donde la ecuación (14) es importante para determinar el valor del capacitor.

$$I_{MAX} = \frac{V_{IN}\delta}{R} + \left(\frac{V_{IN} - V_O}{L} \right) \delta T \quad (14)$$

En la ecuación (15) se parte de la definición del voltaje del capacitor (v_C) partiendo de su corriente.

$$v_C = \frac{1}{C} \int_0^T i_C dt \quad (15)$$

Si en la ecuación (15) se despeja y se deriva a cada lado de la ecuación se determina una variación del voltaje del capacitor (Δv_C).

$$C = \frac{1}{\Delta v_C} \left[\frac{I_{MAX} - V_O/R}{4FC} \right] \quad (16)$$

Reemplazando valores se tiene:

De la ecuación (7):

$$12 = \delta (22.32)$$

$$\delta = 0.537$$

Cálculo de un inductor, partiendo de la ecuación (13):

$$I_L = \frac{I_{MAX} + I_{MIN}}{2} = \frac{12}{12} = 1 A$$

$$I_L = \frac{E\delta T}{I_L} = \frac{22.32 * 0.537}{10 \times 10^3 * 1} = 1.2 mH$$

Cálculo del capacitor, partiendo de la ecuación (14):

$$I_{MAX} = \frac{22.32(0.5376)}{12} + \frac{1}{2} \left(\frac{22.32 - 12}{1.2 \times 10^{-3}} \right) \left(\frac{0.537}{10 \times 10^3} \right)$$

$$I_{MAX} = 1.2313 A$$

Considerando un rizado del 5% del voltaje de salida.

$$\Delta V_C = \frac{5(12)}{100} = 0.6$$

Reemplazando en la ecuación (16):

$$C = \frac{1.23 - 1}{4(10 \times 10^3)(0.6)} = 9.63 \times 10^{-6} \approx 10 \mu F$$

Obteniendo los parámetros adecuados para la configuración del convertidor DC/DC para el abastecimiento del banco de baterías. En la figura 19 se puede evidenciar la simulación del regulador de carga en Matlab/Simulink.

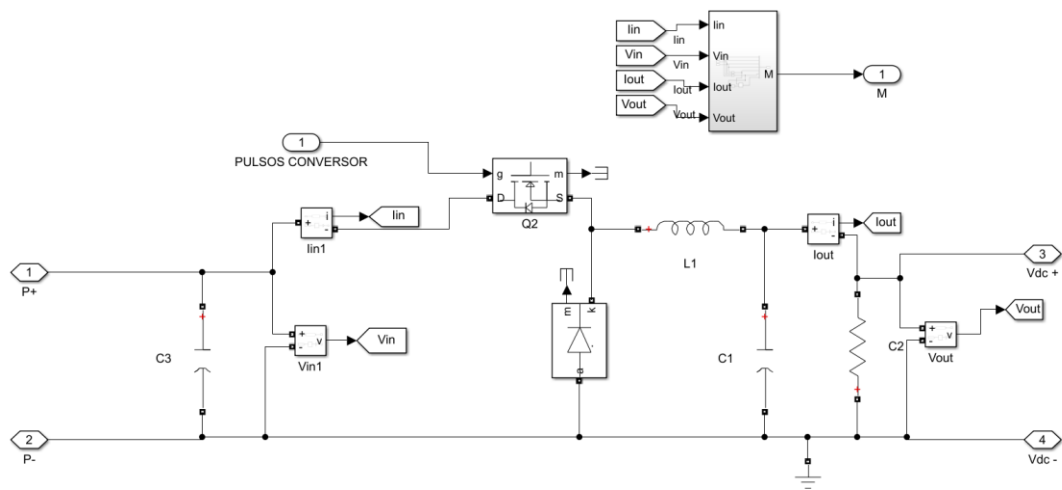


Fig. 19. Regulador de carga (Convertor dc/dc Buck) en Matlab/Simulink.

En la figura 20, la curva de color rojo es el voltaje de entrada y la curva azul el voltaje de salida, donde el voltaje de entrada es mucho mayor al voltaje de salida. Se puede ver que sin importar cuál es el voltaje de entrada siempre y cuando sea superior al voltaje de salida, siempre dará un voltaje constante de 12 voltios con un rizado del 5%.

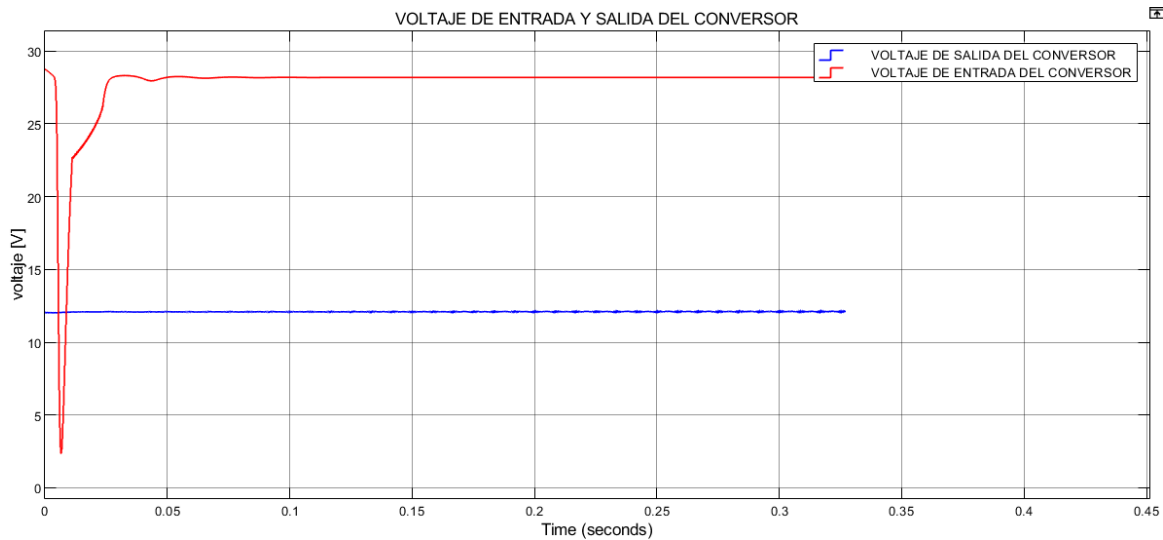


Fig. 20. Voltaje antes y después del convertor.

2.4.1.4 Batería

Para las baterías se configura la librería de Matlab/Simulink que simula una batería Ritar lead-acid con el 60% de carga inicial, tal y como se puede ver en la Tabla 3 de las características técnicas, además se configuran la capacidad en Amperio-Hora (Ah). Como se puede observar en la figura 23.

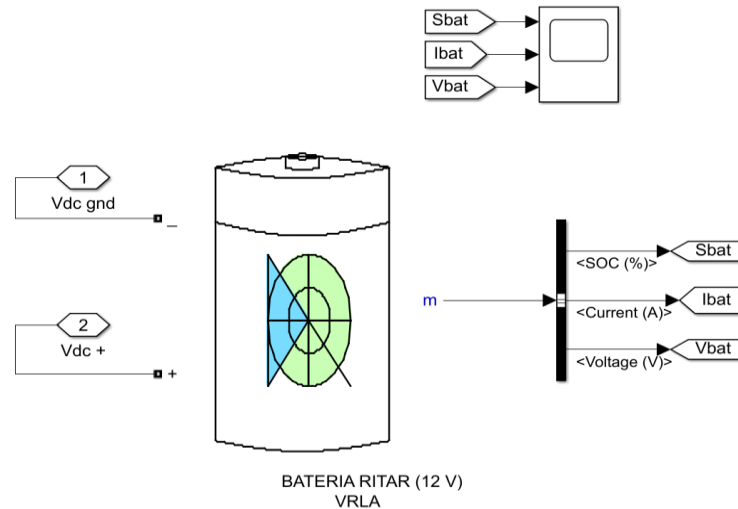


Fig. 23. Batería en Matlab/Simulink.

En la figura 24 se visualiza la corriente y voltaje de la batería, esta tiene un rizado de 0.1 Voltio, lo que asegura estar dentro de los márgenes recomendados por el fabricante.

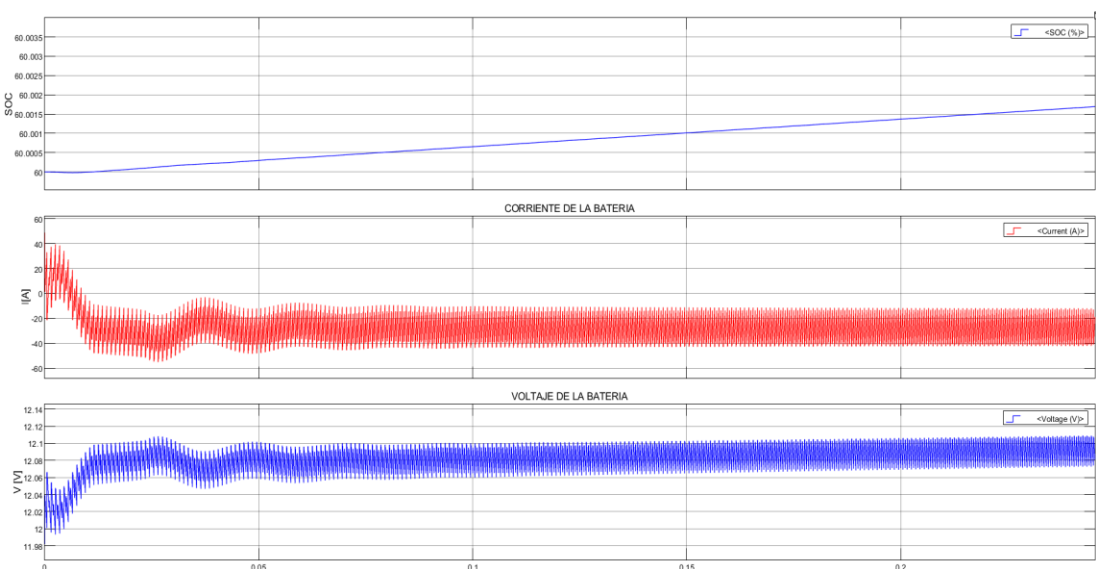


Fig. 24. Curva de baterías.

2.4.2 Modelo de optimización matemático

El modelo propuesto soluciona un problema de programación lineal, minimizando los costos de compra de energía convencional, por medio del aprovechamiento eficiente de la generación fotovoltaica, y sistema de almacenamiento de energía que permite almacenar energía en horas de alta disponibilidad de generación renovable, para después suministrar energía al Laboratorio en horas de baja disponibilidad de generación renovable. Este modelo de programación lineal se resolvió en el software Fico Xpress Optimizer con el fin de realizar la evaluación del despacho económico de la micro red conectada a la red eléctrica convencional.

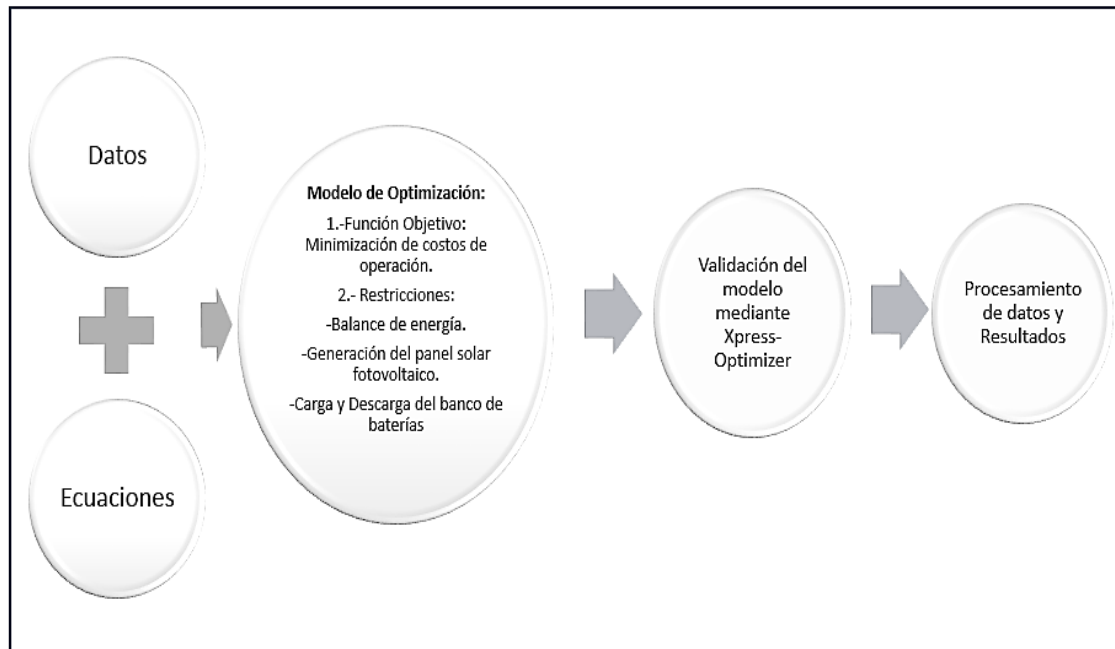


Fig. 25. Metodología de trabajo.

La Figura 25 presenta un diagrama de flujo del proceso de optimización en el cual se manejan las entradas y salidas de datos, el planteamiento de las ecuaciones, la interfaz capaz de presentar los resultados y el optimizador. Finalmente, se presenta los resultados del despacho económico de la micro red conectada a la red eléctrica principal, donde se muestra la generación horaria de cada uno de los recursos energéticos (red convencional, panel solar fotovoltaico y banco de baterías), y además el estado de carga del banco de baterías en cada instante de tiempo.

2.4.2.1 Función Objetivo

La función objetivo expresada por la ecuación (17) representa la minimización global de costos de operación que incurre la micro red conectada a la red eléctrica principal en un horizonte de tiempo, donde el primer término $Tarif_t$ de la función objetivo hace referencia al costo o tarifa que cobra la empresa de distribución por suministrar energía de la red principal a la micro red, y el segundo término $Pred_t$ corresponde a la potencia transferida de dicha red principal a la micro red.

$$Min_{Pred} \left\{ \sum_{t=1}^T Tarif_t * Pred_t \right\} \quad (17)$$

2.4.2.2 Restricciones

Las restricciones que se consideraron se presentan a continuación, tomando en cuenta límites operativos:

2.4.2.2.1 Restricción de Balance de Potencia

La ecuación (18) modela la primera ley de Kirchoff del balance de potencia entre las inyecciones de generación ($Pred_t, Ps_t$ y PB_t^{des}) y retiros por consumos de energía (D_t^{inv}, D_t^{lab} y PB_t^{carg}). El banco de baterías de la micro red en ciertas horas cuando almacena energía se comporta como carga para el sistema, por lo tanto, la potencia de carga (PB_t^{carg}) del banco de baterías es incluida en la ecuación (18). No se consideran pérdidas en el sistema ya que estas son insignificativas.

$$Pred_t + Ps_t + PB_t^{des} = D_t^{inv} + D_t^{lab} + PB_t^{carg} \quad \forall t \quad (18)$$

Donde:

- Pr_t : Potencia de la red Convencional .
- Ps_t : Potencia de generación solar.
- PB_t^{des} : Potencia de descarga del banco de baterías.

- D_t^{inv} : Demanda del invernadero de granos andinos.
- D_t^{lab} : Demanda del laboratorio.
- PB_t^{carg} : Demanda de carga del banco de baterías.

2.4.2.2.2 Restricción de generación fotovoltaica

La ecuación (19) corresponde al límite de generación del panel solar fotovoltaico que está dado por la capacidad instalada del panel solar (Ps^{max}), y el recurso energético solar (α_t) que varía en el tiempo dependiendo de la radiación solar de la zona.

$$0 \leq Ps_t \leq \alpha_t * Ps^{max} \quad \forall t \quad (19)$$

2.4.2.2.3 Restricción de baterías

Esta asociado con la gestión de la energía almacenada en la batería en cada intervalo buscando limitar la energía máxima que puede almacenar la batería en cada instante de tiempo.

$$-PB^{max} \leq PB_t^{des} - PB_t^{carg} \leq PB^{max} \quad \forall t \quad (20)$$

$$PB_t^e = PB_{ini}^e + PB_t^{carg} * \eta_{carg} - PB_t^{des} / \eta_{des} \quad t = 1 \quad (21)$$

$$PB_t^e = PB_{t-1}^e + PB_t^{carg} * \eta_{carg} - PB_t^{des} / \eta_{des} \quad \forall t > 1 \quad (22)$$

$$PB^{e_{min}} \leq PB_t^e \leq PB^{e_{max}} \quad \forall t \quad (23)$$

Donde:

- PB_t^e : Estado de carga de energía en la batería.
- PB_{ini}^e : Estado inicial de carga de energía en la batería
- PB_t^{carg} : Potencia de carga de la batería.
- η_{carg} : Eficiencia de carga de la batería.
- η_{des} : Eficiencia de descarga de la batería.

- PB_t^{des} : Potencia de descarga de la batería.
- PB^{emin} : Estado de energía mínimo que puede almacenar la batería.
- PB^{emax} : Estado de energía máximo que puede almacenar la batería.

Las ecuaciones (20) y (23) representan el modelamiento de la operación del banco de baterías de la micro red. La ecuación (20) establece los límites de potencia de descarga/inyección (PB_t^{des}) y potencia de carga del banco de baterías (PB_t^{carg}) en función de su capacidad máxima instalada (PB^{max}).

Las ecuaciones (21) y (22) expresan el estado de carga del banco de baterías (PB_t^e) en cada instante de tiempo, principalmente, en función de PB_t^{carg} y PB_t^{des} afectadas por sus respectivas eficiencias de carga (η_{carg}) y descarga (η_{des}). La ecuación (21) define el estado de carga del banco de baterías en el primer instante de operación ($t=1$) en base a una condición inicial de energía ya almacenada en el banco de baterías (PB_{ini}^e).

Nótese que, dicho término PB_{ini}^e puede establecerse con un valor de cero bajo la suposición que el banco de baterías se encuentra totalmente descargado. En cuanto a la ecuación (22), esta define el estado de carga del banco de baterías en un tiempo presente de acuerdo al estado de carga del tiempo anterior, PB_t^{carg} , y PB_t^{des} , por ende, aplica para los instantes de $t < 1$.

Por último, la ecuación (23) corresponde a los límites de estado de carga del banco de baterías tanto superior como inferior que se deben respetar. El límite superior está dado por la capacidad máxima de almacenamiento de energía del banco de baterías. Mientras que, el límite inferior está dado por la energía de carga mínima que debe tener el banco de baterías para mantener o a largar su tiempo de vida útil.

2.4.2.3 Validación del modelo de optimización

La validación del modelo de optimización propuesto se realizará mediante el software Xpress Optimezer, tomando en cuenta parámetros de entrada del sistema de generación fotovoltaico, demanda del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio y tarifas de

la red eléctrica convencional, para el periodo de un día.

En la tabla 16 se puede observar la potencia de las cargas del Invernadero de Granos Andinos y las cargas prioritarias que se pretende abastecer en el Laboratorio, tomando en cuenta un factor de uso [h/día], el cual indica cuantas horas del día está consumiendo la potencia de cada carga para así poder determinar la potencia que consume dentro de una hora [1h[W]] y finalmente se muestra las horas de inicio y de fin que opera cada carga.

Tabla 16. Datos de las cargas del Invernadero y Laboratorio.

Tipo carga	Carga	Potencia [W]	Factor de Uso [h/día]	Energía 1h [Wh]	Hora inicio [1]	Hora fin [h]
Invernadero	Control de riego de agua	745.7	0.75	559.28	8	8
Invernadero	Ventilador	250	3	250	12	14
Invernadero	Mini motor elevador de cuerda	1140	0.6	684	12	12
Laboratorio	Sistema de vigilancia	32	24	32	1	24
Laboratorio	Computador	268	8	268	9	16
Laboratorio	Impresora	11	0.5	5.5	15	15
Laboratorio	Sistema de iluminación	140	8	140	9	16
Laboratorio	Lámpara Osram	32	4	32	13	16

Partiendo de los datos de la tabla 16 se arma el consumo horario de las cargas a lo largo del tiempo, en este caso de estudio se toma cada hora durante un día como se puede ver en la tabla 17.

