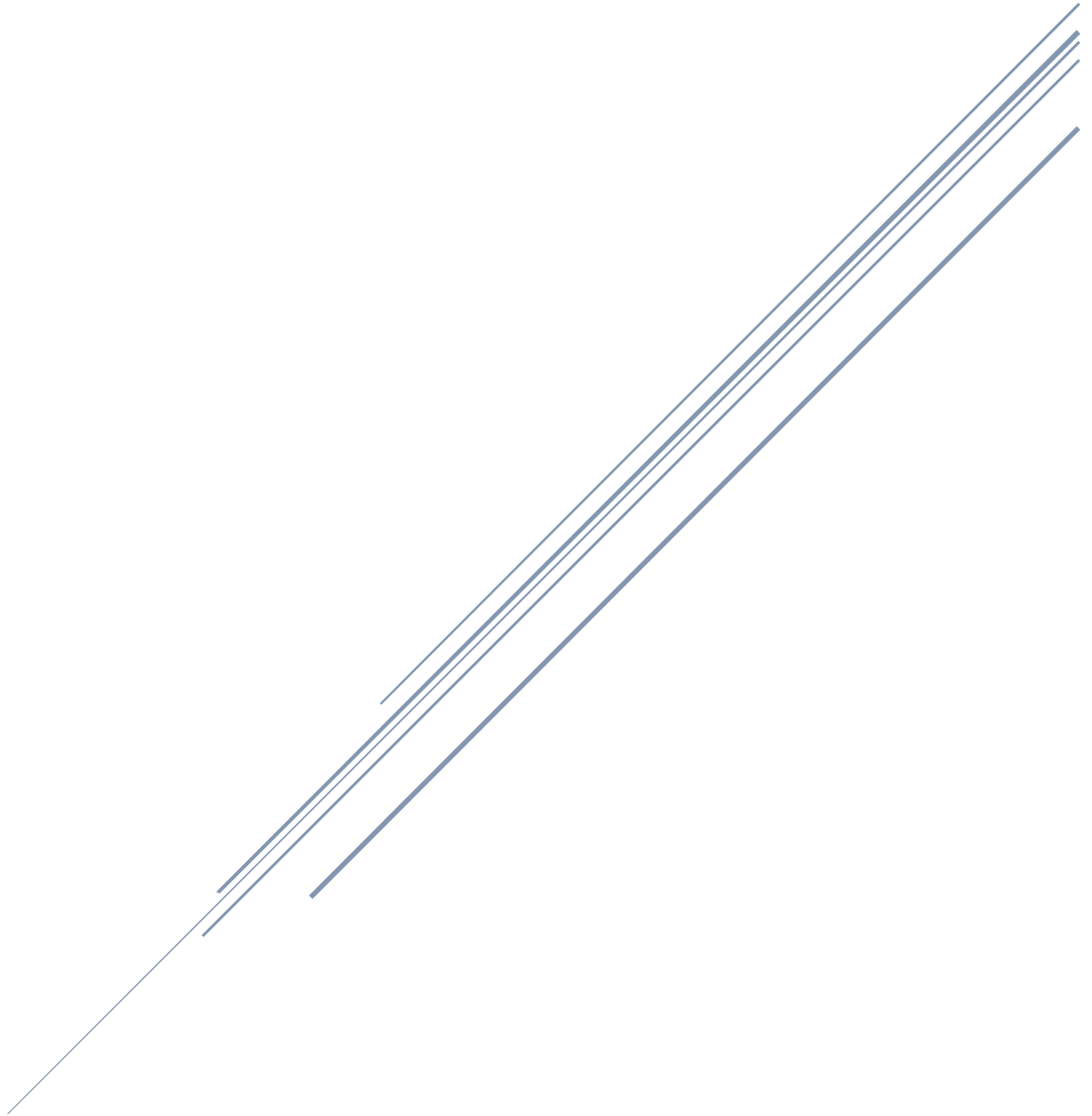


**DISEÑO ÓPTIMO DE TOPOLOGÍAS EN MICRORREDES
ELÉCTRICAS BAJO CONSIDERACIONES DE EFICIENCIA Y
ACOPLE SECTORIAL**



**Universidad Santo Tomás Facultad de Ingeniería Electrónica Bogotá,
Colombia2024**



DISEÑO ÓPTIMO DE TOPOLOGÍAS EN MICRORREDES ELÉCTRICAS BAJO CONSIDERACIONES DE EFICIENCIA Y ACOPLE SECTORIAL

Nicolás Lozano Moya

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero Electrónico

Director:

Ing. José Luis Paternina Duran, PhD. (c)

Grupo de Investigación (MEM)
Línea de Investigación: Sistemas de Energía Eléctrica
Universidad Santo Tomás
Facultad de Ingeniería Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

Autoridades de la universidad

RECTOR GENERAL

Fray Álvaro José Arango Restrepo, O.P.

VICERRECTOR ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO GENERAL

Fray Hernán Yesid Rivera Roberto, O.P.

VICERRECTOR ACADÉMICO GENERAL

Fray Mauricio Antonio Cortés Gallego, O.P.

SECRETARIO GENERAL

Abog. Ingrid Lorena Campos Vargas

DECANO DIVISIÓN DE INGENIERÍAS

Fray Javier Antonio Hincapié Ardila, O.P.

SECRETARIA DE DIVISIÓN

Econ. Luz Patricia Rocha Caicedo.

DECANO FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

Ing. Carlos Andrés Torres Pinzón

Nota de aceptación

Firma del tutor

Firma del jurado

Firma del jurado

BOGOTÁ D.C. _____ DE 2024

ADVERTENCIA

La Universidad Santo Tomás no se hace responsable de las opiniones y conceptos expresados en el trabajo de grado, solo velará porque no se publique nada contrario al dogma ni a la moral católica y porque el trabajo no tenga ataques personales y únicamente se vea el anhelo de buscar la verdad científica.

Capítulo III –Art. 46 del Reglamento de la Universidad Santo Tomás.

Dedicatoria

Quiero dedicar este proyecto a mi familia por su apoyo incondicional y por siempre estar presentes para ofrecerme aliento y motivación. Su confianza y comprensión fueron un pilar fundamental durante todo este proceso.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento al ingeniero José Luis Paternina por su invaluable guía y apoyo durante el desarrollo de este proyecto. Su experticia y paciencia fueron fundamentales para la culminación exitosa de este trabajo.

Asimismo, extendiendo mi profunda gratitud a todos los profesores de la Facultad de Electrónica y Civil que me brindaron su ayuda y apoyo en el momento que fue necesario. Sus conocimientos y consejos fueron esenciales para superar los desafíos que se presentaron durante el proceso de investigación.

De igual manera, quiero agradecer a mis compañeros por su colaboración y apoyo en momentos clave del desarrollo de este proyecto. Sus aportes creativos fueron de gran ayuda para superar algunos inconvenientes y enriquecer el contenido de los capítulos.

Contenido

Resumen	1
Abstract.....	2
Lista de Figuras	3
Lista de Gráficas	3
Lista de Tablas	7
Introducción.....	9
1.1. Planteamiento del Problema	9
1.2. Objetivos.....	12
1.2.1. Objetivo General.....	12
1.2.2. Objetivos Específicos	12
1.3. Justificación.....	13
1.4. Impacto Social.....	14
2. Estado del Arte.....	15
2.1. Programación lineal de enteros mixtos (MILP) aplicado a microrredes eléctricas.....	15
2.2. Topología en microrredes eléctricas AC, DC, Híbridas	16
2.3. Los recursos energéticos distribuidos considerados en los problemas de optimización.....	18
3. Marco Teórico	20
3.1. Sistemas Fotovoltaicos	20
3.2. Sistema Fotovoltaico Aislado	20
3.3. Sistema Fotovoltaico Interconectado	21
3.4. Microred Eléctrica	22
3.5. Microrredes tipo DC	22
3.6. Microrredes tipo AC	22
3.7. Programación Lineal por Enteros Mixtos (MILP)	23
3.8. Ecuaciones para modelación PV.....	23
3.9. Inercia térmica	25

4. Diseño Metodológico.....	26
4.1. Modelización de los recursos energéticos distribuidos	26
4.2. Diseño del problema de optimización basado en programación lineal de enteros mixtos	27
4.3. Comparación de los efectos que tiene el tipo de carga y el modo de operación en la selección de la topología	27
5. Desarrollo Conceptual	28
5.1. Modos de operación microrred	28
5.2. Microrredes eléctricas con mayoría de carga AC.....	29
5.2.1. Topología AC barraje 120V	29
5.2.2. Topología AC barraje 220V	30
5.2.3. Topología DC barraje 48V	31
5.2.4. Topología DC barraje 12V	33
5.3. Microrredes eléctricas mayoría de carga DC	34
5.3.1. Topología AC barraje 120V	35
5.3.2. Topología AC barraje 220V	36
5.3.3. Topología DC barraje 48V	37
5.3.3.1. Topología DC barraje 12V	37
5.4. Modelado.....	38
5.4.1. Modelo de cargas.....	41
5.4.2. Modelo panel solar	51
5.4.3. Modelo acople sectorial como alternativa de almacenamiento de energía	57
5.5. Diseño Problema de optimización.....	74
6. Resultados.....	78
6.1 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC	78
6.2 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC	84
6.3 Topología óptima de microrred para una operación aislada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC.....	89

6.4	Topología óptima de microrred para una operación aislada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC	94
6.5	Topología óptima de microrred para una operación interconectada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC	99
6.6	Topología óptima de microrred para una operación interconectada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC	105
6.7	Topología óptima de microrred para una operación aislada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC	109
6.8	Topología óptima de microrred para una operación aislada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC	114
7.	Conclusiones.....	120
8.	Referencias Bibliográficas	122

Resumen

En este proyecto de investigación se aborda la optimización de microrredes eléctricas multimodales, considerando su topología, modo de operación, elementos de acople sectorial y tipo de carga. El objetivo es determinar la topología óptima que minimice los costos de la microrred.

Para ello, se empleó la metodología de caso de estudio, desarrollando modelos de consumo de cargas, recursos energéticos distribuidos (DER) y elementos de acople sectorial teniendo en cuenta el día típico del año. Se diseñaron diversas microrredes eléctricas con diferentes topologías, voltajes de barraje y tipos de carga, considerando los convertidores necesarios y su eficiencia.

Con base en la información obtenida de los modelos, se planteó un problema de optimización lineal por enteros mixtos (MILP) para minimizar los costos. Este tipo de modelo es adecuado para problemas lineales que incluyen variables binarias y continuas.

Los resultados demuestran que la microrred de topología AC en modo de operación aislado genera el menor costo, utilizando principalmente carga AC. Esto se debe a que la topología AC requiere menos convertidores, los cuales tienen un costo individual más elevado.

Finalmente, se puede decir, este proyecto proporciona una microrred eléctrica multimodal, optima considerando diversos factores que influyen en su costo. La topología AC en modo de operación aislado con carga AC mayoritaria se presenta como la opción más económica para el caso de estudio analizado.

Abstract

This research project addresses the optimization of multimodal electrical microgrids, considering their topology, operation mode, sector coupling elements, and load type. The objective is to determine the optimal topology that minimizes microgrid costs.

To achieve this, a case study methodology was employed, developing load consumption models, distributed energy resources (DER), and sector coupling elements for each typical day of the year. Various electrical microgrids were designed with different topologies, bus voltages, and load types, considering the necessary converters and their efficiency.

Based on the information obtained from the models, a mixed integer linear programming (MILP) optimization problem was proposed to minimize costs. This type of model is suitable for linear problems that include binary and continuous variables.

The results demonstrate that the AC topology microgrid in isolated operation mode generates the lowest cost, primarily using AC load. This is because the AC topology requires fewer converters, which have a higher individual cost.

In summary, this project provides an optimal multimodal electrical microgrid considering various factors that influence its cost. AC topology in isolated operation mode with majority AC load is presented as the most economical option for the analyzed case study.

Lista de Figuras

Figura 1: Sistema fotovoltaico aislado.	21
Figura 2: Sistema Fotovoltaico Interconectado a la red	22
Figura 3: Metodología de investigación.....	26
Figura 4: Diagrama Sistema 120V AC.....	30
Figura 5: Diagrama Sistema 220V AC.....	31
Figura 6: Diagrama Sistema 48V DC.	33
Figura 7: Diagrama Sistema 12V DC.	34
Figura 8: Diagrama Sistema 120V AC.....	35
Figura 9: Diagrama Sistema 220V AC.....	36
Figura 10: Diagrama Sistema 48V DC.....	37
Figura 11: Diagrama Sistema 12V DC.....	38
Figura 12: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales de 28.38°C.	57
Figura 13: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales con aire acondicionado encendido.....	58
Figura 14: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales después de apagar el aire acondicionado.....	59
Figura 15: Modelo caja negra sistema de refrigeración.....	60

Lista de Gráficas

Gráfica 1: Distribución probabilística de la temperatura a la hora cero en invierno....	39
Gráfica 2: Distribución probabilística de la irradiancia a la hora seis en invierno.....	40
Gráfica 3 :Consumo de TV A día labora, B día NO laboral.....	42
Gráfica 4 : Consumo de lavadora A día laboral, B día NO laboral.....	42
Gráfica 5: Consumo de nevera A día laboral, B día NO laboral.....	43
Gráfica 6: Consumo de luminaria A día laboral, B día NO laboral	43
Gráfica 7: Consumo aire acondicionado día laboral de invierno.....	44
Gráfica 8: Consumo aire acondicionado día NO laboral de invierno	45
Gráfica 9: Consumo aire acondicionado día laboral de verano	45
Gráfica 10: Consumo aire acondicionado día NO laboral de verano	46
Gráfica 11:Consumo aire acondicionado DC día laboral de invierno.....	46
Gráfica 12: Consumo aire acondicionado DC día no laboral de invierno	47
Gráfica 13: Consumo aire acondicionado DC día laboral de verano	47
Gráfica 14: Consumo aire acondicionado DC día no laboral de verano	48
Gráfica 15: Consumo aire acondicionado AC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de invierno	63
Gráfica 16: Consumo aire acondicionado AC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de invierno.....	63
Gráfica 17: Consumo aire acondicionado AC día NO laboral encendido constante	65
Gráfica 18: Consumo aire acondicionado AC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de verano.....	66
Gráfica 19: Consumo aire acondicionado AC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de verano	66

Gráfica 20: Consumo aire acondicionado AC día NO laboral de verano encendido constante	67
Gráfica 21: Consumo aire acondicionado DC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de invierno	69
Gráfica 22: Consumo aire acondicionado DC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de invierno	69
Gráfica 23: Consumo aire acondicionado DC día NO laboral encendido constante	71
Gráfica 24: Consumo aire acondicionado DC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de verano.....	72
Gráfica 25: Consumo aire acondicionado DC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de verano	72
Gráfica 26: Consumo aire acondicionado DC día NO laboral de verano encendido constante	73
Gráfica 27: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC.....	79
Gráfica 28: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC.....	79
Gráfica 29: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga AC en el resultado óptimo.....	80
Gráfica 30: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año	81
Gráfica 31: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	81
Gráfica 32: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral invierno	82
Gráfica 33: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral verano.	82
Gráfica 34: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.....	83
Gráfica 35: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral verano.....	83
Gráfica 36: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC.	84
Gráfica 37: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC.	85
Gráfica 38: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga DC en el resultado óptimo.....	85
Gráfica 39: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año.	86
Gráfica 40: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	87
Gráfica 41: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral invierno	87
Gráfica 42: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral verano	88

Gráfica 43: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.....	88
Gráfica 44: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral verano.....	89
Gráfica 45: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC.....	90
Gráfica 46: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC.....	90
Gráfica 47: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo	91
Gráfica 48: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año	91
Gráfica 49: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	92
Gráfica 50: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día laboral invierno	92
Gráfica 51: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día laboral verano.....	93
Gráfica 52: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.....	93
Gráfica 53: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral verano.....	94
Gráfica 54: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC.....	95
Gráfica 55: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC.....	95
Gráfica 56: Costo de cada microrred aislada mayoría carga DC en el resultado óptimo	96
Gráfica 57: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año	96
Gráfica 58: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	97
Gráfica 59: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día laboral invierno.....	97
Gráfica 60: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día laboral verano.....	98
Gráfica 61: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.....	98
Gráfica 62: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral verano.....	99
Gráfica 63: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC.....	100
Gráfica 64: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC.....	101

Gráfica 65: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga AC en el resultado óptimo.....	101
Gráfica 66: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año.	102
Gráfica 67: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	102
Gráfica 68: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral invierno.	103
Gráfica 69: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral verano.	103
Gráfica 70: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.	104
Gráfica 71: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral verano.....	104
Gráfica 72: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC.	105
Gráfica 73: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC.	106
Gráfica 74: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga DC en el resultado óptimo.....	106
Gráfica 75: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año.	107
Gráfica 76: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	107
Gráfica 77: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral invierno.	108
Gráfica 78: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral verano.	108
Gráfica 79: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.....	109
Gráfica 80: Balance de potencia microrred 220V AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral verano.....	109
Gráfica 81: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC.....	110
Gráfica 82: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC.....	111
Gráfica 83: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo.	111
Gráfica 84: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año.	112
Gráfica 85: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	112
Gráfica 86: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día laboral invierno.....	113

Gráfica 87: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día laboral verano.....	113
Gráfica 88: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.....	114
Gráfica 89: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral verano.....	114
Gráfica 90: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC.....	115
Gráfica 91: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC.....	116
Gráfica 92: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo.....	116
Gráfica 93: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	117
Gráfica 94: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año.....	117
Gráfica 95: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día laboral invierno.....	118
Gráfica 96: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día laboral verano.....	118
Gráfica 97: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.....	119
Gráfica 98: Balance de potencia microrred 220V AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral verano.....	119

Lista de Tablas

Tabla 1: Días típicos temporada de invierno A, verano B en Barranquilla.....	41
Tabla 2: Sumatoria de potencias de cargas día laboral y consumo diario.....	49
Tabla 3: Sumatoria de potencias de cargas día NO laboral y consumo diario.....	50
Tabla 4: Datos para el cálculo de ecuaciones.....	51
Tabla 5: Posibilidades arreglo de paneles.....	52
Tabla 6: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en invierno a un barraje de A) 120V AC y B) 220V AC.....	53
Tabla 7: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en invierno a un barraje de A) 48V DC y B) 12V DC.....	54
Tabla 8: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en verano a un barraje de A) 120V AC y B) 220V AC.....	55
Tabla 9: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en verano a un barraje de A) 48V DC y B) 12V DC.....	56
Tabla 10: Consumo aire acondicionado AC un día laboral de invierno teniendo en cuenta uso inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV.....	62
Tabla 11: Consumo aire acondicionado AC un día de invierno NO laboral bajo un encendido constante.....	64

Tabla 12: Consumo aire acondicionado AC en un día de verano laboral teniendo en cuenta uso de la inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV.	65
Tabla 13: Consumo aire acondicionado AC un día de verano NO laboral bajo un encendido constante.	67
Tabla 14: Consumo aire acondicionado DC un día laboral de invierno teniendo en cuenta uso inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV.	68
Tabla 15: Consumo aire acondicionado DC un día de invierno NO laboral bajo un encendido constante.	70
Tabla 16: Consumo aire acondicionado DC en un día de verano laboral teniendo en cuenta uso de la inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV.	71
Tabla 17: Consumo aire acondicionado DC un día de verano NO laboral bajo un encendido constante.	73
Tabla 18: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectadas mayoría de carga AC.	78
Tabla 19: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectadas mayoría de carga DC.	84
Tabla 20: Resultados óptimos microrredes eléctricas aisladas mayoría de carga AC.	89
Tabla 21: Resultados óptimos microrredes eléctricas aisladas mayoría de carga DC.	94
Tabla 22: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectada mayoría de carga AC.	99
Tabla 23: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectada mayoría de carga DC.	105
Tabla 24: Resultados óptimos microrredes eléctricas aislada mayoría de carga AC.	110
Tabla 25: Resultados óptimos microrredes eléctricas aislada mayoría de carga DC.	115

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

Informes publicados sobre las perspectivas energéticas internacionales, anuncian un aumento en la demanda de energía eléctrica en los últimos años, trayendo como consecuencia un aumento del 77% en la producción energética a nivel mundial. Así mismo, se estima que el 80% de la generación de energía en el 2030 dependerá de los combustibles fósiles [1], representando un alto impacto para el medio ambiente (teniendo en cuenta las altas emisiones de dióxido de carbono (CO_2) que generan la utilización de estos combustibles).

Por otro lado, estudios realizados revelan que la implementación generalizada de los recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) dentro de los cuales se encuentran unidades de generación distribuida (incluidas fuentes de energía renovable) y sistemas de almacenamiento de energía, entre otros [2], podrían llegar a desempeñar un papel importante en cuanto a beneficios medioambientales [3].

De la misma manera, el desarrollo tecnológico ha permitido mejorar la eficiencia en los procesos relacionados con la producción energética. Por ejemplo, las unidades de generación tradicionales basadas en combustibles fósiles emiten una gran cantidad de calor, llegando a desaprovechar hasta dos tercios de la energía contenida en estos combustibles [3]. Es así como gran parte de las tecnologías de generación distribuida utilizadas para el sector comercial se han pensado también como fuentes de calor (además de electricidad), lo que ofrece la posibilidad de utilizarlas como sistemas de cogeneración, calor y electricidad [3]. Esto puede aumentar la eficiencia del sistema hasta en un 90% [4], siendo así ésta una de las posibles formas de utilizar los DER.

Sin embargo, a pesar de los evidentes beneficios que ofrece la implementación de los DER, estos también representan grandes retos tanto técnicos como económicos relacionados a su integración al mercado energético y/o a la red eléctrica [5].

Algunos de los retos a abordar son:

- Dificultad de control y gestión de las cargas para ingresar en el mercado energético [6].
- Intermitencia, debido a que algunas tecnologías implementadas en los DER como paneles solares o aerogeneradores dependen directamente de condiciones ambientales [5].
- Aislamiento no cooperativo: Muchas veces unidades DER tienen un funcionamiento aislado limitado a cumplir con necesidades locales sin tener en cuenta toda la red, dificultando su implementación [5].

De esta manera, un mecanismo que se ha ido desarrollando con el propósito de integrar y gestionar los diferentes DER (afrontando los retos mencionados anteriormente), son las microrredes eléctricas, pues estas pueden mejorar la fiabilidad del suministro eléctrico y se han convertido en una opción para ampliar la capacidad de la red [7]. Del mismo modo, mediante la integración de DER en microrredes, es posible generar los faltantes de energía requeridos para cubrir la creciente demanda energética y al mismo tiempo, encontrar soluciones con viabilidad económica y ambiental [7].

Sin embargo, el funcionamiento óptimo y eficiente de este mecanismo de gestión e integración requiere primero solucionar lo que se conoce como el problema de planificación de microrredes eléctricas. Para ello, es fundamental considerar parámetros como la topología, ubicación y tamaño óptimo de los diferentes recursos energéticos (incluyendo las baterías o métodos de almacenamiento energético) [8].

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y centrándose en uno de los mayores inconvenientes a la hora de planificar una microrred, estudios como [9], buscan identificar la mejor topología teniendo en cuenta la naturaleza AC, DC del alimentador principal a utilizar, ya que esto es un factor determinante en la eficiencia de la microrred y por lo tanto, en la minimización de las pérdidas. Por otro lado,

escoger una topología puede reducir costes de inversión en los convertidores y el coste de intercambio de energía a la red pública. Así mismo, continuando con los esfuerzos por mejorar la eficiencia en los sistemas energéticos, también se ha empezado a estudiar y a implementar una variante de las microrredes tradicionales (las cuales se pensaban desde un enfoque netamente eléctrico o en su defecto, eléctrico y calorífico), la cual utiliza múltiples vectores energéticos más allá de la electricidad como el calor, el gas y el hidrógeno. Esta se conoce como microrred multimodal o multi energética [10].

Las microrredes multimodales pueden representar una mejora en la eficiencia y la reducción de gases de efecto invernadero, pues además de contar con alta masificación de fuentes de energía renovable, disponen de cooperación entre diferentes sectores energéticos (conocido como acople sectorial) [11].

Con base en lo anterior, el problema de planeamiento de microrredes eléctricas se debe abordar considerando también tecnologías de acople sectorial (como las Power – To – X) [12] y así, optimizar desde una perspectiva de eficiencia y acople sectorial la topología de microrredes con integración de DER. Para esto, el presente trabajo de grado plantea la siguiente pregunta problema:

¿Cómo planear la topología óptima de microrredes eléctricas en función de la eficiencia y contemplando elementos de acople sectorial?

1.2. **Objetivos**

1.2.1. **Objetivo General**

- Definir la topología óptima de una microrred eléctrica multimodal que permita la inclusión de tecnologías de acople sectorial y consideraciones de eficiencia, mediante un caso de estudio.

1.2.2. **Objetivos Específicos**

- Emplear modelos de los recursos energéticos distribuidos bajo análisis considerando sus convertidores desde una perspectiva de eficiencia, con base en una revisión bibliográfica para incluirlos en el problema de optimización.
- Construir un problema de optimización mediante programación lineal por enteros mixtos para la selección de topología óptima en una microrred eléctrica multimodal
- Comprobar el efecto que tiene el tipo de carga (AC, DC) y modo de operación (aislado e interconectado) en la selección de topología óptima de microrredes a través de un caso de estudio.

1.3. Justificación

La creciente demanda de energía eléctrica y el bajo nivel de actualización en la infraestructura energética frente al aumento de las cargas, ha traído como consecuencia problemas en la distribución de este servicio en algunas zonas, especialmente donde todavía se continúan usando equipos obsoletos, para el nivel de exigencia que requiere la demanda [13]. Esto ha obligado al ser humano a buscar alternativas que le permitan dar solución a este problema.

Por esta razón, sistemas como las microrredes, compuestas por generadores y cargas, se ven como una alternativa, ya que son capaces de autoabastecerse y funcionar de manera independiente o en conjunto a la red de distribución [14].

Sin embargo, la planificación de las microrredes eléctricas se ve sujeta a diferentes condiciones, como su topología, teniendo en cuenta su eficiencia y el ingreso de nuevas tecnologías. Es así como en este trabajo de investigación se pretende hallar la planificación óptima de microrredes eléctricas contemplando elementos de acople sectorial. Estudios como estos son necesarios ya que permiten optimizar sistemas energéticos como las microrredes eléctricas y a su vez impulsar el uso de tecnologías Power - To - X. Elementos como estos contribuyen a disminuir la huella de carbono y mitigar el impacto ambiental generado por la producción energética [15].

Es importante tener en cuenta que el desarrollo de este proyecto de investigación se llevará a cabo utilizando software que permita realizar simulaciones de las microrredes eléctricas, para obtener datos de su comportamiento dependiendo de su topología. Así mismo, se utilizará software matemático para implementar problemas de enteros mixtos con el fin de optimizar los resultados obtenidos de la simulación, todo esto en un tiempo de 3 semestres académicos.

1.4. Impacto Social

La generación de energía eléctrica a nivel mundial depende principalmente de los combustibles fósiles, lo cual trae como consecuencia una alta producción de gases contaminantes [16] y, por lo tanto, afectan de manera directa el medio ambiente.

El cambio climático es una problemática mundial que afecta la economía y principalmente la vida de sus habitantes. El nivel del mar está subiendo y los fenómenos meteorológicos son más extremos día a día [17]. Sin embargo, la demanda energética sigue aumentando y los generadores energéticos no son lo suficientemente eficientes, además de ser altamente contaminantes [16].

Teniendo en cuenta lo anterior, organizaciones como las Naciones Unidas (ONU), crearon los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), con el fin de proteger el planeta y así garantizar que en el 2030 todas las personas puedan disfrutar de paz y prosperidad [18]. Entre esos objetivos, se tiene el número 7, el cual se centra en la accesibilidad a la energía, donde se asegura que la inversión y expansión de la infraestructura basada en energías limpias será la forma de cumplir el objetivo y a la vez ayudar al medio ambiente.

Por lo tanto, este proyecto por su naturaleza puede impactar en el desarrollo del objetivo 7 de los ODS al realizar el estudio de la mejora de la eficiencia de generación energética basada en microrredes multimodales. Así mismo, busca aportar a las líneas de investigación anexas al grupo de investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo) de la Universidad Santo Tomás.

2. Estado del Arte

A medida que la humanidad evoluciona, el uso de recursos aumenta de manera significativa. Uno de los recursos que más demanda tiene actualmente es la energía eléctrica, ya que la humanidad depende en gran medida de esta para subsistir en el día a día, sin embargo, como se menciona en [19], los sistemas eléctricos no han tenido grandes avances en la última década y con la expansión de los territorios habitados, las líneas eléctricas se están explotando de gran manera, llegando al punto de constantes caídas de voltaje, pérdidas de potencia y en general pérdidas en la fiabilidad de este recurso [20]. Por esta razón, se propone el uso de microrredes eléctricas con base en los recursos energéticos distribuidos, como un posible aporte a la solución al problema de desabastecimiento energético.

En consecuencia, es necesario realizar una búsqueda bibliográfica donde se analicen microrredes eléctricas, teniendo en cuenta su topología y donde se realicen estudios de optimización de estas y así mismo llevar a cabo una búsqueda de los DER aplicados a problemas de optimización

2.1. Programación lineal de enteros mixtos (MILP) aplicado a microrredes eléctricas

Al implementar una microrred es necesario garantizar las prestaciones suficientes de los DER que la integran, ya que un mal diseño aumentaría las pérdidas de energía, haciendo que el suministro eléctrico sea poco fiable. Por lo tanto, diferentes autores han trabajado sobre la optimización de microrredes con el fin de aprovechar al máximo las ventajas de DER de diferente tipo [7]. Lo anterior, da pie a la elaboración de trabajos sobre planificación de microrredes, donde se identifican dos problemáticas: planificación de la capacidad de los DER (ubicación y dimensionamiento de los DER) y planificación de la topología de la red de la microrred.

Para dar solución a estos problemas se han elaborado metodologías basadas en la formulación de MILP. Como en el caso de estudio realizado en [21] donde a partir de esta técnica se realizó el dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico y así mismo su sistema de almacenamiento, teniendo como objetivo minimizar el costo total asociado a la energía fotovoltaica. Igualmente, se considera la incertidumbre debido al recurso primario de la irradiancia y el comportamiento de las cargas.

Para demostrar la eficiencia del modelo MILP, se utilizaron ejemplos numéricos y análisis pragmático. Dentro de los resultados obtenidos se determinó que el tamaño del sistema solar está directamente influido por el coste de la mano de obra y el tamaño de las cargas, no como las baterías que están influidas por el tamaño de las cargas únicamente.

Por otro lado, existen otros estudios como [9] donde utilizaron el modelo MILP para dimensionar el tamaño óptimo de un banco de baterías, un sistema solar fotovoltaico, un generador de biomasa y un generador diésel integrados a cuatro microrredes diferentes (sanitaria, educativa e industrial), evaluaron rigurosamente la robustez de la configuración de los activos autosostenibles. Los resultados que obtuvieron determinaron que la configuración de los activos implementando el modelo MILP tiene mejores prestaciones técnicas que con la configuración sin el modelo, además de ofrecer una mayor disminución a la huella de carbono.

Estos casos de estudio donde se utilizó el modelo MILP sirven como referencia frente a la implementación del modelo en el presente caso de estudio, ya que pueden brindar ideas y solucionar algunas dudas en cuanto al uso de esta técnica de optimización.

2.2. Topología en microrredes eléctricas AC, DC, Híbridas

Desde la implementación de las microrredes siempre se ha buscado tener el modelo óptimo, por esto diferentes autores se han dedicado a estudiar la mejor topología a implementar en una microrred. Teniendo en cuenta que existen tres, AC, DC e

híbridas, el artículo de investigación [9] menciona que la topología tradicional de implementación en las microrredes es la AC. Sin embargo, afirma que la topología DC podría ser potencialmente más económica de implementar y más eficiente dependiendo del sector donde ésta sea implementada. Además, facilitan la integración de los DER, eliminando la necesidad de sincronizar los generadores. En la investigación de las microrredes de topología híbrida se encontró que esta topología es capaz de aprovechar las ventajas de la implementación de la topología AC como DC, eliminando el uso de múltiples convertidores, lo que lleva a un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

En el artículo [22] también se afirma que las microrredes híbridas permiten conectar diferentes cargas y DER con la mínima necesidad de conversión eléctrica, lo cual reduce costos y pérdidas energéticas.

Otro aspecto a tener en cuenta en la planeación de una microrred es el modo de operación [23], interconectado o aislado, los cuales definen las condiciones de control. El modo interconectado mantiene estable las condiciones de tensión y frecuencia. En tal caso que existan pérdidas de tensión, el sistema se mantendrá estable y empezará su funcionamiento de manera aislada. En este modo de operación el sistema continúa buscando la tensión para así posteriormente volver a sincronizarse con la red de referencia. Por otro lado, el modo de operación aislado como su nombre lo indica, funciona de manera independiente a una red de referencia. Sin embargo, es importante resaltar que este modo de operación se puede implementar siempre y cuando el sistema de generación de energía sea mayor a lo demandado por las cargas, ya que, si no se tiene en cuenta esto, tendría que implementarse un sistema de control que desconecte las cargas críticas o algunas otras cargas de la red de distribución, con el fin de garantizar el balance de potencia [23].

Con los resultados que se obtuvieron en los estudios mencionados anteriormente, se puede evidenciar un pequeño acercamiento a algunos aspectos que se van a tratar en el proyecto.

2.3. Los recursos energéticos distribuidos considerados en los problemas de optimización

Estudios como [24] afirman que los DER pueden fortalecer la red eléctrica frente eventos extremos y que la respuesta a una emergencia llegaría a ser mucho más rápida y eficiente logrando una mejor resiliencia en las redes de distribución. Es por esto que se realiza un marco metodológico para determinar la mejor ubicación y dimensionamiento óptimo de los DER.

En primera medida definieron escenarios de contingencia utilizando el método de simulación de Monte Carlo, para luego formular el problema de optimización con el cual determinarían el dimensionamiento de la ubicación óptima de los DER. Plantearon una función objetivo que ayudaría a minimizar costos de inversión y costos de operación. Del mismo modo, fue necesario que plantearan una ecuación que tuviera en cuenta las restricciones del flujo de potencia óptimo en DC (en donde se realiza una simplificación al modelo del flujo de potencia que mantiene fija la magnitud de los voltajes y las fases se aproximan bajo el criterio de pequeñas oscilaciones).

El problema de optimización fue solucionado mediante el software FICO XPRESS 8.9 el cual arrojó como resultado que la implementación de los DER permite mejorar la resiliencia del sistema de distribución enfocándose en el suministro de energía en cargas críticas (hospitales, refugios de emergencia).

Igualmente, en el caso de estudio expuesto en [25] presentan un problema de optimización donde buscan satisfacer las demandas de flexibilidad de un operador de red de distribución, teniendo en cuenta una nueva empresa llamada Smart Energy Service Provider (SESP), la cual opera en el mercado eléctrico local por medio de una alta penetración de los DER.

Esta empresa diseña el problema de optimización basado en MILP, dividiéndolo en diferentes secciones. En primera instancia, elabora la función objetivo donde se

refleja la minimización de costos para SESP, costos de carga y descarga de la unidad de baterías, entre otros costos relevantes en el problema. Del mismo modo, se tienen en cuenta los generadores fotovoltaicos. Como segunda sección se contemplan los modelos de fuentes de flexibilidad (generadores flexibles, baterías y cargas flexibles) y restricciones.

Con la función objetivo se disponen a dar solución al problema mediante MILP como se mencionó anteriormente, en donde se pudo concluir que la integración de los DER en las redes de distribución puede generar problemas técnicos que afectan la calidad de la energía y que, por esta razón, es necesario buscar nuevos conceptos para facilitar la transformación de los sistemas tradicionales de energía eléctrica a una red inteligente.

3. Marco Teórico

3.1. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico se define como una fuente de energía renovable que produce electricidad a partir de la irradiancia, donde su principal componente es el módulo fotovoltaico, el cual está compuesto por células que cuentan con la capacidad de transformar la fuente primaria de energía (sol, manifestado como radiación electromagnética) en energía eléctrica de corriente continua. Los demás componentes que conforman el sistema fotovoltaico dependen directamente del propósito que tendrá el sistema [26]. Existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos aislados e interconectados a la red, estos se diferencian principalmente por su capacidad de almacenamiento (pues los sistemas interconectados suelen omitir este tipo de tecnologías).

3.2. Sistema Fotovoltaico Aislado

Es aquel sistema que alimenta una carga sin contar con un suministro energético proveniente de la red eléctrica, por tal motivo toda la demanda energética que requiere el sistema para su funcionamiento proviene directamente del sistema fotovoltaico. Es por esa razón que es de vital importancia considerar el uso de baterías, debido a los aspectos medioambientales (nubosidad, lluvia, poca irradiación solar, funcionamiento nocturno) [27].

Los sistemas fotovoltaicos aislados generalmente se implementan con los siguientes equipos: Generadores fotovoltaicos, regulador de carga, sistema de baterías, inversor tipo offgrid y cajas combinadoras para realizar una fácil conexión [27].

En muchas ocasiones se suele combinar el uso de este tipo de sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos, con el fin de evitar costos de inversión exagerados en los sistemas basados en la tecnología renovable. Por ejemplo, en microrredes eléctricas se han utilizado generadores Diésel para disminuir costos y del mismo modo reducir el tamaño del sistema de almacenamiento a utilizar [28]



Figura 1: Sistema fotovoltaico aislado. Tomado de [<https://solarama.mx/blog/sistema-solar-aislado/>]

3.3. Sistema Fotovoltaico Interconectado

Estos sistemas alimentan una carga que también cuenta con una conexión a la red eléctrica, por lo que no requiere un sistema de almacenamiento energético. Al momento de alimentar la carga, el generador fotovoltaico brindará la energía que tenga disponible en dicho momento y, en tal caso de que el nivel energético que se está suministrado sea inferior a lo requerido por la carga, se recurrirá a la red eléctrica para así completar la energía demandada. En el caso que las condiciones medioambientales sean fructíferas y se genere mayor energía a la solicitada por la carga, estos excedentes se entregaran a la red, teniendo en cuenta la regulación vigente en el lugar de instalación [29].

Por su propia naturaleza, esta clase de sistemas son mucho más simples que los aislados, pues únicamente requieren el conjunto de paneles que trabajan como generadores y un inversor con capacidad de sincronismo para funcionar en paralelo con la red eléctrica. En ocasiones, se requiere acoplar niveles de tensión, por lo que este tipo de sistemas pueden encontrarse con transformadores para tal fin.

De esta manera, el sistema interconectado fue diseñado para servir como un mecanismo que permita conseguir un ahorro de energía ya que disminuye la demanda a la red eléctrica [30].

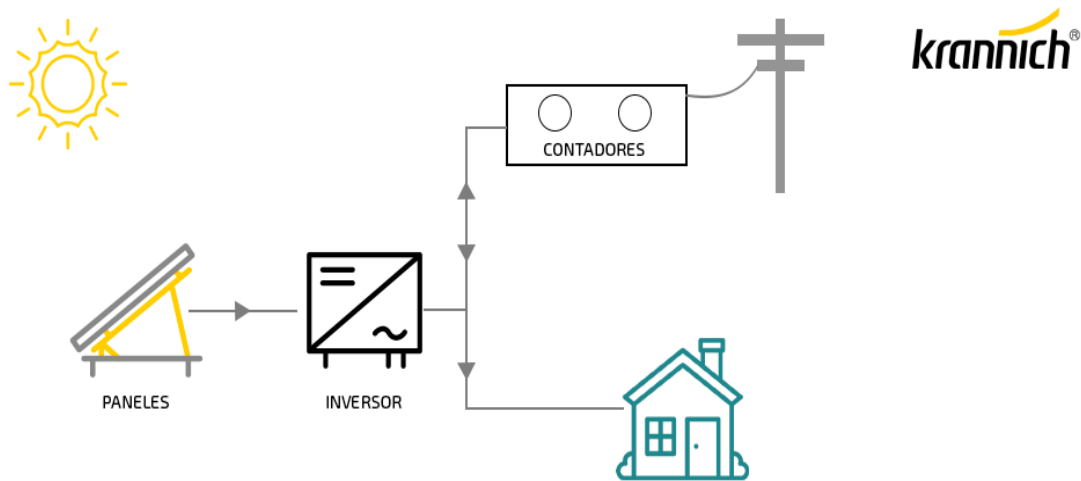


Figura 2: Sistema Fotovoltaico Interconectado a la red. Tomado de [<https://krannich-solar.com/mx-es/blog/diferentes-tipos-de-sistemas-solares-fotovoltaicos/>]

3.4. Microred Eléctrica

Las microrredes eléctricas se pueden definir como una agregación de elementos de baja o media tensión de generación y en ocasiones también almacenamiento, los cuales se encuentran agrupados en un área geográfica acotada, y a su vez pueden operar de manera conectada o aislada de la red. En cuanto a los generadores pueden comprender de diversa naturaleza, como microturbinas, motores o fuentes renovables. Las microrredes eléctricas pueden tener tres topologías AC, DC, Híbrida. [31]

3.5. Microrredes tipo DC

Las microrredes eléctricas de topología DC, conectan cargas comúnmente nativas DC y un conjunto de fuentes distribuidas que generan y distribuyen energía eléctrica en forma DC. La topología DC puede trabajar los dos modos de operación mencionados anteriormente (aislado e interconectado). [32]

3.6. Microrredes tipo AC

La topología de microrredes AC se caracteriza porque el bus de manejo es de corriente alterna, y por lo general utiliza menos convertidores para el manejo de las cargas. Al igual que la

topología DC tiene la característica de poder operar en los dos modos de operación de las microrredes eléctricas. [33]

3.7. Programación Lineal por Enteros Mixtos (MILP)

Es un tipo de problema de optimización, en el cual las variables de decisión son de dos tipos y tanto la función objetivo como las restricciones son lineales.

El enfoque MILP se utiliza para modelar una gran cantidad de problemas, como planificación de producción, asignación de recursos, optimización de tareas y programación de estas.

La estructura de los problemas tipo MILP está compuesta por 3 etapas:

- Función objetivo: Es una función lineal que se desea maximizar o minimizar.
- Restricciones: Son los límites que tiene el espacio de solución para encontrar la combinación óptima de las variables de decisión. Suelen ser relaciones de igualdad y desigualdad entre las variables de decisión.
- Variables de decisión: Son la salida del problema de optimización para garantizar la maximización o minimización de la función objetivo. [34],[35].

