



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
DISTRIBUCIÓN EN ZONAS RURALES MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE MICRO-REDES

AUTOR:

ROMEL ADRIÁN ULLOA GÓMEZ

DIRECTOR:

JOSÉ MANUEL ALLER CASTRO

CUENCA - ECUADOR
2021

Autor:



Romel Adrián Ulloa Gómez.

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca

rulloag@est.ups.edu.ec

romel_15aug@hotmail.es

Director:



José Manuel Aller Castro

Ingeniero Electricista.

Doctor Ingeniero Industrial (Programa Sistemas De Energía Eléctrica)

jaller@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

ULLOA GÓMEZ ROMEL ADRIÁN.

**PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN
EN ZONAS RURALES MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE MICRO-REDES**

“Dedico este trabajo a Dios, a mis sueños y a mi constante dedicación de seguir superándome. A toda mi familia, en especial a mis hermanos quienes viven en mi corazón, que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la orientación para progresar y lograr mis objetivos. A mis amigos que siempre han estado ahí para apoyarme y guiarme en todo momento de este trayecto.”

Agradecimientos

Primeramente, a Dios por darme sabiduría y fortaleza, por brindarme la familia que tengo ya que sin ellos no fuera la persona que hoy soy, agradezco por haberme rodeado de personas buenas y generosas que me han apoyado en todo momento y bajo cualquier circunstancia.

Presento mi más sincero agradecimiento a la Universidad Politécnica Salesiana por su excelencia académica y a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. por los conocimientos compartidos e información brindada.

Este trabajo ha sido gracias al apoyo y orientación del Doctor José Aller, quien fomento las bases del desarrollo de la presente tesis en calidad de director.

Agradezco a mis Padres y a mis hermanos por su apoyo incondicional durante todo el camino de mi carrera profesional, todo lo conseguido es gracias a ellos.

Agradezco a todas las personas que durante este tiempo me han apoyado y han estado en los momentos difíciles ayudándome, en especial a mis amigos Andrés, Raúl y Edison.

Índice general

Índice de Figuras	8
Índice de Tablas	10
Abstract	12
1. Introducción	14
1.1. ANTECEDENTES	14
1.2. JUSTIFICACIÓN	17
1.3. Objetivos	19
1.3.1. Objetivo general	19
1.3.2. Objetivos específicos	19
1.4. METODOLOGÍA	19
2. MICRORREDES Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	21
2.1. DESCRIPCIÓN DE UNA MICRORRED	21
2.2. SISTEMAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN MICRO- RREDES	24
2.2.1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	24
2.2.2. GENERACIÓN HIDRÁULICA	25
2.2.3. GENERACIÓN POR BIOMASA	27
2.2.4. GENERACIÓN EÓLICA	28
2.2.5. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	29
2.3. MARCO REGULATORIO Y ESTÁNDARES PARA LA INTERCONE- XIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	30
2.3.1. REGULACIÓN ARCONEL No. 004/15	31
2.3.2. ESTÁNDAR IEEE 1547 21	31
2.4. OPERACIÓN DE UNA MICRORRED	34

2.4.1. MICRORREDES CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	34
2.4.2. MICRORREDES EN MODO AISLADO	35
2.5. RESTRICCIONES DE OPERACIÓN E IMPACTOS DE UNA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	36
2.6. PANORAMA GENERAL DE LAS MICRORREDES COMO SOLUCIÓN DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS RURALES.	37
2.7. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRORREDES EN ZONAS RURALES	39
3. CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES DEL CASO DE ESTUDIO Y MÉTODOS APLICADOS EN LA PLANIFICACIÓN	44
3.1. COBERTURA ELÉCTRICA EN ZONAS RURALES DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA	44
3.2. CASO DE ESTUDIO: TAISHA	46
3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	49
3.2.2. DENSIDAD DE POBLACIÓN	50
3.2.3. ACCESO A SERVICIOS BÁSICOS	51
3.2.4. SITUACIÓN AMBIENTAL	51
3.3. CONDICIONES CLIMÁTICAS Y GEOGRÁFICAS	52
3.4. RECURSOS ENERGÉTICOS	53
3.4.1. RECURSO SOLAR	53
3.4.2. RECURSO HÍDRICO	54
3.4.3. RECURSO EÓLICO	56
3.4.4. RECURSO BIOMASA	57
3.5. ESTADO ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA	58
3.6. MÉTODOS APLICADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	60
3.6.1. MÉTODO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	62
3.6.2. MÉTODO DE CAPACIDAD Y COBERTURA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	65
3.6.3. MÉTODO DE ENRUTAMIENTO - ÁRBOL DE <i>STEINER</i>	67
3.6.4. UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	69
3.6.5. HOMER (SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO DE GENERACIÓN)	70

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	6
4. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE MICRORREDES, ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SUS IMPLICACIONES	73
4.1. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PROBLEMA - CASO TAISHA	73
4.2. ANALISIS DEL ESCENARIO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN GENERADO	82
4.3. UBICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	84
4.4. ENRUTAMIENTO DE LAS MICRORREDES CONSIDERANDO LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	88
4.5. DIMENSIONAMIENTO OPTIMIZADO POR HOMER	98
4.6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN	100
4.7. RESULTADOS	105
4.7.1. RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN Y DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	106
4.7.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN HOMER	117
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
5.1. CONCLUSIONES	119
5.2. RECOMENDACIONES	121
6. Glosario	123
Referencias	124
A. ANEXO 1: DEMANDA POR ESTRATOS Y NÚMERO DE CLIENTES CENTROSUR	134
B. ANEXO 2: PERFILES DE DEMANDA UNITARIOS POR TIPO DE CLIENTES Y DE UN HOSPITAL	138
B.1. Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Residencial Rural.	138
B.2. Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Comercial.	139
B.3. Curvas típicas de demanda de las luminarias tipo doble nivel. . .	139
B.4. Curvas típicas de demanda activa y reactiva de un Hospital.	140
C. ANEXO 3: CONSUMO HOSPITAL SAN JOSE TAISHA	141

D. ANEXO 4: ALGORITMOS	142
D.1. ALGORITMO 0	142
D.2. ALGORITMO 1	143
D.3. ALGORITMO 2	145
D.4. ALGORITMO 3	146
D.5. PSEUDOCÓDIGO - ALGORITMO 1-2-3	147

Índice de Figuras

2.1. Diagrama de una microrred. Fuente Autor	23
2.2. Sistema fotovoltaico. Fuente Autor	25
2.3. Sistema de generación hidroeléctrica. Fuente Autor	26
2.4. Sistema de generación por biomasa. Fuente Autor	27
2.5. Sistema de generación eólico. Fuente Autor	28
3.1. Cobertura del servicio de energía eléctrica nacional. Fuente [48] .	45
3.2. Centro de TAISHA Fuente Autor	46
3.3. Ubicación Geográfica del Cantón Taisha. Fuente [50]	49
3.4. Población de Taisha. Fuente Autor	50
3.5. Fauna y flora de Taisha. Fuente Autor	52
3.6. Atlas solar Ecuador. Fuente [51]	54
3.7. Recursos hídricos de Taisha. Fuente [13]	55
3.8. Zonas hídricas de Taisha. Fuente Autor	56
3.9. Atlas eólico del Ecuador. Fuente [52]	57
3.10.Red eléctrica actual Centro de Taisha. Fuente Autor	59
3.11.Recorrido Alimentador 2123 CENTROSUR – Taisha. Fuente Autor	60
3.12.Microrredes en Taisha. Fuente Autor	62
3.13.Determinación de demanda por sectores CENTROSUR. Fuente Autor	63
3.14.Consumo de energía promedio por cliente [kWh/cliente - mes]. Fuente [63]	72
4.1. Diagrama de flujos para la planificación óptima propuestos por el autor. Fuente Autor	75
4.2. Plano georreferenciado de Taisha. Fuente Autor	76
4.3. Transformadores óptimos de 25kVA. Fuente Autor	81
4.4. Conexión de usuarios a la red. Fuente Autor	83

4.5. N Transformadores óptimos de cobertura. Fuente Autor	84
4.6. Clusterización de generación con sus N clientes. Fuente Autor	85
4.7. Puntos óptimos de la generación distribuida. Fuente Autor	86
4.8. Modelo microrred A. Fuente Autor	89
4.9. Modelo microrred B. Fuente Autor	90
4.10. Modelo microrred C. Fuente Autor	91
4.11. Modelo microrred D. Fuente Autor	92
4.12. Modelo microrred E. Fuente Autor	93
4.13. Modelo microrred F. Fuente Autor	94
4.14. Modelo microrred G. Fuente Autor	95
4.15. Modelo microrred H. Fuente Autor	96
4.16. Clientes de una microrred única zona centro Taisha. Fuente Autor	97
4.17. Microrred óptima unitaria, zona centro Taisha. Fuente Autor	98
4.18. Localización de proyecto Taisha HOMER. Fuente Autor	101
4.19. Recurso solar HOMER. Fuente Autor	101
4.20. Recurso hídrico HOMER. Fuente Autor	102
4.21. Curva de demanda típica clientes Taisha HOMER. Fuente Autor	103
4.22. Panel FV tipo monocristalinos KD-M480-505-15. Fuente [64]	103
4.23. Batería Estacionaria de GEL BAE. Fuente [65]	104
4.24. Turbinas hidroeléctricas tipo VORTEX sumergible. Fuente [66]	105

Índice de Tablas

2.1. Respuesta del sistema ante variaciones de voltaje. Fuente [33] . . .	33
2.2. Tiempos de actuación ante variaciones de frecuencia. Fuente [33]	34
2.3. Datos técnicos de generación distribuida comercial. Fuente Autor	37
3.1. Comunidades parroquia Taisha. Fuente Autor	47
3.2. Comunidades parroquia Tuutinentza. Fuente Autor	47
3.3. Comunidades parroquia Macuma. Fuente Autor	48
3.4. Comunidades parroquia Hausaga. Fuente Autor	48
3.5. Comunidades parroquia Pumpuentza. Fuente Autor	49
3.6. Demanda unitaria promedio proyectada (DMUp) y factor de sobrecarga. Fuente Autor	64
4.1. Carga Hospital San José Taisha. Fuente Autor	79
4.2. Precios de transformadores en el mercado ecuatoriano. Fuente Autor	80
4.3. Ubicación óptima de la generación distribuida. Fuente Autor . . .	87
4.4. Número de abonados óptimos por microrred. Fuente Autor	87
4.5. Total consumo de energía eléctrica para cada microrred. Fuente Autor	99
4.6. Tipo de generación factible de acuerdo a la microrred y carga por ubicación. Fuente Autor	100
4.7. Modelo microrred A óptima en HOMER. Fuente Autor	107
4.8. Modelo microrred A, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	108
4.9. Modelo microrred B óptima en HOMER. Fuente Autor	108
4.10. Modelo microrred B, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	109
4.11. Modelo microrred C óptima en HOMER. Fuente Autor	109

4.12. Modelo microrred C, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	110
4.13. Modelo microrred D óptima en HOMER. Fuente Autor	110
4.14. Modelo microrred D, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	111
4.15. Modelo microrred E óptima en HOMER. Fuente Autor	111
4.16. Modelo microrred E, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	112
4.17. Modelo microrred F óptima en HOMER. Fuente Autor	112
4.18. Modelo microrred F, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	113
4.19. Modelo microrred G óptima en HOMER. Fuente Autor	114
4.20. Modelo microrred G, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	114
4.21. Modelo microrred H óptima en HOMER. Fuente Autor	115
4.22. Modelo microrred H, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	115
4.23. Microrred cobertura completa en isla óptima en HOMER. Fuente Autor	116
4.24. Microrred cobertura completa en isla análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	116
4.25. Microrred cobertura completa conectada a la red óptima en HOMER. Fuente Autor	117
4.26. Microrred cobertura completa conectado a la red análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor	117

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla una metodología para la planificación de la expansión de las redes de distribución eléctrica, considerando la incorporación de generación distribuida en zonas alejadas, consiguiendo así; abastecer la demanda de los usuarios en las mejores condiciones de operación, a la vez que se aumenta la confiabilidad del servicio.

La planificación óptima planteada en este estudio se realiza sobre un escenario georreferenciado con el fin de que la ubicación de la generación y la topología de la red eléctrica sean realistas. En el algoritmo, primero se maneja la identificación de los usuarios y los transformadores necesarios para dar cobertura total del servicio; luego se realiza la clusterización de usuarios para la ubicación óptima de la generación distribuida y división de las microrredes, posteriormente se despliega el enrutamiento óptimo de la red de baja tensión de cada microrred y finalmente, en base a los recursos naturales disponibles, se realiza el dimensionamiento óptimo de las unidades de Generación Distribuida para dar cobertura a cada microrred previamente definida. Utilizando la determinación de ubicaciones óptimas es factible optimizar las microrredes eléctricas y, por lo tanto, los recursos a utilizarse en su construcción; con lo cual, se obtienen reducción del costo tanto constructivo y operativo de la microrred. De igual manera el algoritmo es confiable para la búsqueda del enrutamiento de la red de bajo voltaje basado en la determinación de la mejor ruta en una zona georreferenciada para reducir el costo de implementación.

Los resultados obtenidos muestran la factibilidad de ofrecer una cobertura de servicio eléctrico a través de microrredes basadas en fuentes renovables, presentando un gran potencial para ser aplicadas en zonas rurales de la Amazonía, cumpliendo con las expectativas tanto en el ámbito técnico-económico como en el ambiental.

Palabras clave: Planificación óptima, microrredes, redes de distribución, optimización, clusterización.

Abstract

This work develops a methodology for planning the expansion of electric distribution networks, considering the incorporation of distributed generation in remote areas, thus achieving; supplying the demand of users in the best operating conditions, while increasing the reliability of the service. The optimal planning proposed in this study is carried out on a georeferenced scenario in order to make the location of the generation and the topology of the electrical network realistic. In the algorithm, first the identification of users and transformers needed to provide full service coverage is handled; then the clustering of users for the optimal location of distributed generation and division of microgrids is performed, then the optimal routing of the low voltage network of each microgrid is deployed and finally, based on the available natural resources, the optimal sizing of the Distributed Generation units is performed to provide coverage to each microgrid previously defined. Using the determination of optimal locations, it is feasible to optimize the electric microgrids and, therefore, the resources to be used in their construction; thus, reducing both the construction and operating cost of the microgrid. Likewise, the algorithm is reliable for the search of the routing of the low voltage network based on the determination of the best route in a georeferenced area to reduce the implementation cost.

The results obtained show the feasibility of providing electricity service coverage through microgrids based on renewable sources, presenting a great potential to be applied in rural areas of the Amazon, meeting the expectations both in the technical-economic and environmental areas.

Keywords: Optimal planning, microgrids, distribution networks, optimization, clustering.

Capítulo 1

Introducción

1.1. ANTECEDENTES

Anteriormente, el sector eléctrico utilizaba fuentes de energía convencionales, los cuales presentaban elevados índices de contaminación así como altos costes de manutención en su tiempo de vida [1]. La tendencia actual en el mundo es proyectar sistemas de energía híbrida en los que las fuentes renovables y de almacenamiento proporcionen el mayor porcentaje de las necesidades energéticas antes que los basados en un solo recurso; dejando así, la utilización de los sistemas convencionales para casos excepcionales [2][3].

En los últimos tiempos se ha venido dando un incremento exponencial de la demanda eléctrica, así como requerimientos de calidad de suministro cada vez más exigentes que han obligado de manera paulatina se avance hacia un nuevo concepto de red eléctrica [4]. Además, la creciente conciencia y énfasis de la alarmante tasa de incremento del calentamiento global ha llevado a un impulso masivo para la integración de la generación distribuida renovable conectada a la red de distribución, siendo una medida relativamente nueva de alta eficiencia y baja contaminación que tiene como idea fundamental la dotación de centrales de pequeña o mediana escala ubicadas dentro o cerca de los centros de carga; logrando así, mejorar la prestación del servicio eléctrico y aprovechar los recursos renovables existentes en la localidad [5][6][7]. Con la generación distribuida renovable se da una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas no electrificadas, constituyendo una opción favorable tanto ambiental como social por lo que se le ha dado importancia y se ha convertido en el nuevo enfoque en la investigación de sistemas

de energía [8].

El sector eléctrico es una parte fundamental para la evolución y desarrollo de la sociedad moderna en la llamada era de las tecnologías [9]. En la actualidad existe una problemática tanto ambiental como energética, dada la creciente necesidad de desplazar paulatinamente los sistemas de generación convencional, por sistemas energéticos sostenibles y compatibles con el medio ambiente, en los últimos años la energía renovable reciben una atención cada vez mayor en todo el mundo, por ende países de América Latina como Chile Brasil y Ecuador han tomado como iniciativa la promoción de energías verdes, ampliando su marco regulatorio y su aplicabilidad en proyectos que marcan un estándar en energía, desarrollo y sostenibilidad ambiental siendo un importante aspecto que crea un punto de partida para el impulso de las microrredes [4][8][10][11].

Una microrred híbrida se define como un sistema de distribución eléctrico que contiene recursos energéticos distribuidos, sistemas de almacenamiento y múltiples cargas, que pueden ser operados de manera controlada y coordinada mientras están conectados a la red eléctrica o desconectados funcionando en modo isla [12] [13]. Su implantación es un concepto atractivo para satisfacer las crecientes demandas de energía. Además, debido a los diferentes avances tecnológicos y los diferentes factores técnicos tales como: continuidad y calidad del servicio, eficiencia, efectos ambientales y reducción de pérdidas han permitido que la generación eléctrica también sea descentralizada, incorporándola así, tanto a pequeña como a mediana escala, fuentes no convencionales de energía [14] [15].

Debido a la dispersión, tanto de generación como de demanda, la implantación de una microrred eléctrica requiere una etapa previa de planificación energética en la cual se determine la operación óptima factible del sistema [16]. La planificación energética de una microrred consiste en la aplicación de un conjunto de estrategias orientadas al dimensionamiento y operación del sistema eléctrico, garantizando que se suplan los requerimientos de energía y se reduzcan los costos de implementación, operación y mantenimiento [17][18].

Las fuentes renovables de energía disponibles en una microrred (módulos fotovoltaicos, pequeños aerogeneradores, pequeñas y micro centrales hidroeléctricas, etc.) favorecen el desempeño de las mismas permitiendo el aprovechamiento de recursos energéticos locales [14][19].

La tendencia actual de los sistemas eléctricos de potencia es evolucionar de sistemas centralizados a sistemas distribuidos de energía denominadas microrredes, donde el equilibrio entre oferta y demanda es fundamental; por lo cual, la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovable es particular-

mente relevante en estos sistemas. Además, debido a que la energía eléctrica es suministrada por fuentes de energía distribuida interconectadas eléctricamente y máquinas síncronas relativamente pequeñas, la inercia y los niveles de tensión del sistema son considerablemente menores cuando se comparan con sistemas de energía convencional que utilizan grandes máquinas rotativas. De igual manera, considerando el tamaño de la microrred y de sus alimentadores, tanto la operación como los flujos de energía deben ser analizados de una forma diferente a los de las redes convencionales [20] [21].

La generación renovable como la eólica y la fotovoltaica han aumentado significativamente la gestión eficiente y confiable de energía debido al nivel de incertidumbre del sistema. Por lo cual, estos sistemas son más propensos a perder la estabilidad, debido a que, su recurso energético principal para el proceso de generación no está definido en el tiempo de igual manera que las generaciones convencionales, en las cuales es factible ajustar las potencias de generación en función de los requerimientos de la demanda [22][23].

Gran parte del interés en el estudio de microrredes consiste en que sean una alternativa a la expansión tradicional de las redes de transmisión y distribución, permitiendo reducir costos y aumentar la confiabilidad. Por este motivo, la principal decisión en la planificación de una microrred consiste en la ubicación y el dimensionamiento de la capacidad de los distintos elementos que componen el sistema para garantizar su operación técnica y económicamente factible y sustentable [24]. Cuando el grado de penetración de fuentes renovables y no gestionables es elevado en la microrred, es necesario contar con estrategias de planificación para la expansión o adecuación de esta, con fines en la mitigación de los efectos adversos en la calidad del suministro [2][25]. Fundamentado en estos eventos y en el mejor escenario, se pueden determinar las acciones a realizar para permitir al sistema operar continuamente con las menores desviaciones posibles respecto de la condición de operación necesarias [18][26].

La introducción de fuentes de generación distribuida presenta impactos sobre la red de distribución tanto en la estructura como la operación de la red de distribución. Uno de los aspectos importantes es la capacidad de generación comparada con la capacidad de carga, ubicación y condición de operación de la conexión [5]. En el escenario actual, se está trabajando en el campo de la planificación de las tecnologías de generación distribuida y microrredes donde la economía, rendimiento, seguridad y fiabilidad del sistema son los temas más desafiantes [2][27].

1.2. JUSTIFICACIÓN

En los últimos años y debido a los recientes avances tecnológicos, el sector eléctrico ha tenido un cambio constante para bien, con respecto a la generación de la energía eléctrica. Inicialmente la generación consistía en grandes plantas localizadas a miles de kilómetros de distancia del punto carga. Con los avances recientes de las fuentes alternas de energía y los convertidores electrónicos de potencia, la generación de energía eléctrica ha pasado a ser diseñada de forma descentralizada, debido a la mejora en factores técnicos como continuidad, eficiencia, reducción de pérdidas y disminución de daños ambientales que acompañan estas tecnologías [22].

Dentro de las de las políticas de desarrollo sobre todo en las zonas rurales, los proyectos de electrificación de energía eléctrica son parte fundamental para el desarrollo de la sociedad, brindando así grandes beneficios. Las microrredes híbridas, que incluyen fuentes de energía renovable constituyen una alternativa permitiendo desafiar la visión de desarrollo y transitar hacia nuevas maneras de vincular sociedad, territorio y energía [28].

En Ecuador, la mayoría de las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región amazónica. Sin embargo, varias comunidades remotas no tienen cobertura, debido a que invertir en nuevas líneas de distribución y transmisión para demandas bajas implican costos muy elevados. Por otra parte, las comunidades están ubicadas lejos de los principales centros de generación y las pérdidas técnicas de potencia son considerables [29].

El presente estudio permite establecer la viabilidad de la implementación de microrredes interconectadas a un sistema de distribución eléctrico convencional, llevado de manera controlada para prevenir la inserción excesiva de fuentes de energía renovable y daños al sistema eléctrico de potencia convencional. Dicho esto, mediante estudios de planificación energética, se analizará la viabilidad de suplir energía eléctrica limpia a regiones remotas con este tipo de microrredes, considerando aspectos técnicos sobre la planificación, y enfocándose en la ubicación, dimensionamiento de los sistemas de abastecimiento energético y el diseño de la red eléctrica de distribución. Además, se establecen los criterios bajo los cuales se permite la conexión de microrredes de manera factible, permitiendo así, la correcta planeación y expansión de los sistemas de distribución interconectados; identificando los beneficios tanto para el operador del sistema de distribución como para los usuarios [15][17]. Taisha se encuentra entre los 12 cantones de la provincia de Morona Santiago, bajo las coor-

denadas de ubicación UTM: 892263; 9716434 de la Zona 17S, en la parte oriental de la montañosa del Cutucú. El cantón cuenta con una población cercana a los de 23.000 habitantes según la [INEC](#). Está conformada por cinco parroquias entre estas están: Taisha, Tuutinentza, Macuma, Pumpuentza y Huasaga. Dentro de estas se encuentran 147 comunidades con sus diferentes etnias tanto Achuar como Shuar. Años atrás, únicamente contaban con servicio eléctrico, los centros parroquiales de Taisha mediante generación térmica y los centros de Macuma como el de Tuutinentza a través de centrales hidroeléctricas [30].

El desarrollo de la electrificación en sectores aislados permite lograr un mejor nivel de vida, debido a que facilita el acceso al agua potable, educación, mejora de la salud, así como al desarrollo económico de la zona, evitando el abandono de los campos y la migración. Actualmente, la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR ofrece el servicio eléctrico al cantón Taisha mediante el alimentador 2123 y módulos fotovoltaicos. Como este cantón se encuentra en una zona remota, la dificultad de acceso a los asentamientos, así como las condiciones topográficas y atmosféricas, hacen que la confiabilidad de la red sea muy reducida, dejando sin servicio a los residentes en múltiples ocasiones. Por este motivo, es primordial el estudio de la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de una microrred híbrida en la zona [30].

La planificación energética de una microrred en el cantón Taisha busca garantizar el balance de energía, de tal manera que la energía generada en la zona sea igual a la demandada y el costo global de la microrred y los resultados de su implantación puedan ser más eficientes y económicos que otras soluciones estudiadas, sustentados en un estudio técnico-económico. Dicho costo debe incluir inversión necesaria, instalación, operación, mantenimiento, así como el impacto al medio ambiente [31].

Las microrredes se pueden diseñar para operar correctamente en modo isla o con interconexión al sistema de distribución. Por consiguiente, en este proyecto se evaluarán estos dos posibles escenarios, para analizar los impactos, teniendo como referencia los estándares [IEEE 1547](#) (“*Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008*”) y las normas [ARCONEL](#) No. 004/15. En este estudio se considerará la interconexión de una microrred híbrida con el funcionamiento de generación hidroeléctrica y sistemas fotovoltaicos y térmicos, donde se considerará el exceso de generación, variación de carga y la salida de operación de los generadores que conforman el sistema. Este estudio permitirá saber el estado de la red de distribución, determinando si es adecuada para la implementación de generación distribuida bajo los criterios de interconexión con

una microrred eléctrica [32][33][34].

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Planificar la expansión de la red de distribución, considerando la incorporación de generación distribuida.

1.3.2. Objetivos específicos

- Estudiar los requerimientos de energía y potencia del cantón Taisha y las limitaciones técnicas, para plantear alternativas y escenarios factibles que incluyan generación distribuida con fuentes alternas de energía.
- Formular un problema de optimización para el dimensionamiento de las unidades de generación de microrredes híbridas, integrando restricciones económicas, ambientales y aspectos técnicos sobre la confiabilidad del sistema.
- Determinar la factibilidad técnico-económica para la implementación de una microrred en el cantón Taisha conformada por generación hidroeléctrica, fotovoltaica y térmica.

1.4. METODOLOGÍA

El estudio propuesto comienza con la revisión bibliográfica de estrategias de planificación energética de microrredes híbridas. Se enfatiza en la selección y dimensionamiento de las fuentes de energía, la arquitectura del sistema de distribución y el despacho de las fuentes de energía. Se describe el significado y operación de una microrred, y de las diferentes fuentes de generación que pueden conformar una solución híbrida.

Se describe estrategias de planificación energética y se presenta una metodología para la planificación de la microrred. Para el desarrollo del análisis se recopila toda la información con la finalidad de tener una línea base para el modelamiento de la respectiva red de distribución y la microrred híbrida de prueba.

Una vez obtenido el mejor escenario del proceso de planificación, se desarrolla un modelo del sistema de distribución eléctrico y de una microrred, en los que se estudian diferentes escenarios con el objetivo de conocer el efecto combinado de las diferentes fuentes de generación existentes en el lugar, así como el impacto ocasionado sobre la red de distribución. Se utiliza una herramienta especializada de modelación y simulación, que permite realizar estudios de sensibilidad. Como se mencionó anteriormente, los estudios realizados son con la finalidad de estimar el impacto sobre la zona de estudio.

El estudio considera el cumplimiento de las normas del [ARCERNNR](#), [ARCONEL](#), [CONELEC](#) y los estándares [IEEE](#). Estas normas y recomendaciones permiten determinar los parámetros para la correcta interconexión entre la Generación Distribuida con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), con el fin de no degradar la confiabilidad y calidad de servicio eléctrico, manteniendo los niveles de voltaje y corriente dentro de los rangos permitidos y asegurando la operación de la red de manera eficiente.

Finalmente, con los datos adquiridos de la planificación energética de microrredes en los diferentes escenarios de operación, se procede al respectivo análisis y establecimiento de parámetros que hagan factible o no la incorporación de la microrred y sus puntos críticos, con el objetivo de mejorar el servicio eléctrico al Cantón Taisha, a la vez que se aporta un impulso importante al desarrollo de las zonas aisladas, aumentando su nivel de vida, tanto en aspectos sociales como económicos.

Capítulo 2

MICRORREDES Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

2.1. DESCRIPCIÓN DE UNA MICRORRED

Según la *Microgrid Exchange Group* (MEG) “Una microrred es un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos a pequeña escala, que actúan como una entidad controlable con respecto a la red. Una microrred puede funcionar tanto en modo de isla, así como conectada a la red de distribución, con sus sistemas de control y protección, los cuales deben estar adaptados para operar adecuadamente de acuerdo con la filosofía de funcionamiento de las microrredes. Por lo tanto, una microrred dispone de los mismos elementos que una red convencional en alta tensión como son: generadores, cargas y sistemas de control, añadiendo además la posibilidad de poder incluir equipos de almacenamiento de energía” [35][18].

La definición de microrred en el mundo es diferente. Estados Unidos propuso por primera vez el concepto de microrred, y el CERTS (“*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*”) lo ha definido como: “Microrred es un sistema compuesto de carga y micro potencia, que puede proporcionar electricidad y calor. La micro red es una sola unidad controlada en relación con la red de gran potencia externa y puede satisfacer las demandas de los usuarios en cuanto a calidad, seguridad y potencia de suministro” [36]. El Proyecto de la Comisión Europea lo definieron como: “microrredes que utilizan energía primaria y micro potencias que se divide en tres tipos: incontrolable, controlable parcial y controlable total, y se puede utilizar para frío, calor y electricidad; pudiendo

equiparse con dispositivo de almacenamiento y usar dispositivos electrónicos de potencia para la regulación energética” [36].

Lasseter, define la microrred como un sistema en función de las necesidades, pensado como una celda controlada del sistema de energía, que puede responder en segundos para satisfacer las necesidades del sistema de transmisión, mejorando la confiabilidad local del servicio, además de reducir pérdidas del alimentador, respaldar la regulación de tensión local, proporcionar una mayor eficiencia mediante la corrección de caídas de tensión o proporcionar alimentación ininterrumpida, entre otros [37][18].

Por lo tanto, en base a las definiciones anteriores, una microrred asume un grupo de agregación de cargas y micro fuentes generadoras especialmente renovable, que operan como un sistema único de potencia controlado que proporciona y administra energía a su área de manera local, colocándose en los sitios cercanos a los usuarios finales. Algunas de las ventajas que ofrece una microrred es la eficiencia energética, siendo de bajo costo, bajo voltaje y de alta confiabilidad con pocas emisiones de gases contaminantes al medio ambiente, además que tiene la capacidad de manejar el flujo de potencia tanto reactiva como activa, permitiendo una relación estrecha entre generación y demanda [17].

En los últimos años, las microrredes han recibido una atención considerable, debido a su flexibilidad de integración de recursos, costo-eficiencia, estabilidad y accesibilidad global, con una configuración de distribución múltiple (interconectada, radial e híbrido), que consiste en un sistema de distribución con una combinación de generación con fuentes dispersas, carga, almacenamiento, monitoreo, control, y sistemas de automatización, para servir a los clientes de una manera más confiable.

En el mundo existen zonas rurales, con lugares aislados y remotos, donde existen personas con necesidades y con los mismos derechos de acceso a los servicios básicos que cualquier otro habitante del territorio. La mayoría de los habitantes de estas zonas no tienen acceso regular a la electricidad ya que no cuentan con proyectos de electrificación, debido a los altos costos y dificultades técnicas que éstos implicarían. Consecuentemente, para satisfacer los requerimientos energéticos de estas zonas, se tienden a usar las microrredes, debido a la capacidad de operación autónoma.

El paradigma de las microrredes hoy en día permite la integración de forma masiva de la generación distribuida y la resolución de problemas de manera descentralizada, por lo tanto se reduce la necesidad de una coordinación extremadamente compleja [38][39].

Las microrredes se diseñan acorde a las necesidades energéticas locales y se consideran como la estructura básica para las nuevas redes de distribución eléctrica denominadas *Smart Grids* o Redes Inteligentes, abriendo así la posibilidad de que la microrred acceda al mercado eléctrico como un agente más. De este manera, se puede considerar como un conjunto de cargas y generadores que opera como un único sistema controlable que responde a las diferentes señales de control apropiadas [40].

Un diagrama simple de una microrred se presenta en la Figura 2.1. El sistema se compone de las cargas y las fuentes de generación, especialmente renovable, que se encuentran distanciadas entre sí, y son interconectadas por un sistema de distribución que puede estar conformado por líneas de media tensión (MT) o de baja tensión (BT) dependiendo de la longitud de las líneas y de la potencia que transportan, además de un sistema de almacenamiento mediante baterías, el PCC es el punto común de conexión con la red de transmisión, siendo a su vez el punto para la medición de los diferentes indicadores de calidad.

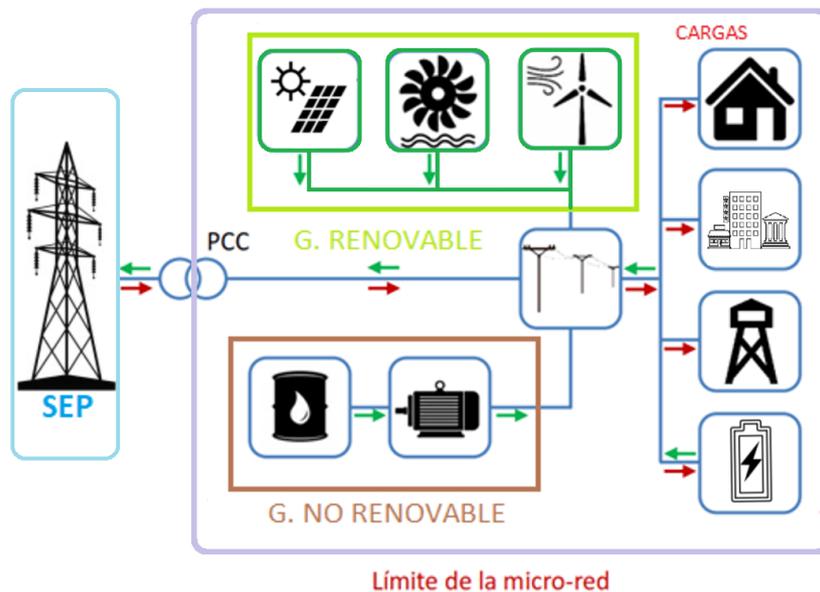


Figura 2.1: Diagrama de una microrred. Fuente Autor

2.2. SISTEMAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN MICRORREDES

Las microrredes permiten una coordinación exitosa entre fuentes de generación renovables como la fotovoltaica, hidráulica, biomasa y eólica, que incluyen de manera integrada tanto la generación distribuida, sistemas de almacenamiento tales como baterías, Sistemas *Flywheel* (volante de inercia) y cargas locales. Todos estos siendo implementados como una solución para abastecer el suministro de energía en zonas rurales, donde los costos tanto de interconexión a la red convencional como del uso de combustibles fósiles son altos.

La dispersión de la demanda de energía origina también una distribución dispersa de las fuentes de generación que buscan disminuir las pérdidas por transmisión de potencia. Como una nueva solución estructural se contempla la red eléctrica en pequeñas unidades de gestión, con sistemas de generación a pequeña y mediana escala, además de un sistema de almacenamiento, el cual compensa las fluctuaciones dadas por el comportamiento aleatorio de los usuarios y de las mismas fuentes renovables [40].

2.2.1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La energía solar se ha convertido en una de las principales energías del futuro y se considera la más importante fuente de energía renovable debido a la enorme cantidad de energía que se produce libremente, siendo verde, sin mantenimiento y cada vez más prometedora. La generación de energía solar fotovoltaica tiene un gran potencial de desarrollo como una vía importante para el uso de la energía solar, por el hecho de que la escala de generación de energía fotovoltaica no está restringida, el tiempo de construcción es corto y el mantenimiento es sencillo [41][42].

Los paneles fotovoltaicos realizan la transformación directa de luz o radiación solar para producir energía eléctrica. Los materiales utilizados son los que consiguen la absorción de fotones y la liberación de electrones, con la ayuda de células fotovoltaicas que comprende una unión PN compuesta de un material semiconductor similar a un diodo, siendo el silicio el material más ampliamente utilizado en células fotovoltaicas tal como nos indica la Figura 2.2.

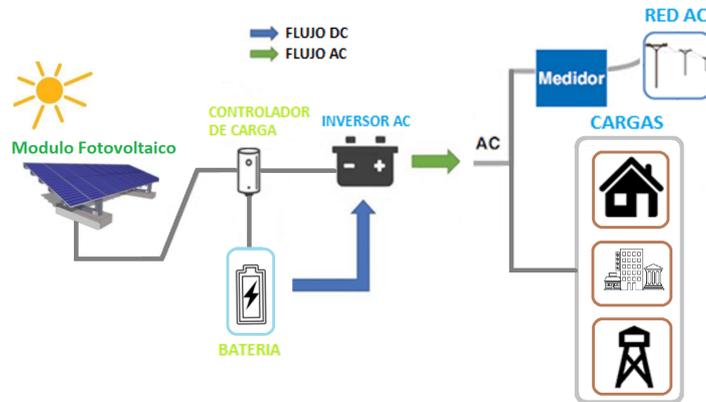


Figura 2.2: Sistema fotovoltaico. Fuente Autor

Los sistemas fotovoltaicos tienen en su estructura varios componentes tales como: paneles fotovoltaicos, adecuadores de tensión y optimizadores de potencia (MPPT), inversores, conexiones eléctricas y parte mecánica fija. Las partes mecánicas colocan los paneles fotovoltaicos en un cierto ángulo que se elige para obtener el máximo eficiencia durante todo el día, además pueden mover y orientar los paneles fotovoltaicos después del sol, obteniendo así una mayor eficiencia en cualquier momento del día, en comparación con los sistemas fijos.