Tabla 17. Consumo horario de las cargas del Invernadero y Laboratorio.

Hora	Carga Invernadero [W]	Carga Laboratorio [W]	Total [W]
1	0	32	32
2	0	32	32
3	0	32	32
4	0	32	32
5	0	32	32
6	0	32	32

7	0	32	32
8	559.28	32	591
9	0	440	440
10	0	440	440
11	0	440	440
12	934	440	1374
13	250	472	722
14	250	472	722
15	0	477.5	478
16	0	472	472
17	0	32	32
18	0	32	32
19	0	32	32
20	0	32	32
21	0	32	32
22	0	32	32
23	0	32	32
24	0	32	32
TOTAL	1993.27	4165.5	6158.77

En la Tabla 18, Se tiene el estudio del recurso solar en el panel fotovoltaico para la operación óptima de la micro red, donde el enfoque de la generación esta direccionada a la disposición temporal del recurso natural energético para generar electricidad y cumplir con los requerimientos de los consumos a abastecer.

Para ese estudio, se requiere realizar la cuantificación de la potencia de salida de generación del panel fotovoltaico en base a los niveles irradiación solar y temperatura en las celdas de dicho panel fotovoltaico. En base a la formulación presentada en la referencia [24], se calcula la potencia de salida del panel fotovoltaico aplicando las siguientes ecuaciones:

$$T_t^{celd} = T^{amb} + 0.01875 * I_t \quad (24)$$

$$I_{c_t} = (1 - (T_t^{celd} - 25) * 0.0045) * I_t \quad (25)$$

$$S_t = A * \eta_{panel} * I_{c_t} \quad (26)$$

Donde:

- T^{amb} : Temperatura ambiente del lugar donde se encuentra instalado el panel fotovoltaico [°C].
- I_t : Irradiación solar del lugar [W/m²].
- T_t^{celd} : Temperatura mensurada en las celdas del panel fotovoltaico [°C].
- I_{c_t} : Irradiación solar compensada de acuerdo a la temperatura presente en las celdas del panel fotovoltaico [W/m²].
- A : Área total del panel fotovoltaico [m²].
- η_{panel} : Eficiencia del panel fotovoltaico [%].
- S_t : Potencia de salida del panel fotovoltaico [W].

Las ecuaciones (24) y (26) caracterizan la potencia real de salida del panel fotovoltaico (S_t) donde se considera la irradiancia solar compensada según la temperatura presente en las celdas, área y eficiencia de dicho panel.

Consecuentemente, al mensurar la potencia real de salida del panel fotovoltaico (S_t) se requiere estimar con ella el factor de disponibilidad del recurso energético para la generación real solar variante en el tiempo mediante la siguiente ecuación (27):

$$\alpha_t = \frac{S_t}{\max(S_t)} \quad (27)$$

Bajo la aplicación de la ecuación (27), se define el factor de disponibilidad solar o perfil solar (α_t) (columna 7 de la tabla 18) en el tiempo en función de la relación entre la potencia real de salida del panel fotovoltaico en cada instante de tiempo y la máxima potencia de salida que el panel fotovoltaico puede aportar al sistema. Este factor de disponibilidad solar es un parámetro de entrada para el modelo de optimización de operación óptima de la micro red, el cual tiene como objetivo restringir los límites de potencia que puede generar el panel fotovoltaico siendo consistente con su capacidad máxima instalada.

Tabla 18. Recurso solar en el panel fotovoltaico.

Parámetros fijos:	Hora	Irradiación I_t. [W/m2]	Temp. celda T_t^{celd} [C]	Irradiación compensada Ic_t [W/m2]	P. salida S_t [W]	Perfil Solar α_t [p.u]
Tem..amb. [C]:17.00	1	0	17.00	0.00	0.00	0.00
Área Total [m2]:9.9	2	0	17.00	0.00	0.00	0.00
Eff panel [%]:29%	3	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	4	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	5	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	6	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	7	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	8	220	21.13	223.84	642.63	0.28
	9	335	23.28	337.59	969.22	0.43
	10	450	25.44	449.11	1289.41	0.57
	11	635	28.91	623.84	1791.04	0.79
	12	820	32.38	792.79	2276.09	1.00
	13	728	30.65	709.49	2036.95	0.89
	14	636	28.93	624.77	1793.71	0.79
	15	669	29.54	655.32	1881.43	0.83
	16	702	30.16	685.69	1968.62	0.86
	17	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	18	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	19	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	20	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	21	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	22	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	23	0	17.00	0.00	0.00	0.00
	24	0	17.00	0.00	0.00	0.00

En la figura 26 se presenta el factor de disponibilidad solar o perfil solar (α_t), que indica la máxima potencia de salida que el panel fotovoltaico puede aportar al sistema expresada en valores por unidad (p.u) para un día representativo.

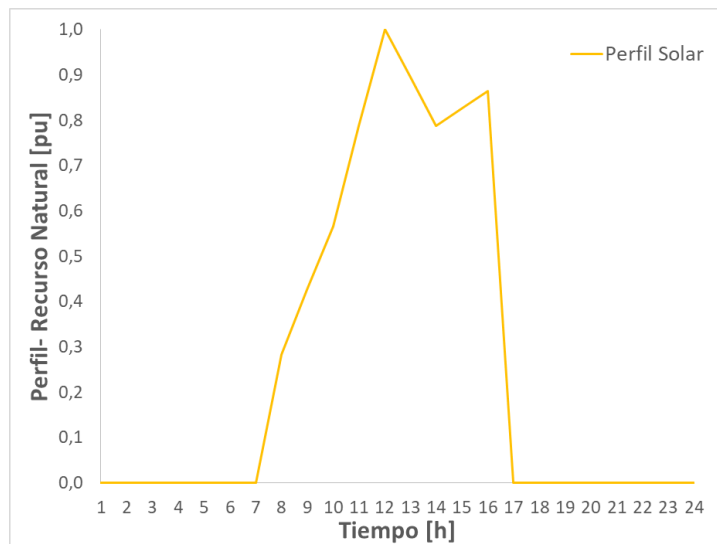


Fig. 26. Perfil del recurso solar.

En la tabla 19 se aprecia el costo de energía de la red eléctrica de acuerdo a la tarifa de Beneficio Publico diferenciada por horas. Esta tarifa se tomó del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica del periodo Enero Diciembre del 2021 [24].

Tabla 19. Tarifa diferenciada horaria de energía [24].

Red Eléctrica	
hora	Tarifa [USD/kWh]
1	0,054
2	0,054
3	0,054
4	0,054
5	0,054
6	0,054
7	0,065
8	0,065
9	0,065
10	0,065

11	0,065
12	0,065
13	0,065
14	0,065
15	0,065
16	0,065
17	0,065
18	0,065
19	0,065
20	0,065
21	0,065
22	0,065
23	0,054
24	0,054

La figura 27 muestra la demanda horaria de energía del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio para un día representativo.

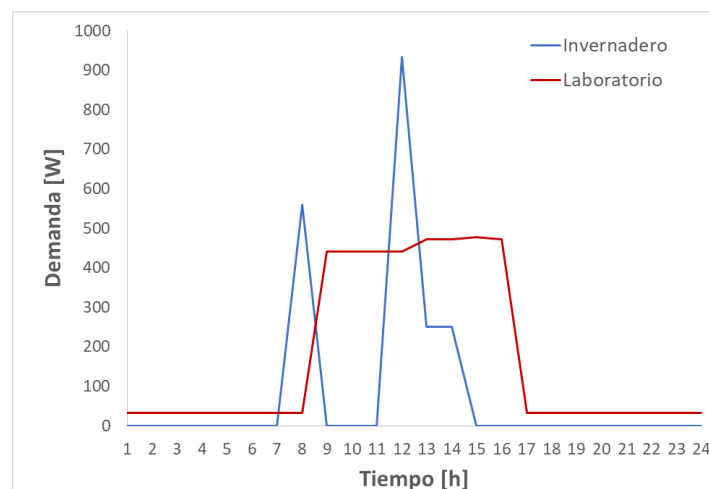


Fig. 27. Perfil de demanda del Invernadero y Laboratorio.

La implementación del problema de optimización matemática empleada en Fico Xpress Optimizer se ilustra en la figura 28.

Para la resolución de dicho problema de optimización, se utilizó el paquete Xpress módulo user mmxprs que sirve para resolver problemas de programación lineal y el módulo mmsheet que se usa para importar y exportar datos desde una hoja de Excel.

En el pseudocódigo se comienza ingresando los parámetros fijos como la eficiencia de la batería, capacidad solar por los 10 paneles instalados, capacidad de las baterías y la carga q se pretende abastecer en el Invernadero y Laboratorio de Granos Andinos.

Seguidamente se tiene la declaración de parámetros que se ocupa en el problema de optimización desde la hora 1 hasta la hora 24, como la demanda del invernadero, demanda del laboratorio, factor solar y tarifa de red, potencia de red, potencia solar, potencia de carga y descarga de la batería.

Posteriormente se cargan parámetros desde la hoja de Excel, tales como la Demanda del Invernadero de Granos Andinos y laboratorio, el factor solar y la Tarifa eléctrica. Finalmente se ingresa de forma algebraica la ecuación que están en función del tiempo como la fórmula de función objetivo y restricciones: balance de potencias, límites de potencia y límites de carga y descarga de las baterías.

```
model Despacho_Optimo_uRed
uses "mmxprs", "mmsheet";

!Parametros Fijos
parameters
Effc = 0.85 !p.u
Effd = 0.64 !p.u
Psmax = 1500 !W
PBmax = 250 !W
EBmax = 6000 !Wh
PBeini = 0 !Wh
end-parameters

!Declaracion: Definicion de variables/parametros
declarations
Dinv : array(1..24) of real
Dlab : array(1..24) of real
PrSol : array(1..24) of real
Tarif : array(1..24) of real
```

```

Pred  : array(1..24) of mpar
Ps    : array(1..24) of mpar
PBd   : array(1..24) of mpar
PBc   : array(1..24) of mpar
PBe   : array(1..24) of mpar

objetivo : linctr
balance  : array(1..24) of linctr
Pmaxlim_s : array(1..24) of linctr
Pmaxlim_B : array(1..24) of linctr
Pminlim_B : array(1..24) of linctr
SoCmax_B : array(1..24) of linctr
SoCmin_B : array(1..24) of linctr
SoC      : array(1..24) of linctr
end-declarations

!Cargar Valores de Excel:
initialisations from 'mmsheet.excel:'+'Data.xlsx'
  Dinv as "noindex;Dinv"
  Dlab as "noindex;Dlab"
  PrSol as "noindex;PrSol"
  Tarif as "noindex;Tarif"
end-initialisations

objetivo:= sum (t in 1..24) ( (Tarif(t)/1000) * Pred(t) )

forall(t in 1..24) do
  balance(t) := Pred(t) + Ps(t) + PBd(t) = Dinv(t) + Dlab(t) + PBc(t)
  Pmaxlim_s(t) := Ps(t) <= PrSol(t)*Psmax
  Pmaxlim_B(t) := PBd(t) - PBc(t) <= PBmax
  Pminlim_B(t) := PBd(t) - PBc(t) >= -PBmax
  SoCmax_B(t) := PBe(t) <= EBmax
  SOCmin_B(t) := PBe(t) >= 200 !200Wh
end-do

SoC(1) := PBe(1) = PBeini + PBc(1)*Effc - PBd(1)/Effd !hora 1
forall (t in 2..24) do
  SoC(t) := PBe(t) = PBe(t-1) + PBc(t)*Effc - (PBd(t)/Effd) !hora2-24
end-do

!Optimizar:
minimise(objetivo)

!Imprimir Resultados:
writeln
writeln("Solucion:")
writeln("Costo Total Red: ", getobjval*1000," [US$/kWh]")

```

```

!Guardar los resultados:
forall (t in 1..24) do
  Pred_sol(t) := getsol(Pred(t))
  Ps_sol(t) := getsol(Ps(t))
  PBd_sol(t) := getsol(PBd(t))
  PBc_sol(t) := getsol(PBc(t))
  PBe_sol(t) := getsol(PBe(t))
  CMg_sol(t) := getdual(balance(t))*1000 ! Costo de la Energia US$/kWh
end-do

!Resultados a Excel:
initialisations to "mmsheet.excel:"+Data.xlsx'
  Pred_sol as "skiph;grow;noindex;Pred_sol"
  Ps_sol as "skiph;grow;noindex;Ps_sol"
  PBd_sol as "skiph;grow;noindex;PBd_sol"
  PBc_sol as "skiph;grow;noindex;PBc_sol"
  PBe_sol as "skiph;grow;noindex;PBe_sol"
  CMg_sol as "skiph;grow;noindex;CMg_sol"
end-initialisations

end-model

```

Fig. 28. Implementación del problema de optimización en Fico Xpress Optimizer.

El modelo de optimización implementado en Fico Xpress Optimizer soluciona el despacho óptimo de los recursos energéticos que cuenta la micro red y la generación que aporta la red eléctrica convencional a la micro red, con el objetivo de abastecer la demanda horaria al menor costo posible, reduciendo la generación proveniente de la red eléctrica externa y aprovechando al máximo la generación renovable disponible y la energía almacenada en el banco de baterías en cada instante de tiempo, cuyos resultados se pueden evidenciar en el siguiente capítulo.

2.4.3 Algoritmo MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia)

Luego de realizar el balance de potencia para realizar el algoritmo MPPT, se presenta en la figura 29 el diagrama de bloques en el cual se maneja las etapas de control MPPT, para la etapa de optimización de la micro red.

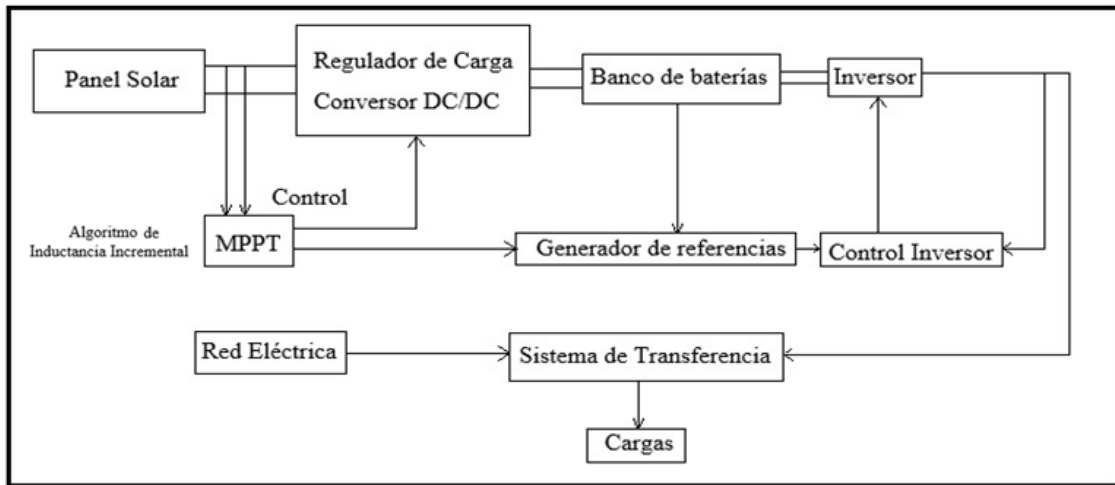


Fig. 29. Diagrama de bloques del control MPPT.

Dentro de la mayoría de los sistemas fotovoltaicos se tiene comúnmente dos problemas: la baja eficiencia en la generación de energía eléctrica cuando se tiene baja irradiación solar y el comportamiento no lineal de la energía generada por los paneles solares debido a la variación de temperatura e irradiación.

2.4.3.1 Control MPPT

El control de MPPT, consiste en extraer la máxima potencia del panel fotovoltaico ante cualquier condición ambiental (radiación solar, sombreado parcial o temperatura). Esto se obtiene haciendo coincidir el MPPT con el correspondiente voltaje y corriente de operación del convertidor.

La Figura 30 muestra las características de voltaje vs corriente y de voltaje vs potencia en el panel solar cuando se trabaja a una temperatura de 25 °C y con valores de irradiancia de 1000, 800 y 600 W/m². Entonces se puede observar como el punto de máxima transferencia de potencia (MPPT) varía en función de la irradiancia.

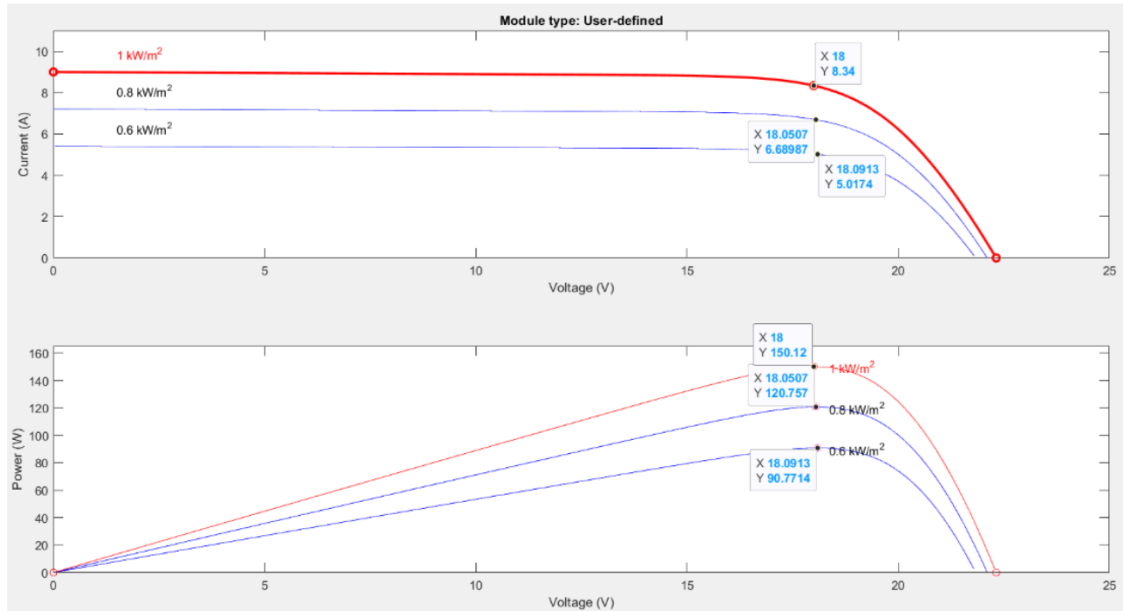


Fig. 30. Características de Voltaje vs Corriente y Voltaje vs Potencia.