3.8. Ecuaciones para modelación PV

Nomenclatura

$T_{\text{máx}}$	Temperatura promedio máxima de la región
$T_{\text{mín}}$	Temperatura promedio mínima de la región
T_c	Temperatura de la celda fotovoltaica
T_x	Temperatura de interés
$NOCT$	Temperatura nominal de operación de la celda
G_x	Irradiancia de interés
ΔT	Delta temperatura
Δp	Delta potencia
ΔV	Delta tensión
ΔI	Delta corriente

PR	Pérdida de potencia por efectos de temperatura
PR _{max}	Pérdida máxima de potencia por efecto de temperatura
P _{cf}	Coeficiente de potencia del panel fotovoltaico
V _{cf}	Coeficiente de tensión del panel fotovoltaico
I _{cf}	Coeficiente de corriente del panel fotovoltaico
V _{oc}	Tensión de circuito abierto del panel
I _{sc}	Corriente corto circuito
PGFV	Potencia del generador fotovoltaico
HSS	Horas de sol estándar en la región
C	Promedio de consumo energético diario
FDI	Factor de dimensionamiento del inversor
NP	Número de celdas en paralelo
G ₁	Irradiancia a la que se somete el panel fotovoltaico
GSTD	Condiciones de prueba estándar globales (Irradiancia)
α	Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito del panel solar
β	Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto del panel solar
T ₁	Temperatura a la que se somete el panel solar
TSTD	Temperatura estándar de prueba de desempeño
V _T	voltaje térmico del diodo
m	Factor de identidad del diodo
NS	Numero de celdas en serie
K	Constante de Boltzman
P _{max}	Potencia máxima
q _e	Carga del electrón
V _{MP}	Voltaje de potencia máxima
I _{MP}	Corriente de potencia máxima
V _{PMP}	Voltaje de potencia máxima con corrección de temperatura e irradiancia
I _{PMP}	Corriente de potencia máxima con corrección de temperatura e irradiancia
P _{PMP}	Potencia máxima pico con corrección de temperatura e irradiancia

Teniendo en cuenta la metodología descrita en [30] y [36], para el diseño de un sistema fotovoltaico se hizo uso de las siguientes ecuaciones (1) – (10).

$$T_C = T_X + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800} * G_X \quad (1)$$

$$\Delta_T = T_C - 25^\circ C \quad (2)$$

$$\Delta_P = P_{CF} * \Delta_T \quad (3)$$

$$PR_{max} = 1 + \Delta_P \quad (4)$$

$$P_{GFV} = \frac{C}{HSS * PR} \quad (5)$$

$$\#PV = \frac{P_{GFV}}{P_{max}} \quad (6)$$

$$I_{SC}(G1, T1) = NP * I_{SC} * \frac{G1}{G_{STD}} + \alpha * I_{SC}(T_1 - T_{STD}) \quad (7)$$

$$V_t(T1) = m * N_s * K * \frac{(T_1 + 273)}{qe} \quad (8)$$

$$V_{OC}(G1, T1) = V_{OC} + V_t * \ln \left[\frac{G1}{G_{STD}} \right] + \beta * V_{OC}(T_1 - T_{STD}) \quad (9)$$

$$FDI = \frac{P_{inversor}}{P_{GFV}} \quad (10)$$

3.9. Inercia térmica

La inercia térmica se entiende como la propiedad de un cuerpo de conservar calor y la velocidad con la que lo cede o lo absorbe del ambiente, no corresponde a una propiedad física si no una dependencia a las propiedades del cuerpo como la masa, densidad, calor específico, coeficiente de conductividad y la geometría del cuerpo [39].

4. Diseño Metodológico

La metodología de investigación implementada en el desarrollo del presente proyecto se basa en un caso de estudio, el cual incentiva a utilizar el pensamiento crítico y la toma de decisiones, en lugar de la memorización como aprendizaje [37].

Conjuntamente, se desarrollan escenarios, ya sean reales o simulados con los cuales se pueden evaluar, analizar y concluir acerca del área de investigación a desarrollar [38]. Por consiguiente, para realizar y cumplir con el desarrollo del presente proyecto, se evaluará el funcionamiento de microrredes eléctricas multimodales implementando diferentes topologías y modos de operación. Para ello, el proceso se divide en tres fases las cuales son, modelación, diseño y comparación.



Figura 3: Metodología de investigación. Fuente propia

4.1. Modelización de los recursos energéticos distribuidos

La primera etapa se concentra en el modelado y caracterización de los recursos energéticos distribuidos, por medio de ecuaciones matemáticas descritas en documentación científica con el fin de recopilar información relevante para la integración de los DER a microrredes eléctricas. Posteriormente se mencionan las tareas asignadas para esta etapa:

- Definición de criterios de búsqueda
- Recopilación de información
- Modelado de las ecuaciones que describen el funcionamiento de los DER a utilizar.

4.2. Diseño del problema de optimización basado en programación lineal de enteros mixtos

En la segunda etapa, se diseña el problema de optimización de una microrred multimodal, donde se tiene en cuenta la topología y el modo de operación, todo esto basándose en la programación lineal de enteros mixtos. A continuación, se presentan las tareas a desarrollar en esta etapa:

- Definir parámetros de funcionamiento en cada uno de los DER modelados.
- Diseñar los escenarios de estudio y sus variables.
- Dar solución al problema de optimización mediante MILP.

4.3. Comparación de los efectos que tiene el tipo de carga y el modo de operación en la selección de la topología

Como última etapa se realiza la comparación de los resultados obtenidos del problema de optimización teniendo en cuenta el tipo de carga y el modo de operación que se utilizó en cada uno de los escenarios, para así identificar que efecto tienen en la selección de la topología de la microrred. Es necesario realizar las siguientes tareas para esta etapa:

- Organizar los resultados obtenidos de cada escenario del problema de optimización mediante tablas.
- Identificar cómo el tipo de carga afecta la selección de la topología en una microrred.
- Identificar cómo el modo de operación afecta la selección de la topología en una microrred.
- Definir la topología óptima de una microrred eléctrica multimodal que permita la inclusión de tecnologías de acople sectorial considerando la eficiencia.

5. Desarrollo Conceptual

En el presente capítulo se realizó la búsqueda bibliográfica de los inversores, convertidores y controladores necesarios a la hora de modelar tanto los DER como las microrredes eléctricas, teniendo en cuenta la topología a estudiar y modo de operación. Por esta razón para una mayor comprensión de que convertidor se dispondrá para cada topología, se dividirá mediante: Topología, voltaje del barraje y mayoría de tipo de carga en la microrred. Esto último también con el fin de diferenciar las microrredes eléctricas y en próximos capítulos identificar que impacto tiene el tipo de carga en la microrred.

Del mismo modo, se hace una descripción de lo que hay que tener en cuenta dependiendo del modo de operación de la microrred en el proyecto.

5.1. Modos de operación microrred

Como se mencionó en el marco teórico, hay dos modos de operación en los sistemas de microrredes eléctricas: aislado e interconectado. Teniendo en cuenta esto, se plantea que para este proyecto la diferencia entre los modos de operación de los sistemas de microrredes eléctricas será la siguiente:

- **Microrredes con modo de operación aislado:** Cuando la producción esté por debajo de la requerida, se apoyará en un generador diésel de la marca Ayerbe, capaz de generar una potencia máxima de 24kVA.
- **Microrred con modo de operación interconectado:** La microrred se conectará a la red eléctrica, que suplirá la falta de energía cuando la producción sea insuficiente. De acuerdo con las regulaciones colombianas, en caso de contar con excedentes, estos no se entregarán a la red principal, sino que se apagará el generador fotovoltaico.

Así mismo, se contará con una carga controlada termostáticamente (Aire Acondicionado) que permitirá su gestión de manera remota.

Con lo anterior, es necesario estructurar el caso de estudio. Para ello, se proponen cuatro posibles topologías de microrred bajo análisis: AC 120V, AC 220V, DC 48V y DC 12V. Para

considerar las implicaciones de costos y eficiencia, cada una de estas topologías se propone en dos posibles situaciones: Mayoría de cargas AC y mayoría de cargas DC, aumentando de esta manera a 8 posibles microrredes (con sus respectivos convertidores), las cuales se detallan a continuación:

5.2. Microrredes eléctricas con mayoría de carga AC

En seguida, se describirá la composición de cuatro microrredes eléctricas con diferentes posibilidades de valores de voltaje y topología donde la mayoría de las cargas funcionan bajo corriente alterna.

5.2.1. Topología AC barraje 120V

Esta topología se observa en la figura 4. En primer lugar, se encuentra un inversor convertidor DC a AC conectado al generador solar, este inversor es de la marca Victron Energy y se referencia bajo el nombre “*MultiPlus- II*”. Dentro de sus características se encuentra que tiene un voltaje máximo de entrada de 66V DC y es capaz de convertir y entregar a la salida un voltaje de 120V AC además cuenta con una eficiencia máxima de 96% que se puede evidenciar en su respectiva gráfica de eficiencia ubicada en el datasheet.

También se encuentra conectado al barraje principal un generador de respaldo de la marca Briggs & Stratton con referencia 2600E, el cual tiene un tanque de 16 galones y puede entregar voltajes de 120V AC o 220V AC.

Al barraje principal también puede estar o no conectada la red eléctrica, esto depende del modo de funcionamiento de la microrred. En el caso que este interconectado a la red eléctrica es necesario conectar un transformador de la marca ABB referenciado como MNS35, el cual tiene la capacidad de en su bobinado primario recibir 220V y entregar en su secundario 120V, este transformador cuenta con una eficiencia máxima del 98% de acuerdo con el fabricante.

Posteriormente, en el barraje es necesario conectar directamente un par de convertidores rectificadores AC a DC para poder brindar energía a las dos cargas de tecnología DC, este convertidor es de la marca Mean Well y se referencia como “*RT-65D*”. Es capaz de recibir a la entrada voltaje AC en un rango de 88V AC ~ 264V AC y entregar en la salida los voltajes

necesarios (24V o 12V). Para el funcionamiento de las cargas DC, este convertidor cuenta con una eficiencia del 78% característica de la serie RT de Mean Well, este dato también se puede verificar en la gráfica de eficiencia suministrada por el fabricante.

Las cargas de tecnología AC se conectan directamente al barraje debido a que son capaces de funcionar a 120V AC.

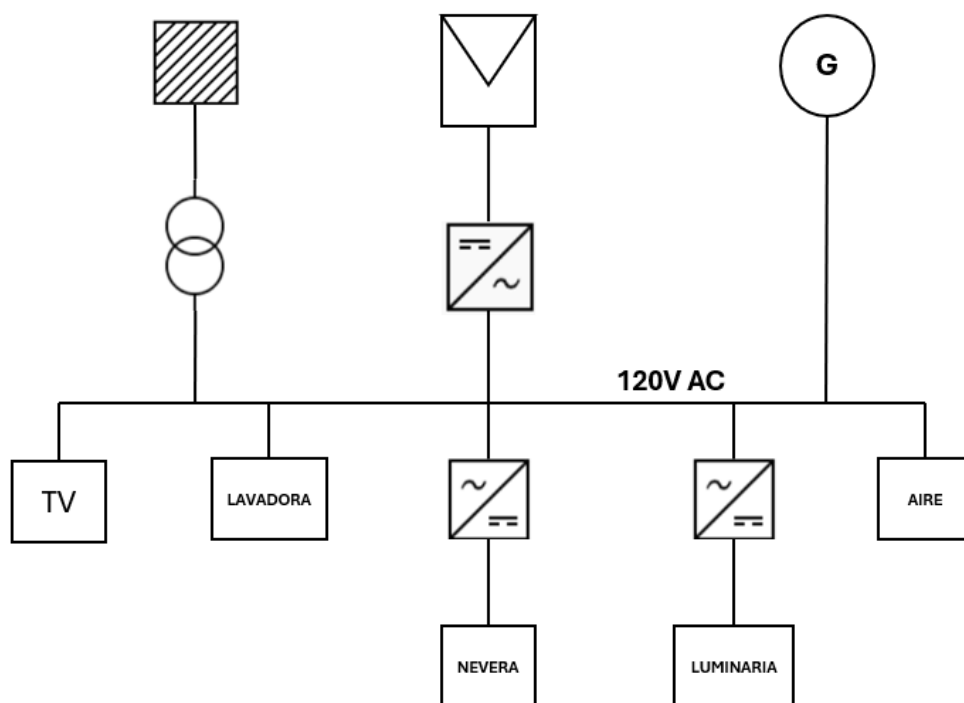


Figura 4: Diagrama Sistema 120V AC. Fuente propia

5.2.2. Topología AC barraje 220V

Conectado directamente al generador fotovoltaico se cuenta con un inversor convertidor DC a AC de la marca Huawei identificado con el nombre “*Smart Energy Controller*”. El cual dentro de sus características se encuentra que es capaz de recibir a su entrada máximo 560V DC y este tiene la capacidad de convertir este voltaje y entregarlo a la salida en un rango entre 220V AC ~ 230V AC. En el respectivo datasheet se encuentra que tiene una eficiencia máxima del 98.4%.

A sí mismo, conectado al barraje principal se encuentra también el generador de respaldo descrito en la topología anterior.

Al barraje principal también puede estar o no conectada la red eléctrica, esto depende del modo de funcionamiento de la microrred.

Como las cargas AC funcionan a 120V, se emplean tres transformadores de marca Magom by ASC Electrónica, con una eficiencia máxima del 97% y con relación de transformación de 220/120V. Por otro lado, para las cargas DC se emplea el mismo convertidor – rectificador de la topología anterior.

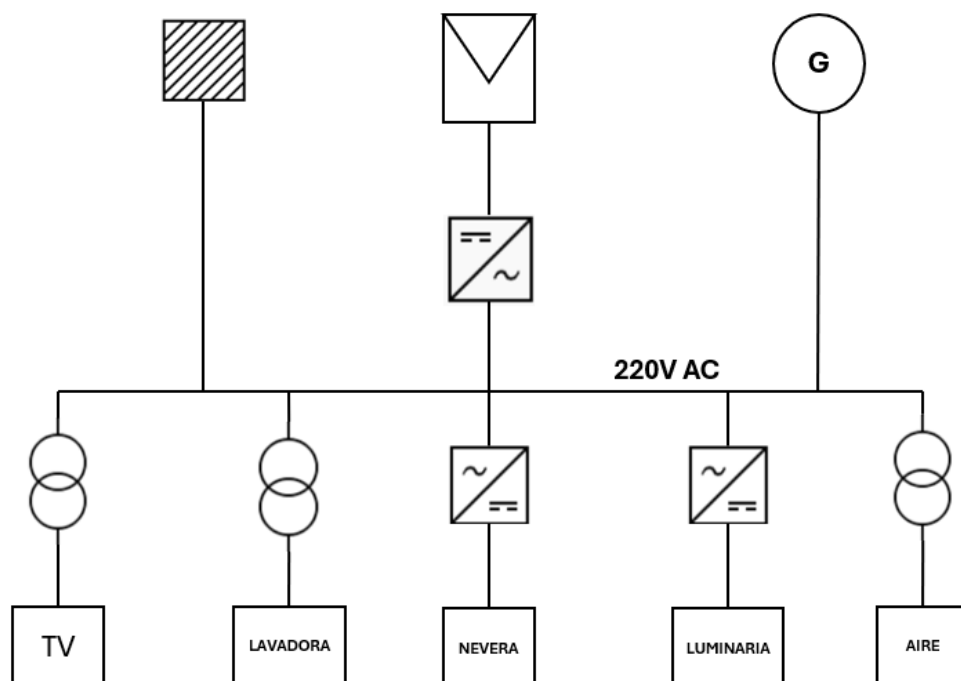


Figura 5: Diagrama Sistema 220V AC. Fuente propia

5.2.3. Topología DC barraje 48V

En primera instancia se encuentra conectado al generador fotovoltaico un controlador MPPT de la marca Epever referenciado bajo el nombre de “*Tracer -AN (100A)*”, que cuenta con la capacidad de recibir a su entrada un rango de 10V DC ~ 200V DC y es capaz de entregar en su salida 48V DC, donde se conectara el barraje. Este controlador cuenta con una eficiencia de 98.50% evidenciable en la gráfica de eficiencia que brinda el fabricante.

También se cuenta con el generador Diésel de respaldo de las topologías anteriores. Seguido de este se conectará un convertidor - rectificador de la marca Power Electronics referenciado como "*PowerFlex 7500*" el cual tiene la capacidad de recibir en la entrada tensiones en un rango de 208V AC a 480V AC y entregar a la salida 48V DC con una eficiencia del 98%. Esta referencia de convertidor también se conectará con la red eléctrica en el momento en que la microrred este en modo interconectado.

Conectado al barraje se encuentran conectados tres convertidores inversores DC a AC de la marca Victron Energy referenciado bajo el nombre "*Multiplus - II*" capaz de recibir un rango de voltaje de 38V DC ~ 66V DC y entregar a la salida 120 V AC. Cuenta con una eficiencia máxima del 96% que se puede evidenciar en la gráfica de rendimiento de este convertidor. A Estos inversores irán conectados a una carga de funcionamiento AC. Por otro lado, también se encuentran conectados al barraje convertidores DC a DC de tipo Buck síncrono capaz de recibir a la entrada 48V DC y entregar en la salida un rango de 5V DC ~ 45V DC, donde se conectarán las cargas de la nevera que funciona a 12V DC ~ 24V DC y la luz que funciona a 12V DC. Este convertidor cuenta con una eficiencia máxima de aproximadamente 92% evidenciable en el documento diseñado por la facultad de ingeniería electrónica de la Escuela Politécnica Nacional donde se muestra la construcción de este convertidor.

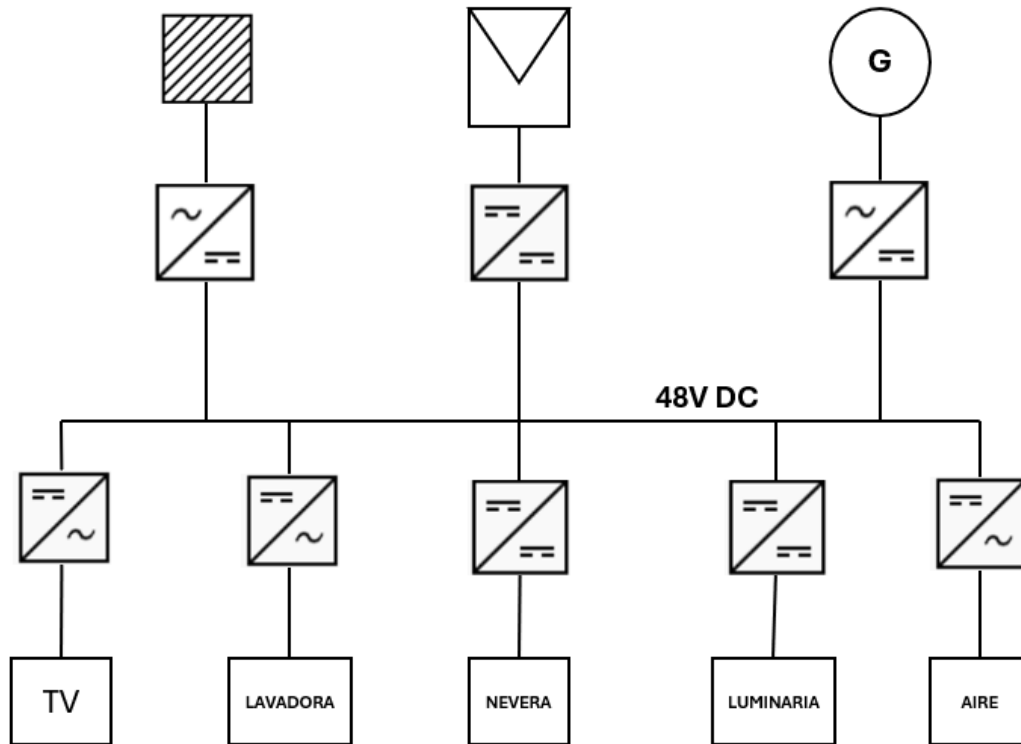


Figura 6: Diagrama Sistema 48V DC. Fuente propia

5.2.4. Topología DC barraje 12V

Inicialmente conectado directamente al generador fotovoltaico se encuentra un controlador MPPT de la marca Lumiax con capacidad de recibir a la entrada 95V DC, entregar 12V DC y eficiencia del 98%.

Al igual que en las otras topologías, se cuenta con el mismo generador de respaldo y la salida de este, se conectará un convertidor de la marca Power Electronics referenciado bajo el nombre “PowerFlex 7500-12” el cual puede recibir en su entrada voltajes entre 208V AC y 480 VAC y entregar a la salida 12V DC con una eficiencia de 98%. Este mismo convertidor será que el permita el acople con la red eléctrica en el funcionamiento interconectado.

Por otro lado, al barraje se conectarán tres convertidores inversores DC a AC de la marca Victron Energy referenciado bajo el nombre “MultiPlus”, dentro de las características de este convertidor se encuentra que puede recibir valores de voltaje entre 9.5V DC ~ 17V DC y es capaz de entregar 120V AC, además cuenta con una eficiencia máxima del 94%. Del mismo

modo, conectado al barraje se encuentra un convertidor DC a DC boost de la marca Analog Devices referenciado como “MAX77857”, el cual cuenta con la capacidad de recibir voltajes entre 2.5V DC ~ 16V DC y entregar voltajes entre 4.5V DC ~ 15V DC además cuenta con una eficiencia máxima de aproximadamente el 96%. Este convertidor “MAX77857” se conectará a la nevera.

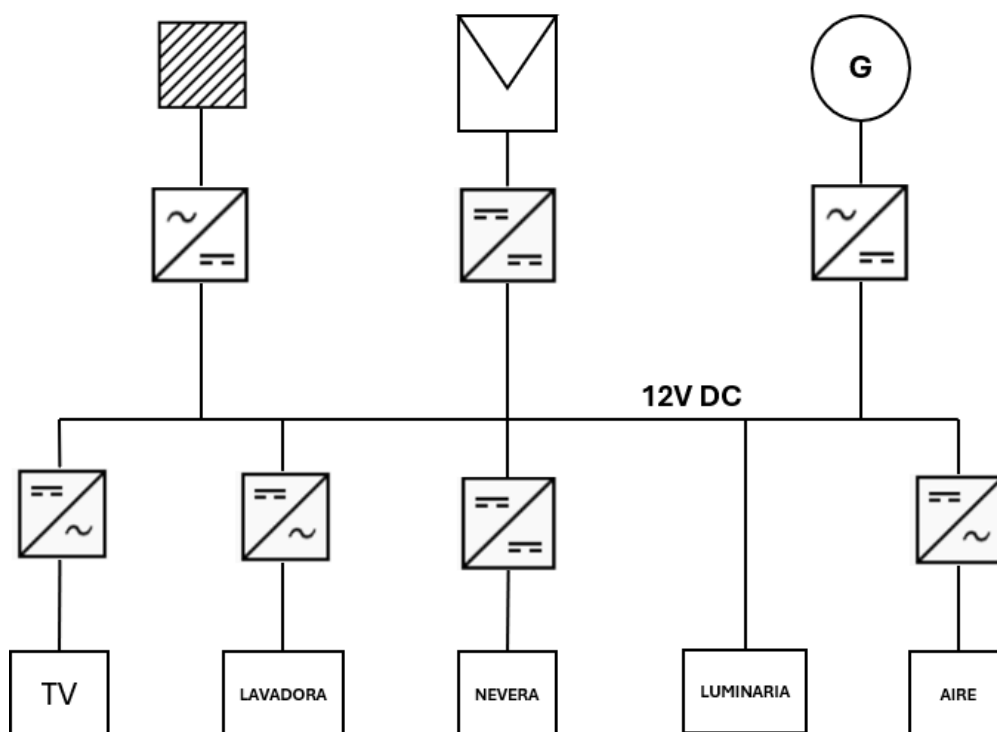


Figura 7: Diagrama Sistema 12V DC. Fuente propia

5.3. Microrredes eléctricas mayoría de carga DC

En el presente apartado se realizará la descripción de los cambios que se le hicieron a las microrredes eléctricas descritas en el apartado anterior, teniendo en cuenta que ahora las microrredes eléctricas contarán con la mayoría de las cargas de funcionamiento mediante corriente directa.

5.3.1. Topología AC barraje 120V

El presente barraje sólo presento dos cambios respecto a la situación con mayoría de cargas AC, ya que el aire acondicionado fue remplazado por un aire de la marca Superen, el cual se caracteriza por tener un funcionamiento por medio de corriente directa. Por esta razón, es necesario implementar un rectificador convertidor AC a DC.

Se seleccionó el convertidor de la marca Mean Well referenciado como “NDR 480” el cual recibe a su entrada un rango de 90 ~264 V AC, cuenta con una eficiencia del 92.5% y entrega en su salida 48V DC.

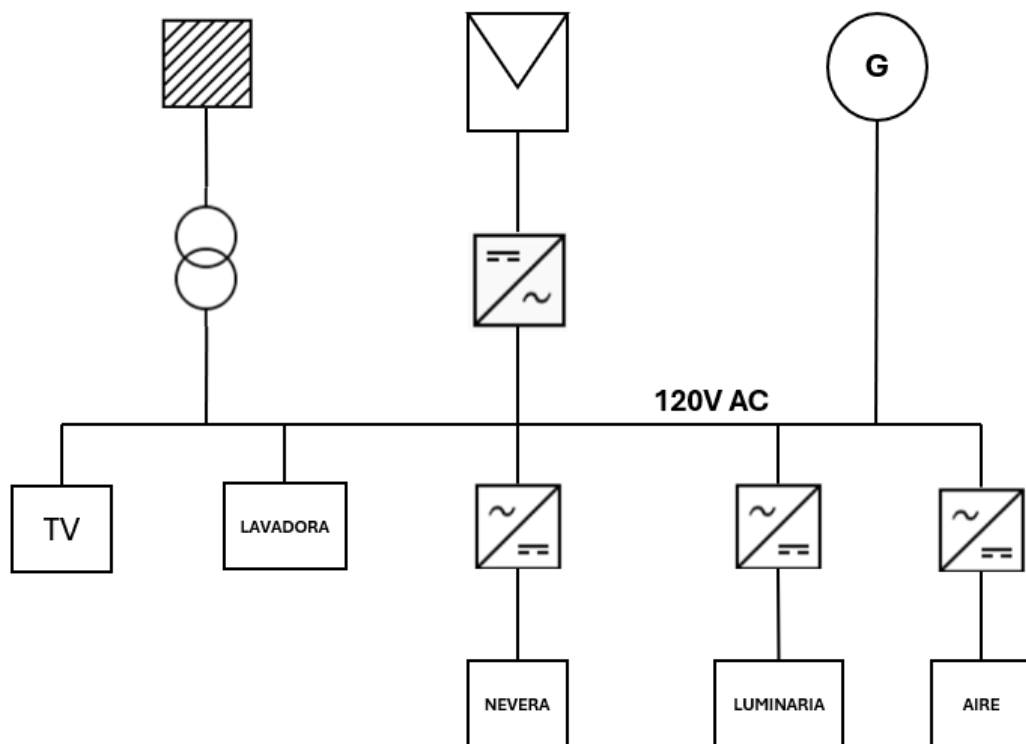


Figura 8: Diagrama Sistema 120V AC. Fuente propia

5.3.2. Topología AC barraje 220V

En esta microrred al igual que en la microrred anterior, fue necesario implementar un rectificador convertidor de AC a DC para así poder conectar el nuevo aire acondicionado (las especificaciones son las mismas del rectificador utilizado en la microrred anterior).

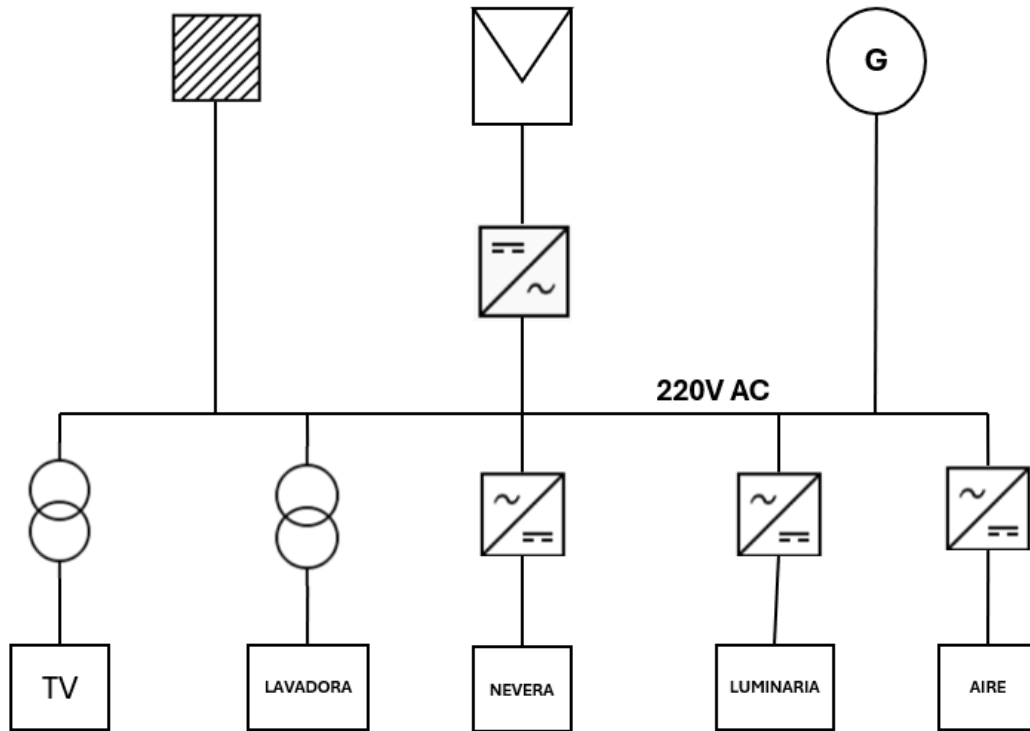


Figura 9: Diagrama Sistema 220V AC. Fuente propia

5.3.3. Topología DC barraje 48V

Esta microrred es de topología DC a 48V por esta razón el aire acondicionado se puede conectar de manera directa al barraje ya que este funciona exactamente a este voltaje.

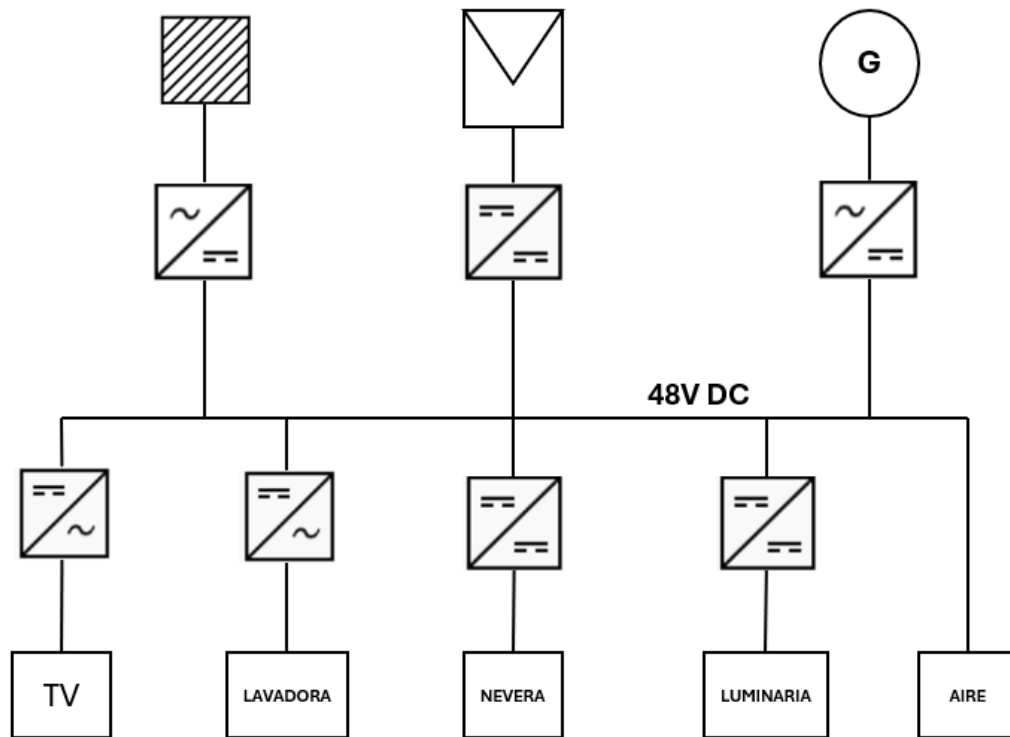


Figura 10: Diagrama Sistema 48V DC. Fuente propia

5.3.3.1. Topología DC barraje 12V

Esta última microrred al ser de topología DC podría conectarse de manera directa el aire acondicionado sin embargo el voltaje del barraje es demasiado bajo para hacer funcionar el aire por esta razón fue necesario conectar un convertidor DC a DC con el fin de aumentar el voltaje y hacer funcionar el aire acondicionado.

El convertidor que se seleccionó es de la marca Mean Well y se referencia bajo el nombre “DDR-120” el cual tiene la capacidad de recibir a la entrada un rango de 9~18V DC y entregar a la salida 48V DC.

Cuenta con una eficiencia del 91%, la cual se puede evidenciar en las curvas de rendimiento dadas por el fabricante.

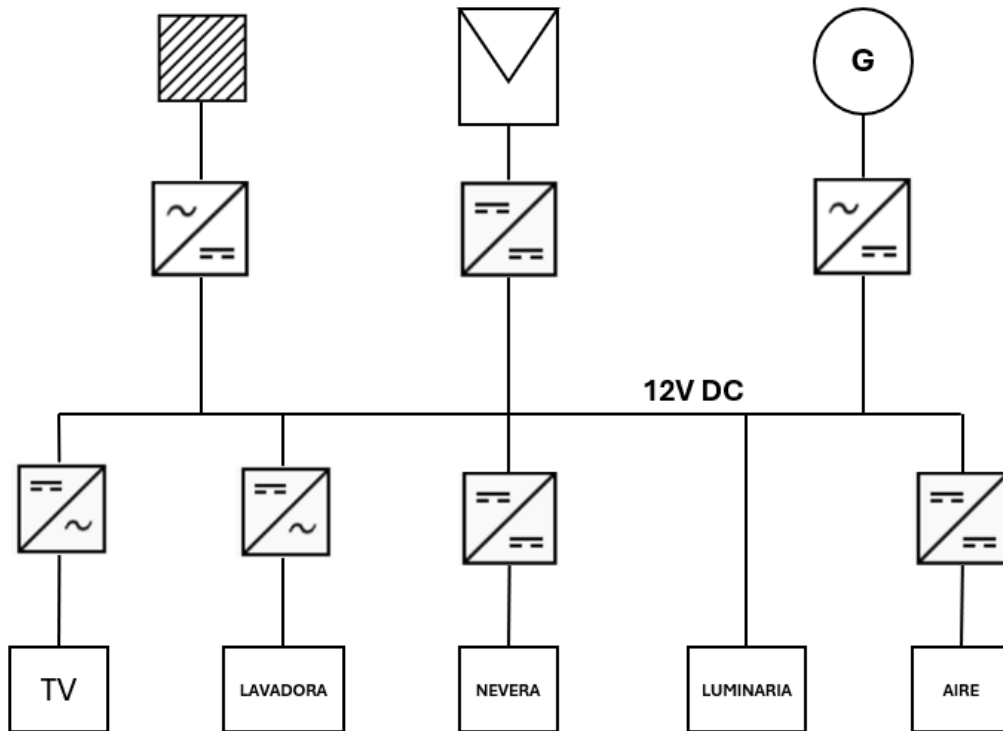


Figura 11: Diagrama Sistema 12V DC. Fuente propia

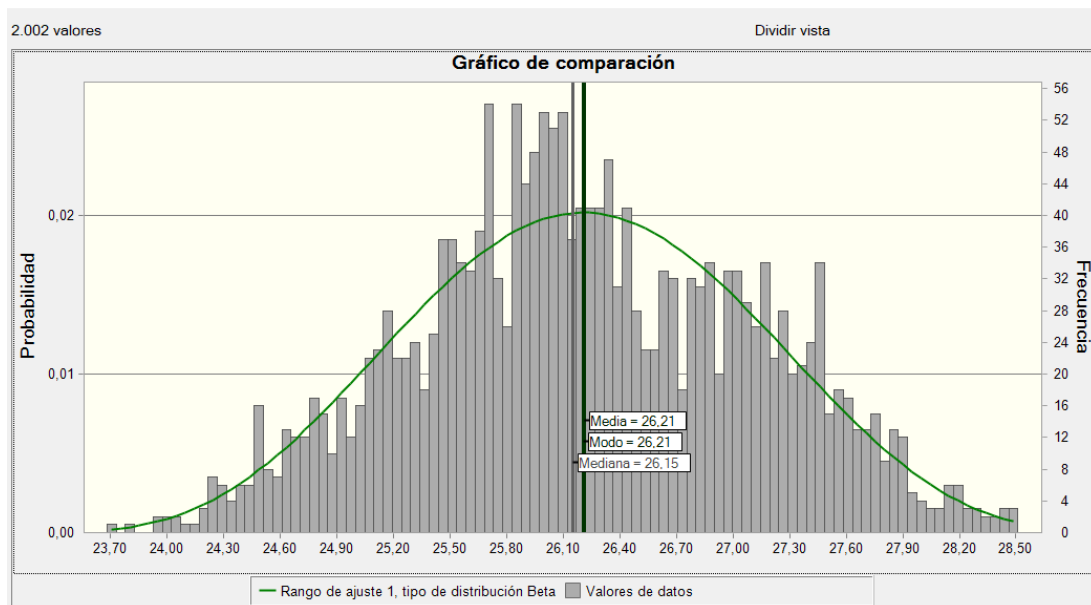
5.4. Modelado

Para empezar el proceso de modelado de las cargas hay que considerar factores como el tipo de día, que se entiende en este proyecto como día laboral o día no laboral (en el que se asumen que los residentes no salen de la casa). Del mismo modo, es necesario tener en cuenta la temperatura y la irradiancia de la zona donde se realiza el estudio, en este caso puntual la ciudad de Barranquilla Colombia. Estos dos parámetros medioambientales son especialmente relevantes para la estimación de producción fotovoltaica y así mismo, la temperatura puede incidir en los niveles de consumo de diferentes cargas, como el aire acondicionado. De la misma manera, es importante resaltar que, aunque la temperatura e irradiancia pueden tener una alta variabilidad de un día a otro, se suele realizar una clasificación de acuerdo a la época del año en la que se encuentre. Para el caso del lugar bajo análisis, sólo se cuentan con dos épocas bien

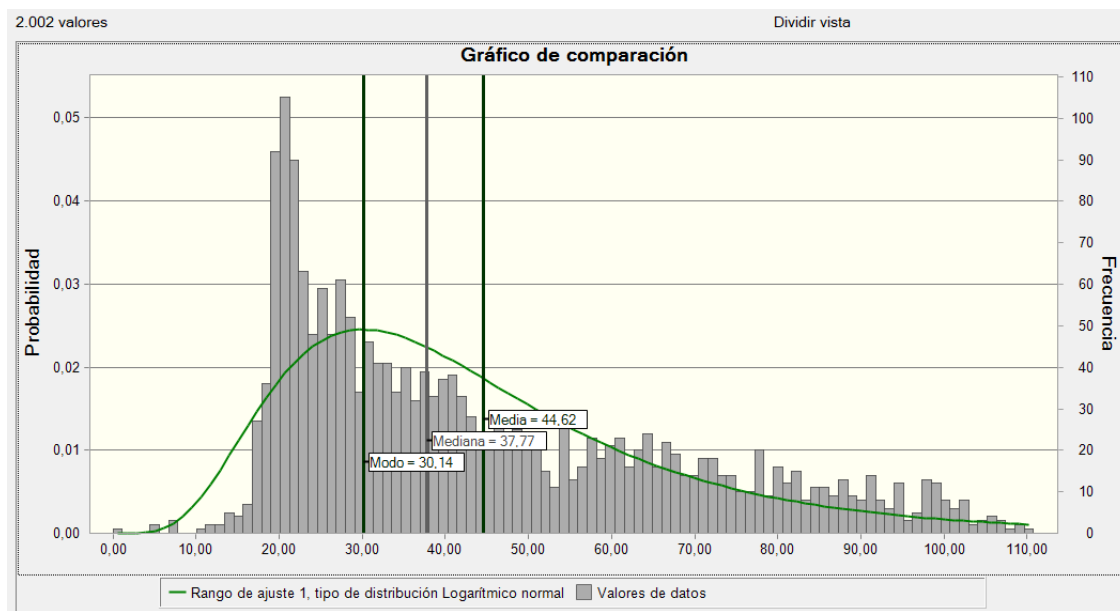
diferenciadas: temporada de lluvias (que en adelante se nombrarán como invierno) y temporada seca (que en adelante se nombrarán como verano). Es de esta manera que, para la presente investigación se definen cuatro días típicos durante el horizonte de planeamiento que se va a trabajar (un año, con pasos de tiempo de 1h):

- Día típico laboral de invierno.
- Día típico laboral de verano.
- Día típico no laboral de invierno.
- Día típico no laboral de verano.

Para ello, se realizó la búsqueda de históricos tanto de temperatura como de irradiancia por hora durante 10 años en Barraquilla (página web de la nasa *POWER*) con el fin de construir un día típico de verano y de invierno. Por medio de la función de distribución de probabilidad y bajo el criterio de Anderson Darling (AD) se buscó el nivel de temperatura y de irradiancia más probable por cada hora tanto para invierno como para verano, mediante la moda de la función de distribución que más se acomode a los datos, de acuerdo con la prueba AD. En las gráficas 1 y 2 se tienen dos pruebas AD realizadas a los históricos de temperatura e irradiancia para una hora determinada.