La función del inversor es la de obtener corriente alterna para la carga a partir de la corriente continua obtenida de la energía solar. Los adecuadores de tensión compatibilizan los niveles de tensión de los paneles a los requerimientos del inversor y maximizan la conversión de potencia. La electricidad obtenida de esta manera se puede utilizar para alimentar una red eléctrica más grande o se puede almacenar en un sistema autónomo. A nivel de batería, se almacena la energía adicional producida durante el día, que se puede utilizar durante la noche, después de la transformación en corriente alterna [43].

2.2.2. GENERACIÓN HIDRÁULICA

La generación de energía hidráulica indicada en la Figura 2.3 es una fuente estable de energía eléctrica tanto para las áreas rurales como urbanas, que aprovecha las fuentes de agua en una amplia gama, desde pequeños y grandes

ríos, conduciendo al ahorro frente a fuentes de energía agotables. La energía hidroeléctrica es una energía limpia y renovable de gran disponibilidad, reemplazando así la generación de electricidad a partir del petróleo, el gas natural y el carbón [44].

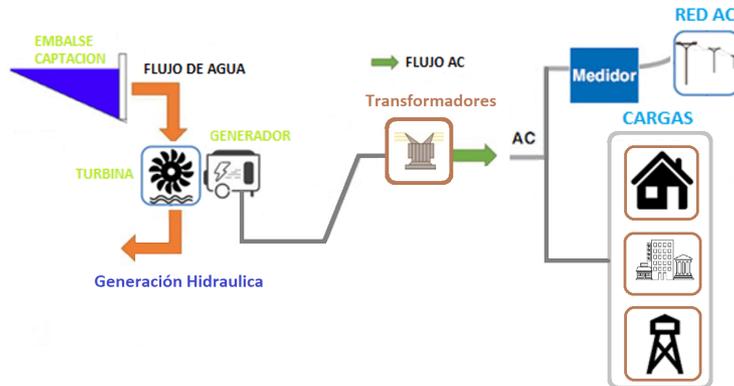


Figura 2.3: Sistema de generación hidroeléctrica. Fuente Autor

Las centrales hidroeléctricas tienen un tamaño que van desde grandes plantas de energía que abastecen volúmenes considerables de demanda de electricidad, hasta plantas pequeñas y micro que los usuarios finales realizan para cubrir sus propias necesidades eléctricas o para vender electricidad a las empresas distribuidoras. Se denominan como grandes centrales hidroeléctricas a las generadoras que tienen una capacidad de más de 30 MW, pequeñas centrales hidroeléctricas a las generadoras que tienen una capacidad entre 100 kW y 30 MW y las micro centrales hidroeléctrica que tiene una capacidad inferior a los 100 kW, según los distintos escenarios de caudales [45][46].

Las pequeñas centrales y micro centrales hidráulicas presentan un funcionamiento respetuoso con el medio ambiente y pueden ser empleadas para producir suficiente electricidad a través de potencia mecánica directa o por acoplamiento de la turbina a un generador para producir suficiente electricidad, para un hogar, granja, rancho o para pequeñas comunidades, siendo de vital importancia para aplicaciones industriales, agrícolas y domésticos. Para la implementación de un proyecto de este tipo de energía se debe explorar y evaluar la posibilidad de construcción para determinar lo apropiado tanto en términos

de capacidad, ubicación y costos de construcción. Para maximizar los beneficios del recurso hídrico en sí, y también mejorar la oportunidad de acceder a la utilidad pública y mejorar la calidad de vida en las zonas rurales [45][46].

2.2.3. GENERACIÓN POR BIOMASA

El consumo de biomasa está catalogado como un recurso renovable que se está incrementando simultáneamente con las crecientes necesidades de energía que existen en la actualidad. Esta fuente primaria de energía, dependiendo de los medios de producción, puede ser sostenible y proporcionar beneficios netos en emisiones de CO₂ al desplazar a los combustibles fósiles como fuente de energía. Este medio de energía alternativa indicada en la Figura 2.4 se presenta como una de las mejores formas de producir energía eléctrica en una central térmica tanto ecológica como económicamente. El proceso de generación consiste en la quema de residuos orgánicos biodegradables de origen vegetal y animal, tales como residuos de madera, serrín, leña, cortezas de raíces, hojas, bagazo, residuos agrícolas y todo aquello que se puede convertir en un combustible, siendo utilizados de la mejor manera para la producción de energía renovable [47].

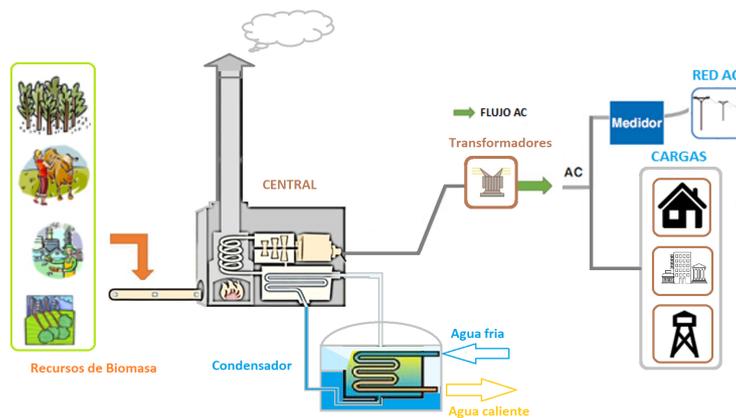


Figura 2.4: Sistema de generación por biomasa. Fuente Autor

La biomasa forestal residual posee grandes ventajas ya que carecen valor tanto agrícola como ecológico y dependiendo de la cantidad que se tenga dis-

ponible varía la tecnología a emplearse con la finalidad de aprovechar de la mejor manera estos recursos. Uno de los medios más sencillos de explotar la energía de la biomasa es la combustión de manera sólida, como en la aplicación de la generación de energía térmica convencional. Con la incentivación de energía generada por biomasa en zonas rurales se logra en toda la cadena de suministro generar empleo e ingresos a la comunidad, principalmente a los pequeños agricultores fomentando el manejo responsable de sus cultivos logrando reducir la importación de combustibles fósiles y al mismo tiempo la sostenibilidad del medio ambiente [47].

2.2.4. GENERACIÓN EÓLICA

La energía eólica es limpia y renovable, con buena economía y beneficios sociales. Se genera a partir de la energía cinética debido a las corrientes del aire; la cual, al incidir sobre las palas del aerogenerador, transmiten un giro al eje del generador el cual logra transformar esta energía mecánica en energía eléctrica. Sin embargo, la eficiencia de la generación se ve muy afectada por la velocidad del viento y los parámetros del equipo durante el cambio de energía cinética a eléctrica. En la siguiente Figura 2.5 se puede visualizar el esquema del sistema.

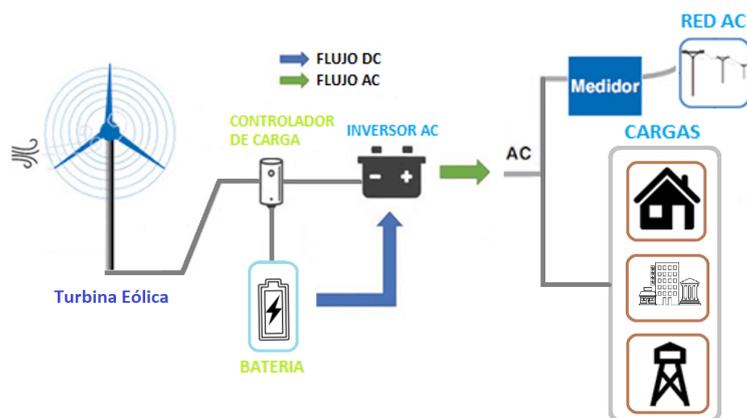


Figura 2.5: Sistema de generación eólico. Fuente Autor

La generación de energía eólica a pequeña escala puede generar energía a partir de bajas velocidades de viento, y la turbina eólica pequeña de eje vertical

no depende de la dirección del viento, por lo que el control es posible centrándose solo en las fluctuaciones de la velocidad del viento. Además, es posible generar electricidad en áreas urbanas que no eran adecuadas para el lugar de instalación de grandes sistemas de generación de energía eólica. Sin embargo, se requiere una generación de energía altamente eficiente debido a que el costo de generación por cantidad de energía es más alto que el de la generación de energía eólica a gran escala. Además, la fluctuación de la velocidad de rotación de la turbina eólica es grande con respecto a la fluctuación de la velocidad del viento. La potencia de los generadores eólicos ha evolucionado desde unos pocos kW hasta algunos MW. Esta tecnología es bastante usada alcanzando unos índices de fiabilidad de las máquinas cercanas al 97 % [48].

2.2.5. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

La unidad de almacenamiento de energía puede ser un componente esencial y desempeñar el papel por poco tiempo de fuente de alimentación, potencia activa, mantenimiento de voltaje y estabilidad de frecuencia y mejora del rendimiento de micro generación de alimentación. Las tecnologías comunes de almacenamiento de energía incluyen almacenamiento de energía de batería, almacenamiento de energía superconductora, almacenamiento de energía del volante, almacenamiento de supercondensadores y almacenamiento de energía híbrida [36].

El almacenamiento forma parte fundamental de la microrred porque satisface la demanda de energía y mejora la confiabilidad de la gran red eléctrica. El funcionamiento de estos equipos en el sistema, permite operar a los generadores en régimen estable a pesar de posibles fluctuaciones de la demanda. Además, se logra hacer frente a las variaciones de las fuentes de energía primaria como el sol o viento ya que estas no son gestionables. Y finalmente se permite considerar como una unidad única al conjunto de generación-almacenamiento con capacidad de generación predecible [49].

Dos son los principales equipos de almacenamiento de energía:

- **Sistemas de baterías:** Estos sistemas son fuentes de corriente continua y guardan la energía en forma de energía química. Constan de baterías, inversores, dispositivos de control y equipos auxiliares para la generación en corriente alterna. La tecnología de almacenamiento de energía incluye plomo-acido, níquel cadmio, níquel hidrógeno, iones de litio, azufre sódico y batería de azufre líquido [36].

- Sistemas *Flywheel* o volante de inercia: Estos sistemas presentan una rápida respuesta al compararlos con los sistemas de baterías. Su funcionamiento radica en un motor eléctrico el cual hace girar el volante, suministrando energía al sistema, al cual está acoplado un generador para convertir la energía cinética en eléctrica. Este generador está conectado a un dispositivo electrónico de potencia que se utiliza para cambiar el voltaje y frecuencia de la energía de salida para satisfacer la demanda de carga [36].

2.3. MARCO REGULATORIO Y ESTÁNDARES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La transición de cambio del actual sistema eléctrico basado en combustibles fósiles hacia un nuevo sistema que cuente con pequeños sistemas de distribución y generación renovable requiere normas y recomendaciones que permitan determinar los parámetros para la interconexión con los Sistemas Eléctricos de Potencia con el fin de no degradar la confiabilidad y calidad de servicio de energía eléctrica, y que a su vez se logre gestionar los aspectos relacionados de intermitencia, manteniendo los niveles de voltaje y corriente dentro de los rangos aceptables garantizando la operación eficiente de la red.

El exceso de penetración de generación renovable, como la operación de las microrredes en modo isla o con interconexión al sistema de distribución empiezan a producir impactos en la red eléctrica. Así mismo, las dificultades para gestionar este tipo de energías y la penalización en el mercado energético, dificulta la competitividad económica de las energías renovables. Por consiguiente, para el análisis, se tiene como referencia la regulación [ARCONEL](#) No 004/15 (“*Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2015*”) y estándares [IEEE](#) 1547 (“*Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008*”), permitiendo determinar y establecer criterios sobre la red de distribución para la adecuada interconexión de una microrred eléctrica con la integración de la generación distribuida.

2.3.1. REGULACIÓN [ARCONEL No. 004/15](#)

El objetivo principal de esta regulación es asegurar la operación eficiente de la red, estableciendo criterios y requisitos técnicos con respecto a la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de distribución con la finalidad de no degradar la confiabilidad y calidad de servicio de energía eléctrica, manteniendo los niveles de tensión y corriente dentro de los rangos admisibles.

Esta regulación aplica para generadores renovables no convencionales conectados en alto y medio voltaje con una potencia igual o superior a los 100 kW, incluyendo tecnologías tales como eólica, solar fotovoltaica, biomasa, pequeñas centrales hidráulicas con potencia nominal igual o menor a 10 MW, entre otras.

Los escenarios que se pueden analizar con esta regulación son:

- Red de distribución sin generación renovable.
- Red de distribución con generación renovable.
- Red de distribución con generación renovable funcionando en isla.

Con la verificación del cumplimiento satisfactorio de la normativa y estándares para cada tecnología en particular, permitirá certificar la interconexión de la generación renovable no convencional a la red de distribución [33].

2.3.2. ESTÁNDAR [IEEE 1547 21](#)

Esta recomendación se aplica a todas las tecnologías de generación distribuida cuya capacidad no debe superar los 10 MW en el punto común de conexión o acoplamiento (PCC) que están interconectados con un sistema eléctrico de potencia.

Esta recomendación que emite la [IEEE](#) sobre generación distribuida, contempla temas como: celdas de combustible, sistemas fotovoltaicos, almacenamiento de energía y generación distribuida, para los cuales este estándar determina los parámetros principales para brindar mayor seguridad y confiabilidad con la interconexión de la Generación Distribuida hacia los Sistemas Eléctricos de Potencia [50].

2.3.2.1. ESPECIFICACIONES Y REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA INTERCONEXIÓN DE LAS MICRORREDES

Estas especificaciones y requerimientos de esta norma deben ser cumplidos en el punto común de conexión o acoplamiento (PCC). Los requisitos para la interconexión se aplican para una sola unidad de Recurso Distribuido (DR) basada en la clasificación de dicha unidad o unidades DR múltiples dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP) local, considerando la clasificación de todas las unidades DR que son parte del SEP local [50].

2.3.2.2. REQUERIMIENTOS GENERALES

2.3.2.2.1. REGULACIÓN DE VOLTAJE

Las fuentes de generación distribuida no deben variar de manera activa la tensión en el PCC. El DR no hará que la tensión de servicio del SEP de Área en otros SEP locales no cumpla con los requisitos de ANSI C84.1-1995 [50].

2.3.2.2.2. SINCRONIZACIÓN

Las fuentes de generación distribuida deben instalarse en paralelo con el SEP de Área evitando fluctuaciones de voltaje en el PCC encontrándose dentro del rango de $\pm 5\%$ del nivel de voltaje en el SEP de Área [50].

2.3.2.3. RESPUESTA ANTE CONDICIONES ANORMALES DE UN SEP DE ÁREA

Las fuentes de generación distribuida conectados al SEP de Área, ante cualquier falla de operación debe responder de acuerdo a los siguientes puntos que se detallara a continuación:

2.3.2.3.1. FALLAS EN UN SEP DE ÁREA

Las unidades de generación distribuida dejarán de energizar al SEP de Área cuando existan fallas en el SEP de Área al que está conectado [50].

2.3.2.3.2. COORDINACIÓN DE RECIERRES CON EL SEP DE ÁREA.

Las unidades de generación distribuida deben desenergizar el circuito del SEP de Área al cual está conectado antes del recierre del sistema de protecciones del SEP de Área [50].

2.3.2.3.3. VOLTAJE

Las funciones de las protecciones del sistema al momento de la interconexión deben detectar el valor efectivo o fundamental de cada voltaje fase a fase, excepto cuando el transformador que conecta el **SEP** local al **SEP** de área es una configuración de estrella-estrella, con conexión a tierra, detectándose así el voltaje de fase a neutro. Para cualquier voltaje que se encuentre en un rango dado en la Tabla 2.1, las unidades de generación distribuida dejará de activar el **SEP** de Área dentro del tiempo establecido [50].

Tabla 2.1: Respuesta del sistema ante variaciones de voltaje. Fuente [33]

Rango de Voltaje (según el V base norma ANSI)	Tiempo de apertura (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V \leq 88$	2
$110 \leq V \leq 120$	1
$V \geq 120$	0.16

2.3.2.3.4. FRECUENCIA

De acuerdo al rango de frecuencia del sistema dado en la Tabla 2.2, las unidades de generación distribuida desconectará el **SEP** de Área en un tiempo dado tal como se indica ya sea para un valor menor, igual o superior a 30 kW [50].

Tabla 2.2: Tiempos de actuación ante variaciones de frecuencia. Fuente [33]

Tamaño de DR	Rango de Frecuencia	Tiempo de apertura (s)
≤ 30 kW	> 60.05	0.16
	< 59.3	0.16
≥ 30 kW	> 60.5	0.16
	$< \{59.8-57.0\}$ punto ajustable	ajustable 0.16 a 300
	< 57	0.16

2.4. OPERACIÓN DE UNA MICRORRED

La microrred puede estar conectada a la red o funcionar de forma aislada, debiendo gestionarse su transición de manera adecuada. En su operación tienen la capacidad que ante el evento de fallas o perturbaciones en las redes aguas arriba mejoraría la red y la fiabilidad de esta durante su funcionamiento. En el caso de estar conectado a la red principal, tanto la frecuencia como el voltaje son establecidas por la misma ya que esta cuenta con grandes generadores síncronos y reservas rodantes [40]. Las microrredes tienen las características de seguridad, flexibilidad, ahorro energético y protección del medio ambiente por lo que han atraído una atención significativa en últimos años por aportar importantes ventajas para consumidores de electricidad y operadores de redes eléctricas, logrando eliminar las inversiones en instalaciones de generación y transmisión nacional [36][51].

2.4.1. MICRORREDES CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En las condiciones normales de operación una microrred funcionará conectada a la red de distribución eléctrica, considerando a la red de suministro como una barra infinita. Por lo tanto, la referencia de tensión y frecuencia son determinadas por la red de suministro, definiendo el punto de conexión a la red como la barra de referencia o *slack* del sistema completo [52].

En este tipo de conexión la energía demandada por los consumidores es cubierta tanto por los generadores de la microrred, así como por el flujo de energía a través del punto de conexión a la red. Por lo tanto, se consume la generación local cuando es económicamente rentable, logrando así disminuir la cantidad de energía que se toma de la red, llegando en algunos casos a inyectar la energía sobrante a la red local y tendiendo a aplanar la curva de la demanda. En este caso los sistemas de respaldo como grupos electrógenos tienden a tener poca relevancia, y la capacidad del sistema de almacenamiento es relativamente menor comparada con una microrred aislada.

2.4.2. MICRORREDES EN MODO AISLADO

Al operar de manera aislada, es necesario definir una barra de referencia (barra *slack*) dentro de los puntos de generación existentes en la red, siendo normalmente esta barra la de mayor capacidad y la que debe regular la potencia reactiva necesaria a fin de mantener la referencia en magnitud y ángulo. Una microrred funcionando en modo aislado, se destaca por considerar el sistema de respaldo y de almacenamiento de energía como criterio de confiabilidad, aportando soluciones factibles ante este nuevo paradigma en el diseño de sistemas eléctricos [52].

Aunque comúnmente una microrred funciona conectada a la red de distribución, en el caso de darse un fallo en la operación de la misma, es viable entrar en modo isla, en el cual la microrred trabaja de forma autónoma y una vez que vuelve a entrar en operación la red de distribución, el sistema conformado por la microrred procederá a conectarse de manera sincronizada para retornar al modo de operación normal, estableciéndose la conexión microrred y red de distribución. En operación aislada, usualmente se consideran cargas concentradas o grandes asentamientos de viviendas, lo cual facilita la localización del sistema de almacenamiento de energía, porque éstos favorecen el desempeño al estar situados cerca de las cargas de mayor potencia. La planificación energética de una microrred aislada con cargas concentradas se destaca por considerar el sistema de respaldo y de almacenamiento de energía como criterio de confiabilidad, que generalmente omite las pérdidas de energía en las líneas de distribución.

2.5. RESTRICCIONES DE OPERACIÓN E IMPACTOS DE UNA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La realidad es que los proyectos de electrificación rural con generación distribuida producen grandes beneficios, pero al integrarse dentro de los sistemas de distribución, se requiere considerar el aspecto del mercado eléctrico. Para que funcione de manera eficiente y transparente el mercado eléctrico, los precios de producción energética deben reflejar la totalidad de los costes asociados tanto de su producción como el coste de los daños sociales y ambientales que ocasionan, sin embargo, no funciona actualmente así, razón por la cual no han tenido el impacto que deberían tener dentro de la sociedad.

Es importante hacerse la pregunta de “¿Cuándo o en qué circunstancias es preferible la generación descentralizada?”.

¡El mundo de la energía está en proceso de cambio! Los generadores de energía descentralizados renovables, pequeños y altamente eficaces sustituyen a las grandes centrales eléctricas centralizadas y de combustibles fósiles. Una mezcla de centrales eléctricas de combustibles fósiles, híbridas y renovables, puede satisfacer la demanda de energía en el futuro. Por lo tanto, el cambio es ahora y su implementación se puede dar en zonas, donde la red pública no suele ser estable. Con las pequeñas centrales renovables descentralizadas se garantiza un suministro rentable, ya que se produce energía para el consumidor final in situ y se desarrolla una compensación de electricidad en el mismo, evitando altos costos de infraestructura de transmisión y pérdidas [53].

Con las exigencias que se presentan en la red de distribución a nivel de confiabilidad y seguridad, es indispensable la integración de unidades de generación distribuida, considerando aspectos como: eficiencia, capacidad y costo. En la tabla 2.3, se muestra un resumen de las características técnicas de las principales tecnologías de generación renovable comúnmente empleadas.

Tabla 2.3: Datos técnicos de generación distribuida comercial. Fuente Autor

Sistemas de Generación Renovable	Capacidad [MW]	Eficiencia [%]	Costo de O&M [USD/kWh]
Pequeñas turbinas	0.5-25	29-42	0.005-0.0065
Fotovoltaicas	0.001-1	6-19	0.001-0.004
Eólicas	0.01-1	25	0.01

La implementación de la generación distribuida en las redes de distribución presenta impactos a nivel tanto ambiental como técnico, debido a que las tecnologías mayormente utilizadas se asocian a la utilización de las energías renovables no convencionales, siendo estas limpias y menos contaminantes dentro de todas las maneras de generación existentes hasta el día de hoy. El uso de la energías renovables distribuidas garantizan soluciones de operación mejorando los perfiles de tensión y reduciendo la saturación de las líneas a nivel nacional [54].

2.6. PANORAMA GENERAL DE LAS MICRORREDES COMO SOLUCIÓN DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS RURALES.

Los programas de electrificación rural enfrentan grandes desafíos, debido a los recursos naturales limitados, costos de expansión de la transmisión y el problema del cambio climático. Existen lugares remotos y aislados especialmente en zonas rurales, donde la construcción de líneas de transmisión necesarias para la conexión a gran escala de las redes eléctricas no es una solución económicamente viable para suministro de energía. Para mejorar la situación en estas zonas, en esencial el acceso a bienes, servicios e información, todos los cuales están vinculados con un acceso confiable a la energía, el mundo debe cambiar a medios más sostenibles y distribuidos de generación eléctrica, con una solución colectiva que permite utilizar estos recursos renovables disponibles, y que sumado a que existan beneficiarios como usuarios finales de la energía generada, permite que una microrred eléctrica se torne como una opción factible comparada con una extensión de red que puede resultar costosa y enfrentar variadas restricciones económicas y ambientales [55].

Históricamente, los desarrolladores de proyectos de electrificación rural enfrentan un compromiso entre asegurar la viabilidad financiera y llegar a los hogares desfavorecidos. Por razones económicas, las iniciativas de electrificación rural se han centrado desproporcionadamente en las comunidades ubicadas cerca de las carreteras y de la infraestructura de la red existente. Según *“The International Growth Centre (IGC)”*, estima que extender la infraestructura de la red a un poblado ubicado a 15 km fuera del alcance requiere una inversión de más de \$ 150,000, lo que no es rentable en áreas donde la densidad de población es baja o la disposición y capacidad para pagar por la energía no es posible. Además, que cuando un poblado es electrificado, los hogares de mayores ingresos se benefician significativamente más que sus contrapartes más pobres, debido a que los hogares más pobres encuentran prohibitivas las tarifas de conexión y pago de servicio [56].

La baja demanda, los desafíos topográficos y la distancia de la red son los principales impulsores de generación descentralizada que considera el potencial de energía disponible en la zona. La progresiva preocupación por contar con energía verdes incentiva en la actualidad promover el uso de energías renovables no-convencionales locales que se integren a las redes eléctricas, que, con el uso eficiente se reduce la huella de carbono CO₂. No obstante, para su implementación se requiere de una etapa de planificación energética y topológica debido a la dispersión de la demanda, generación y a las múltiples opciones de interconexión entre nodos.

En la planificación de las microrredes intervienen agentes que determina la estrategia de costo mínimo para la electrificación rural, sistemas de suministro y generación descentralizada asociada que se centran completamente en el aprovechamiento de las energías renovables limpias e inagotables; así como, combustibles alternativos de menor costo, para dar solución a la energización de la zona. Tal planificación utiliza diferentes escenarios orientados a una operación continua, de calidad y de bajo costo (inversión, operación y mantenimiento) que propenda por la viabilidad financiera. Los resultados de las microrredes óptimas muestran los sistemas de menor costo y los clústeres de fuentes con alta centralidad. En todos los casos, al desplegar energía renovable para la electrificación rural, una combinación de generación descentralizada con redes de distribución convive para la electrificación universal en las estrategias de menor costo en comunidades rurales sin acceso a electricidad [53].

2.7. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRORREDES EN ZONAS RURALES

La energía eléctrica se considera clave en la superación de la pobreza y el desarrollo de la economía. Debido al rápido aumento de la población y el desarrollo en el sector económico, la necesidad de energía ha alcanzado su punto máximo en la actualidad. No obstante, en el presente los proyectos de electrificación se diseñan y desarrollan de manera escasa en torno a las aspiraciones de las poblaciones rurales y, menos aún, de las poblaciones indígenas amazónicas. La cantidad de habitantes en el mundo sin acceso a la energía eléctrica fue aproximadamente de 1200 millones en 2010 y se redujo a 789 millones para el 2018. Sin embargo, tras el inicio de la epidemia de COVID-19 y las políticas adoptadas, se estima que 620 millones de personas continuarán sin contar con energía eléctrica hasta el año 2030. La falta de acceso a la energía eléctrica es considerado fundamentalmente un problema rural, “cerca del 87% de los habitantes del mundo sin energía eléctrica viven en zonas rurales”, y el 13% de la población (concentrada en África y Asia central) sigue sin acceso a este servicio [57]. En Ecuador, el índice de cobertura eléctrica es del 97,1% al año 2018, siendo la zona con menor tasa de electrificación la Región Oriental y dentro de esta la mayor diversidad de etnias en zonas aisladas [57][28].

Las áreas remotas con potenciales fuentes de energía renovable son posibles escenarios para implementar una microrred que podría abastecer su área no electrificada. El uso de las microrredes en la electrificación rural permite el aprovechamiento de recursos energéticos locales. Sin embargo, para aprovechar al máximo todos los beneficios, que incluyen expansión de las actividades económicas, creación de nuevas empresas, acceso a nuevas tecnologías, mayores oportunidades para actividades empresariales, reducción de mano de obra de tareas domésticas intensivas, mejora de la calidad de la iluminación y de las condiciones de vida en interiores, aumento del uso de electrodomésticos, así también el efecto transformador en la productividad local, es necesario hacer una etapa de planificación energética y topológica de acuerdo a la demanda, generación y a las múltiples opciones de interconexión entre nodos. Tal planificación debe estar orientada a garantizar una operación continua, de calidad y de bajo costo que propenda por la viabilidad financiera [56].

Con el avance que han tenido las tecnologías de generación de electricidad de fuentes renovables como la solar fotovoltaica, hidráulica, biomasa, eólica y la planificación de microrredes, se concibe a la energía como un elemento de

desarrollo y transformación social, logrando nuevas formas de electrificar las zonas rurales, eliminándose los paradigmas tradicionales. Con la planificación se estudia la viabilidad financiera de la misma y la selección de la combinación (*mix*) energética óptima de los recursos distribuidos, siendo una opción viable económicamente y con grandes beneficios ambientales, permitiendo proveer soluciones para los desafíos de las redes inteligentes modernas.

La planificación energética de una microrred debe garantizar los requerimientos de energía, el balance de potencia y minimizar el costo global de la misma. La principal decisión de la planificación óptima de una microrred consiste en el dimensionamiento de la capacidad de los distintos elementos que componen el sistema para garantizar su operación técnica y económicamente factible y sustentable. Para la planificación de microrredes aisladas, los criterios fundamentales son el dimensionamiento y la operación del sistema de distribución. Este último incluye el nivel de tensión, la interconexión entre fuentes de energías y cargas; y en algunos casos, estrategias de reconfiguración para aumentar la eficiencia de operación. La mayor parte de lo reportado en la literatura tanto en investigación como en proyectos, indica que el dimensionamiento de cada componente se obtiene mediante una simulación hora a hora del sistema, de acuerdo con los datos históricos meteorológicos y de demanda bajo un enfoque determinístico.

Con el fin de abordar la planificación energética de una microrred, se han empleado diversos algoritmos durante estos últimos tiempos, tales como programación entera mixta, programación cuadrática, relajación lagrangiana, algoritmos genéticos, predicción basada en el conocimiento, enjambre de partículas PSO, y enjambre de partículas de comportamiento cuántico QPSO, entre otros. Los autores en, "*PSO algorithm for optimal placement of multiple SPV based distributed generators in Microgrids*" [58], propusieron el uso de un algoritmo PSO que se ha aplicado para mejorar las pérdidas de potencia de las redes radiales considerando diferentes restricciones relacionadas con la distribución de la red. Con la planificación y el modelo apropiado está destinado a proporcionar una guía general para la planificación energética, tratando de comprender el uso económicamente apropiado de generación descentralizada en sus esfuerzos de electrificación. A su vez que se proporciona parámetros generales bajo los cuales, estrategias específicas pueden ser utilizadas para reducir el costo de los sistemas de suministro sin combustibles fósiles.

En la planificación se debe considerar el potencial energético de la región en combinación con la demanda como un factor clave de métrica al considerar las redes basadas en energías renovables. Utilizar la centralidad para determi-

nar el recurso a implementar resulta en costos más bajos que otras estrategias de uso generalizado, como centrarse en grandes poblaciones o grandes recursos. Se considera el porcentaje de energía renovable con el potencial asumido por la demanda y el concepto de centralidad, que es una relación del potencial energético normalizado por la distancia a los puntos de demanda y el tamaño de la demanda del potencial energético disponible.

En este modelo de análisis se examina dos preferencias de decisión de las partes interesadas para la generación distribuida, la primera relacionados con su estrategia para elegir entre la extensión de la red y generación descentralizada, y la segunda, su estrategia para elegir los recursos para implementar proyectos de menor costo independientemente de otros recursos que ya se han desplegado. Se considera tres opciones: implementar el recurso más grande disponible, usar el recurso de menor costo disponible para el centro de población más grande, y el uso de un recurso centralizado que equilibre la magnitud del potencial con proximidad y tamaño de demanda [53].

La planificación es aquel procedimiento previo a la etapa de operación requerido para establecer una operación óptima factible. La planificación óptima de las fuentes de energía distribuida ha sido una vasta área de investigación para los administradores e investigadores de sistemas de energía, teniendo diferentes enfoques, algunos de los cuales son: la ubicación de los generadores, la dimensión del sistema de almacenamiento, o la topología de la microrred. Debido a su requisito preciso en el diseño y las implementaciones de flexibilidad, la red de distribución activa ha atraído toda la atención hasta ahora, con la aplicación de un conjunto de estrategias orientadas al dimensionamiento y operación del sistema eléctrico, de forma que se suplan los requerimientos de energía y se reduzcan los costos de implementación, operación y mantenimiento, además del efecto negativo hacia el medio ambiente.

La integración de etapas como la planificación de los recursos de energía distribuida y la planificación de la topología de la red de distribución ofrece mejores resultados en cuanto a costo de operación y rendimiento. Es así como, desde la década de los 90s, se han realizado estudios enfocados en optimizar la operación de redes eléctricas en zonas rurales. En los últimos tiempos, han surgido investigaciones con el enfoque de Microrredes en regiones remotas, las cuales proporcionan modelos que brindan la posibilidad de encontrar escenarios de mayor rendimiento. Igualmente, estudios recientes han presentado varios algoritmos para la optimización en el lado de la distribución, buscando la solución más flexible y precisa para generar un problema más realista, con la finalidad de mantener la confiabilidad del suministro durante la expansión de

las microrredes, las cuales se detallan a continuación.

En el estudio *“Optimal Interconnection Planning of Community Microgrids with Renewable Energy Sources”* [59], se propone una metodología iterativa basada en cortes mínimos probabilísticos para la planificación óptima de la interconexión entre microrredes con fuentes de energía renovables variables y se toma en cuenta varios factores, incluidos la economía, la confiabilidad y la variabilidad de las energías renovables, las incertidumbres basadas en la red y los recursos, y la adaptabilidad a las preocupaciones operativas predominantes. En *“Optimal Planning of Distribute Energy Resources Sizing and Location Problem”* [60] se analiza varias restricciones basadas en el costo, la potencia activa, el estado de carga, la emisión de carbono, las pérdidas y las relaciones de voltaje de la red principal, los generadores distribuidos y la demanda. Se enfatiza la máxima penetración de recursos energéticos distribuidos en las microrredes conectadas a la red y se ha presentado un análisis detallado de diferentes enfoques que ayudará a los investigadores a comprender las diferentes restricciones y su relatividad en el campo propuesto.

Con la integración de la planeación georreferenciada tenemos en *“Geographic information system (GIS) and multicriteria decision making (MCDM) for optimal selection of hydropower location in Rogongon, Iligan City”* [61], donde se propone el uso de la tecnología del Sistema de Información Geográfica (SIG) para identificar la energía hidroeléctrica potencial con la determinación efectiva de los parámetros a partir de las mediciones de campo reales, proporcionando un modelo robusto para la toma de decisiones de ubicación de energía renovable. De la misma forma en *“Optimal overhead distribution network planning based graph theory”* [62], se realiza la planeación óptima de redes aéreas de distribución basada en teoría de grafos, en *“Planeación óptima de una red de distribución eléctrica usando DANTZIG-WOLFE”* [63], se analiza la planeación óptima de una red de distribución eléctrica utilizando *dantzig-wolfe* y en él *“Óptimo Dimensionamiento Y Ubicación De Generación Fotovoltaica En Una Microred Georeferenciada Utilizando Generación De Columnas”* [54], se estudia modelos de enrutamiento de red, en los cuales se encuentra ubicaciones y dimensionamientos óptimos, de la generación en una área georreferenciada. Los resultados obtenidos en estos estudios proporcionan un punto de inicio para que las empresas de distribución eléctrica instauren planes de trabajo para la planificación y expansión de la red eléctrica de distribución, considerando la variabilidad de la carga.

Asimismo en *“Estudio de viabilidad y requisitos técnicos necesarios para la implantación de una micro-red eléctrica”* [64], se estudia la implantación de

una microrred eléctrica y se dimensiona utilizando el software HOMER (*“Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources”*), basado en el uso del algoritmo de optimización y análisis de sensibilidad de resultados, junto con algunas variables como velocidad del viento, radiación solar o precio del combustible, obteniendo el sistema de microrred óptimo que suministre la energía demandada por nuestra carga.

Capítulo 3

CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES DEL CASO DE ESTUDIO Y MÉTODOS APLICADOS EN LA PLANIFICACIÓN

3.1. COBERTURA ELÉCTRICA EN ZONAS RURALES DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA

Ayudar a los demás es el punto de partida de la civilización. El mundo necesita de sociedades rurales sin pobreza, por consiguiente, para mejorar su nivel de vida es fundamental el acceso a los servicios básicos, tales como agua potable, educación, salud; así como, al desarrollo económico de la zona, todos ellos vinculados a un acceso fiable a la energía, evitando el abandono de los campos y la migración. Para muchas zonas rurales, no es una solución económicamente viable la construcción de líneas de transmisión a gran escala, para proporcionar suministro eléctrico. En Ecuador, las zonas rurales a lo largo de la amazonia están situadas a grandes distancias de la red principal existente, por lo que se destaca la solución a través de las microrredes, teniendo en cuenta un suministro energético sostenible, sobre la base de fuentes renovables locales, con el objetivo de mitigar la pobreza rural mientras se abandona la dependencia de los combustibles fósiles [55].