Para el control del MPPT, se utilizó el algoritmo de conductancia incremental que se detalla a continuación:

2.4.3.2 Algoritmo de Conductancia Incremental (IC)

El MPPT se lo obtiene mediante la comparación de la conductancia instantánea $\left(\frac{i_{pv}}{v_{pv}}\right)$ y la incremental $\left(\frac{di_{pv}}{dv_{pv}}\right)$, dentro del algoritmo se emplea pasos de incremento o decremento de voltaje y corriente hasta encontrar el MPPT con el propósito de que la variación de la potencia y el voltaje den cero. En este caso, los cocientes de voltajes y corrientes instantáneos son opuestos a los cocientes de los incrementos, como se lo puede ver en la ecuación 28, 29 y 30.

$$\frac{dp_{pv}}{dv_{pv}} = \frac{d(i_{pv} \cdot v_{pv})}{dv_{pv}} \quad (28)$$

$$\frac{dp_{pv}}{dv_{pv}} = i_{pv} + v_{pv} \cdot \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} \approx 0 \quad (29)$$

$$\frac{i_{pv}}{v_{pv}} = -\frac{\Delta i_{pv}}{\Delta v_{pv}} \quad (30)$$

El algoritmo realizado se observa en el diagrama de flujo de la figura 31, y este se aplicó al regulador de carga (convertor DC/DC reductor) donde los valores de corriente y voltaje se obtuvo en forma discreta como se puede ver en la ecuación 31 y ecuación 32, donde si $di_{pv} = 0$ y $dv_{pv} = 0$ nos encontramos en el MPPT, caso contrario se aplica una condición de control del diagrama de flujo de la figura 31.

$$di_{pv} = i_{pv}(k) - i_{pv}(k - 1) \quad (31)$$

$$dv_{pv} = v_{pv}(k) - v_{pv}(k - 1) \quad (32)$$

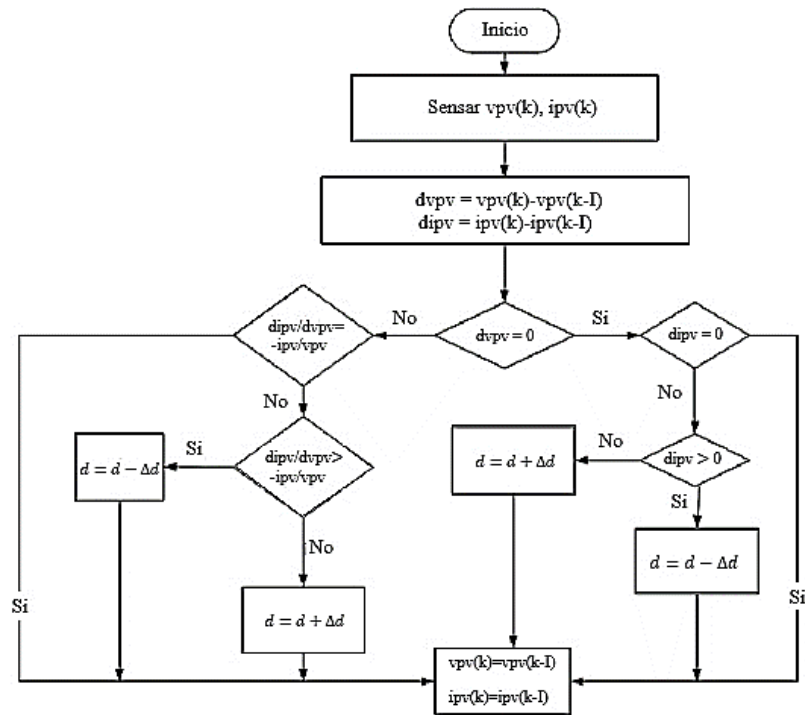


Fig. 31. Diagrama de flujo conductancia incremental.

En la figura 32 se muestra el bloque realizado en Simulink con el diagrama de flujo de la figura 31, y en la figura 33 se muestra la programación elaborada en Matlab.

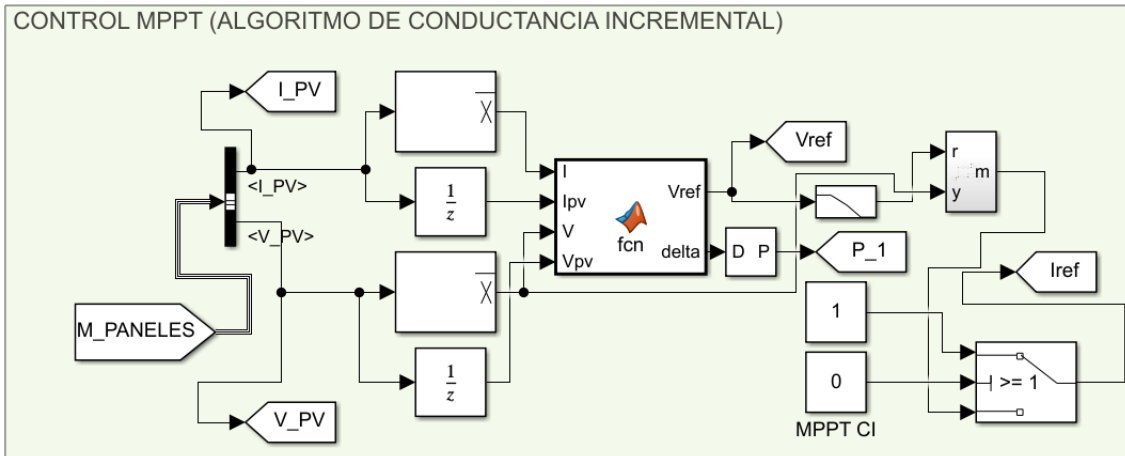


Fig. 32. Bloque del Control MPPT con CI.

```

if (dV==0)
  if(dI==0)
    Vref=Vrefold;
  else
    if(dI>0)
      Vref=Vrefold+delta;
    else
      Vref=Vrefold-delta;
    end
  end
end
else
  if((dI/dV)+(I/V)==0)
    Vref=Vrefold;
  else
    if((dI/dV)>(-I/V))
      Vref=Vrefold+delta;
    else
      Vref=Vrefold-delta;
    end
  end
end
end

```

Fig. 33. Programación del Algoritmo MPPT con CI.

En la figura 33 se muestra la programación realizada del diagrama de flujo de la figura 31, donde:

- **Vref:** Es el voltaje de salida del algoritmo.
- **Vrefold:** Es el voltaje medido del panel solar.
- **Delta:** Es el incremento o decremento para localizar el MPPT.

En 1, de la figura 33, se cumple la condición cuando la variación de la corriente es mayor a cero ($di_{pv} > 0$), entonces aumenta el voltaje de referencia aumentándole un delta al voltaje real medido (Vrefold). En cambio en 2, cumple la misma función de incrementar o decrementar si $\frac{i_{pv}}{v_{pv}} < -\frac{\Delta i_{pv}}{\Delta v_{pv}}$.

2.4.3.3 Ajuste del algoritmo (IC)

El algoritmo de CI está en función del incremento o decremento (delta), por lo cual, se deben hacer pruebas con el sistema mediante curva de reacción, si sigue la referencia y el tiempo que demora en estabilizarse, como se puede observar en las figuras 34, 35 y 36.

Delta = 0.1

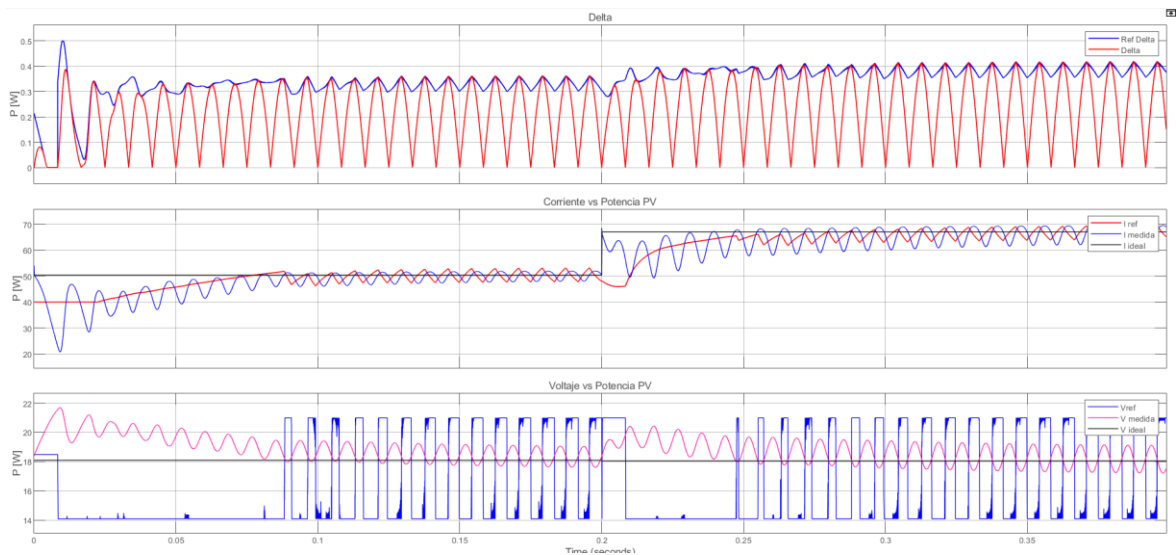


Fig. 34. Respuesta del control de CI con delta = 0.1.

Delta = 0.01

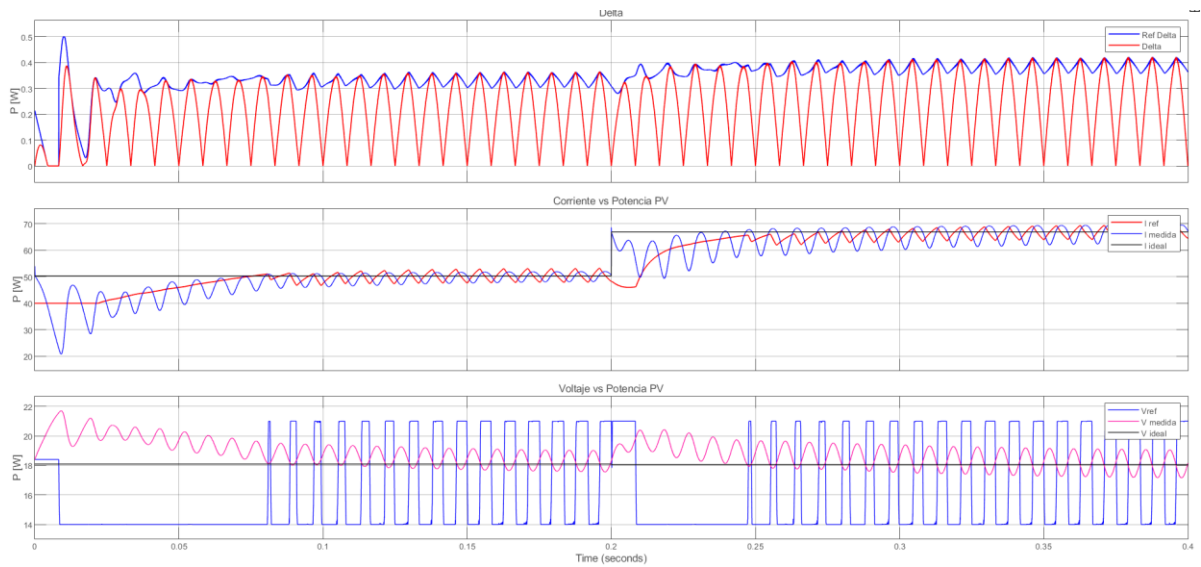


Fig. 35. Respuesta del control de CI con delta = 0.01.

Delta = 0.0001

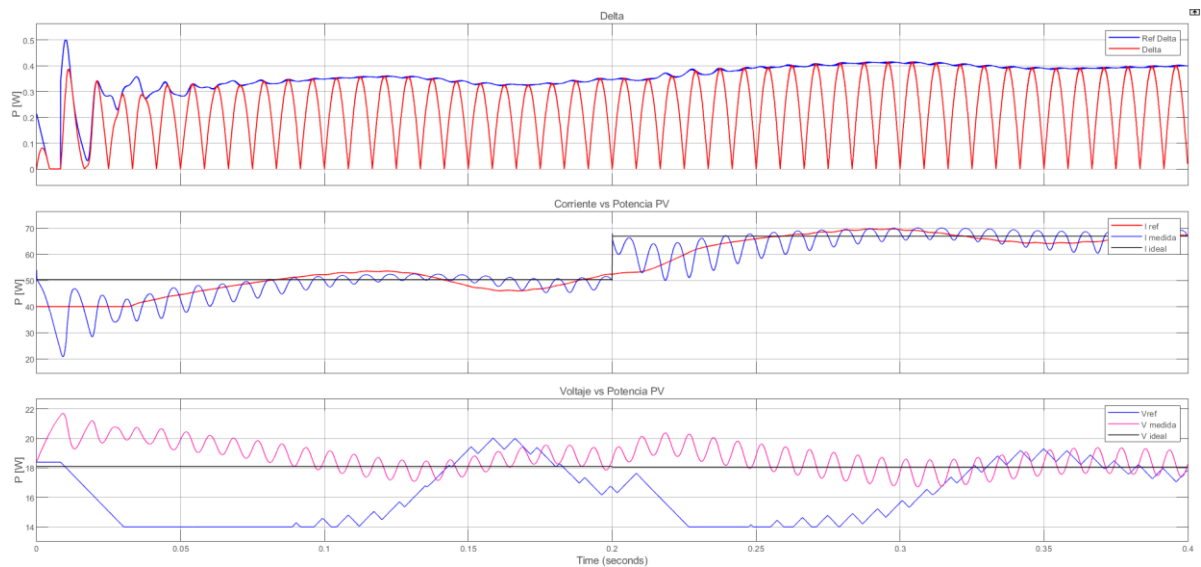


Fig. 36. Respuesta del control de CI con delta=0.0001.

Debido a la precisión que se tiene con un $\text{delta}=0.0001$ se tiene un buen seguimiento del MPPT, tal como se puede ver en la figura 37, el algoritmo cumple con el funcionamiento.

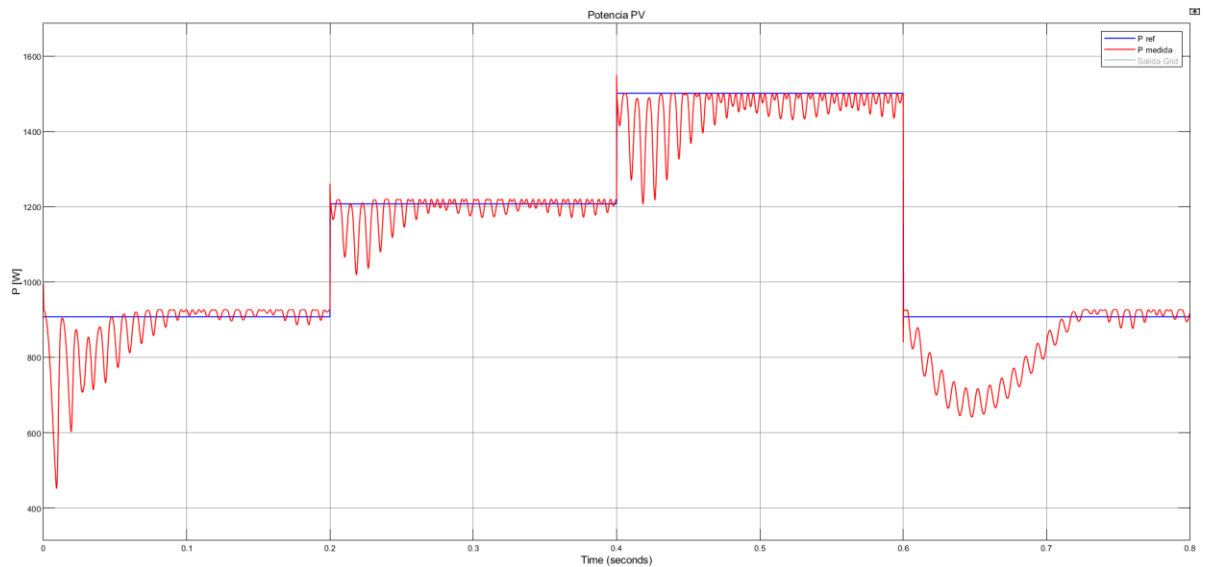


Fig. 37. Seguimiento del MPPT.

2.5 Conclusiones Capítulo II.-

Por medio de este capítulo se desarrolló la descripción de la propuesta donde se detalla los componentes que posee la micro red y el funcionamiento de la misma, el valor de radiación en el sector Salache y parámetros utilizados en el desarrollo de la optimización como análisis de la carga instalada y la determinación de la demanda, obteniendo parámetros para el desarrollo del modelo de optimización planteado.

El modelo de optimización propuesto resuelve un problema lineal con el programa Fico Xpress Optimizer, cuya función objetivo resuelve la minimización de costos de operación de la micro red, mediante un despacho eficiente de red convencional, panel solar fotovoltaico y banco de baterías en un periodo de estudio de 24 horas.

Se describe el control MPPT (Seguimiento del punto de máxima potencia) con el algoritmo utilizado Conductancia Incremental de forma detallada paso a paso hasta encontrar el ideal, por el cual, se aprovecha la máxima potencia de los paneles solares, realizando el modelamiento del sistema fotovoltaico mediante cálculos, obteniendo los parámetros correctos que se utilizaron en la simulación de todo el sistema, para evaluar su funcionamiento mediante la herramienta Matlab/Simulink.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1 Análisis de los resultados:

3.1.1 Resultados de la Simulación

Se simuló la micro red utilizando la herramienta Matlab/Simulink, en donde se desarrolló todo el sistema que va desde el arreglo en paralelo de los paneles solares hasta la conexión integrada del sistema a la red. La figura 38 se muestra el sistema realizado dentro del programa, se puede observar los bloques pertinentes a los paneles solares, al control MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia) con el algoritmo (CI), el convertidor DC-DC tipo Buck, el banco de baterías, el inversor, el controlador para el inversor, la red de energía eléctrica monofásica, el sistema para conectar el inversor con la red eléctrica, el sistema de distribución de carga, y la interfaz para interactuar con el sistema a través de la variación de la irradiancia y de temperatura, y a su vez gráficas de las variables medidas de interés. Configurado con los parámetros obtenidos en el capítulo anterior.

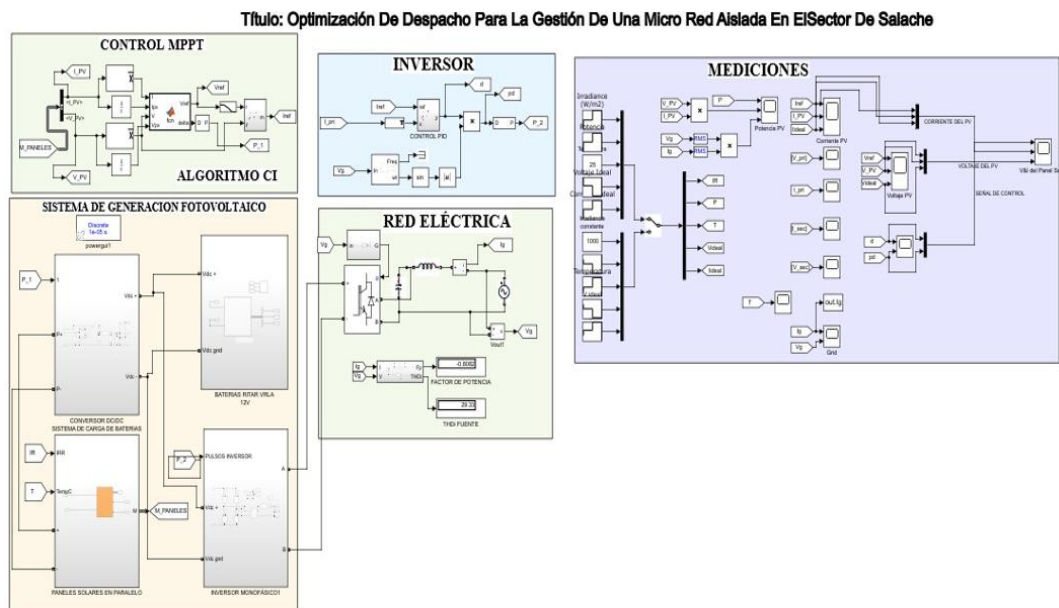


Fig. 38. Simulación de la micro red en Matlab/Simulink.

3.1.1.1 Panel Solar

En los paneles solares es muy importante que siga la referencia de voltaje y corriente vs potencia, ya que la potencia generada en las celdas solares debe ser transferida a las baterías y por ende a la carga, para ellos se debe de generar una señal de control, en este caso se aplica un Algoritmo CI con una señal de control sinusoidal. Como se puede observar en la figura 39.