Gráfica 1: Distribución probabilística de la temperatura a la hora cero en invierno. Fuente propia



Gráfica 2: Distribución probabilística de la irradiancia a la hora seis en invierno. Fuente propia

Al repetir el proceso para cada hora de invierno y verano, se obtiene la irradiancia y temperatura más probable, de acuerdo a lo que se muestra en la tabla 1

INVIERNO DÍA TÍPICO		
HORA	TEMPERATURA	IRRADIANCIA
0	26,21	0
1	26,08	0
2	25,97	0
3	25,89	0
4	25,84	0
5	25,79	0
6	25,96	30,14
7	26,88	223,65
8	27,89	464,9
9	28,89	659,19
10	29,65	788,59
11	30,13	846,89
12	30,46	827,74
13	30,12	747,07
14	29,72	630,6
15	29,13	430,6
16	28,38	202,05
17	27,47	11,01
18	26,87	0
19	26,69	0
20	26,61	0
21	26,54	0
22	26,45	0
23	26,33	0

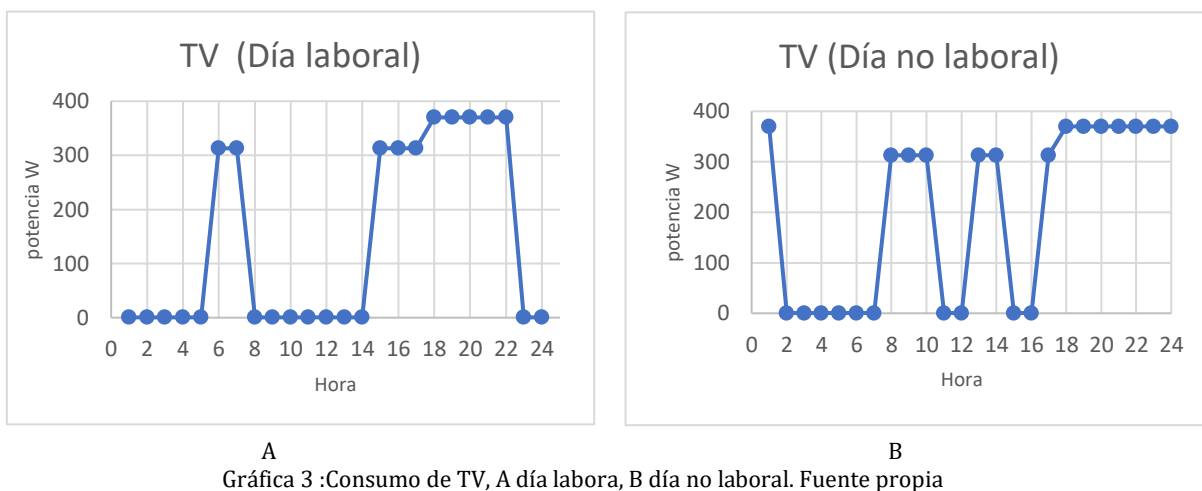
A

VERANO DÍA TÍPICO		
HORA	TEMPERATURA	IRRADIANCIA
0	27,09	0
1	26,98	0
2	26,89	0
3	26,83	0
4	26,79	0
5	26,75	0
6	27,06	88,38
7	27,7	286,42
8	29,43	497,05
9	29,43	671,57
10	30,09	794,65
11	30,61	861,37
12	30,88	849,35
13	30,79	733,95
14	30,42	586,2
15	29,87	397,81
16	29,17	192,63
17	28,38	44,95
18	27,73	0
19	27,52	0
20	27,41	0
21	27,37	0
22	27,3	0
23	27,2	0

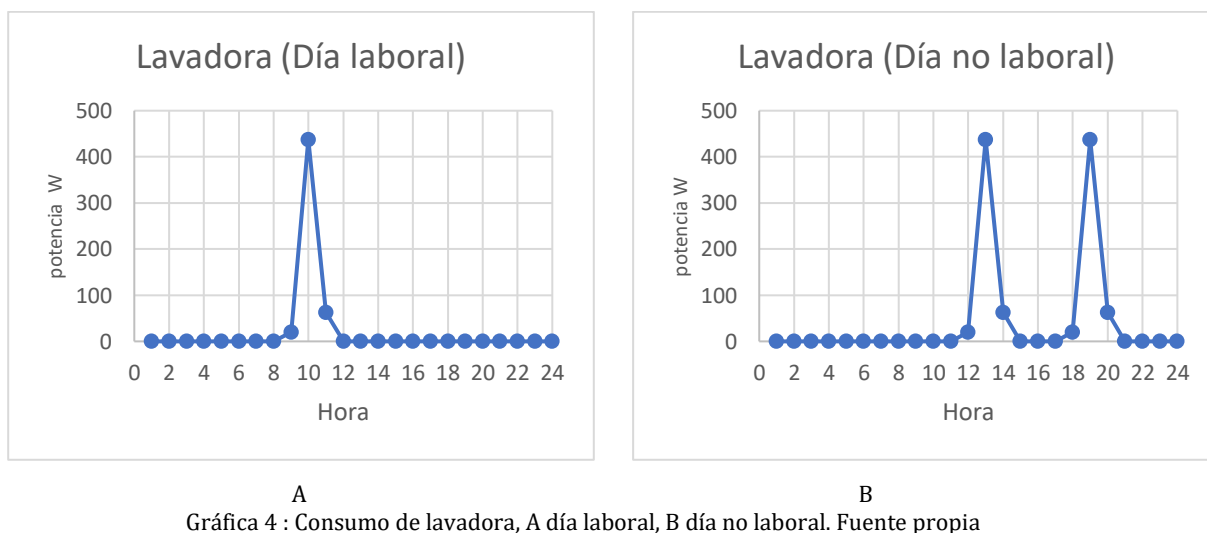
B

Se tabuló el consumo de cada carga por hora y tipo de día, para posteriormente graficar el consumo energético de cada carga.

La primera carga modelada fue un televisor marca LG (gráfica 3) que tiene un rango de operación entre 110Vac y 127Vac.

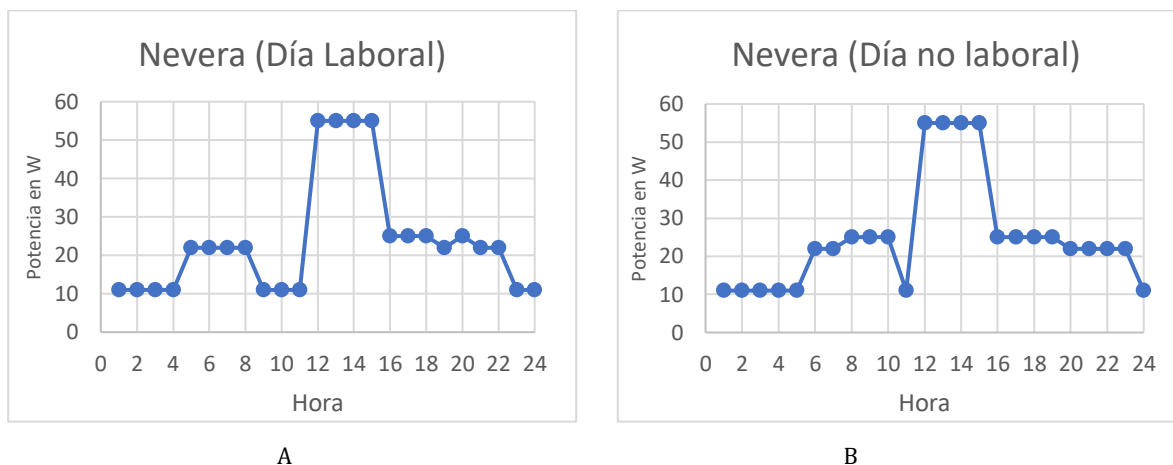


La segunda carga modelada fue una lavadora marca Samsung (gráfica 4) con un rango de operación entre 110Vac y 120Vac.



Según los informes de uso de la lavadora, el usuario utiliza la lavadora tres veces por semana de los cuales dos de estos usos se da en un día catalogado como no laboral.

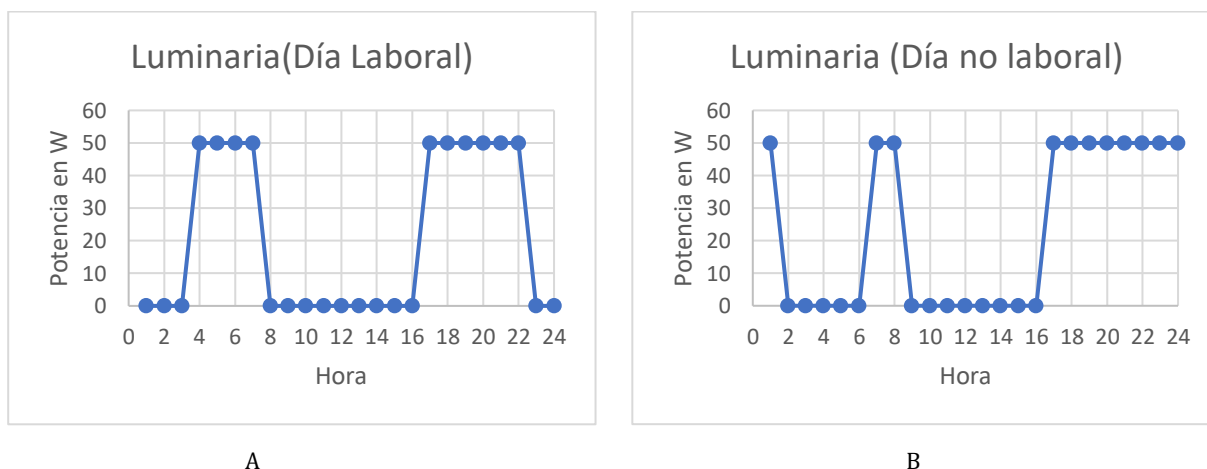
Se realizó el modelo de una nevera marca FrioBat (gráfica 5) con un rango de operación entre 12Vdc y 24Vdc.



Gráfica 5: Consumo de nevera ,A día laboral, B día no laboral. Fuente propia

Al estar el usuario todo el día en el lugar de estudio en un día no laboral, abre más veces en el día la nevera, afectando la temperatura interna de la nevera. Por tal motivo se activa su motor con más frecuencia en el día, consumiendo en mayor medida.

De igual manera se modelo una luminaria (gráfica 6) con funcionamiento a 12Vdc.

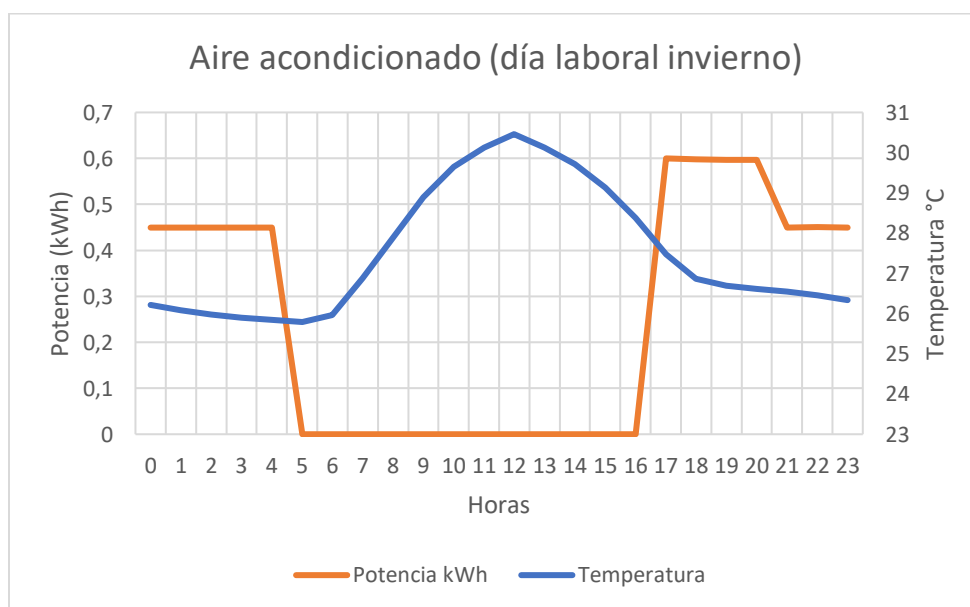


Gráfica 6: Consumo de luminaria, A día laboral, B día no laboral. Fuente propia

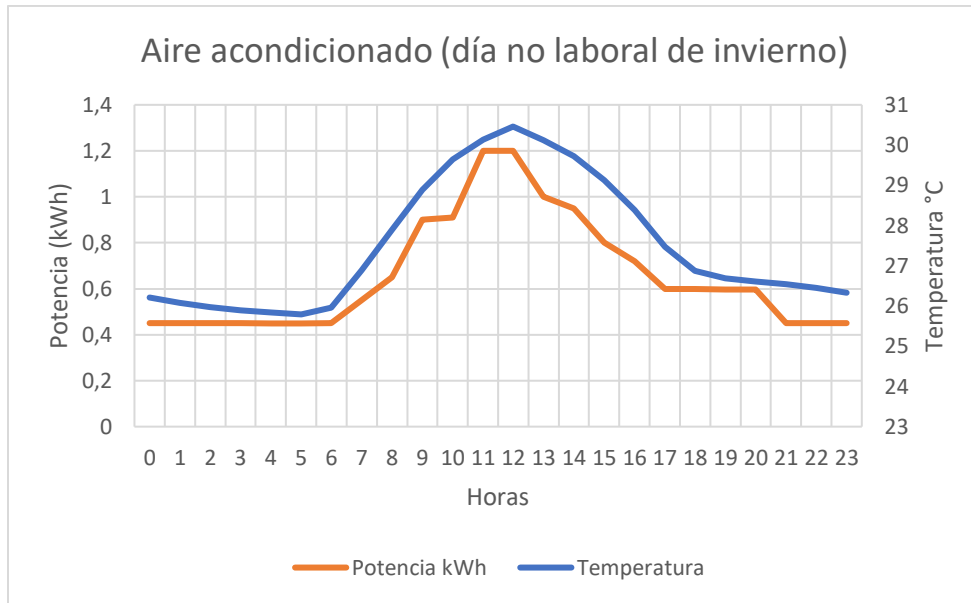
El uso de la luminaria se prolonga en un día no laboral asumiendo que la rutina del usuario cambia y se acostará más tarde y tendrá la luz encendida durante más tiempo.

Finalmente, se modela una carga que va a variar ya que esta fue la carga que se seleccionó para cambiar su tipo de funcionamiento (AC - DC), esto con el fin de tener varias microrredes eléctricas con mayoría de carga AC y otras con mayoría de carga DC.

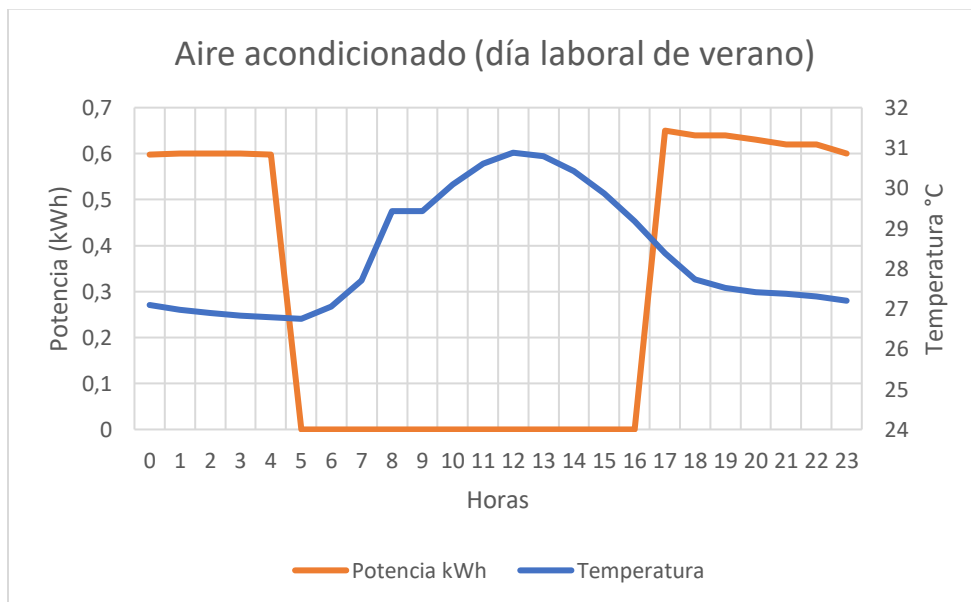
El aire acondicionado de la marca Mabe tiene un rango de operación entre 110V AC y 120V AC. Es importante tener en cuenta que el aire acondicionado tendrá un mayor consumo a medida que la diferencia de la temperatura ambiente y temperatura deseada sea mayor, por esa razón, para esta carga, las gráficas también dependen de la época del año en el que se encuentre (gráfica 7 y 8 para invierno y gráfica 9 y 10 para verano).



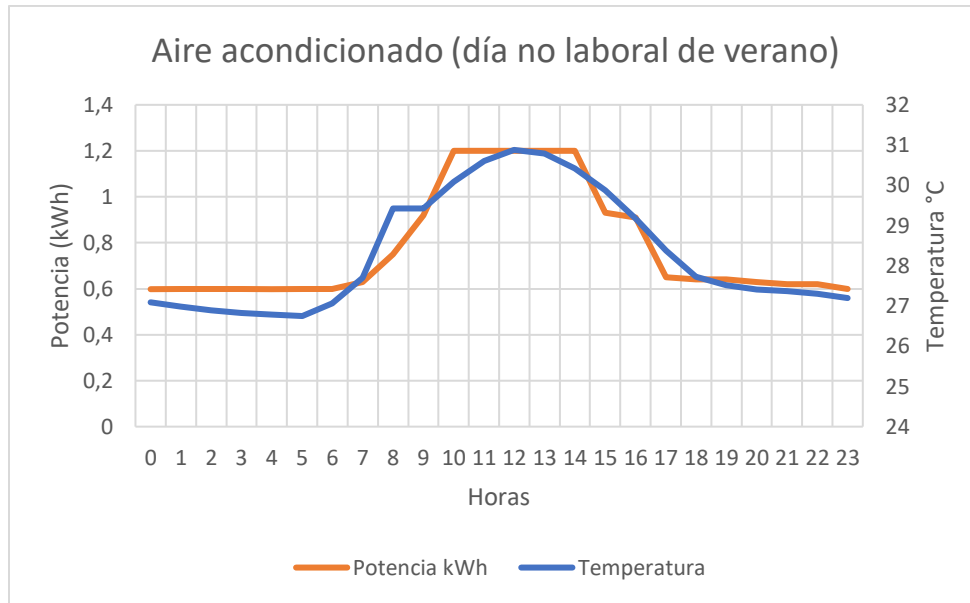
Gráfica 7: Consumo aire acondicionado día laboral de invierno. Fuente propia



Gráfica 8: Consumo aire acondicionado día no laboral de invierno. Fuente propia



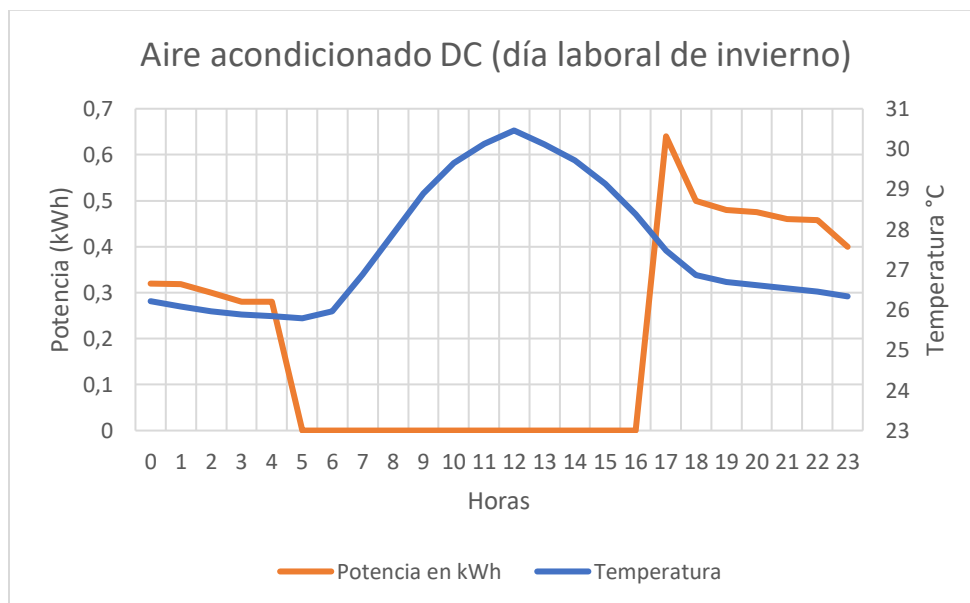
Gráfica 9: Consumo aire acondicionado día laboral de verano. Fuente propia



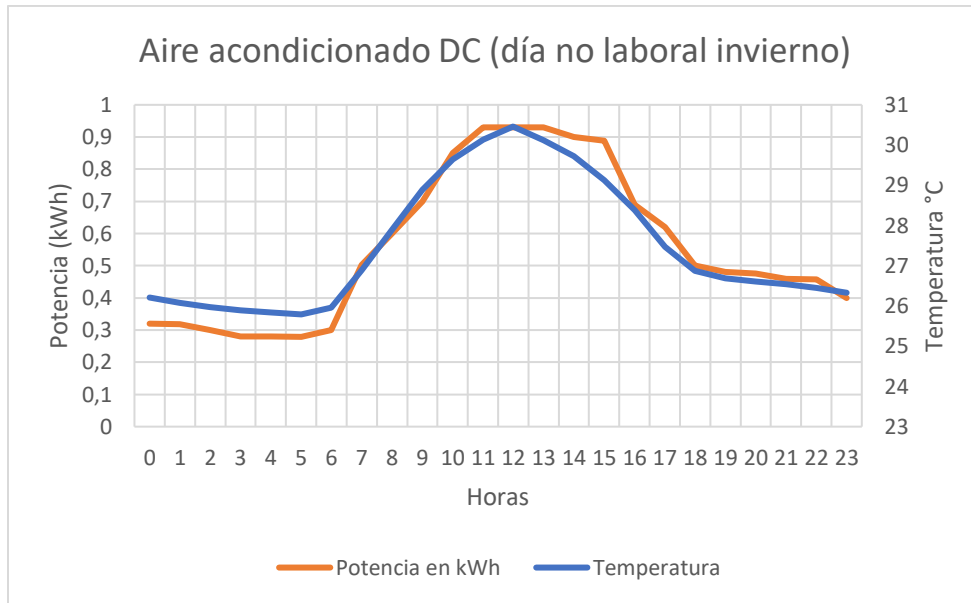
Gráfica 10: Consumo aire acondicionado día no laboral de verano. Fuente propia

Al igual que la nevera, el usuario en un día no laboral mantiene activo más tiempo el aire a comparación de un día laboral.

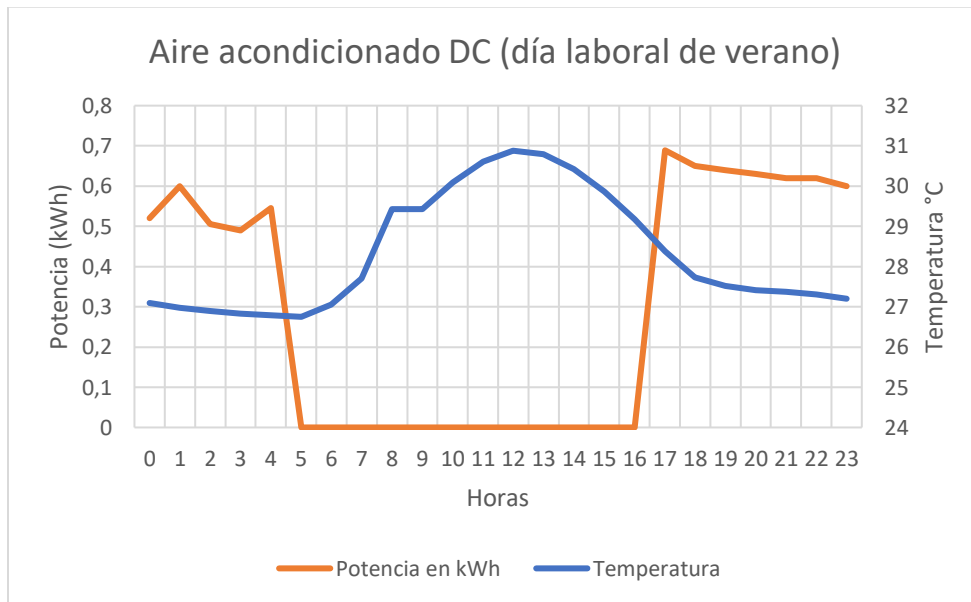
Por otro lado, el aire acondicionado de funcionamiento DC que se seleccionó es el de la marca Superen te tiene un rango de operación de 42~60V DC y su funcionamiento (gráficas 11 a 14).



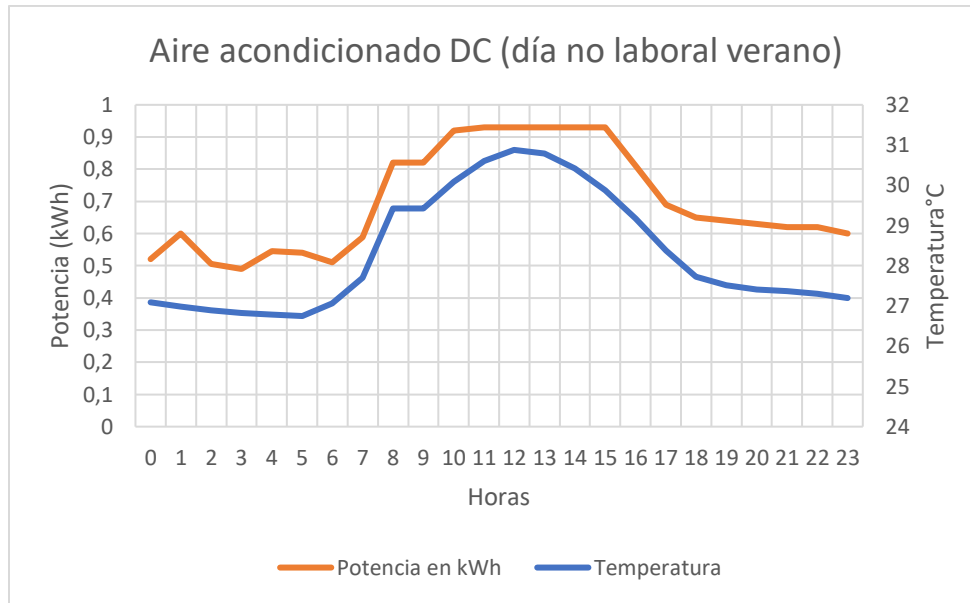
Gráfica 11: Consumo aire acondicionado DC día laboral de invierno. Fuente propia



Gráfica 12: Consumo aire acondicionado DC día no laboral de invierno. Fuente propia



Gráfica 13: Consumo aire acondicionado DC día laboral de verano. Fuente propia



Gráfica 14: Consumo aire acondicionado DC día no laboral de verano. Fuente propia

Con estos datos se realizó una tabulación general de cargas donde se hizo una sumatoria de potencias por hora del día, para finalmente dividir este dato entre 24 que pertenece a las horas del día, este dato corresponde al consumo diario que tiene la microrred.

Cabe resaltar que en el caso de la carga del aire acondicionado se realizó la sumatoria con el aire que más consumo tiene (en este caso en concreto es el de funcionamiento AC).

	Potencia consumida día laboral W					
Hora	TV	Lavadora	Nevera	Luminaria	Aire	Sumatoria
1	0,5	0	11	0	598	610
2	0,5	0	11	0	600	612
3	0,5	0	11	0	600	612
4	0,5	0	11	2	600	614
5	0,5	0	22	2	598	623
6	313	0	22	2	0	337
7	313	0	22	2	0	337
8	0,5	0	22	0	0	23
9	0,5	20	11	0	0	32
10	0,5	437,5	11	0	0	449
11	0,5	62,5	11	0	0	74
12	0,5	0	55	0	0	56
13	0,5	0	55	0	0	56
14	0,5	0	55	0	0	56
15	313	0	55	0	0	368
16	313	0	25	0	0	338
17	313	0	25	2	0	340
18	370	0	25	2	650	1047
19	370	0	22	2	640	1034
20	370	0	25	2	640	1037
21	370	0	22	2	630	1024
22	370	0	22	2	620	1014
23	0,5	0	11	0	620	632
24	0,5	0	11	0	600	612
					TOTAL	11931

Tabla 2: Sumatoria de potencias de cargas día laboral y consumo diario. Fuente propia

	Potencia consumida día no laboral W					
Hora	TV	Lavadora	Nevera	Luminaria	Aire	Sumatoria
1	370	0	11	2	598	981
2	0,5	0	11	0	600	612
3	0,5	0	11	0	600	612
4	0,5	0	11	0	600	612
5	0,5	0	11	0	598	610
6	0,5	0	22	0	600	623
7	0,5	0	22	2	600	625
8	313	0	25	2	630	970
9	313	0	25	0	750	1088
10	313	0	25	0	920	1258
11	0,5	0	11	0	1200	1212
12	0,5	20	55	0	1200	1276
13	313	437,5	55	0	1200	2006
14	313	62,5	55	0	1200	1631
15	0,5	0	55	0	1200	1256
16	0,5	0	25	0	930	956
17	313	0	25	2	910	1250
18	370	20	25	2	650	1067
19	370	437,5	25	2	640	1475
20	370	62,5	22	2	640	1097
21	370	0	22	2	630	1024
22	370	0	22	2	620	1014
23	370	0	22	2	620	1014
24	370	0	11	2	600	983
					TOTAL	25245

Tabla 3: Sumatoria de potencias de cargas día NO laboral y consumo diario. Fuente propia

5.4.2. Modelo panel solar

Después de modelar las cargas de las microrredes se seleccionó un panel fotovoltaico de 450W de la marca Solar Jinko y se empezaron a utilizar las ecuaciones 1-5, nombradas en el apartado 3.8. Dando como resultado las ecuaciones 11-15 respectivamente.

En un primer momento se extrajeron del datasheet del panel solar y del histórico de la zona de estudio (Barranquilla) los datos necesarios para realizar el cálculo de las ecuaciones.

Tmax (histórico) TX	NOCT	GX (Wh/m ²) estándar
31.11	45	1000
Pcf	C	HSS
-0.35%	25245	7.4

Tabla 4: Datos para el cálculo de ecuaciones. Fuente propia

Cabe aclarar que el dato de GX no es la irradiancia estándar de la zona si no la irradiancia estándar STC (Standard Test Conditions) que aparece en el datasheet del panel solar.

$$T_C = 64.94^{\circ}C \quad (11)$$

$$\Delta_T = 39.34^{\circ}C \quad (12)$$

$$\Delta_P = -0.13979W \quad (13)$$

$$PR_{max} = 0.8602W \quad (14)$$

$$P_{GFV} = 3614.611W \quad (15)$$

Es importante tener en cuenta que el resultado obtenido de la ecuación (5) se debe sobredimensionar 1.5 veces dando como resultado ($P_{GFV} = 5421.916W$), esto debido a que el generador fotovoltaico también es el encargado de suministrar la energía a cada uno de los inversores, transformadores y controladores que se encuentren en la Microrred y por lo tanto debe asumir estas pérdidas.

A continuación, se calculó el número de paneles fotovoltaicos necesarios para alcanzar a producir la potencia obtenida, (ecuación 6), dando como resultado 12 paneles solares (ecuación 16).

$$\#PV = 12.0487 \quad (16)$$

Después de tener el valor de potencia fotovoltaica necesaria, se debe tener en cuenta los niveles máximos y mínimos a los cuales el sistema puede funcionar. Es por esto, que a continuación se realizan las correcciones por temperatura e irradiancia ya que los datos de voltaje y corriente que se mencionan en el datasheet del panel fotovoltaico se dan bajo condiciones específicas diferentes a las que se va a enfrentar la tecnología en el lugar de instalación. Para realizar estas correcciones se utilizan los históricos de temperatura e irradiancia de la zona de estudio y las ecuaciones (7-9).

Esto dio como resultado una base de datos con los valores de VOC e ISC que produciría un panel solar por hora durante un año. Ya con esto en mente se procede a calcular el FDI expresado en la ecuación (10) y se verifica que los inversores y controladores seleccionados se encontrarán entre un rango de 0.8 y 1 para garantizar una mayor eficiencia [30].

Teniendo claro el VOC máximo, mínimo y la ISC máxima, mínima y que los inversores y controladores funcionan, se procede a buscar la configuración de los paneles fotovoltaicos correcta para los convertidores y controladores, para ello se construyó la tabla 5.

Paneles serie	Paneles paralelos	ISC max	ISC min	VOC max	VOC min
12	1	11,25962	7,946473	135,12	17,76
6	2	22,52	15,88	67,56	8,88
4	3	33,78	23,82	45,04	5,92
3	4	45,04	31,76	33,78	4,44
2	6	67,56	47,64	22,52	2,96
1	12	135,12	95,28	11,26456	1,487665

Tabla 5: Posibilidades arreglo de paneles. Fuente propia

Teniendo en cuenta la tabla 5, se determinó que el arreglo de paneles adecuado para cada microrred es:

- Microrred AC de barraje 120Vac arreglo de 4 paneles en serie y 3 en paralelo.
- Microrred AC de barraje 220Vac arreglo de 12 paneles en serie y 1 en paralelo.
- Microrred DC de barraje 48Vdc arreglo de 6 paneles en serie y 2 en paralelo.
- Microrred DC de barraje 12Vdc arreglo de 6 paneles en serie y 2 en paralelo.

Finalmente, con base en los arreglos de paneles para cada microrred se realizó el cálculo del VOC, ISC y Pmax basándose en los días típicos de cada época del año, con el propósito de identificar en qué momentos del día los convertidores y controladores principales de cada microrred se encuentran encendidos (ver tablas 6 a 9).

Microrredes época de invierno

Barraje 120V AC día invierno (PGVF)					Barraje 220V AC día invierno (PGVF)				
Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO	Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO
0	5,95979	-	-	0	0	17,87937	-	-	0
1	5,956964	-	-	0	1	17,87089	-	-	0
2	5,954574	-	-	0	2	17,86372	-	-	0
3	5,952835	-	-	0	3	17,8585	-	-	0
4	5,951748	-	-	0	4	17,85524	-	-	0
5	5,950661	-	-	0	5	17,85198	-	-	0
6	7,319095	27,10423	198,3785	0	6	21,95729	9,034744	198,3785	0
7	16,10122	31,77719	511,6517	0	7	48,30367	10,5924	511,6517	0
8	27,04698	33,19507	897,8264	0	8	81,14093	11,06502	897,8264	0
9	35,86616	33,65018	1206,903	0	9	107,5985	11,21673	1206,903	1
10	41,74191	33,77886	1409,994	1	10	125,2257	11,25962	1409,994	1
11	44,39217	33,75365	1498,398	1	11	133,1765	11,25122	1498,398	1
12	43,53223	33,55155	1460,574	1	12	130,5967	11,18385	1460,574	1
13	39,8721	33,43552	1333,145	1	13	119,6163	11,14517	1333,145	1
14	34,58965	33,17433	1147,488	0	14	103,7689	11,05811	1147,488	1
15	25,52082	32,45417	828,2571	0	15	76,56247	10,81806	828,2571	0
16	15,15578	30,84958	467,5494	0	16	45,46733	10,28319	467,5494	0
17	6,485708	23,83942	154,6155	0	17	19,45712	7,946473	154,6155	0
18	5,974135	-	-	0	18	17,9224	-	-	0
19	5,970222	-	-	0	19	17,91067	-	-	0
20	5,968484	-	-	0	20	17,90545	-	-	0
21	5,966962	-	-	0	21	17,90089	-	-	0
22	5,965006	-	-	0	22	17,89502	-	-	0
23	5,962398	-	-	0	23	17,88719	-	-	0

A

B

Tabla 6: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en invierno a un barraje de A) 120V AC y B) 220V AC. Fuente propia

Barraje 48V DC día invierno (PGVF)					Barraje 12V DC día invierno (PGVF)				
Hora	VOC (V)	ISC (A)	P _{MAX} (W)	ENCENDIDO	Hora	VOC (V)	ISC (A)	P _{MAX} (W)	ENCENDIDO
0	8,939685	-	-	0	0	8,939685	-	-	0
1	8,935447	-	-	0	1	8,935447	-	-	0
2	8,93186	-	-	0	2	8,93186	-	-	0
3	8,929252	-	-	0	3	8,929252	-	-	0
4	8,927622	-	-	0	4	8,927622	-	-	0
5	8,925992	-	-	0	5	8,925992	-	-	0
6	10,97864	18,06949	198,3785	1	6	10,97864	18,06949	198,3785	0
7	24,15184	21,18479	511,6517	1	7	24,15184	21,18479	511,6517	1
8	40,57046	22,13005	897,8264	1	8	40,57046	22,13005	897,8264	1
9	53,79924	22,43346	1206,903	1	9	53,79924	22,43346	1206,903	1
10	62,61287	22,51924	1409,994	1	10	62,61287	22,51924	1409,994	1
11	66,58825	22,50243	1498,398	1	11	66,58825	22,50243	1498,398	1
12	65,29834	22,3677	1460,574	1	12	65,29834	22,3677	1460,574	1
13	59,80815	22,29035	1333,145	1	13	59,80815	22,29035	1333,145	1
14	51,88447	22,11622	1147,488	1	14	51,88447	22,11622	1147,488	1
15	38,28123	21,63611	828,2571	1	15	38,28123	21,63611	828,2571	1
16	22,73367	20,56639	467,5494	1	16	22,73367	20,56639	467,5494	1
17	9,728562	15,89295	154,6155	0	17	9,728562	15,89295	154,6155	0
18	8,961202	-	-	0	18	8,961202	-	-	0
19	8,955334	-	-	0	19	8,955334	-	-	0
20	8,952725	-	-	0	20	8,952725	-	-	0
21	8,950443	-	-	0	21	8,950443	-	-	0
22	8,947509	-	-	0	22	8,947509	-	-	0
23	8,943597	-	-	0	23	8,943597	-	-	0

A

B

Tabla 7: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en invierno a un barraje de A) 48V DC y B) 12V DC. Fuente propia

Cabe resaltar que los momentos donde el sistema fotovoltaico de la microrred se encontraba operativo se simbolizaron con 1 y donde se encontraba inactivo con 0.

Microrredes época de verano

Barraje 120V AC día verano (PGVF)					Barraje 220V AC día verano (PGVF)				
Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO	Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO
0	5,978916	-	-	0	0	17,93675	-	-	0
1	5,976525	-	-	0	1	17,92958	-	-	0
2	5,974569	-	-	0	2	17,92371	-	-	0
3	5,973265	-	-	0	3	17,9198	-	-	0
4	5,972396	-	-	0	4	17,91719	-	-	0
5	5,971526	-	-	0	5	17,91458	-	-	0
6	9,98011	29,3339	292,7555	0	6	29,94033	9,777966	292,7555	0
7	18,96127	32,04303	607,5766	0	7	56,88382	10,68101	607,5766	0
8	28,5362	32,69041	932,86	0	8	85,6086	10,8968	932,86	0
9	36,43846	33,4624	1219,319	0	9	109,3154	11,15413	1219,319	1
10	42,02587	33,60731	1412,377	1	10	126,0776	11,20244	1412,377	1
11	45,05825	33,58898	1513,461	1	11	135,1748	11,19633	1513,461	1
12	44,51986	33,43562	1488,549	1	12	133,5596	11,14521	1488,549	1
13	39,29259	33,09837	1300,52	1	13	117,8778	11,03279	1300,52	1
14	32,59443	32,68086	1065,214	0	14	97,78328	10,89362	1065,214	1
15	24,05217	31,92527	767,8721	0	15	72,15652	10,64176	767,8721	0
16	14,74641	30,37473	447,9183	0	16	44,23923	10,12491	447,9183	0
17	8,042289	27,00727	217,2003	0	17	24,12687	9,002425	217,2003	0
18	5,992826	-	-	0	18	17,97848	-	-	0
19	5,988262	-	-	0	19	17,96479	-	-	0
20	5,985871	-	-	0	20	17,95761	-	-	0
21	5,985002	-	-	0	21	17,95501	-	-	0
22	5,98348	-	-	0	22	17,95044	-	-	0
23	5,981307	-	-	0	23	17,94392	-	-	0

A

B

Tabla 8: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en verano a un barraje de A) 120V AC y B) 220V AC. Fuente propia

Barraje 48V DC día verano (PGVF)				
Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO
0	8,968374	-	-	0
1	8,964788	-	-	0
2	8,961854	-	-	0
3	8,959898	-	-	0
4	8,958594	-	-	0
5	8,95729	-	-	0
6	14,97017	19,55593	292,7555	1
7	28,44191	21,36202	607,5766	1
8	42,8043	21,79361	932,86	1
9	54,6577	22,30827	1219,319	1
10	63,03881	22,40488	1412,377	1
11	67,58738	22,39266	1513,461	1
12	66,77979	22,29041	1488,549	1
13	58,93888	22,06558	1300,52	1
14	48,89164	21,78724	1065,214	1
15	36,07826	21,28351	767,8721	1
16	22,11962	20,24982	447,9183	1
17	12,06343	18,00485	217,2003	1
18	8,989239	-	-	0
19	8,982393	-	-	0
20	8,978807	-	-	0
21	8,977503	-	-	0
22	8,97522	-	-	0
23	8,97196	-	-	0

A

Barraje 12V DC día verano (PGVF)				
Hora	VOC (V)	ISC (A)	PMAX (W)	ENCENDIDO
0	8,968374	-	-	0
1	8,964788	-	-	0
2	8,961854	-	-	0
3	8,959898	-	-	0
4	8,958594	-	-	0
5	8,95729	-	-	0
6	14,97017	19,55593	292,7555	1
7	28,44191	21,36202	607,5766	1
8	42,8043	21,79361	932,86	1
9	54,6577	22,30827	1219,319	1
10	63,03881	22,40488	1412,377	1
11	67,58738	22,39266	1513,461	1
12	66,77979	22,29041	1488,549	1
13	58,93888	22,06558	1300,52	1
14	48,89164	21,78724	1065,214	1
15	36,07826	21,28351	767,8721	1
16	22,11962	20,24982	447,9183	1
17	12,06343	18,00485	217,2003	1
18	8,989239	-	-	0
19	8,982393	-	-	0
20	8,978807	-	-	0
21	8,977503	-	-	0
22	8,97522	-	-	0
23	8,97196	-	-	0

B

Tabla 9: Datos calculados de tensión, corriente y potencia eléctrica de una microrred eléctrica en verano a un barraje de A) 48V DC y B) 12V DC. Fuente propia

5.4.3. Modelo acople sectorial como alternativa de almacenamiento de energía

Para llevar a cabo este apartado se analizó cómo se podía direccionar el acople sectorial como una alternativa de almacenamiento de energía, fue en ese momento donde el término de inercia térmica tomó una gran importancia ya que, de acuerdo con la definición presentada anteriormente en el marco teórico, la inercia térmica sería de utilidad para lograr este planteamiento.

Así mismo, la investigación presentada en el artículo [39] y [40], presenta al hormigón como un material que se ha investigado e implementado en construcciones para aprovechar su alta inercia térmica con el fin de ahorrar energía.

Basado en la información anterior se procedió a simular cómo se comportaría una estructura de hormigón bajo las condiciones de la zona de estudio y cómo por medio del aire acondicionado se podría acoplar para almacenar energía térmica (aprovechando los excedentes provenientes de la energía solar fotovoltaica).

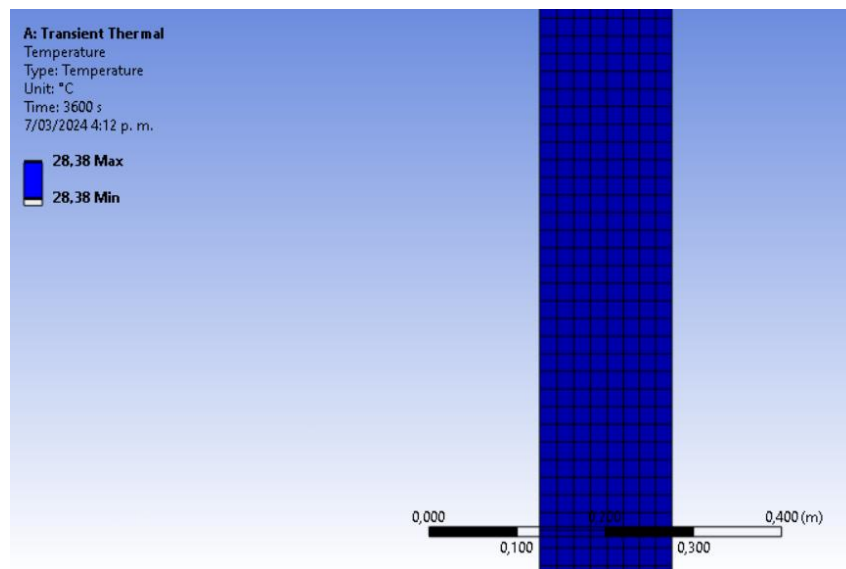


Figura 12: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales de 28.38°C. Fuente propia

Por medio del software de simulación Ansys Workbench se construyó un modelo 2D de una pared de hormigón de 0.15m de ancho y 2.5m de alto. Dentro de las características del material se estableció que contaba con una densidad de 2323.0 kg/m^3 , conductividad térmica de $1.5000 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ y un calor específico de $500.00 \text{ J/Kg}^\circ\text{C}$.