La cobertura eléctrica en Ecuador para el año 2018 fue de 97,05%, tal como indica la Figura 3.1, el cual presenta la evolución porcentual de la cobertura a

nivel nacional, en ella se refleja los proyectos llevados a cabo para la expansión y mejora de los sistemas de distribución en el territorio. Principalmente la provisión del servicio eléctrico en el país se realiza a través de la red convencional, saliendo desde un gran centro de generación hasta el punto de carga. Sin embargo, hoy en día para brindar el servicio a todo el territorio nacional, principalmente llegar a las zonas rurales alejadas en la región Amazónica es más costoso y a su vez presenta grandes dificultades; no obstante, los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir, para el sector eléctrico tiene como finalidad diversificar la matriz productiva, aprovechando el potencial energético basado en fuentes renovables a través de la implementación de sistemas de microrredes híbridas, con la implementación de modelos de gestión ejecutados desde las Empresas Eléctricas Distribuidoras, incentivando el uso eficiente y ahorro de energía, cumpliendo estándares de calidad medioambiental [65].

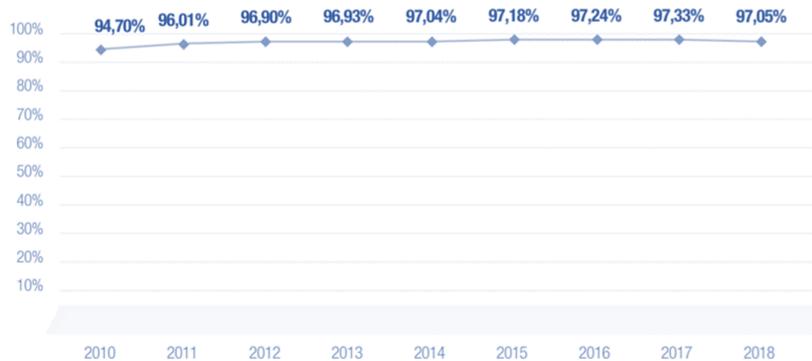


Figura 3.1: Cobertura del servicio de energía eléctrica nacional. Fuente [48]

Para los sectores muy alejados es necesario el desarrollo de una planificación que evalúe la mejor alternativa tanto técnica como económica, a través de sistemas aislados renovables no convencionales, con lo cual se garantice la sostenibilidad y el acceso del servicio eléctrico a la población que cuenta con menores ingresos evitando el abandono de los campos y la migración.

En el Ecuador existe cuatro regiones, Costa, Sierra, Oriente o Amazonia y las Islas Galápagos. La parte amazónica del país constituye la región más grande del territorio nacional, conformada por seis provincias: Zamora Chinchipe, Morona Santiago, Pastaza, Napo, Sucumbíos y Orellana. La Provincia de Moro-

na Santiago situada al centro sur del país, limita en la parte norte con Pastaza, al noroccidente con Tungurahua, por el occidente con Chimborazo, Cañar y Azuay y al este con los departamentos de Loreto y Amazonas, pertenecientes al Perú. Morona Santiago está integrada por 12 cantones, con sus respectivas parroquias tanto urbanas como rurales, debiendo intervenir en las zonas que no disponen de servicios básicos y que en la provincia corresponde en su mayoría a las comunidades que viven tras la cordillera del Cutucú en el lado oriental. El cantón de Taisha es uno de ellos y se encuentra en una zona remota, la dificultad de acceso a los asentamientos, las condiciones topográficas y atmosféricas, hacen que la confiabilidad de la red eléctrica sea muy reducida, dejando sin servicio a los residentes en múltiples ocasiones [66].

3.2. CASO DE ESTUDIO: TAISHA

Taisha se encuentra entre los 12 cantones de la provincia de Morona Santiago ubicado en las coordenadas UTM: 892263; 9716434 de la Zona 17S del lado oriental de la cordillera del Cutucú, su centro cantonal se indica en la Figura 3.2. El cantón cuenta con una población cercana a los de 23.000 habitantes y la conforman cinco parroquias entre estas están: Taisha, Tuutinentza, Macuma, Pumpuentza y Huasaga. Dentro de estas se encuentran 147 comunidades con sus diferentes etnias dispersas, siendo la mayoría Achuar y Shuar. Años atrás, únicamente contaban con servicio eléctrico los centros parroquiales de Taisha mediante generación térmica y los centros de Macuma como el de Tuutinentza con pequeñas centrales hidroeléctricas [30].



Figura 3.2: Centro de TAISHA Fuente Autor

En las Tablas (3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5) se detallan los diferentes centros parroquiales con los que cuenta el cantón Taisha, habitado dentro de estas la mayoría de población Achuar y Shuar.

Tabla 3.1: Comunidades parroquia Taisha. Fuente Autor

Comunidades parroquia Taisha			
N°	COMUNIDADES	N°	COMUNIDADES
1	Taisha (centro parroquial)	10	Mashu
2	Chankuap	11	Namp
3	Charap	12	Nupi
4	Chiarentsa	13	Pitiur
5	shpink	14	San Miguel
6	Jimiarentsa	15	Titiukentsa
7	Kikints	16	Wachapa
8	Kuseants	17	Wawaim
9	Mashiantentsa	18	Yampuna Sur

Tabla 3.2: Comunidades parroquia Tuutinentza. Fuente Autor

Comunidades parroquia Tuutinentza			
N°	COMUNIDADES	N°	COMUNIDADES
1	Tuuti nentsa (centro parroquial)	18	Tsentsakentsa
2	San Pablo	19	Yamanunka
3	Kusuim	20	Yasnunka
4	Shiram Entsa	21	Nunkuinunka
5	Ankuash	22	Santa Rosa
6	Dos Lagunas	23	Iniyua
7	Tuntiak	24	Yawants
8	Kaniats	25	Warints
9	Kashai	26	Tukupi
10	Kapitian	27	Jempents
11	Chiwias	28	Nayants
12	Kapatinentza	29	Yurank
13	Naikinmentsa	30	Tarimiat
14	Jiat	31	Etsa
15	Putuim	32	Charap
16	Putunts	33	Naikiat
17	Pampants	34	Paatints

Tabla 3.3: Comunidades parroquia Macuma. Fuente Autor

Comunidades parroquia Macuma					
Nº	COMUNIDADES	Nº	COMUNIDADES	Nº	COMUNIDADES
1	Macuma (centro parroquial)	21	Kirint	41	Santa Rosa
2	Chiwiant	22	Kuamar	42	Shimpim
3	Karink	23	Kunkints	43	Suwa
4	Mamayak	24	Kusutka	44	Tamants
5	Paastas	25	Los Ángeles	45	Tarimiat
6	Shurpip	26	Mutints	46	Tashap
7	Siritiaknunca	27	Namaj	47	Timias
8	24 de Mayo	28	Napurak	48	Tinchi
9	5 de Diciembre	29	Nayants	49	Tres Marías
10	Achunts	30	Payashnia	50	Tsunki
11	Campo Ayui	31	Pumpuis	51	Tampaim
12	Cascadas	32	Río Amazonas	52	Uwi
13	Chamik	33	Samkim	53	Washikiat
14	Charus	34	San Antonio	54	Wayus
15	Chiriap	35	San Francisco	55	Wisui
16	Dos Lagunas	36	San José	56	Yajints
17	Kampan	37	San Juan	57	Yamaram
18	Kankaim	38	San Pablo	58	Yampuna Norte
19	Kenkuim	39	San Pedro	59	Yawints
20	Kim	40	Santa Carmen	60	Yuwints

Tabla 3.4: Comunidades parroquia Hausaga. Fuente Autor

Comunidades parroquia Hausaga			
Nº	COMUNIDADES	Nº	COMUNIDADES
1	Hausaga (centro parroquial) ó	11	Sebastian
2	Arutam	12	Setuch
3	Ipiak	13	Shuimmamus
4	Juyukamentsa	14	Surik Nuevo
5	Kaiptach	15	Tarimiat
6	Kurintsa	16	Tsunkntsa
7	Kurinua	17	Wachirpas
8	Patukmai	18	Washintsa
9	Putuim	19	Wichimi
10	Sapapentsa	20	Yamaram

Tabla 3.5: Comunidades parroquia Pumpuentsa. Fuente Autor

Comunidades parroquia Pumpuentsa			
N°	COMUNIDADES	N°	COMUNIDADES
1	Pumpuentsa (centro parroquial)	9	Muruntsa
2	Mamants	10	Anentak
3	Mashumarentsa	11	Wasurak
4	Karakam	12	It ak
5	Kupit	13	Maki
6	Washintsa	14	Saum
7	Yankunts	15	Pakintsa
8	Jikiamat		

3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El cantón Taisha se ubica en la parte oriental del país y de la provincia de Morona Santiago, limita al Norte y Noreste por la provincia de Pastaza; al Sur y Sureste por Perú; y al Oeste y Suroeste por los cantones de Tiwintza, Morona y Huamboya, tal como nos indica la Figura 3.3 [67].

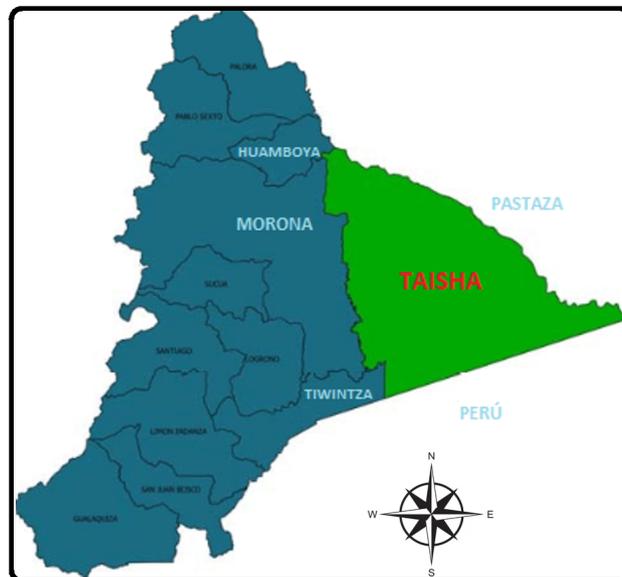


Figura 3.3: Ubicación Geográfica del Cantón Taisha. Fuente [50]

3.2.2. DENSIDAD DE POBLACIÓN

La población aproximada del cantón Taisha indicada en la Figura 3.4 es cercana a los de 23.000 habitantes y los idiomas que se hablan son: Castellano, Achuar y Shuar. Se tiene una extensión de 6169,69 km², presentado una densidad poblacional de 3,72 habitantes/km². Las parroquias de Taisha, Macuma y Tuutinentza, cuentan con la mayor población dentro del cantón con un aproximado de 15.000 habitantes siendo el 65,2% del total de la población del cantón [50].

La mayor parte de la población de cantón Taisha son hombres siendo aproximadamente el 51%. Con respecto a sus asentamientos lo realizan principalmente cerca de las fuentes hídricas de manera dispersa en toda la extensión de su territorio, teniendo apenas el 20% de su población habitando en un radio cercano a los 2 km a la redonda de cada centro parroquial [67].



Figura 3.4: Población de Taisha. Fuente Autor

3.2.3. ACCESO A SERVICIOS BÁSICOS

Agua potable. Aproximadamente el 11 % del total de población del cantón cuentan con este servicio, sobre todo los centros parroquiales de mayor población [67].

Alcantarillado. Este servicio es escaso, tanto así que aproximadamente 1000 habitantes gozan del mismo, lo que representa apenas el 4,3 % del total de población del cantón [67].

Recolección de basura. La mayor parte de la población del cantón elimina sus desperdicios ya sea quemando o lanzando al aire libre sobre todo a las fuentes hídricas, ya que son pocos los centros poblados que cuentan con carros recolectores [67].

Energía eléctrica. Años atrás únicamente los centros parroquiales que contaba con el servicio eléctrico eran Taisha a través de generación térmica, junto a Tuutinentza y Macuma que tenían generación hidráulica. Con el avance de las construcciones de vías de acceso se ha venido implementando igualmente alimentadores y redes de distribución brindado el servicio a gran parte de la población del cantón [67].

3.2.4. SITUACIÓN AMBIENTAL

Bajo el lema “Taisha es el destino, siente el llamado”, el cantón Taisha mantiene una extensa área protegida de reserva natural, contando con aproximadamente 548.600 hectáreas de vegetación húmedo tropical. Tal como nos indica la Figura 3.5, se cuenta con una gran variedad de fauna y flora de las cuales la mayoría se encuentran en peligro de extinción, por ejemplo [67]:

- Fauna: Armadillo, Oso Hormiguero, Monos, Murciélagos, Tigrillos, Jaguar, Cusumbo, Pericos, Guacamayos, Guatuza, Guata, Sajino, pava, Danta.
- Flora: Pambil, Morete, Coco, Palma, Chontaduro, Cedro, Ceibos, Palmi-to, Manglares, Guayacán, Laurel, Balsa, Guarumo, Yuca, Sangre de Drago, Caoba;



Figura 3.5: Fauna y flora de Taisha. Fuente Autor

3.3. CONDICIONES CLIMÁTICAS Y GEOGRÁFICAS

La superficie de la región oriental o amazónica se encuentra en su mayor parte por debajo de 1300 msnm de manera bastante escabrosa. El área de cobertura del cantón Taisha presenta un ecosistema de tierras bajas y se encuentra sobre una altura de 520 msnm. Es atravesada por una gran cantidad de vertientes naturales, entre ellos tenemos seis principales ríos siendo navegables el mayor tiempo del año [67].

La Amazonía presenta un clima tropical húmedo, teniendo una estación lluviosa de manera casi constante durante todo el año. El Cantón Taisha no es la excepción contando con un clima megatérmico lluvioso y con una temperatura que va desde los 18° C a 20 ° C y de 22° C a 24 °C, teniendo una media anual de temperatura por los 25° C [67].

El cantón Taisha presenta rangos de pluviometría alta siendo superior al va-

lor de 3000 mm anual y alcanzado un máximo de 6000 mm anual, teniendo una distribución de manera constante y regular durante todo el año [67].

3.4. RECURSOS ENERGÉTICOS

Este cantón se encuentra en una zona remota y los centros poblados de sus diferentes comunidades se encuentran asentados en un rango de 300 metros desde la orilla de las fuentes hídricas y se extienden por su trayectoria aproximadamente en 1000 metros. Dentro del cantón existen varias vías carrozables de tercer orden que comunican los principales centros poblados, y una de las principales obras viales es la vía Macas – Ebenecer –Macuma – Taisha con la que se ha podido ingresar al centro de Taisha. Con la dificultad de acceso a los asentamientos, las condiciones topográficas y atmosféricas, hacen que la confiabilidad de la red eléctrica de distribución sea muy reducida, dejando sin servicio a los residentes en múltiples ocasiones, por lo que es necesario e indispensable la inclusión de una microrred híbrida en la zona, aprovechando así los recursos energéticos renovables disponibles [30].

3.4.1. RECURSO SOLAR

Taisha presenta una radiación solar aproximada de 4700 Wh/m²/día, siendo alta en comparación al promedio nacional tal como nos indica la Figura 3.6, garantizando de esta manera la generación de energía eléctrica con sistemas solares fotovoltaicos de manera continua para todo el año [68].

Kankaim y Macuma, con caudales muy aceptables que pudieran ser explorables energéticamente, aunque no se disponen de mediciones de los mismos. Sin embargo, se puede realizar varias consideraciones las cuales nos permitan interpretar de manera cuantitativa y cualitativa este recurso. La mayoría de micro cuencas aguas arriba de su captación en Taisha tiene un área de drenaje de 148 km², la lluvia media registrada en la estación Taisha durante el período comprendido entre 1965 y 1972 es de 3500 mm/año. El caudal medio anual en el río Wambimi que cruza cercano al centro poblado es de 13.40 m³/s (13400 l/s), siendo los meses más secos diciembre y enero, y los más lluviosos mayo y junio [30].

Tal como nos indica la Figura 3.7, el río Panki se encuentra al norte siendo el límite entre la parroquia de Taisha y Tuutinentza, además de permitir recorrer entre ellos. Mientras que el río Kankaim atraviesa de sur a norte la parroquia Tuutinentza permitiendo llegar al centro de la misma. Por otra parte, para ingresar a la parte oriental de la parroquia Tuutinentza tenemos el río Macuma, siendo este el límite con la parroquia Pumpuentsa. Para el caso de querer navegar la zona oeste de la parroquia Tuutinentza contamos con los ríos Wawaimi y Wichimi [30].

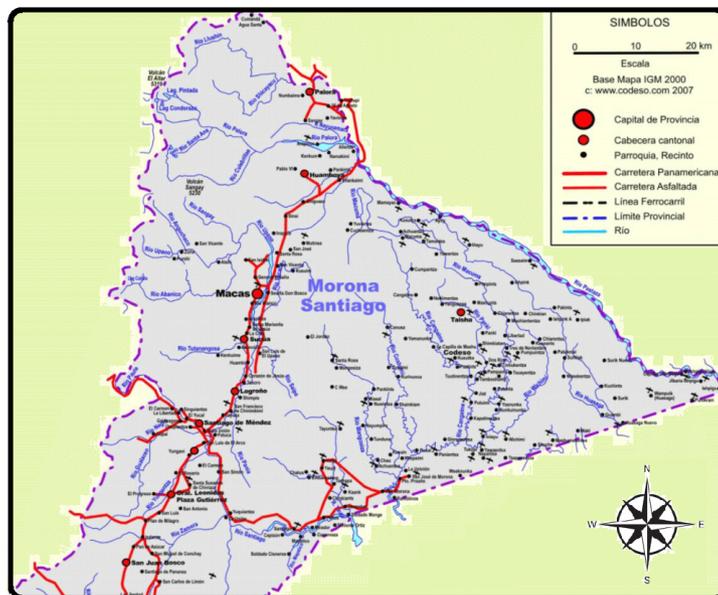


Figura 3.7: Recursos hídricos de Taisha. Fuente [13]

Consideraciones:

- Se debe producir el menor impacto ambiental, ya que la mayoría de ríos son navegables, tal como nos indica la Figura 3.8.
- Con el potencial energético que presenta los ríos de la zona, se permite la implementación de centrales de generación hidráulica cercanas a cada centro comunitario.



Figura 3.8: Zonas hídricas de Taisha. Fuente Autor

3.4.3. RECURSO EÓLICO

Según los datos que tenemos disponibles en el Atlas Eólico del Ecuador indicado en la Figura 3.9, en la zona de Taisha este recurso presenta valores muy bajos, por lo tanto no se puede considerar como una fuente de potencial energético a analizar, con lo cual se descarta esta alternativa [69].

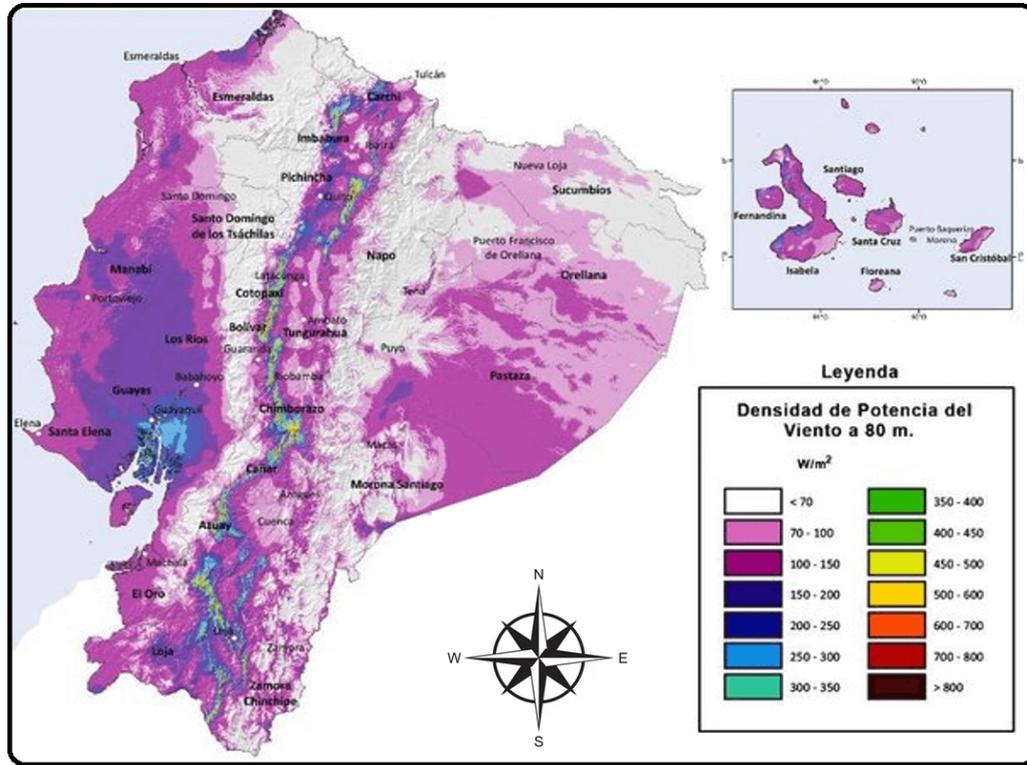


Figura 3.9: Atlas eólico del Ecuador. Fuente [52]

3.4.4. RECURSO BIOMASA

Aunque existan recursos en la zona de estudio, no se cuenta con un levantamiento estadístico de la materia prima generada que se pueda disponer de cada parroquia. Así mismo, no se cuenta con un sistema eficiente de recolección de residuos y desechos, de cuáles podrían ser usados con fines de generación por biomasa. Con respecto al estilo de vida de estas comunidades, presentan un estilo semi nómada, siendo un obstáculo para impulsar este recurso, por lo tanto, se descarta el análisis de esta alternativa como fuente energética.

3.5. ESTADO ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA

La energía eléctrica mejora las condiciones de vida de la población siendo un facilitador en el desarrollo de la humanidad e indispensable en el uso de todos los servicios básicos, educación, salud y a su vez promoviendo las actividades: artesanales, productivas y agroindustriales sobre todo en los sectores rurales.

El cantón Taisha se encuentra en una zona remota y el equipamiento de energía eléctrica es muy limitado por el difícil acceso que se presenta hacia su territorio. Hace unos años atrás no existía cobertura eléctrica por parte de la empresa distribuidora, siendo el uso tanto de velas, mecheros y linternas las únicas opciones que tenían disponibles sus pobladores. De acuerdo a los datos del último censo, se encontró que la mayoría de los hogares de Taisha no cuentan con un servicio de energía eléctrica siendo esta cerca del 75% de la zona. Años atrás, desarrollar proyectos con redes convencionales hasta los asentamientos de difícil acceso presentaban grandes complejidades al momento de diseñar, debido a que la mayoría de estas zonas carecían de vías de primer orden, provocando elevados gastos operativos y de inversión, dejando sin posibilidad de financiación a estos futuros proyectos [67].

Actualmente, existe el alimentador trifásico 2123 de 22000 V del sistema interconectado, propiedad de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, que conecta el centro de Taisha, atravesando por Macuma y otras zonas pobladas cercanas a la vía de acceso principal disponiendo de energía eléctrica las 24 horas, tal como nos indica la Figura 3.10, además de la dotación del servicio eléctrico a partir de módulos fotovoltaicos en varios hogares [67].



Figura 3.10: Red eléctrica actual Centro de Taisha. Fuente Autor

El alimentador de energía eléctrica 2123 indicado en la Figura 3.11, es de configuración radial de gran longitud y se encuentra expuesto a varios tipos de cortes o fallas, siendo considerado entre los alimentadores de peor confiabilidad de la CENTROSUR, con valores de Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) = 25.51 y Tiempo Total de Interrupción (TTIK) = 42.47 que sobre pasa los límites establecidos por la Regulación No. [70]-004/001 [70]. Por lo antes expuesto, se requiere reducir estos indicadores, siendo indispensable la implementación de la generación distribuida para corregir estos valores, en la zona de Taisha. Además, en la actualidad presenta una gran dificultad anillarlos con otro alimentador, habiendo con el tiempo la posibilidad de hacerlo con el alimentador de 2223, el cual recorre el Cantón Tiwintza, pero teniendo que atra-

vesar por campo traviesa y zonas de difícil acceso, además de tener que incorporar una subestación en la zona.

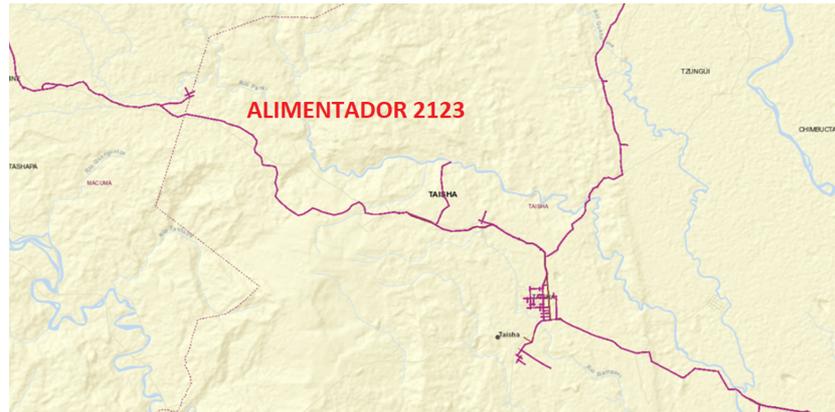


Figura 3.11: Recorrido Alimentador 2123 CENTROSUR – Taisha. Fuente Autor

3.6. MÉTODOS APLICADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Debido al crecimiento poblacional en el área geográfica de Taisha se lleva construyendo vías rústicas transitables por un vehículo (carrozable) y por ende permitiendo la entrada de la red eléctrica convencional, provocando afectaciones ambientales, pero a su vez mejorando el nivel de vida de las comunidades. Con la finalidad de mitigar estos impactos ambientales es necesario llevar de la mano los proyectos de mejora con el ingreso de tecnología renovable amigables con el medio ambiente, siendo una de las razones primordiales por la que se realiza esta investigación, el cual pueda ser aplicado en la mayor parte de zonas sensibles, ya que la protección de la biodiversidad tiene un valor económico significativo a nivel mundial.

En el cantón de Taisha al existir un solo alimentador radial, la dificultad de acceso a las comunidades, las condiciones topográficas y atmosféricas, hacen

que la confiabilidad de la red sea muy reducida, dejando sin servicio a los residentes muy a menudo. El estudio de la planificación energética en el cantón Taisha considerando la expansión de la red de distribución con la inclusión de una microrred híbrida en la zona busca garantizar el balance energético de tal manera que, la energía generada en la zona sea igual a la demandada y el costo global de la microrred y los resultados de su implantación puedan ser más eficientes y económicos que otras soluciones estudiadas, sustentados en un estudio técnico-económico [30].

Para definir la topología de la microrred es recomendable utilizar herramientas o metodologías que ayuden a la selección óptima de los elementos de la microrred debido a que, según las características del terreno, el área disponible, la distribución y magnitud de las cargas, se define la misma. En consecuencia, el objetivo principal es encontrar la ubicación óptima de la generación distribuida en una microrred considerando la topología de las vías para la nueva red y dimensionar el sistema de distribución que incluye la configuración y trazado de la red, longitud de acometidas y toda la información que sea necesaria para posteriormente ser modelada y simulada. Se considerará la interconexión de una microrred híbrida con el funcionamiento de generación hidráulica y sistemas fotovoltaicos donde se aplicará el análisis eléctrico de sensibilidad con la variación de carga y a su vez de los recursos energéticos de la zona, con la finalidad de determinar la factibilidad tanto técnica como económica para la respectiva implementación de la microrred en el cantón Taisha.

Para obtener resultados reales de la ubicación de la generación y de la topología radial de enrutamiento en la planificación óptima de sistemas eléctricos de distribución en zonas rurales mediante la integración de microrredes, se trabajará con mapas georreferenciados. Para la búsqueda de los lugares óptimos de la generación y del enrutamiento de las redes, es necesario un algoritmo de optimización que minimice los sitios candidatos y los convierta en sitios netamente factibles para el proceso previo del diseño de red. Estos puntos obtenidos se presentan como una base firme para que se establezcan el número adecuado de generadores, de acuerdo con la carga necesaria.

Es de mucha importancia conocer todas las combinaciones posibles de las ubicaciones de las unidades de generación, el número de usuarios para estimar su demanda y a su vez la ubicación y el punto a donde se conectarán a la red, además de la cobertura y el desplazamiento del trazado de la red, así también la tecnología a emplearse, capacidad y número de unidades de generación distribuida para los diferentes escenarios de estudio. Para todo lo antes mencionado del desarrollo de implementación de microrredes, es necesario el estudio del

algoritmo a implementarse para la planificación óptima y el software para el respectivo análisis de sensibilidad, teniendo una zona con un porcentaje alto de penetración de renovables, tal como nos indica la Figura 3.12.

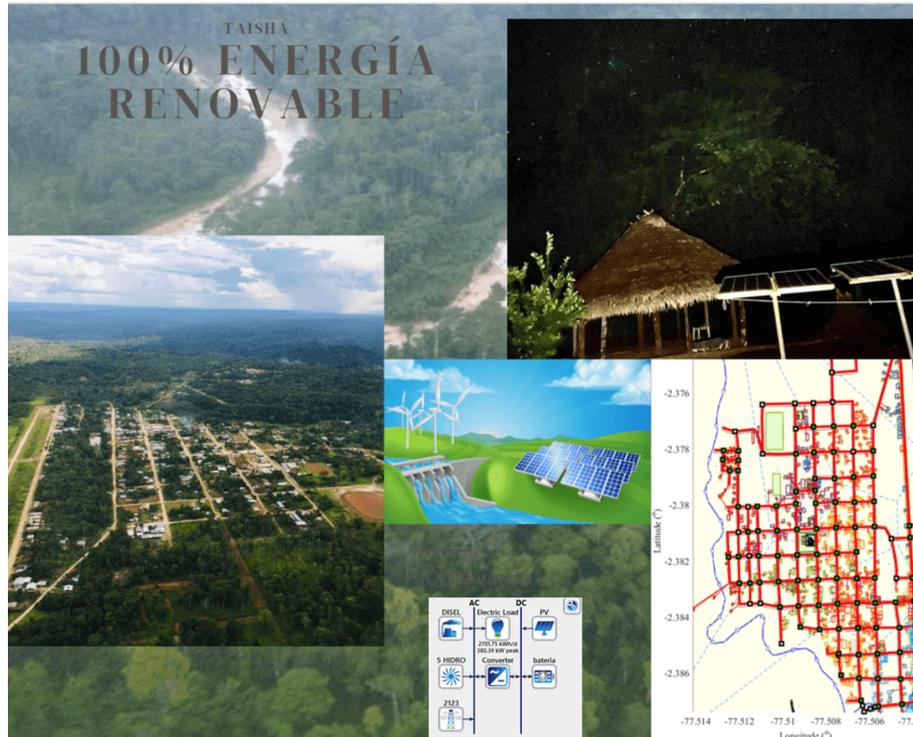


Figura 3.12: Microrredes en Taisha. Fuente Autor

3.6.1. MÉTODO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Con base al comportamiento de la demanda y su proyección en el tiempo es posible definir los requerimientos de la red y la planificación de nueva generación, por ende, es indispensable conocer cómo un cliente o un grupo de clientes utilizan la energía eléctrica en diferentes horas, días y temporadas del año, si utilizan cargas compartidas por otros clientes, especiales y cómo son las cargas agregadas de varios clientes en diferentes localizaciones dentro de la

red de distribución. Por esta razón, existe una continua necesidad de mejorar el conocimiento de la demanda de los clientes en sistemas de potencia para una mejor planificación.

En el cantón Taisha, al existir una gran falencia en la disponibilidad de mediciones directas de demanda de clientes aislados, es necesario estimar y generar pronósticos utilizando otro tipo de información disponible, en nuestro caso se usará la determinación de la demanda por estratos, considerando que todos los clientes son normales, sin grandes consumidores, según la empresa eléctrica regional CENTROSUR e igualmente las consideraciones de usuarios por transformador.

La estimación del cálculo de demanda será según en donde se encuentre los clientes pudiendo ser un cliente tipo B, C, D y E como nos indica la Figura 3.13, y luego con la tabla de demandas por estratos y número de clientes dado por la CENTROSUR del anexo 1, se calcula la demanda y capacidad del transformador a necesitarse.

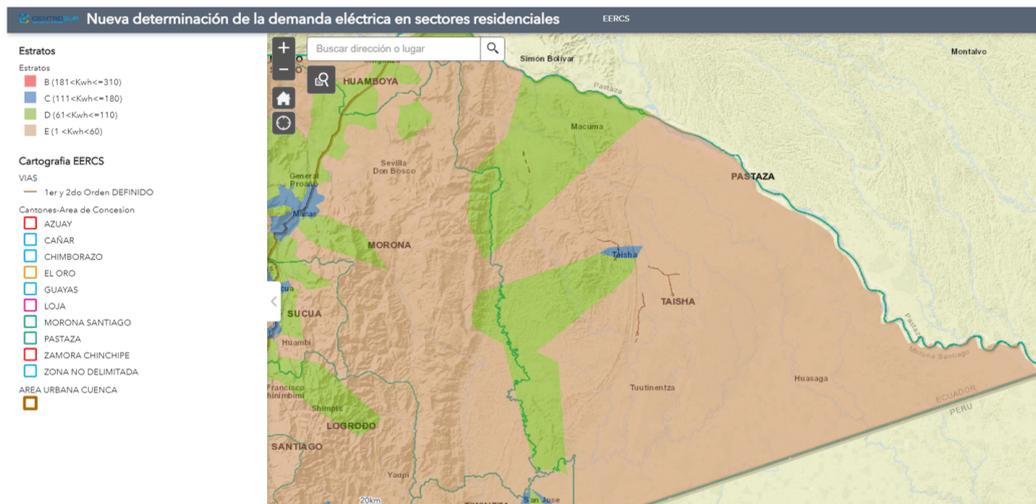


Figura 3.13: Determinación de demanda por sectores CENTROSUR. Fuente Autor

Así mismo, se utiliza a la par el cálculo de la demanda de diseño para la red de bajo voltaje y de transformadores de distribución de la CENTROSUR en función del área promedio de lotes, que se calcula estableciéndose las Tablas 3.6 y las

fórmulas (3.1, 3.2 y 3.3).

Tabla 3.6: Demanda unitaria promedio proyectada (DMUp) y factor de sobrecarga. Fuente Autor

Área Promedio de Lotes (m)	Abonado Tipo	Abonado Tipo DMUp (KVA)	CATEGORÍA	FACTOR DE SOBRECARGA
300 < A < 400	B	4,29	A	0.9
200 < A < 300	C	2,48	B y C	0.8
100 < A < 200	D	1,55	D...H	0.7

$$DM_p = DMU_p * N * F_{coin} \quad (3.1)$$

$$F_{coin} = N^{-0,0944} \quad (3.2)$$

dónde:

DMU_p : Demanda máxima unitaria proyectada (kVA).

N: Número de usuarios.

F_{coin} : Factor de coincidencia.

DM_p : Demanda máxima proyectada en el punto dado.

Además de la demanda de los clientes, se considera, las demandas de las cargas especiales y alumbrado público. El cálculo de demanda de pérdidas técnicas resistivas se realiza multiplicando el porcentaje de pérdidas técnicas del 3,6% por la demanda máxima diversificada.

$$D = DM_p + A + C_e \quad (3.3)$$

dónde:

D: Demanda de diseño (kVA).

A: Carga de alumbrado público (kVA).

C_e : Cargas especiales (puntuales) (kVA).

Con las condiciones de cálculos de demanda, definidos por la empresa de distribución CENTROSUR, se aplican los siguientes criterios de construcción:

- Se utiliza un transformador elevador a 12.7 kV a la salida de la generación y los que se requieren en la distribución. La potencia de cada transformador de distribución será definida por el cuadro de demanda por estratos.
- Para zonas pobladas en el sector de Taisha, se usará mínimo transformadores 15 kVA para la cantidad de 5 a 10 usuarios máximo debido a que son zonas en crecimiento, con un radio de cobertura de 200 m para redes de distribución y por cada usuario máximo 60 metros de acometida.
- Para la cantidad de 11 a 15 usuarios por comunidad o menos: 1 transformador de 25 kVA, con un radio de cobertura de 200 m para redes de distribución y por cada usuario máximo 60 metros de acometida.
- Para la cantidad entre 16 y 24 usuarios: 1 transformador de 37.5 kVA, con un radio de cobertura de 200 m para redes de distribución y por cada usuario máximo 60 metros de acometida.
- Para la cantidad entre 25 y 33 usuarios: 1 transformador de 50 kVA, con un radio de cobertura de 200 m para redes de distribución y por cada usuario máximo 60 metros de acometida.