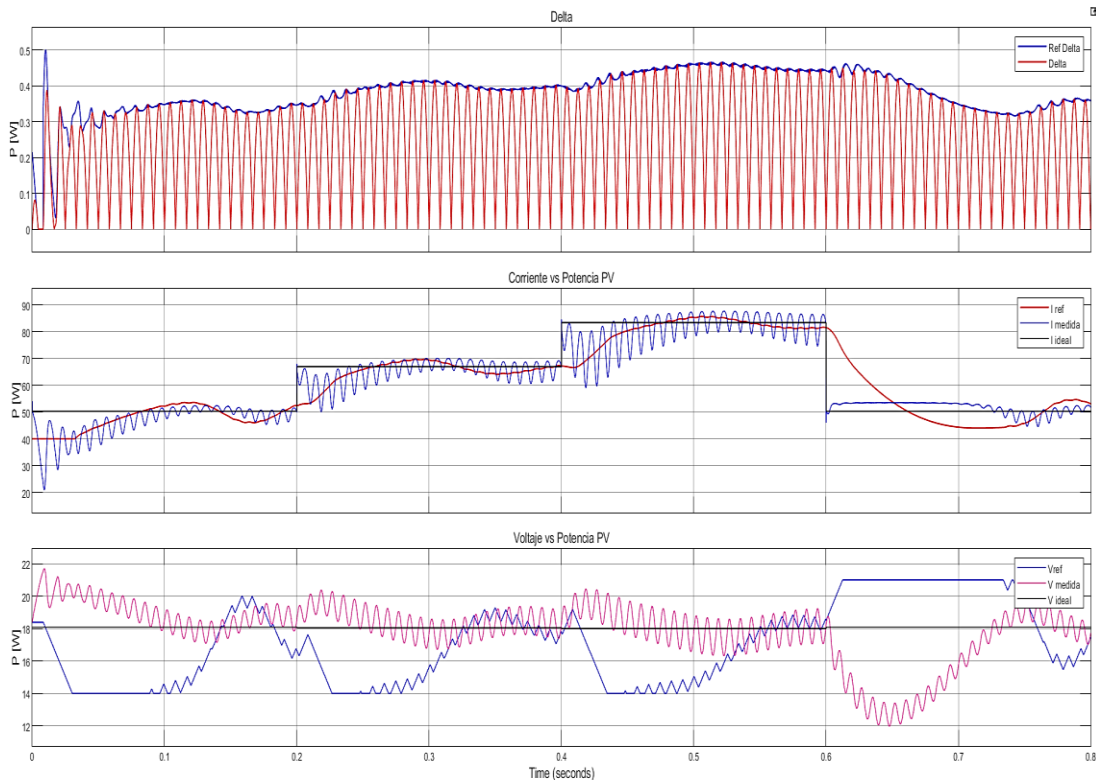


Fig. 39. Resultados de la señal de control, corriente y voltaje vs potencia del panel solar.

Como resultado de la figura 39 se puede ver que sigue la referencia de la corriente y voltaje vs potencia, en este caso la potencia de salida de los paneles solares van a suplir la potencia de la carga a un nivel de irradiancia de 600 a 800 [W/m^2] a 25 grados centígrados.

3.1.1.2 Regulador de carga

En el regulador de carga la señal de control sinusoidal que proviene del algoritmo de CI se lo hace en un bloque para enviar pulsos de activación o desactivación del conversor DC/DC Buck determinando así una señal PWM, como se puede observar en la figura 40.

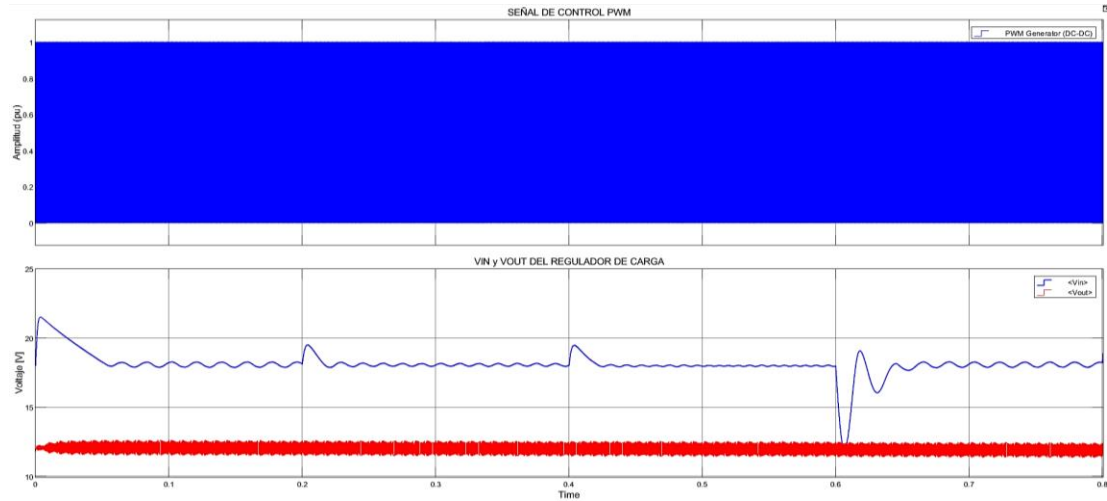


Fig. 40. Señal de control, voltaje de entrada y salida del regulador de carga

Si se hace una análisis a las figuras 40 y 41, el rol que cumple el conversor DC/DC Buck es reducir el voltaje de entrada, con la señal de control el voltaje de salida debe ser de 12VDC con un rizado del $\pm 5\%$.

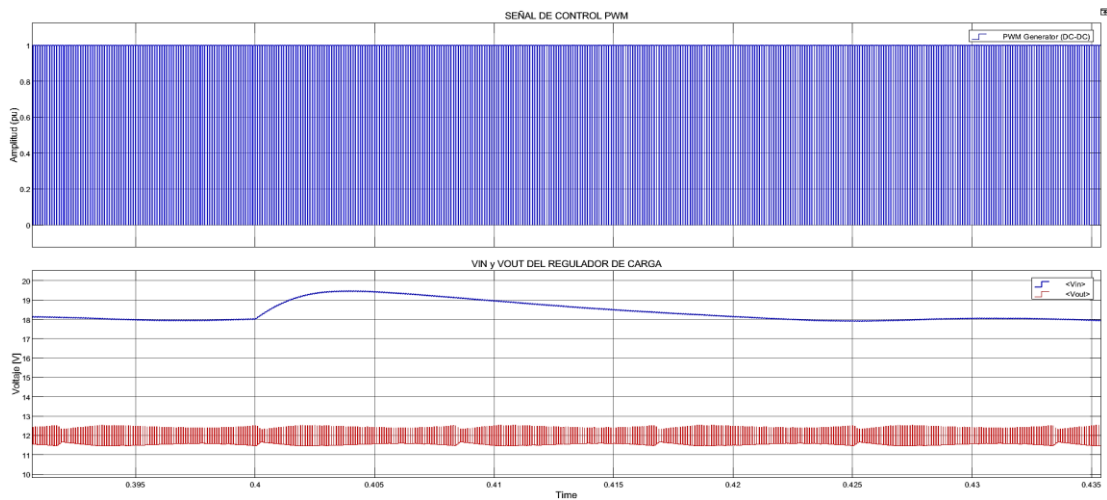


Fig. 41. Señal de control, voltaje de entrada y salida del regulador de carga.

3.1.1.3 Baterías

El voltaje de entrada en las baterías es proveniente del regulador de carga, por lo que en la figura 42, se puede ver que el voltaje se mantiene en los rangos, sin embargo la corriente aumenta, ya que debe suplir la potencia de la carga.

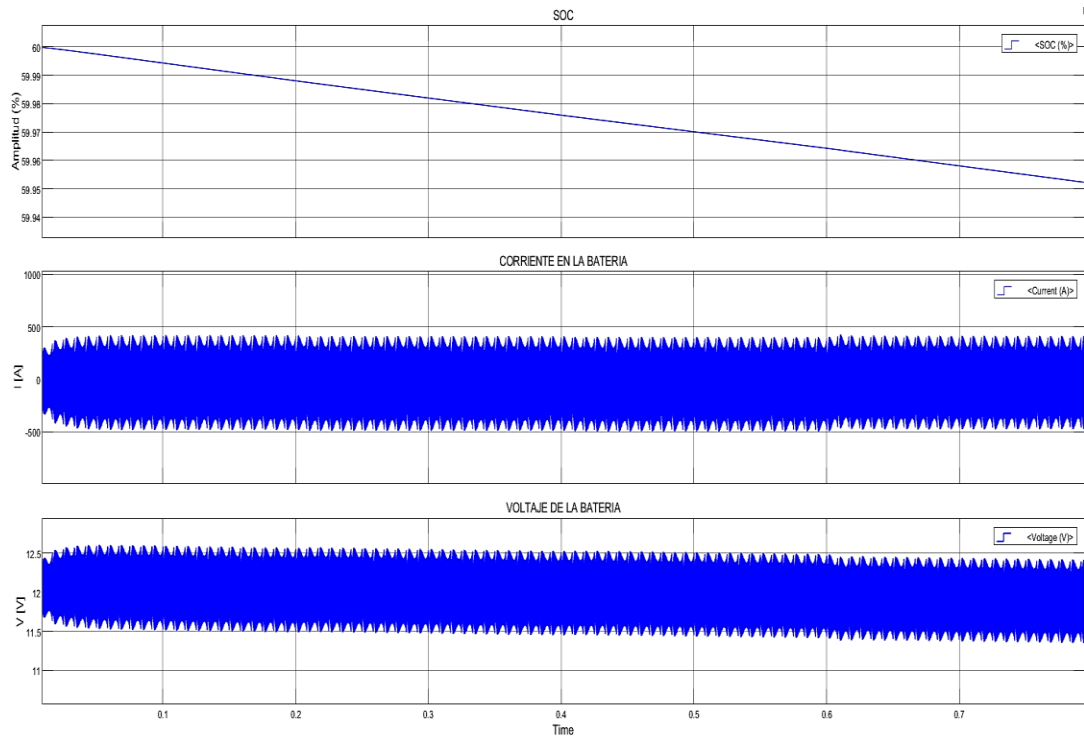


Fig. 42. Resultados de las curvas de carga de la batería.

3.1.2 Resultados del modelo de optimización matemático

3.1.2.1 Resultados del modelo de optimización matemático usando el banco de batería

Los resultados del problema de optimización usando baterías, se presentan directamente en la hoja de Excel, en donde se refleja la potencia que inyecta cada fuente (red eléctrica, generación fotovoltaica y baterías), así mismo se muestra la potencia de carga del Invernadero y Laboratorio, aquí se puede apreciar el balance de potencia donde establece que la energía que se genera debe ser igual a la energía que se consume.

De la misma forma, se muestra el estado de la batería a cada instante de tiempo y el

costo asociado a la energía convencional que se va a utilizar para abastecer el total de cargas. Como se detalla en la Tabla 20.

Tabla 20. Resultados del problema de optimización.

GENERACIÓN				DEMANDA					BATERÍA	COSTO
TIEMPO	INYECTADA [Wh]			TOTAL [W]	CARGA [Wh]			TOTAL [W]	ESTADO BATERÍA [Wh]	COSTO ENERGIA [USD/kWh]
Hora	Red	Solar	Batería (descarga)	Total	Invernadero	Laboratorio	Batería (carga)	Total	Batería (Energía)	Costo
1	267	0	0	267	0	32	235	267	200	0,054
2	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,054
3	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,054
4	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,054
5	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,054
6	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,054
7	32	0	0	32	0	32	0	32	200	0,065
8	168	424	0	591	559	32	0	591	200	0,065
9	0	639	0	639	0	440	199	639	369	0
10	0	690	0	690	0	440	250	690	581	0
11	0	462	0	462	0	440	22	462	600	0
12	0	1374	0	1374	934	440	0	1374	600	0
13	0	722	0	722	250	472	0	722	600	0
14	0	722	0	722	250	472	0	722	600	0
15	0	478	0	478	0	478	0	478	600	0
16	0	472	0	472	0	472	0	472	600	0
17	0	0	32	32	0	32	0	32	550	0
18	0	0	32	32	0	32	0	32	500	0
19	0	0	32	32	0	32	0	32	450	0
20	0	0	32	32	0	32	0	32	400	0
21	0	0	32	32	0	32	0	32	350	0
22	0	0	32	32	0	32	0	32	300	0
23	0	0	32	32	0	32	0	32	250	0
24	0	0	32	32	0	32	0	32	200	0
				6865				6865		

En la figura 43, partiendo de la tabla 20, se ilustra la potencia que debe despachar cada generador (red convencional, panel solar fotovoltaico y banco de baterías) en el transcurso de un día representativo para suministrar demanda al menor costo. En dicha

figura ilustrada, se puede observar que, en las primeras horas del día (de 1 am a 9 am), la demanda horaria del Invernadero de Granos andinos y Laboratorio es suministrada por medio de la generación proveniente de la red convencional por el motivo que no existe disponibilidad del recurso solar y suficiente energía almacenada en el banco de baterías.

No obstante, se puede apreciar que, gran parte de la demanda horaria de Invernadero y Laboratorio es abastecida por generación renovable y sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías) debido a que sus aportes de generación no tienen asociado ningún costo por que se aplica la Regulación Nro. ARCONEL 003-18, Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, la cual señala que todas las Industrias cuyas instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sean inferiores a 100 [kW] podrán acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes. Por lo tanto, en el intervalo de 7am hasta las 5 pm, se empieza aprovechar al máximo la disponibilidad horaria de generación solar para suministrar las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio, y además para almacenar energía al banco de baterías sin ningún costo.

Posteriormente, en el intervalo 5 pm a 12 am, al bajar abruptamente la disponibilidad horaria de generación solar, la micro red aprovecha la energía que fue anteriormente almacenada en el banco de baterías para suministrar la demanda en dicho intervalo sin la necesidad de recurrir a la generación de la red convencional que tiene asociado un costo o tarifa de red.

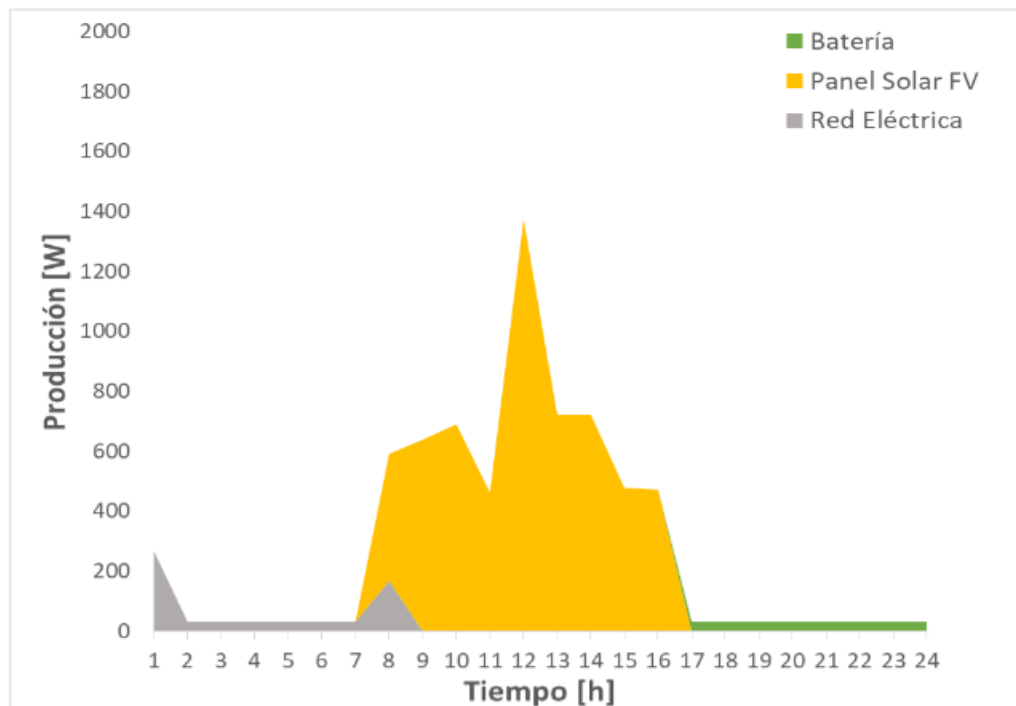


Fig. 43. Despacho económico óptimo de los recursos energéticos de la micro red conjuntamente con los aportes de generación de la red convencional.

En la siguiente figura 44, se puede evidenciar la forma óptima de operar el banco de baterías. Esta tecnología de sistema de almacenamiento de energía aprovecha el intervalo de tiempo donde los costos de la energía son baratos para comportarse como cargar, para así almacenar energía en el banco de baterías hasta su capacidad máxima, tal como se observa en la figura 44, en el intervalo de 9 am a 12 pm. En este intervalo de 9 am a 12 pm, los costos de la energía son baratos (prácticamente cero) debido a que el panel solar fotovoltaico se encuentra aportando con generación para abastecer demanda bajo ningún costo, y es por eso que, el banco de batería aprovecha dicha generación renovable a costo cero para cargarse. En este sentido, después de que el banco de baterías se encuentra suficientemente cargado, se le aprovecha para suministrar demanda a costo cero en las horas siguientes al momento que la generación renovable se reduce (en el intervalo de 5 pm a 12 am).

De esta manera, la micro red deja de requerir generación de la red convencional con costo y recurre a la generación del banco de baterías bajo ningún costo para abastecer

totalmente la demanda en el intervalo de 5 pm a 12 pm, logrando así minimizar costos por compra de energía de la red convencional.

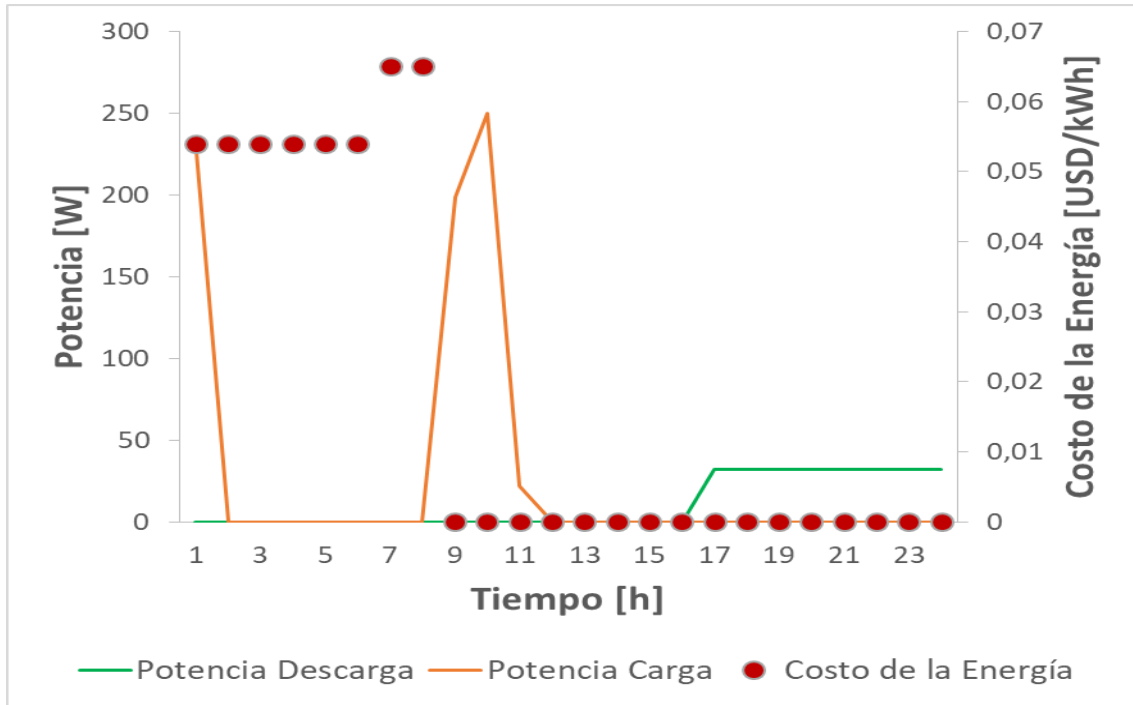


Fig 44. Operación óptima del banco de baterías.

3.1.2.2 Resultados del modelo de optimización matemático sin banco de batería.

Para evidenciar el despacho y costo óptimo de operación de la micro red sin el uso del banco de baterías, se suprime los parámetros, variables y restricciones correspondientes a las baterías que se usó en el caso anterior.