En un primer momento se simuló qué temperatura obtendría la pared al cabo de una hora viéndose afectada por una temperatura ambiente de 28.38°C y sin ningún tipo de refrigeración.

Como se observa en la figura 12, ambas caras de la pared al cabo de una hora alcanzan la misma temperatura ambiente. Por otro lado, también se realizó la simulación con el aire acondicionado encendido a una temperatura de 21°C con el fin de obtener confort térmico dentro del espacio, entendiendo que el confort térmico del ser humano se encuentra entre un rango de 21°C a 23°C [39].

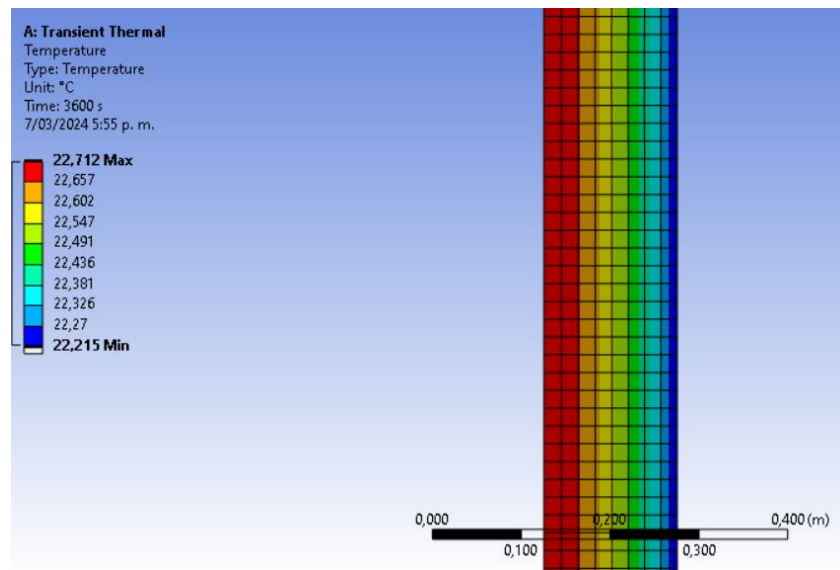


Figura 13: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales con aire acondicionado encendido. Fuente propia

Los resultados de esta simulación mostraron que al cabo de una hora con una temperatura ambiente de 28.38°C y con el aire acondicionado encendido con una temperatura programada de 21°C , la pared llega en la cara interna a una temperatura de 22.215°C y en la cara externa a 22.712°C , tal como se ilustra en la figura 13.

Posteriormente, se realizó la simulación apagando el aire después de alcanzar las temperaturas de la figura 13, con el propósito de conocer cuánto tiempo era capaz de mantener el confort térmico la estructura.

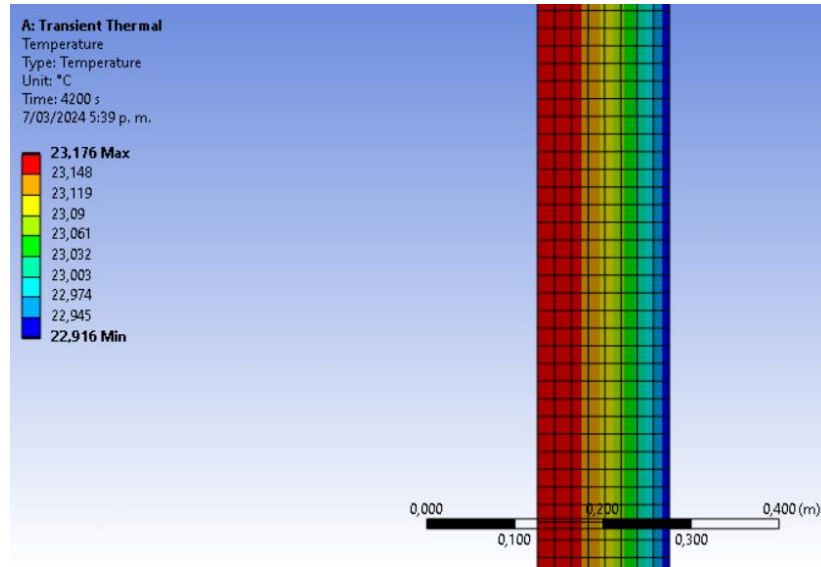


Figura 14: Pared de hormigón bajo condiciones ambientales después de apagar el aire acondicionado. Fuente propia

Los resultados que se obtuvieron fue que al cabo de 70 minutos la estructura de hormigón llega a los límites del confort térmico (figura 14).

Después de lo anterior se quiso conocer cómo sería el modelo matemático que describiría el comportamiento de lo simulado anteriormente, para esto se plateó un modelo de caja negra donde como entrada se estableció una temperatura ambiente en un tiempo t (T_t^A), temperatura objetivo en la cara interna de la pared en un tiempo t ($T_t^{ob,In}$) y la temperatura en la cara externa de la pared en un tiempo $t-1$ (T_{t-1}^{Ex}). Con esto, a la salida se obtendría la temperatura en la cara interna de la pared en un tiempo t (T_t^{In}) y la temperatura en la cara externa de la pared en un tiempo t (T_t^{Ex}). Dentro de las constantes importantes del modelo se encuentra la densidad (ρ) del hormigón, calor específico (c) y conductividad térmica (k).

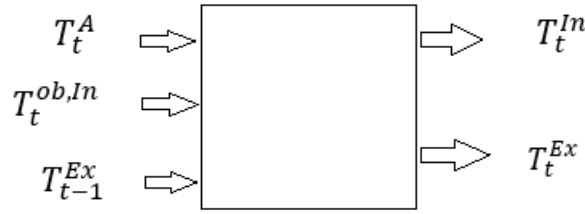


Figura 15: Modelo caja negra sistema de refrigeración. Fuente propia

De acuerdo con el modelo y lo expresado en el artículo [41] se plantearon las ecuaciones (17) y (18) para el modelo del flujo de calor por convección.

$$q_{conv\ int} = h * A * (T_t^{In} - T_t^A) \quad (17)$$

$$q_{cond} = k * A * \left(\frac{dT}{dx} \right) \quad (18)$$

Donde:

$q_{conv\ int}$: Flujo de calor por convección en la cara interna de la pared

h : Coeficiente de convección interna

A : Área de la pared

$\frac{dT}{dx}$: Gradiente de temperatura a través de la pared

Seguido de esto se realiza el balance de energías en la cara interna de la pared (ecuación 19).

$$q_{conv\ int} - q_{cond} = 0 \quad (19)$$

Luego se plantea la ecuación de difusión de calor con ayuda de la ecuación (20).

$$\frac{dT}{dt} = \alpha * \frac{d^2T}{dx^2} \quad (20)$$

Donde:

α : Difusividad térmica del hormigón

A continuación, para obtener T_t^{Ex} y T_t^{In} se evalúa la ecuación de difusión de calor a una distancia L (m) a través de las ecuaciones (21) y (22)

$$T_t^{Ex} = T(L, t) \quad (21)$$

$$T_t^{In} = T(L, t) \quad (22)$$

Posteriormente, con ayuda de la simulación se procedió a ver cómo la diferencia de temperaturas tanto ambiente como interna (aire acondicionado programado a 21°C) afecta el consumo eléctrico del aire acondicionado y basado en [42] y [43] se utilizó la ecuación (23).

$$\text{Consumo nominal} \left(\frac{kWh}{\text{día}} \right) * \left(\frac{\text{diferencia de temperaturas}}{10} \right) * \text{factor de ajuste} \quad (23)$$

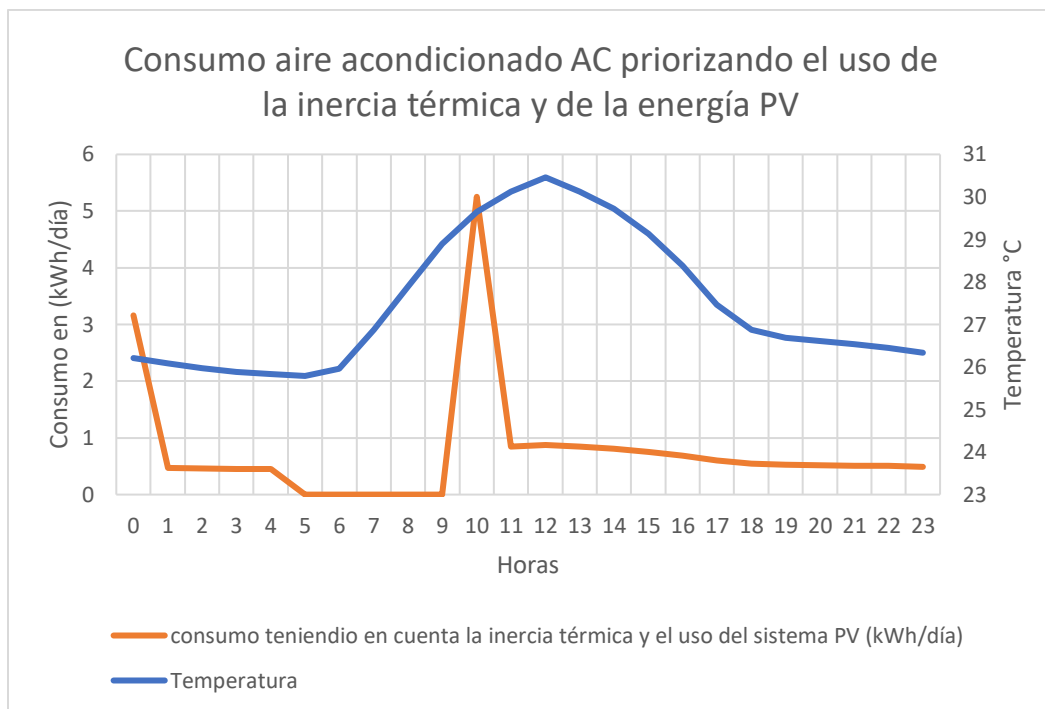
Es importante resaltar que el factor de ajuste para espacios correctamente aislados es de 0.8, con un aislamiento promedio es de 1 y con poco o ningún aislamiento es de 1.2, en este caso puntual es de 1.2 ya que dentro de la simulación no se considera un aislamiento como tal. Los resultados obtenidos se tabularon teniendo en cuenta la época del año, tipo de aire (AC, DC) y tipo de día.

En cuanto al consumo de aire acondicionado tipo AC para un día laboral de invierno, como se observa en la tabla 10, la franja amarilla indica el momento en el que se enciende el aire acondicionado para hacer uso de la energía generada por el sistema fotovoltaico y aprovechar la inercia térmica que brinda el hormigón.

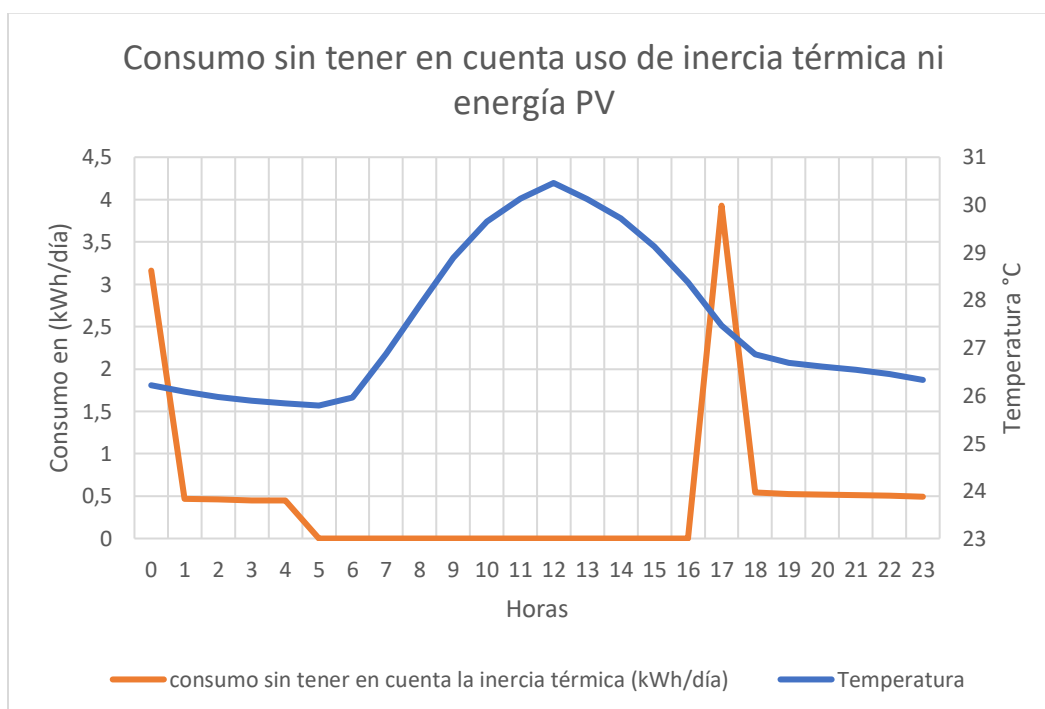
Día laboral invierno aire acondicionado AC						
Hora	Temperatura (°C)	horas de uso	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/mes)	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/día)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/mes)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/día)
0	26,21	1	94,90536	3,163512	94,90536	3,163512
1	26,08	1	14,099184	0,4699728	14,099184	0,4699728
2	25,97	1	13,771296	0,4590432	13,771296	0,4590432
3	25,89	1	13,552704	0,4517568	13,552704	0,4517568
4	25,84	1	13,406976	0,4468992	13,406976	0,4468992
5	25,79	0	0	0	0	0
6	25,96	0	0	0	0	0
7	26,88	0	0	0	0	0
8	27,89	0	0	0	0	0
9	28,89	0	0	0	0	0
10	29,65	0	157,5684	5,25228	0	0
11	30,13	0	25,302024	0,8434008	0	0
12	30,46	0	26,158176	0,8719392	0	0
13	30,12	0	25,265592	0,8421864	0	0
14	29,72	0	24,154416	0,8051472	0	0
15	29,13	0	22,533192	0,7511064	0	0
16	28,38	0	20,474784	0,6824928	0	0
17	27,47	1	17,960976	0,5986992	117,85752	3,928584
18	26,87	1	16,285104	0,5428368	16,321536	0,5440512
19	26,69	1	15,75684	0,525228	15,775056	0,5258352
20	26,61	1	15,538248	0,5179416	15,538248	0,5179416
21	26,54	1	15,337872	0,5112624	15,337872	0,5112624
22	26,45	1	15,101064	0,5033688	15,101064	0,5033688
23	26,33	1	14,773176	0,4924392	14,773176	0,4924392

Tabla 10: Consumo aire acondicionado AC un día laboral de invierno teniendo en cuenta uso inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV. Fuente propia

Haciendo uso de la tabla 10 se graficaron los consumos que tendría el aire acondicionado de tipo AC bajo diferentes modos y usos, como se observa en la gráfica 15 y 16.



Gráfica 15: Consumo aire acondicionado AC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de invierno. Fuente propia



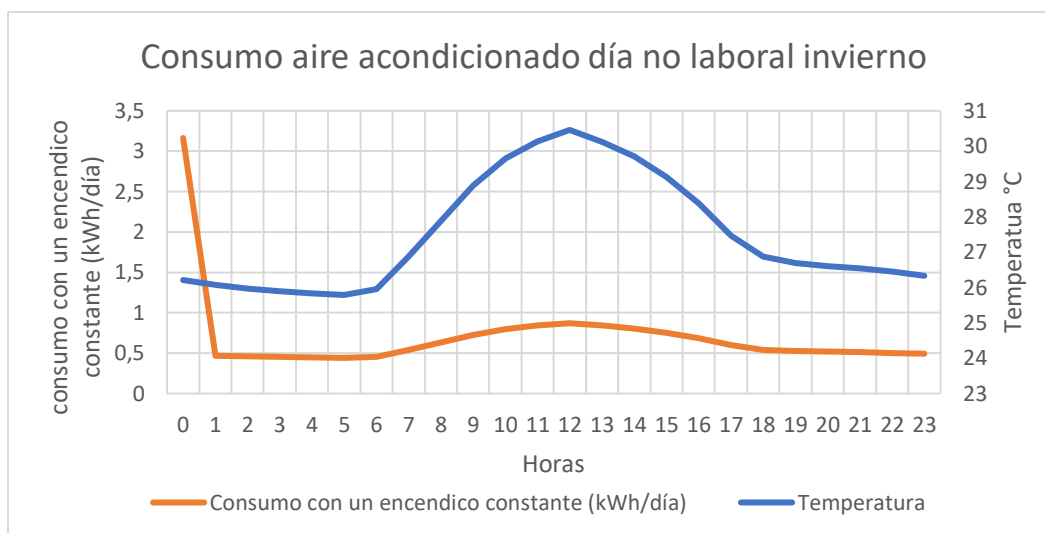
Gráfica 16: Consumo aire acondicionado AC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de invierno. Fuente propia

Como se observa en la gráfica 15, se tuvo en cuenta la inercia térmica mencionada anteriormente, por lo que se planteó encender el aire acondicionado horas antes de lo habitual, con el fin de aprovechar la energía que genera el sistema fotovoltaico de las microrredes eléctricas.

Este mismo procedimiento se realizó para un día no laboral de invierno, cuyo resultado está en la tabla 11 y en la gráfica 17. Para esta situación, se considera el aire con un encendido constante (sin apagarse), por esta razón no se considera uso de la inercia térmica ya que el aire se encuentra en uso todo el tiempo.

Día no laboral invierno aire acondicionado AC				
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo con un encendido constante (kWh/mes)	consumo con un encendido constante (kWh/día)
0	26,21	1	94,90536	3,163512
1	26,08	1	14,099184	0,4699728
2	25,97	1	13,771296	0,4590432
3	25,89	1	13,552704	0,4517568
4	25,84	1	13,406976	0,4468992
5	25,79	1	13,261248	0,4420416
6	25,96	1	13,716648	0,4572216
7	26,88	1	16,230456	0,5410152
8	27,89	1	19,017504	0,6339168
9	28,89	1	21,786336	0,7262112
10	29,65	1	23,899392	0,7966464
11	30,13	1	25,22916	0,840972
12	30,46	1	26,158176	0,8719392
13	30,12	1	25,265592	0,8421864
14	29,72	1	24,154416	0,8051472
15	29,13	1	22,533192	0,7511064
16	28,38	1	20,474784	0,6824928
17	27,47	1	17,960976	0,5986992
18	26,87	1	16,285104	0,5428368
19	26,69	1	15,75684	0,525228
20	26,61	1	15,538248	0,5179416
21	26,54	1	15,337872	0,5112624
22	26,45	1	15,101064	0,5033688
23	26,33	1	14,773176	0,4924392

Tabla 11: Consumo aire acondicionado AC un día de invierno no laboral bajo un encendido constante. Fuente propia.

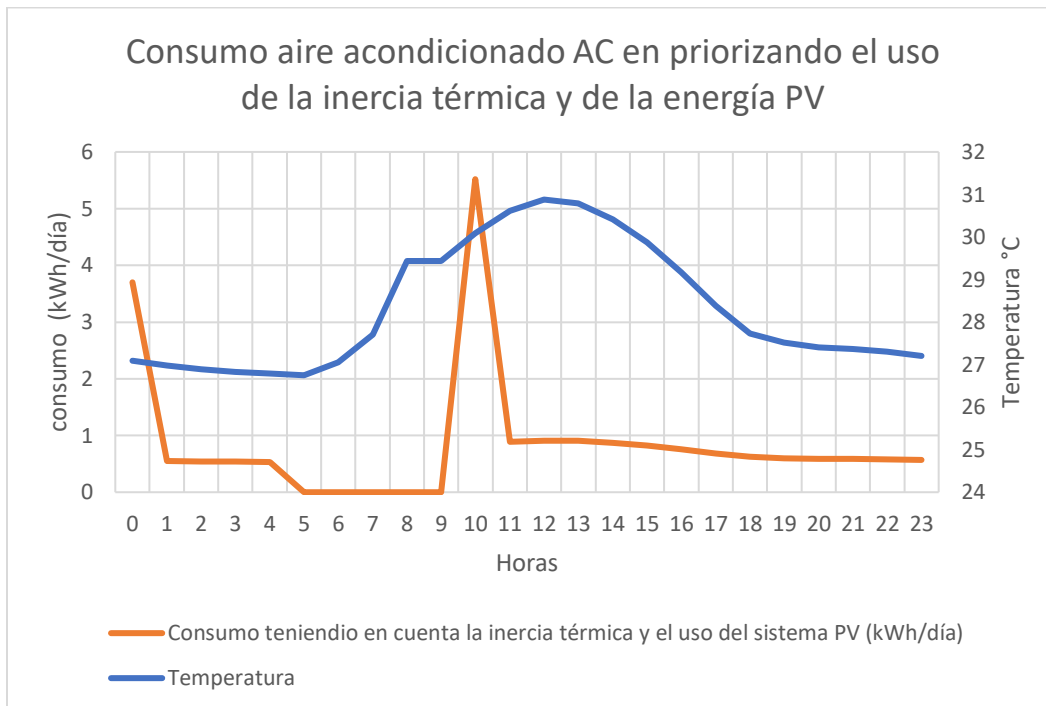


Gráfica 17: Consumo aire acondicionado AC día NO laboral encendido constante. Fuente propia

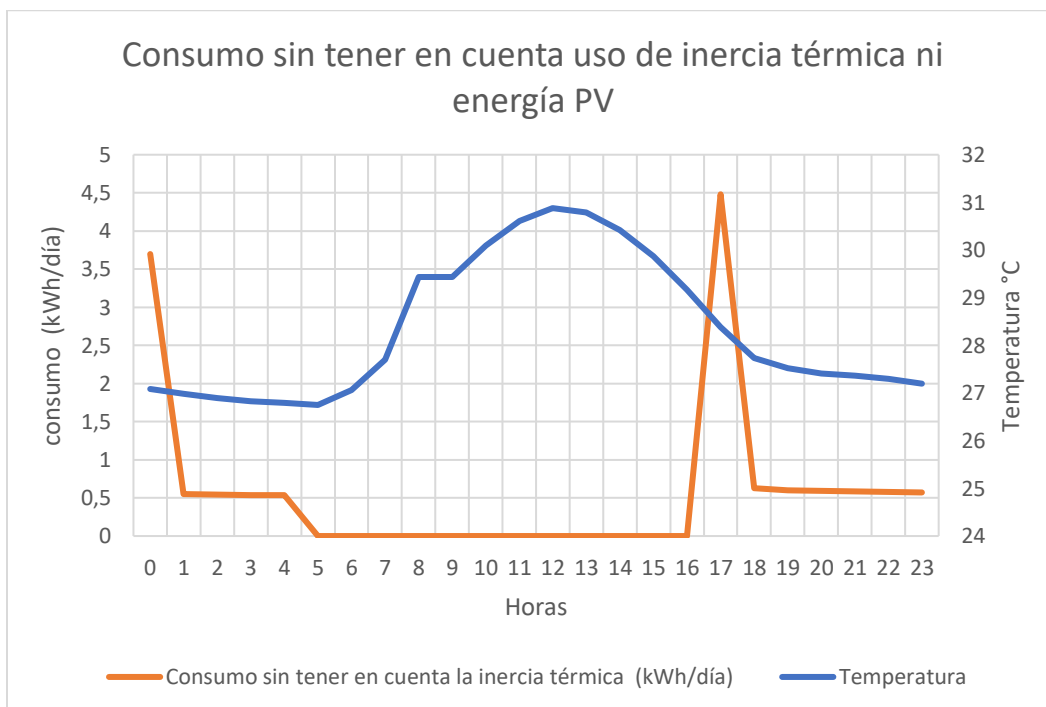
Se repite el análisis para los días típicos de verano (laboral y no laboral), con sus respectivas gráficas (18, 19 y 20), como se ilustra en la tabla 12 y 13.

Día laboral verano aire acondicionado AC						
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/mes)	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/día)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/mes)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/día)
0	27,09	1	110,93544	3,697848	110,93544	3,697848
1	26,98	1	16,594776	0,5531592	16,594776	0,5531592
2	26,89	1	16,321536	0,5440512	16,321536	0,5440512
3	26,83	1	16,139376	0,5379792	16,139376	0,5379792
4	26,79	1	16,03008	0,534336	16,03008	0,534336
5	26,75	0	0	0	0	0
6	27,06	0	0	0	0	0
7	27,7	0	0	0	0	0
8	29,43	0	0	0	0	0
9	29,43	0	0	0	0	0
10	30,09	0	165,58344	5,519448	0	0
11	30,61	0	26,631792	0,8877264	0	0
12	30,88	0	27,324	0,9108	0	0
13	30,79	0	27,105408	0,9035136	0	0
14	30,42	0	26,085312	0,8695104	0	0
15	29,87	0	24,573384	0,8191128	0	0
16	29,17	0	22,660704	0,7553568	0	0
17	28,38	1	20,474784	0,6824928	134,43408	4,481136
18	27,73	1	18,6714	0,62238	18,726048	0,6242016
19	27,52	1	18,070272	0,6023424	18,070272	0,6023424
20	27,41	1	17,7606	0,59202	17,7606	0,59202
21	27,37	1	17,633088	0,5877696	17,633088	0,5877696
22	27,3	1	17,450928	0,5816976	17,450928	0,5816976
23	27,2	1	17,177688	0,5725896	17,177688	0,5725896

Tabla 12: Consumo aire acondicionado AC en un día de verano laboral teniendo en cuenta uso de la inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV. Fuente propia



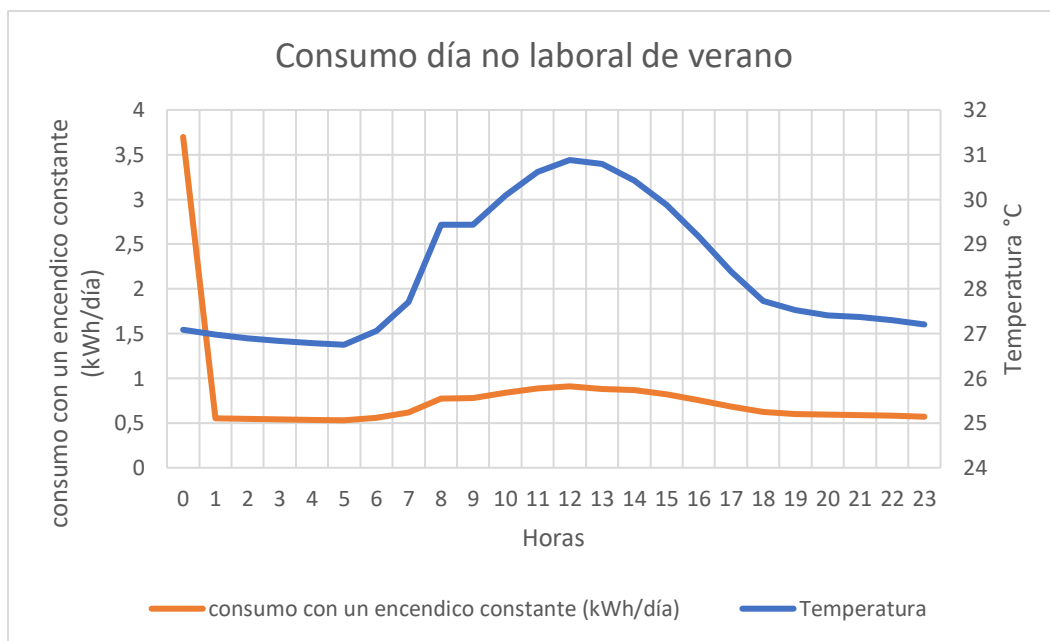
Gráfica 18: Consumo aire acondicionado AC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de verano. Fuente propia



Gráfica 19: Consumo aire acondicionado AC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de verano. Fuente propia

Día no laboral verano aire acondicionado AC				
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo con un encendido constante (kWh/mes)	consumo con un encendido constante (kWh/día)
0	27,09	1	110,93544	3,697848
1	26,98	1	16,594776	0,5531592
2	26,89	1	16,321536	0,5440512
3	26,83	1	16,139376	0,5379792
4	26,79	1	16,03008	0,534336
5	26,75	1	15,920784	0,5306928
6	27,06	1	16,75872	0,558624
7	27,7	1	18,507456	0,6169152
8	29,43	1	23,2254	0,77418
9	29,43	1	23,334696	0,7778232
10	30,09	1	25,119864	0,8373288
11	30,61	1	26,558928	0,8852976
12	30,88	1	27,324	0,9108
13	30,79	1	26,376768	0,8792256
14	30,42	1	26,085312	0,8695104
15	29,87	1	24,573384	0,8191128
16	29,17	1	22,660704	0,7553568
17	28,38	1	20,474784	0,6824928
18	27,73	1	18,6714	0,62238
19	27,52	1	18,070272	0,6023424
20	27,41	1	17,7606	0,59202
21	27,37	1	17,633088	0,5877696
22	27,3	1	17,450928	0,5816976
23	27,2	1	17,177688	0,5725896

Tabla 13: Consumo aire acondicionado AC un día de verano no laboral bajo un encendido constante. Fuente propia

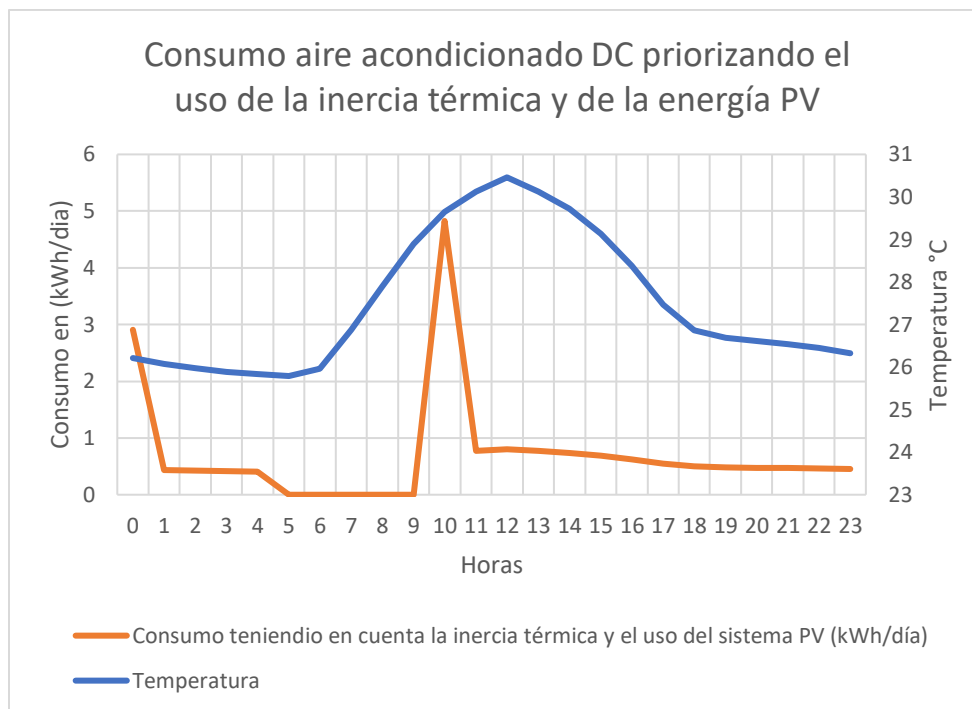


Gráfica 20: Consumo aire acondicionado AC día no laboral de verano encendido constante. Fuente propia

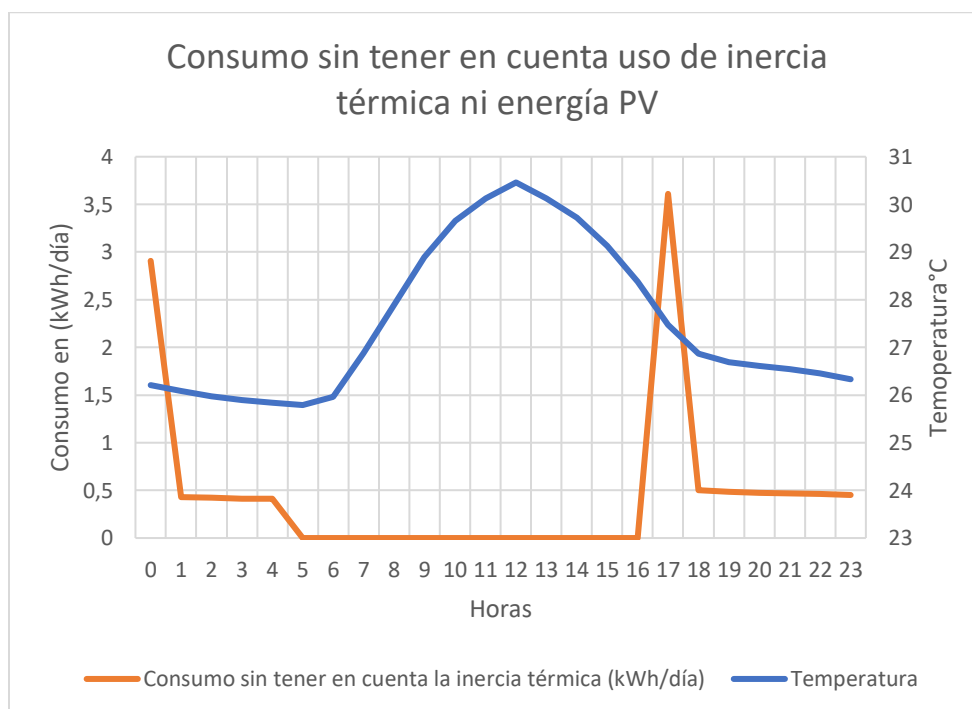
El mismo análisis realizado con el aire acondicionado de tipo AC se realiza con la tecnología de tipo DC, cuyo comportamiento se observa en las tablas 14 a 17 y gráficas (21 a 26).

Día laboral invierno aire acondicionado DC						
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/mes)	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/día)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/mes)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/día)
0	26,21	1	87,2154	2,90718	87,2154	2,90718
1	26,08	1	12,95676	0,431892	12,95676	0,431892
2	25,97	1	12,65544	0,421848	12,65544	0,421848
3	25,89	1	12,45456	0,415152	12,45456	0,415152
4	25,84	1	12,32064	0,410688	12,32064	0,410688
5	25,79	0	0	0	0	0
6	25,96	0	0	0	0	0
7	26,88	0	0	0	0	0
8	27,89	0	0	0	0	0
9	28,89	0	0	0	0	0
10	29,65	0	144,801	4,8267	0	0
11	30,13	0	23,25186	0,775062	0	0
12	30,46	0	24,03864	0,801288	0	0
13	30,12	0	23,21838	0,773946	0	0
14	29,72	0	22,19724	0,739908	0	0
15	29,13	0	20,70738	0,690246	0	0
16	28,38	0	18,81576	0,627192	0	0
17	27,47	1	16,50564	0,550188	108,3078	3,61026
18	26,87	1	14,96556	0,498852	14,99904	0,499968
19	26,69	1	14,4801	0,48267	14,49684	0,483228
20	26,61	1	14,27922	0,475974	14,27922	0,475974
21	26,54	1	14,09508	0,469836	14,09508	0,469836
22	26,45	1	13,87746	0,462582	13,87746	0,462582
23	26,33	1	13,57614	0,452538	13,57614	0,452538

Tabla 14: Consumo aire acondicionado DC un día laboral de invierno teniendo en cuenta uso inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV. Fuente propia



Gráfica 21: Consumo aire acondicionado DC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de invierno. Fuente propia

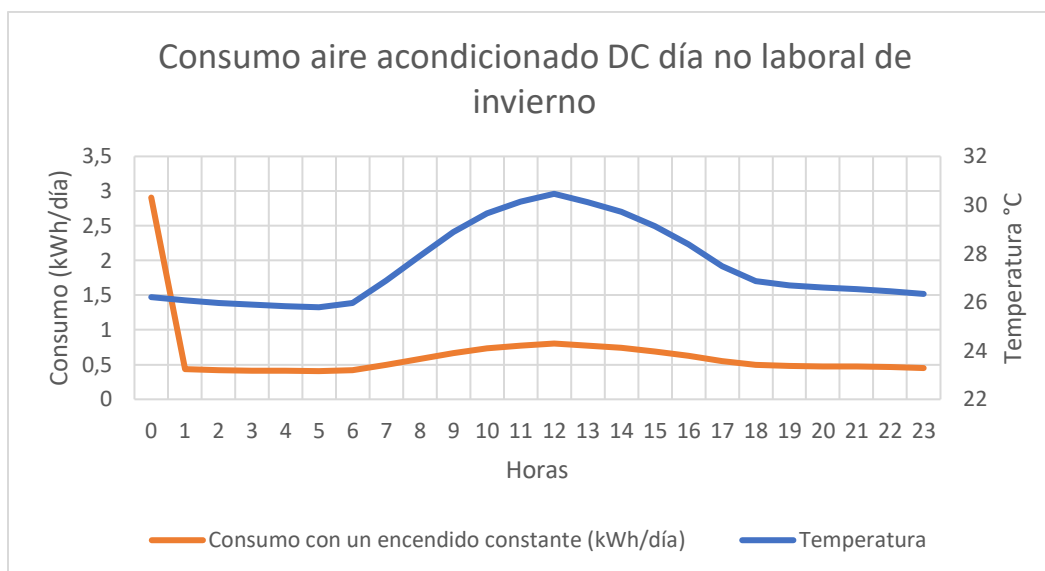


Gráfica 22: Consumo aire acondicionado DC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de invierno. Fuente propia

Para las pruebas que se realizaron con el aire acondicionado DC se mantuvo la idea de encender el aire unas horas antes de lo habitual para poder aprovechar la inercia térmica y la energía generada por el sistema fotovoltaico esto se evidencia en los datos de la tabla 14 representado por la gráfica 22.