3.6.2. MÉTODO DE CAPACIDAD Y COBERTURA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para el despliegue y localización de cada generador dentro de una microrred de distribución eléctrica se considera la principal problemática de cobertura y capacidad, para solventar este proceso se adquieren las coordenadas de las edificaciones y el punto más cercano de conexión de los mismos a la red, de tal manera que los enlaces dados sean óptimos y se evite recorrer grandes distancias. Para encontrar una solución factible se ha planteado un margen de capacidad y cobertura que permite clusterizar ciertas cantidad de usuarios, encontrando las ubicaciones factibles georreferenciadas para cada sistema de generación distribuida.

Entre los métodos más usados se encuentra el algoritmo de *K-Means* y *K-Medoids*.

3.6.2.1. K-MEANS

El algoritmo de *K-Means* es un método de división conocido por la capacidad de establecer particiones de un conjunto total en varias agrupaciones o clúster. Además, es sensible a presentar distorsiones en la distribución de datos con el ingreso de valores extremadamente grandes. *K-Means* es un método que agrupa los datos en función de su proximidad entre sí de acuerdo con la distancia euclidiana. Utiliza el número de k-clúster como dato de entrada y particiona un conjunto de n objetos en clústeres. El valor medio del objeto se toma como parámetro de patrón establecido de similitud para formar conglomerados. El centro medio del conglomerado está formado por la elección aleatoria de objetos. Al comparar la mayoría de las similitudes, otros objetos se asignan al clúster. Para cada vector de datos, el algoritmo encuentra la distancia entre el vector de datos y cada clúster de grupo, tal como indica la siguiente función 3.4 objetivo a minimizar [71][72].

$$\min \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in S_i} d(x, c_g) \quad (3.4)$$

donde:

cg : Centro de los grupos Si

d(x,cg) : Distancia Euclidiana entre los puntos x y cg.

k : Numero de clusterizaciones o agrupamientos.

3.6.2.2. K-MEDOIDS

El algoritmo de *K-Medoids* presenta más robustez con respecto a *K-Means* y se emplea para encontrar el punto medio ubicado en el centro de un grupo llamándolo *Medoide*. La técnica básica del algoritmo de agrupamiento de *K-Medoides* es localizar y encontrar los k grupos de clúster en n objetos encontrando primero arbitrariamente un objeto representativo (los *Medoides*) para cada grupo. Cada objeto restante se agrupa con el *Medoide* al que es más parecido. *K-Medoids* emplea objetos representativos como puntos de referencia en lugar de usar el valor medio de los objetos en cada conjunto. El algoritmo toma como valor de entrada k, siendo el número de clústeres que se dividirá un conjunto de n objetos [71][72].

3.6.3. MÉTODO DE ENRUTAMIENTO - ÁRBOL DE *STEINER*

El método del árbol de *Steiner* es un problema NP-completo clásico que tiene numerosas aplicaciones y permite encontrar el camino global más corto cuando se diseñan redes de distribución eléctrica. En el proceso de resolución para encontrar un árbol con su peso mínimo para un grafo y un conjunto de vértices, es posible orientar y ajustar el diseño de manera óptima los costes.

En redes de distribución eléctrica el método de *Steiner* considera un conjunto de nodos terminales y nodos de *Steiner* conectados por arcos que poseen coste dado. El conjunto de nodos y arcos que su vez conectan nodos *Steiner* hacia los nodos terminales, serán considerados un árbol dentro del grafo. La resolución de los grafos con el método de *Steiner* obtiene un árbol mínimo y se encuentra relacionada con la conexión de un subconjunto de vértices a un cierto costo, minimizando el coste total y a su vez que todos los nodos terminales estén conectados entre ellos [73].

Con el objetivo de entender este método se supone la existencia de una determinada cantidad de puntos llamados vértice $\{t_1, \dots, t_n\}$, que se deben enlazar. La finalidad del árbol de *Steiner* es encontrar la red más corta que conecta los puntos, permitiendo la adición de puntos auxiliares al conjunto con el fin de minimizar la longitud total. Estos puntos auxiliares se denominan puntos *Steiner* y debe haber como máximo $n-2$ de ellos, con los puntos de *Steiner* encontrados se obtiene un nuevo árbol de enlaces siendo designado árbol de *Steiner* [73].

3.6.3.1. *MINIMUM SPANNING TREE (MST)*

El método del MST o árbol de expansión mínimo, encuentra el subconjunto de aristas que mantiene el grafo conectado en un componente con el costo mínimo. En redes de distribución el problema permite identificar el conjunto de tramos que conecta los puntos, usando el mínimo cable posible con lo cual se define el esquema de enrutamiento [74].

Para solucionar la problemática de *Steiner* en grafos, es muy eficaz la implementación del árbol de expansión mínima con lo cual obtenemos las primeras soluciones admisibles, pudiendo aplicarse tantas veces como sea necesario según la primera población que se quiera considerar. Para encontrar buenas y diversas soluciones en un mismo grafo a partir del MST, es indispensable cambiar el costo de los arcos de forma aleatoriamente para cada solución.

En el proceso del MST se forma un árbol mínimo de *Steiner* en el cual todos

los nodos que se consideran son terminales, de esta manera los nodos *Steiner* no existen. Consecuentemente, no es posible utilizarlo como algoritmo de solución en problemas de *Steiner* ya que su resultado no sería óptimo. Para encontrar árboles de manera radial dentro de una red de distribución eléctrica, los métodos del MST son eficaces, por lo tanto, se utiliza para generar las primeras soluciones admisibles del algoritmo heurístico. Entre las técnicas que más destacan dentro de los métodos del MST encontramos los algoritmos de *Kruskal* y *Prim* [74].

3.6.3.2. ALGORITMO DE *PRIM*

El algoritmo de *Prim* es un método ambicioso que descubre un árbol de expansión mínima (MST) de un gráfico clásico no dirigido y conectado ponderado. Este algoritmo obtiene un subconjunto de los arcos que forma un árbol que incluye todos los nodos, donde se minimiza el costo total de todos los arcos del árbol.

Como dato de ingreso en el árbol de expansión mínimo se tiene un grafo no dirigido y se inicializa con un vértice elegido al azar y crece un árbol a partir de él. En el proceso de solución el método se fundamenta en la idea de conectar nodos secuencialmente hasta que todos sean considerados, por lo tanto, va encontrando el borde con el menor costo y creando un nuevo vértice en el árbol.

La construcción del árbol de manera radial a través del algoritmo empieza a partir de un nodo que se selecciona de forma arbitraria y se itera de manera repetida encontrado el arco de menor coste en cada etapa, uniendo de forma continua el nuevo nodo al árbol ya creado, con la única restricción de no crear ciclos. Este proceso se lleva de manera consecutiva hasta que se añadan al árbol todos los nodos existentes, teniendo como resultado el árbol con el mínimo costo [75][76].

3.6.3.3. ALGORITMO DE *KRUSKAL*

El algoritmo de *Kruskal* conecta arcos, y no nodos, de manera secuencial, siendo innecesario la elección de un nodo de inicio. El proceso empieza a partir de un grafo no dirigido, con la elección del borde de menor coste y se continúa agregando bordes hasta alcanzar el objetivo.

En este algoritmo no se crean ciclos ni lazos, por lo tanto, en el proceso cada vértice empieza como un árbol separado y se fusiona con subárboles distintos consiguiendo agregarlos al borde de menor costo de forma continua. Este

proceso de elegir los arcos de menor coste se realiza de manera consecutiva enlazando todos los nodos del grafo, hasta que el número de arcos menos uno sea igual al número de nodos, consiguiendo como resultado un árbol de expansión con el mínimo costo [74][77].

3.6.4. UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las fuentes de generación de una microrred aislada deben atender la totalidad de la carga con una adecuada capacidad en reserva, con el fin de alcanzar una disponibilidad y fiabilidad razonable del suministro. A partir de la información obtenida en las etapas de capacidad, cobertura y estimación de la demanda, se puede estimar la capacidad para cada tipo de generación que participe en la microrred.

Para el efecto del problema, se plantea tres tipos de generación:

1. Sistema solar fotovoltaico: Se propone una planta solar fotovoltaica pequeña que se localizará en los espacios baldíos de la zona de Taisha en los N puntos óptimos encontrados.
2. Sistema hidráulico: Se propone la implementación de una pequeña turbina ubicada en el río Wambimi que cruza cercano al centro poblado.
3. Sistema térmico: Se propone como central para realizar pruebas en la simulación en el caso de necesitar reserva.

Para realizar el proceso de dimensionamiento de una microrred para la zona, se debe considerar que su operación sea económicamente viable, confiable y de calidad, teniendo en cuenta que debe tener el menor impacto ambiental posible. Además, se debe cumplir con la normativa del ARCONEL No. 004/15 [33] y satisfacer los estándares IEEE 1547 21 [34]. En esta investigación, para el dimensionamiento y obtención de una configuración óptima del sistema requerido se simula una microrred para abastecer el suministro eléctrico en el “Centro de Taisha” a través del software HOMER. Las tecnologías consideradas para simular la microrred en cuanto a producción serán: fotovoltaica, hidroeléctrica y térmica. También se debe tener en cuenta otras consideraciones de la zona de Taisha como son los recursos energéticos disponibles (numeral 3.4), las restricciones ambientales, el área de influencia, las normativas aplicables y la carga [32].

3.6.5. HOMER (SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO DE GENERACIÓN)

Para la planificación de la Microrred se utiliza el software HOMER ("*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resource*"), siendo una herramienta muy útil para la planificación técnica y económica de proyectos que cuenten con sistemas híbridos renovables. En él se puede analizar y evaluar un gran número de opciones, así como la factibilidad de éstas de una manera simple y obtener una configuración óptima del sistema requerido [78].

Para usar este software es necesario establecer los equipos a implementarse en el sistema de generación eléctrica, ya sea fotovoltaico, hidráulico, eólico o térmico de acuerdo a la disponibilidad de recursos energéticos del sitio. Para el balance de energía HOMER determina la cantidad de energía que el sistema modelado y a implementarse puede generar para abastecer una determinada demanda en un período de tiempo dado. Con respecto al tema económico, HOMER es capaz de modelar el comportamiento físico de un sistema de potencia híbrido, basado en el costo y características técnicas de los equipos, que es la suma de la instalación y el costo de mantenimiento de los componentes del sistema durante el tiempo de vida del sistema [78].

La herramienta de HOMER permite modelar, analizar e incentivar las microrredes con fuentes renovables, obteniendo resultados confiables y en especial rentables con costos competitivos de producción. Para el caso de no contar con datos de estimación de viento, radiación y demás, el mismo software se encarga de proporcionarnos a través de los registros de la NASA y del laboratorio nacional de energía renovable de los Estados Unidos (NREL).

3.6.5.1. DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN

En este estudio se considerará la interconexión de una microrred híbrida con el funcionamiento de generación hidráulica, sistemas fotovoltaicos y térmicos donde se considerará el exceso de generación, la variación de carga, y la salida de operación de los diferentes sistemas de generación. El sistema implementado en la herramienta HOMER será simulado con diferentes configuraciones, para de esta manera encontrar el sistema óptimo desde el punto de vista económico y a su vez se evalúa el comportamiento del sistema a través de un análisis de sensibilidad con la variación de algunos parámetros generando incertidumbre sobre el comportamiento del sistema óptimo.

Después de analizar los recursos disponibles, se procede a realizar las res-

pectivas simulaciones de una microrred eléctrica bajo los criterios de generación distribuida, teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Simulación completamente optimizada por HOMER considerado un sistema único.
- Simulación teniendo en cuenta la planificación óptima de cobertura y capacidad por islas de generación.

La primera simulación se realiza para observar un sistema optimizado mediante HOMER que garantice el suministro de energía para la totalidad del centro de Taisha, aumentando la penetración de fuentes no convencionales de energía, disminuyendo el consumo de combustibles y las emisiones al ambiente.

La segunda simulación tiene en cuenta la planificación óptima de cobertura y capacidad por islas de generación. Se realiza considerando la generación hidráulica y sistemas fotovoltaicos que se obtuvieron en la etapa de planificación, así como una mayor penetración de fuentes no convencionales de energía. Otro objetivo es disminuir el consumo de combustible diésel que a su vez disminuirá los costos de operación, los cuales son los más representativos del proyecto [78].

3.6.5.2. CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA DIMENSIONAMIENTO DE CARGA EN HOMER

El consumo promedio de energía eléctrica que mensualmente un cliente de la red de distribución consume representa su cantidad en kWh. Para el dimensionamiento de la carga eléctrica en HOMER, es necesario ingresar el consumo promedio anual escalado (kWh / día) del total de clientes óptimos de cada microrred, en el cual se considera el consumo promedio mensual de energía según el grupo de clientes regulados de la empresa eléctrica regional CENTRO-SUR indicado en la Figura 4.1, con su respectiva curva de demanda del anexo B [79][80].



Figura 3.14: Consumo de energía promedio por cliente [kWh/cliente - mes].
Fuente [63]

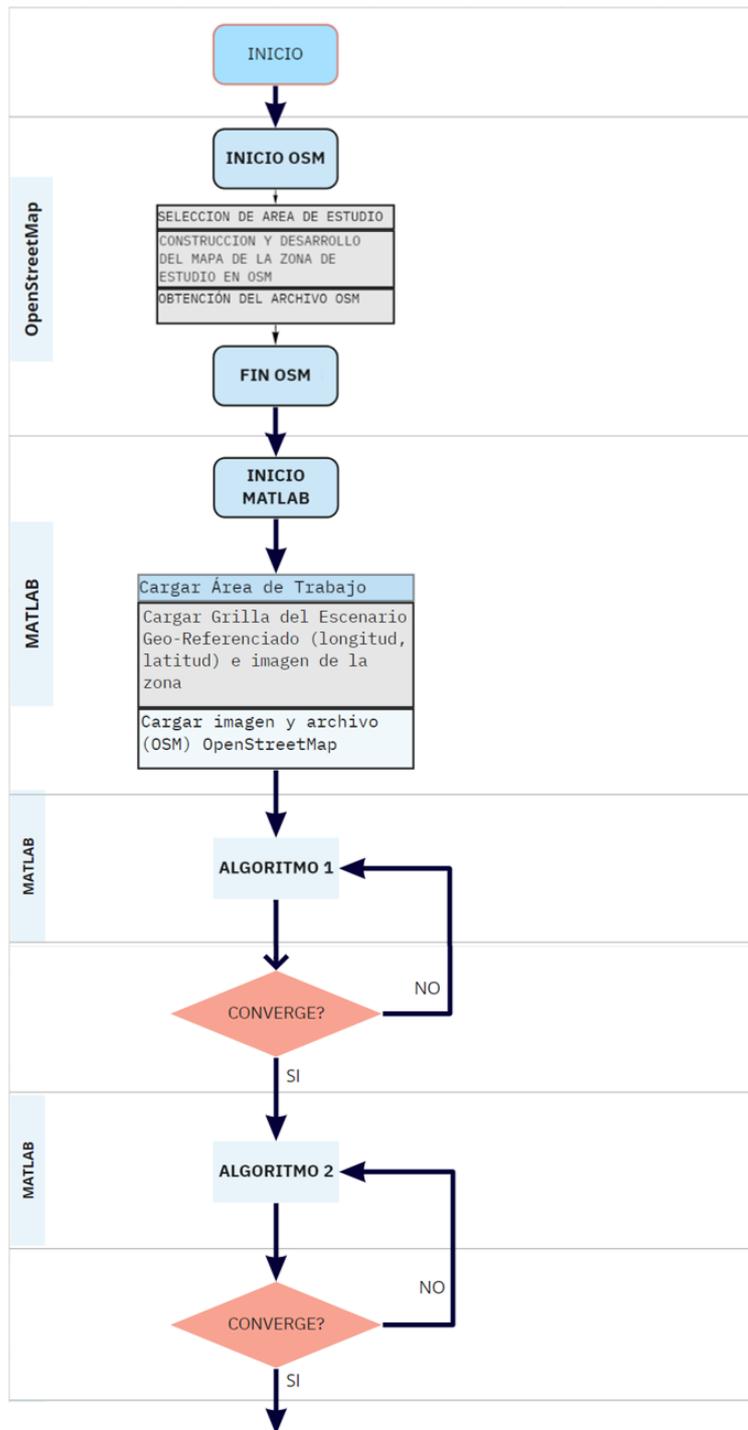
Por lo tanto, el consumo residencial de energía promedio por cliente fue de 96 kWh/cliente-mes, menor en un 1,2% con respecto al año anterior que fue de 97 kWh/cliente-mes. Con este valor se encuentra la tabla de valores de demanda de energía diaria y mensual del consumo individual y de la microrred con sus abonados, los cuales serán usados para el diseño de la microrred eléctrica en HOMER.

Capítulo 4

METODOLOGÍA PARA LA OPTIMACIÓN DE MICRORREDES, ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SUS IMPLICACIONES

4.1. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMACIÓN DEL PROBLEMA - CASO TAISHA

Para solucionar el problema que existe en la planeación óptima de las redes de distribución se ha recopilado todos los datos necesarios con el objetivo de contar con una línea base para modelar la respectiva microrred híbrida, para finalmente ser planificada siguiendo el algoritmo de la Figura 4.1. Se plantea el uso de los métodos de *K-Medoids*, árbol de *Steiner*, *Prim* y *MST (Minimum Spanning Tree)*, mencionados el capítulo 3.6.2 y 3.6.3, los cuales permiten minimizar la cargabilidad de los generadores y transformadores sujeto a la restricción de conexión de los usuarios por capacidad y cobertura. Igualmente se plantea la disminución del uso de conductor para la implementación de la red de distribución eléctrica considerando las distancias más cortas de conexión. Todo esto se realiza bajo un escenario georreferenciado, para finalmente ser modelado en HOMER para el respectivo análisis de sensibilidad.



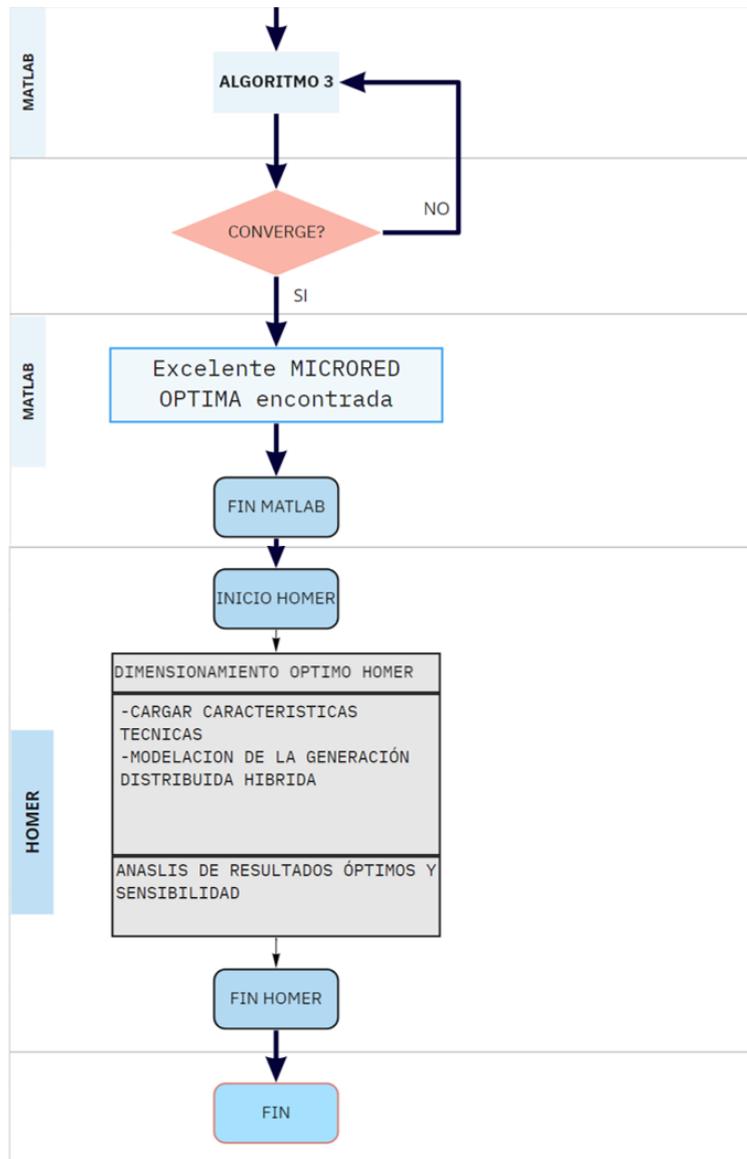


Figura 4.1: Diagrama de flujos para la planificación óptima propuestos por el autor. Fuente Autor

En la Figura 4.2 se muestra el escenario georreferenciado de Taisha en OpenStreetMap (OSM), en el cual se dibuja y carga todas las construcciones actuales

con los datos de las imágenes satelitales, para de esta forma trabajar con las ubicaciones exactas de los usuarios existentes en la zona, vías de acceso por donde se construirá la red de distribución e igualmente saber en dónde poseemos lugares baldíos en los cuales se pueda implementar la generación fotovoltaica, además de conocer las rutas que siguen las fuentes hídricas, el cual será usado para la localización de la generación hidroeléctrica. En este punto, se aplica el Algoritmo D.1 del anexo D.

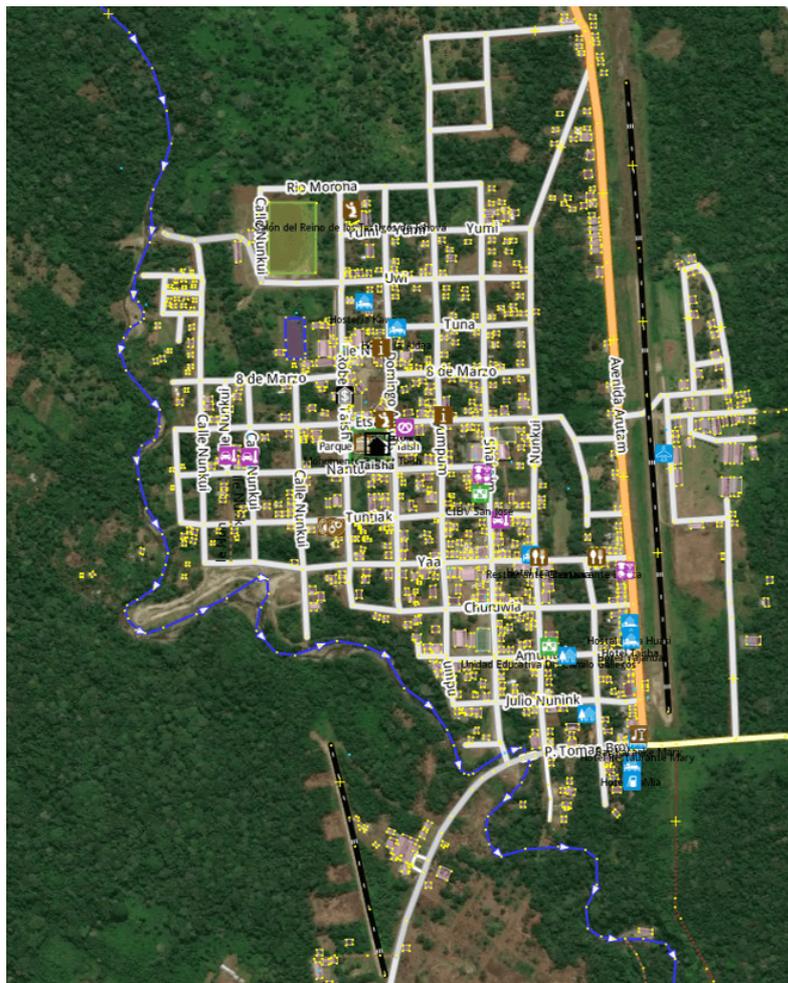


Figura 4.2: Plano georreferenciado de Taisha. Fuente Autor

Para la planificación óptima, en primer lugar, se carga la información georeferenciada del mapa de trabajo a través de un archivo de OpenStreetMap (OSM) al programa de MATLAB, el cual incluye latitud y longitud, tanto de la forma de las construcciones, calles, espacios públicos y rutas de las fuentes hídras. Luego se extraen las coordenadas de construcciones o clientes y de las calles de la zona de estudio. Con esta información se identifica cada usuario y se conecta al punto más cercano a la calle, creando de esta manera los puntos donde se localizan los medidores de todos los usuarios al borde de la calle.

Para la conexión de las construcciones hacia un punto de la calle, se optó por el uso del árbol mínimo de *Steiner*, el cual radica en la elección de un punto siendo este el más cercano a dicha edificación sobre la calle y posterior a esto la creación de este punto de *Steiner*, mediante el cálculo de la distancia mínima de cada usuario final a cada punto de calle constituido. El punto creado de Steiner se agrega a los nuevos puntos de análisis, teniendo como consecuencia la modificación en la conectividad de los abonados hacia los transformadores creados más cercanos.

Para el caso de la clusterización de los N transformadores óptimos, con una capacidad máxima de N usuarios, se cuenta como variables el número de usuarios N para el análisis, los cuales cuentan con sus respectivas coordenadas tanto de latitud como de longitud de los puntos *Steiner* de conexión de los abonados o localización de los medidores sobre la calle. El modelo del sistema planteado elige de forma óptima la ubicación y el despliegue de los transformadores con el fin de alcanzar una conectividad 100% de todos los usuarios, utilizando el algoritmo *Prim* y *K-Medoids*, que nos devuelve el número transformadores óptimos con las restricciones planteadas. La problemática de la planeación óptima en redes de distribución se plantea a través de la siguiente función objetivo 4.1.

$$FO \longrightarrow \text{MIN} = \sum_i \sum_j \text{Cost}_{ij} * \text{Dist}_{ij} \quad (4.1)$$

donde:

Cost_{ij} : costo unitario asociado al trayecto entre el punto i al punto j.

Dist_{ij} : distancia entre el punto i al punto j.

Para la capacidad de usuarios por transformador, se considera ciertas restricciones las cuales permiten minimizar tanto los costos como el uso de recursos en la implementación de las redes de distribución:

$$\sum_j \text{USUARIOS}_j \leq \text{CAPACIDAD}_i^{\text{TRAFO}} \quad (4.2)$$

$$\text{Dist}_{ij} \leq \text{Dist}_{\min} \quad (4.3)$$

La ecuación 4.2 limita la cantidad de usuarios o clientes posibles a conectar a cada uno de los transformadores creados. La restricción 4.3 limita la distancia y satisface la condición de costo para los enlaces mínimos de *Steiner*.

Con el resultado del número de transformadores óptimos y su capacidad respectiva, podemos aproximar la demanda necesaria para dar cobertura a la zona de estudio. Con esto datos es posible cumplir con la necesidades económicas y técnicas a los clientes, para el respectivo dimensionamiento de la red de bajo voltaje.

En esta parte de la planificación, se plantea la ubicación óptima de los sistemas de generación distribuida, a través del algoritmo *K-Medoids*, el cual utiliza la unificación de las coordenadas de los N usuarios con los puntos de intersección de las calles. Además, para el criterio de la clusterización de las N microredes se utiliza la cantidad de transformadores óptimos necesarios para cubrir los N clientes.

La zona de estudio seleccionado consta de 661 viviendas y se considera un solo medidor para cada construcción. Este valor se conoce al obtener el mapa OSM y cargado todas las construcciones disponibles. De forma similar, con la optimización de cobertura para transformadores se obtuvo la cantidad de 83 transformadores para la capacidad máxima de 10 usuarios sirviendo a todos los clientes al menor costo posible. Con estos números es posible aproximar la demanda global y de esta manera determinar la generación distribuida renovable necesaria para dar cobertura al centro de Taisha ubicada en los puntos óptimos.

El cálculo de la demanda se describe a continuación:

- Números de casas = 661 dándonos un total de 661 medidores en la zona central.
- Números de lámparas de alumbrado público = 308
- Carga especial hospital = 33 kW (según el valor de la demanda máxima del sistema de facturación CENTROSUR, Anexo 3) e indicado en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Carga Hospital San José Taisha. Fuente Autor

CARGA ESPECIAL HOSPITAL SAN JOSE TAISHA		
	CONSUMO kWh/MES	CONSUMO kWh/DIA
CON. ENERGIA 8-18	6075	199.7260274
CON. ENERGIA 18-22	1467	48.23013699
CON ENERGIA 22-8	2749	90.37808219
TOTAL	10291	338.3342466
TOTAL CARGA MAXIMA	(KW)	33

Cabe recalcar que se analizó más consumos de cargas especiales como mercados y entidades públicas, siendo el consumo promedio bajo. Además, se considera que existen clientes en la zona de bajos recursos en la que el consumo está dentro de la tarifa de la dignidad y el mismo es insignificante. Por lo tanto, esto compensa al resto de clientes y todos pueden ser considerados en el estrato C según el mapa de demanda por sectores CENTROSUR, Figura 3.13.

La demanda correspondiente al alumbrado público, con las potencias nominales de las luminarias que existen en la zona y utilizadas comúnmente en centros poblados son: 250 W, 150 W y 100 W. Para el caso de las cargas especiales se ha considerado únicamente al hospital general San José de Taisha, sus valores de consumo están estipulados en el registro de facturación la Empresa Eléctrica CENTROSUR, Anexo 3.

$$F_{coin} = 661^{-0,0944} = 0.5417$$

$$DM_p = 2.48 * 661 * 0.5417 = 888.02 \text{ kVA}$$

$$A = (308 * 0.25 \text{ KW}) / 0.95 = 81.05 \text{ kVA}$$

$$C_e = 33 / 0.9 = 36.66 \text{ kVA}$$

$$D = 888.02 + 81.05 + 36.66 = 1002.73 \text{ kVA}$$

Num_Trafos_SetCover = 83 de 15 kVA (cobertura 10 usuarios)

Según la tabla por estratos de la CENTROSUR

$$\text{Trafo}_{10\text{usuarios}} = 17.92 \text{ kVA}$$

$$\text{Trafo}_{10\text{usuarios}} = 17.92 * 0.8 = 14.33 \text{ kVA} = 15 \text{ kVA}$$

$$83 \text{ trafos} = 15 * 83 = 1245 \text{ kVA} = 1.245 \text{ MVA}$$

$$\text{KW} \rightarrow 1245 \text{ kVA} * 0.9 = 1120.5 \text{ KW}$$

Con el valor de demanda calculado de 1245 kVA, se establece las potencias nominales para la generación a dimensionar. Por lo tanto, la generación que se necesitaría estaría por encima de 1.245 MVA con la colocación de aproximadamente 83 transformadores monofásicos de 15 kVA, para suministrar un servicio eléctrico de calidad.

El resultado de 83 transformadores óptimos es el resultado del análisis de cobertura realizado en Matlab, indicado en la Figura 4.3, en el cual se cumple con la cobertura para todos los 661 clientes al menor costo posible. En el posible escenario de colocar transformadores de 25 kVA, cumpliendo con la cobertura de clientes y de distancia, se tienen que instalar 70 transformadores y en el caso de ser transformadores de 50 kVA se deben instalar 56 transformadores. Con el análisis de precios de transformadores según el mercado ecuatoriano actual, tal como nos indica la Tabla 4.2, es también más económico y conveniente colocar transformadores de 15 kVA, antes que de mayor potencia.

Tabla 4.2: Precios de transformadores en el mercado ecuatoriano. Fuente Autor

TRANSFORMADOR	# DE TRAFOS OPTIMOS	PRECIO UNITARIO \$ CENTROSUR	TOTAL \$
15kVA	83	1205.12	100024.96
25kVA	70	1515.36	106075.20
50kVA	56	2106.72	117976.32

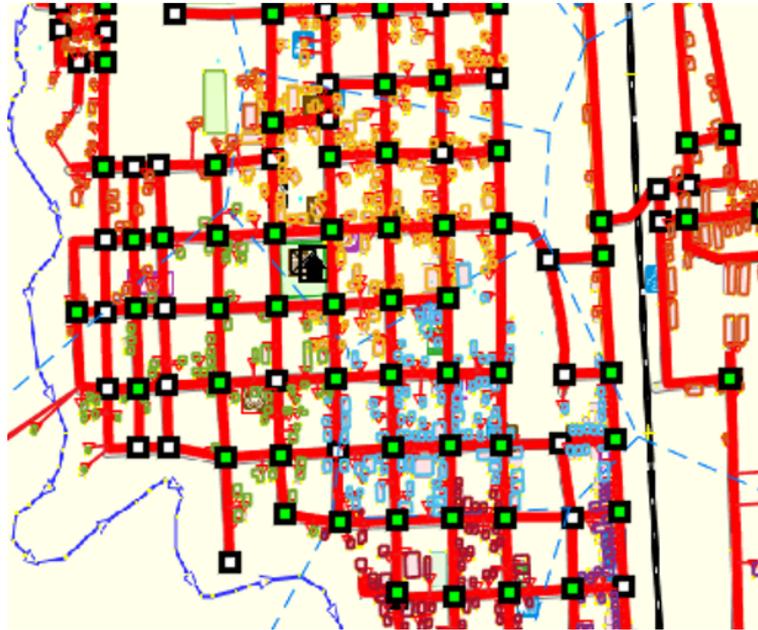


Figura 4.3: Transformadores óptimos de 25kVA. Fuente Autor

Con los datos de recursos energéticos disponibles en la zona de TAISHA, se plantea el análisis de dos tipos de generación distribuida:

1. Solar Fotovoltaica. - Se propone la implementación de plantas solares fotovoltaicas pequeñas con N unidades de generación.
2. Pequeña Hidroeléctrica. - Se propone la instalación de pequeñas turbinas ubicadas en el margen del río Wambimi, el cual rodea la zona centro de Taisha.

Igualmente cabe mencionar que todas las generaciones se conectan a la red de medio voltaje de 12.7 kV, a través de su respectivo transformador de elevación, el cual tendrá como máxima potencia 167 kVA, siendo considerado este dato como criterio para encontrar el número de clúster de las microrredes.

$$\text{número de cluster (microrredes)} = (1245 \text{ kVA}) / (167 \text{ kVA}) = 7.5 \approx 8$$

La zona seleccionada e intervenida para la respectiva optimización se ha fragmentado en 8 áreas de cobertura de generación. En este punto los usuarios se pueden conectar a cada centro de generación, al menor costo posible. Con la finalidad de alcanzar los resultados esperados, la zona de estudio se clusteriza a través de algoritmo de *K-Medoids*, el cual secciona el número total de usuarios en grupos más pequeños según la restricción de conexión hacia los generadores. Esto permite encontrar un centroide para cada grupo representados como puntos de Generación. Con este clúster encontrado se analiza la ubicación tanto en el mapa de estudio como en sitio para de esta manera tener el punto óptimo para la implementación de la generación distribuida.

Una vez encontrado la cobertura por generación, cada grupo de usuarios y transformadores es enrutado, creando la microrred. En este caso para el despliegue de la microrred se utiliza el algoritmo de *MINIMUM SPANNING TREE* (MST), el cual permite encontrar los caminos más cortos con el menor costo.

Una vez obtenido el mejor escenario del proceso de planificación de la microrred, con los resultados de las ubicaciones óptimas para la generación distribuida y los enrutamientos para la red de distribución, se utiliza HOMER, para realizar los estudios de sensibilidad y capacidad de generación.

4.2. ANÁLISIS DEL ESCENARIO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN GENERADO

Luego de obtener los resultados de la optimización de generación mediante el método de *K-Medoids*, y aplicación del método de *Steiner*, se tiene una matriz de clientes de conectividad. En la Figura 4.4, se pueden visualizar todos los clientes conectados a la red que cruzara por la vía, creándose un punto de Steiner, el cual al ser exportado al programa de clusterización original, se obtiene una conexión ideal con los transformadores, tal como nos indica la Figura 4.5. En este punto, se aplica el Algoritmo D.2 y D.5 del anexo D.

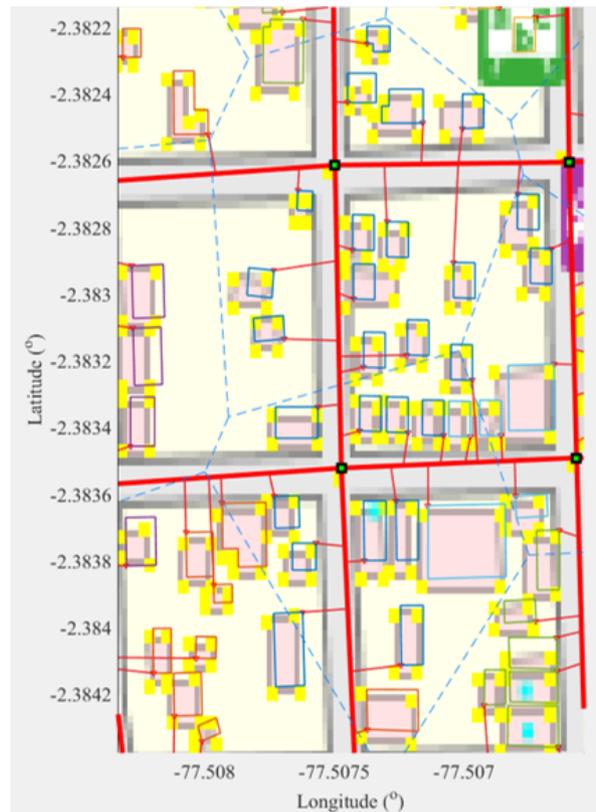


Figura 4.4: Conexión de usuarios a la red. Fuente Autor

Los sitios candidatos para transformadores se muestran en la Figura 4.5. Para encontrar estos sitios se consideran todas las esquinas o puntos de bifurcación sobre la calle, siendo la entrada del algoritmo *Prim* y *K-Medoids*, con las limitaciones de distancia y capacidad de conectividad de los transformadores. El resultado de optimización es la asignación final del transformador, obteniendo 83 transformadores ubicados en los sitios candidatos, permitiendo dar cobertura con la capacidad necesaria a todos los abonados al menor costo posible.