En la figura 45, se ilustra la potencia que debe despachar cada generador (red convencional y panel solar fotovoltaico) en el transcurso de un día representativo para suministrar demanda al menor costo. En dicha figura ilustrada, se puede observar que, en las primeras horas del día (de 1 am a 8 am), la demanda horaria del Invernadero de Granos andinos y Laboratorio es suministrada por medio de la generación proveniente de la red convencional por el motivo que no existe disponibilidad del recurso solar.

Así mismo en el intervalo de 7 am hasta las 5 pm, se empieza aprovechar al máximo la disponibilidad horaria de generación solar para suministrar las cargas del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio y finalmente, y en el intervalo 5 pm a 12 am, al bajar la disponibilidad horaria de generación solar, la micro red vuelve a conectarse a la energía de generación de la red convencional que tiene asociado un costo de \$ 0.039.

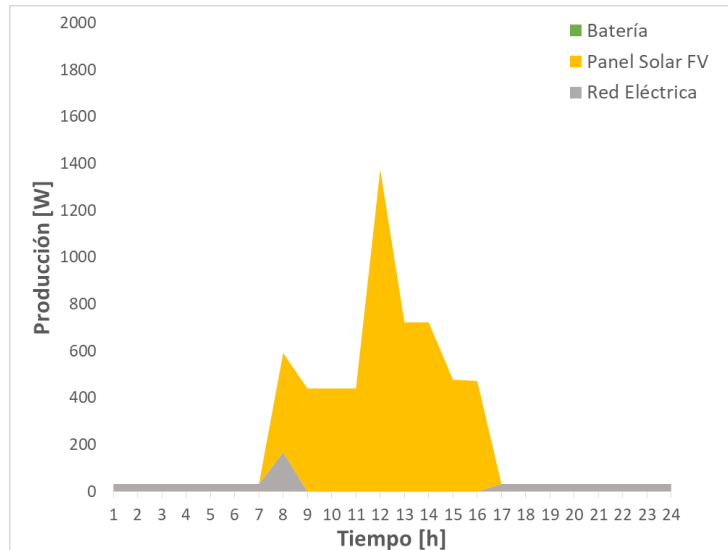


Fig 45. Despacho económico óptimo de los recursos energéticos de la micro red conjuntamente con los aportes de generación de la red convencional sin bancos de batería.

3.1.3 Resultados del Algoritmo MPPT

Para los resultados se analizó el regulador de carga con y sin algoritmo MPPT aplicado al sistema fotovoltaico de la micro red, se trabajó con los valores promedio de radiación solar que se midieron en el Campus Salache en un rango de 600 a 800 W/m² con una temperatura de 25 grados centígrados.

3.1.3.1 Sin la aplicación del algoritmo

En el sistema fotovoltaico que posee la micro red, no está implementado un sistema de control MPPT, por lo cual, el voltaje de salida del panel solar radica entre los 18 a 22

voltios. Tal como se puede ver en la siguiente figura 46 la relación de voltaje y corriente respecto a la potencia darán una salida sin mayor variación.

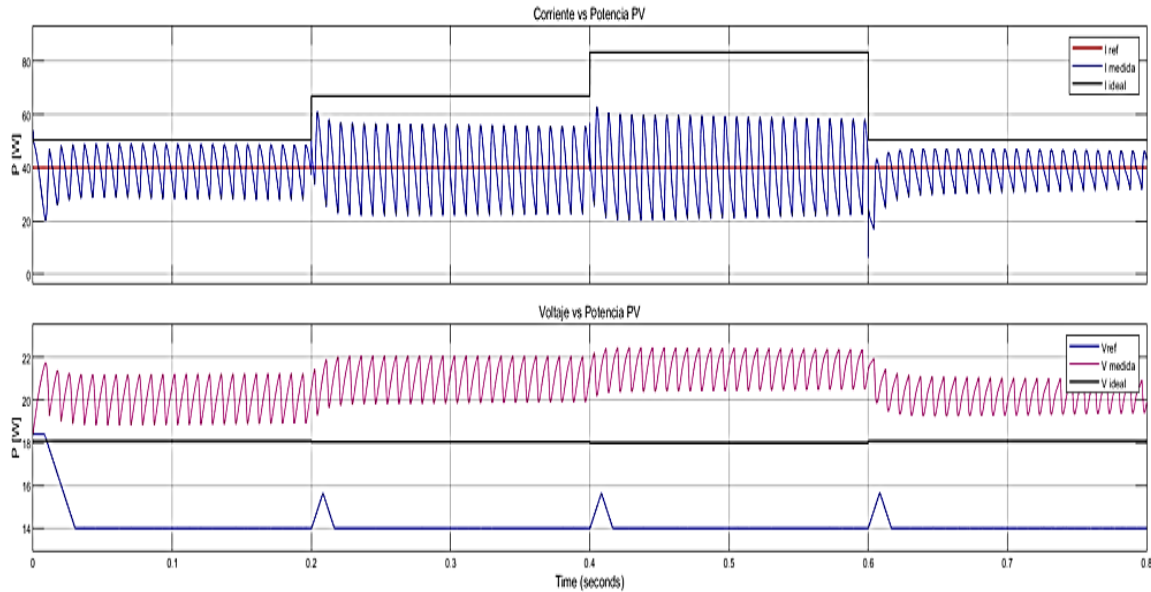


Fig. 46. Curvas de corriente y voltaje vs potencia del panel solar sin algoritmo.

En cambio, uno de los problemas presentados en la micro red, es que la potencia de salida no abastece a la carga, De acuerdo a la figura 47, la potencia de salida de la micro red varía entre un rango de 900 [W] a 1100 [W] con picos máximos de 3.7 [kW].

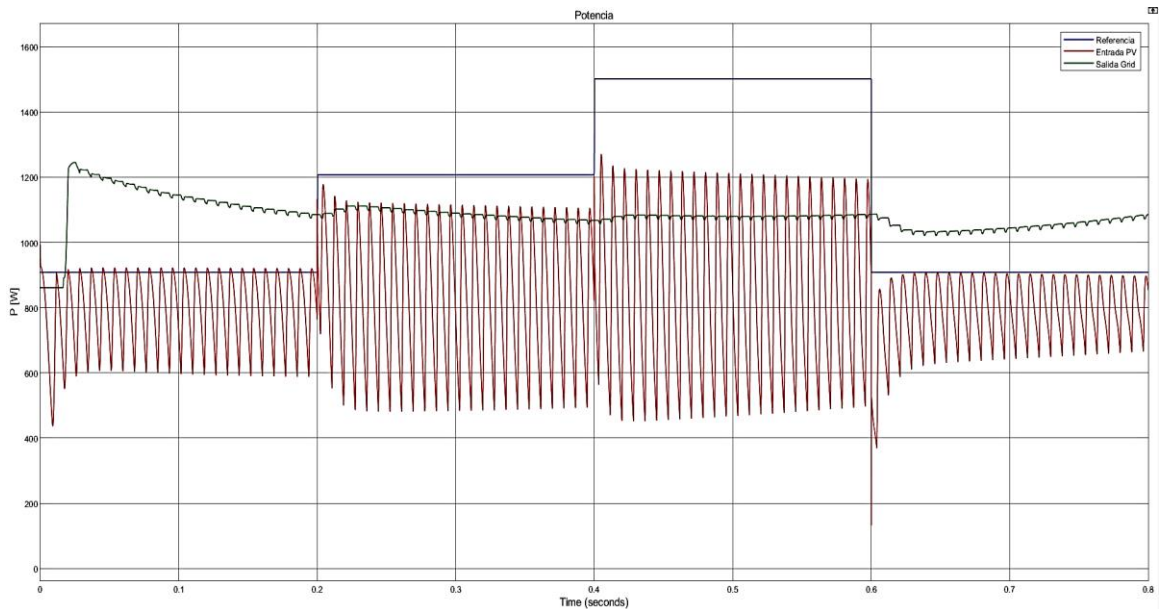


Fig. 47. Potencia del panel solar y potencia de salida de la micro red sin algoritmo.

3.1.3.2 Con la aplicación del algoritmo

La figura 48 muestra la potencia que entra al convertidor junto con la referencia de potencia ante cambios de irradiancia. La irradiancia tiene los cambios 600, 800 [W/m²] en los tiempos 0, 0.2, 0.4, 0.6 y 0.8 [s], respectivamente.

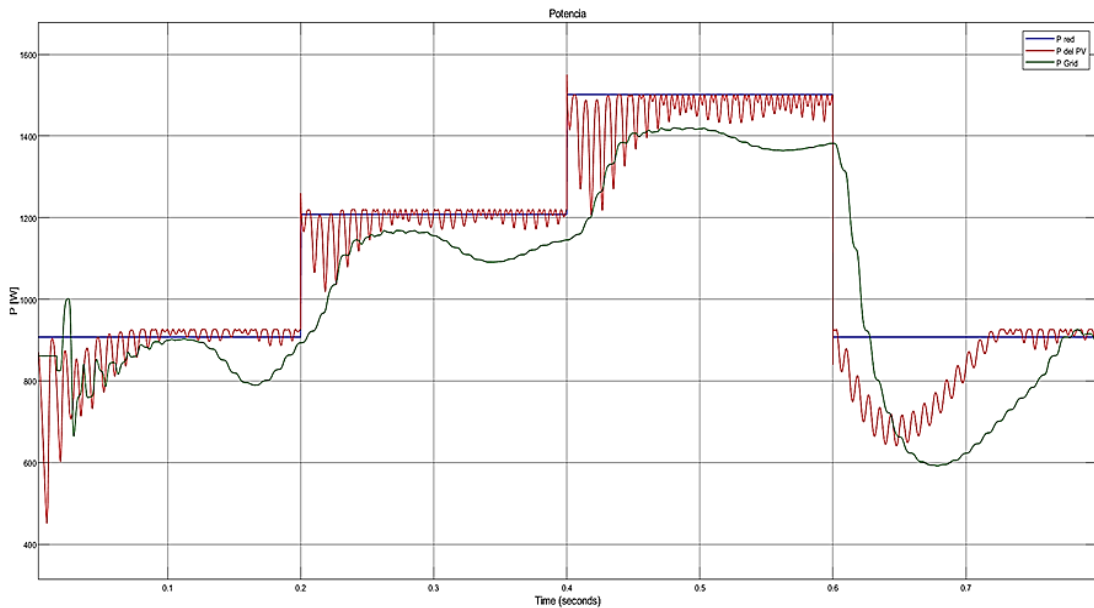


Fig. 48. Potencia ideal del panel solar con algoritmo.

Se presentó el control MPPT desarrollado mediante un algoritmo con la técnica de Inductancia Incremental aplicado al sistema fotovoltaico de la micro red, permitió aprovechar la máxima potencia de los paneles solares a las baterías, permitiendo realizar el suministro de potencia a los elementos de carga y a su vez la recarga de las baterías, garantizando un aprovechamiento de la energía y encontrando la potencia ideal con se observó en la figura 48.

En la figura 49, se observa que el sistema sigue los valores de referencia (P_{ref}), para las diferentes variaciones de carga, con valores reales medidos por el analizador de red. Entonces se puede decir que el Control MPPT funciona correctamente, ya que la potencia de la carga trata de asemejarse a la potencia generada.

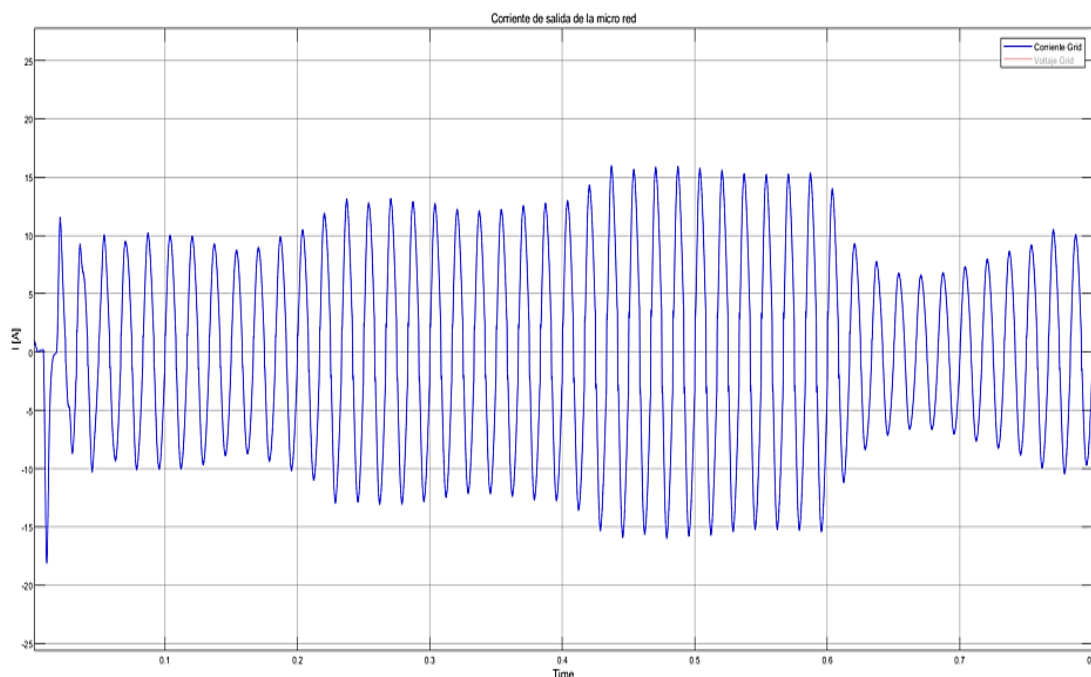


Fig. 49. Curva de corriente ideal del panel solar con algoritmo.

Como se habló en la carga de la batería el voltaje se mantiene en los 12 [V] con un rizado del ± 5 [%], sin embargo la corriente aumenta cuando aumenta la carga con el fin de suplir la demanda.

Y finalmente en la figura 50 muestra la salida del MPPT (Referencia), la respuesta del panel solar (medida) y el voltaje ideal que debe tener el panel para variaciones de irradiancia de 600, 800 [W/m²] en los tiempos 0, 0.2, 0.4 y 0.6 [s], respectivamente.

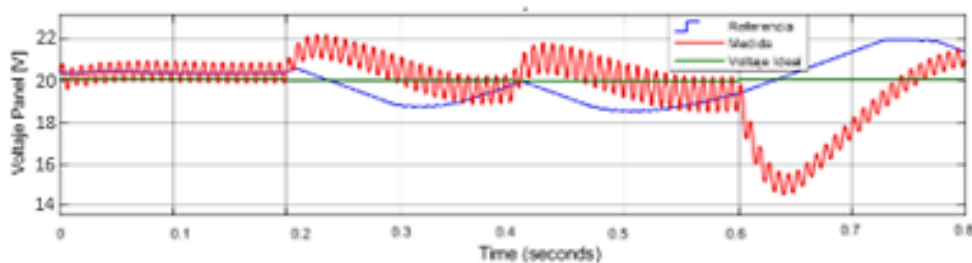


Fig. 50. Voltaje ideal del panel solar con algoritmo.

3.1.3.3 Desempeño del Algoritmo MPPT

Para los cálculos de eficiencia se lo hizo mediante la ecuación (33), donde se analizará la potencia de salida respecto a la potencia de referencia, que en este caso será la potencia generada en los paneles solares. Con se puede observar los valores en la figuras 51 y 52.

$$\eta = \frac{\text{Medida}}{\text{Referencia}} * 100\% \quad (33)$$

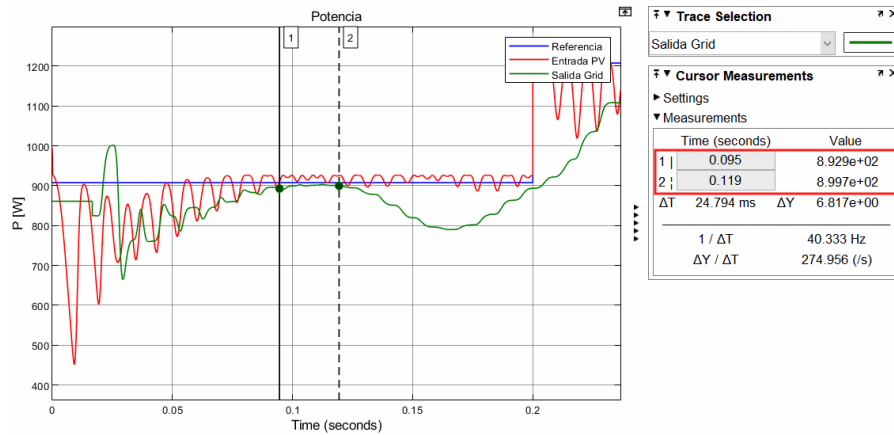


Fig. 51. Valores máximos de la potencia de salida.

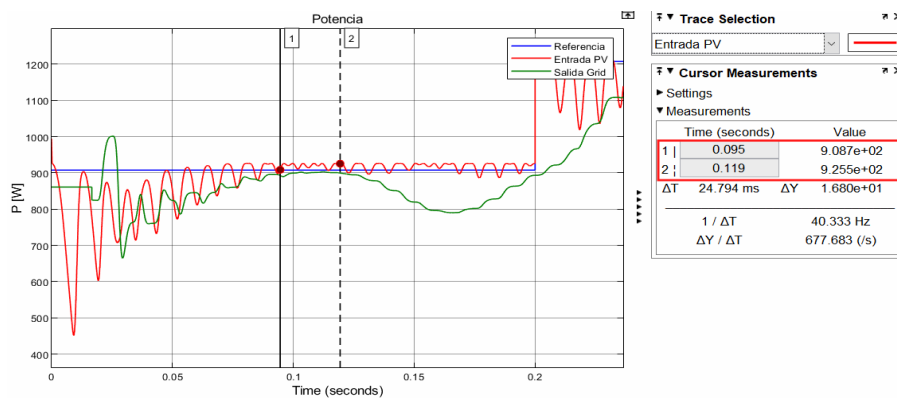


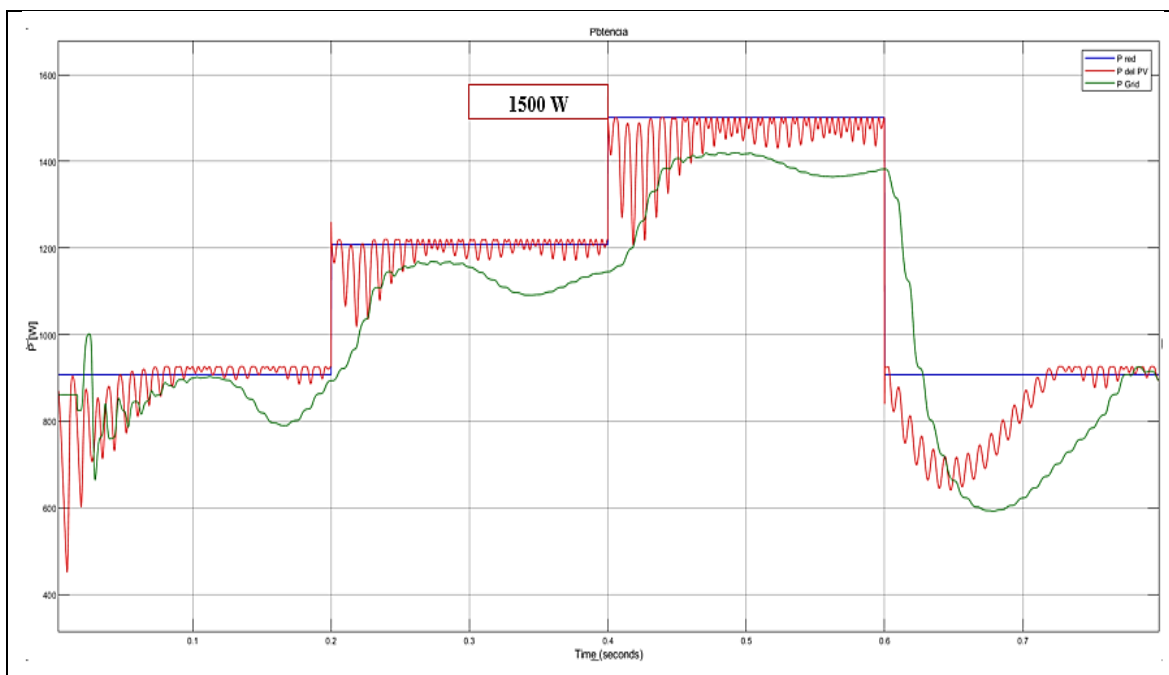
Fig. 52. Valores máximos de potencia de referencia.

$$\eta = \frac{8.929 \times 10^2}{9.255 \times 10^2} * 100\% = 96.47\% \quad (34)$$

Se toma los valores máximos para poner analizar el desempeño del algoritmo MPPT, donde da el 96.47 % a comparación de la señal de entrada con la de salida. Finalmente en la Tabla 21 se detalla los resultados finales del control MPPT con el Algoritmo usando Conductancia Incremental, aplicado al regulador de carga del sistema fotovoltaico de la micro red.