Día no laboral invierno aire acondicionado DC				
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	Consumo con un encendido constante (kWh/mes)	Consumo con un encendido constante (kWh/día)
0	26,21	1	87,2154	2,90718
1	26,08	1	12,95676	0,431892
2	25,97	1	12,65544	0,421848
3	25,89	1	12,45456	0,415152
4	25,84	1	12,32064	0,410688
5	25,79	1	12,18672	0,406224
6	25,96	1	12,60522	0,420174
7	26,88	1	14,91534	0,497178
8	27,89	1	17,47656	0,582552
9	28,89	1	20,02104	0,667368
10	29,65	1	21,96288	0,732096
11	30,13	1	23,1849	0,77283
12	30,46	1	24,03864	0,801288
13	30,12	1	23,21838	0,773946
14	29,72	1	22,19724	0,739908
15	29,13	1	20,70738	0,690246
16	28,38	1	18,81576	0,627192
17	27,47	1	16,50564	0,550188
18	26,87	1	14,96556	0,498852
19	26,69	1	14,4801	0,48267
20	26,61	1	14,27922	0,475974
21	26,54	1	14,09508	0,469836
22	26,45	1	13,87746	0,462582
23	26,33	1	13,57614	0,452538

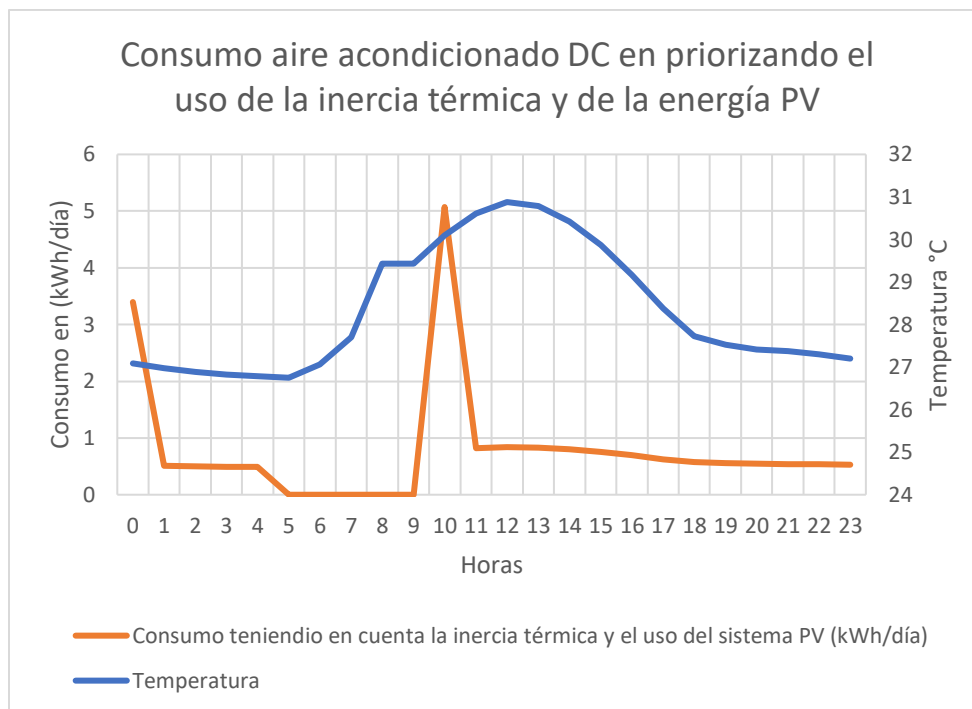
Tabla 15: Consumo aire acondicionado DC un día de invierno no laboral bajo un encendido constante. Fuente propia



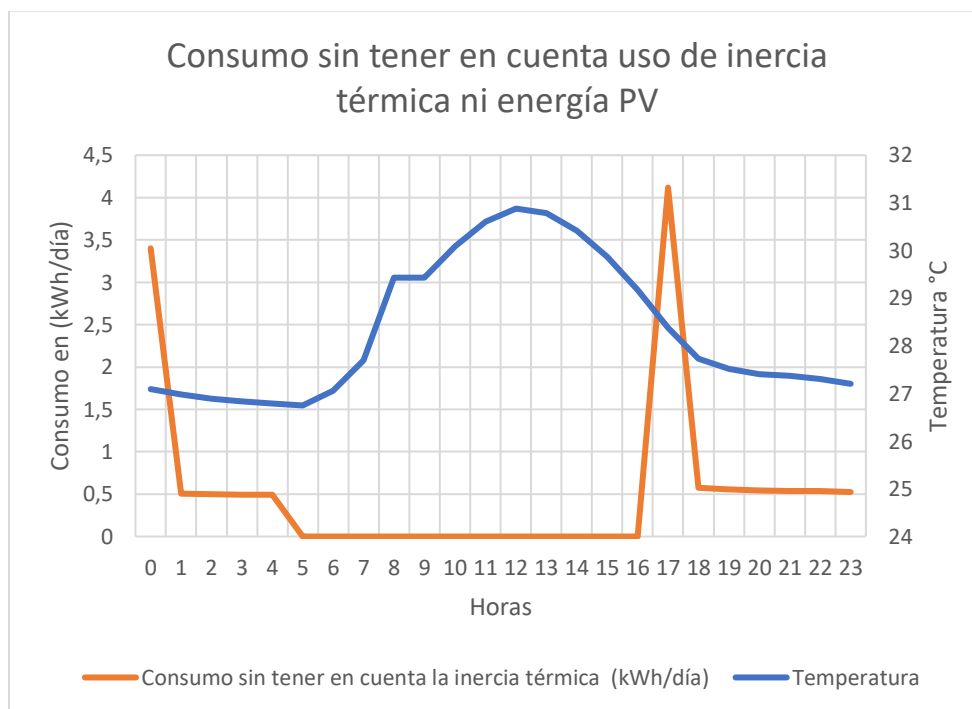
Gráfica 23: Consumo aire acondicionado DC día NO laboral encendido constante. Fuente propia

Día laboral verano aire acondicionado DC						
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/mes)	consumo teniendo en cuenta la inercia térmica y el uso del sistema PV (kWh/día)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/mes)	consumo sin tener en cuenta la inercia térmica (kWh/día)
0	27,09	1	101,9466	3,39822	101,9466	3,39822
1	26,98	1	15,25014	0,508338	15,25014	0,508338
2	26,89	1	14,99904	0,499968	14,99904	0,499968
3	26,83	1	14,83164	0,494388	14,83164	0,494388
4	26,79	1	14,7312	0,49104	14,7312	0,49104
5	26,75	0	0	0	0	0
6	27,06	0	0	0	0	0
7	27,7	0	0	0	0	0
8	29,43	0	0	0	0	0
9	29,43	0	0	0	0	0
10	30,09	0	152,1666	5,07222	0	0
11	30,61	0	24,47388	0,815796	0	0
12	30,88	0	25,11	0,837	0	0
13	30,79	0	24,90912	0,830304	0	0
14	30,42	0	23,97168	0,799056	0	0
15	29,87	0	22,58226	0,752742	0	0
16	29,17	0	20,82456	0,694152	0	0
17	28,38	1	18,81576	0,627192	123,5412	4,11804
18	27,73	1	17,1585	0,57195	17,20872	0,573624
19	27,52	1	16,60608	0,553536	16,60608	0,553536
20	27,41	1	16,3215	0,54405	16,3215	0,54405
21	27,37	1	16,20432	0,540144	16,20432	0,540144
22	27,3	1	16,03692	0,534564	16,03692	0,534564
23	27,2	1	15,78582	0,526194	15,78582	0,526194

Tabla 16: Consumo aire acondicionado DC en un día de verano laboral teniendo en cuenta uso de la inercia térmica y energía PV / sin tener en cuenta uso de inercia térmica ni energía PV. Fuente propia



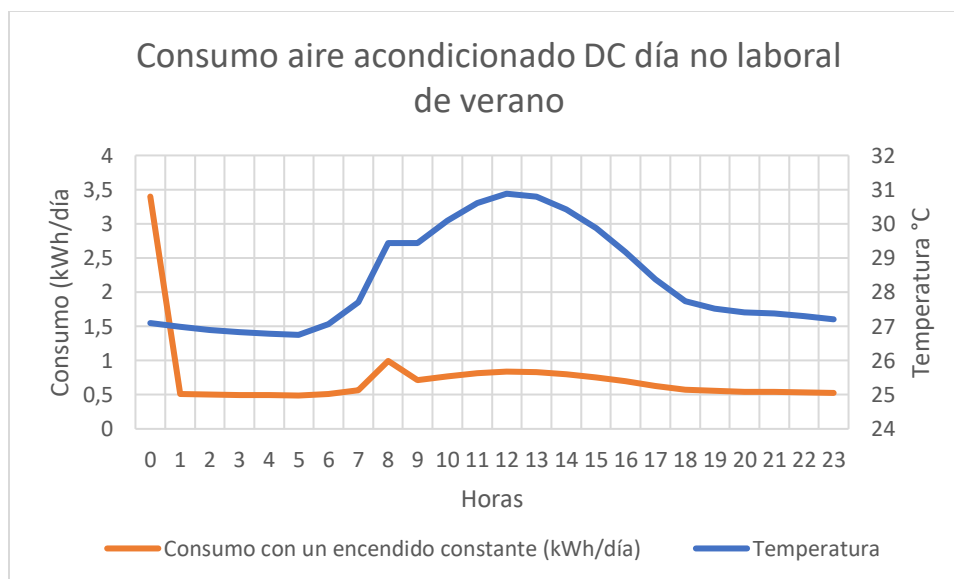
Gráfica 24: Consumo aire acondicionado DC priorizando el uso de inercia térmica y energía PV en día laboral de verano. Fuente propia



Gráfica 25: Consumo aire acondicionado DC sin tener en cuenta inercia térmica ni energía PV en un día laboral de verano. Fuente propia

Día no laboral verano aire acondicionado DC				
Hora	Temperatura (°C)	Horas de uso	consumo con un encendido constante (kWh/mes)	consumo con un encendido constante (kWh/día)
0	27,09	1	101,9466	3,39822
1	26,98	1	15,25014	0,508338
2	26,89	1	14,99904	0,499968
3	26,83	1	14,83164	0,494388
4	26,79	1	14,7312	0,49104
5	26,75	1	14,63076	0,487692
6	27,06	1	15,4008	0,51336
7	27,7	1	17,00784	0,566928
8	29,43	1	29,7135	0,99045
9	29,43	1	21,44394	0,714798
10	30,09	1	23,08446	0,769482
11	30,61	1	24,40692	0,813564
12	30,88	1	25,11	0,837
13	30,79	1	24,90912	0,830304
14	30,42	1	23,97168	0,799056
15	29,87	1	22,58226	0,752742
16	29,17	1	20,82456	0,694152
17	28,38	1	18,81576	0,627192
18	27,73	1	17,1585	0,57195
19	27,52	1	16,60608	0,553536
20	27,41	1	16,3215	0,54405
21	27,37	1	16,20432	0,540144
22	27,3	1	16,03692	0,534564
23	27,2	1	15,78582	0,526194

Tabla 17: Consumo aire acondicionado DC un día de verano no laboral bajo un encendido constante. Fuente propia



Gráfica 26: Consumo aire acondicionado DC día no laboral de verano encendido constante. Fuente propia

5.5. Diseño Problema de optimización

Después de completar el modelo de todos los elementos de las diferentes topologías a considerar de la microrred, se procede con el diseño del problema de optimización. Para ello, es necesario definir qué se quiere optimizar y así, proponer una función objetivo.

Para este caso, diferentes autores en la literatura científica que han desarrollado la planificación de microrredes desde una perspectiva óptima suelen definir una función objetivo mediante la cual se minimicen los costos totales de la microrred [44].

De esta manera, se propone la función objetivo que se observa en la ecuación 24, mediante la cual se busca minimizar los costos de inversión (C_{INV}) y operación (C_{OP}) de la microrred.

$$MIN(C_{INV} + C_{OP}) \quad (24)$$

Para los costos de inversión se tiene la ecuación 25.

$$C_{INV} = \left[\sum_{i \in conv_{MG}} C_{MG}^{conv} + \sum_{i \in Tr_{MG}} C_{MG}^{Tr} \right] + C_{inv}^{PV} + C_{inv}^{DG} \quad (25)$$

Donde

- $\sum_{i \in conv_{MG}} C_{MG}^{conv}$ = sumatoria del costo de los convertidores presentes en la microrred
- $\sum_{i \in Tr_{MG}} C_{MG}^{Tr}$ = sumatoria del costo de los transformadores en la microrred
- C_{inv}^{PV} = costo invertido en el sistema de paneles solares
- C_{inv}^{DG} = el costo del generador Diésel

Respecto a los costos de operación se tiene la ecuación 26.

$$C_{OP} = C^{energia} * \left[\sum_{l \in L} \sum_{k \in H} P_{L_{jk}} + \sum_{k \in H} P_{2C_k} + \sum_{l \in E} \sum_{k \in H} P_{E_{jk}} - \sum_{k \in H} P_{PV_k} * X_k - \sum_{k \in H} P_{DG_k} \right] + C^{diésel} * \left[\sum_{l \in H} P_{DG_k} \right] \quad (26)$$

Donde:

- $C^{energía}$ = costo del kWh de la red eléctrica
- $\sum_{i \in L} \sum_{K \in H} P_{L_{jK}}$ = sumatoria de la potencia requerida por las cargas por hora
- $\sum_{K \in H} P_{2C_K}$ = sumatoria de la potencia requerida por el aire acondicionado por hora
- $\sum_{i \in E} \sum_{K \in H} P_{E_{jK}}$ = sumatoria de las perdidas tanto de los convertidores como de los transformadores por hora
- $\sum_{K \in H} P_{PV_K}$ = sumatoria de la potencia generada por los paneles solares por hora
- X_K = variable de decisión binaria
- $\sum_{K \in H} P_{DG_K}$ = sumatoria de la variable de decisión continua potencia generada por el generador Diésel por hora
- $C^{diésel}$ = costo de combustible Diésel para generar un kWh

Teniendo en cuenta la propuesta acerca de las variables de decisión, el modelo de la función objetivo es de tipo MILP ya que cuenta con una variable binaria y una variable continua que lo convierte en un modelo mixto. También es de naturaleza lineal porque en ningún momento las variables de decisión se afectan entre sí.

Por otro lado, para obtener el costo del kWh, de la red eléctrica se realizó la búsqueda de costos desde el 2012 hasta el 2022 en la ciudad de Barranquilla con el fin de realizar un promedio. La búsqueda se realizó de 2012 a 2022 porque los datos de irradiancia y temperatura con los que se hizo el modelo de los paneles solares fue de estos años.

El costo del Diésel para generar un kWh se obtuvo de forma similar, realizando la búsqueda del precio del galón de Diésel desde el 2012 hasta el 2022. Posteriormente, se hizo un promedio, luego se investigó con el fabricante del generador cuánto combustible utiliza el generador para generar un kWh. Lo que se encontró es que el generador gasta 0.27 galones para generar 26kWh. Realizando el cálculo correspondiente se encontró que necesita 0.10 galones para generar 1kWh, ya con esta información se realizó el cálculo para establecer el precio de 0.10 galones de Diésel.

Finalmente, ya con la función objetivo clara es necesario definir las restricciones pertinentes para el problema. Como se está contemplando microrredes aisladas o interconectadas, las

restricciones cambian entre un caso y otro, a continuación, se mencionarán las restricciones diseñadas para las microrredes interconectadas.

1. $P_{redk} = \left[\sum_{i \in L} \sum_{K \in H} P_{L_{JK}} + \sum_{K \in H} P_{2C_K} + \sum_{i \in E} \sum_{K \in H} P_{E_{JK}} - \sum_{K \in H} P_{PV_K} * X_K - \sum_{K \in H} P_{DG_K} \right]$
2. $P_{redk} \geq 0$
3. $P_{DGk} \geq 0$
4. $P_{DGk} \leq 26$

La primera restricción define un balance de potencia de la microrred. De esta manera, la energía que se demande a la red eléctrica debe ser la que no pudo suplir el generador diésel en conjunto con el sistema de generación fotovoltaico.

Considerando las particularidades regulatorias del lugar de instalación, se utiliza la segunda restricción para impedir que se entreguen excedentes de energía a la red externa.

Por otro lado, las restricciones 3 y 4 tienen el propósito de limitar la potencia que produce el generador Diésel ya que debe estar entre 0kW y 26kW.

Respecto al modo de operación en isla, se diseñaron las siguientes restricciones en el problema de optimización.

1. $C^{energia} = C^{diesel}$
2. $P_{minDG} \leq P_{DG_K}$
3. $P_{DG} \leq 26$
4. $P_{PVk} + P_{DGk} - P_{E_k} - P_{P2Ck} - P_{Lk} = 0$

La primera restricción en este modo de operación iguala el costo de la energía eléctrica al costo del Diésel. Esto se hizo con el propósito de que no fuera necesario cambiar la función objetivo entre un modo de operación y otro, ya que en el modo aislado no se cuenta con disponibilidad de la red eléctrica.

Las restricciones 2 y 3 se diseñaron para limitar los valores de potencia que puede entregar el generador Diésel en el algoritmo de optimización, pues si bien esta tecnología tiene un rango

de operación de 0kW a 26kW, en el caso aislado no se puede poner como valor mínimo 0kW, ya que el convertidor fotovoltaico necesita un valor de referencia (pues funciona mediante sincronismo). De esta manera, se define P_{minDG} como el menor porcentaje de la potencia nominal del generador Diésel con el que el algoritmo encuentra una solución óptima, ya que en un primer momento se estableció que fuera el 5%, pero en ocasiones, es necesario aumentarlo de acuerdo al caso para encontrar una solución adecuada.

En cuanto a la cuarta restricción, se estableció para que existiera un balance de potencia en la solución que entrega el algoritmo, permitiendo garantizar que lo que se está generando sea lo mismo que se está demandando.

6. Resultados

Este capítulo muestra los resultados obtenidos al ejecutar el algoritmo de optimización en el software MATLAB, basándose en cada uno de los datos de entrada que a lo largo del proyecto se han ido describiendo.

Es importante tener en cuenta que dentro de la información de entrada existe la cantidad de días típicos que hay en el año. Para esto, el año se dividió en 6 meses de temporada de lluvias (invierno) y 6 de temporada seca (verano) donde se estableció que cada época cuenta con 107 días laborales y 75 no laborales.

Posteriormente, se obtuvo la configuración óptima de la microrred para ocho situaciones diferentes, resultado de considerar el modo de operación (aislada o interconectada), la mayoría de las cargas (AC o DC) y la presencia de acople sectorial (con o sin inercia térmica).

6.1 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC

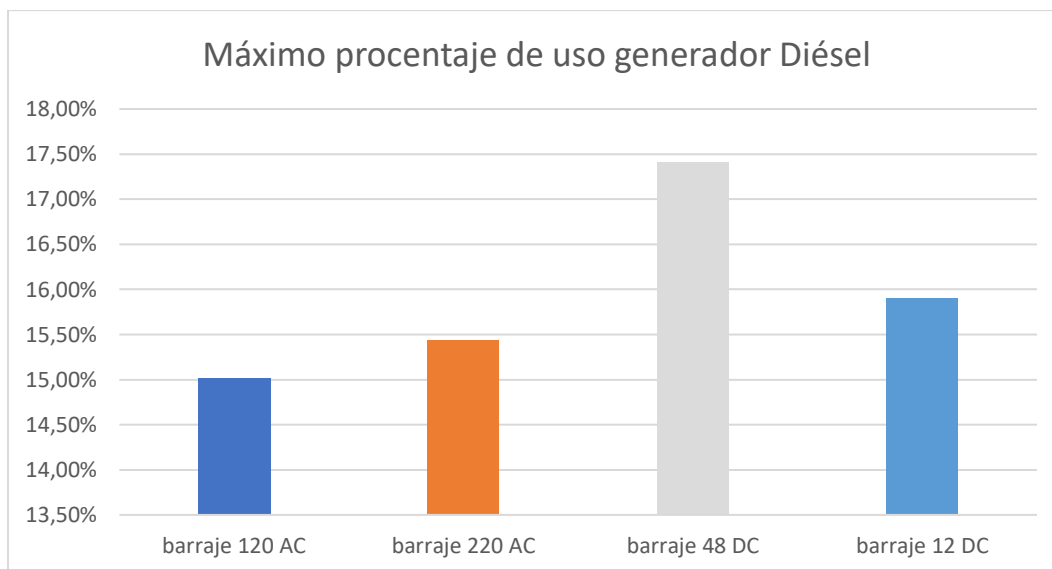
En la tabla 18 se observa que para este caso, la topología óptima de la microrred es la de 220V AC, pues es la que presenta menor costo en el horizonte de planeamiento.

Microrred interconectada mayoría carga AC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	15,01%	74,45%	\$ 136.531.000,00
barraje 220 AC	15,44%	58,01%	\$ 97.566.000,00
barraje 48 DC	17,41%	31,15%	\$ 195.950.000,00
barraje 12 DC	15,90%	34,78%	\$ 171.378.000,00

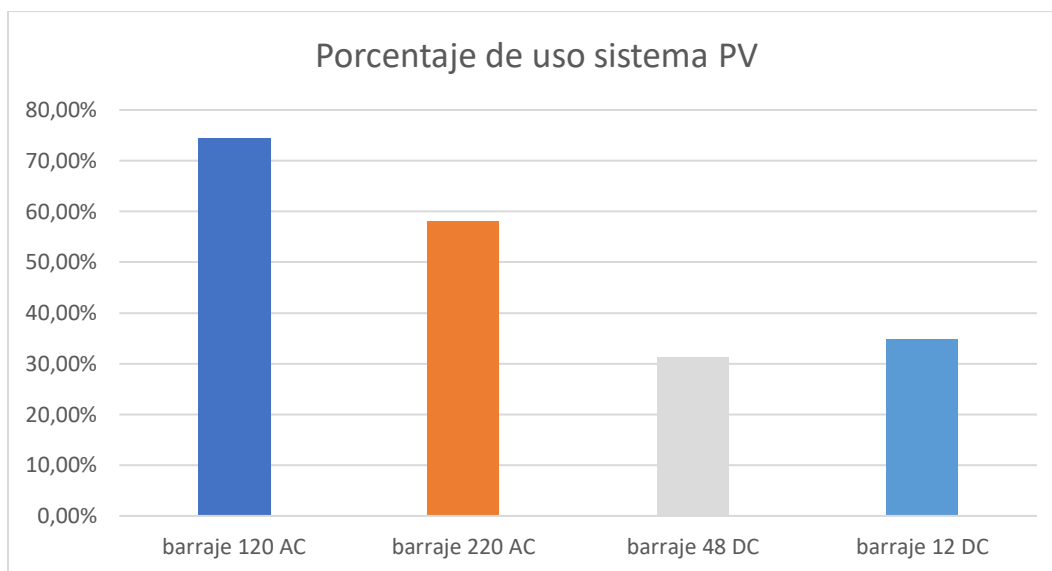
Tabla 18: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectadas mayoría de carga AC. Fuente propia

Por otro lado, más allá del costo mínimo, se pueden considerar otras variables para la toma de decisiones de una microrred a implementar. Por ejemplo, en la gráfica 27 se observa que la microrred que mayor provecho le saca al generador Diésel es la de 48V DC, mientras que la de

120V AC es la que permitiría el mayor aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, como se observa en la gráfica 28.



Gráfica 27: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC. Fuente propia



Gráfica 28: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC. Fuente propia

Por otro lado, la gráfica 29 muestra el comparativo de los costos para cada topología. Allí es claro que, para este caso, las topologías DC son mucho más costosas que las AC y que la

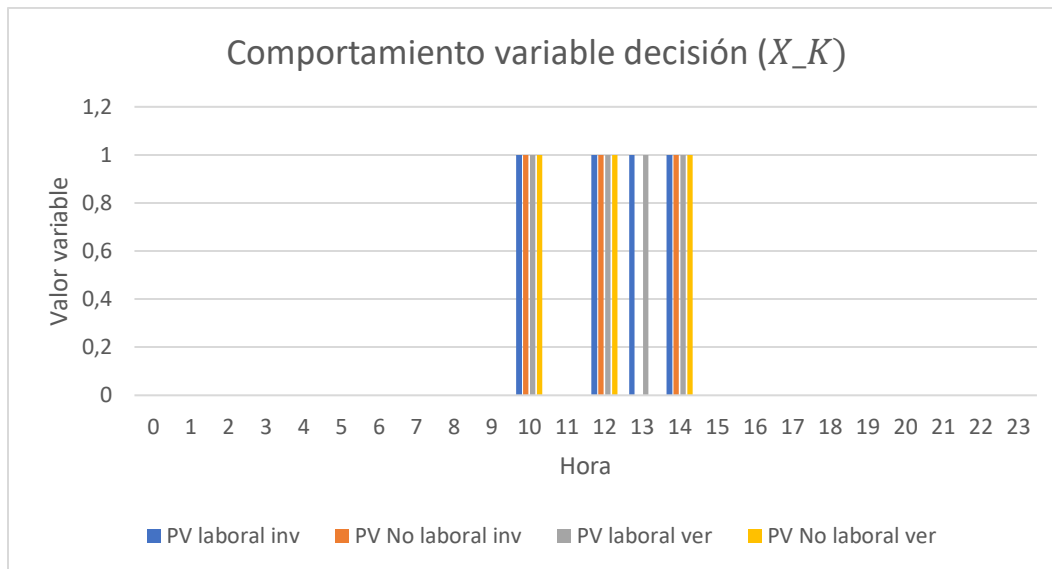
topología DC más económica (12VDC) requiere un 57% más de presupuesto que la solución óptima (topología AC de 220V).



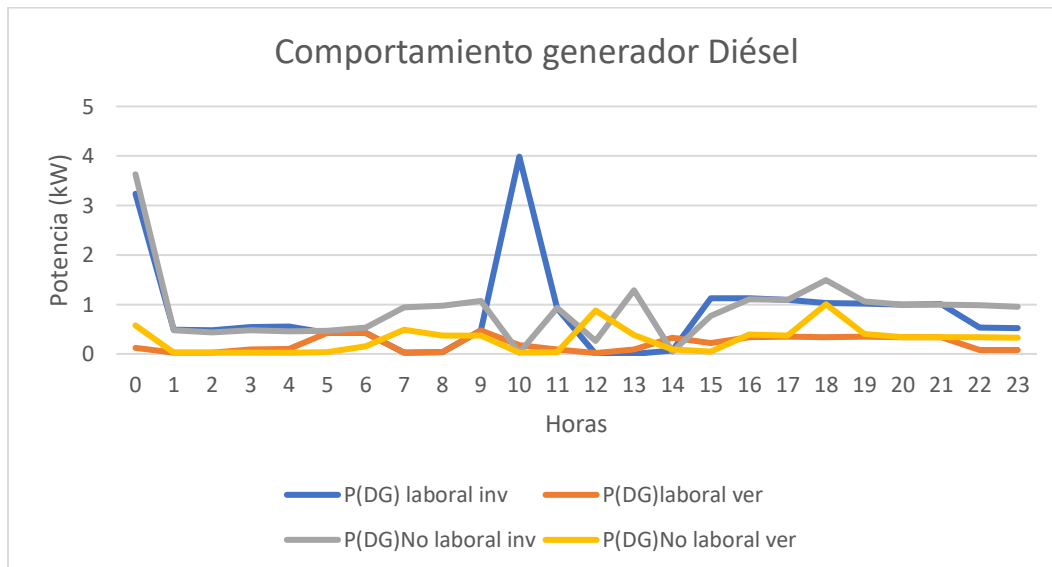
Gráfica 29: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga AC en el resultado óptimo. Fuente propia

Teniendo en cuenta los resultados que se presentaron anteriormente y que el problema de optimización se diseñó con el fin de minimizar costos, se puede evidenciar que en este grupo de microrredes eléctricas la mejor alternativa de uso es la microrred con barraje 220V AC.

A continuación, las gráficas 30 y 31 muestran el comportamiento de las variables de decisión de la solución óptima, es decir, el encendido o apagado de la generación fotovoltaica (gráfica 30) y el valor de potencia de salida del generador Diésel (gráfica 31).

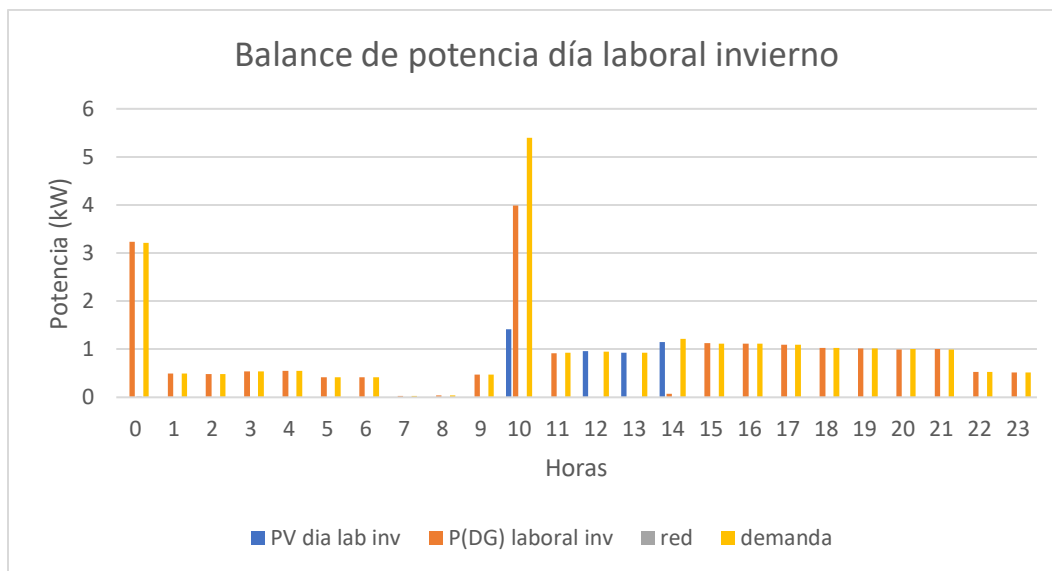


Gráfica 30: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia



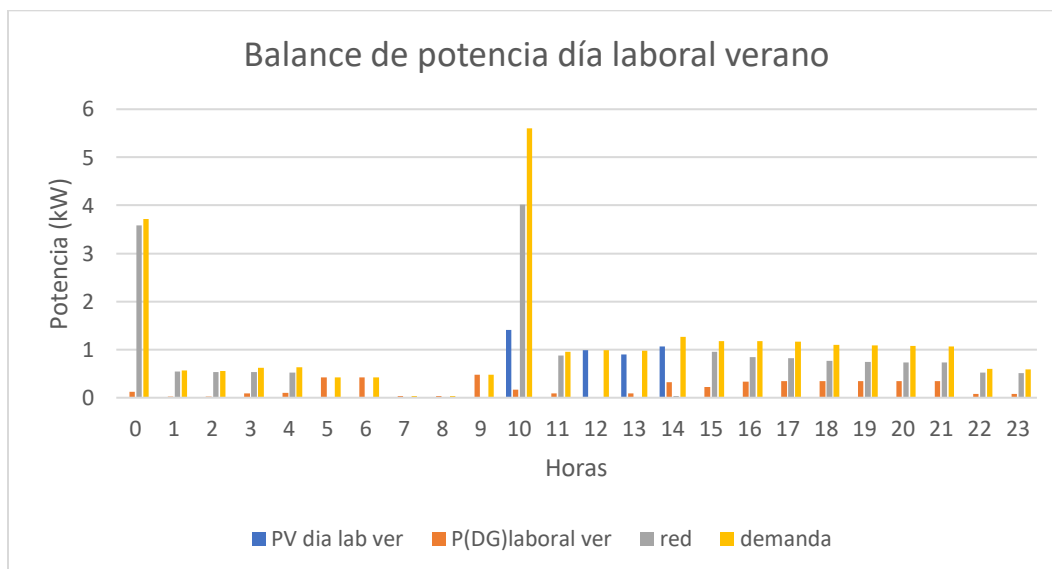
Gráfica 31: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

Así mismo, en las gráficas 32 a la 35 se visualiza el balance de potencia y la proporción de la demanda que cada fuente de energía suplió (generador Diésel, sistema fotovoltaico y red eléctrica).



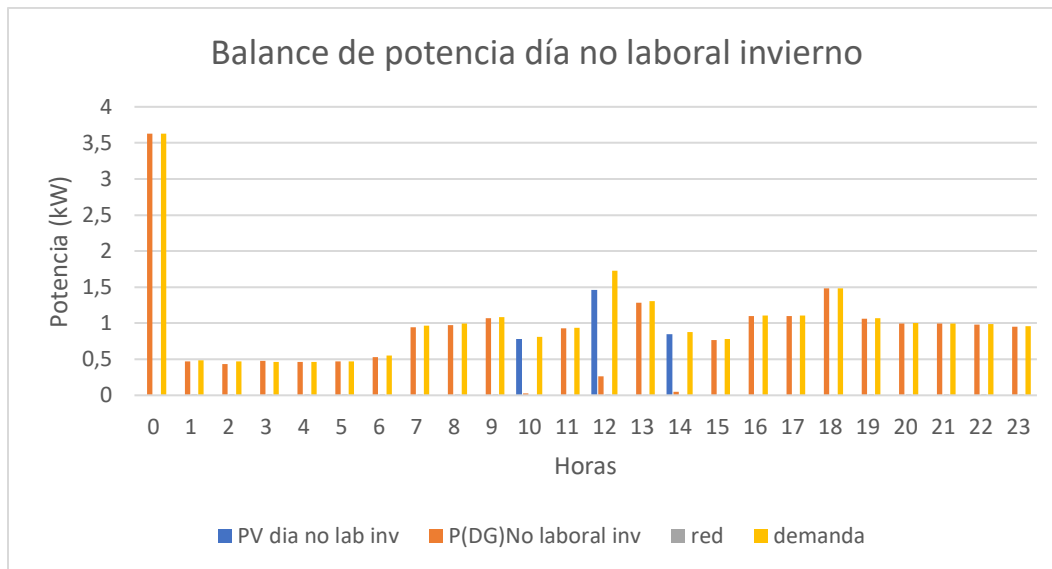
Gráfica 32: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral invierno.

Fuente propia



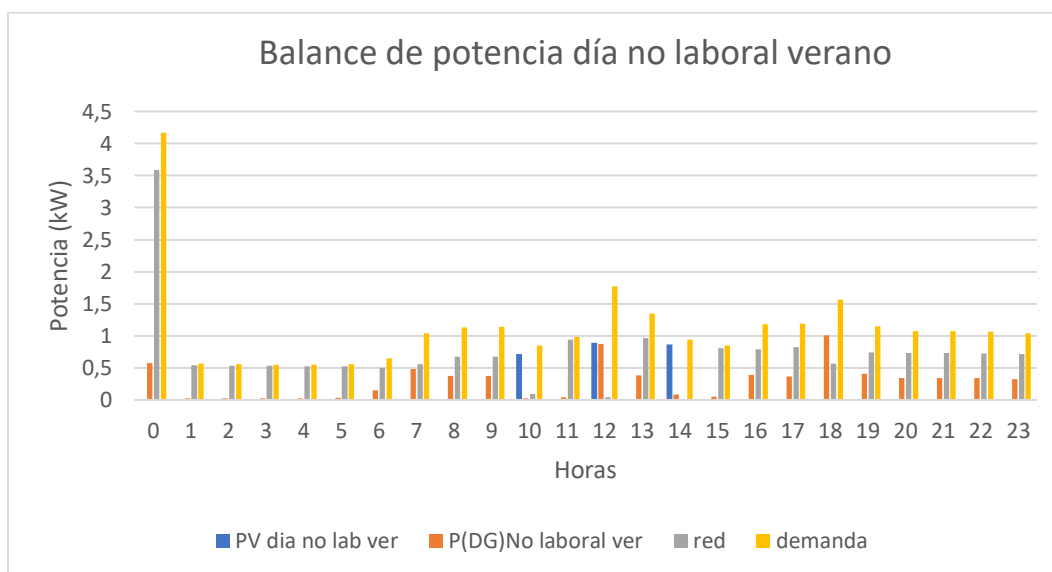
Gráfica 33: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral verano.

Fuente propia



Gráfica 34: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.

Fuente propia



Gráfica 35: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral verano.

Fuente propia

Es de resaltar que para los días laborales, el algoritmo prioriza al generador Diésel y al fotovoltaico para suplir la demanda, sin necesidad del uso de la red eléctrica. Así mismo, en los días no laborales, la red eléctrica sí es requerida para suplir la demanda adicional. Sin embargo, en momentos como las 10h, 12h y 14h (ver gráfica 35), se observa una priorización al uso de la energía fotovoltaica (requiriendo poca potencia de la red eléctrica). De la misma forma, a las

10h y 14h (en la misma gráfica 35), se muestra el ajuste en la salida de potencia del generador Diésel, disminuyéndola para permitir todo el aprovechamiento de la unidad fotovoltaica.

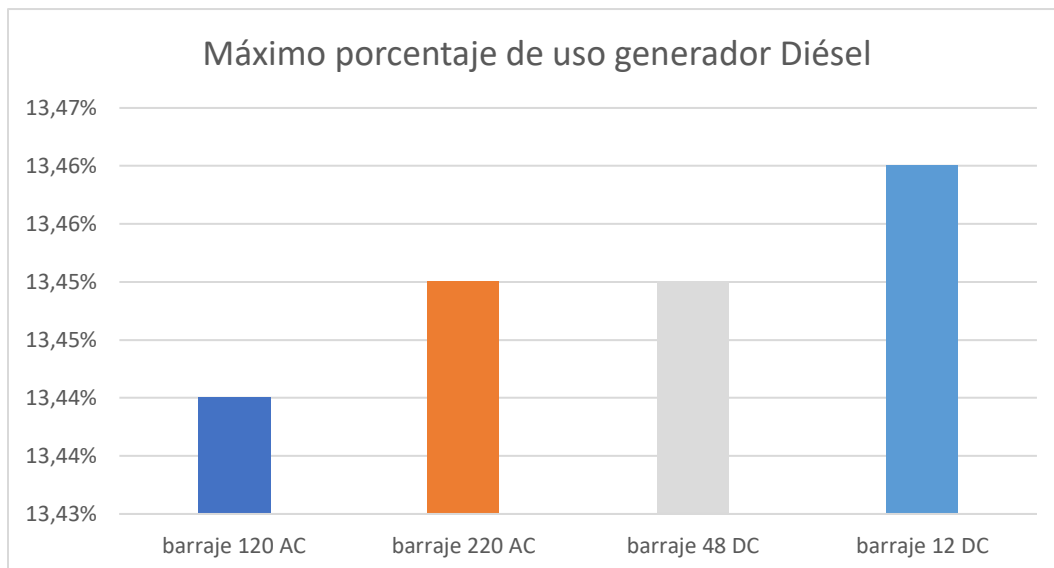
6.2 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC

Los resultados que se muestran en la tabla 19, evidencian que la topología óptima para este caso es la de 220V AC, ya que es la que presenta un menor costo en el horizonte de planeamiento.

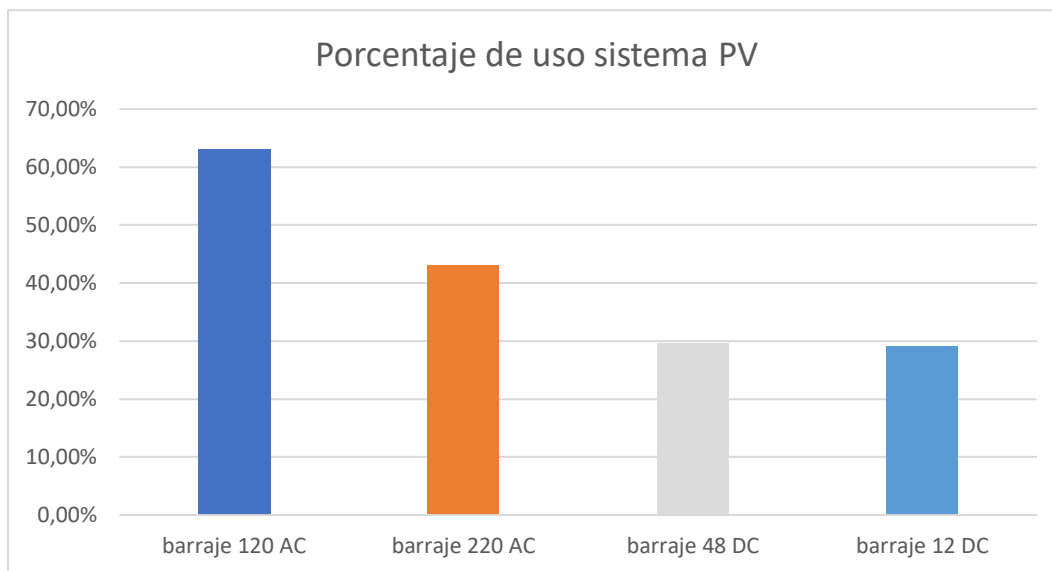
Microrred interconectada mayoría carga DC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	13,44%	63,00%	\$ 138.728.000,00
barraje 220 AC	13,45%	43,00%	\$ 98.766.000,00
barraje 48 DC	13,45%	29,64%	\$ 167.259.000,00
barraje 12 DC	13,46%	29,01%	\$ 162.218.000,00

Tabla 19: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectadas mayoría de carga DC. Fuente propia

Al igual que en el caso anterior, se pueden considerar otras variables para la toma de decisiones de una microrred. En la gráfica 36 se observa que para este caso la microrred que mayor provecho le saca al generador Diésel es la de 12V DC, mientras que la de 120V AC es la que permitiría el mayor aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, según la gráfica 37.

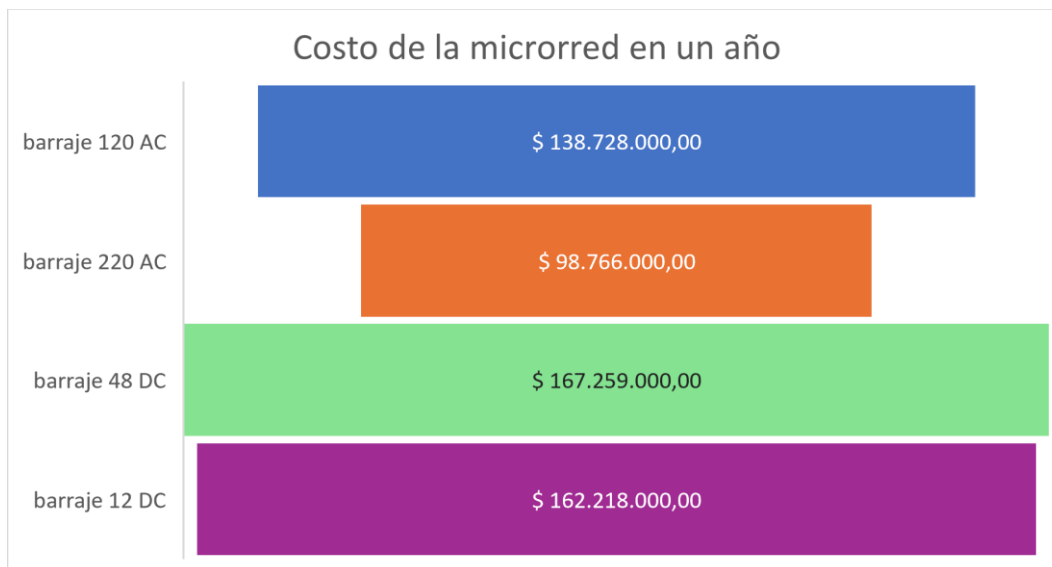


Gráfica 36: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC. Fuente propia



Gráfica 37: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC. Fuente propia

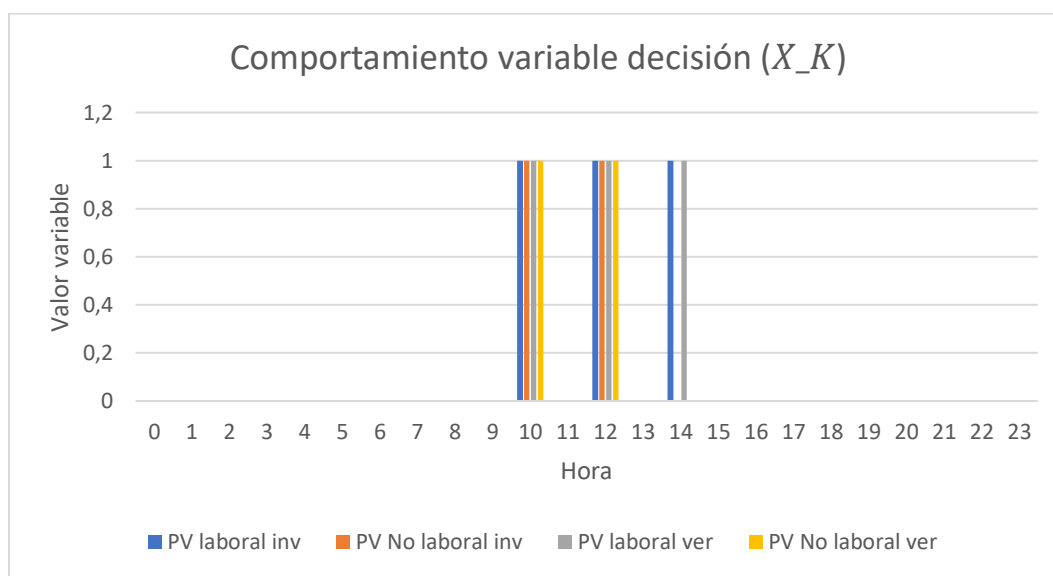
Por otro lado, la gráfica 38 muestra el comparativo de los costos para cada topología. Allí es claro que, para este caso, las topologías DC son mucho más costosas que las AC y que la topología DC más económica (12VDC) requiere un 6% más de presupuesto que la solución óptima (topología AC de 220V).



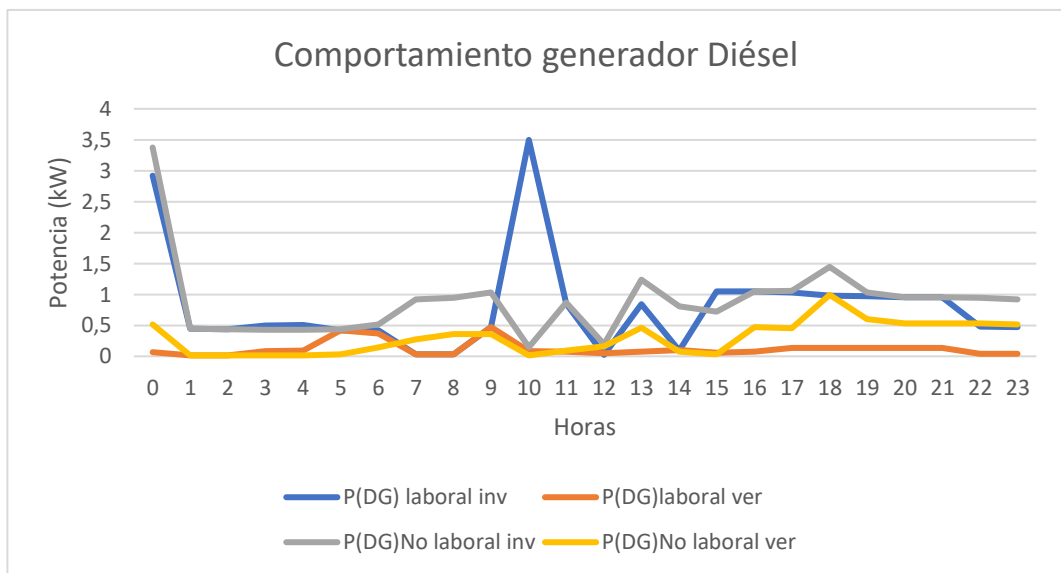
Gráfica 38: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga DC en el resultado óptimo. Fuente propia

Basándose en los resultados que se presentaron anteriormente y que el problema de optimización se diseñó con el fin de minimizar costos, se puede evidenciar que en este grupo de microrredes eléctricas la mejor alternativa de uso es la microrred con barraje 220V AC.

A continuación, las gráficas 39 y 40 muestran el comportamiento de las variables de decisión de la solución óptima, encendido o apagado de la generación fotovoltaica (gráfica 39) y el valor de potencia de salida del generador Diésel (gráfica 40).