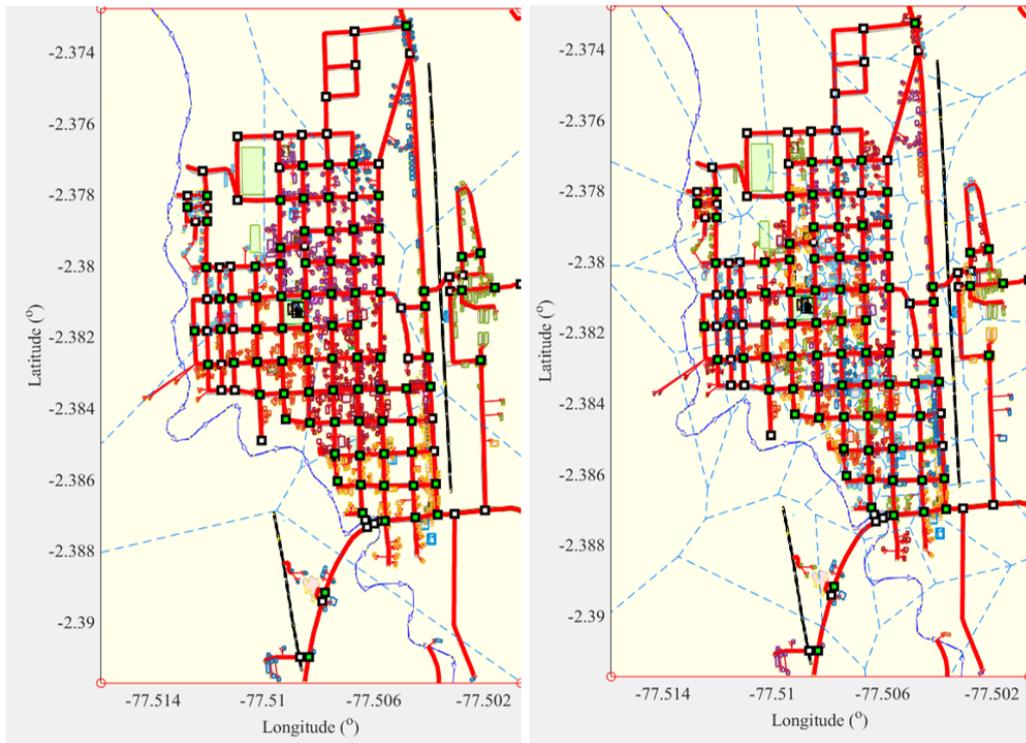


Figura 4.5: N Transformadores óptimos de cobertura. Fuente Autor

Para analizar el desempeño de la red diseñada, el escenario georreferenciado estudiado se dividió en 8 conglomerados diferentes y 83 conglomerados, siendo el número de transformadores óptimos. La división por conglomerados se realizó con el algoritmo *K-Medoids*, teniendo el mismo color según el conglomerado al que pertenece, tal como nos indica la Figura 4.5, con la finalidad de tener un pree-clusterización de microrredes.

4.3. UBICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La ubicación de la generación distribuida es aleatoria y se debe tener en cuenta el espacio suficiente para la implementación de la central. La ubicación previa de la generación distribuida se centra principalmente al sistema

fotovoltaico, ya que el sistema hidroeléctrico tiene sólo una posibilidad que es cercana al afluente del río Wambimi. Para el caso del banco de baterías y el grupo electrógeno se pueden localizar igualmente en el clúster encontrado, siendo la misma ubicación del sistema fotovoltaico. Para determinar la ubicación adecuada se asumió como criterio la distancia mínima entre los nodos abonados, aplicando el algoritmo de *K-Medoids*. Este método permite asignar los clientes a cada generador distribuido con lo cual tenemos la clusterización y división de las N microrredes en un sistema de distribución eléctrica.

Mediante *K-Medoids*, se encuentra los N clúster de generación para satisfacer a los clientes y se obtiene una matriz de clientes de conectividad la cual será utilizada para el enrutamiento de la microrred óptima. En las Figuras 4.6 y 4.7, se pueden visualizar los puntos óptimos de los N centros de generación distribuida con sus clientes más cercanos. En este punto se aplica el Algoritmo D.3 y D.5 del anexo D.

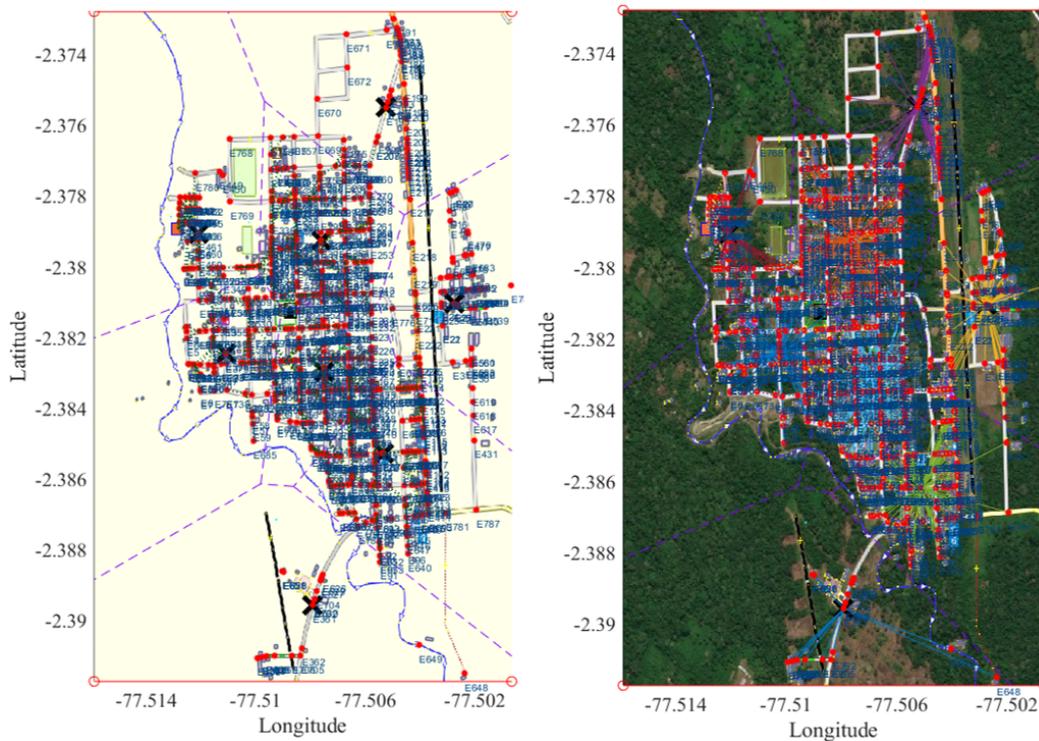


Figura 4.6: Clusterización de generación con sus N clientes. Fuente Autor

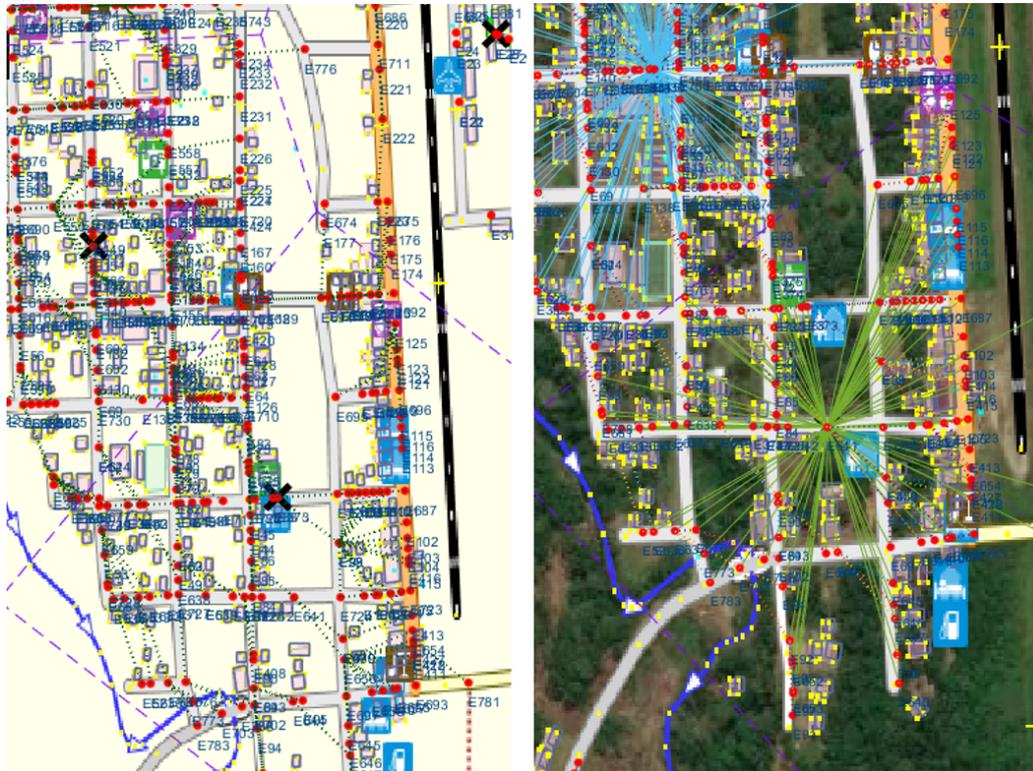


Figura 4.7: Puntos óptimos de la generación distribuida. Fuente Autor

La ubicaciones óptimas encontradas para el emplazamiento de la generación distribuida deben cumplir con el objetivo de ser lugares económicamente competitivos para la instalación de las fuentes de energía, por lo tanto, estas deben encontrarse cercano al punto de conexión de la red, poseer caminos de acceso al lugar, estar sobre un terreno sin uso urbano, industrial o agrícola, de tal manera que su costo de afectación sea mínimo, además de una topografía regular que evite hacer inversiones extras para la construcción y el montaje de las estructuras.

Como resultado de la optimización se encontró la Tabla 4.3, la cual presenta los resultados de la ubicación de las fuentes de energía. Para los sistemas fotovoltaicos, grupos electrógenos y banco de baterías se ubican convenientemente en los nodos centroides o cercanos a ellos, con lo cual se disminuye pérdidas por el transporte de energía y se permite un flujo de potencia distribuido

al momento de presentarse picos de cargas a través del sistema de respaldo. Por su parte los sistemas hidroeléctricos se localizan cerca del afluente del río Wambimi, en un lugar que facilite la accesibilidad al sistema con conexión a la diferente microrred.

Tabla 4.3: Ubicación óptima de la generación distribuida. Fuente Autor

	XC longitud	YC latitud
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED A	-77.5079048	-2.3895883
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED B	-77.5076051	-2.37926734
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED C	-77.5027455	-2.38106208
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED D	-77.5052275	-2.37551232
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED E	-77.5051202	-2.38620165
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED F	-77.5068032	-2.38350113
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED G	-77.5120672	-2.37908139
CLÚSTER GEN. DIST. MICRORRED H	-77.5102188	-2.38238846

Se debe tener en cuenta que la ubicación de la generación distribuida de una manera no óptima genera problemas sobre la microrred como la disminución de confiabilidad e incremento de pérdidas, ya que el dimensionamiento y la ubicación afectan de manera directa en la estabilidad de la microrred híbrida.

Con la clusterización realizada, se obtiene ocho microrredes factibles, con sus n clientes tal como se indica en la Tabla 4.4, la cual nos servirá para la dimensión de capacidad de generación en HOMER.

Tabla 4.4: Número de abonados óptimos por microrred. Fuente Autor

# MICRORRED	ABONADOS	DEMANDA KVA CENTROSUR	CARGA ESPECIAL KVA	# LAMPARAS ALUMBRADO PUBLICO	KVA ALUMBRADO PUBLICO	CARGA TOTAL KVA	DEMANDA KW
1 - (A)	18	29.86	33	8	2.222	65.082	58.574
2 - (B)	143	182.87	0	67	18.611	201.481	181.333
3 - (C)	54	77.53	0	25	6.944	84.474	76.027
4 - (D)	49	71.07	0	23	6.389	77.459	69.713
5 - (E)	104	138.15	0	48	13.333	151.483	136.335
6 - (F)	158	194.37	0	74	20.556	214.926	193.433
7 - (G)	43	63.26	0	20	5.556	68.816	61.934
8 - (H)	92	124.16	0	43	11.944	136.104	122.494
TOTAL	661.000	881.270	33.000	308.000	85.556	999.826	899.843

4.4. ENRUTAMIENTO DE LAS MICRORREDES CONSIDERANDO LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El algoritmo propuesto del árbol de expansión mínima enruta una red de distribución eléctrica de forma radial, logrando la solución óptima de la conectividad completa de sus clientes en la microrred, en un área georreferenciada teniendo en cuenta las características del terreno, calles e intersecciones. Además, el algoritmo hace frente a las características de escalabilidad, lo que permite la adición de cargas con el tiempo, cargando una actualización del mapa georreferenciado con los clientes nuevos.

En este punto se obtiene el enrutamiento óptimo de las ocho microrredes con restricciones de distancia máxima de 40 m de vano y conectividad al 100 %. Esta conexión determina la conexión final del sistema, en postes ubicados en las calles o mediante una red subterránea por pozos y ductos, al menor costo posible. En las Figuras (4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15), se muestran el escenario final, con las conexiones georreferenciadas. De esta manera, las redes de distribución cumplen con el objetivo de llegar a su destino a los puntos de conexión de los abonados para cada centro de generación renovable. En este punto se aplica el Algoritmo D.4 y D.5 del anexo D.

■ Modelo microrred A – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred A se presenta en la Figura 4.8. En ella se muestra el escenario georreferenciado con implementación de red BT, delimitando el área de servicio de la generación distribuida. En el escenario hay 18 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El algoritmo propuesto es capaz de enrutar una red en un área georreferenciada de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 22 nodos de conexión que implica 462 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred; sin embargo, la mayoría de las posibilidades se pueden considerar ineficientes ya que tiene una gran extensión de la línea y por ende un alto costo de adquisición. El resultado de enrutamiento óptimo, minimiza el costo de implementación y maximiza la calidad de los servicios eléctricos y la confiabilidad en la red.

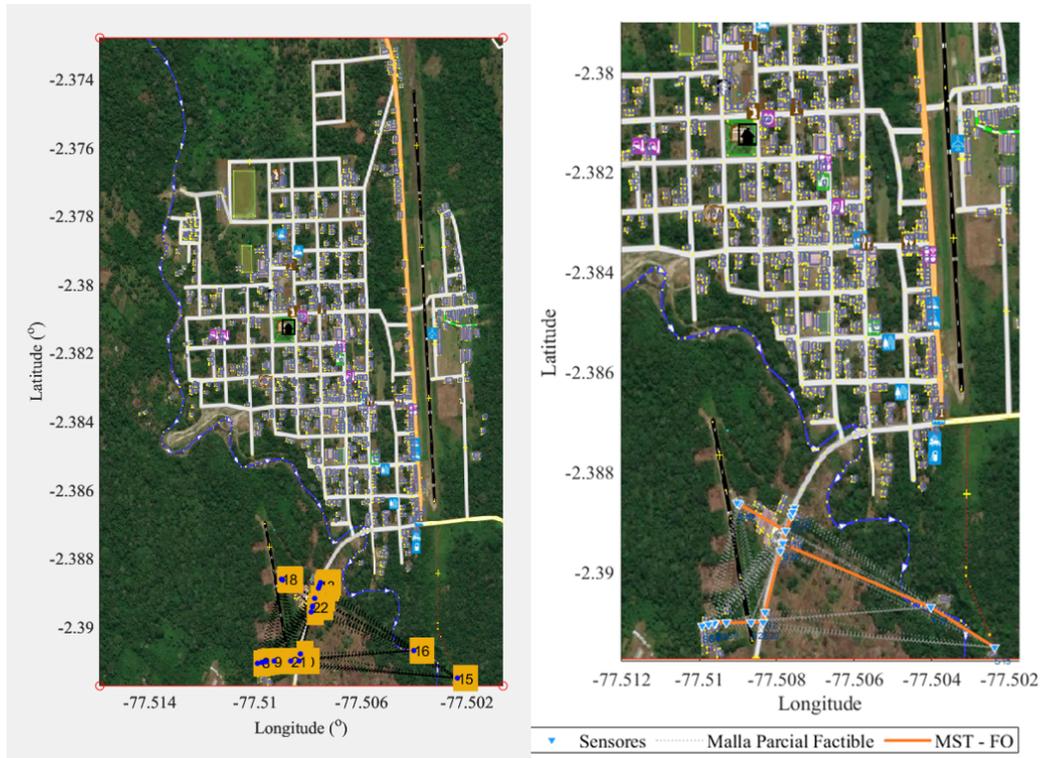


Figura 4.8: Modelo microrred A. Fuente Autor

■ Modelo microrred B – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred B se presenta en la Figura 4.9. En el escenario hay 143 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 143 nodos de conexión que implica 28056 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

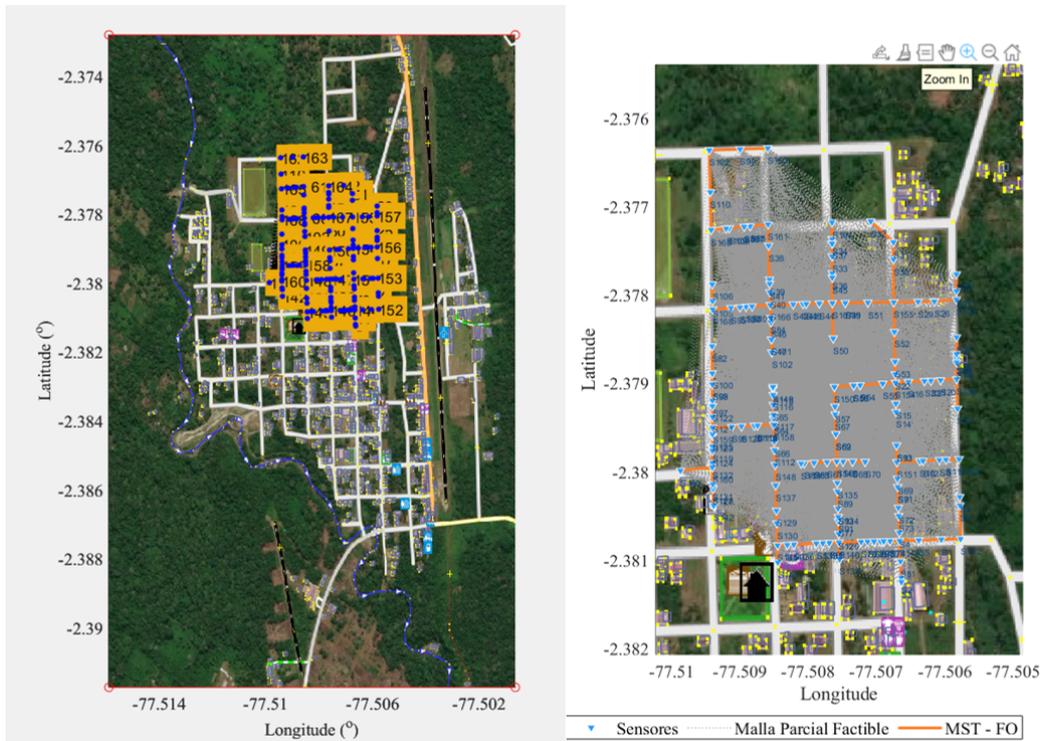


Figura 4.9: Modelo microrred B. Fuente Autor

■ **Modelo microrred C – MATLAB**

El escenario obtenido de la microrred C se presenta en la Figura 4.10. En el escenario hay 54 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 70 nodos de conexión que implica 4830 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

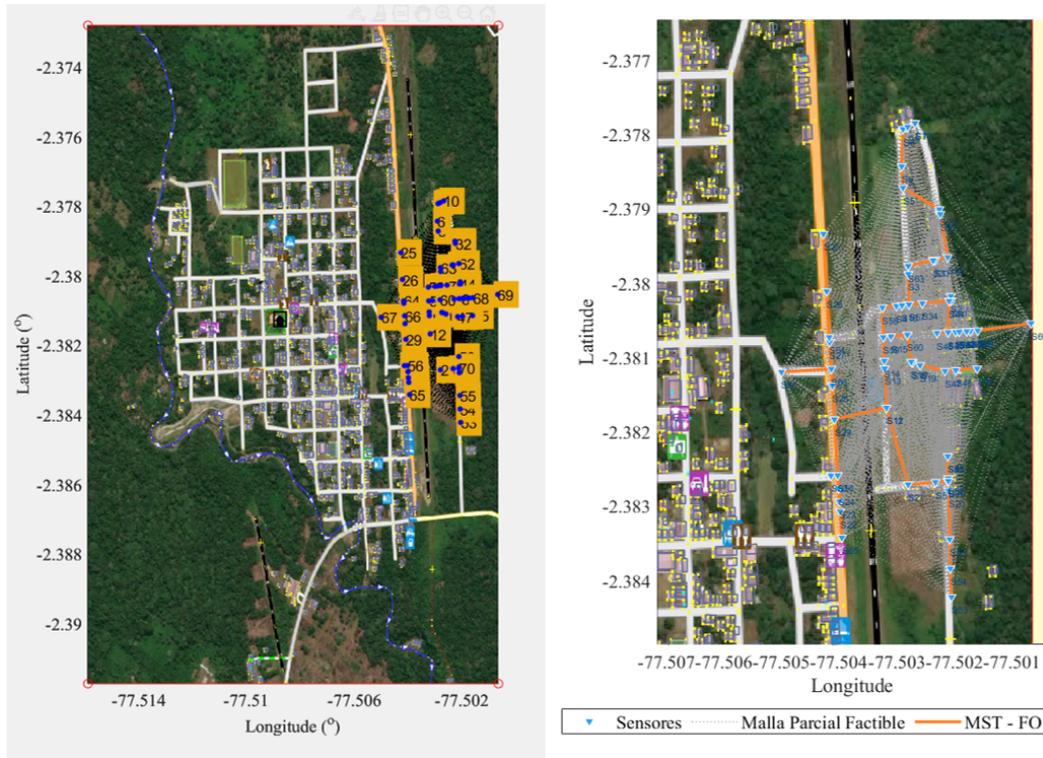


Figura 4.10: Modelo microrred C. Fuente Autor

■ Modelo microrred D – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred D se presenta en la Figura 4.11. En el escenario hay 49 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 57 nodos de conexión que implica 3192 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

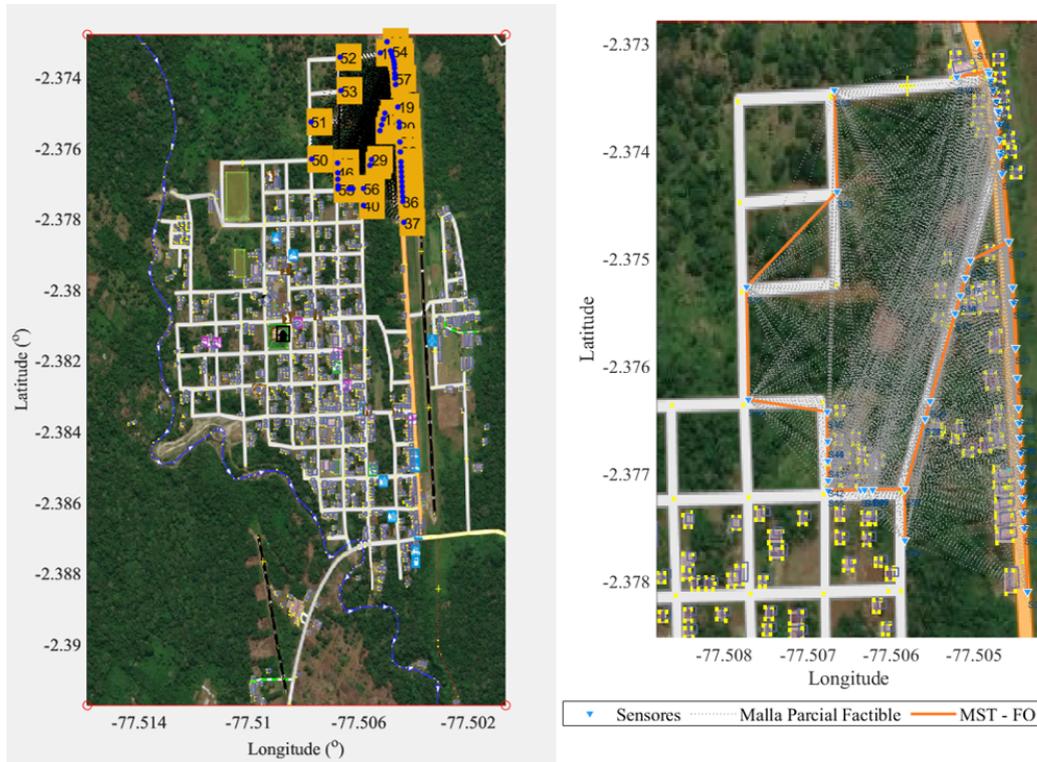


Figura 4.11: Modelo microrred D. Fuente Autor

■ Modelo microrred E – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred E se presenta en la Figura 4.12. En el escenario hay 104 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 123 nodos de conexión que implica 15006 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

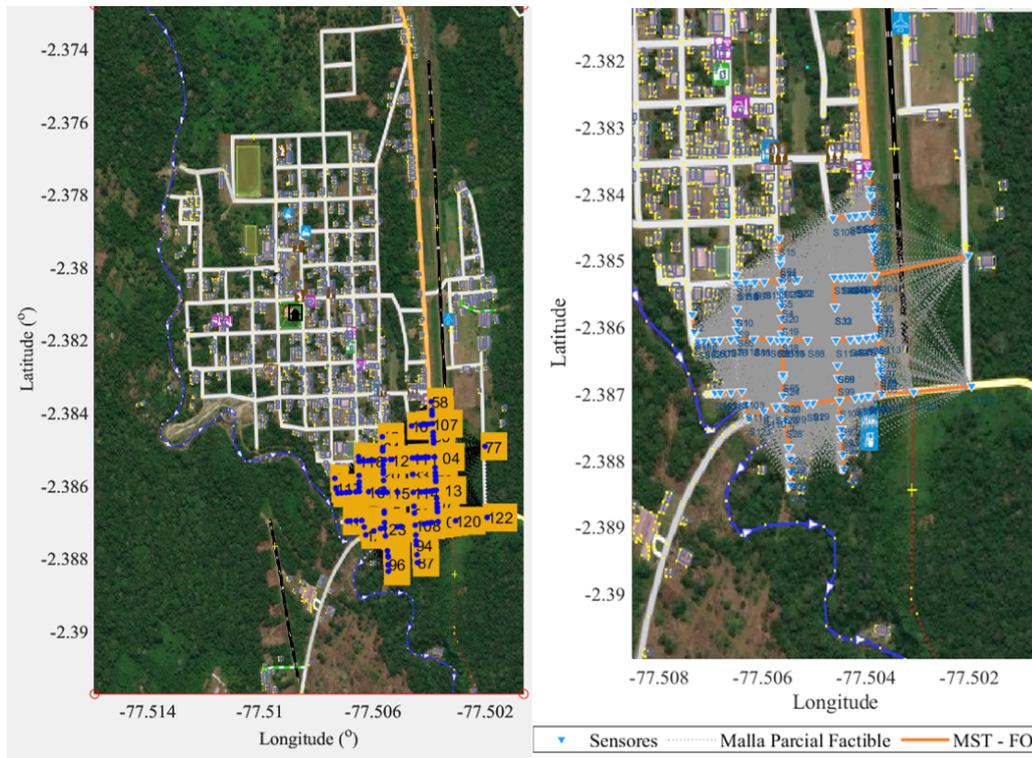


Figura 4.12: Modelo microrred E. Fuente Autor

■ Modelo microrred F – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred F se presenta en la Figura 4.13. En el escenario hay 158 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 177 nodos de conexión que implica 31152 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

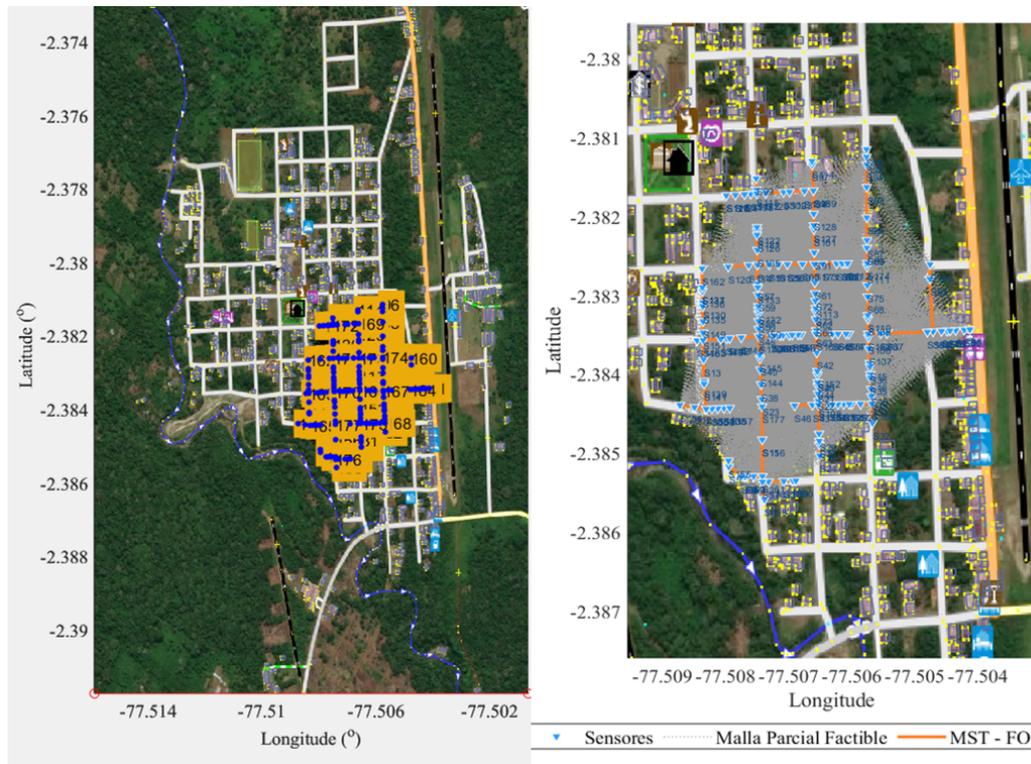


Figura 4.13: Modelo microrred F. Fuente Autor

■ **Modelo microrred G – MATLAB**

El escenario obtenido de la microrred G se presenta en la Figura 4.14. En el escenario hay 43 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 58 nodos de conexión que implica 3306 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

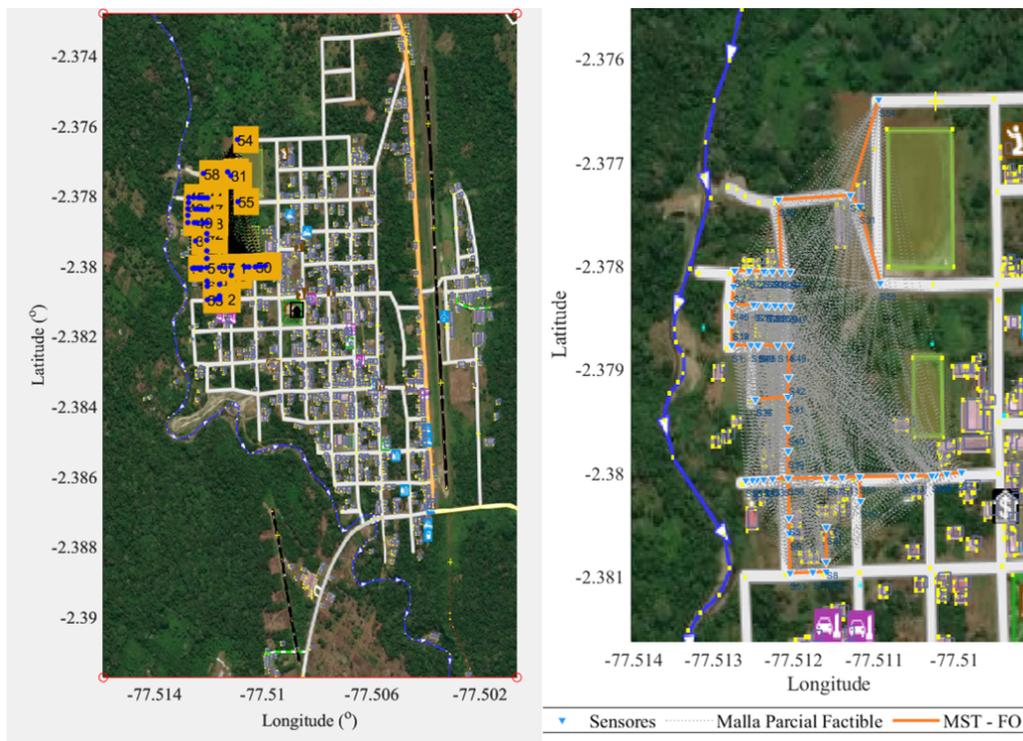


Figura 4.14: Modelo microrred G. Fuente Autor

■ Modelo microrred H – MATLAB

El escenario obtenido de la microrred H se presenta en la Figura 4.15. En el escenario hay 92 clientes con su ubicación óptima sobre la calle. El enrutamiento de la red en baja tensión es de forma radial, teniendo en cuenta las características del terreno e intersecciones, con lo cual existen 113 nodos de conexión que implica 12656 enlaces posibles diferentes de conexión entre los nodos de la microrred.

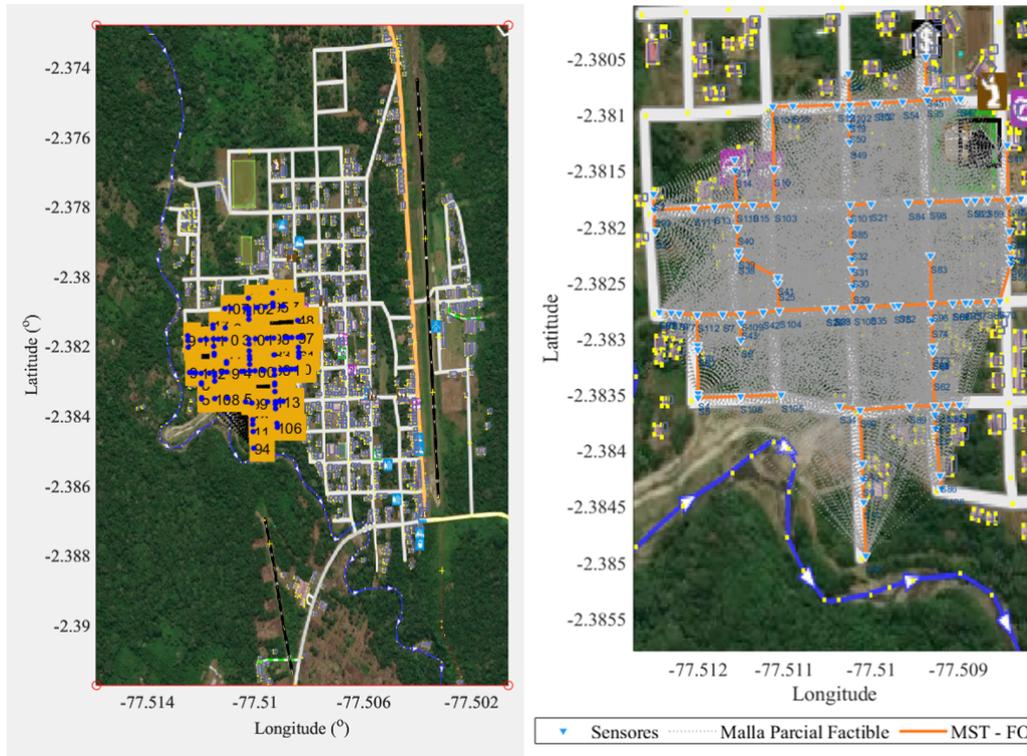


Figura 4.15: Modelo microrred H. Fuente Autor

Con los resultados obtenidos en la Tabla 4.4 y el enrutamiento de las ocho microrredes, se logra conocer por donde se debe realizar el recorrido de la red en la construcción, finalizando de esta manera la optimización de las conexiones o abonados de cada clúster de generación con respecto a cada punto de conexión de los usuarios en función de la distancia de recorrido al menor costo posible y con su límite de capacidad correspondiente.