Tabla 21. Resultados del Control MPPT con Algoritmo CI.

CONTROL MPPT	
Temperatura [°C]: 25.	
Radiación Solar [W/m²]: 600 y 800.	
SIN ALGORITMO MPPT	
Considerando una Irradiancia 600 [W/m²]	Considerando una Irradiancia 800 [W/m²]
Voltaje [V]: 18	Voltaje [V]: 18
Corriente [A]: 50	Corriente [A]: 66
Potencia [W]: 900	Potencia [W]: 1100
η [%]: 60	η [%]: 73
CON ALGORITMO MPPT	
Considerando una Irradiancia 600 [W/m²]	Considerando una Irradiancia 800 [W/m²]
Voltaje [V]: 22	Voltaje [V]: 22
Corriente [A]: 54	Corriente [A]: 68
Potencia [W]: 1200	Potencia [W]: 1500
η [%]: 80	η [%]: 96
Gráfica Ideal aplicando el Algoritmo MPPT con Conductancia Incremental:	
<ul style="list-style-type: none"> - Irradiancia: 800 [W/m²]. - Voltaje: 22 [V]. - Potencia: 1500 [W]. - η: 96 [%]. 	



En conclusión se utilizó el control MPPT desarrollado mediante un algoritmo con la técnica de Inductancia Incremental aplicado al regulador de carga del sistema fotovoltaico de la micro red como se detalló en la Tabla 21, permitió aprovechar la máxima potencia de los paneles solares a las baterías, permitiendo realizar el suministro de potencia a los elementos de carga y a su vez la recarga de las baterías PV, garantizando un aprovechamiento de la energía del 20% de acuerdo a las condición de temperatura de 25 [°C] y una irradiancia de 800 [W/m²], el desempeño de este algoritmo se determinó mediante la relación de la potencia de salida con la de entrada dando así un valor del 96.47% y que al ser un control MPPT no es susceptible a cambios bruscos de voltaje y corriente a la salida de la micro red.

3.2 Validación técnica - económica de los resultados:

En la figura 53 se muestra la demanda horaria de energía del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio para un día representativo en el cual se puede determinar el costo de la energía mensual que pagaría la Universidad Técnica de Cotopaxi a la empresa distribuidora ELEPCO S.A. sin la implementación del sistema fotovoltaico. Suponiendo que se tiene la misma característica solar se tiene un costo de \$ 11,95 dólares/mes, como se detalla en la Tabla 22.

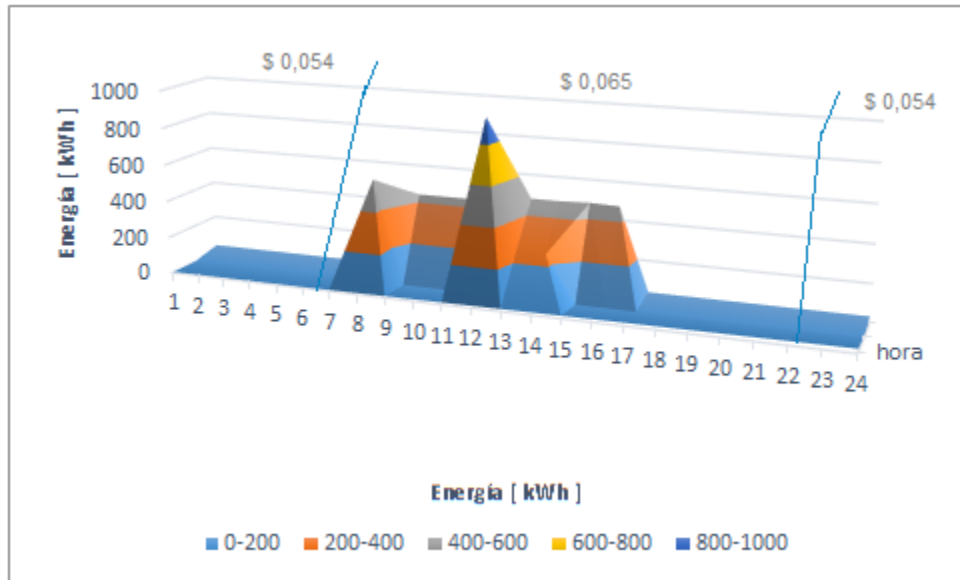


Fig. 53. Perfil de demanda con costos del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio.

De acuerdo a los resultados de gestión óptima que refleja el programa Fico Xpress (Fig 43), para despachar energía de cada generador (red convencional, panel solar fotovoltaico y banco de baterías) en un día, en columna 3 de la tabla 22 se indica el menor costo al que incurre la micro red debido a la compra de energía de la red para suministrar carga para las horas (de 1 am a 9 am). Siendo el costo mínimo de \$0,036 y suponiendo el mismo escenario ambiental, se tiene un valor de \$ 1.082.

La gestión óptima que refleja el programa Fico Xpress (Fig 45), para despachar energía de la red convencional y la generación fotovoltaica, en un día, en columna 4 de la tabla 22 se indica el menor costo al que incurre la micro red debido a la compra de energía de la red para suministrar carga para las horas del periodo (1 am a 8 am) y del periodo (5 pm a 112 pm). Siendo el costo mínimo de \$0,039 y suponiendo el mismo escenario ambiental, se tiene un valor de \$ 1,17.

Tabla 22. Costos obtenidos del modelo de optimización.

Horas	Costo Energía Convencional sin el Sistema Fotovoltaico	Costo de Energía Incluyendo baterías	Costo de Energía sin baterías
1	\$ 0.00	\$ 0.014	\$ 0.002
2	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
3	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
4	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
5	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
6	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
7	\$ 0.00	\$ 0.002	\$ 0.002
8	\$ 0.04	\$ 0.011	\$ 0.011
9	\$ 0.03	\$ -	\$ -
10	\$ 0.03	\$ -	\$ -
11	\$ 0.03	\$ -	\$ -
12	\$ 0.09	\$ -	\$ -
13	\$ 0.05	\$ -	\$ -
14	\$ 0.05	\$ -	\$ -
15	\$ 0.03	\$ -	\$ -
16	\$ 0.03	\$ -	\$ -
17	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
18	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
19	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
20	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
21	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
22	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
23	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
24	\$ 0.00	\$ -	\$ 0.002
Total Día	\$ 0.40	\$ 0.036	\$ 0.039
Total Mes	\$ 11.95	\$ 1.082	\$ 1.17

En la figura 53 se observa el excedente la energía proveniente de generación fotovoltaica luego de abastecer a la carga de Invernadero de Granos Andinos. Esta energía sera aprovechada por las cargas prioritarias del Laboratorio.

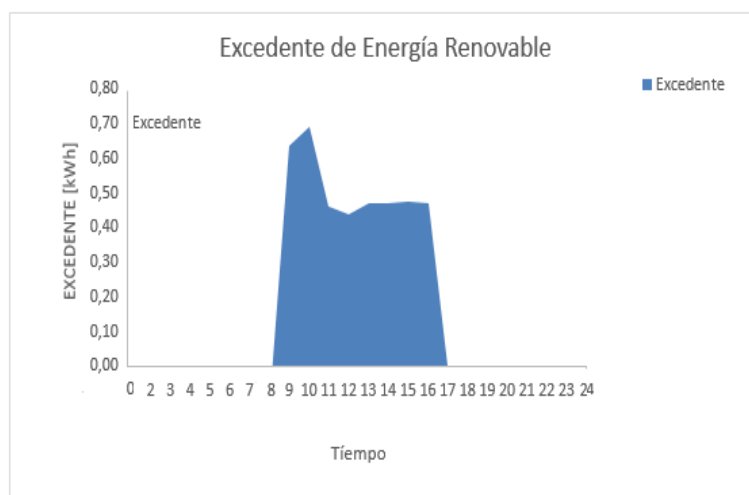


Fig 54. Excedente de energía fotovoltaica para abastecer las cargas del Laboratorio.

Partiendo del excedente de energía de generación fotovoltaica se presenta la tabla 23 en la cual se puede evidenciar la energía que se abastece al laboratorio y los costos que se evita pagar a la empresa distribuidora.

Por cada mes se tiene un ahorro de \$ 7,19 suponiendo que todos los días del mes tengan el mismo escenario de datos de entrada, lo que corresponde el 61.34% de aprovechamiento de energía renovable para abastecer el Laboratorio.

Es preciso mencionar que la energía excedente después de abastecer el Invernadero y Laboratorio se usa para cargar el banco de baterías.

Tabla 23. Costo del Excedente de Energía Fotovoltaica.

Tiempo	Total Energía sobrante de Generación Fotovoltaica	Total Energía que abastece la generación Fotovoltaica al Laboratorio	Costo de Energía que se Abastece al Laboratorio
Horas	[kWh]	[kWh]	USD
1	0.00	0.00	\$ -
2	0.00	0.00	\$ -
3	0.00	0.00	\$ -
4	0.00	0.00	\$ -
5	0.00	0.00	\$ -
6	0.00	0.00	\$ -
7	0.00	0.00	\$ -

8	-0.14	0.00	\$	-
9	0.64	0.44	\$	0.029
10	0.69	0.44	\$	0.029
11	0.46	0.44	\$	0.029
12	0.44	0.44	\$	0.029
13	0.47	0.47	\$	0.031
14	0.47	0.47	\$	0.031
15	0.48	0.48	\$	0.031
16	0.47	0.47	\$	0.031
17	0.00	0.00	\$	0.002
18	0.00	0.00	\$	-
19	0.00	0.00	\$	-
20	0.00	0.00	\$	-
21	0.00	0.00	\$	-
22	0.00	0.00	\$	-
23	0.00	0.00	\$	-
24	0.00	0.00	\$	-
Total Día	4.0	3.7	\$	0.240
Total Mes	119.65	109.6	\$	7.19

En la tabla 24 se presenta tres casos comparativos y el costo que se debería pagar cada mes a la empresa Distribuidora ELEPCO S.A suponiendo los mismos datos de entrada.

Tabla 24. Casos comparativos

	Caso	Costo mensual promedio [\$]
1	Red convencional sin generación fotovoltaica	\$11,95
2	Optimización Red convencional + generación fotovoltaica	\$ 1,17
3	Optimización Red convencional + generación fotovoltaica + sistema de almacenamiento	\$ 1,08

Finalmente en la tabla 25, 26 y 27 se adjunta el costo para la implementación del Control MPPT propuesto, cotizado en la empresa AMK de la ciudad de Quito.

Tabla 25. Costos de elementos para el Control MPPT propuesto.

Costos de elementos Control MPPT				
Elementos	Descripción	Marca	Costo Unitario (USD)	Costo total (USD)
1	Tarjeta de desarrollo.	STM32F407	\$ 95.00	\$ 95.00
1	Pantalla LCD(20x4).	Lcm 2004	\$ 22.00	\$ 22.00
1	Módulo conversor/transformador.	HI-LINK	\$ 15.00	\$ 15.00
3	Sensor de voltaje monofásico.	ZMPT101B	\$ 18.00	\$ 54.00
3	Sensor de Corriente.	SCT-013-100	\$ 19.00	\$ 57.00
1	Case con protección IP 65.	METAL	\$ 150.00	\$ 150.00
1	Materiales para el armado del tablero en el Case.	-	\$ 40.00	\$ 40.00
3	Materiales para el prototipado PCB en Smd y HT para el tablero.	-	\$ 60.00	\$ 180.00
TOTAL				\$ 613.00

Tabla 26. Costo de mano de obra para implementar el Control MPPT.

Costo de mano de obra		
Elementos	Descripción	Costo (USD)
1	Desarrollo del software.	\$ 200.00
1	Diseño e implementación del Control MPPT.	\$ 200.00
1	Diseño e implementación de la interfaz gráfica para el monitoreo.	\$ 300.00
1	Elaboración de PCBs y conexión total del sistema.	\$ 150.00
TOTAL		\$ 850

Tabla 27. Costo para implementar el Control MPPT propuesto.

Costo de implementación	
Costo de los elementos	\$ 613.00
Costo de la mano de obra	\$ 850.00
TOTAL	\$ 1463.00

3.3 Evaluación de expertos

Según R. Ortiz, habla sobre el diseño de algoritmos y control para optimizar sistemas fotovoltaicos aclara que un control en cascada mejora la estabilidad del sistema, ya que representa mejoras en las solución del MPPT cuando se tiene sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante el aumento o disminución de la carga, por ende se mejora la eficiencia y la transferencia de potencia [20].

De acuerdo con A. Tapia, comentan que la optimización en sistemas fotovoltaicos requiere una alta inversión económica, sin embargo, los resultados obtenidos mejoran radicalmente el uso de la energía desde la generación hasta el despacho a la carga [21].

En anexos se adjunta la evaluación de proyecto de investigación “Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache” por el Ingeniero MSc. Diego Arias especialista en el tema planteado.

3.4 Conclusiones del III capítulo.-

En este capítulo se explican todos los resultados obtenidos del modelo de optimización desarrollado donde:

- A través de la simulación de la micro red en Matlab/Simulink se ha podido esquematizar y analizar de manera rápida y precisa. Alcanzando un equivalente en el software de simulación, que con la ayuda de los cálculos, datos técnicos, mediciones meteorológicas y eléctricas se logró simular el sistema y evaluar su funcionamiento.

- Gracias al modelo de optimización basado en programación lineal, se ha logrado determinar la potencia que debe despachar de cada generador (red convencional, panel solar fotovoltaico y banco de baterías) en el transcurso de un día representativo para suministrar demanda al menor costo, lo que introduce una mejora en el aprovechamiento de los recursos de la micro red. Obteniendo por cada mes un ahorro de \$ 7,19 suponiendo que todos los días del mes tengan el mismo escenario de datos de entrada, eso corresponde el 61.34% de aprovechamiento de energía renovable para abastecer las cargas prioritarias del Laboratorio.

- Se determina que un sistema de control MPPT usando técnica de conductancia incremental es una buena alternativa para aumentar considerablemente la potencia entregada por los paneles fotovoltaicos puesto que la potencia de salida realiza un seguimiento de la potencia ante cualquier condición ambiental (radiación solar, sombreado parcial o temperatura). Consiguiendo un aprovechamiento de energía del 20 [%] de acuerdo a las condición de temperatura de 25 [°C] y una irradiancia de 800 [W/m²] aplicado al regulador de carga del sistema fotovoltaico.

3.5 Conclusiones generales

1. Uno de los objetivos específicos de esta investigación fue presentar una revisión bibliográfica mediante libros, artículos científicos y tesis, a través de una búsqueda enfocada a los diferentes modelos de optimización para una micro red y los aspectos que se deben considerar para tal efecto. Ayudando a tener una mejor apreciación de la importancia que tiene optimizar una micro red para un adecuado abastecimiento de energía eléctrica.
2. En el análisis realizado en el suministro de energía del sistema fotovoltaico de la micro red, se hizo un estudio de todos los elementos que conforman el sistema y las cargas a abastecer de energía eléctrica tanto del Invernadero de Granos Andinos como del Laboratorio, donde se revisó las hojas de datos de los fabricantes y sus principios de funcionamiento descritos en la propuesta de manera detallada, para llegar a un equivalente en el software de simulación Matlab/Simulink, que con la ayuda de los cálculos, datos técnicos, mediciones meteorológicas y eléctricas se logró simular el sistema y evaluar su funcionamiento.
3. Mediante el modelo de optimización matemático, se logró determinar la potencia que debe despachar de cada generador (red convencional, generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento) en el transcurso de un día representativo para suministrar demanda al menor costo, lo que introduce una mejora en el aprovechamiento de los recursos energéticos de la micro red. En este caso se obtiene un costo es 0,036 USD/día. Así mismo se logró determinar la potencia que debe despachar la red convencional y generación fotovoltaica sin el uso del banco de baterías, dando un valor \$ 0,039 USD/día. Siendo superior al del caso anterior debido a que se usa la energía convencional en dos periodos (1 am a 8 am) y de (5 pm a 12 pm).
4. El control MPPT desarrollado mediante un algoritmo con la técnica de Inductancia Incremental aplicado al sistema fotovoltaico de la micro red, permitió aprovechar la máxima potencia de los paneles solares a las baterías, permitiendo realizar el suministro de potencia a los elementos de carga y a su vez la recarga de las baterías

PV, garantizando un aprovechamiento de la energía del 20% de acuerdo a las condición de temperatura de 25 [°C] y una irradiancia de 800 [W/m²], el desempeño de este algoritmo se determinó mediante la relación de la potencia de salida con la de entrada dando un valor del 96.47 % y al ser un control MPPT no es susceptible a cambios bruscos de voltaje y corriente a la salida de la micro red.

3.6 Recomendaciones

- Incentivar el uso de la energía sustentable y de la energía convencional dentro de un mismo establecimiento, fabrica e incluso en hogares para cuidar el medio ambiente y garantizar el abastecimiento total, seguro y sin perdidas económicas.
- Se recomienda hacer una revisión general de los métodos de optimización aplicados en una micro red en la actualidad, dado que es un área de investigación que permitirá dar solución a los modelos que se plantean considerando las características de las redes inteligentes.
- Para la implementación del algoritmo de Conductancia Incremental usado en el control MPPT propuesto, se recomienda emplear una tarjeta de desarrollo Arduino.
- En los sistemas de generación fotovoltaica se recomienda tener en consideración el algoritmo para el seguimiento del máximo punto de transferencia (MPPT), ya que, la irradiancia al ser una variable física aleatoria se deben seguir estos cambios con dicho algoritmo.
- La herramienta de optimización Fico Xpress Optimizer tiene una versión gratuita para estudiantes, es muy intuitiva, pero se recomienda probar otros programas como GAMS (Sistema General de Modelado Algebraico) y Homer.

ANEXOS

ANEXOS I

Referencias bibliográficas:

- [1] L. Moretti, E. Martelli, and G. Manzolini, “An efficient robust optimization model for the unit commitment and dispatch of multi-energy systems and microgrids,” *Appl. Energy*, vol. 261, no. May 2019, p. 113859, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113859.
- [2] S. E. Ahmadi and N. Rezaei, “A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. December 2019, p. 105760, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105760.
- [3] F. I. Ávila Swinburn, “Diseño de un sistema de gestión de demanda para micro redes,” Universidad de Chile, 2013.
- [4] A. Camilo, I. Urqueta, L. Revisores, and J. P. Torres, “Control de voltaje y optimización de costos de una micro red de corriente continua,” Universidad Técnica Federico Santa María, 2018.
- [5] C. E. Sandoval-Ruiz, “Arreglo Inteligente de Concentración Solar FV para MPPT usando Tecnología FPGA,” *Rev. Tec. La Fac. Ing. Univ. Del Zulia*, vol. 43, no. 3, pp. 122–133, 2020, doi: 10.22209/rt.v43n3a02.
- [6] R. S. Bansode et al., “Estrategia de control para los convertidores de potencia asociados a la microrred eléctrica con el fin de optimizar la energía generada por las fuentes renovables.,” Instituto Tecnológico Metropolitano, 2018.
- [7] G. Rhys and L. Araya, “Optimización De La Capacidad Instalada Y Operación De Un Sistema De Riego Híbrido Fotovoltaico Con Almacenamiento Hídrico Memoria Para Optar Al Título De Ingeniero Civil

Eléctrico Nicolás Gabriel Núñez Arriagada,” Universidad de Chile, 2018.