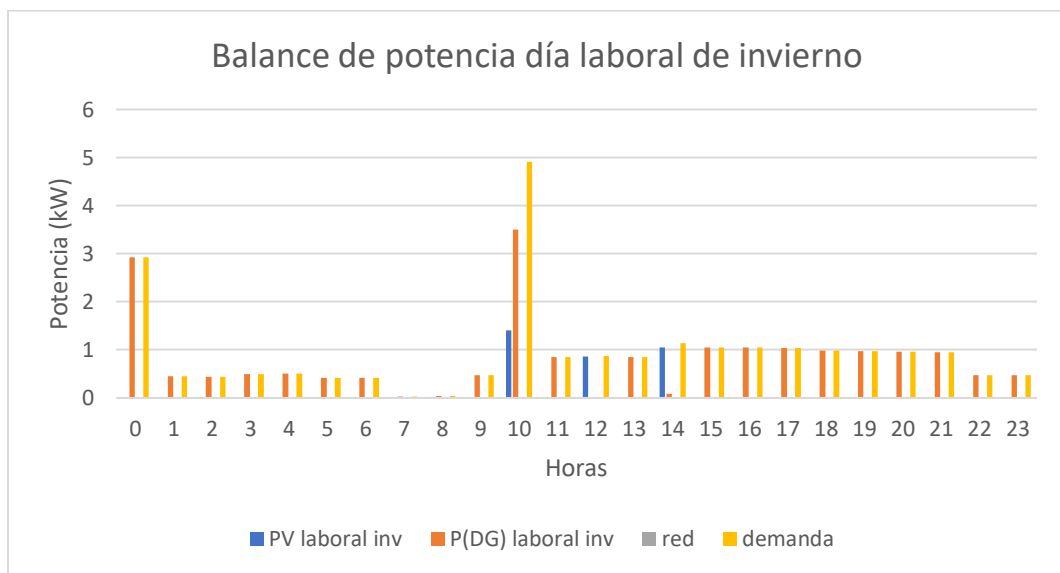


Gráfica 39: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia



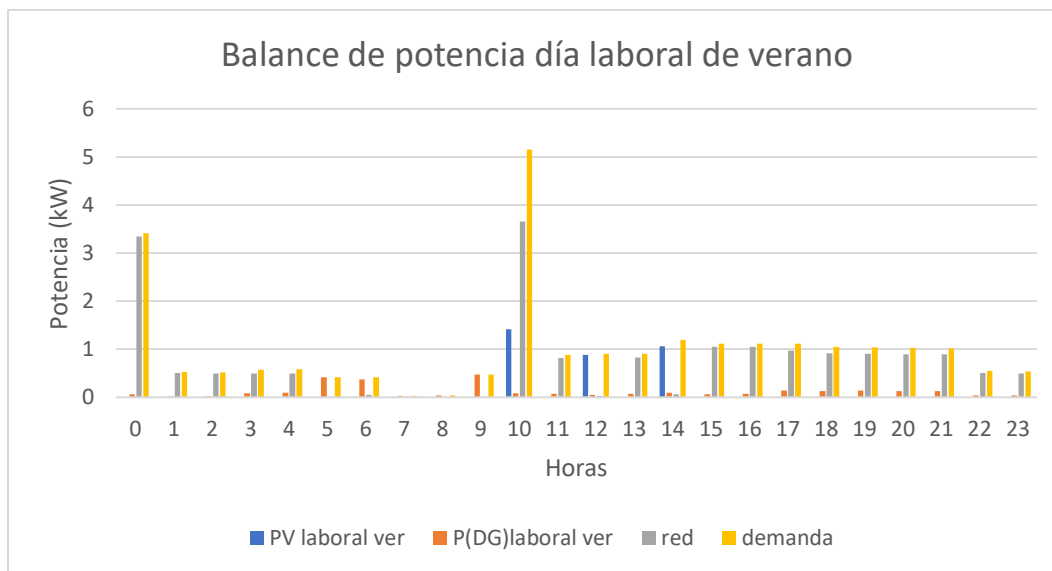
Gráfica 40: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

Así mismo, en las gráficas 41 a la 44 se visualiza el balance de potencia y la proporción de la demanda que cada fuente de energía suplió (generador Diésel, sistema fotovoltaico y red eléctrica).



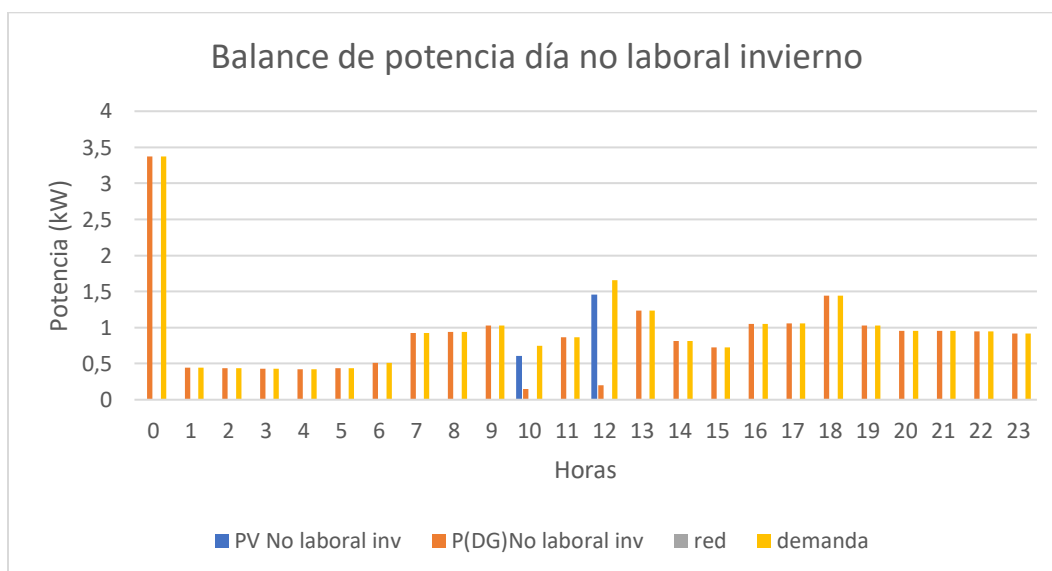
Gráfica 41: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral invierno.

Fuente propia



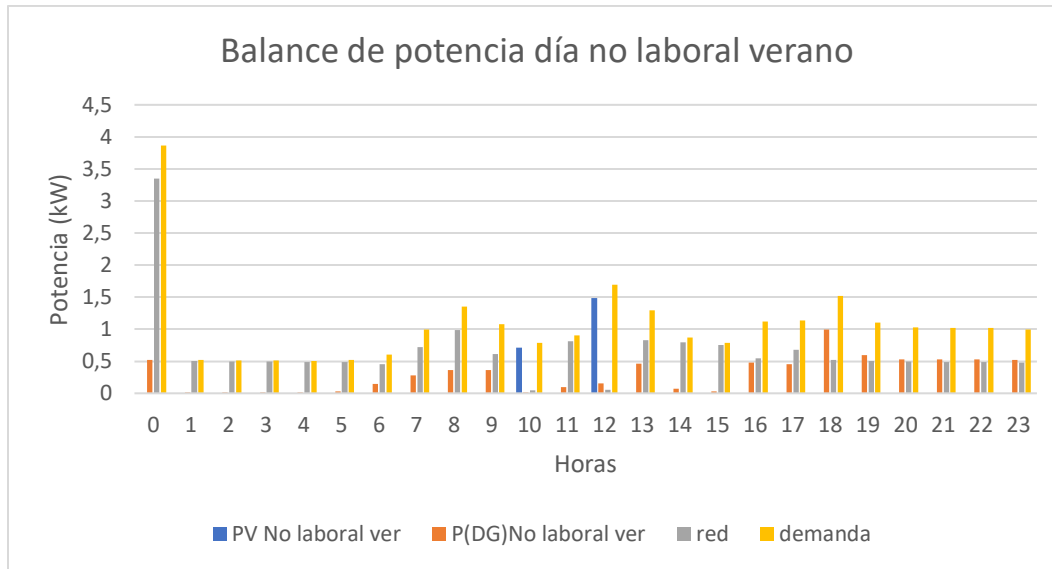
Gráfica 42: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral verano.

Fuente propia



Gráfica 43: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.

Fuente propia



Gráfica 44: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral verano.

Fuente propia

Al igual que el caso anterior para los días laborales, el algoritmo prioriza al generador Diésel y al fotovoltaico para suplir la demanda, sin necesidad del uso de la red eléctrica. Así mismo, en los días no laborales, la red eléctrica sí es requerida para suplir la demanda adicional. Sin embargo, en momentos como las 10h y 12h (ver gráfica 44), se observa una priorización al uso de la energía fotovoltaica (requiriendo poca potencia de la red eléctrica).

6.3 Topología óptima de microrred para una operación aislada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC

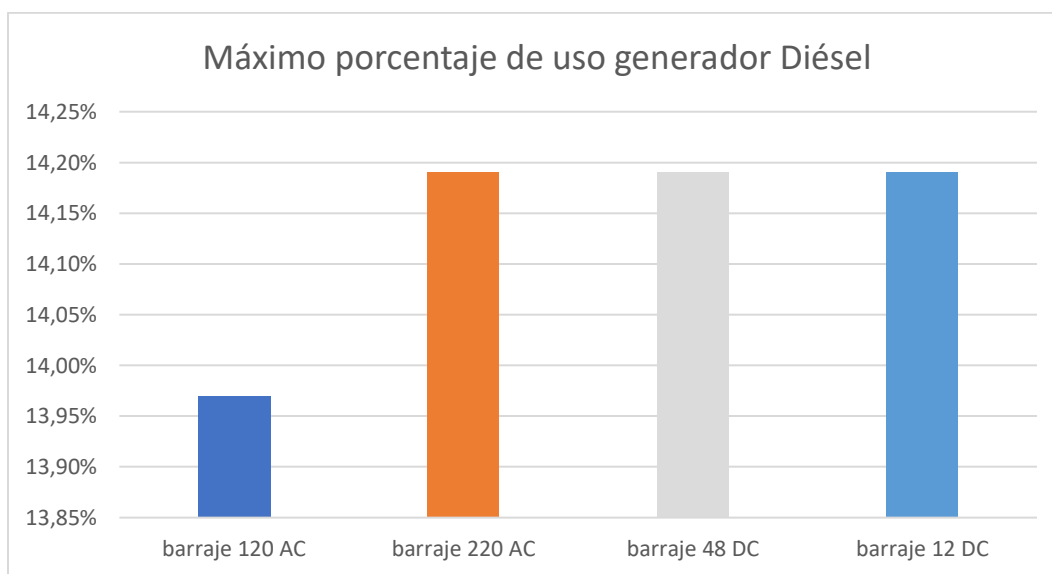
Los resultados que se muestran en la tabla 20 reflejan que para este caso la topología optima vuelve a ser la de 220V AC al igual que en los casos anteriores ya que es la que representa un menor costo.

Microrred aislada mayoría carga AC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	13,97%	100,00%	\$ 134.125.000,00
barraje 220 AC	14,19%	100,00%	\$ 94.966.000,00
barraje 48 DC	14,19%	100,00%	\$ 195.238.000,00
barraje 12 DC	14,19%	100,00%	\$ 168.854.000,00

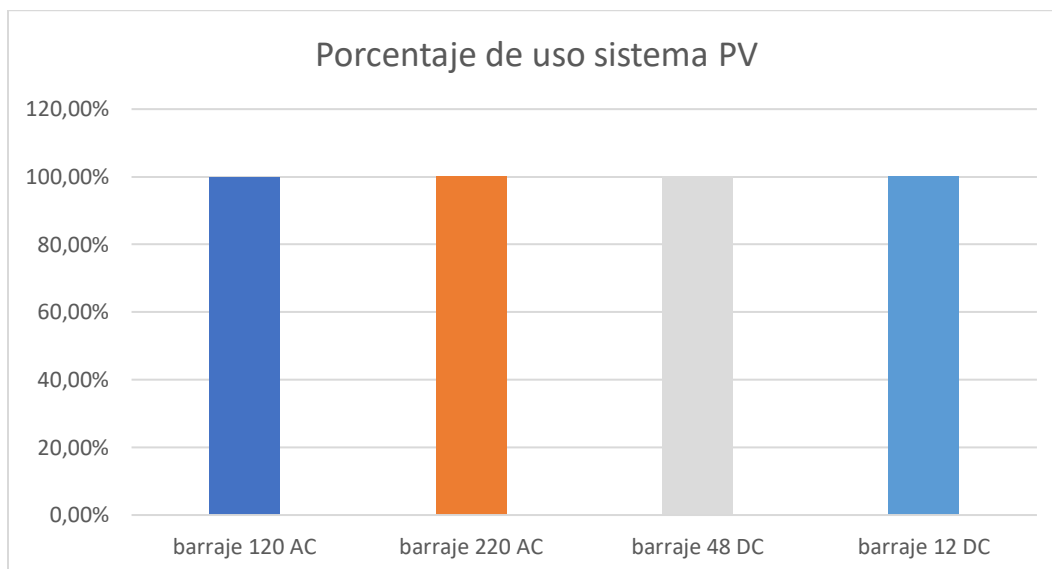
Tabla 20: Resultados óptimos microrredes eléctricas aisladas mayoría de carga AC. Fuente propia

Sin embargo, tanto las microrredes de 48V DC como la de 12V DC exhiben un porcentaje idéntico de utilización del generador diésel. Además, en este caso, todas las topologías

aprovechan al máximo la generación proporcionada por el sistema fotovoltaico, llegando al 100%. Esta situación se deriva del funcionamiento en modo isla de la microrred, lo que implica que la red eléctrica no está disponible. Ante esta circunstancia, el algoritmo ajusta automáticamente el sistema para depender exclusivamente de la energía solar disponible y del generador diésel. En las gráficas 45 y 46 se puede observar con mayor claridad los porcentajes expuestos anteriormente.

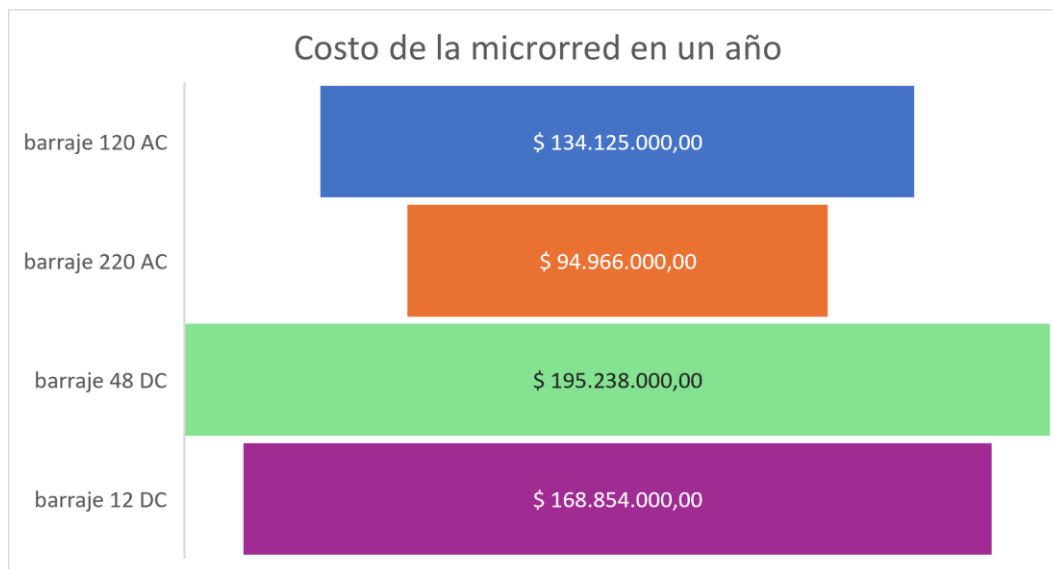


Gráfica 45: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC. Fuente propia



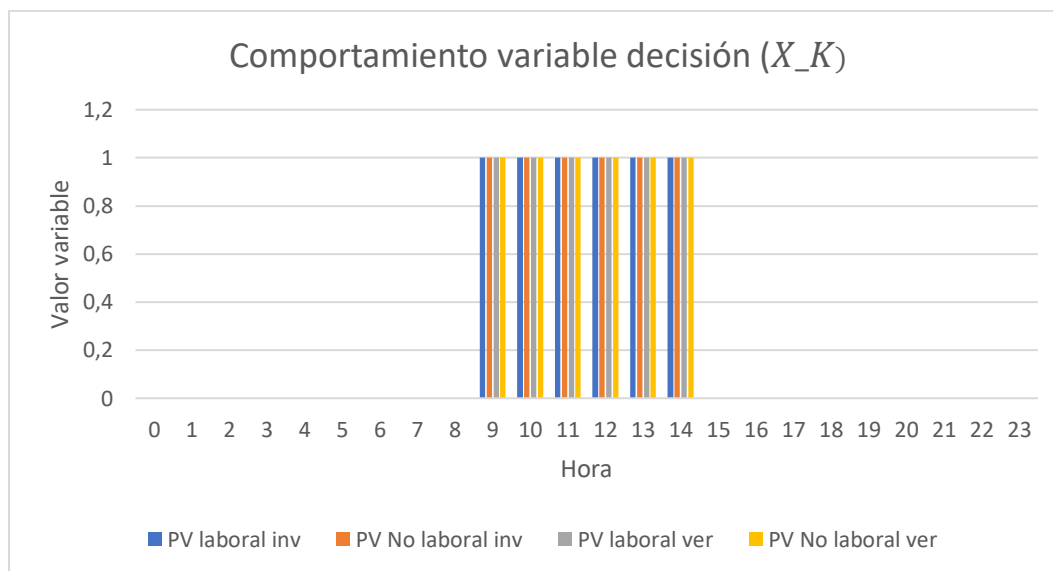
Gráfica 46: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC. Fuente propia

Por otro lado, en la gráfica 47 se puede evidenciar que en el comparativo de precios se mantiene la microrred de barraje 12V DC es la de menor costo de esta topología sin embargo se encuentra un 56% por encima del costo de la topología óptima (220V AC).

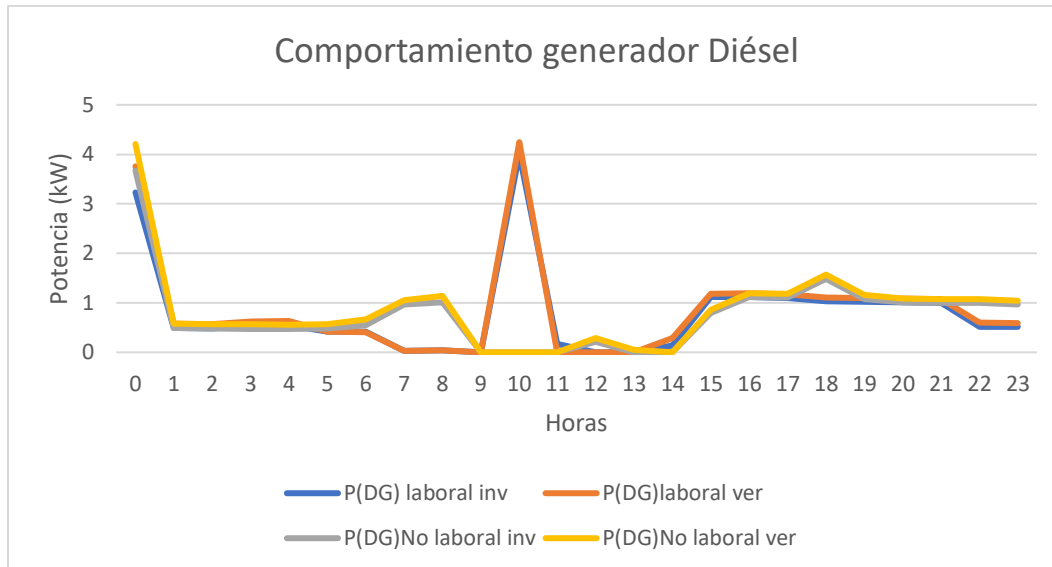


Gráfica 47: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo. Fuente propia

A continuación, en las gráficas 48 y 49 se muestra el comportamiento de las variables de decisión en el caso óptimo establecido por el algoritmo de optimización.

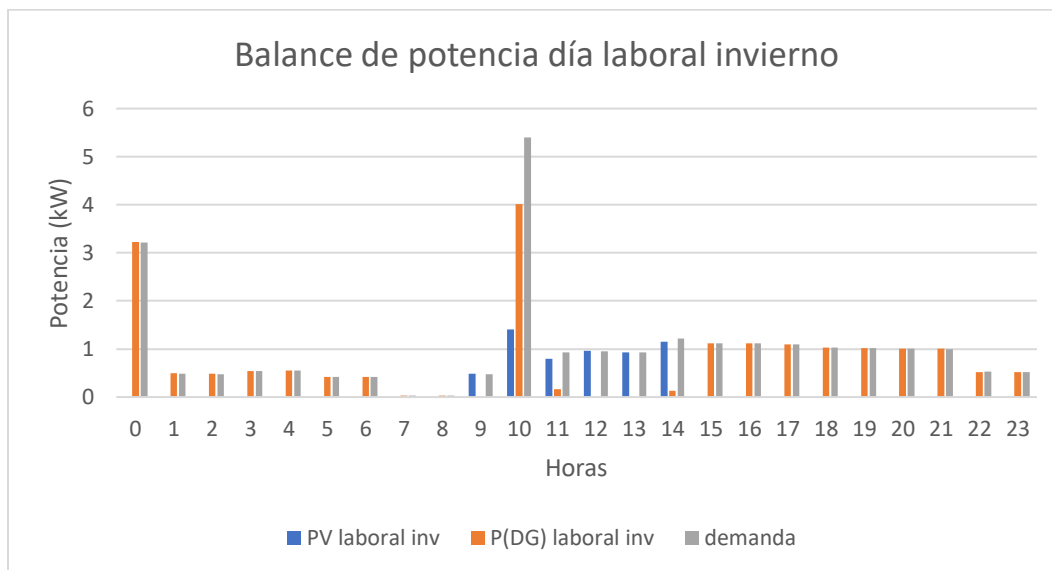


Gráfica 48: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

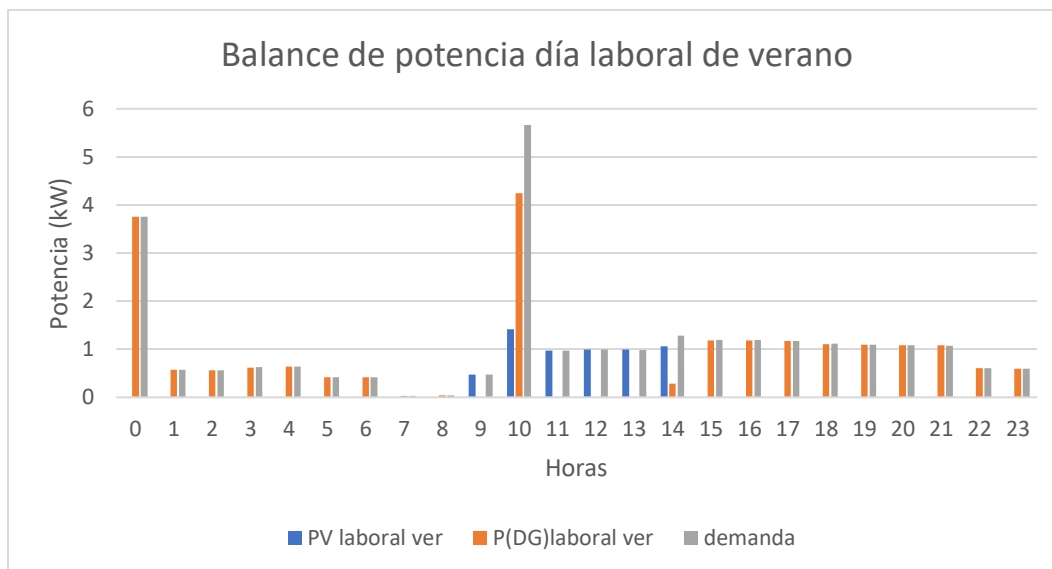


Gráfica 49: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

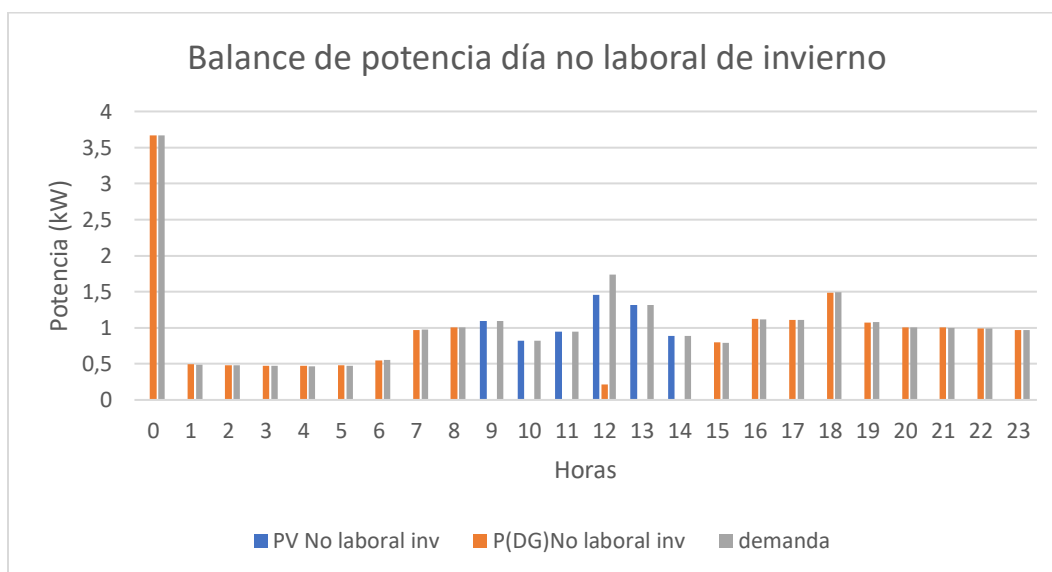
Posteriormente se presentarán las gráficas 50 a la 53 donde se observa el balance de potencia en cada día típico del año y como el algoritmo estableció la mejor forma para suplir la demanda por parte de las fuentes de energía disponibles.



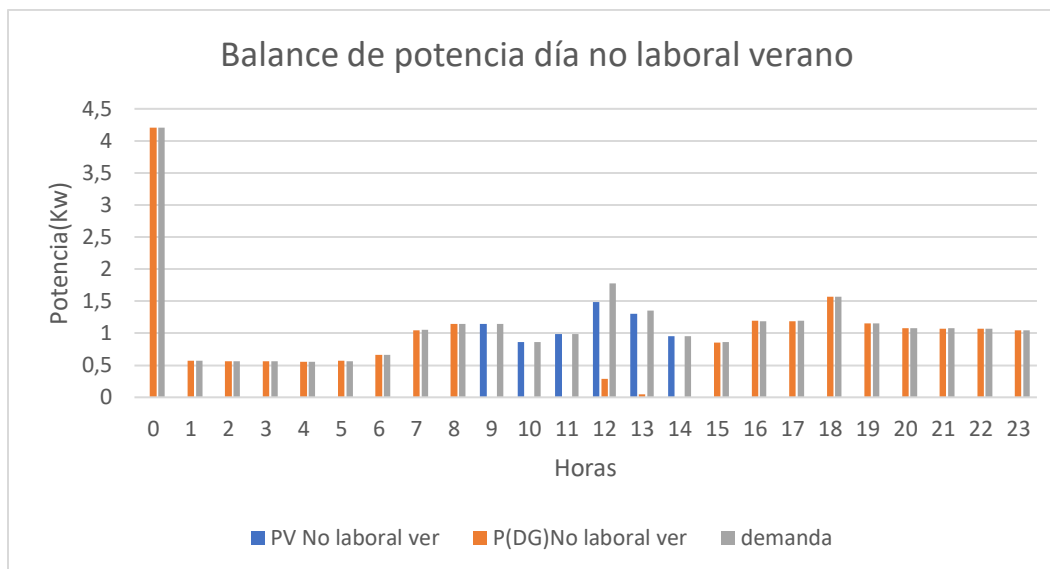
Gráfica 50: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 51: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día laboral verano. Fuente propia



Gráfica 52: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 53: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral verano. Fuente propia

6.4 Topología óptima de microrred para una operación aislada, con presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC

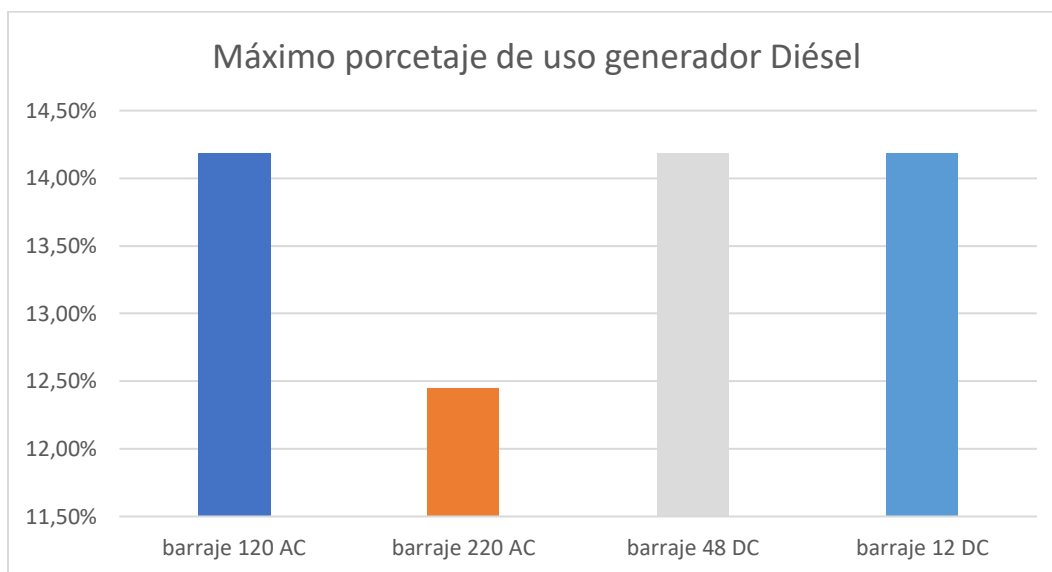
Finalmente, la muestra de resultados del grupo de microrredes que contemplan el mayor uso del sistema fotovoltaico y de la inercia térmica como acople sectorial, se presenta en la tabla 21 donde se muestran los resultados de este último caso.

Microrred aislada mayoría carga DC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	14,19%	100,00%	\$ 136.327.000,00
barraje 220 AC	12,45%	100,00%	\$ 96.371.000,00
barraje 48 DC	14,19%	100,00%	\$ 164.986.000,00
barraje 12 DC	14,19%	100,00%	\$ 156.004.000,00

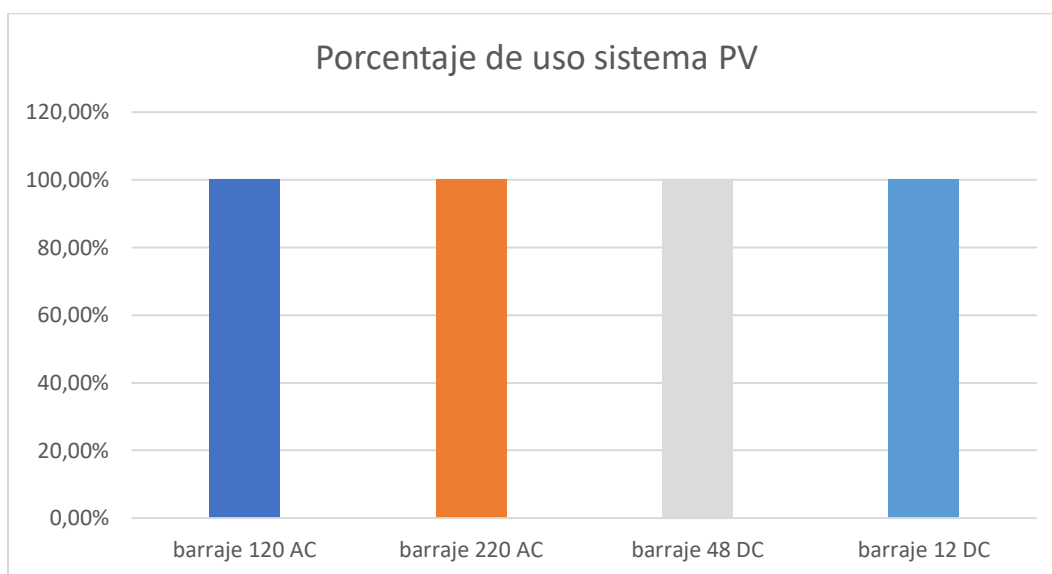
Tabla 21: Resultados óptimos microrredes eléctricas aisladas mayoría de carga DC. Fuente propia

Se puede observar claramente, según la tabla 21, que la mejor opción para minimizar costos en este escenario sigue siendo la microrred de 220V AC. Por otro lado, la gráfica 54 muestra que las microrredes de 120V AC, 48V DC y 12V DC tienen un mayor porcentaje de dependencia del generador diésel, lo que podría explicar por qué la microrred de 220V AC tiene un costo menor. En cuanto a la gráfica 55, se evidencia que todas las microrredes en este caso utilizan el 100% de la capacidad del sistema fotovoltaico. Esto se debe a que, al igual que en el caso anterior, al

estar en modo isla, la red eléctrica no está disponible, por lo que el algoritmo utiliza completamente la energía proveniente del sistema fotovoltaico para cubrir la demanda.



Gráfica 54: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC. Fuente propia



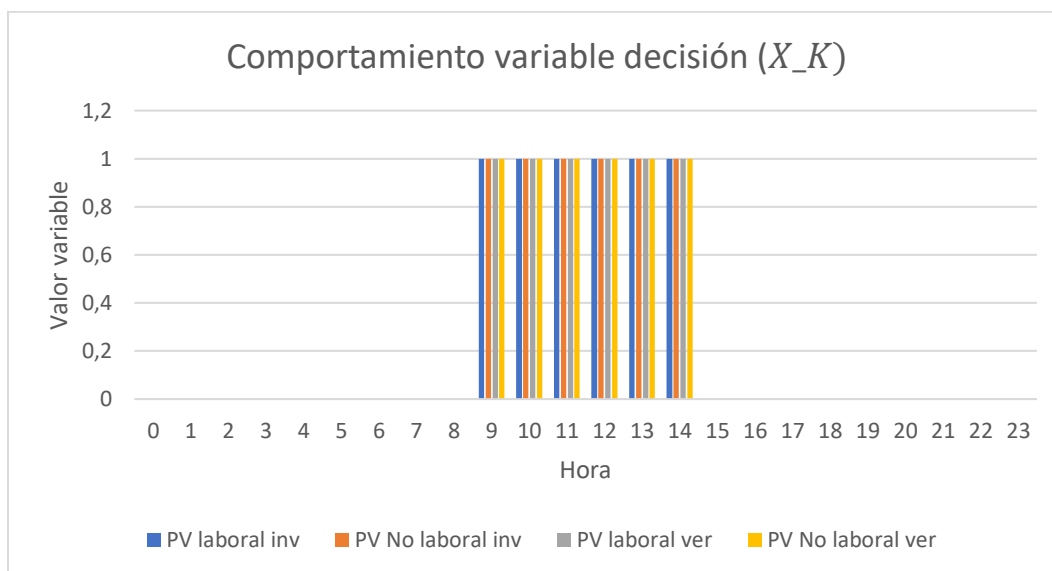
Gráfica 55: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC. Fuente propia

En la gráfica 56 se evidencia que el comparativo de costos revela que la microrred de 12V DC la cual sigue siendo la de menor costo dentro de la topología DC cuenta con un 62% de costo adicional respecto a la topología óptima de este caso.

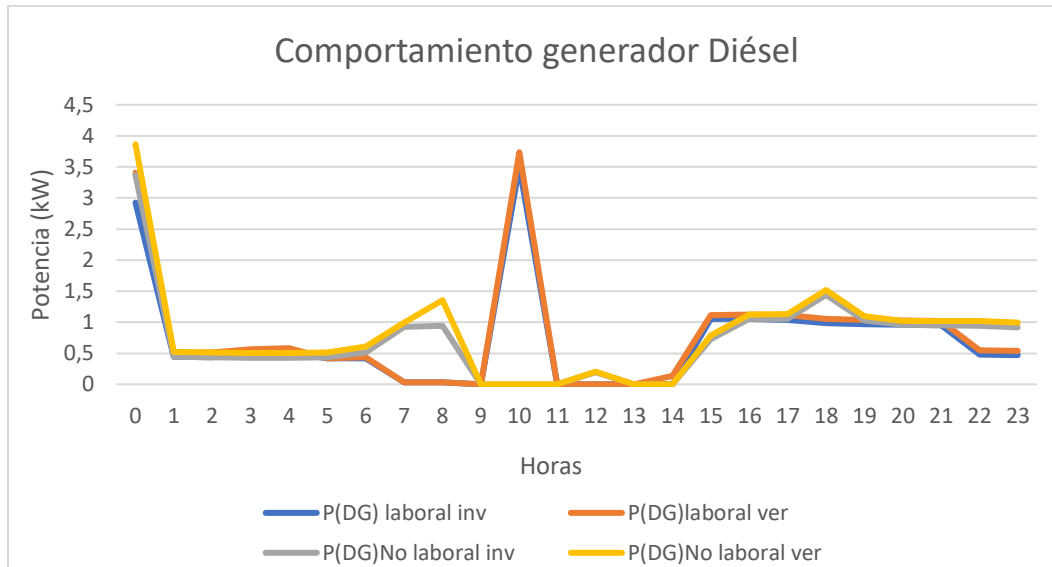


Gráfica 56: Costo de cada microrred aislada mayoría carga DC en el resultado óptimo. Fuente propia

Posteriormente en las gráficas 57 y 58 se presenta el comportamiento de las variables de decisión en la topología óptima de acuerdo al algoritmo de optimización.

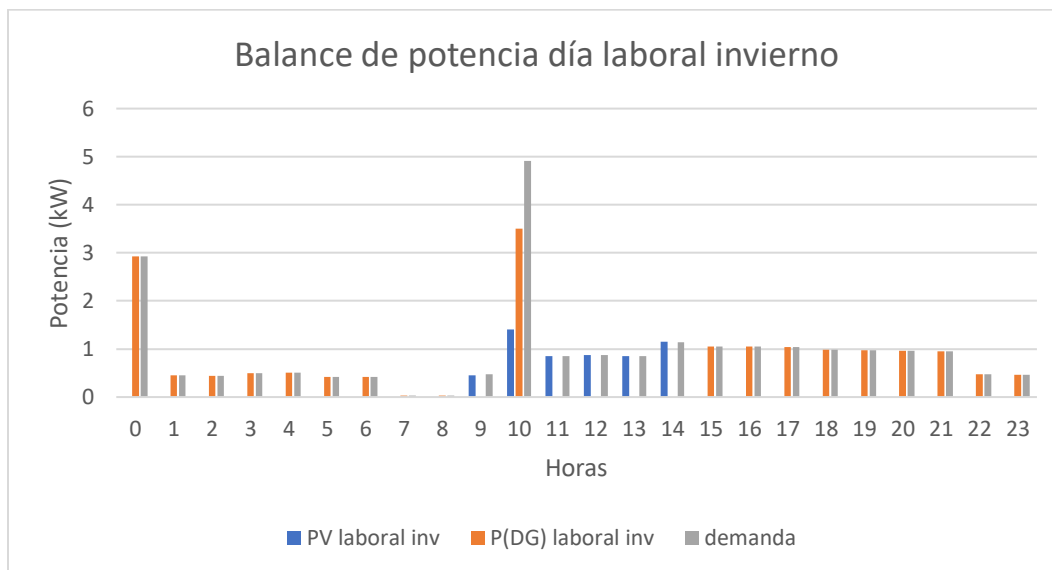


Gráfica 57: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

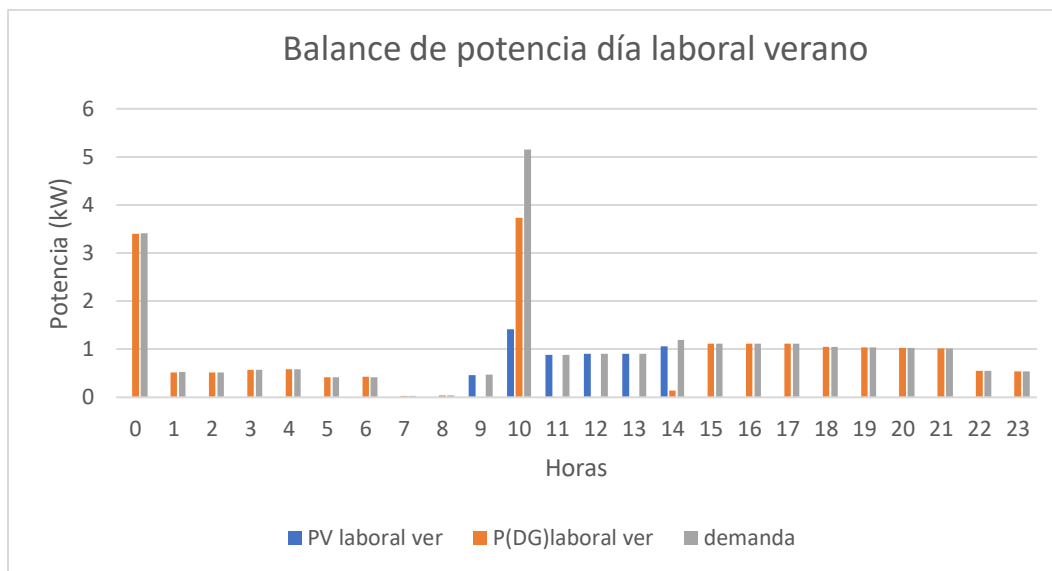


Gráfica 58: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

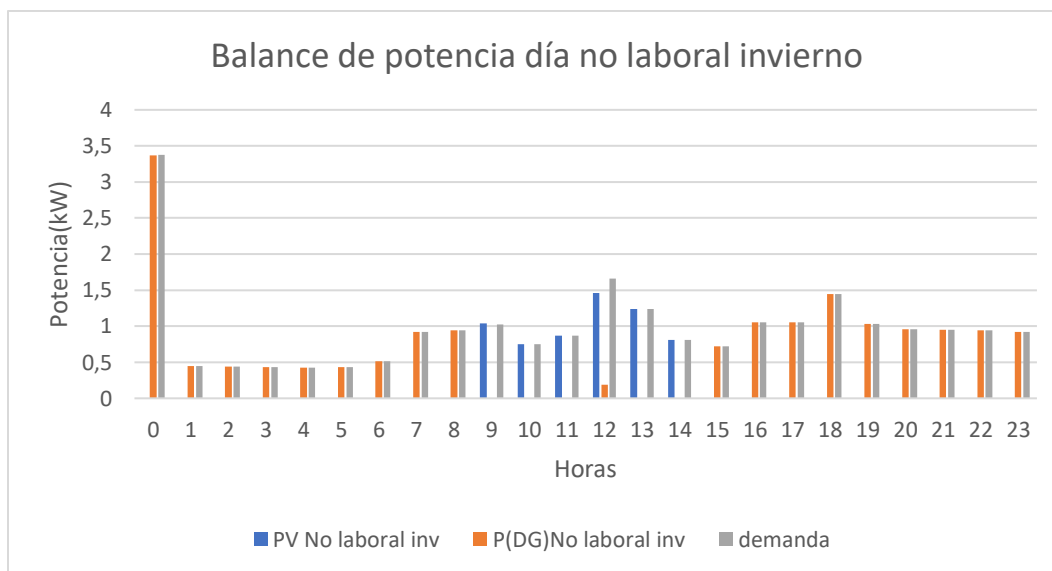
A continuación, se mostrarán las gráficas del balance de potencia en cada día típico del año en la microrred donde se evidencia como el algoritmo proporciona la mejor manera de una de las energías disponibles para así suplir la demanda.