En el caso de existir una sola microrred aislada en la zona de Taisha del total de cobertura, se tiene el siguiente enrutamiento óptimo con sus 661 clientes o abonados, indicado en las Figuras 4.16 y 4.17, al menor costo, recorriendo la menor distancia y llegando a todos los abonados de la zona.

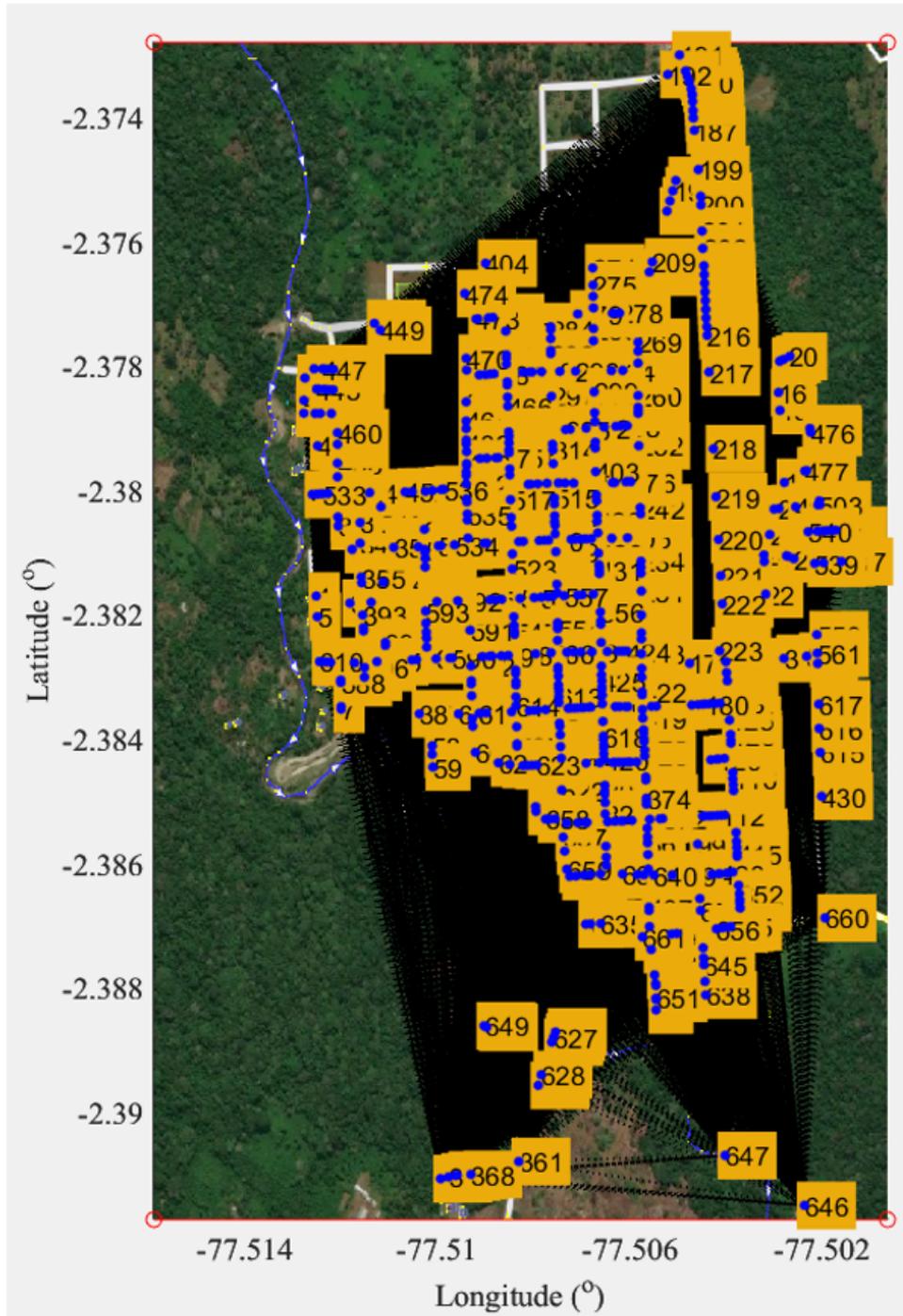


Figura 4.16: Clientes de una microrred única zona centro Taisha. Fuente Autor

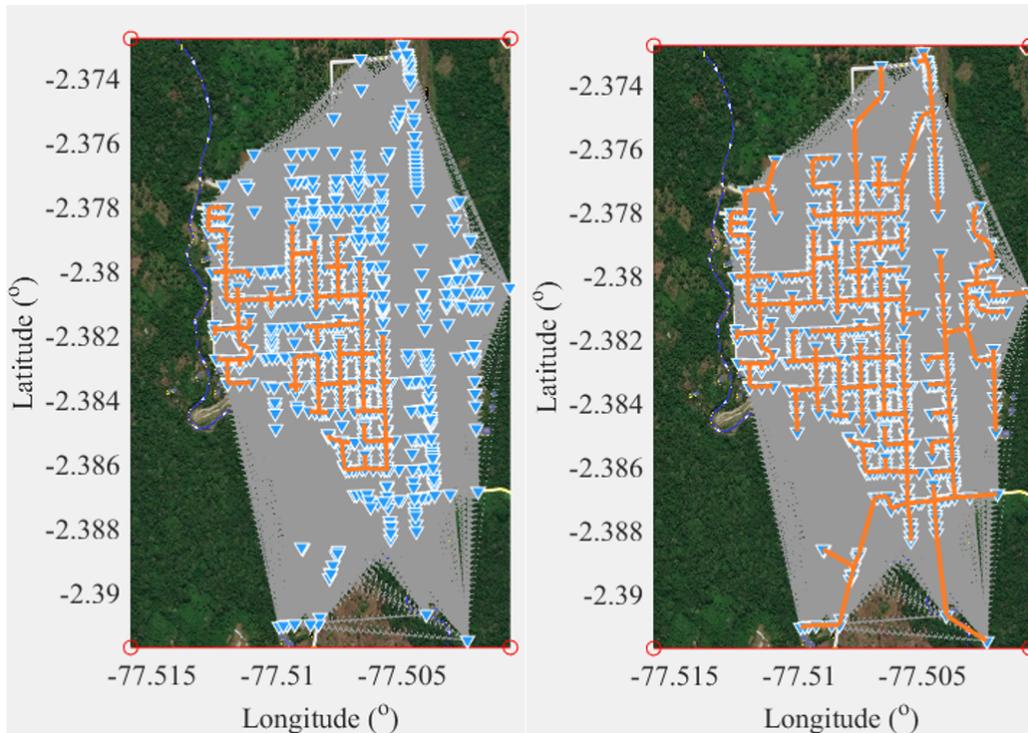


Figura 4.17: Microrred óptima unitaria, zona centro Taisha. Fuente Autor

4.5. DIMENSIONAMIENTO OPTIMIZADO POR HOMER

Para la simulación y el dimensionamiento de los sistemas presentados se utiliza la herramienta HOMER, la cual facilita el análisis económico comparativo de los sistemas de energía híbridos. Esta herramienta utiliza los resultados óptimos de capacidad y cobertura de las n microrredes clusterizadas con sus n clientes y enrutamientos, que se obtienen del procesamiento realizado en Matlab. Así mismo, HOMER simplifica la manera de dimensionar y evaluar la generación distribuida en los modelos de sistemas renovables conectados a la red y aislados. Esta herramienta determina la estrategia operacional para una microrred y el tamaño óptimo del mismo, basado en las siguientes etapas: si-

mulación, optimización y análisis de sensibilidad. En las secciones siguientes se indican las ocho configuraciones de microrredes y se realiza la simulación de cada sistema de generación para los diferentes casos de estudio propuestos.

Los valores de energía diaria y mensual del consumo individual y de la microrred con sus n abonados los cuales serán utilizados para el diseño de la microrred eléctrica en HOMER se desglosan en la Tabla 4.5. Todo el sistema es de 12.7 kV, en medio voltaje y 120-240V en bajo voltaje, con su respectivos n abonados óptimos encontrados en el proceso de planificación e indicados en la Tabla 4.4, con la demanda máxima por cada microrred.

Tabla 4.5: Total consumo de energía eléctrica para cada microrred. Fuente Autor

# MICRORRED	ABONADOS RESIDENC.	CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA INDIVIDUAL RESIDENCIAL		CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL ABONADOS		CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CARGA ESPECIAL		CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ALUMBRADO PUBLICO		TOTAL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA MICRORRED	
		kWh/DIA	kWh/MES	kWh/DIA	kWh/MES	kWh/DIA	kWh/MES	kWh/DIA	kWh/MES	kWh/DIA	kWh/MES
1 - (A)	18	3.1562	96	56.811	1728	338.33	10291	7.2	219.04	402.34096	12238.04
2 - (B)	143	3.1562	96	451.332	13728	0	0	60.3	1834.46	511.63151	15562.46
3 - (C)	54	3.1562	96	170.433	5184	0	0	22.5	684.5	192.93288	5868.50
4 - (D)	49	3.1562	96	154.652	4704	0	0	20.7	629.74	175.35205	5333.74
5 - (E)	104	3.1562	96	328.241	9984	0	0	43.2	1314.24	371.4411	11298.24
6 - (F)	158	3.1562	96	498.674	15168	0	0	66.6	2026.12	565.27397	17194.12
7 - (G)	43	3.1562	96	135.715	4128	0	0	18	547.6	153.71507	4675.60
8 - (H)	92	3.1562	96	290.367	8832	0	0	38.7	1177.34	329.06712	10009.34
TOTAL	661.000			2086.225	63456	338.33	10291	277.2	8433.04	2701.7547	82180.04

Con los resultados de optimización de clusterización de ubicación óptima de generación distribuida, se plantea en la Tabla 4.6, la generación distribuida que se puede colocar en cada microrred para la simulación HOMER, de acuerdo a la cercanía de la fuente energética y la posibilidad de emplazamiento. Se considera generación fotovoltaica e hidroeléctrica, con respaldo de generación diésel y baterías, con un mínimo de 70% de penetración de renovables.

Tabla 4.6: Tipo de generación factible de acuerdo a la microrred y carga por ubicación. Fuente Autor

MICRORRED #	MODELO	TIPO DE CENTRAL	RESERVA	BATERIAS	
1	A	FV	HIDRO	DIESEL	LITIO
2	B	FV		DIESEL	LITIO
3	C	FV		DIESEL	LITIO
4	D	FV		DIESEL	LITIO
5	E	FV	HIDRO	DIESEL	LITIO
6	F	FV	HIDRO	DIESEL	LITIO
7	G	FV	HIDRO	DIESEL	LITIO
8	H	FV	HIDRO	DIESEL	LITIO

4.6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN

Con los datos a ingresar en HOMER se obtiene como resultados una simulación por hora de todas las combinaciones que se pueden dar según los equipos implementados en el sistema. La herramienta clasifica los sistemas modelados de acuerdo a criterios tales como costo de implementación o costo de venta de la energía generada. Con los resultados de la simulación es viable encontrar la mejor configuración del modelo de sistema con el tamaño definido del sistema hidroeléctrico, fotovoltaico y de la capacidad de respaldo (generación diésel o batería), el cual también puede ser considerado como el punto de conexión de la microrred hacia el sistema de distribución. Igualmente, es posible variar de manera iterativa los parámetros del sistema con la finalidad de determinar la combinación óptima del costo del sistema híbrido con el porcentaje necesario de penetración de energía renovable. Así mismo, el modelo necesita diferentes parámetros de entrada como las curvas de demanda y las curvas de recursos energéticos de la zona de. Además, es necesario introducir los datos de la ubicación del proyecto tal como nos indica la Figura 4.18.



Figura 4.18: Localización de proyecto Taisha HOMER. Fuente Autor

■ **Curva de recurso solar**

Esta curva se muestra en la Figura 4.19, siendo un factor importante para la factibilidad de implementación de la generación fotovoltaica. Estos datos pueden ser medidos en el sitio de estudio, estimada a través del mapa solar o ser importada de la base de datos de la herramienta HOMER de manera directa.

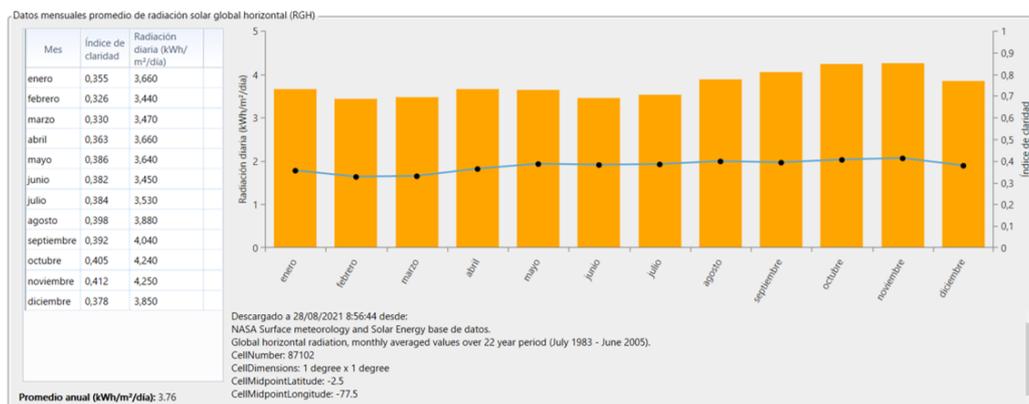


Figura 4.19: Recurso solar HOMER. Fuente Autor

■ **Curva de recurso hídrico**

Esta curva se presenta en la Figura 4.20, siendo un factor importante para la generación hidroeléctrica porque de ella depende su factibilidad y su capacidad. Estos datos tienen que ser medidos y estimados en el sitio de estudio a través de los datos del historial de la estación meteorológica en la zona y es necesario introducir estos datos en la herramienta HOMER.



Figura 4.20: Recurso hídrico HOMER. Fuente Autor

■ **Curva de demanda**

La carga a abastecer por parte del sistema híbrido propuesto utiliza la información de la Tabla 4.5, con un consumo energético en kWh/día, según el número de la microrred y la escala a la curva de demanda de HOMER, tal como se presenta en la Figura 4.21. El perfil diario de carga corresponde al de un residencial típico, establecido en la base de datos de la herramienta HOMER la cual se consideró aplicable en las simulaciones, debido a que el consumo eléctrico del sitio de estudio en Taisha dado por la CENTROSUR son coincidentes.

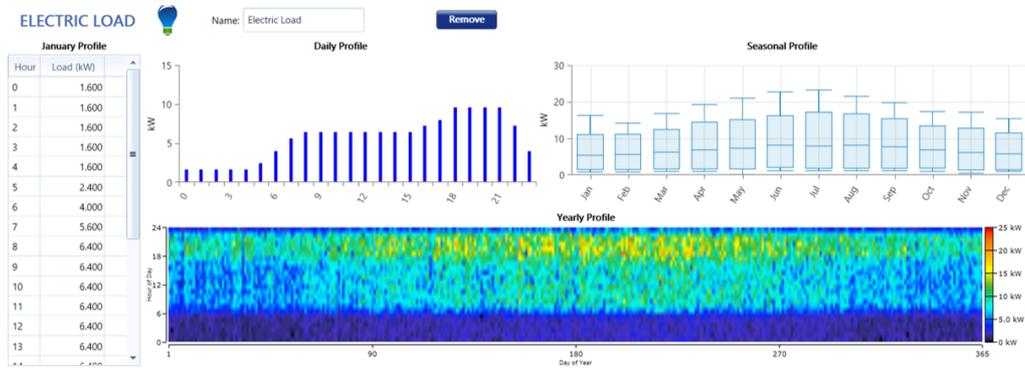


Figura 4.21: Curva de demanda típica clientes Taisha HOMER. Fuente Autor

■ **Paneles fotovoltaicos (FV)**

Se utilizarán en el diseño los paneles tipo monocristalinos KD-M480-505-150, mostrados en la Figura 4.22. Su potencia máxima está comprendida entre 480 y 505 W, con una eficiencia de 20,9% y 25 años de vida útil al 84,8%. Los datos primordiales a ingresar de la configuración de los paneles fotovoltaicos son: el costo de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo, vida útil en años y el factor de eficiencia, siendo estos datos indispensables para la optimización del sistema [81].



Figura 4.22: Panel FV tipo monocristalinos KD-M480-505-15. Fuente [64]

■ Inversor

Se utiliza un inversor estándar de HOMER. Los datos a ingresar de la configuración del inversor, tales como: costo de inversión para la implementación, eficiencia, capacidad, operación, mantenimiento y reemplazo, estarán dados por la misma herramienta. Igualmente, el valor en kW de la combinación del sistema es dada en función del máximo valor en kW de la carga demandada.

■ Baterías

Se emplea en este estudio la batería de 12V de GEL marca BAE Secura 3 PVV de 210 a 236Ah mostrada en la Figura 4.23. Los datos primordiales a ingresar son: el costo en dólares de la inversión para la implementación, operación, mantenimiento y reemplazo, siendo estos datos indispensables para la optimización del sistema [82].



Figura 4.23: Batería Estacionaria de GEL BAE. Fuente [65]

■ Turbinas hidroeléctricas

Se utilizarán turbinas hidroeléctricas tipo VORTEX para energía verde descentralizada, tal como se indica en la Figura 4.24, la cual aprovecha la energía limpia de los ríos o canales que nunca antes fueron viables y puede dar energía a las comunidades. Trabaja con un caudal suficiente y mínimo $1 \text{ m}^3/\text{s}$, con una diferencia de altura mínimo 1,5 m. Utiliza turbinas sumergibles de 15 a 70 kW. Además, se pueden instalar múltiples turbinas aguas arriba y aguas abajo. Este

sistema puede generar entre 120.000 a 560.000 kWh por año, por turbina y entregar energía las 24 horas, los 365 días del año, con un tiempo de vida útil de 25 años [83].

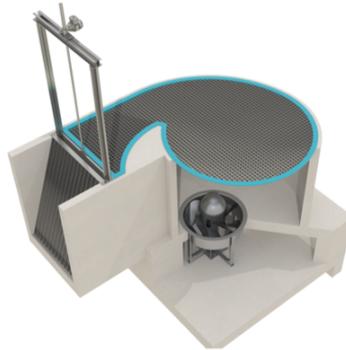


Figura 4.24: Turbinas hidroeléctricas tipo VORTEX sumergible. Fuente [66]

■ Generador Diesel

Se utiliza un generador estándar de la librería de HOMER, con sus respectivas características técnicas. Como fuente de alimentación de los generadores térmicos del sistema, se considera el diésel con el precio actual del mercado ecuatoriano y sus índices de emisiones de CO₂.

4.7. RESULTADOS

Debido a los retos actuales de cambiar la matriz energética alrededor del mundo, existe un creciente interés en la integración de fuentes de energía renovable para formar microrredes. Estas microrredes deben ser analizadas a través de herramientas especializadas que realicen estudios de operación técnica y económica; de esta forma, este estudio presenta ocho diferentes microrredes, utilizando la herramienta HOMER *Energy Pro* para el diseño y el análisis del desempeño de cada una de ellas. Las microrredes consideran un sistema fotovoltaico, un sistema hidráulico y una planta diésel según su configuración. Los parámetros de los sistemas de energía están basados en condiciones del clima

local, disponibles en bases de datos. Las microrredes descritas en esta sección se analizan utilizando HOMER, y las simulaciones permiten evaluar la viabilidad de los proyectos y diferentes aspectos de su operación.

Cada sistema propuesto puede contar con los diferentes tipos de generación y baterías, con las características técnicas y económicas de las tecnologías mencionadas en el punto 4.6. En cada uno de los sistemas simulados, HOMER identifica la mejor solución de configuración posible, la cual puede considerar o no todos los equipos disponibles para poder ser implementados. Una vez introducidos en HOMER los datos que definen el sistema, el programa simula la operación del sistema para 8,760 horas, a través de cálculos de balances de energía. Para sistemas de respaldo que incluyen baterías o en el caso de tener generadores que utilizan combustibles fósiles, para cada hora se decide la forma de operar tanto de los generadores como del sistema de baterías en la carga o descarga, satisfaciendo la demanda en todo el año. El análisis económico se realiza para un tiempo de 25 años, valor que representa la vida útil de un panel fotovoltaico y de la generación hidroeléctrica. Igualmente, HOMER estima el costo del ciclo de vida del sistema simulado, considerando el costo de inversión, operación, reemplazo, mantenimiento, combustibles que interfieren e intereses.

A continuación, se indican los modelos a simular por HOMER y se presentan los resultados obtenidos, para las ocho microrredes propuestas. Tras la simulación, el software devolverá un conjunto de configuraciones indicadas en las Tablas (4.7, 4.9, 4.11, 4.13, 4.15, 4.17, 4.19 y 4.21), compuestas por los equipos previamente seleccionados con sus diferentes potencias. Todos los resultados dados por HOMER, se consideran soluciones factibles para el abastecimiento eléctrico de cada carga.

4.7.1. RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN Y DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

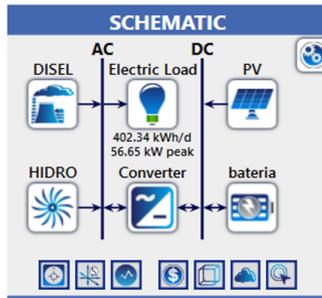
Los resultados de optimización producidos por HOMER con los datos ingresados de acuerdo a la microrred, se detalla en las Tablas (4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22). Cabe señalar que estos valores obtenidos son los óptimos tras la modificación en los datos de entrada y una serie de simulaciones dados en el programa. Estas variaciones se realizan con el propósito de obtener la mejor combinación de equipos a instalar en el sistema, teniendo el menor costo posible. Por último, el análisis

sis de sensibilidad incorpora pequeñas variaciones de los precios y como estas fluctuaciones afectarían al sistema óptimo.

■ **Modelo microrred A - HOMER**

Como resultado, el modelo de la microrred A debe estar compuesto por un sistema de módulos fotovoltaicos de 229 kW, un generador eléctrico diésel de 88 kW y un conjunto (grupo) de baterías de 313 unidades. Además, se requiere un sistema convertidor en el bus de CC de 60.2 kW. Las Tablas 4.7 y 4.8, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. También se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.2% de la energía a la microrred a un costo de \$0.398 USD/kWh. En el caso de incluir la contribución del sistema hidroeléctrico, el cual está limitado por su capacidad, con una penetración de 100% renovable, el costo se incrementa a \$0.762 USD/kWh.

Tabla 4.7: Modelo microrred A óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture								Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
229	88.0	313		60.2	LF	\$457,893	\$0.398	\$32,655	\$201,774	70.2	15,649		
531		584		95.3	CC	\$591,586	\$0.521	\$35,895	\$310,054	100	0		
	88.0		61.3		CC	\$704,253	\$0.611	\$25,552	\$503,845	77.0	13,152		
0.000333	88.0		61.3	0.868	CC	\$704,556	\$0.612	\$25,557	\$504,106	77.0	13,152		
0.673	88.0	1	61.3	0.210	CC	\$705,058	\$0.612	\$25,591	\$504,342	77.0	13,151		
	88.0	3	61.3	0.0656	CC	\$705,696	\$0.613	\$25,619	\$504,765	77.0	13,152		
280		356	61.3	62.8	CC	\$867,362	\$0.762	\$28,792	\$641,546	100	0		

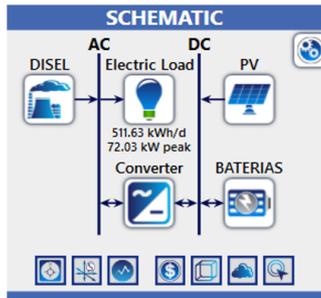
Tabla 4.8: Modelo microrred A, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	baterias	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
12.0	0.423	229	88.0	313		60.2	LF	\$457,893	\$0.398	\$32,655	\$201,774	70.2	15,649	
3.00	0.423	230	88.0	347		61.1	LF	\$790,540	\$0.309	\$33,200	\$212,423	72.3	14,408	
6.00	0.423	231	88.0	347		60.6	LF	\$634,026	\$0.338	\$32,977	\$212,475	72.3	14,399	

■ **Modelo microrred B - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred B, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 427 kW, un generador eléctrico diésel de 120 kW y un paquete de baterías de 117 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 96.4 kW. Las Tablas 4.9 y 4.10, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70% de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.472 USD/kWh. En el caso de tener una penetración del 100% renovable, el costo se incrementa a \$0.628 USD/kWh.

Tabla 4.9: Modelo microrred B óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture							Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
427	120	117	96.4	LF	\$691,851	\$0.472	\$49,623	\$302,653	70.0	19,179		
652		224	92.9	CC	\$907,412	\$0.628	\$64,191	\$403,954	100	0		

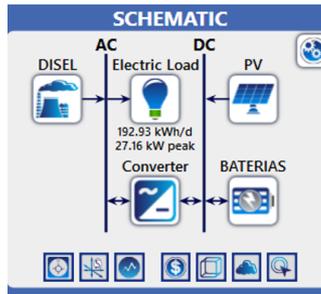
Tabla 4.10: Modelo microrred B, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
12.0	0.423	427	120	117	96.4	LF	\$691,851	\$0.472	\$49,623	\$302,653	70.0	19,179		
3.00	0.423	437	120	115	88.8	LF	\$1.20M	\$0.370	\$51,902	\$300,288	70.0	19,189		
6.00	0.423	427	120	117	96.4	LF	\$960,935	\$0.403	\$51,495	\$302,653	70.0	19,179		

■ **Modelo microrred C - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred C, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 149 kW, un generador eléctrico diésel de 43 kW y un paquete de baterías de 41 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 34.8 kW. Las Tablas 4.11 y 4.12, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70% de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.463 USD/kWh. En el caso de tener una penetración 100% de renovable, el costo se incrementa a \$0.628 USD/kWh.

Tabla 4.11: Modelo microrred C óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture							Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
149	43.0	41	34.8	LF	\$255,662	\$0.463	\$18,989	\$106,731	70.0	8,565		
260		80	39.1	CC	\$342,191	\$0.628	\$24,312	\$151,511	100	0		

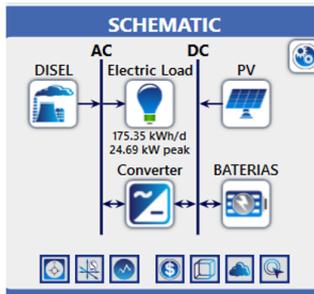
Tabla 4.12: Modelo microrred C, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
12.0	0.423	149	43.0	41	34.8	LF	\$255,662	\$0.463	\$18,989	\$106,731	70.0	8,565		
3.00	0.423	157	43.0	40	31.5	LF	\$451,687	\$0.368	\$19,838	\$106,250	70.0	8,564		
6.00	0.423	149	43.0	41	33.7	LF	\$357,536	\$0.397	\$19,647	\$106,381	70.0	8,565		

■ **Modelo microrred D - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred D, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 152 kW, un generador eléctrico diésel de 39 kW y un paquete de baterías de 35 unidades. Además, de un sistema convertidor en el la barra de CC de 30.1 kW. Las Tablas 4.13 y 4.14, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.1% de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.465 USD/kWh. En el caso de tener una penetración 100% de renovable, el costo se incrementa a \$0.628 USD/kWh.

Tabla 4.13: Modelo microrred D óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture						Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
152	39.0	35	30.1	LF	\$233,496	\$0.465	\$17,355	\$97,382	70.1	7,757	
229		75	33.1	CC	\$310,729	\$0.628	\$22,026	\$137,980	100	0	

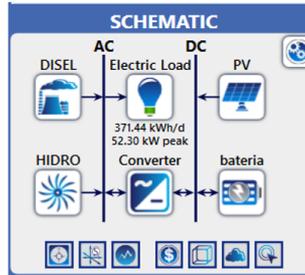
Tabla 4.14: Modelo microrred D, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	BATERIAS	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
12.0	0.423	152	39.0	35	30.1	LF	\$233,496	\$0.465	\$17,355	\$97,382	70.1	7,757		
3.00	0.423	132	39.0	39	29.0	LF	\$411,427	\$0.369	\$18,033	\$97,409	70.0	7,773		
6.00	0.423	139	39.0	37	30.5	LF	\$325,484	\$0.398	\$17,876	\$96,963	70.0	7,777		

■ **Modelo microrred E - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred E con una carga de 371.4 kWh/d, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 205 kW, un generador eléctrico diésel de 82 kW y un paquete de baterías de 292 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 57.6 kW. Las Tablas 4.15 y 4.16, resumen el costo total del proyecto y la información del sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.1 % de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.4 USD/kWh. En el caso de incluir la contribución del sistema hidroeléctrico el cual es limitada por su capacidad y tener una penetración del 100 % renovable, el costo se incrementa al doble siendo \$0.801 USD/kWh.

Tabla 4.15: Modelo microrred E óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture							Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
205	82.0	292		57.6	LF	\$425,433	\$0.400	\$30,428	\$186,786	70.1	14,729	
492		539		93.4	CC	\$548,569	\$0.523	\$33,208	\$288,114	100	0	
	82.0		61.3		CC	\$694,835	\$0.653	\$24,734	\$500,845	77.0	12,335	
0.000307	82.0		61.3	0.807	CC	\$695,116	\$0.654	\$24,739	\$501,087	77.0	12,335	
0.621	82.0	1	61.3	0.195	CC	\$695,616	\$0.654	\$24,772	\$501,328	77.0	12,335	
	82.0	3	61.3	0.0610	CC	\$696,276	\$0.655	\$24,800	\$501,763	77.0	12,335	
263		330	61.3	46.1	CC	\$842,518	\$0.801	\$27,696	\$625,292	100	0	

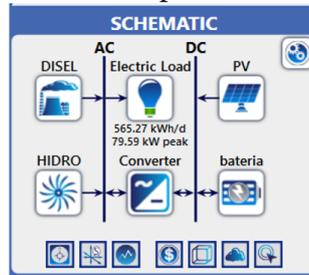
Tabla 4.16: Modelo microrred E, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost			System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
12.0	0.423	205	82.0	292		57.6	LF	\$425,433	\$0.400	\$30,428	\$186,786	70.1	14,729
3.00	0.423	228	82.0	327		56.1	LF	\$734,613	\$0.311	\$30,609	\$201,606	73.9	12,676
6.00	0.423	220	82.0	309		56.3	LF	\$588,814	\$0.340	\$30,834	\$194,657	72.4	13,493

■ **Modelo microrred F - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred F, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 316 kW, un generador eléctrico diésel de 130 kW y un paquete de baterías de 441 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 86.9 kW. Las Tablas 4.17 y 4.18, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.1% de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.4 USD/kWh. En el caso de incluir la contribución del sistema hidroeléctrico el cual es limitada por su capacidad y tener una penetración del 100% renovable, el costo se incrementa a \$0.617 USD/kWh.

Tabla 4.17: Modelo microrred F óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture							Cost			System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
316	130	441		86.9	LF	\$647,159	\$0.400	\$45,970	\$286,613	70.1	20,957
	130	139	61.3	34.6	LF	\$806,327	\$0.498	\$29,250	\$576,917	81.5	13,815
0.613	130	138	61.3	34.4	LF	\$806,808	\$0.499	\$29,339	\$576,700	81.4	13,910
749		820		142	CC	\$834,596	\$0.523	\$50,532	\$438,269	100	0
142	130		61.3	60.0	CC	\$879,021	\$0.543	\$39,254	\$571,145	70.0	22,496
407		489	61.3	86.0	CC	\$987,539	\$0.617	\$34,913	\$713,709	100	0

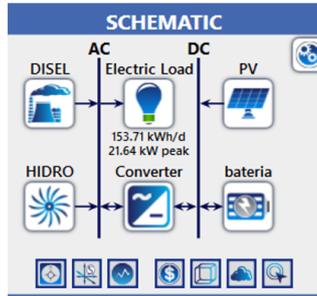
Tabla 4.18: Modelo microrred F, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
12.0	0.423	316	130	441		86.9	LF	\$647,159	\$0.400	\$45,970	\$286,613	70.1	20,957	
3.00	0.423	44.9	130	196	61.3	62.0	CC	\$1.06M	\$0.296	\$25,877	\$611,233	88.3	8,159	
6.00	0.423	329	130	479		84.9	LF	\$895,449	\$0.340	\$46,585	\$299,934	72.3	19,319	

■ **Modelo microrred G - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred G, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 79.5 kW, un generador eléctrico diésel de 34 kW y un paquete de baterías de 125 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 23.2 kW. Las Tablas 4.19 y 4.20, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.1 % de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.414 USD/kWh. En el caso de incluir la contribución del sistema hidroeléctrico el cual es limitada por su capacidad y tener una penetración del 100 % renovable, el costo se incrementa a \$0.522 USD/kWh.

Tabla 4.19: Modelo microrred G óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture							Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
79.5	34.0	125		23.2	LF	\$182,036	\$0.414	\$13,346	\$77,359	70.0	7,003	
201		226		37.5	CC	\$226,424	\$0.522	\$13,667	\$119,232	100	0	
	34.0		61.3		CC	\$623,066	\$1.42	\$18,643	\$476,845	77.0	5,874	
0.000127	34.0		61.3	0.337	CC	\$623,184	\$1.42	\$18,645	\$476,946	77.0	5,874	
	34.0	1	61.3	0.172	CC	\$623,600	\$1.42	\$18,666	\$477,197	77.0	5,874	
1.06	34.0	2	61.3	0.0581	CC	\$624,444	\$1.42	\$18,713	\$477,674	77.0	5,873	
108		136	61.3	20.7	CC	\$681,598	\$1.57	\$19,525	\$528,464	100	0	

Tabla 4.20: Modelo microrred G, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

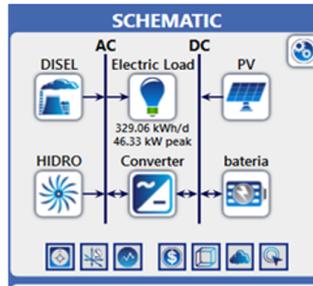
Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
12.0	0.423	79.5	34.0	125		23.2	LF	\$182,036	\$0.414	\$13,346	\$77,359	70.0	7,003	
3.00	0.423	95.0	34.0	144		23.7	LF	\$313,888	\$0.321	\$13,069	\$86,319	76.5	5,359	
6.00	0.423	89.4	34.0	147		23.4	LF	\$251,996	\$0.351	\$12,986	\$85,993	75.9	5,509	

■ **Modelo microrred H - HOMER**

Como resultado óptimo, de la microrred H, se tiene un sistema de módulos fotovoltaicos de 184 kW, un generador eléctrico diésel de 72 kW y un paquete de baterías de 258 unidades. Además, de un sistema convertidor en el bus de CC de 50.1 kW. Las Tablas 4.21 y 4.22, resumen el costo total del proyecto y la información sobre cada sistema. A su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad de esta microrred funcionando en isla. Las fuentes renovables suministran el 70.3% de la electricidad en la microrred a un costo de \$0.401 USD/kWh. En el caso de incluir la contribución del sistema hidroeléctrico el

cual es limitada por su capacidad y tener una penetración del 100% renovable, el costo se incrementa a \$0.521 USD/kWh.

Tabla 4.21: Modelo microrred H óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture										Cost			System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)			
184	72.0	258		50.1	LF	\$377,618	\$0.401	\$27,084	\$165,192	70.3	13,225			
407		508		83.9	CC	\$483,933	\$0.521	\$28,691	\$258,905	100	0			
	72.0		61.3		CC	\$680,119	\$0.722	\$23,495	\$495,845	77.2	11,098			
0.000273	72.0		61.3	0.715	CC	\$680,368	\$0.722	\$23,499	\$496,060	77.2	11,098			
0.551	72.0	1	61.3	0.173	CC	\$680,864	\$0.723	\$23,531	\$496,307	77.2	11,098			
	72.0	2	61.3	0.0540	CC	\$681,085	\$0.723	\$23,539	\$496,461	77.2	11,098			
236		289	61.3	41.1	CC	\$810,874	\$0.871	\$26,110	\$606,087	100	0			

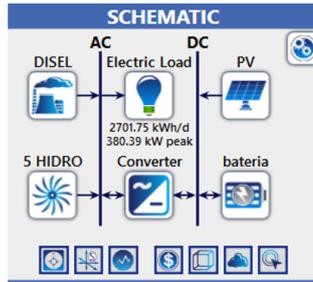
Tabla 4.22: Modelo microrred H, análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture										Cost			System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)			
12.0	0.423	184	72.0	258		50.1	LF	\$377,618	\$0.401	\$27,084	\$165,192	70.3	13,225			
3.00	0.423	198	72.0	304		50.5	LF	\$652,819	\$0.312	\$27,041	\$181,942	74.5	11,175			
6.00	0.423	190	72.0	279		51.0	LF	\$523,010	\$0.341	\$27,381	\$172,989	72.6	12,118			

■ **Microrred zona de cobertura completa en isla en HOMER**

Los resultados del estudio demuestran que un sistema funcionando en modo isla, podría suministrar 71.6% de su consumo de electricidad en renovable, a un costo de \$0.954 USD/kWh, debido a los alto costo de respaldo, dando cobertura a todos los clientes de la zona centro TAISHA, integrado por módulos fotovoltaicos de 772 kW, un generador eléctrico diésel de 590 kW, un generador hidroeléctrico de 501 kW, un paquete de baterías de 924 unidades y un convertidor de 362 kW, tal como se indica en las Tablas 4.23 y 4.24.