- [8] J. Núñez and J. Lozano, “Control de flujo de energía en una micro red eléctrica basada en energías renovables,” *Jóvenes en la Cienc.*, vol. 2, no. 1, pp. 1240–1244, 2016.
- [9] F. I. Ávila Swinburn, “Diseño de un sistema de gestión de demanda para micro redes,” Universidad de Chile, 2013.
- [10] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015, doi: 10.1016/j.riai.2015.03.001.
- [11] I. Campelo Ramos, “Caracterización de la generación fotovoltaica y el consumo de un edificio de uso industrial,” Universidad CARLOS II Madrid, 2013.
- [12] A. J. CHAPOÑAN CUZO, “Dimensionamiento De Un Sistema De Generación Fotovoltaico Aislado Para Suministrar Energía Eléctrica a La Localidad De Cruz De Pañala-Morrope-Lambayeque,” Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2018.
- [13] C. D. E. Inscrição, “Metodología de Optimización para Micro redes eléctricas en zonas no Interconectadas,” Universidad Autónoma del Occidente, 2018.
- [14] A. David and G. Quintana, “Título : Control Inteligente del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red,” Universidad Central Marta Abreu de las Villas, 2019.
- [15] P. Acad, D. A. Ota, L. Asesor, N. Yamileth, M. Brizuela, and R. Magdaleno, “Diseño e Implementación de un control MPPT para un convertidor Boost con aplicaciones en sistemas Fotovoltaicos,” Universidad Politécnica de Sinaloa, 2016.

- [16] A. Gide, “Diseño de un Controlador para el seguimiento del punto Máximo de Potencia (MPPT) de paneles Solares,” Universidad Santo Tomás, 2019.
- [17] P. Vázquez Zamudio, “Optimización del Despacho Económico de una microrred,” Universidad Loyola Andalucía, 2020.
- [18] G. A. M. Tapia, “Óptimo control terciario para sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías acoplados a micro redes en dc usando programación lineal entera mixta,” Universidad Politécnica Nacional, 2021.
- [19] D. G. Manuel R. Muñoz, “Problema de optimización mediante software,” Universidad de Sevilla, 2020.
- [20] A. F. Rueda. Cervantes, “Repotenciación y Automatización del Sistema De Generación Fotovoltaico Para el Laboratorio e Invernadero De Granos Andinos en el Campus Salache,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2020.
- [21] M. A. G. E. E. Granda-Gutiérrez^{1,*}, O. A. Orta², J.C. Díaz-Guillén¹, M. A. Jimenez¹, M. Osorio¹, “Modelado y simulación de celdas y paneles solares,” no. September 2014, 2013, doi: 10.13140/2.1.4192.8968.
- [22] J. A. Ravelo et al., “Control de convertidor DC / DC para carga de Batería en Sistemas Fotovoltaicos de Potencia.”
- [23] Nasir, S. Iqbal and H. A. Khan, “Optimal Planning and Design of Low-Voltage Low-Power Solar DC Microgrids”, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 2919-2928, May 2018. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2757150.

ANEXOS II

Características de baterías DC12-100(12V 100Ah)



Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	100Ah@20hr-rate to 1.75V per cell @25°C
Weight	Approx. 29.0 Kg (Tolerance ± 3.0%)
Internal Resistance	Approx. 5.5 mΩ
Terminal	F12(M8)/F5(M8)
Max. Discharge Current	1000A (5 sec)
Design Life	12 years (floating charge)
Max. Charging Current	30.0A
Reference Capacity	C3 76.4AH C5 86.1AH C10 95.2AH C20 100.0AH
Float Charging Voltage	13.6 V-13.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -3mV/°C/Cell
Cycle Use Voltage	14.6V-14.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -4mV/°C/Cell
Operating Temperature Range	Discharge: -20°C-60°C Charge: 0°C-50°C Storage: -20°C-60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C ± 5°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for up to 6 months at 25°C and then recharging is recommended. Monthly Self-discharge ratio is less than 3% at 25°C. Please charge battery as before using.
Container Material	A.B.S. UL94-HB, UL94-V0 Optional.



DC (Deep Cycle) series batteries provide superior high integrity and reliability. It is specially designed for frequent cyclic charge and discharging. By using strong grids, thick plate and specially active material are designed for repeated deep-discharge applications. The DC series batteries offer 30% more cyclic life than the standby series. It is suitable for solar and wind renewable energy storage, mobility and medical equipment and cable TV etc.



Dimensions

				<table border="1"> <tr> <td>Length</td> <td>338±2mm (12.9 inches)</td> </tr> <tr> <td>Width</td> <td>172±2mm (6.77 inches)</td> </tr> <tr> <td>Height</td> <td>226±2mm (8.90 inches)</td> </tr> <tr> <td>Total Height</td> <td>226±2mm (8.90 inches)</td> </tr> <tr> <td>Terminal</td> <td>Value</td> </tr> <tr> <td>M8</td> <td>6-7 N/m</td> </tr> <tr> <td>M6</td> <td>8-10 N/m</td> </tr> <tr> <td>M4</td> <td>10-12 N/m</td> </tr> </table>	Length	338±2mm (12.9 inches)	Width	172±2mm (6.77 inches)	Height	226±2mm (8.90 inches)	Total Height	226±2mm (8.90 inches)	Terminal	Value	M8	6-7 N/m	M6	8-10 N/m	M4	10-12 N/m
Length	338±2mm (12.9 inches)																			
Width	172±2mm (6.77 inches)																			
Height	226±2mm (8.90 inches)																			
Total Height	226±2mm (8.90 inches)																			
Terminal	Value																			
M8	6-7 N/m																			
M6	8-10 N/m																			
M4	10-12 N/m																			
Unit: mm																				

Constant Current Discharge Characteristics :A(25°C)

F.V/Time	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	230.7	184.6	108.9	60.74	36.17	28.17	22.10	18.80	12.06	10.00	5.183
1.65V	212.5	172.6	103.2	58.67	34.96	27.31	21.44	18.21	11.96	9.905	5.155
1.70V	196.9	162.3	97.81	56.79	34.03	26.15	20.78	17.72	11.77	9.714	5.090
1.75V	180.7	152.0	93.95	55.00	32.72	25.48	20.21	17.22	11.58	9.619	5.000
1.80V	164.4	139.2	90.49	52.56	31.60	25.00	19.74	17.00	11.39	9.524	4.952
1.85V	128.6	115.2	76.73	46.91	28.90	23.27	18.51	15.65	10.73	8.952	4.905

Constant Power Discharge Characteristics : WPC(25°C)

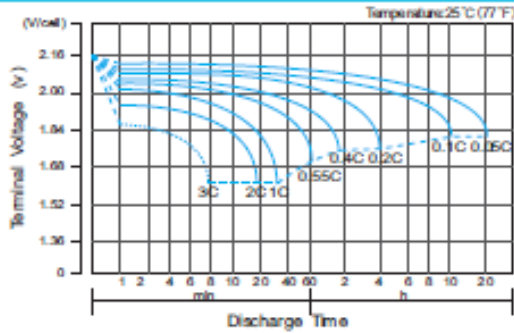
F.V/Time	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	392.8	322.0	197.9	114.0	68.39	53.50	42.59	35.58	23.50	19.61	10.35
1.65V	378.2	313.0	193.2	112.1	66.54	52.17	41.56	34.62	23.31	19.42	10.25
1.70V	353.0	296.3	183.9	108.8	64.88	50.17	40.23	33.76	23.03	19.05	10.16
1.75V	328.5	279.7	177.5	105.8	62.57	48.93	39.29	32.99	22.65	18.86	9.977
1.80V	302.6	258.5	171.8	101.4	61.15	48.65	38.53	32.54	22.28	18.67	9.885
1.85V	240.1	217.2	147.3	91.10	56.31	45.38	36.27	30.10	21.05	17.63	9.792

(Note) The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycle not the minimum values. The battery must be fully charged before the capacity test. The Cn should reach 95% after the first cycle and 100% after the third cycle.

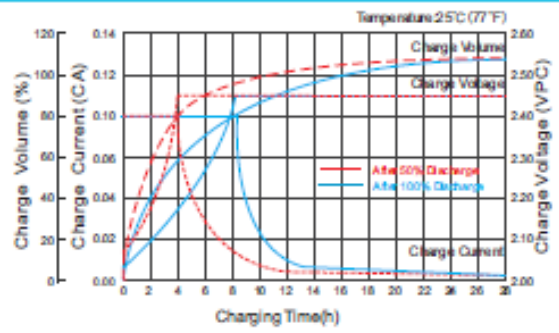
DC12-100(12V100Ah)



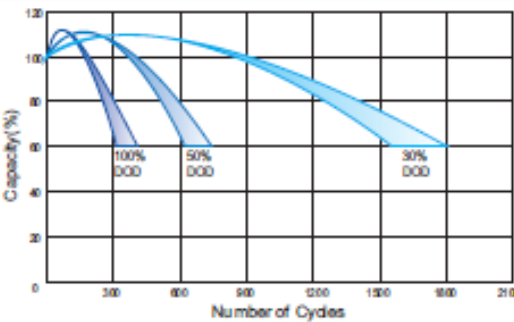
Discharge Characteristics Curve



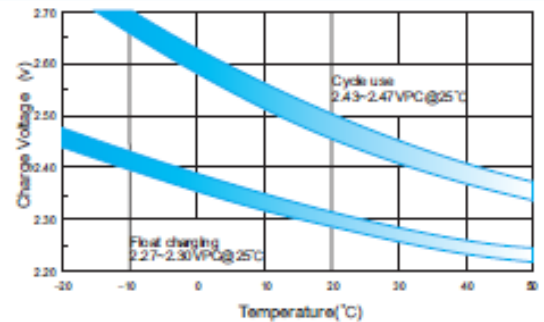
Charge Characteristic Curve for Cycle Use(βU)



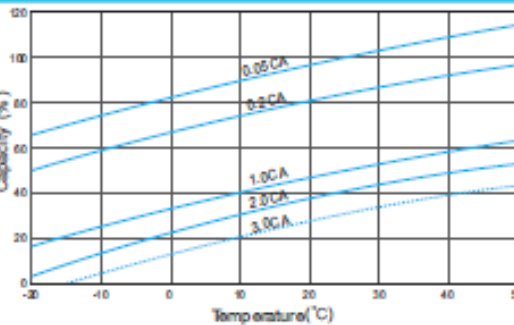
Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



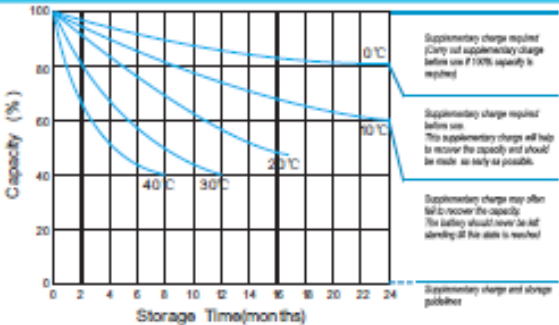
Relationship Between Charging Voltage and Temperature



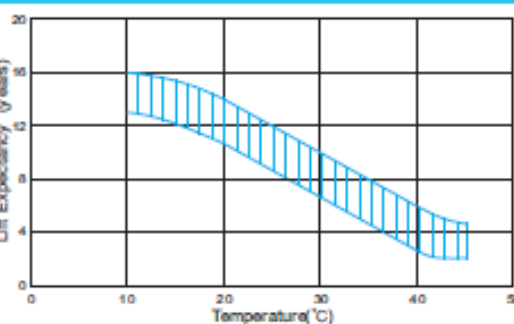
Temperature Effects on Capacity



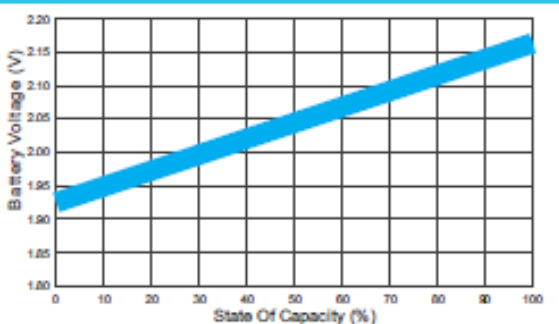
Storage Characteristics



Effect of Temperature on Long Term Life



Relationship of OCV And State of Charge(20°C)



(Note) All above information shall be changed without prior notice. Ritar reserves the right to explain and update the latest information.

Características Panel Foltovoltaico



Módulo fotovoltaico 150W



Módulo fotovoltaico monocristalino 150W, alto rendimiento

Descripción

Panel solar de tecnología monocristalina. Cuenta con una alta eficiencia del 17,96% de célula y 15,92% del módulo, con una tolerancia del $\pm 3\%$ y alta calidad de fabricación.

Características destacadas

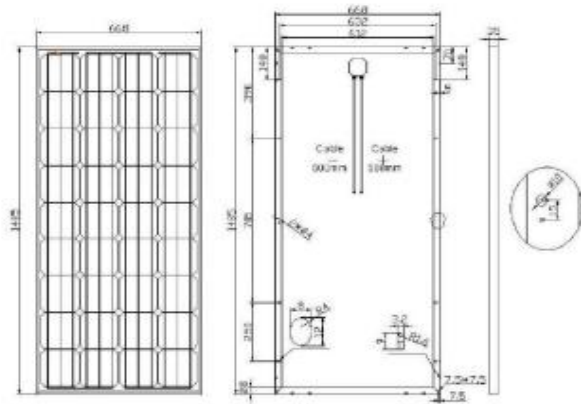
Células solares de alta eficiencia con transmisión y cristal texturizado.
Diodo de bypass para minimizar las pérdidas por sombras.
Vidrio templado con encapsulado EVA y película de protección frente al medio ambiente, con marco de aluminio.
Cumple las certificaciones internacionales (CE, TÜV NORD, ISO) y está incluido en el programa PV Cycle.



Aplicaciones

Sistemas de energía solar fotovoltaica para aplicaciones residenciales, comerciales o industriales aisladas de la red, de energía de respaldo o conectadas a red.

Datos eléctricos	
Potencia máxima (W)	150W
Tensión de potencia óptima (Vmp)	18.00V
Corriente operativa óptima (Imp)	8.34A
Tensión de circuito abierto (Voc)	22.32V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.00A
Eficiencia de célula (%)	17.96%
Eficiencia de módulo (%)	15.12%
Tolerancia (%)	$\pm 3\%$
NOCT	47°C $\pm 2^{\circ}\text{C}$
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de temperatura Isc (%)/°C	+0.04
Coeficiente de temperatura Voc (%)/°C	-0.38
Coeficiente de temperatura Pm (%)/°C	-0.47
Coeficiente de temperatura Im (%)/°C	+0.04
Coeficiente de temperatura Vm (%)/°C	-0.38
Datos mecánicos y de componentes	
Célula	156*156 Mono
Número de células (pcs)	4*9
Tamaño del módulo (mm)	1482*670*35
Grosor del cristal (mm)	3.2
Máx. carga de superficie	2400-5400Pa
Resistencia al granizo	23m/s, 7.53g
Peso de la unidad (Kg)	11.6
Corriente máxima del fusible (A)	10
Marco	35#
Tipo de conector	MC4
Parte posterior	TPT
Rango de temperatura	-40°C / +85°C
FF (%)	70-76%
Standard Test Conditions	AM1.5 1000W/m ² 25°C



Características Regulador de Carga



ANEXO 4. CARACTERÍSTICAS DEL REGULADOR

TRISTAR™

CONTROLADOR SOLAR DE TRES FUNCIONES

El Controlador TriStar de Morningstar es un controlador de tres funciones que provee una carga confiable de baterías por energía solar, un control de carga o una regulación por desvío. El controlador opera en uno de esos modos por vez y pueden usarse dos o más controladores para proporcionar múltiples funciones.

El TriStar usa una tecnología avanzada y producción automatizada para proporcionar sus sorprendentes nuevas prestaciones a un precio competitivo. El medidor opcional TriStar es el medidor de controlador más sofisticado e informativo del mercado. El controlador está listado en UL y fue diseñado para sistemas solares residenciales y para aplicaciones profesionales.



Prestaciones clave y beneficios

La más alta confiabilidad

Su amplio disipador de calor 1 y su diseño conservador permiten la operación en rango completo a 45°C. No necesita reducir la potencia normal.

Mayor potencia

Rangos de 60A a 48VCC que permiten manejar conjuntos de hasta 4KW.

Capacidad de comunicaciones

La interfaz RS-232 2 para conexión con computadoras personales permite ajustes según la necesidad del cliente, adquisición de datos, monitoreo y control remotos.

Totalmente ajustable

Los interruptores tipo DIP 3 permiten que el usuario opte entre 7 diferentes configuraciones digitales preestablecidas y entre ajustes específicos de su aplicación a través de RS-232.

Amplias protecciones electrónicas

Totalmente protegido contra polaridad invertida, cortocircuitos, exceso de corriente, alta temperatura y exceso de voltaje.

Interfaz mecánica simple

Terminales de potencia 4 y tapones pasacables 5 más grandes. Espacio adicional para vueltas de cable. Calza en paneles de potencia.

Mejor carga de batería

La conexión de los cables de sensado de batería 6 y los sensores de temperatura remotos opcionales 7 mejorarán la precisión del control. El algoritmo de PWM serie de tensión constante incrementa la capacidad y la vida útil de la batería.

Mayor información

3 LED 8 para dar indicación del estado, las anomalías y las alarmas. El medidor opcional 9 muestra amplia información del sistema y del controlador, con capacidades automáticas de autoverificación y reinicio. Conexión del medidor a través de conector telefónico RJ-11 10.

Fácil de reiniciar

El pulsador 11 permite el reinicio manual y el arranque / parada de la ecualización de la batería o la desconexión de la carga.

Bajo ruido para telecomunicaciones

El ajuste de los interruptores tipo DIP cambiará el modo de carga de la batería de PWM a "encendido-apagado".

CONTROL DE CARGA



- Diseño PWM (Modulación por ancho de pulso) en serie, de voltaje constante para suministrar una carga de batería altamente eficiente
- Cuatro etapas de carga para incrementar la capacidad y vida útil de la batería: carga masiva, PWM regulación, flotante y de equalización.
- En paralelo para conjuntos solares más grandes de hasta 300 A, o más

CONTROL DE CARGA



- Permite arrancar grandes cargas incluyendo motores y bombas sin daños para el controlador
- Permite picos de corriente de arranque de hasta 300 A.
- Protección contra cortocircuitos y sobrecarga con reconexión automática
- El LVD está compensado por corriente y tiene una demora para evitar falsas desconexiones.

CONTROL DE DERIVACIÓN



- Puede ser usado para carga solar, eólica o hidroeléctrica
- Para proteger contra sobrecarga de la batería, el exceso de energía es derivado de la batería primaria a una batería secundaria o a una carga resistiva alternativa de CC
- PWM reduce la potencia hacia la carga de derivación durante las condiciones de exceso de corriente

Especificaciones eléctricas

- Corriente nominal solar en carga o en derivación:

TriStar-45	45A
TriStar-60	60A
- Voltaje del sistema: 12-48V
- Precisión:

12/24V:	±0.1%	±50mV
48V:	±0.1%	±100mV
- Voltaje mínimo para operar: 9V
- Máximo voltaje solar (Voc): 125V
- Consumo propio:

Controlador	<20mA
Medidor	7.5mA

Especificaciones ambientales

- Temperatura del ambiente de operación:

Controlador	-40°C a +45°C
Medidor	-40°C a +60°C
- Temperatura de almacenamiento: -55°C a +85°C
- Humedad: 100% (sin condensación)
- Tropicalización: Cobertura conforme en ambos lados de todas las placas de circuito impreso

Protecciones electrónicas

- Protección contra polaridad invertida (cualquier combinación)
- Protección ante cortocircuitos
- Protección contra excesos de corriente
- Protección contra rayos y picos de tensión, usando supresores de transitorios de voltaje de 4500 W
- Protección contra alta temperatura a través de una reducción automática de corriente o apagado completo
- Previene corrientes en reversa desde la batería por la noche.