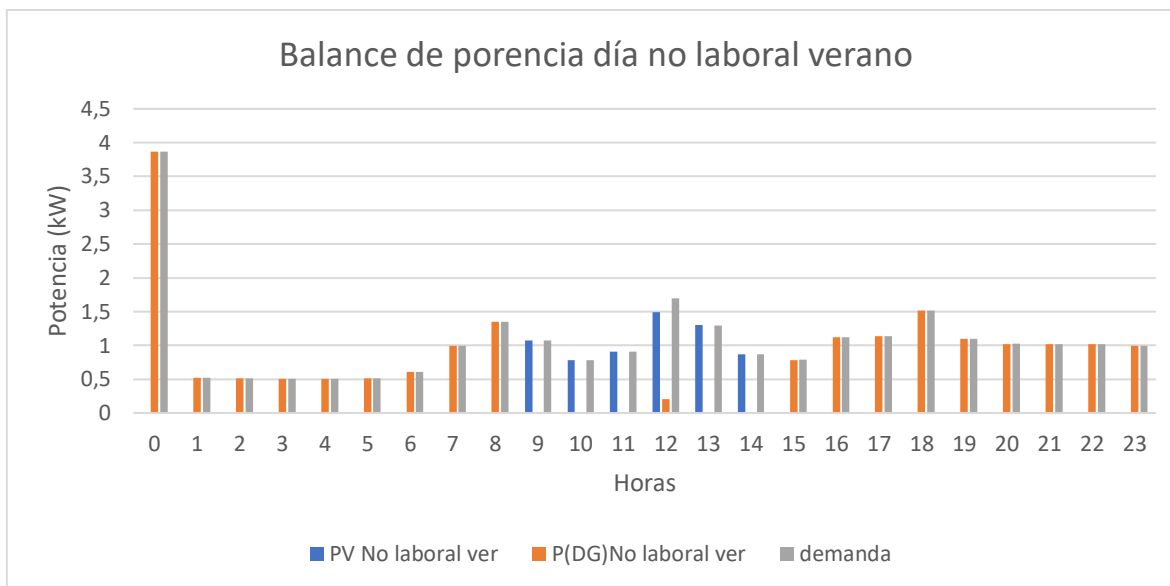
Gráfica 59: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 60: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día laboral verano. Fuente propia



Gráfica 61: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 62: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral verano. Fuente propia

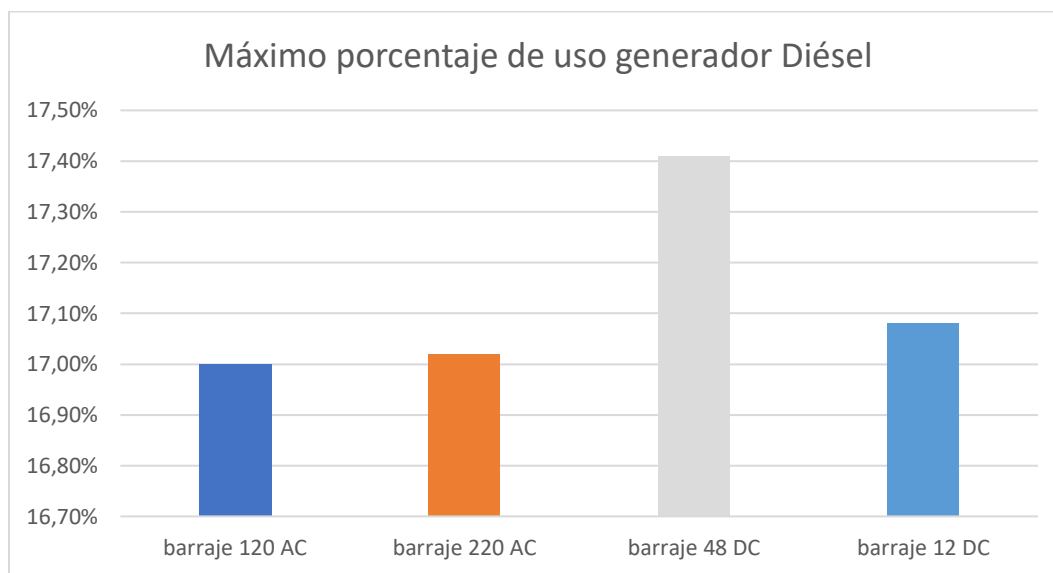
6.5 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC

La tabla 22 evidencia que la topología óptima sigue siendo la misma al emplear inercia térmica o no (para el caso interconectado con mayoría de cargas AC). Así mismo, el costo total de la solución óptima (220V AC) no varía al contemplar o no la inercia térmica.

Microrred interconectada mayoría carga AC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	17,00%	48,34%	\$ 127.918.000,00
barraje 220 AC	17,02%	26,57%	\$ 97.566.000,00
barraje 48 DC	17,41%	16,76%	\$ 197.819.000,00
barraje 12 DC	17,08%	15,45%	\$ 171.377.000,00

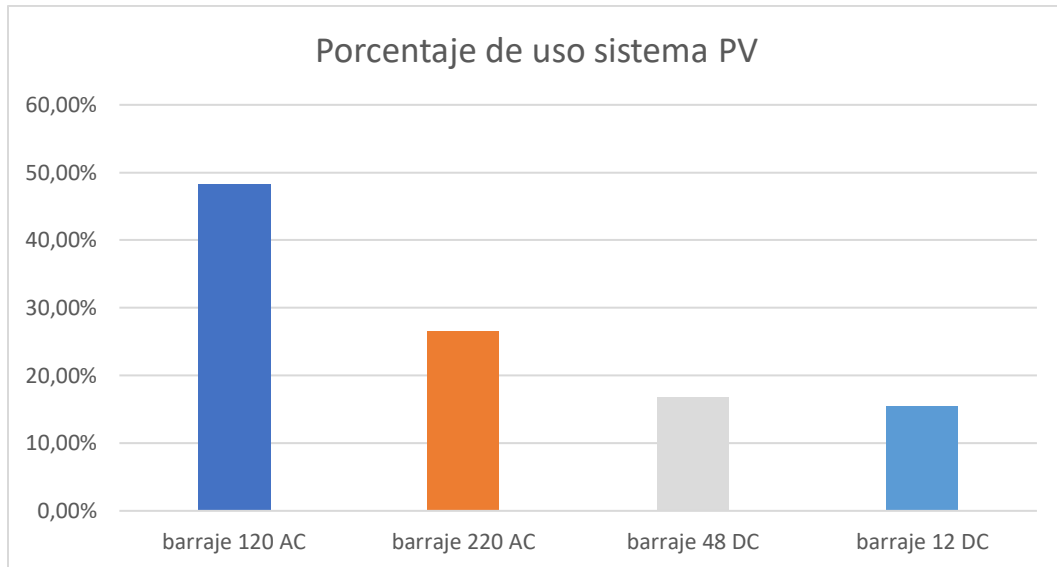
Tabla 22: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectada mayoría de carga AC. Fuente propia

Respecto al aprovechamiento de los recursos disponibles sí se encuentran mayores discrepancias al considerar o no la inercia térmica en la topología óptima. Por ejemplo, respecto al generador Diésel, se evidencia que el caso con inercia térmica (gráfica 27) requiere un 2% menos de combustible que el caso en donde no se contempla (gráfica 62).



Gráfica 63: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC. Fuente propia

Sin embargo, la principal diferencia se tiene en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, pues el caso sin inercia térmica apenas permite aprovechar un poco más del 26% de esta tecnología (gráfica 64) en la solución óptima, mientras que el caso con inercia térmica (gráfica 28) permite alcanzar niveles de aprovechamiento cercanos al 60%.



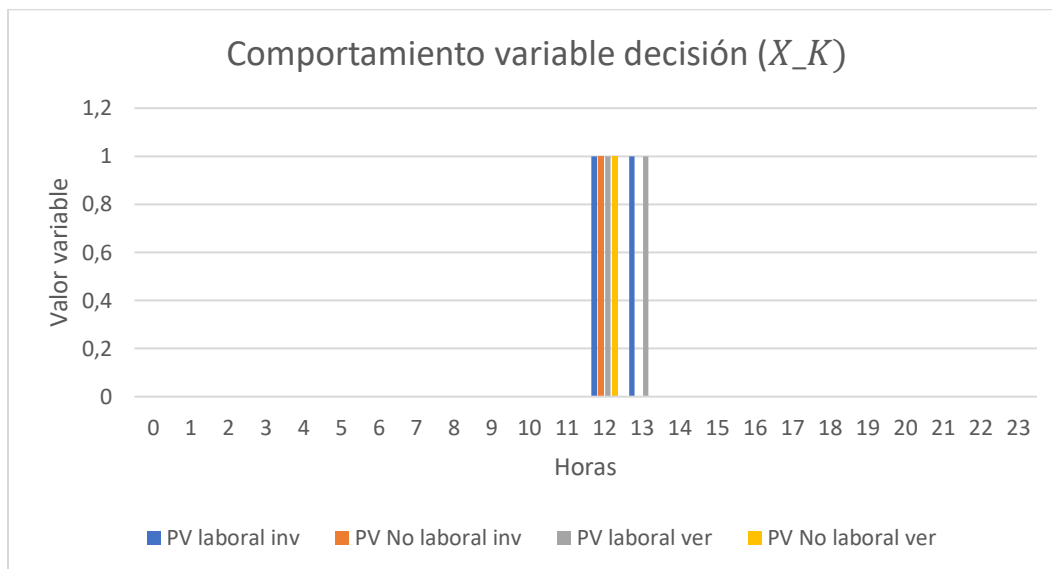
Gráfica 64: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga AC. Fuente propia



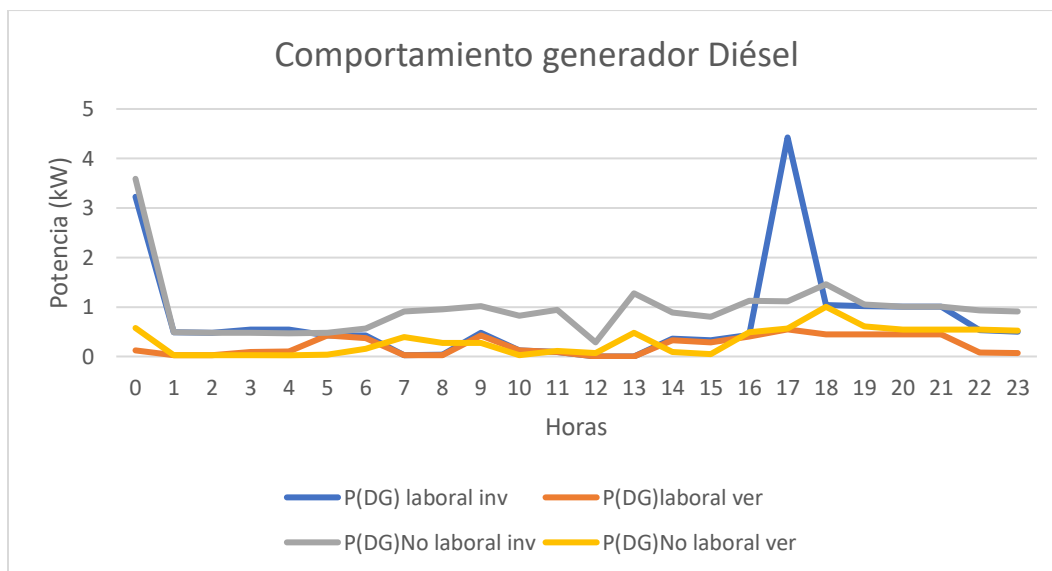
Gráfica 65: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga AC en el resultado óptimo. Fuente propia

De la misma manera, en las gráficas 66 y 67 se observa el comportamiento de las variables de decisión, en donde se observa la presencia de vertimiento de renovables (es decir, desaprovechamiento de una capacidad de potencia disponible, pero no requerida) a las 10h y 14h, al comparar con las mismas horas en el caso en el que sí se contempla inercia térmica, en donde sí es claro el aprovechamiento de la potencia fotovoltaica disponible en dichas horas (gráfica 30). Debido a esto, el pico de generación diésel también se ve afectado, pues ahora es

requerido para suplir la demanda del aire acondicionado a las 17h en el día laboral (contrario a lo que pasaba en el caso de inercia térmica, donde el pico se daba a las 10h y con menor demanda de potencia, tal como se tiene en la gráfica 31).

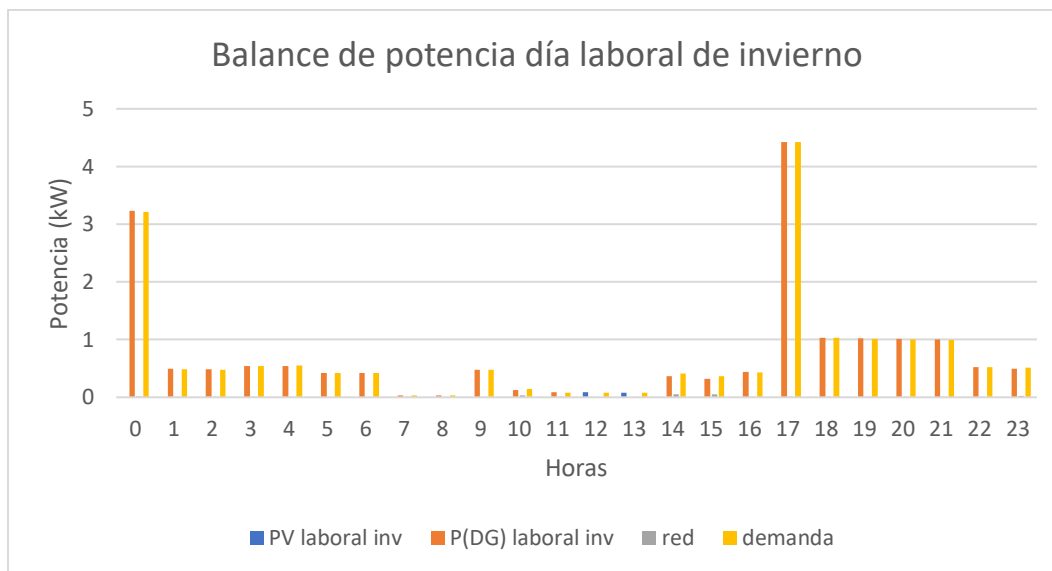


Gráfica 66: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia



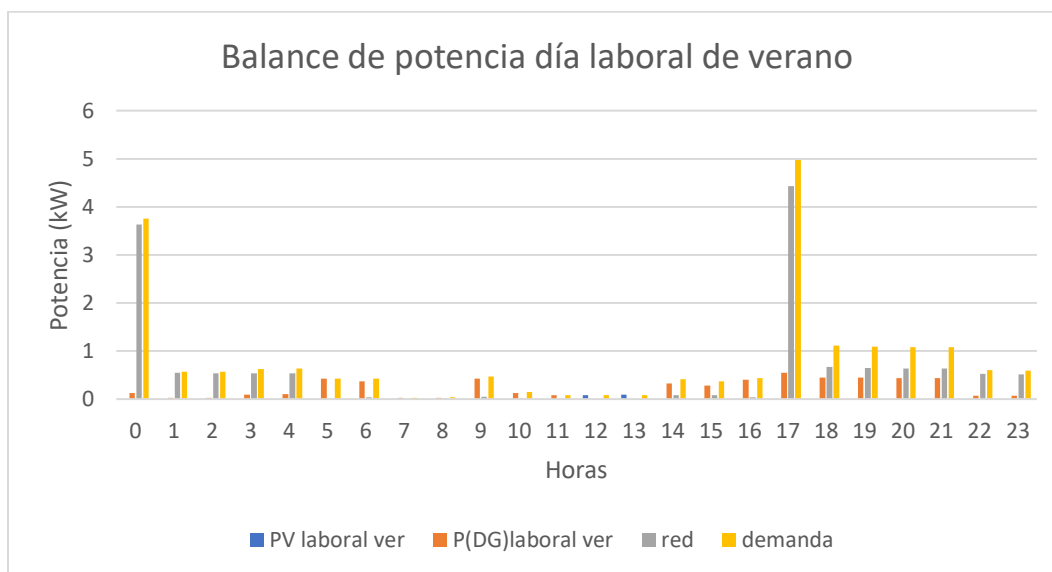
Gráfica 67: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

De la misma forma que en los análisis anteriores, en las gráficas 67 a la 70 se tiene el balance de potencia.



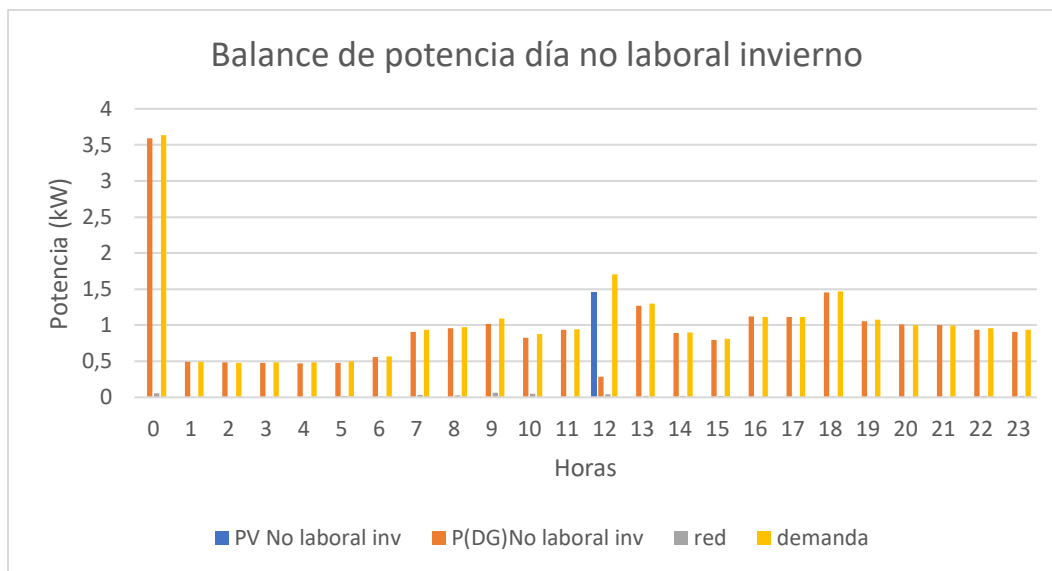
Gráfica 68: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral invierno.

Fuente propia



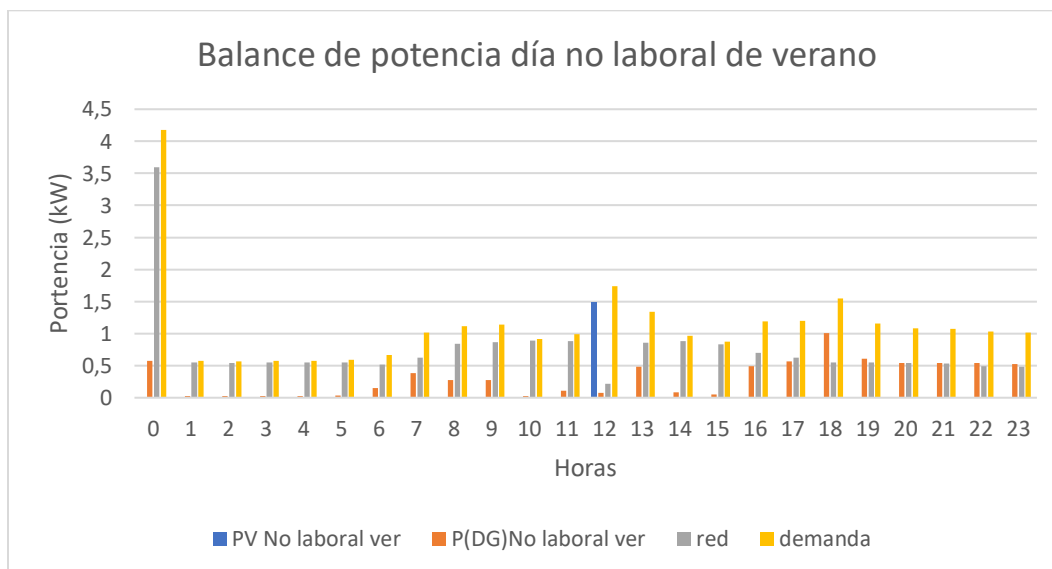
Gráfica 69: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día laboral verano.

Fuente propia



Gráfica 70: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral invierno.

Fuente propia



Gráfica 71: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga AC en un día no laboral verano.

Fuente propia

Es de resaltar que la gráfica 71 muestra un hallazgo relevante. En las 10h y 14h, no hay producción de energía fotovoltaica (aunque la gráfica 35 mostraba que sí hay producción renovable disponible). La razón de esto radica en que, para el caso con inercia térmica, el encendido del aire acondicionado en otros momentos del día permite tomar los excedentes de

generación fotovoltaica y aprovecharlos dentro de la misma microrred, evitando que se viole la restricción de balance de potencia y/o de entrega de excedentes a la red exterior.

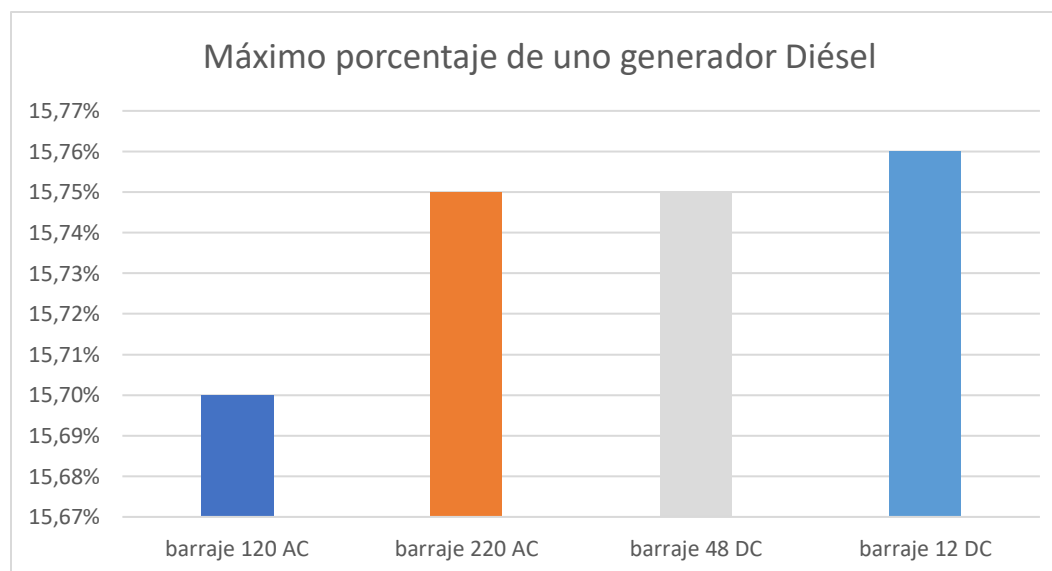
6.6 Topología óptima de microrred para una operación interconectada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC

La tabla 23 evidencia que la topología óptima sigue siendo la misma al emplear inercia térmica o no (para el caso interconectado con mayoría de cargas AC). Sin embargo, el costo total de la solución óptima (220V AC) aumenta aproximadamente un 12% al no hace uso de la inercia térmica.

Microrred interconectada mayoría carga DC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	15,70%	36,81%	\$ 138.731.000,00
barraje 220 AC	15,75%	18,37%	\$ 112.118.000,00
barraje 48 DC	15,75%	15,40%	\$ 167.259.000,00
barraje 12 DC	15,76%	15,80%	\$ 162.218.000,00

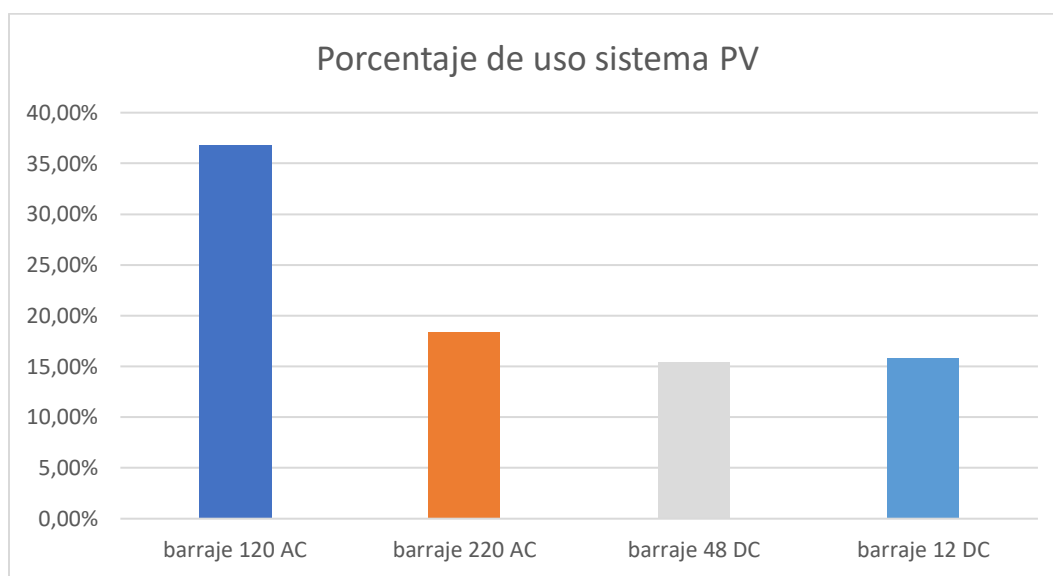
Tabla 23: Resultados óptimos microrredes eléctricas interconectada mayoría de carga DC. Fuente propia

Respecto al aprovechamiento de los recursos disponibles, sí se encuentran mayores discrepancias al considerar o no la inercia térmica en la topología óptima. Ya que respecto al generador diésel, se evidencia que el caso con inercia térmica (gráfica 36) requiere un 2% menos de combustible que el caso en donde no se contempla (gráfica 71).



Gráfica 72: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC. Fuente propia

Sin embargo, la principal diferencia se tiene en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, pues el caso sin inercia térmica apenas permite aprovechar un poco más del 18% de esta tecnología (gráfica 73) en la solución óptima, mientras que el caso con inercia térmica (gráfica 37) permite alcanzar niveles de aprovechamiento cercanos al 50%.



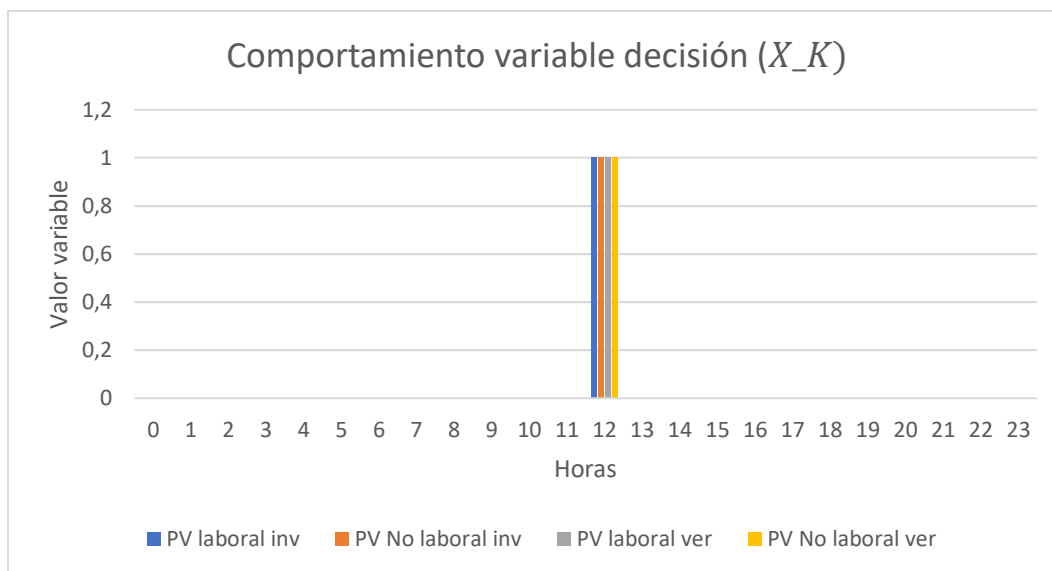
Gráfica 73: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred interconectada mayoría carga DC. Fuente propia



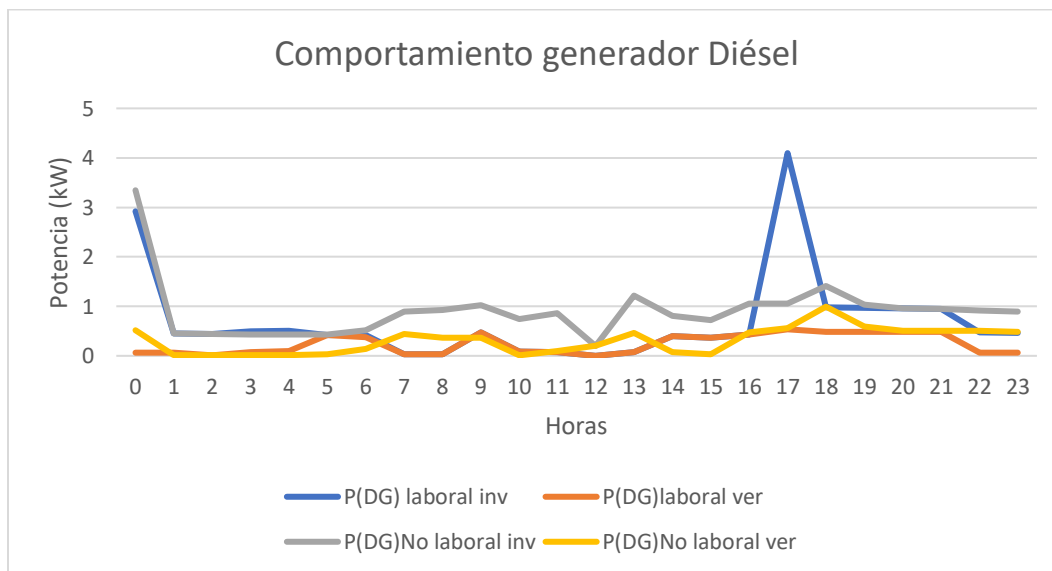
Gráfica 74: Costo de cada microrred interconectada mayoría carga DC en el resultado óptimo. Fuente propia

De igual manera, en la gráfica 75 se evidencia que en este caso sólo se hizo uso de la energía fotovoltaica a las 12h, mientras que en el caso donde se hizo uso de la inercia térmica el uso de

este sistema fue mayor (gráfica 39). Debido a esto, el pico de generación diésel también se ve afectado, ya que ahora se evidencia a las 17h para suplir la demanda del aire acondicionado en el día laboral (contrario a lo que pasaba en el caso de inercia térmica, donde el pico se daba a las 10h y con menor demanda de potencia, tal como se tiene en la gráfica 40).

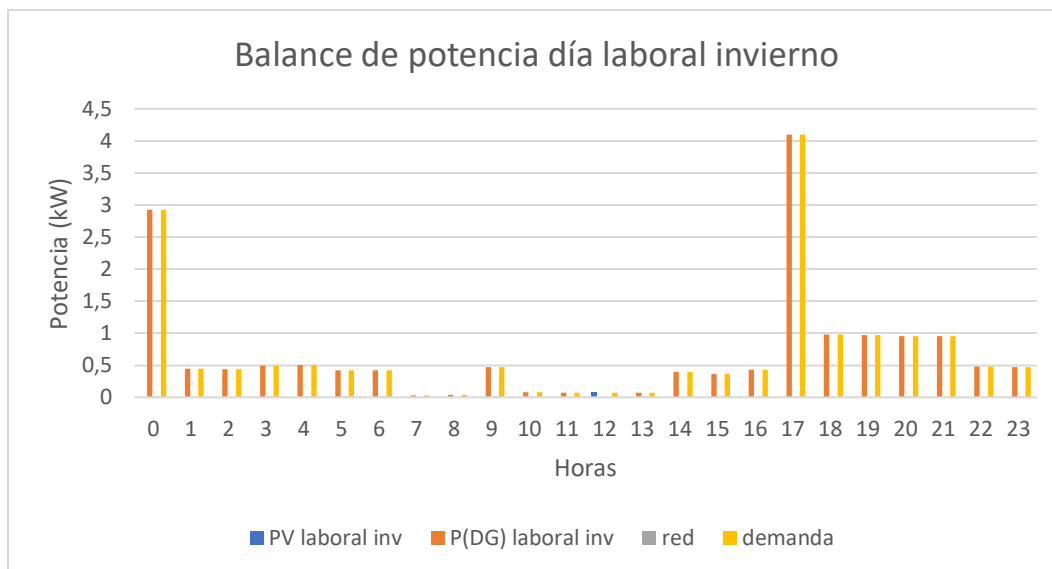


Gráfica 75: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

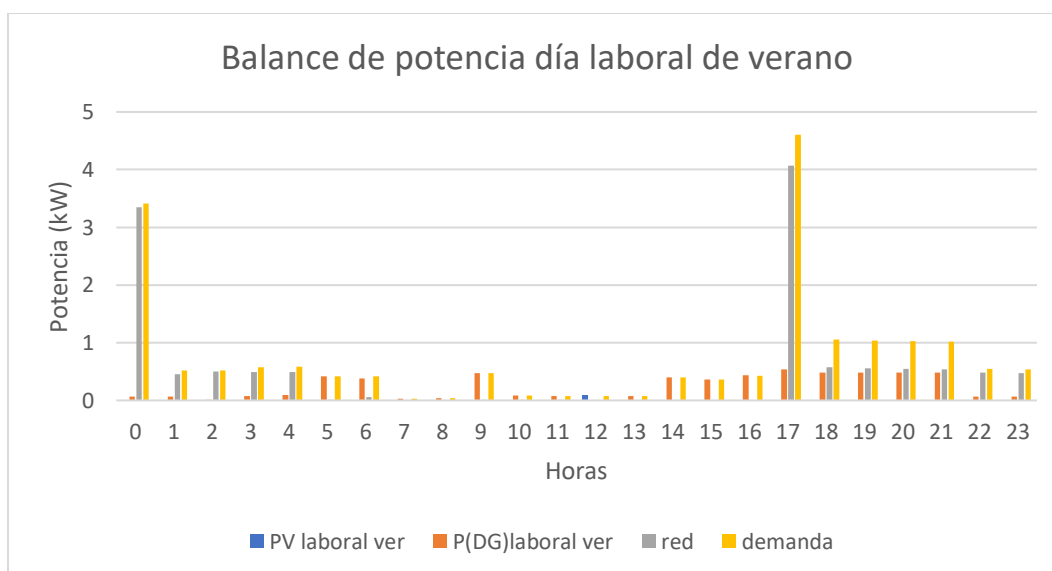


Gráfica 76: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

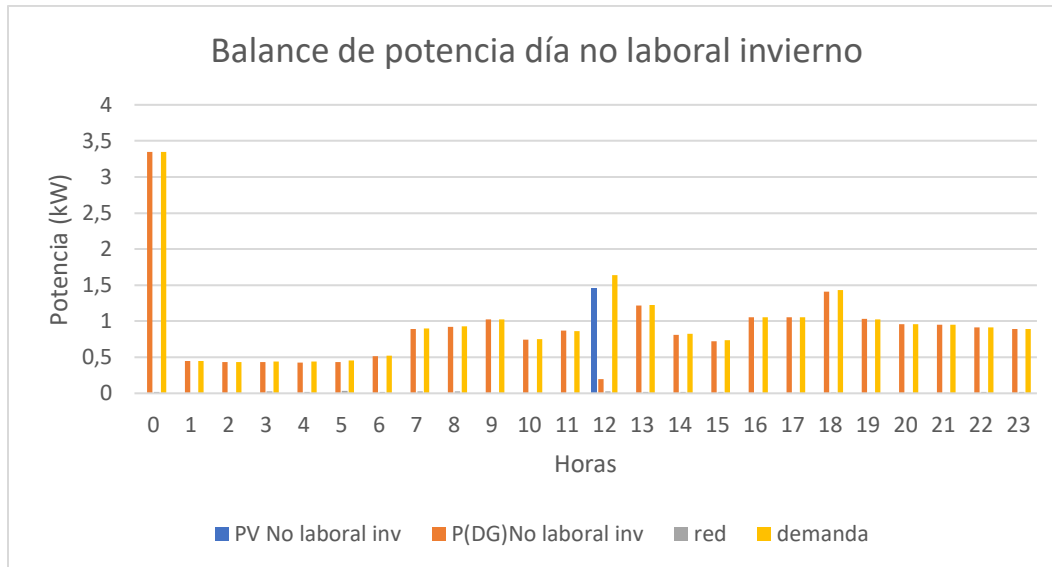
Las gráficas 77 a la 80 que se muestran a continuación presentan el balance de potencia en cada día típico de la microrred.



Gráfica 77: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral invierno.
Fuente propia

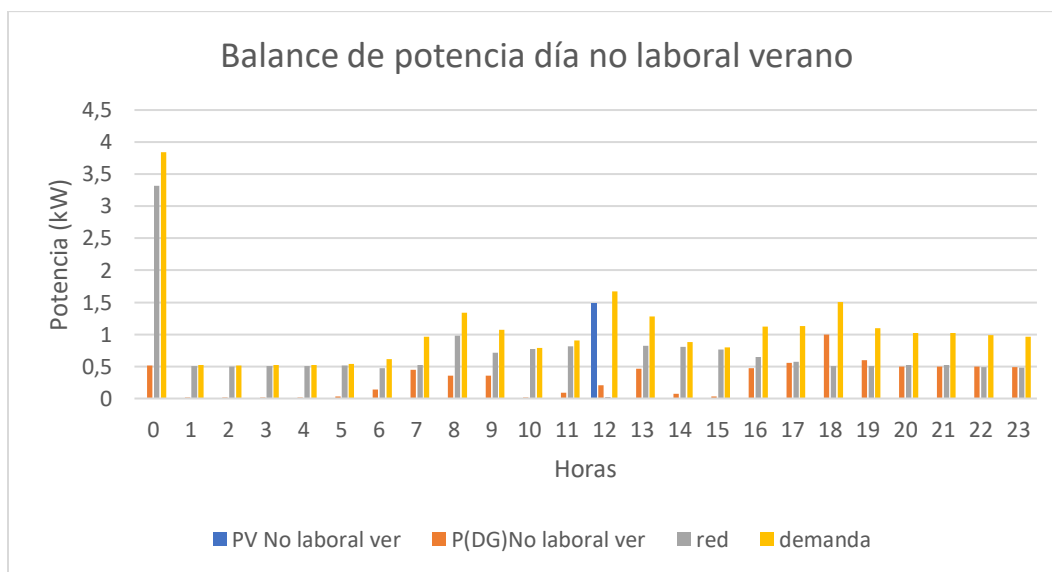


Gráfica 78: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día laboral verano.
Fuente propia



Gráfica 79: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral invierno.

Fuente propia



Gráfica 80: Balance de potencia microrred 220v AC interconectada mayoría carga DC en un día no laboral verano.

Fuente propia

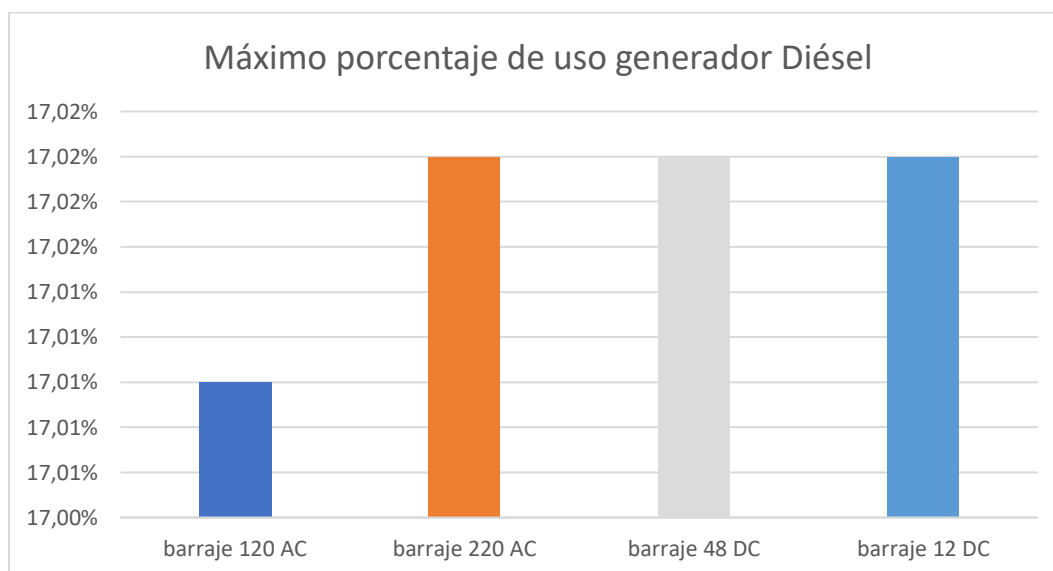
6.7 Topología óptima de microrred para una operación aislada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas AC

La tabla 24 evidencia que la topología óptima continúa siendo la misma al emplear inercia térmica o no (para el caso interconectado con mayoría de cargas AC). Sin embargo, el costo total de la solución óptima (220V AC) aumenta un poco al no hacer uso de la inercia térmica.

Microrred aislada mayoría carga AC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	17,01%	66,00%	\$ 135.211.000,00
barraje 220 AC	17,02%	66,00%	\$ 95.310.000,00
barraje 48 DC	17,02%	66,00%	\$ 195.563.000,00
barraje 12 DC	17,02%	66,00%	\$ 169.122.000,00

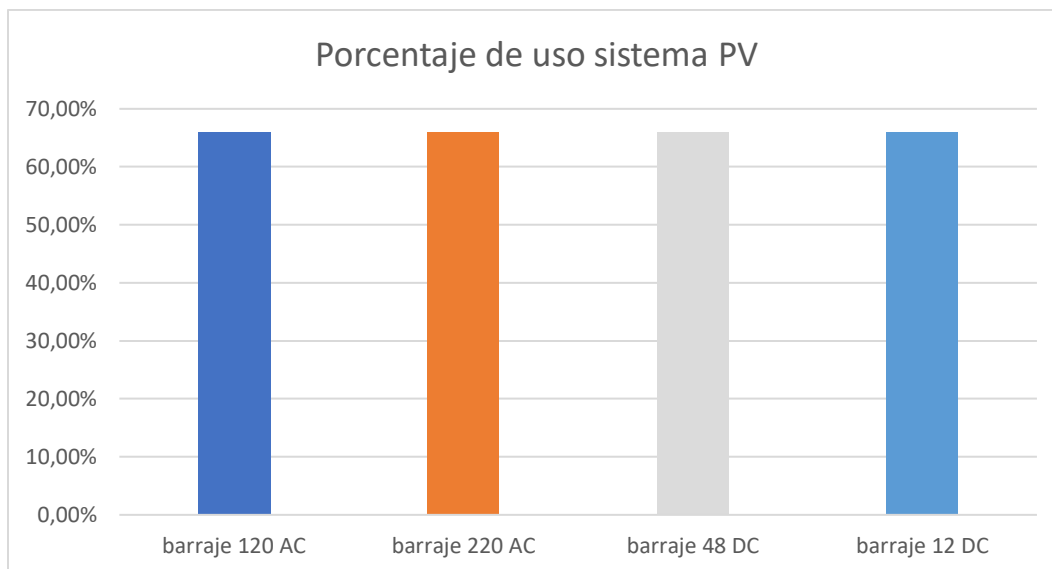
Tabla 24: Resultados óptimos microrredes eléctricas aislada mayoría de carga AC. Fuente propia

En cuanto al aprovechamiento de los recursos disponibles, sí se encuentran mayores discrepancias al considerar o no la inercia térmica en la topología óptima. Ya que, respecto al generador diésel, se evidencia que el caso con inercia térmica (gráfica 45) requiere un 3% menos de combustible que el caso en donde no se contempla (gráfica 81).