Tabla 4.23: Microrred cobertura completa en isla óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture										Cost				System	
PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	5 HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)				
772	590	924	501	362	LF	\$7.38M	\$0.954	\$579,659	\$2.84M	71.0	85,360				
2,901		3,314	501	509	CC	\$8.42M	\$1.10	\$598,557	\$3.73M	100	0				

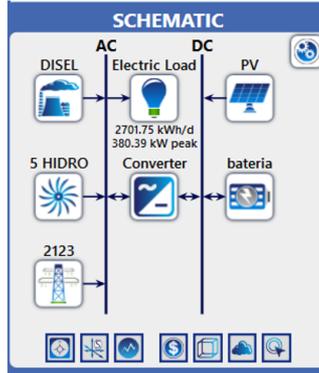
Tabla 4.24: Microrred cobertura completa en isla análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture							Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DISEL (kW)	bateria	5 HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
12.0	0.423	772	590	924	501	362	LF	\$7.38M	\$0.954	\$579,659	\$2.84M	71.0	85,360	
3.00	0.423	865	590	968	501	363	CC	\$13.0M	\$0.756	\$580,398	\$2.87M	70.4	84,436	
6.00	0.423	790	590	919	501	354	LF	\$10.3M	\$0.816	\$583,176	\$2.83M	71.0	85,354	

■ **Microrred zona de cobertura completa conectada a la red en HOMER**

Los resultados del estudio demuestran que un sistema integrado por módulos fotovoltaicos de 583 kW, con un generador hidroeléctrico de 501 kW y convertidor de 246 kW, enlazado al alimentador principal 2123 de la CENTRO-SUR, podría suministrar 88.6% de su consumo de electricidad a un costo competitivo de \$0.261 USD/kWh tal como nos indica las Tablas 4.25 y 4.26. En el funcionamiento de la microrred con cobertura completa conectada a la red, el software calcula la energía que se puede comprar y a su vez vender a la empresa distribuidora, la cual debe seguir regulaciones Nro. ARCERNNR 001/2021 y 002/2021.

Tabla 4.25: Microrred cobertura completa conectada a la red óptima en HOMER. Fuente Autor



Architecture								Cost				System	
PV (kW)	DIESEL (kW)	bateria	2123 (kW)	5 HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	
583			999,999	501	246	CC	\$5.75M	\$0.261	\$453,389	\$2.19M	88.6	0	
592		1	999,999	501	256	CC	\$5.75M	\$0.260	\$452,803	\$2.20M	88.7	0	
			999,999	501		CC	\$5.95M	\$0.305	\$503,652	\$2.00M	79.1	0	
		23	999,999	501	2.97	CC	\$5.96M	\$0.306	\$504,179	\$2.01M	79.1	0	
583	590		999,999	501	246	CC	\$6.02M	\$0.273	\$450,953	\$2.49M	88.6	961	
592	590	1	999,999	501	256	CC	\$6.02M	\$0.272	\$450,366	\$2.49M	88.7	961	
		590	999,999	501		CC	\$6.23M	\$0.320	\$501,216	\$2.30M	79.1	961	
		590	999,999	501	2.97	CC	\$6.24M	\$0.320	\$501,743	\$2.30M	79.1	961	

Tabla 4.26: Microrred cobertura completa conectado a la red análisis de sensibilidad en HOMER. Fuente Autor

Sensitivity		Architecture								Cost				System	
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	DIESEL (kW)	bateria	2123 (kW)	5 HIDRO (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	
12.0	0.423	583			999,999	501	246	CC	\$5.75M	\$0.261	\$453,389	\$2.19M	88.6	0	
3.00	0.423	2,693			999,999	501	1,443	CC	\$9.79M	\$0.116	\$391,412	\$2.97M	94.8	0	
6.00	0.423	1,286			999,999	501	648	CC	\$7.92M	\$0.178	\$427,666	\$2.45M	92.0	0	

4.7.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN HOMER

Tras la simulación, HOMER entrega soluciones factibles para el abastecimiento eléctrico de la demanda de Taisha. Con los resultados indicados en las Tablas (4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21, 4.22, 4.23, 4.24, 4.25 y 4.26), se puede analizar las diferentes posibilidades

de configuración de acuerdo al índice de penetración de las energías renovables y al costo que estos conllevan, tanto para la implementación, como para la producción de energía. Con el análisis económico se puede determinar la rentabilidad de la microrred, teniendo altos costos de inversión al inicio, debido a que son tecnologías en desarrollo, que cada día siguen mejorando y alcanzando mejores resultados, tanto de eficiencia como de costos competitivos. Con los análisis de sensibilidad se puede observar como el costo de energía producida por las microrredes se vuelve competitivo si los precios de la tecnología disminuyen o si se tiene porcentajes de incentivos debido a que son tecnologías verdes.

Las centrales fotovoltaicas son las fuentes de energía con mayor aporte de generación de energía eléctrica, además del recurso hídrico que tiene un gran potencial energético en la zona de Taisha. El generador diésel, se ajusta al respaldo para el caso de la potencia pico demandada, asimismo los bancos de baterías permiten almacenar la energía sobrante en las horas valle y entregar energía en las horas pico, minimizando el uso del generador diésel.

Con los análisis realizados de todas las microrredes consideradas en el estudio, se puede comprobar que, al tener altos índices de radiación solar, el sistema fotovoltaico realiza la mayor contribución al menor costo, teniendo un costo promedio de generación de \$0.4 USD/kWh. Además, la generación en el día alcanza valores muy altos, lo que garantiza una correcta carga del grupo de baterías para el funcionamiento nocturno, garantizando un servicio confiable. El uso del generador diésel es limitado y opera como respaldo para cargas especiales. Los inversores funcionan de manera constante debido a que la energía hacia la microrred es proporcionada principalmente por el sistema fotovoltaico. En cuanto al sistema eólico, no se considera en ningún caso porque el recurso del viento en la zona es poco aceptable. En el caso de incorporar la generación hidráulica, esta genera en su máxima capacidad de 61.3 kW. Con los resultados óptimos de generación, en general todas las microrredes poseen más del 70% de la energía renovable. Cabe recordar que, por temas de estabilidad, HOMER advierte sobre el porcentaje de penetración de renovables, siendo un factor muy importante a tener en cuenta en futuros estudios de análisis de estabilidad

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Conforme los resultados del estudio de los requerimientos de energía y potencia del cantón Taisha, considerando el potencial energético existente en las zonas rurales de la Amazonía y los resultados de la planificación óptima y de las simulaciones en HOMER; es factible la incorporación de generación distribuida basada en energía fotovoltaica e hidroeléctrica. Esto puede reducir el costo del suministro eléctrico en estas zonas utilizando las microrredes que aprovechan los recursos locales disponibles, como la irradiación solar y potencial hídrico, garantizando un suministro de energía confiable y de calidad a la zona.
- Con la metodología de planificación óptima planteada en este estudio, para el dimensionamiento de las unidades de generación de microrredes híbridas, integrando restricciones económicas, ambientales y aspectos técnicos sobre la confiabilidad del sistema, se consiguió optimizar la ubicación e implantación de las microrredes. Los algoritmos implementados presentan una búsqueda confiable para el enrutamiento de menor costo utilizando rutas óptimas, teniendo como resultado la disminución del costo de implementación de la microrred, tanto en la construcción como en la operación de la misma. Además, se puede optimizar la capacidad de los transformadores necesarios para una cobertura del 100 % de todos los usuarios, sin tener sobredimensionamientos. Dentro de la pla-

nificación óptima, la plataforma de OpenStreetMap posibilita tener un eficaz levantamiento de información y a su vez analizar de manera controlada tanto el crecimiento poblacional como los lotes baldíos disponibles de manera geográfica. Con la metodología propuesta de filtrado de datos y el uso de la plataforma, se puede analizar las edificaciones, espacios para la implementación de la generación, recorrido de las vías y de las fuentes hídricas en las zonas, teniendo excelentes resultados en la planificación.

- Con el presente estudio y los resultados obtenidos en el programa HOMER, se determina que es factible técnica y económicamente la implementación de una microrred en el cantón Taisha conformada por generación hidroeléctrica, fotovoltaica y térmica; contribuyendo así, a frenar el cambio climático, teniendo en cuenta a su vez los datos de intermitencia de la radiación y de la demanda. El análisis de HOMER considera diferentes escenarios con los que se puede enfrentar una empresa distribuidora, como el funcionamiento en isla, el dimensionamiento correcto del sistema de respaldo y por ende la implementación óptima de las microrredes conectadas al sistema de distribución.
- Las fuentes de generación de energías limpias son el futuro, y en Ecuador presentan un gran potencial para ser implementadas, pero el bajo costo de producción de energía con generación térmica debido a los subsidios son los principales factores que influyen para que no se incremente la instalación de energías renovables en el país, además de los factores técnicos como el almacenamiento de energía en grandes cantidades, sus precios y su eficiencia. Por lo tanto, es necesario considerar hoy en día la implementación de procesos de inversión energética los cuales tengan responsabilidad social y ambiental.
- Por último, con los resultados encontrados en la planificación y en HOMER, es importante destacar la reducción de emisiones contaminantes e impacto ambiental de las microrredes con sistemas basados en generación distribuida renovable, comparado con un sistema que solamente integra la red de distribución eléctrica clásica. Por lo tanto, mientras el mundo continúe evolucionando, es necesario buscar nuevas alternativas que permitan promover el desarrollo sostenible, aprovechando la generación mediante energías renovables. Con el permanente avance de la

planificación óptima y tecnológica, se pueden disminuir las barreras actuales que representan la implementación de estos sistemas renovables, consiguiendo así abastecer la demanda de las zonas rurales en las mejores condiciones de operación, a la vez que se aumenta la confiabilidad de la red de distribución.

5.2. RECOMENDACIONES

- La energía fotovoltaica está limitada por el tiempo y condiciones meteorológicas, por lo que cualquier excedente de energía será desperdiciado, siendo necesario que la energía sobrante sea almacenada o inyectada a la red. Los proyectos de generación distribuida renovable deben considerar la opción de comercializar el exceso de electricidad para reducir el tiempo de retorno de la inversión. Esta alternativa ya es considerada hoy en día en la regulación Nro. [ARCERNR 001/2021 \[84\]](#) y [002/21 \[85\]](#), aunque sigue siendo difícil su aplicación debido a que las empresas distribuidoras no cuentan con las herramientas tecnológicas para su implementación en este mercado. Además, otro inconveniente es el alto costo de las tecnologías renovables y que la electricidad no es un bien almacenable o al menos no a gran escala y de forma económicamente viable. Por todo esto, las políticas energéticas deberán atender de manera prioritaria estos cambios, sobre todo en zonas sensibles.
- Con estos estudios, en el futuro se puede implementar microrredes que suministren electricidad para toda la carga con sistemas 100% renovables en zonas rurales amazónicas. En Taisha, un posible proyecto a realizar consiste en desarrollar una granja solar con la reutilización de los paneles fotovoltaicos implementados en los proyectos de la CENTROSUR de forma individual en cada hogar, los cuales ofrecen un servicio básico a sus usuarios, sin poder tener la posibilidad de implementar pequeños emprendimientos que conllevan más consumo de lo que permite un panel individual. Lo que se debe tener en cuenta en el futuro es el exceso de penetración de renovable en la red. Por esta razón, es necesario un estudio de análisis de estabilidad ya que se tendría problemas de calidad de energía.
- HOMER es una herramienta útil para analizar las principales características operativas de las microrredes. Se pueden examinar diferentes casos y

tipos de fuentes de energía, además de ingresar información fácilmente. Sin embargo, los datos relacionados con los recursos energéticos deben ser lo más precisos posible para evitar resultados erróneos, debido a que estas simulaciones permitirán definir la viabilidad, el retorno de la inversión y otros aspectos relevantes para diseñar y planificar las microrredes.

- Finalmente, en el caso de trabajar con una penetración del 100% de energía renovable en las microrredes, operando en modos isla sin respaldo, es de suma importancia tener un estudio de deslastre de carga, teniendo prioridades en aquellas de mayor a menor demanda, para la decisión de acciones de conexión o desconexión de las mismas. La desconexión de carga permite tener un control adicional, cuando se opera en condiciones críticas, debido a fallas en sistemas sin respaldo, en el sistema de generación o en las líneas de interconexión.

Capítulo 6

Glosario

ARCERNNR “*Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - Ecuador*”, antes ARCONEL. Unificación de las Agencias de Regulación y Control Eléctrico, Hidrocarburífero y Minero.

ARCONEL “*Agencia de Regulación y Control de Electricidad - Ecuador*”, antes CONELEC. Entidad regulatoria y de monitoreo para la operación y desarrollo del sector eléctrico en Ecuador. Emite regulaciones para compañías de electricidad, realiza estudios y análisis técnicos..

CONELEC “*Consejo Nacional de Electricidad - Ecuador*”. Ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano delega las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias..

IEEE “*Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos*”. Sociedad técnico-profesional, encargada de divulgar e impulsar avances de índole científico dentro de la Ingeniería Electrónica, Eléctrica, Informática, Energética, y afines..

INEC “*Instituto Nacional de Estadística y Censos - Ecuador*”. Responsable del manejo estadístico oficial, encargada de planificar, normar y certificar la producción del Sistema Estadístico Nacional..

SEP “*Sistema Eléctrico de Potencia*”. Conjunto de equipos, dispositivos y elementos interconectados, conformando la infraestructura de energía eléctrica Generación-Transmisión-Distribución, con la finalidad de alimentar cargas..

Bibliografía

- [1] S. Mukhopadhyay and B. Singh, “Distributed generation - Basic policy, perspective planning, and achievement so far in India,” *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, pp. 1–7, 2009.
- [2] K. B. Kaveri and S. Shankar, “Intelligent based Distributed Generation Management for Radial Test System,” *International Conference on Current Trends in Computer, Electrical, Electronics and Communication, CTCCEC 2017*, pp. 43–46, 2018.
- [3] S. Bayhan and H. Abu-Rub, “Smart energy management system for distributed generations in AC microgrid,” *Proceedings - 2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, CPE-POWERENG 2019*, pp. 1–5, 2019.
- [4] P. Chiradeja, “Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis,” *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2005, pp. 1–5, 2005.
- [5] J. F. Zhang, S. M. Ding, Y. L. Hang, and H. Guang, “Research on distributed generation source placement,” *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–4, 2009.
- [6] W. Li Ming and L. Jun, “Study on loss allocation of power distribution network with distributed generation,” *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, no. 1129, pp. 678–680, 2010.
- [7] A. A. Priyangika, W. D. Wijayapala, and H. M. Wijekon Banda, “The impact of distributed generation on transmission and distribution losses in Sri Lankan power system,” *1st International Conference - EECon 2016: 2016 Electrical Engineering Conference*, pp. 54–58, 2017.

- [8] A. Castellanos, J. Hernandez, and C. A. Arredondo-O, "Impact of Electricity Regulation on Distributed Generation in Latin American and Caribbean Countries," *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, vol. 2020-June, pp. 0348–0351, 2020.
- [9] P. Águila, Zolezzi, Tokman, Nuñez, Sohr, Parker, Zanelli, Cubillos, *Energía y medio ambiente. Una ecuación difícil para América Latina: los desafíos del crecimiento y desarrollo en el contexto del cambio climático*, 2011. [Online]. Available: <http://biblioteca.clacso.edu.ar/clacso/engov/20130827052932/engMAalCubillosEstensoro.pdf>
- [10] P. A. Souza, G. B. D. Santos, V. Mariano, and D. Barbosa, "Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation," *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, pp. 1–6, 2018.
- [11] S. K. Sheryazov, M. V. ShelubaeV, and S. G. Obukhov, "Renewable sources in system distributed generation," *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings*, pp. 1–4, 2017.
- [12] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [13] D. K. Mer and R. R. Patel, "The concept of distributed generation & the effects of its placement in distribution network," *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques, ICEEOT 2016*, pp. 3965–3969, 2016.
- [14] Z. Shuai, Y. Sun, Z. J. Shen, W. Tian, C. Tu, Y. Li, and X. Yin, "Microgrid stability: Classification and a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 167–179, 2016.
- [15] M. A. Silva Rios and N. Trujillo Alfaro, "Análisis de estabilidad de una Microrred conectada a un sistema de potencia convencional," Ph.D. dissertation, Bogota, 2019. [Online]. Available: <https://ciencia.lasalle.edu.co/ing{ }electronica>
- [16] S. Mahajan and S. Vadhera, "Optimal sizing and deploying of distributed generation unit using a modified multiobjective Particle Swarm Optimiza-

- tion,” *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems, ICPS 2016*, no. 4, pp. 1–6, 2016.
- [17] R. Rodríguez, G. Osma, and G. Ordóñez, “Retos de la planificación energética de micro-redes en regiones rurales remotas con cargas dispersas,” *SICEL IX simposio internacional Calidad de la Energía Eléctrica*, vol. 1, pp. 1–8, 2017.
- [18] R. A. Caro Morales, “Planificación De Micro-Redes Para Comunidades Rurales Con Caracterización De Incertidumbre De Los Recursos Renovables Y Demanda Eléctrica,” Ph.D. dissertation, UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago de Chile, 2017.
- [19] P. Kundur, “Power System Stability And Control by Prabha Kundur.pdf,” Toronto, p. 1167, 1994.
- [20] M. Farrokhhabadi, D. Lagos, R. W. Wies, M. Paolone, M. Liserre, L. Meehahapola, M. Kabalan, A. H. Hajimiragha, D. Peralta, M. A. Elizondo, K. P. Schneider, C. A. Canizares, F. K. Tuffner, J. Reilly, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, and N. Hatziargyriou, “Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020.
- [21] A. M. Villa Giraldo, “Análisis control de tensión en una red de distribución, operando de manera aislada,” Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2015. [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/56080/>
- [22] M. F. Trebilcock, F. Santamaría, and J. A. Alarcón, “Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia,” *Informacion Tecnologica*, vol. 25, no. 1, pp. 77–84, 2014.
- [23] F. M. GONZALEZ LONGATT, “Impacto de la Generación Distribuida: Régimen estacionario,” pp. 1–20, 2008. [Online]. Available: fglongatt@ieee.org
- [24] O. Babayomi, O. Babatunde, and T. Okharedia, “Sustainability of Distributed Generation in a Reconfigured Distribution Network,” *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018*, pp. 619–622, 2018.

- [25] S. V. Chakor and T. N. Date, "Optimum coordination of directional overcurrent relay in presence of distributed generation using genetic algorithm," *Proceedings of the 10th International Conference on Intelligent Systems and Control, ISCO 2016*, pp. 1–5, 2016.
- [26] A. S. Loyarte, L. A. Clementi, and J. R. Vega, "Estrategias para la Implementación de Algoritmos PSO en Problemas de Planificación y Gestión Óptima de Micro-Redes," *SiMIER*, pp. 1–10, 2018.
- [27] A. Y. Starkova, A. A. Chegodaev, and R. R. Nasyrov, "Prospects for distributed generation development in the Russian Federation," *Proceedings of the 3rd 2021 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2021*, pp. 1–4, 2021.
- [28] M. Ten Palomares and A. Boni Aristizabal, "Visiones de la electrificación rural en la Amazonía ecuatoriana: disputando lógicas hegemónicas," *Letras Verdes. Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales*, vol. 20, pp. 4–21, 2016.
- [29] J. M. Clairand, H. Chinchero-Villacis, X. Serrano-Guerrero, and A. Gonzalez-Zumba, "Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador," *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia, ISGT 2019*, pp. 4286–4291, 2019.
- [30] L. E. Urdiales Flores and J. L. Espinoza Abad, "Procedimiento Para La Electrificación En Zonas Aisladas: CASO CANTÓN TAISHA, MORONA SANTIAGO," Ph.D. dissertation, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2015. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/21428/1/Tesis.pdf>
- [31] A. G. Brown and C. Naval, "REGULACIÓN No. ARCONEL – XXX/20," *ARCONEL*, vol. 1, pp. 1–79, 2014.
- [32] G. Pedroza, N. Gil, J. L. Espinoza, and S. Zambrano, "Análisis del impacto en transitorios y niveles de tensión relacionados con la conexión de micro-redes eléctricas al sistema de distribución," *Maskana*, vol. 1, pp. 341–351, 2017.
- [33] ARCONEL, "REGULACIÓN No. ARCONEL-005/15," *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*, vol. 1, pp. 1–36, 2015.

- [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-005-15.pdf>
- [34] T. Basso, “IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid,” Springfield, p. 22, 2014.
- [35] U.S. Department of Energy, “DOE Microgrid Workshop Report,” *Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program, San Diego, California.*, pp. 1–32, 2011.
- [36] X. Wang and Y. Liu, “Analysis of energy storage technology and their application for micro grid,” *Proceedings - 2017 International Conference on Computer Technology, Electronics and Communication, ICCTEC 2017*, pp. 972–975, 2017.
- [37] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, 2002.
- [38] M. S. Danish, H. Matayoshi, H. R. Howlader, S. Chakraborty, P. Mandal, and T. Senjyu, “Microgrid Planning and Design: Resilience to Sustainability,” *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia 2019*, pp. 253–258, 2019.
- [39] O. Nuñez, D. Ortiz Villalba, and R. Palma-Behnke, “Microrredes en la red eléctrica del futuro - caso Huatacondo,” *Ciencia y Tecnología: Revista de la Universidad de Costa Rica*, vol. 29, no. 2, pp. 1–16, 2013.
- [40] C. Bordons, F. García Torres, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,” *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015.
- [41] L. Zhengxi, W. Zedi, T. Yun, X. Chao, H. Tengyu, H. Qian, and Z. Yipeng, “The Control Method and Design of Photovoltaic Tracking System,” *Proceedings - 2015 6th International Conference on Intelligent Systems Design and Engineering Applications, ISDEA 2015*, pp. 838–841, 2016.

- [42] M. Taoufik and S. Lassad, "Hybrid photovoltaic-fuel cell system with storage device control," *International Conference on Green Energy and Conversion Systems, GECS 2017*, 2017.
- [43] P. V. Rosu, A. T. Plesca, G. Gabor, and G. Chiriac, "Optimizing the Operation of Photovoltaic Panel Systems," *EPE 2020 - Proceedings of the 2020 11th International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering*, no. Epe, pp. 318–321, 2020.
- [44] A. A. Khan and M. R. Khan, "A simple and economical design of micro-hydro power generation system," *2015 Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies, PGSRET 2015*, 2015.
- [45] M. N. Ali, A. J. Nahian, A. H. Siddique, M. Hasan, N. Chowdhury, and C. A. Hossain, "Prospect of Mini-Hydel Power Generation in Drainage Systems of Bangladesh," *ICREST 2021 - 2nd International Conference on Robotics, Electrical and Signal Processing Techniques*, vol. 2, pp. 278–281, 2021.
- [46] M. Wongphat and S. Premrudeepreechacharn, "Evaluation of engineering and economic feasibility of micro-hydropower plant project," *IYCE 2015 - Proceedings: 2015 5th International Youth Conference on Energy*, pp. 1–6, 2015.
- [47] P. E. Mason, J. Riaza, H. Chalmers, L. I. Darvell, J. M. Jones, and A. Williams, "Biomass fuel flexibility in future conventional power generation," *IET Conference Publications*, vol. 2016, no. CP694, pp. 4–8, 2016.
- [48] Y. Ando, N. Yamamura, and M. Ishida, "Maximum Power Point Tracking Control Method for the Small Wind Power Generation System Corresponding to Wind Speed Variation," *23rd International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2020*, pp. 1008–1011, 2020.
- [49] G. R. Pedroza Astudillo, "Análisis del impacto en transitorios y niveles de tensión relacionados con la conexión de micro-redes eléctricas al sistema de distribución," Ph.D. dissertation, Instituto Politécnico de Leiria, Leiria, 2017.
- [50] W. Group, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, New York, 2008, no. April.

- [51] H. Lotfi and A. Khodaei, "AC versus DC microgrid planning," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 296–304, 2017.
- [52] R. C. Barrenechea Gruber, "PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE REDES ELÉCTRICAS EN BAJA Y MEDIA Media Tensión Y MEDIA TENSIÓN Y MICROREDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES MEDIANTE ALGORITMOS LINEALIZADOS DE OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO," Ph.D. dissertation, Universitat Politècnica de Catalunya, Catalunya, 2018.
- [53] J. F. Alfaro and S. A. Miller, "Analysis of electrification strategies for rural renewable electrification in developing countries using agent-based models," *Energy for Sustainable Development*, vol. 61, pp. 89–103, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.01.004>
- [54] S. Vargas and W. Pavón, "Óptimo Dimensionamiento Y Ubicación De Generación Fotovoltaica En Una Microred Georeferenciada Utilizando Generación De Columnas," Quito, pp. 71–79, 2020.
- [55] M. Lotveit, J. A. Suul, E. Tedeschi, and M. Molinas, "A study of biomass in a hybrid stand-alone Micro-Grid for the rural village of Wawashang, Nicaragua," *2014 9th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2014*, 2014.
- [56] M. Greenstone, "Energy, growth and development," *IGC Rivista di Studi sulla Sostenibilita*, no. 1, pp. 1–41, 2014.
- [57] M. Amjad Sabir, S. Ali Shah, and U. Habib, "Establishment of Hydroelectric Microgrids, Need of the Time to Resolve Energy Shortage Problems," *2017 3rd International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, vol. 1, pp. 16–21, 2017.
- [58] S. M. Dawoud, X. Lin, F. M. Flaih, and M. I. Okba, "PSO algorithm for optimal placement of multiple SPV based distributed generators in Microgrids," *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2016-Decem, pp. 125–129, 2016.
- [59] L. Che, X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Optimal Planning of Loop-Based Microgrid Topology," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1771–1781, 2017.

- [60] D. Sharma and P. Singh, "Optimal Planning of Distribute Energy Resources Sizing and Location Problem - A Review," *Proceedings of the 2nd International Conference on Inventive Research in Computing Applications, ICIRCA 2020*, pp. 500–504, 2020.
- [61] D. A. Q. Badang, C. F. Sarip, and A. P. Tahud, "Geographic information system (GIS) and multicriteria decision making (MCDM) for optimal selection of hydropower location in Rogongon, Iligan City," *2018 IEEE 10th International Conference on Humanoid, Nanotechnology, Information Technology, Communication and Control, Environment and Management, HNICEM 2018*, vol. 1, no. Mcdm, pp. 1–5, 2019.
- [62] E. B. Herrera-cisneros and E. M. Inga-ortega, "Optimal overhead distribution network planning based graph theory," *SciELO - Scientific*, vol. 15, pp. 122–130, 2018.
- [63] S. A. Freire Salazar and W. D. Pavón Vallejos, "Planeación óptima de una red de distribución eléctrica usando DANTZIG-WOLFE," *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA*, vol. 1, pp. 1–38, 2019. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/17516>
- [64] A. Fuentes, "ESTUDIO DE VIABILIDAD Y REQUISITOS TÉCNICOS NECESARIOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE UNA MICRO-RED ELÉCTRICA," Ph.D. dissertation, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2017.
- [65] E. Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, "Plan Maestro de Electricidad Situación Actual Del Sector Eléctrico," Quito, pp. 1–27, 2018.
- [66] CONGOPE and BID, "Plan de desarrollo vial integral del provincia de Morona Santiago," Quito, Tech. Rep., 2019.
- [67] PDOT TAISHA, "Plan De Desarrollo Y Ordenamiento Territorial Del Canton Taisha," TAISHA, pp. 1–180, 2014.
- [68] Regulación Eléctrica Ecuador, "Insolación Global Promedio Ecuador," p. 90, 2017. [Online]. Available: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/10/69{}_INSOLACION{}_GLOBAL{}_PROMEDIO.pdf

- [69] MEER and A. T. POWER, “Atlas Eolico Del Ecuador Con Fines Electrico,” Barcelona, pp. 1–56, 2007.
- [70] CONELEC, “Regulación 004/01-Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución,” pp. 1–25, 2001. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- [71] P. Arora, Deepali, and S. Varshney, “Analysis of K-Means and K-Medoids Algorithm for Big Data,” *Physics Procedia*, vol. 78, no. December 2015, pp. 507–512, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.procs.2016.02.095>
- [72] T. Velmurugan and T. Santhanam, “Computational complexity between K-means and K-medoids clustering algorithms for normal and uniform distributions of data points,” *Journal of Computer Science*, vol. 6, no. 3, pp. 363–368, 2010.
- [73] N. Maharjan, A. Shrestha, A. Tamrakar, and S. P. Panday, “Solving Minimum Steiner Tree based on behavior of ants,” *Asian Himalayas International Conference on Internet*, pp. 12–15, 2012.
- [74] V. Martínez Lacañina and P. Cortés Achedad, “Aplicaciones en la industria del problema de Steiner y su resolución mediante algoritmos genéticos,” Ph.D. dissertation, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2018.
- [75] A. Dey and A. Pal, “Prim’s algorithm for solving minimum spanning tree problem in fuzzy environment,” *Annals of Fuzzy Mathematics and Informatics*, vol. 12, no. 3, pp. 419–430, 2016. [Online]. Available: <http://www.afmi.or.kr/fmihttp://www.kyungmoon.com>
- [76] E. Romero Riaño, G. M. Martínez Toro, and D. Rico-Bautista, “Árbol De Caminos Mínimos: Enrutamiento, Algoritmos Aproximados Y Complejidad,” *Revista Colombiana De Tecnologías De Avanzada (Rcta)*, vol. 1, no. 31, 2018.
- [77] M. Joudi, A. Youssef, and M. A. Nasser, “MINIMUM SPANNING TREE : A Comparison Between Prim ’ s & Kruskal ’ s Algorithms,” *Rafik Hariri University*, vol. 1, no. January, pp. 1–12, 2019.

- [78] J. E. PULGARIN MURILLO, “Dimensionamiento de microrred aislada para el municipio de Inírida Guainía,” Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2020.
- [79] R. A. Gómez Vizhñay and R. H. Juca Sáenz, “Proceso Para El Modelamiento Y Simulación De Flujos De Carga De Las Redes De Media Y Baja Tensión De La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” Ph.D. dissertation, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2017. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/28484/1/TrabajodeTitulaci6n.pdf>
- [80] CENTROSUR, “CENTROSUR BOLETIN ESTADISTICO - COMPROMISO CON RESPONSABILIDAD SOCIAL Y AMBIENTAL,” centrosur, Cuenca, Tech. Rep., 2019.
- [81] kindonm Solar, “KD-M480-505-150 solar Energy,” Tech. Rep., 2020.
- [82] T. Specification and V. R. L.-a. Batteries, “BAE SECURA PVV SOLAR,” BERLIN, Tech. Rep., 2020.
- [83] Turbulent, “Vortex Turbine Power Range and Maintenance Power Electronics,” *Turbulent*, vol. 1, pp. 1–2, 2020. [Online]. Available: www.turbulent.be
- [84] ARCERNNR, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021,” Quito, pp. 1–39, 2021. [Online]. Available: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [85] —, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21,” Quito, pp. 1–46, 2021. [Online]. Available: www.controlrecursosyenergia.gob.ec

Apéndice A

ANEXO 1: DEMANDA POR ESTRATOS Y NÚMERO DE CLIENTES CENTROSUR

# DE CLIENTES	ESTRATO "A1" 501 - 1000 kWh	ESTRATO "A" 311 - 500 kWh	ESTRATO "B" 181 - 310 kWh	ESTRATO "C" 111 - 180 kWh	ESTRATO "D" 61 - 110 kWh	ESTRATO "E" 1 - 60 kWh
	DMD (kVA)	DMD (kVA)	DMD (kVA)	DMD (kVA)	DMD (kVA)	DMD (kVA)
1	6,16	5,70	4,22	3,13	2,53	2,06
2	9,85	9,12	6,75	5,01	4,05	3,29
3	13,54	12,53	9,28	6,89	5,56	4,53
4	17,24	15,96	11,81	8,77	7,08	5,76
5	20,78	19,23	14,24	10,57	8,54	6,95
6	23,65	21,60	15,91	11,75	9,43	7,62
7	26,49	24,34	17,97	13,30	10,70	8,67
8	29,56	27,20	20,09	14,88	11,98	9,72
9	32,40	29,92	22,12	16,41	13,23	10,76
10	35,25	32,62	24,14	17,92	14,47	11,77
11	38,10	35,29	26,13	19,42	15,68	12,77
12	40,94	37,98	28,13	20,91	16,89	13,76
13	44,01	40,82	30,23	22,48	18,16	14,80
14	46,85	43,50	32,23	23,97	19,37	15,79
15	49,70	46,17	34,21	25,45	20,58	16,78
16	52,55	48,82	36,18	26,92	21,77	17,75
17	55,39	51,47	38,14	28,38	22,94	18,71
18	58,24	54,13	40,12	29,86	24,14	19,69
19	60,87	56,60	41,96	31,23	25,26	20,61
20	63,93	59,40	44,02	32,75	26,48	21,60
21	66,56	61,89	45,88	34,15	27,62	22,53
22	69,41	64,52	47,83	35,59	28,79	23,48
23	71,81	66,84	49,57	36,91	29,87	24,38
24	72,25	67,78	50,40	37,66	30,58	25,06
25	74,44	69,98	52,07	38,95	31,65	25,96
26	78,82	73,65	54,69	40,80	33,07	27,04
27	81,45	76,15	56,56	42,20	34,21	27,99
28	85,17	79,35	58,86	43,85	35,50	28,98
29	86,48	80,92	60,11	44,87	36,39	29,78
30	89,11	83,34	61,90	46,20	37,46	30,65
31	91,74	85,82	63,75	47,58	38,58	31,57
32	94,37	88,29	65,59	48,96	39,70	32,49
33	96,99	90,76	67,42	50,33	40,82	33,40

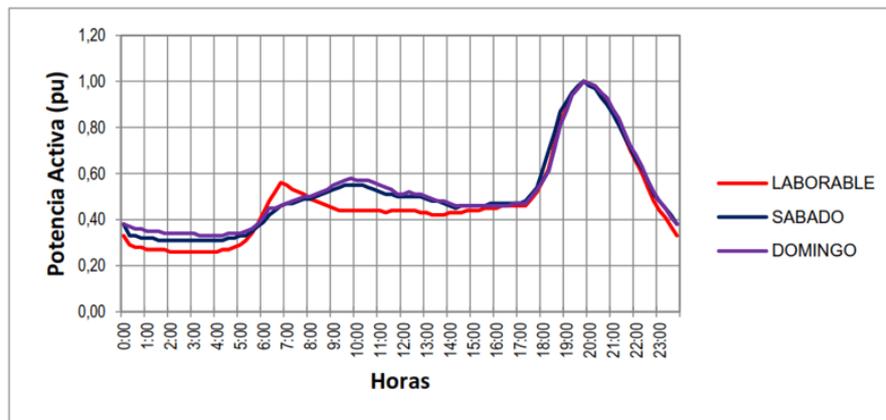
34	99,40	93,00	69,09	51,57	41,82	34,22
35	102,03	95,46	70,91	52,93	42,92	35,13
36	104,44	97,76	72,64	54,23	43,99	36,00
37	107,07	100,21	74,45	55,58	45,08	36,90
38	109,47	102,50	76,17	56,87	46,14	37,77
39	112,10	104,95	77,98	58,22	47,23	38,66
40	114,51	107,23	79,68	59,50	48,27	39,52
41	116,92	109,51	81,39	60,78	49,31	40,37
42	119,33	111,79	83,08	62,05	50,35	41,23
43	121,52	113,91	84,68	63,26	51,34	42,05
44	124,14	116,33	86,47	64,59	52,41	42,92
45	126,77	118,75	88,25	65,91	53,48	43,78
46	129,18	121,10	90,03	67,26	54,59	44,71
47	131,81	123,52	91,81	68,58	55,65	45,57
48	134,43	125,92	93,58	69,89	56,70	46,43
49	136,62	128,02	95,15	71,07	57,67	47,23
50	139,03	130,27	96,82	72,32	58,68	48,05
51	141,66	132,77	98,69	73,72	59,83	49,00
52	143,85	134,86	100,25	74,90	60,79	49,79
53	146,04	136,94	101,81	76,07	61,74	50,58
54	148,88	139,59	103,77	77,53	62,93	51,54
55	151,07	141,66	105,32	78,69	63,88	52,33
56	153,70	144,04	107,07	79,98	64,90	53,15
57	155,89	146,23	108,73	81,25	65,96	54,04
58	158,30	148,45	110,37	82,47	66,94	54,84
59	161,15	150,97	112,20	83,80	68,00	55,68
60	163,12	153,00	113,76	85,01	69,01	56,54
61	165,52	155,21	115,39	86,22	69,98	57,33
62	167,93	157,42	117,02	87,42	70,95	58,11
63	170,34	159,75	118,77	88,74	72,04	59,02
64	172,75	161,95	120,39	89,94	73,00	59,79
65	175,16	164,27	122,14	91,26	74,09	60,70
66	182,16	169,67	125,85	93,74	75,88	61,95
67	184,57	172,00	127,60	95,06	76,96	62,85
68	182,16	170,83	127,01	94,90	77,03	63,11
69	184,57	173,15	128,75	96,22	78,12	64,01
70	186,98	175,34	130,35	97,40	79,06	64,77
71	189,39	177,66	132,10	98,72	80,14	65,66
72	191,80	179,83	133,69	99,89	81,08	66,41
73	194,21	182,15	135,43	101,20	82,16	67,31
74	196,40	184,17	136,92	102,31	83,05	68,03
75	198,80	186,49	138,66	103,62	84,12	68,93
76	200,99	188,50	140,15	104,72	85,01	69,64
77	203,40	190,82	141,88	106,03	86,08	70,53
78	205,59	192,82	143,36	107,12	86,96	71,24
79	208,00	195,13	145,09	108,43	88,03	72,13
80	210,19	197,13	146,57	109,52	88,91	72,84
81	212,71	199,52	148,35	110,86	90,00	73,74
82	215,23	201,74	149,97	112,03	90,92	74,47
83	217,09	203,67	151,45	113,18	91,89	75,30
84	218,95	205,60	152,93	114,34	92,86	76,13
85	221,14	207,58	154,38	115,41	93,72	76,82
86	223,33	209,74	156,01	116,65	94,75	77,68
87	225,52	211,72	157,47	117,72	95,60	78,36
88	227,71	213,87	159,09	118,96	96,62	79,22
89	230,99	216,61	161,04	120,32	97,67	80,01
90	234,27	219,52	163,16	121,87	98,89	80,98
91	236,46	221,67	164,79	123,11	99,92	81,84
92	238,65	223,64	166,22	124,16	100,75	82,51
93	240,84	225,79	167,85	125,40	101,78	83,36
94	243,03	227,93	169,47	126,63	102,80	84,22
95	245,22	229,89	170,90	127,68	103,63	84,88
96	247,41	232,04	172,52	128,91	104,65	85,73
97	249,60	233,99	173,94	129,95	105,47	86,39
98	251,79	236,13	175,56	131,18	106,49	87,24
99	253,98	238,28	177,18	132,41	107,50	88,09
100	256,17	240,22	178,59	133,44	108,32	88,74