Especificaciones mecánicas

- Dimensiones:

Altura:	26.0cm/10.3 pulgadas
Ancho:	12.7cm/5.0 pulgadas
Profundidad:	7.1cm/2.8 pulgadas
- Peso: 1.6 kg /3.5 lb
- Cable más grande: 35mm²/2 AWG
- Pasacables: Excéntrico 2.5/3.2cm (1.0/1.25 pulgadas)
- Encapsulado: Tipo 1, calificado para interiores

Opciones del TriStar:

- **Medidor del TriStar** — Visor de 2 x 16 montado al controlador que proporciona información del sistema y el controlador, adquisición de datos, gráficos de barras y elección de 5 idiomas

13.8V	20e	12.38	V	24.4V	3339	790
1234	100	95.000000	A	12.3V	11.1	800

- **Medidor remoto del TriStar** — Incluye 30 metros de cable para el montaje del medidor a distancia del controlador
- **Sensor remoto de temperatura** — Proporciona una carga compensada en temperatura mediante la medición de la temperatura en la batería (cable de 10 metros)

Certificaciones

- Cumple con CE
- Listado en UL (UL 1741)
- cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95)
- Cumple con el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos
- Manufacturado en un establecimiento certificado según ISO 9001



GARANTÍA: Período de garantía de cinco años. Consulte con Morningstar o su distribuidor autorizado para información completa sobre las condiciones.

DISTRIBUIDOR AUTORIZADO DE MORNINGSTAR:

MORNINGSTAR
corporation

1098 Washington Crossing Road
Washington Crossing, PA 18977 USA
Tel: 215-321-4457 Fax: 215-321-4458
E-mail: info@morningstarcorp.com
Website: www.morningstarcorp.com

Características Inversor Zonhan

Model : TW-1500		TW-1500-12V	TW-1500-24V	TW-1500-48V
SALIDA AC:	Potencia continua:	1500W		
	Potencia Pico:	3000W		
		120% < carga		
		150% < carga		
	Tipo de onda	Sinoidal Pura (THD < 3%)		
	Frecuencia de salida	50Hz±0.1% or 60Hz±0.1% (Opcional)		
Voltaje de salida AC	100~120VAC / 200~240VAC (Opcional)			
DC Input	Voltajes DC de entrada	12V DC	24V DC	48V DC
	Rango de voltaje DC	10.8V-15.5V	21.6V-31V	43.2V-62V
	Alarma de batería baja	10.8V±0.2V	21.6V±0.4V	43.2V±0.8V
	Desconexión de batería baja	10.2V±0.2V	20.4V±0.4V	40.8V±0.8V
	Desconexión por voltaje alta	15.5V±0.2V	31V±0.4V	62V±0.8V
Eficiencia máxima		90% (a toda carga) / 95% (1/3 carga)		
Autoconsumo		<0.8A	<0.4A	<0.2A
Protección	Termico	Apagado automático con Temperatura >75℃		
	Contra corto circuito	Polaridad Externa a través de fusible		
	Ventilador enfriamiento	A partir de temperatura ≥45℃		
Environmental	Temperatura de operación	-10℃ ~ +50℃		
	Humedad	20% ~ 90% RH		
	Bodegaje	-30℃ ~ +70℃		
Indicadores, LED		Inversor, Falla		
Físico	Dimensiones (mm)	315*195*135mm		6pcs /Carton
	Peso (kg)	2.6 kg		
	Dimensiones Carton(mm)	420*340*460 mm		
	Peso Carton (kg)	16 kg		



**The Leading Supplier Of
Wind Turbine,
Hydro turbine,
Solar Electric System**

Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica

Periodo: Enero – Diciembre 2021

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



PERIODO: ENERO - DICIEMBRE *

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

AMBATO - AZOGUES - CNEL BOLÍVAR - CENTROSUR - COTOPAXI - NORTE - RIOBAMBA - SUR

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

ENERO - DICIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
CATEGORIA		RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE		BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
1-50		0,091	1,414	
51-100		0,093		
101-150		0,095		
151-200		0,097		
201-250		0,099		
251-300		0,101		
301-350		0,103		
351-500		0,105		
501-700		0,1285		
701-1000		0,1450		
1001-1500		0,1709		
1501-2500		0,2752		
2501-3500		0,4360		
Superior		0,6812		
		RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,1285		
CATEGORIA		GENERAL		
NIVEL VOLTAJE		BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
		COMERCIAL		
1-300		0,092	1,414	
Superior		0,103		
		E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
1-300		0,082		
Superior		0,093		
		BOMBEO AGUA		
1-300		0,072		
Superior		0,083		
		BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
1-300		0,058		
Superior		0,066		
		INDUSTRIAL ARTESANAL		
1-300		0,073		
Superior		0,089		
		ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
1 - 100		0,034		
101-200		0,036		
201-300		0,038		
Superior		0,063		
NIVEL VOLTAJE		BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		
		COMERCIALES		
		4,790	0,090	
		INDUSTRIALES		
		4,790	0,090	
		ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
		4,790	0,090	
		BOMBEO AGUA		
		4,790	0,070	

Evaluación de Expertos



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

ANEXO 1: INFORME DE VERIFICADORES DEL TEMA DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.

1. DATOS DEL VERIFICADOR:

Msc. Diego Aníbal Arias Cazco.

1.1 Profesión: Ingeniero Electromecánico, Msc.

Grado Académico: Magister en Ciencias de la Ingeniería Mención Eléctrica

2. DATOS DEL POSGRADUADO

Guerra Palma Hjalmar Germánico.

3.1 Profesión: Ingeniero Electrónica en Control y Redes Industriales.

Programa: Maestría en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

4. EL TEMA DE ESTUDIO:

Optimización De Despacho Para La Gestión De Una Micro Red Aislada En El Sector De Salache.

5. LA SÍNTESIS DE LA SITUACIÓN PROBLÉMICA:

La micro red no posee un modelo de optimización, por lo que no consigue abastecer la demanda actual de las cargas, no se aprovecha la máxima potencia de los paneles solares, no se tiene un correcto almacenamiento de energía que permita alargar la vida útil de las baterías. Y finalmente, no se gestiona de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico de la micro red, para que el costo de la energía eléctrica sea lo más bajo posible cuando se requiera conectar a la red convencional.

6. LA FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN:

Debido a la falta de un modelo de optimización en la micro red se incrementa el costo de la energía eléctrica y el desabastecimiento de electricidad en el Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi.



7. EL OBJETO DE ESTUDIO DE LA INVESTIGACIÓN:

Micro Red Aislada

Y CAMPO DE LA INVESTIGACIÓN:

Laboratorio e Invernadero de Granos Andinos de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

8. EL OBJETIVO GENERAL:

Analizar la propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red que posee el Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi mediante un modelo matemático y un algoritmo de control.

9. LA JUSTIFICACIÓN:

La presente investigación se realizó debido a que actualmente la micro red del Campus Salache de la Universidad Técnica de Cotopaxi, no se encuentra optimizada y el suministro de energía no logra suplir completamente la demanda del Invernadero de Granos Andinos y Laboratorio, por lo cual, se interconecta a la red eléctrica convencional. En este último año se han tenido muchos problemas, por esta razón se planteó una propuesta de optimización para lograr una gestión óptima de energía en la micro red mediante un modelo matemático y un algoritmo de control MPPT, ayudando a optimizar y a suministrar de forma adecuada la energía renovable generada por el sistema fotovoltaico, para abastecer la demanda eléctrica a un menor costo de operación. Para lo cual se diseñó dentro del software de simulación Matlab/Simulink un algoritmo de control MPPT para optimizar el seguimiento del máximo punto de transferencia de potencia de los paneles solares hacia el banco de baterías. Finalmente, para la optimización se utilizó el programa Fico Xpress Optimizer, que permitió resolver el modelo matemático planteado mediante programación lineal para gestionar de forma adecuada la generación del sistema fotovoltaico, carga y descarga de las baterías y la red de energía eléctrica. Obtenido los resultados para la configuración adecuada de la micro red.



10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] L. Moretti, E. Martelli, and G. Manzolini, "An efficient robust optimization model for the unit commitment and dispatch of multi-energy systems and microgrids," *Appl. Energy*, vol. 261, no. May 2019, p. 113859, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113859.
- [2] S. E. Ahmadi and N. Rezaei, "A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. December 2019, p. 105760, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105760.
- [3] F. I. Ávila Swinburn, "Diseño de un sistema de gestión de demanda para micro-redes," Universidad de Chile, 2013.
- [4] A. Camilo, I. Urqueta, L. Revisores, and J. P. Torres, "Control de voltaje y optimización de costos de una micro-red de corriente continua," Universidad Técnica Federico Santa María, 2018.
- [5] C. E. Sandoval-Ruiz, "Arreglo Inteligente de Concentración Solar FV para MPPT usando Tecnología FPGA," *Rev. Tec. La Fac. Ing. Univ. Del Zulia*, vol. 43, no. 3, pp. 122–133, 2020, doi: 10.22209/rt.v43n3a02.
- [6] R. S. Bansode et al., "Estrategia de control para los convertidores de potencia asociados a la microrred eléctrica con el fin de optimizar la energía generada por las fuentes renovables.," Instituto Tecnológico Metropolitano, 2018.
- [7] G. Rhys and L. Araya, "Optimización De La Capacidad Instalada Y Operación De Un Sistema De Riego Híbrido Fotovoltaico Con Almacenamiento Hídrico Memoria Para Optar Al Título De Ingeniero Civil Eléctrico Nicolás Gabriel Núñez Arriagada," Universidad de Chile, 2018.



- [8] J. Núñez and J. Lozano, "Control de flujo de energía en una micro-red eléctrica basada en energías renovables," *Jóvenes en la Cienc.*, vol. 2, no. 1, pp. 1240–1244, 2016.
- [9] F. I. Ávila Swinburn, "Diseño de un sistema de gestión de demanda para micro-redes," Universidad de Chile, 2013.
- [10] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable," *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015, doi: 10.1016/j.riai.2015.03.001.
- [11] I. Campelo Ramos, "Caracterización de la generación fotovoltaica y el consumo de un edificio de uso industrial," Universidad Carlos II Madrid, 2013.
- [12] A. J. CHAPOÑAN CUZO, "Dimensionamiento De Un Sistema De Generación Fotovoltaico Aislado Para Suministrar Energía Eléctrica a La Localidad De Cruz De Pañala-Morrope-Lambayeque," Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2018.
- [13] C. D. E. Inscrção, "Metodología de Optimización para Micro redes eléctricas en zonas no Interconectadas," Universidad Autónoma del Occidente, 2018.
- [14] A. David and G. Quintana, "Título : Control Inteligente del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red," Universidad Central Marta Abreu de las Villas, 2019.
- [15] P. Acad, D. A. Ota, L. Asesor, N. Yamileth, M. Brizuela, and R. Magdaleno, "Diseño e Implementación de un control MPPT para un convertidor Boost con aplicaciones en sistemas Fotovoltaicos," Universidad Politécnica de Sinaloa, 2016.
- [16] A. Gide, "Diseño de un Controlador para el seguimiento del punto Máximo de Potencia (MPPT) de paneles Solares," Universidad Santo Tomás, 2019.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

- [17] P. Vázquez Zamudio, “Optimización del Despacho Económico de una microrred,” Universidad Loyola Andalucía, 2020.
- [18] G. A. M. Tapia, “Óptimo control terciario para sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías acoplados a micro-redes en dc usando programación lineal entera mixta,” Universidad Politécnica Nacional, 2021.
- [19] D. G. Manuel R. Muñoz, “Problema de optimización mediante software,” Universidad de Sevilla, 2020.
- [20] A. F. Rueda. Cervantes, “Repotenciación y Automatización del Sistema De Generación Fotovoltaico Para el Laboratorio e Invernadero De Granos Andinos en el Campus Salache,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2020.
- [21] M. A. G. E. E. Granda-Gutiérrez^{1,*}, O. A. Orta², J.C. Díaz-Guillén¹, M. A. Jimenez¹, M. Osorio¹, “Modelado y simulación de celdas y paneles solares,” no. September 2014, 2013, doi: 10.13140/2.1.4192.8968.
- [22] J. A. Ravelo et al., “Control de convertidor DC / DC para carga de Batería en Sistemas Fotovoltaicos de Potencia.”
- [23] Nasir, S. Iqbal and H. A. Khan, “Optimal Planning and Design of Low-Voltage Low-Power Solar DC Microgrids”, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 2919-2928, May 2018. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2757150.

Fecha de elaboración: 29 Agosto 2021

Firma del verificador:

DIEGO
ANIBAL
ARIAS CAZCO
Firmado digitalmente
por DIEGO ANIBAL
ARIAS CAZCO
Fecha: 2021.08.29
21:41:43 -05'00'

Msc. Diego Anibal Arias Cazco.

www.utc.edu.ec

Ax. Simón Rodríguez s/n Barrio El Eido /San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

DIRECCIÓN DE POSGRADO

ANEXO 2:

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DEL VERIFICADOR

En mi calidad de verificador del tema del proyecto de investigación y desarrollo titulado “OPTIMIZACIÓN DE DESPACHO PARA LA GESTIÓN DE UNA MICRO RED AISLADA EN EL SECTOR DE SALACHE” del o la posgraduado(a):

APELLIDOS: Guerra Palma.
Orbea Hinojosa.

NOMBRES: Hjalmar Germánico.
Mirian del Carmen.

PROGRAMA: Maestría en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO:

Que: analizado el tema del proyecto de investigación y desarrollo, presentado como requisito previo a la aprobación y desarrollo del trabajo de titulación para optar por el grado de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Revisado por: Msc. Diego Anibal Arias Cazco.
Cédula de ciudadanía N°. 0602899130
Profesión: Ingeniero Electromecánico.
Posgrado: Magister en Ciencias de la Ingeniería Mención Eléctrica

Sugiero su aprobación y permita continuar con el diseño del proyecto de investigación y desarrollo.

Latacunga, Agosto, 18, 2021.

Firma

**DIEGO
ANIBAL ARIAS
CAZCO**

Firmado digitalmente
por DIEGO ANIBAL
ARIAS CAZCO
Fecha: 2021.08.29
21:43:13 -05'00'

Msc. Diego Anibal Arias Cazco

www.utc.edu.ec

Av. Simón Rodríguez s/n Barrio El Ejido / San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

Regulación Nro. ARCONEL – 003/18

Resolución Nro. ARCONEL-042/18

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



Resolución Nro. ARCONEL-042/18

REGULACIÓN Nro. ARCONEL – 003/18

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN
Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL

Considerando:

Que, el artículo 15 de la Constitución de la República preceptúa:

"Art. 15.- El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua";

Que, en los considerandos de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se establece como prioritario la modernización de las redes eléctricas, tomando en cuenta aspectos regulatorios, redes de transporte y distribución de energía, redes de comunicación, generación distribuida, almacenamiento de energía, medición inteligente, control distribuido, gestión activa de la demanda y oportunidades de brindar nuevos productos y servicios;

Que, el artículo 5, numeral 3 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica determina:

"3. Utilizar de forma eficiente la energía eléctrica";

Que, el artículo 26 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala:

"Art. 26.- Energías renovables no convencionales.- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía";

Que, los artículos 74 y 75 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establecen que las políticas y normas para la eficiencia energética adoptadas por parte del Ministerio Rector deben promover valores y conductas orientados al empleo racional de los recursos energéticos, priorizando el uso de energías renovables;

Que, el artículo 3, numerales 1, 2, 4 y 5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas disponen:



Sesión de Directorio de 22 de octubre de 2018
Página 1 de 41



"Art. 3.- **PRINCIPIOS.-** Las empresas públicas se rigen por los siguientes principios:

1. Contribuir en forma sostenida al desarrollo humano y buen vivir de la población ecuatoriana;
2. Promover el desarrollo sustentable, integral, descentralizado y desconcentrado del Estado, y de las actividades económicas asumidas por éste.
- ...4. Propiciar la obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, universalidad, accesibilidad, regularidad, calidad, continuidad, seguridad, precios equitativos y responsabilidad en la prestación de los servicios públicos;
5. Precautelar que los costos socio-ambientales se integren a los costos de producción,...";

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 351 de 29 de diciembre de 2010, en el libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, los artículos 233, 234 y 235 establecen disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la Disposición Reformatoria Cuarta se determina que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general;

Que, las políticas del Ministerio Rector establecen que la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es necesario construir una matriz diversificada de generación eléctrica, con participación de energías limpias y renovables, orientada hacia una disminución del uso de combustibles contaminantes fósiles utilizados para la generación térmica; y,

En ejercicio de sus atribuciones y deberes, por unanimidad,

Resuelve:

Emitir la presente Regulación denominada «**Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica**». ¹

1 OBJETIVO

¹ Nombre de la Regulación modificado, mediante Resolución Nro. ARCONEL - 057/18, en sesión de Directorio de 28 de diciembre de 2018.





Establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica - μ SFV- hasta 100kW de capacidad nominal instalada, ubicados en techos, superficies de viviendas o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje.

2 ALCANCE

Esta regulación es aplicable a las empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica μ SFV con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en medio y/o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red, cuya producción sea autoconsumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan.

Esta regulación determina:

- Las condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 100 kW de capacidad nominal instalada;
- Los requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de instalación y operación del μ SFV;
- Las condiciones para la medición;
- La operación en sincronismo con la red de distribución; y;
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución.

3 DEFINICIONES

Área de servicio: Es el área geográfica definida en el Título Habilitante de la empresa eléctrica, en la cual ésta prestará el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

Capacidad Nominal Instalada para Sistemas Fotovoltaicos: Potencia nominal especificada para los inversores, en el lado de corriente alterna

Contrato de suministro: Acuerdo suscrito entre el consumidor y la empresa eléctrica de distribución en el cual se estipulan los derechos y obligaciones de las partes; y, las demás relaciones técnicas legales y comerciales que se deriven de la prestación del servicio eléctrico al consumidor. Para efectos de aplicación de la presente Regulación, el contrato de suministro normado en la regulación correspondiente, la empresa distribuidora deberá ajustarse para incluir a los usuarios con sistemas fotovoltaicos de baja capacidad.

Consumidor con sistema de microgeneración fotovoltaica - μ SFV: Persona natural o jurídica usuaria regulada de una empresa distribuidora y propietaria de las instalaciones fotovoltaicas. Es el responsable técnico de la energía producida el sistema fotovoltaico de baja capacidad y consumida en la instalación donde está ubicado.





Factibilidad de conexión: Documento mediante el cual la empresa distribuidora otorga un punto de conexión a sus redes a un solicitante del servicio eléctrico, previo a un procedimiento que permita evaluar e identificar modificaciones en la red de distribución.

Punto de conexión: Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad del consumidor con μ SFV y las redes de la empresa distribuidora, la cual separa las responsabilidades en cuanto a la propiedad, la operación y el mantenimiento de los activos.

Punto de medición: es el lugar físico de la red donde se conectan los equipos de medición.

Sistema de medición: Son los componentes necesarios para la medición o registro de energía activa, energía reactiva, demandas máximas y otros parámetros relacionados. Incluyen los equipos de medición (medidores), los transformadores de medición (cuando apliquen), los cables de conexión, los accesorios de sujeción y protección física de los medidores y de los transformadores.

Sistema de microgeneración fotovoltaica μ SFV: Conjunto de equipos, compuesto generalmente por paneles fotovoltaicos, inversores, reguladores de carga y con o sin baterías o sistemas acumuladores, que permiten la captación de la energía solar para su conversión en energía eléctrica. Para efectos de aplicación de esta regulación, se determina que los sistemas fotovoltaicos de baja capacidad podrán tener una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW y podrán trabajar en sincronismo con la red de distribución.