Gráfica 81: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC. Fuente propia

Sin embargo, la principal diferencia se tiene en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, pues el caso sin inercia térmica se permite aprovechar un 66% de esta tecnología (gráfica 82) en la solución óptima, mientras que el caso con inercia térmica (gráfica 46) permite alcanzar niveles de aprovechamiento del 100%.

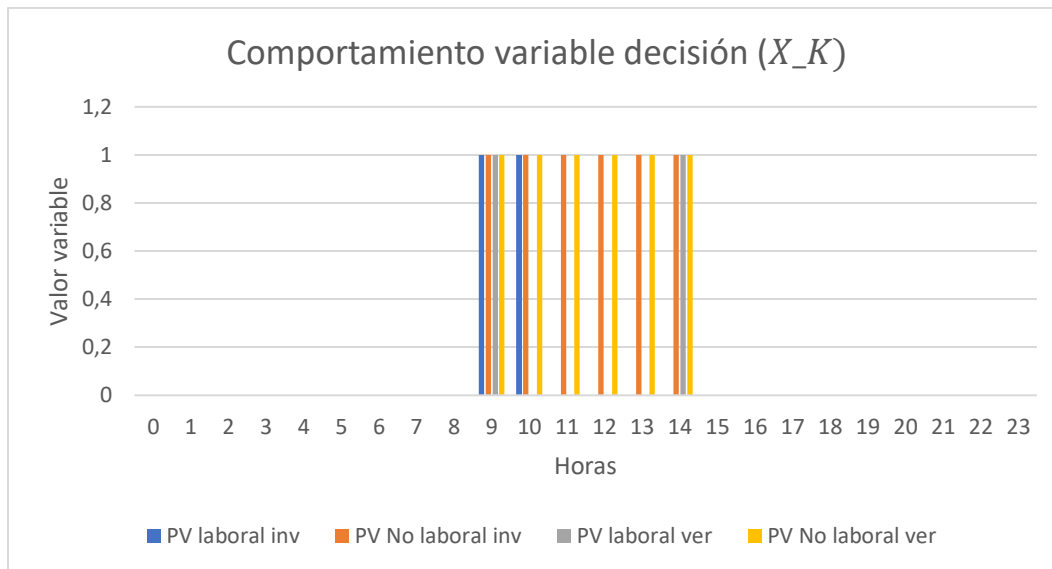


Gráfica 82: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC. Fuente propia

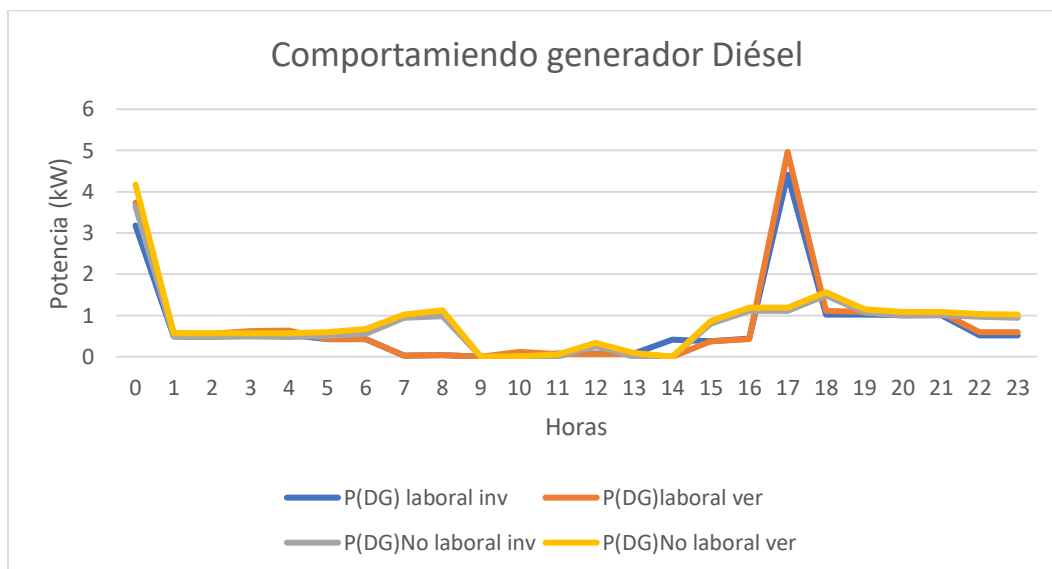


Gráfica 83: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo. Fuente propia

Por otro lado, en la gráfica 84 se evidencia que en este caso solo se hizo uso de la energía fotovoltaica a las 9h y 10h en el día laboral de invierno, mientras que en el caso donde se empleó la inercia térmica, el uso de este sistema fue en todas las horas donde estaba disponible (gráfica 48). Debido a esto, el pico de generación diésel también se ve afectado, ya que ahora se evidencia a las 17h para suplir la demanda del aire acondicionado en el día laboral (contrario a lo que pasaba en el caso de inercia térmica, donde el pico se daba a las 10h y con menor demanda de potencia, tal como se tiene en la gráfica 49).

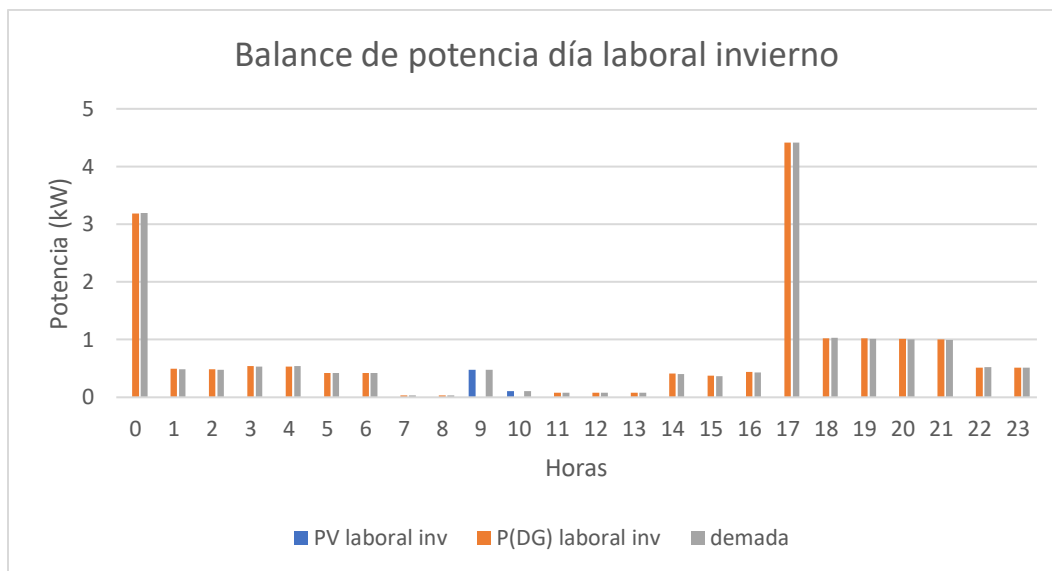


Gráfica 84: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

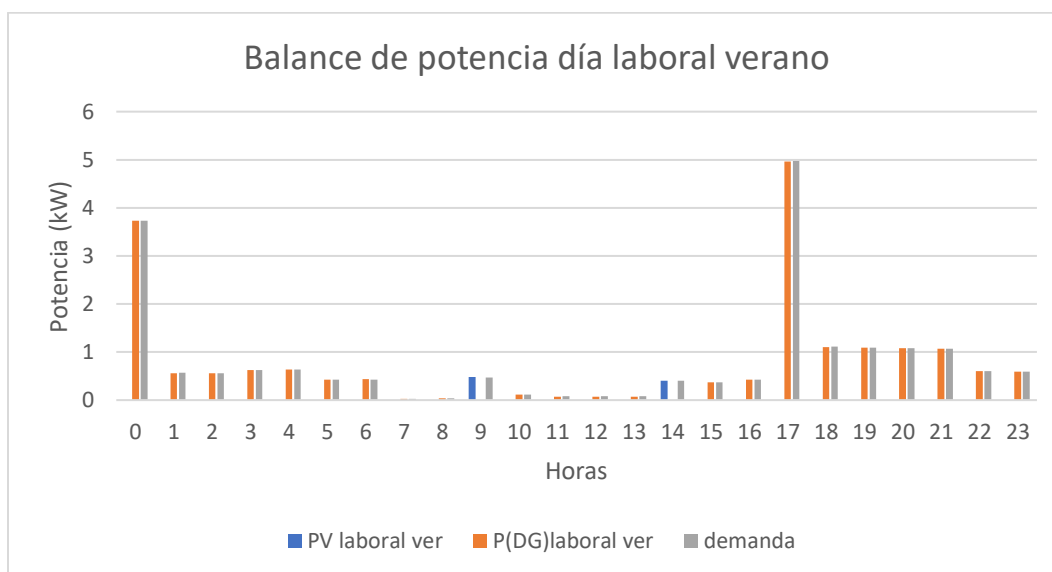


Gráfica 85: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

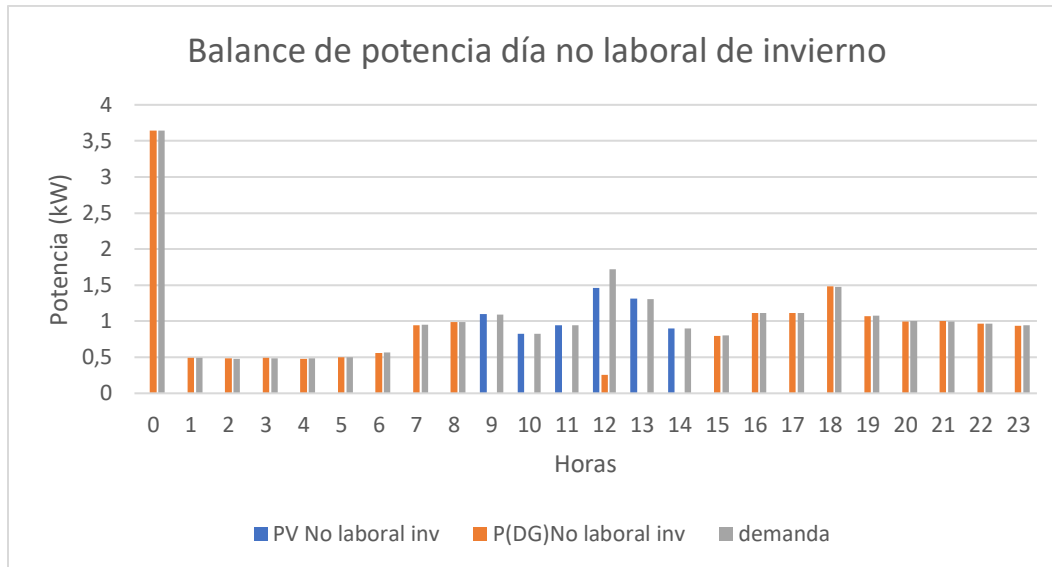
Al igual que en los grupos anteriores a continuación se presentarán las gráficas de balance de potencia de la microrred en cada día típico del año.



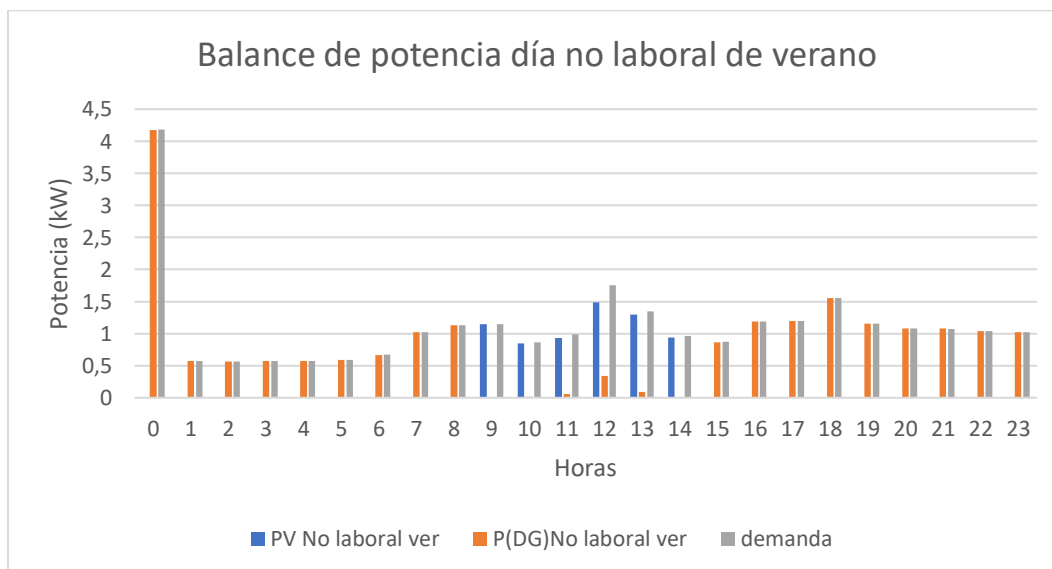
Gráfica 86: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 87: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día laboral verano. Fuente propia



Gráfica 88: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 89: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga AC en un día no laboral verano. Fuente propia

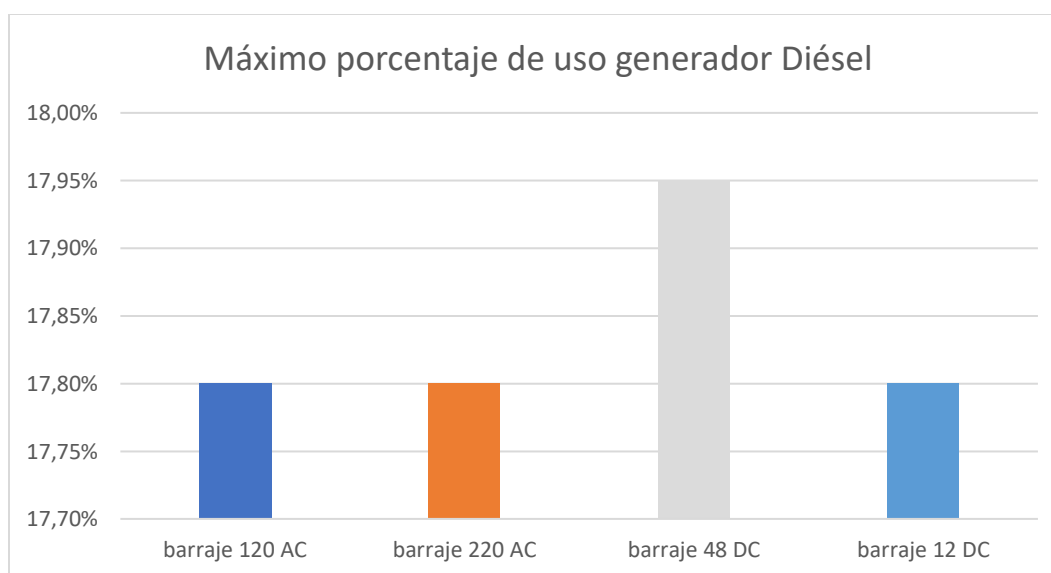
6.8 Topología óptima de microrred para una operación aislada, sin presencia de inercia térmica y mayoría de cargas DC

Finalmente, la tabla 25 evidencia que la topología óptima continúa siendo la misma al emplear inercia térmica o no (para el caso interconectado con mayoría de cargas AC). Sin embargo, el costo total de la solución óptima (220V AC) aumenta un 39% al no hacer uso de la inercia térmica.

Microrred aislada mayoría carga DC			
	% uso DG	% uso PV	costo
barraje 120 AC	17,80%	66,00%	\$ 167.149.000,00
barraje 220 AC	17,80%	66,00%	\$ 157.187.000,00
barraje 48 DC	17,95%	66,00%	\$ 165.017.000,00
barraje 12 DC	17,80%	66,00%	\$ 159.974.000,00

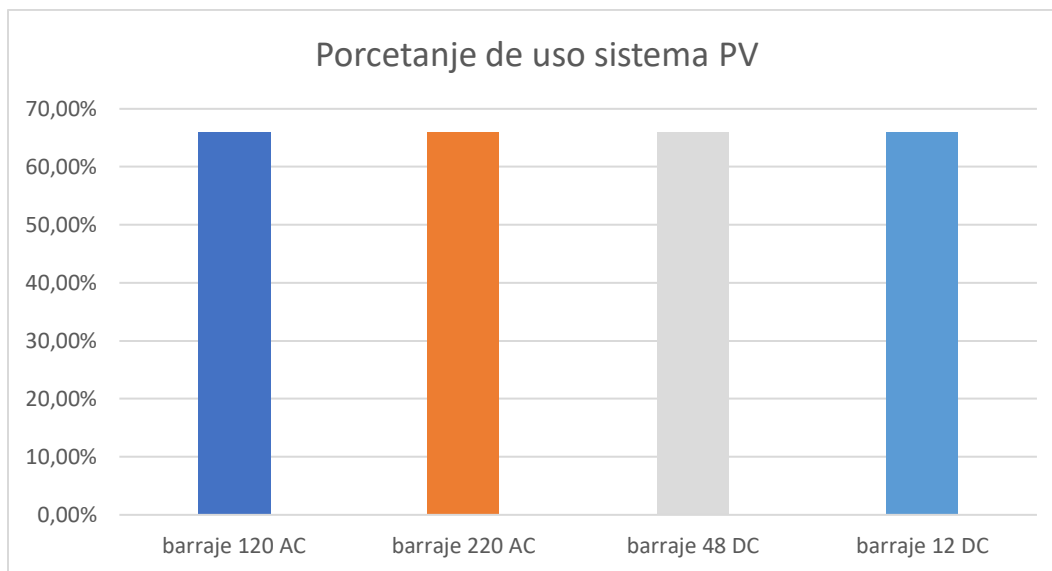
Tabla 25: Resultados óptimos microrredes eléctricas aislada mayoría de carga DC. Fuente propia

En cuanto al aprovechamiento de los recursos disponibles al igual que el caso anterior se encuentran mayores discrepancias al considerar o no la inercia térmica en la topología óptima. Ya que, respecto al generador diésel, se evidencia que el caso con inercia térmica (gráfica 54) requiere un 5% menos de combustible que el caso en donde no se contempla (gráfica 90).



Gráfica 90: Porcentaje máximo de uso generador Diésel en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga DC. Fuente propia

Sin embargo, la principal diferencia al igual que el caso anterior, se tiene en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, ya que el caso sin inercia térmica se permite aprovechar un 66% de esta tecnología (gráfica 91) en la solución óptima, mientras que el caso con inercia térmica (gráfica 55) permite alcanzar niveles de aprovechamiento del 100%.



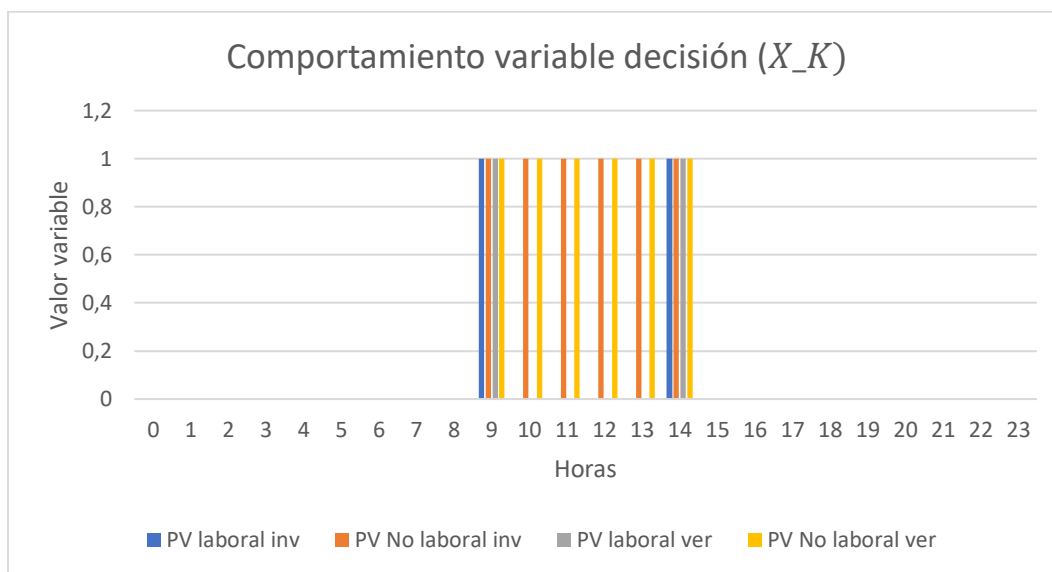
Gráfica 91: Porcentaje de uso sistema fotovoltaico en el resultado óptimo de cada microrred aislada mayoría carga AC. Fuente propia



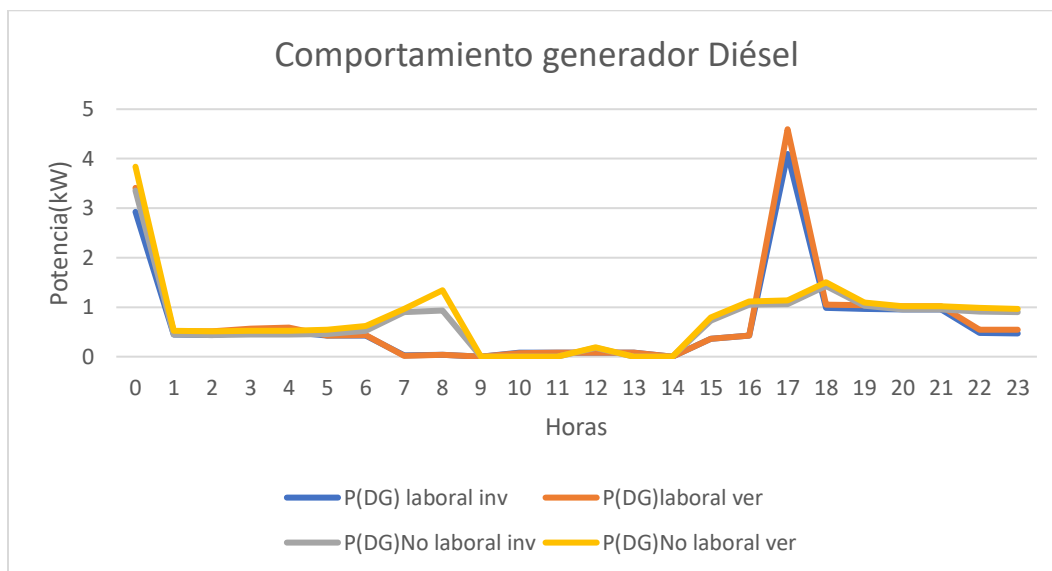
Gráfica 92: Costo de cada microrred aislada mayoría carga AC en el resultado óptimo. Fuente propia

En la gráfica 93 se evidencia que en este caso sólo se hizo uso de la energía fotovoltaica a las 9h y 14h en el día laboral de invierno, mientras que en el caso donde se aplicó la inercia térmica, el uso de este sistema fue en todas las horas donde estaba disponible (gráfica 57). Debido a esto, el pico de generación diésel también se ve afectado, ya que ahora se evidencia a las 17h para suplir la demanda del aire acondicionado en el día laboral (contrario a lo que pasaba en el caso

de inercia térmica, donde el pico se daba a las 10h y con menor demanda de potencia, tal como se tiene en la gráfica 58).

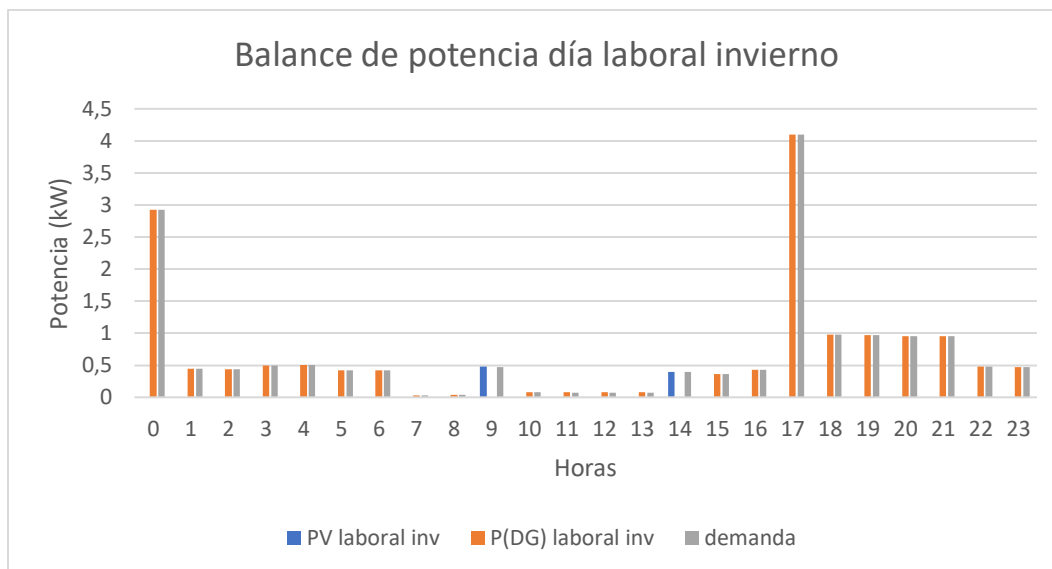


Gráfica 93: Comportamiento de la variable binaria a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

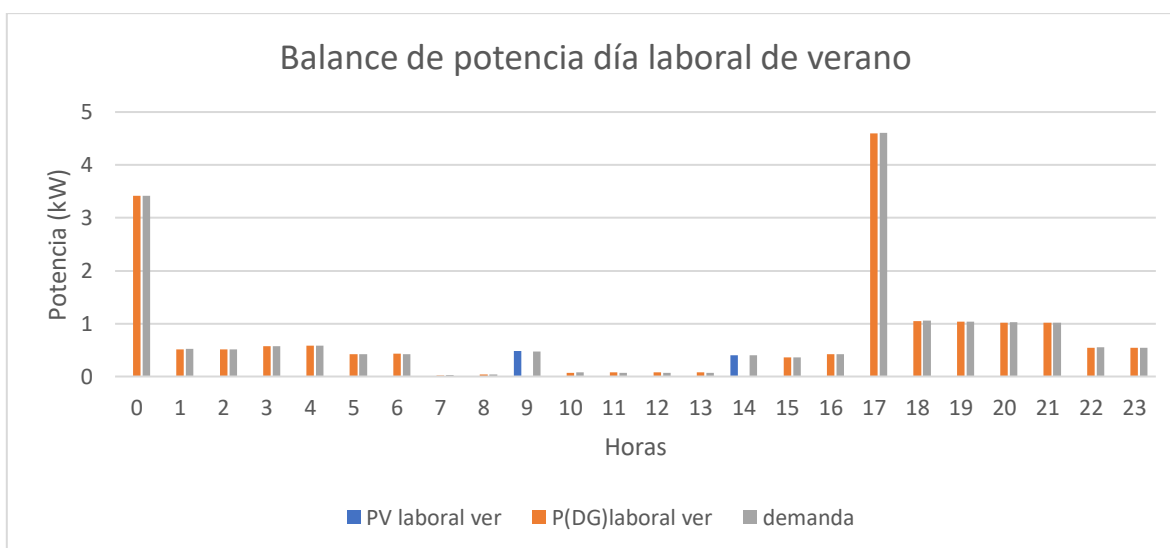


Gráfica 94: Comportamiento variable continua a lo largo de las horas de cada día típico del año. Fuente propia

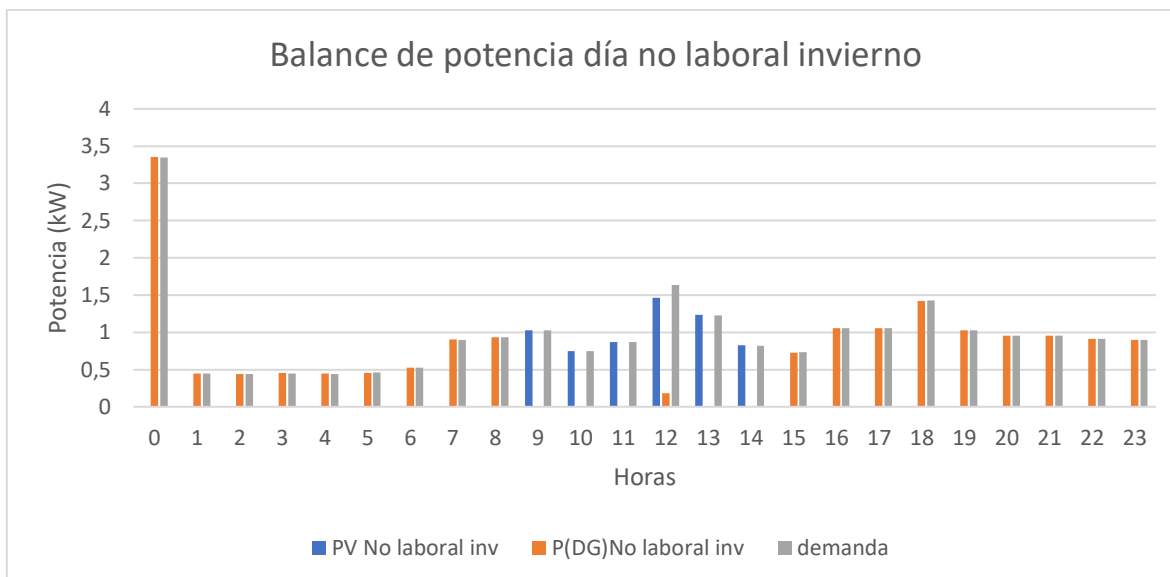
Finalmente, se presentan las gráficas de balance de potencia en cada uno de los días típicos.



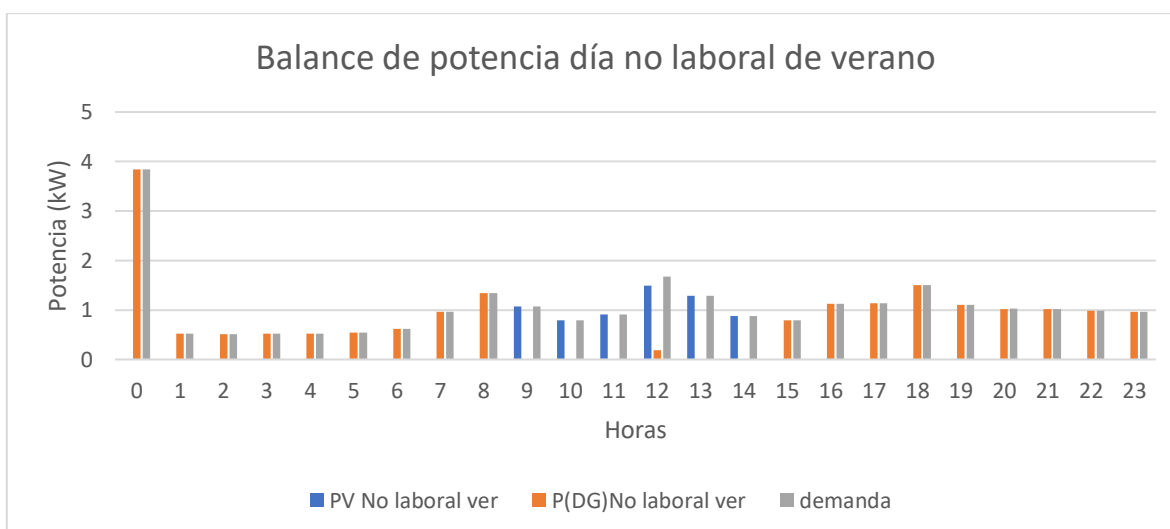
Gráfica 95: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 96: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día laboral verano. Fuente propia



Gráfica 97: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral invierno. Fuente propia



Gráfica 98: Balance de potencia microrred 220v AC aislada mayoría carga DC en un día no laboral verano. Fuente propia

7. Conclusiones

La optimización de microrredes eléctricas multimodales para la inclusión de tecnologías de acople sectorial, empleando modelos de recursos energéticos distribuidos (DER) y analizando sus convertidores desde una perspectiva de eficiencia, permite llegar a las siguientes conclusiones:

El modelo de DER construido, centrado en un sistema fotovoltaico, resaltó la importancia crucial de considerar las correcciones por temperatura e irradiancia al planificar la instalación de este tipo de sistemas, así como también la eficiencia que pueden brindar los convertidores o inversores que se seccionen. Las especificaciones proporcionadas en la hoja de datos están sujetas a condiciones controladas, lo que significa que el rendimiento real del sistema fotovoltaico puede variar significativamente en condiciones reales de operación. Por lo tanto, es fundamental ajustar las expectativas y realizar cálculos precisos teniendo en cuenta las condiciones ambientales específicas del lugar de instalación.

Una vez construido el problema de optimización mediante programación lineal por enteros mixtos, se evidenció que, en todos los casos analizados, la topología AC presentó un menor impacto económico. Esto se atribuye principalmente a una menor necesidad de convertidores en comparación con la topología DC, donde se requiere un mayor número de estos dispositivos, con un coste individual más elevado.

Después de un análisis exhaustivo, se concluye que las microrredes con mayor carga AC y funcionamiento aislado son generalmente óptimas en comparación con otras configuraciones. Se ha demostrado que tanto el tipo de carga como el modo de operación tienen un impacto significativo en los costos y la viabilidad de las microrredes. Además, se observó que la implementación de tecnologías de acople sectorial, como Power to cooling, en el 69% de los casos, resulta en una disminución de los costos asociados. Esto subraya la importancia de considerar estas tecnologías para mejorar la eficiencia y la economía de las microrredes eléctricas.

Se evidenció que el uso de acople sectorial (como el obtenido mediante cargas controladas termostáticamente), permite un mayor aprovechamiento de las energías renovables, siendo

una alternativa complementaria a las tecnologías de almacenamiento. Esto se evidencia en que el uso de la inercia térmica permite aumentar en cerca de un 30% el aprovechamiento de la energía proveniente de fuentes no convencionales de energía.

En definitiva, la microrred óptima dentro del grupo evaluado fue la microrred de topología AC con barraje de 220V AC, mayoría de carga AC y uso de inercia térmica como acople sectorial. Esta microrred presenta un costo total anual de \$94.966.000 pesos colombianos.

8. Referencias Bibliográficas

- [1] “International energy outlook - U.S. energy Information Administration (EIA)”, *Eia.gov*. [En línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/index.php>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [2] J. L. Paternina, E. R. Trujillo, y J. P. Anaya, “Integration of distributed energy resources through a virtual power plant as an alternative to micro grids. An approach to smart grids”, en *2018 Congreso Internacional de Innovación y Tendencias en Ingeniería (CONIITI)*, 2018, pp. 1–7.
- [3] M. F. Akorede, H. Hizam, y E. Pouresmaeil, “Distributed energy resources and benefits to the environment”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, núm. 2, pp. 724–734, 2010.
- [4] N. Strachan y A. Farrell, “Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance”, *Energy Policy*, vol. 34, núm. 17, pp. 2677–2689, 2006.
- [5] H. Saboori, M. Mohammadi, y R. Taghe, “Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types”, en *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2011, pp. 1–4.
- [6] S. Ropenus y K. Skytte, “Regulatory review and barriers for the electricity supply system for distributed generation in EU-15”, en *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, p. 6 pp. – 6.
- [7] X. Guo, H. Guo, y H. Cheng, “Coordinated planning of Distributed Energy Resources and microgrid network”, en *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016, pp. 1–5.
- [8] A. Khodaei, S. Bahramirad, y M. Shahidehpour, “Microgrid Planning Under Uncertainty”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, núm. 5, pp. 2417–2425, 2015.
- [9] H. Lotfi y A. Khodaei, “Static hybrid AC/DC microgrid planning”, en *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2016, pp. 1–5.
- [10] A. Mansour-Saatloo *et al.*, “Robust decentralized optimization of Multi-Microgrids integrated with Power-to-X technologies”, *Appl. Energy*, vol. 304, núm. 117635, p. 117635, 2021.
- [11] X. Wang, P. Huang, F. Min, T. Liu, y X. Zhao, “Modelling method of microgrid system based on multi-modal dimensions in islanding mode”, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 15, núm. 16, pp. 3873–3890, 2021.
- [12] G. Rueter, “Power to X, ¿un sistema de energía totalmente renovable?”, *Deutsche Welle*, 27-dic-2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.dw.com/es/power-to-x-un-sistema-de-energ%C3%ADa-totalmente-renovable/a-51740890>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [13] S. B. Patra, J. Mitra, y S. J. Ranade, “Microgrid architecture: a reliability constrained approach”, en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 2005, pp. 2372–2377 Vol. 3.
- [14] N. González, C. Cusgüen, y E. Mojica-Nava, “Revista UIS Ingenierías ISSN: 1657-4583 ISSN: 2145-8456 revistaingenierias@uis.edu.co”, *Redalyc.org*. [En línea]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/5537/553757146010/553757146010.pdf>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [15] M. Heleno y Z. Ren, “Multi-energy microgrid planning considering heat flow dynamics”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 36, núm. 3, pp. 1962–1971, 2021.
- [16] I. L. Monroy, “La generación de energía eléctrica y el ambiente”, *Unirioja.es*. [En línea]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/2887469.pdf>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [17] M. Moran, “Cambio climático”, *Desarrollo Sostenible*, 07-ene-2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>. [Consultado: 19-sep-2023].

- [18] “Objetivos de Desarrollo Sostenible”, *UNDP*. [En línea]. Disponible en: <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals/energia-asequible-no-contaminante>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [19] C. Gamarra y J. M. Guerrero, “Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 48, pp. 413–424, 2015.
- [20] Á. J. P. Pazmiño y L. Ortiz, “Despliegue óptimo de redes de distribución y generación distribuida para microrredes eléctricas híbridas CA aisladas usando método heurístico”, *Serie Científica de la Universidad de las Ciencias Informáticas*, vol. 15, núm. 1, pp. 80–96, 2022.
- [21] L. M. León, D. Romero-Quete, N. Merchán, y C. A. Cortés, “Optimal design of PV and hybrid storage based microgrids for healthcare and government facilities connected to highly intermittent utility grids”, *Appl. Energy*, vol. 335, núm. 120709, p. 120709, 2023.
- [22] H. Lotfi y A. Khodaei, “AC Versus DC Microgrid Planning”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, núm. 1, pp. 296–304, 2017.
- [23] H. G. Enriquez, “Microrredes eléctricas: estructura, análisis y parámetros eléctricos”, autor, 2021.
- [24] “Vista de Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos”, *Gob.ec*. [En línea]. Disponible en: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/488/632>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [25] P. Olivella-Rosell *et al.*, “Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources”, *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 881–895, 2018.
- [26] “Libro de Energía Solar Fotovoltaica”, *Omnia sunt Communia!*, 06-feb-2010. [En línea]. Disponible en: <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf/>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [27] “Vista de Herramienta para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados”, *Edu.co*. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.ucatolicaluisamigo.edu.co/index.php/lampsakos/article/view/1936/1785>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [28] X. Wu, S. Shi, y Z. Wang, “Microgrid planning considering the supply adequacy of critical loads under the uncertain formation of sub-microgrids”, *Sustainability*, vol. 11, núm. 17, p. 4683, 2019.
- [29] N. M. Kumar, M. S. P. Subathra, y J. E. Moses, “On-grid solar photovoltaic system: Components, design considerations, and case study”, en *2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, 2018, pp. 616–619.
- [30] A. Jhojana y P. Mesa, “CONSTRUCCIÓN DE CASO ESTUDIO COMO HERRAMIENTA DE FORMACIÓN PROFESIONAL PARA LA GESTIÓN DE PROYECTOS CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”, *Edu.co*. [En línea]. Disponible en: <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/48603/2022alissonpedraza.pdf?sequence=1>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [31] “Vista de Microrredes en la red eléctrica del futuro - caso Huatacondo”, *Ucr.ac.cr*. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/cienciaytecnologia/article/view/15214/14516>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [32] M. Alejandro y B. Ordoñez, “DISEÑO DE UNA MICRORRED DC EN EL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD DE NARIÑO”, *Edu.co*. [En línea]. Disponible en: <https://sired.udenar.edu.co/9388/1/4405.pdf>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [33] S. Puente y R. Antonio, “Diseño de un inversor multifuncional para la conexión del bus DC con el bus AC de una microrred híbrida de generación distribuida”, p. 75231, 2016.

- [34] "IBM Documentation", *Ibm.com*, 05-mar-2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.ibm.com/docs/es/icos/12.9.0?topic=programming-what-is-mixed-integer-linear>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [35] "Programación lineal y programación lineal de enteros mixtos", *Mathworks.com*. [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/help/optim/linear-programming-and-mixed-integer-linear-programming.html>. [Consultado: 19-sep-2023].
- [36] R. Rodríguez y J. Jose, "Emulador de un panel solar considerando irradiancia y temperatura", Pontificia Universidad Javeriana, 2018.
- [37] L. G. Richards, "Special session: Learning design thinking using engineering case studies", en *2017 IEEE Frontiers in Education Conference (FIE)*, 2017, pp. 1–3.
- [38] J. Zuwala y K. Sztékler, "Implementation of case study method as an effective teaching tool in engineering education", en *2018 IEEE Global Engineering Education Conference (EDUCON)*, 2018, pp. 89–94.
- [39] "Vista de Aprovechamiento de la inercia térmica del hormigón para el ahorro energético de los edificios", *Edu.ar*. [En línea]. Disponible en: <https://ingenio.frlp.utn.edu.ar/index.php/ingenio/article/view/47/57>. [Consultado: 07-mar-2024].
- [40] "Manual de aplicación de la inercia térmica", *ieca*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ieca.es/producto/manual-de-aplicacion-de-la-inercia-termica/>. [Consultado: 07-mar-2024].
- [41] "Vista de Modelación matemática y simulación de un sistema de acondicionamiento de aire en estado transitorio", *Edu.co*. [En línea]. Disponible en: <https://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/3021/2087>. [Consultado: 10-mar-2024].
- [42] F. F. del J. T. L. de Jesús May-CenRamón Salvador Mézquita Martínez, "ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO ENTRE SISTEMAS DE AIRE ACONDICIONADO, INVERTER Y MINISPLIT", *ResearchGate*, sep-2019..
- [43] "Mabe Colombia", *Mabeglobal.com*. [En línea]. Disponible en: https://mabeglobal.com/es_CO/. [Consultado: 11-mar-2024].
- [44] C. A. Bonetti, G. D. Puccini, y J. Vega, "Planificación Óptima de Baterías para la Minimización de Pérdidas de Energía en una Microrred Eléctrica", *Mecánica Computacional*, vol. 36, núm. 45, pp. 2079–2087, 2018.