101	258,36	242,36	180,21	134,67	109,33	89,58
102	260,55	244,51	181,83	135,90	110,35	90,43
103	262,74	246,44	183,23	136,93	111,16	91,07
104	264,93	248,58	184,85	138,15	112,17	91,92
105	267,12	250,72	186,46	139,38	113,18	92,76
106	269,31	252,65	187,86	140,40	113,98	93,40
107	271,49	254,79	189,47	141,62	114,99	94,24
108	273,68	256,93	191,09	142,85	116,01	95,08
109	275,87	258,84	192,48	143,85	116,80	95,71
110	278,06	260,98	194,09	145,08	117,81	96,55
111	280,25	263,12	195,70	146,30	118,81	97,39
112	282,44	265,25	197,31	147,53	119,82	98,23
113	284,63	267,16	198,69	148,52	120,61	98,85
114	286,82	269,30	200,30	149,74	121,61	99,69
115	289,01	271,43	201,90	150,97	122,62	100,53
116	291,20	273,33	203,28	151,95	123,39	101,13
117	293,39	275,47	204,88	153,17	124,40	101,97
118	295,58	277,60	206,49	154,39	125,40	102,81
119	297,77	279,73	208,10	155,61	126,41	103,65
120	299,96	281,62	209,46	156,59	127,17	104,24
121	302,15	283,75	211,06	157,81	128,17	105,08
122	304,34	285,88	212,67	159,03	129,18	105,91
123	306,53	287,76	214,02	160,00	129,93	106,50
124	308,72	289,89	215,62	161,21	130,93	107,33
125	310,91	292,02	217,23	162,43	131,93	108,17
126	313,09	294,15	218,83	163,64	132,94	109,00
127	315,28	296,02	220,17	164,60	133,68	109,58
128	317,47	298,15	221,77	165,82	134,68	110,41
129	319,66	300,27	223,37	167,03	135,68	111,24
130	321,85	302,40	224,97	168,24	136,68	112,07
131	324,04	304,26	226,31	169,19	137,41	112,64
132	326,23	306,39	227,90	170,41	138,41	113,47
133	328,42	308,51	229,50	171,62	139,41	114,30
134	330,61	310,64	231,10	172,83	140,40	115,13
135	332,80	312,49	232,43	173,77	141,13	115,69
136	334,99	314,61	234,02	174,98	142,12	116,52
137	337,18	316,73	235,62	176,19	143,12	117,34
138	339,37	318,86	237,21	177,40	144,11	118,17
139	341,56	320,70	238,53	178,33	144,83	118,72
140	343,75	322,82	240,12	179,53	145,82	119,54
141	345,94	324,94	241,72	180,74	146,81	120,37
142	348,13	327,06	243,31	181,95	147,81	121,20
143	350,32	328,89	244,61	182,87	148,51	121,73
144	352,51	331,01	246,21	184,08	149,50	122,56
145	354,69	333,13	247,80	185,28	150,49	123,38
146	356,88	335,25	249,39	186,49	151,49	124,20
147	359,07	337,07	250,68	187,40	152,18	124,73
148	361,26	339,18	252,27	188,60	153,17	125,55
149	363,45	341,30	253,86	189,80	154,16	126,37
150	365,64	343,42	255,45	191,01	155,15	127,20

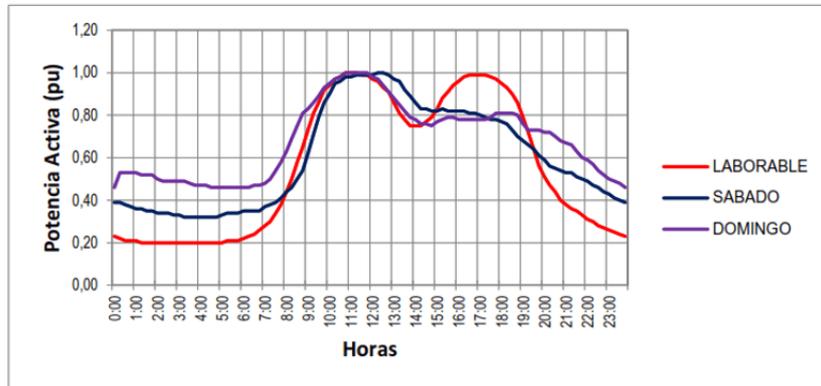
Apéndice B

ANEXO 2: PERFILES DE DEMANDA UNITARIOS POR TIPO DE CLIENTES Y DE UN HOSPITAL

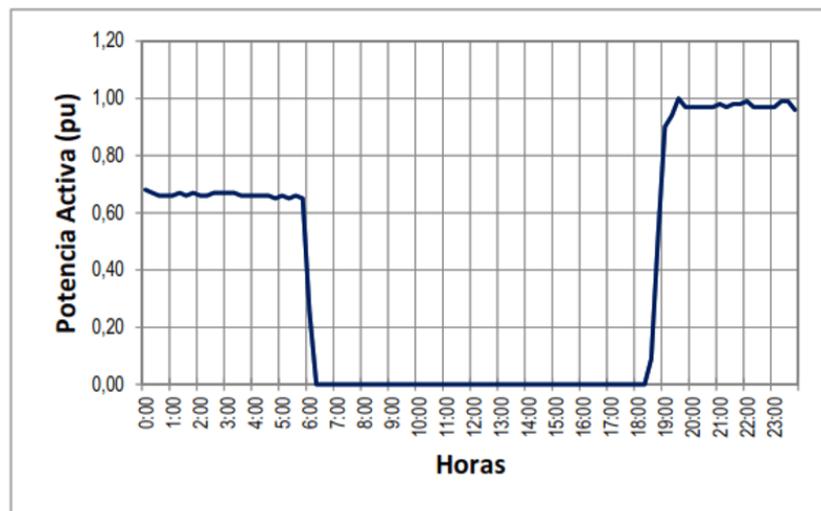
B.1. Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Residencial Rural.



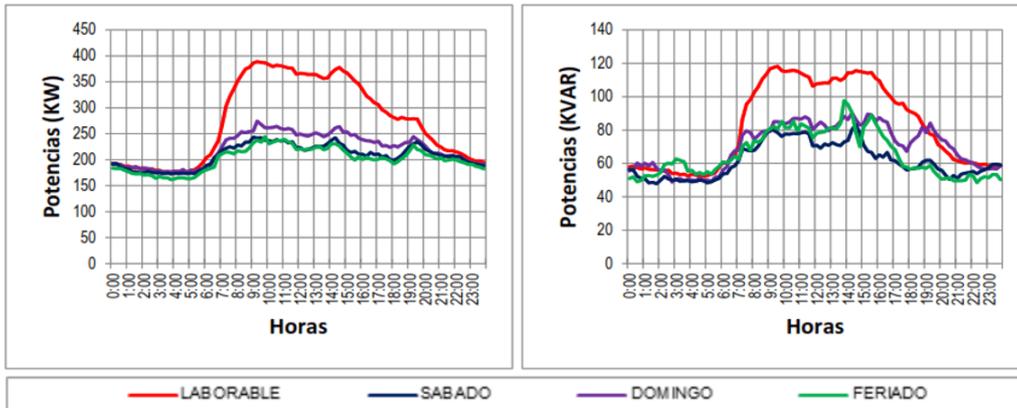
B.2. Curvas típicas de demanda de los clientes tipo Comercial.



B.3. Curvas típicas de demanda de las luminarias tipo doble nivel.



B.4. Curvas típicas de demanda activa y reactiva de un Hospital.



Apéndice C

ANEXO 3: CONSUMO HOSPITAL SAN JOSE TAISHA



Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Matriz: AV MAX UHLE S/N y AV. PUMAPUNGO
Ruc: 0190003809001
Contribuyente especial, resolución No. 3257
OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD



Nro. factura 001-003-024529545
Nro. doc. interno 2840996346
Fecha de emisión 03-08-2021
Fecha de vencimiento INMEDIATO
Número de autorización 0308202101019000380900120010030245295450042704517

VALOR TOTAL: 2403,13

Información del Consumidor

CUENTA CONTRATO 200003942261

Razón social DIRECCIÓN DISTRITAL 14D05 - TAISHA - SAL (4472239L SAN JOSE)
RUC 1460004285001
Celular 0993234869
Correo Electrónico info14d05@saludzona6.gob.ec
Dirección del servicio CAS: SAN JOSE 1 / TAISHA - TAISHA

Código Único Eléctrico 0504472239

Tipo de tarifa Arconel NDCGCD01 - BT Asistencia Social con Dem Horaria
Geocódigo Unidad de Lectura 0501E054

1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor 20300038
Tipo de consumo leído
Fecha desde 02-07-2021
Días facturados 31
Fecha hasta 01-08-2021
Factor de corrección 0,0000
Factor de potencia (FP) 0,0000
Penalización bajo FP 0,0000

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo interno Transformador	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía act. hor. A (08h00-18h00)	01-08-2021	25631,00	20526,00	0,00	6075,00	0,00	6075,00	kWh	384,88
Energía act. hor. B (18h00-22h00)	01-08-2021	6312,00	4848,00	0,00	1467,00	0,00	1467,00	kWh	95,39
Energía act. hor. C (22h00-08h00)	01-08-2021	13142,00	10393,00	0,00	2749,00	0,00	2749,00	kWh	148,45
Energía reactiva total	01-08-2021	3285,00	2699,00	0,00	586,00	0,00	586,00	kVArh	0,00
Demanda máx. hor. A (08h00-18h00)	01-08-2021	33,00		0,00	33,00	0,00	33,00	kW	0,00
Demanda máx. hor. B (18h00-22h00)	01-08-2021	19,00		0,00	19,00	0,00	19,00	kW	0,00
Demanda máx. hor. C (22h00-08h00)	01-08-2021	23,00		0,00	23,00	0,00	23,00	kW	0,00
Demanda facturable	01-08-2021	33,00		0,00	33,00	0,00	33,00	kW	59,40

Formas de Pago

FORMA DE PAGO	VALOR	PLAZO	TIEMPO
SIN UTILIZACIÓN DEL SISTEMA FINANCIERO	792,80	15	días

Subsidios del Gobierno

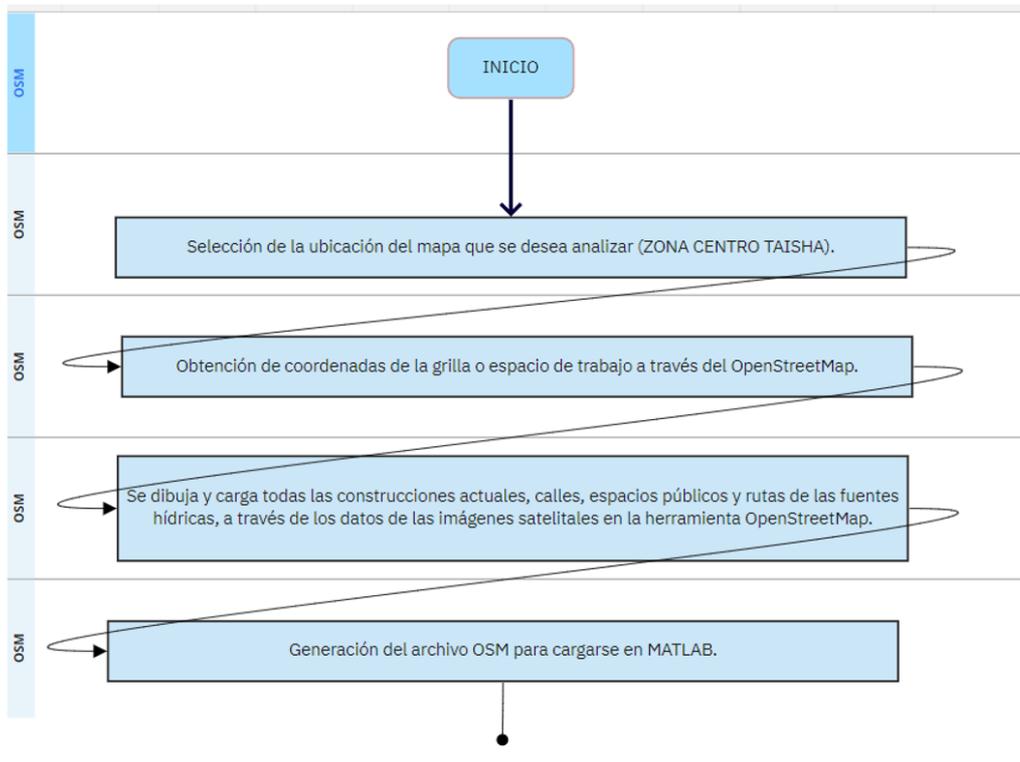
Subsidio Tarifa Eléctrica	288,86
TOTAL	288,86

TOTAL (A)	
Servicio Eléctrico y Alumbrado Público (1)	792,80
Valores Pendientes (2)	1610,33
Planes de Financiamiento (3)	0,00
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO (1+2+3)	2403,13

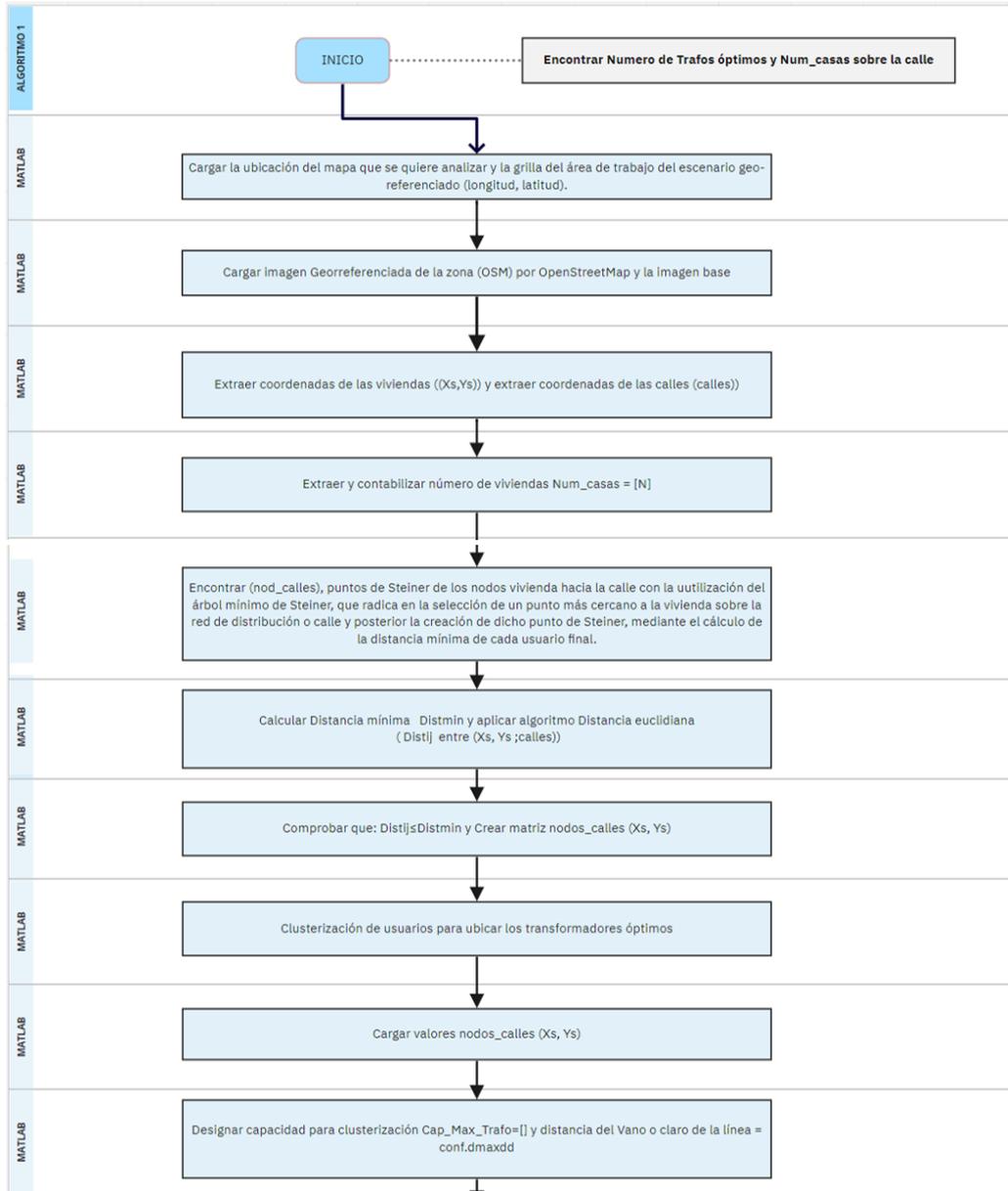
Apéndice D

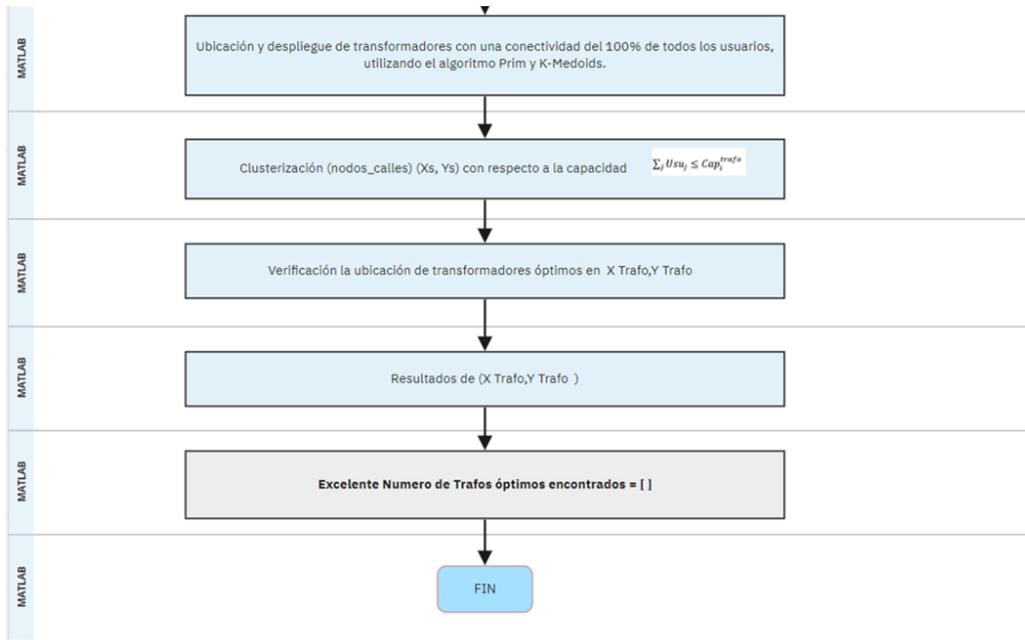
ANEXO 4: ALGORITMOS

D.1. ALGORITMO 0

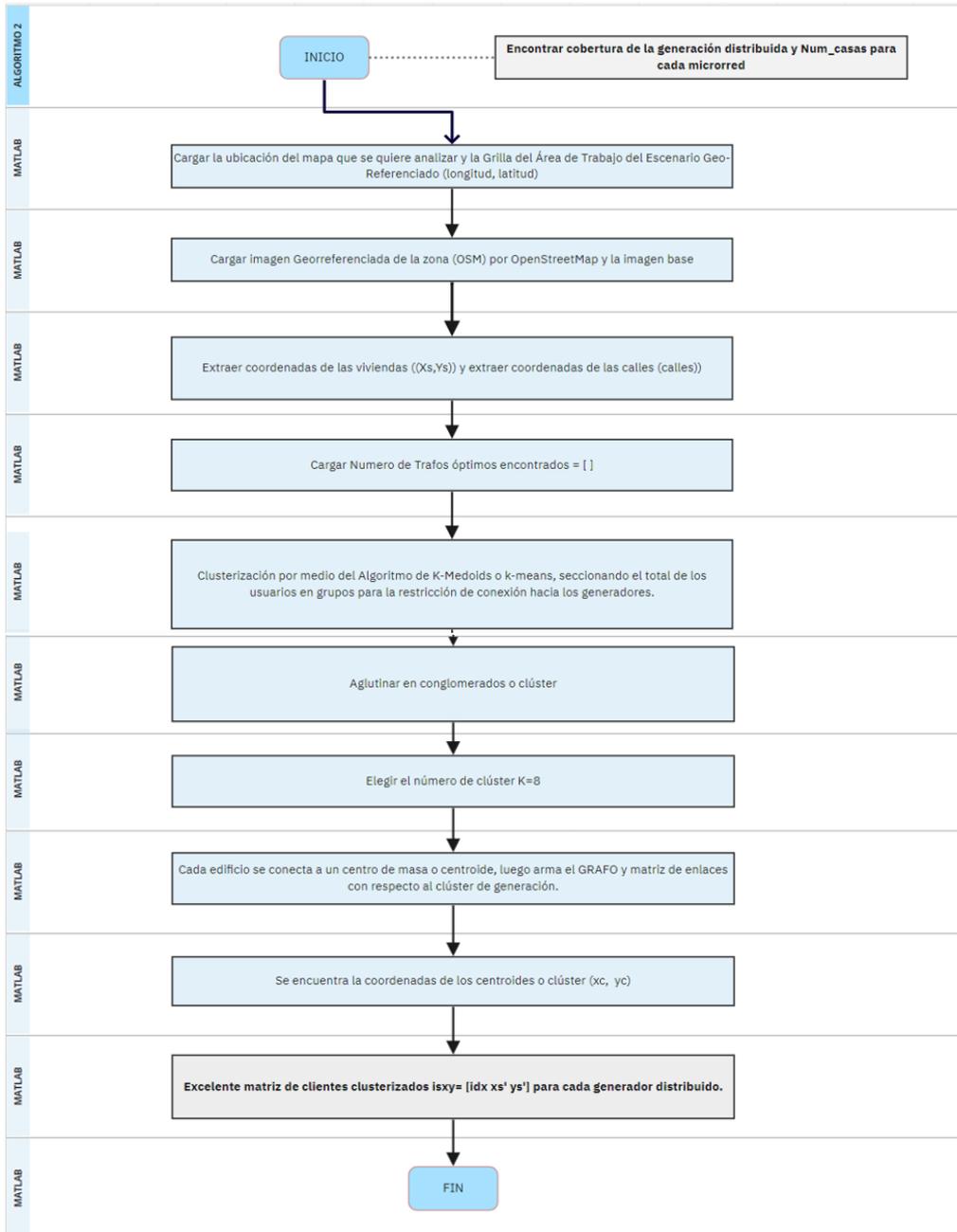


D.2. ALGORITMO 1

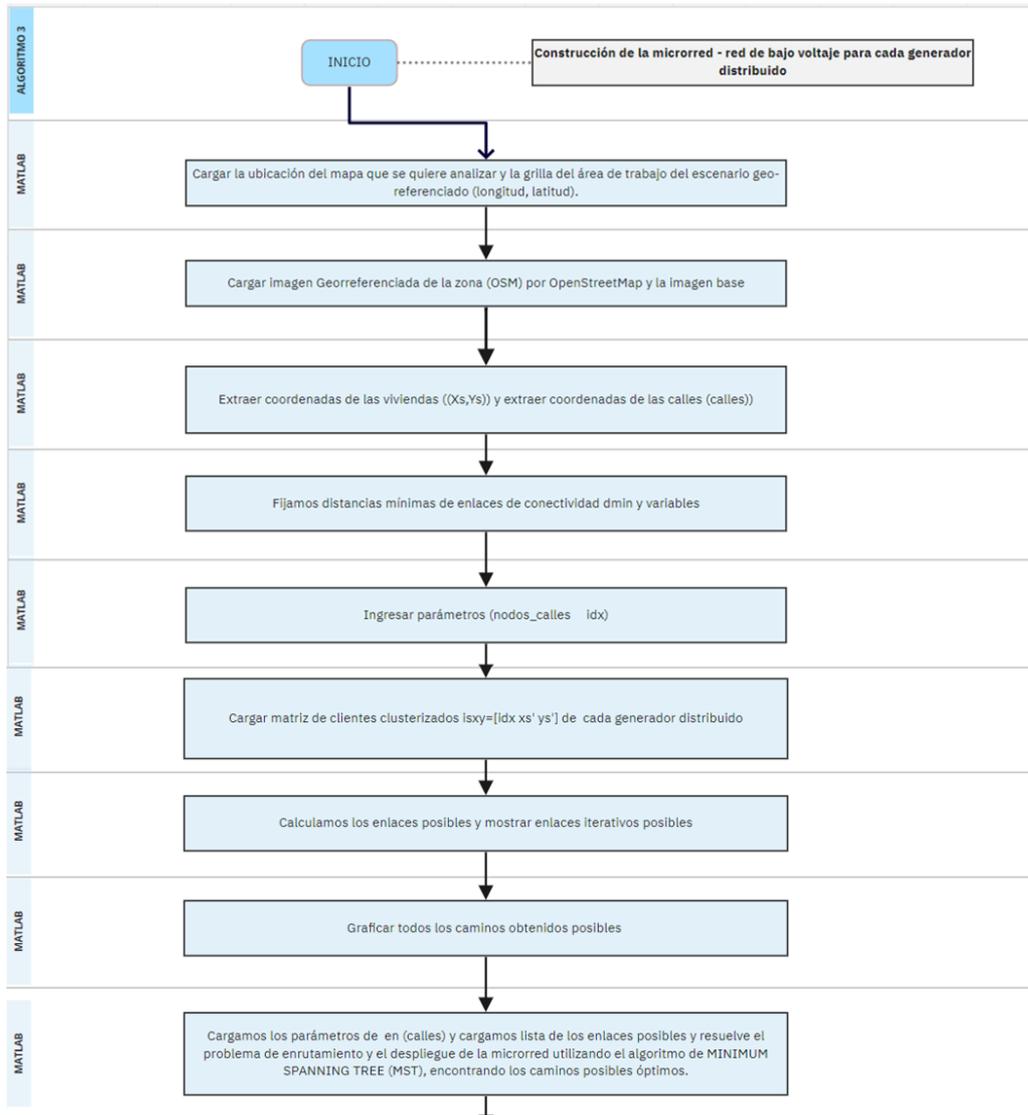


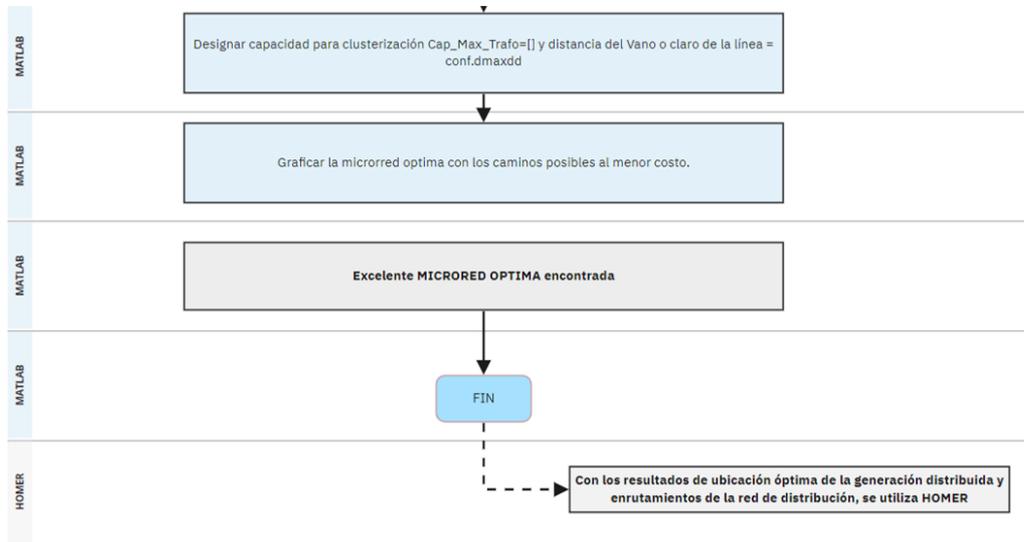


D.3. ALGORITMO 2



D.4. ALGORITMO 3





D.5. PSEUDOCÓDIGO - ALGORITMO 1-2-3

VARIABLES	
[X_s, Y_s]	Matriz de coordenadas (latitud y longitud) de cada vivienda
[ζ_x, ζ_y]	Matriz coordenadas calles
N	Número de viviendas
Dist _{min}	Distancia mínima
Dist _{ij}	Distancia euclidiana calculada
S	Matriz de coordenadas de los circuitos por transformador
T	Numero de transformadores óptimos
[nodos_calles]	Vector de puntos Steiner usados para la construcción del árbol de Steiner
[X_s, Y_s]	Matriz coordenadas usuarios sobre la calle
[X_c, Y_c]	Matriz de coordenadas de la ubicación de los centroides de las viviendas dadas por la clusterización
C	Vector de clúster obtenido en la clusterización de los [X_s, Y_s]
[idx]	Vector de identificación de cada clúster
[lsxy]	Matriz de clientes clusterizados para cada generador distribuido.
dmin	Distancia mínima de enlace de conectividad
rds	Distancia máxima permitida intra-clúster
G	Enlaces de conectividad posible

PSEUDOCÓDIGO - ALGORITMO 1**Encontrar Numero de Trafos óptimos y Num_casas sobre la calle****INICIO:**

1: Cargar la ubicación del mapa que se quiere analizar y la grilla del área de trabajo del escenario geo-referenciado (longitud, latitud).

2: Cargar imagen Georreferenciada de la zona (OSM) por OpenStreetMap y la imagen base.

3: x_s → Extraer vector de coordenadas en x de usuarios.

4: y_s → Extraer vector de coordenadas en y de usuarios

5: $[x_s, y_s] \leftarrow$ Crear matriz coordenadas usuarios

6: $[\zeta x, \zeta y] \leftarrow$ Extraer matriz coordenadas calles

7: Num_casas = $[N]$ ← contabilizar número de viviendas

8: Para todo: $i \in [x_s, y_s]$ y $j \in [\zeta x, \zeta y]$

9: $[nod_calles] \leftarrow$ Encontrar puntos de Steiner de los nodos vivienda hacia la calle con la utilización del árbol mínimo de Steiner, que radica en la selección de un punto más cercano a la vivienda sobre la red de distribución o calle $[\zeta x, \zeta y]$ y posterior la creación de dicho punto de Steiner, mediante el cálculo de la distancia mínima de cada usuario final.

10: Fin para

11: Para todo: $i \in [x_s, y_s]$ y $j \in [nod_calles]$

12: Calcular Distancia mínima $Dist_{min}$ y aplicar algoritmo Distancia euclidiana ($Dist_{ij}$ entre $([x_s, y_s]; [nod_calles])$)

13: Comprobar que: $Dist_{ij} \leq Dist_{min}$

14: $nodos_calles = [X_s, Y_s] \leftarrow$ Crear matriz coordenadas usuarios sobre la calle

15: Fin para

16: Para todo: $i \rightarrow 1: N \in nodos_calles$

17: Clusterización de usuarios para ubicar los transformadores óptimos

18: $Cap_Max_Trafo = [5, 10, 15, 25 \dots 50] \leftarrow$ Designar capacidad para clusterización

19: $conf.dmaxdd = 200 \leftarrow$ distancia del Vano o claro de la línea máximo

20: Ubicación y despliegue de transformadores con una conectividad del 100% de todos los usuarios, utilizando el algoritmo Prim y K-Medoids.

21: Clusterización $nodos_calles = [X_s, Y_s]$ con respecto a la capacidad $\sum_j Usu_j \leq Cap_i^{trafo}$

22: $[X_{Trafo}, Y_{Trafo}] \leftarrow$ ubicación de transformadores óptimos

23: Fin para

24: $T = [] \leftarrow$ Excelente Numero de Trafos óptimos encontrados

FIN:

PSEUDOCÓDIGO - ALGORITMO 2**Encontrar cobertura de la generación distribuida y Num_casas para cada microrred**

INICIO:

1: Cargar la ubicación del mapa que se quiere analizar y la Grilla del Área de Trabajo del Escenario Geo-Referenciado (longitud, latitud)

2: Cargar imagen Georreferenciada de la zona (OSM) por OpenStreetMap y la imagen base.

3: $[X_s, Y_s] \leftarrow$ Matriz coordenadas usuarios sobre la calle

4: $[\zeta_x, \zeta_y] \leftarrow$ Matriz coordenadas calles

5: $T = [] \leftarrow$ Cargar Numero de Trafos óptimos encontrados

6: Clusterización por medio del Algoritmo de K-Medoids o k-means, seccionando el total de los usuarios en grupos para la restricción de conexión hacia los generadores.

7: Para todo: $i \rightarrow 1: N \in$ nodos_calles

8: Aglutinar en conglomerados o clúster

9: $K=8 \leftarrow$ Elegir el número de clúster

10: Mientras $k < 8$

11: $rds \rightarrow$ distancia máxima permitida intra-clúster (nivel inferior).

12: Cada edificio se conecta a un centro de masa o centroide, luego arma el GRAFO y matriz de enlaces con respecto al clúster de generación.

13: $C=[X_c, Y_c] \leftarrow$ Se encuentra la coordenadas de los centroides o clúster

14: Fin mientras

15: $isxy = [idx \ xs' \ ys'] \leftarrow$ Excelente matriz de clientes clusterizados para cada generador distribuido.

16: Fin para

FIN:

PSEUDOCÓDIGO - ALGORITMO 3**Construcción de la microrred - red de bajo voltaje para cada generador distribuido**

INICIO:

1: Cargar la ubicación del mapa que se quiere analizar y la Grilla del Área de Trabajo del Escenario Geo-Referenciado (longitud, latitud)

2: Cargar imagen Georreferenciada de la zona (OSM) por OpenStreetMap y la imagen base.

3: $[X_s, Y_s] \leftarrow$ Matriz coordenadas usuarios sobre la calle

4: $[\zeta_x, \zeta_y] \leftarrow$ Matriz coordenadas calles

5: $[idx \ xs' \ ys'] \leftarrow$ Matriz clientes clusterizados de cada generador distribuido

6: Mientras $j < idx$

7: Para todo: $i \rightarrow 1: \text{long}(idx \in [xs' \ ys'])$

8: $G \leftarrow$ Calculamos los enlaces posibles y mostrar enlaces iterativos posibles

9: Graficar todos los caminos obtenidos posibles entre $[xs' \ ys']$

10: $d_{min} = 40 \leftarrow$ Fijamos distancias mínimas de enlaces de conectividad

11: MST red secundaria. resuelve el problema de enrutamiento y el despliegue de la microrred utilizando el algoritmo de MINIMUM SPANNING TREE (MST), encontrando los caminos posibles óptimos.

12: Encontrar MST red secundaria

13: Graficar la microrred optima con los caminos posibles al menor costo de $[xs' \ ys']$ sobre $[\zeta_x, \zeta_y]$

14: Fin para

15: Fin mientras

16: Excelente MICRORED OPTIMA encontrada

FIN: