



**FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**TRABAJO DE TITULACION PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO.**

TEMA:

**“ANALISIS GEOESPACIAL DE LA DEMANDA ELECTRICA DE LOS
CANTONES DE LA PROVINCIA DE MANABÍ”**

Autores:

**MONTESDEOCA MARCILLO ANA ISABEL
ZAMBRANO VERA SERGIO AARON**

Docente:

ING. MARCOS PONCE JARA

MANTA-MANABI-ECUADOR

2025

CERTIFICACIÓN

	NOMBRE DEL DOCUMENTO:	CÓDIGO: PAT-04-F-004
	CERTIFICADO DE TUTOR(A).	
	PROCEDIMIENTO: TITULACIÓN DE ESTUDIANTES DE GRADO	REVISIÓN: 1
	BAJO LA UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR	Página 1 de 1

CERTIFICACIÓN

En calidad de docente tutor(a) de la Facultad de INGENIERÍA, INDUSTRIA Y ARQUITECTURA de la Universidad Laica "Eloy Alfaro" de Manabí, CERTIFICO:

Haber dirigido, revisado y aprobado preliminarmente el Trabajo de Integración Curricular bajo la autoría del estudiante Zambrano Vera Sergio Aarón, legalmente matriculado/a en la carrera de Electricidad, período académico 2025-2026, cumpliendo el total de 384 horas, cuyo tema del proyecto es "ANÁLISIS GEOESPACIAL DE LA DEMANDA ELECTRICA DE LOS CANTONES DE LA PROVINCIA DE MANABÍ".

La presente investigación ha sido desarrollada en apego al cumplimiento de los requisitos académicos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico y en concordancia con los lineamientos internos de la opción de titulación en mención, reuniendo y cumpliendo con los méritos académicos, científicos y formales, y la originalidad del mismo, requisitos suficientes para ser sometida a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Particular que certifico para los fines consiguientes, salvo disposición de Ley en contrario.

Manta, 20 de julio de 2026.

Lo certifico,


Ing. Marcos Antonio Ponce Jara
Docente Tutor(a)
Área: Ingeniería, Industria y Arquitectura

CERTIFICACIÓN

	NOMBRE DEL DOCUMENTO:	CÓDIGO: PAT-04-F-004
	CERTIFICADO DE TUTOR(A).	
	PROCEDIMIENTO: TITULACIÓN DE ESTUDIANTES DE GRADO BAJO LA UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR	REVISIÓN: 1 Página 1 de 1

CERTIFICACIÓN

En calidad de docente tutor(a) de la Facultad de INGENIERÍA, INDUSTRIA Y ARQUITECTURA de la Universidad Laica "Eloy Alfaro" de Manabí, CERTIFICO:

Haber dirigido, revisado y aprobado preliminarmente el Trabajo de Integración Curricular bajo la autoría del estudiante Montesdeoca Marcillo Ana Isabel, legalmente matriculado/a en la carrera de Electricidad, período académico 2025-2026, cumpliendo el total de 384 horas, cuyo tema del proyecto es "ANÁLISIS GEOESPACIAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LOS CANTONES DE LA PROVINCIA DE MANABÍ".

La presente investigación ha sido desarrollada en apego al cumplimiento de los requisitos académicos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico y en concordancia con los lineamientos internos de la opción de titulación en mención, reuniendo y cumpliendo con los méritos académicos, científicos y formales, y la originalidad del mismo, requisitos suficientes para ser sometida a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Particular que certifico para los fines consiguientes, salvo disposición de Ley en contrario.

Manta, 21 de julio de 2026.

Lo certifico,

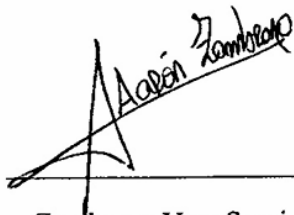


Ing. Marcos Antonio Ponce Jara
Docente Tutor(a)

Área: Ingeniería, Industria y Arquitectura

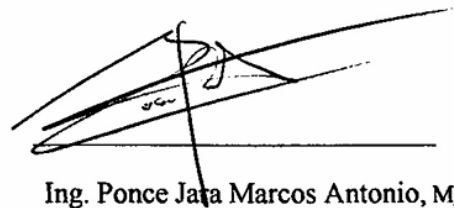
AUTORÍA DEL PROYECTO TÉCNICO

Quien suscribe Zambrano Vera Sergio Aaron con cédula de identidad N° 1315407765, egresado de la facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura en la carrera de Electricidad. Declaro que nuestro proyecto de titulación “Análisis Geoespacial De La Demanda Eléctrica De Los Cantones De La Provincia De Manabí” la autoría del contenido, los hallazgos y las conclusiones alcanzadas son responsabilidad exclusiva de los autores. Se han utilizado las referencias bibliográficas imprescindibles para llevar a cabo el proyecto, garantizando el respeto por los derechos de autor de cada uno de los autores mencionados en la presente investigación. El patrimonio intelectual de este proyecto de titulación corresponderá a la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.



Zambrano Vera Sergio Aaron

Autor



Ing. Ponce Jaña Marcos Antonio, Mg

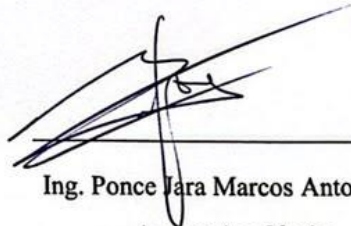
Asesor Académico

AUTORÍA DEL PROYECTO TÉCNICO

Quien suscribe Montesdeoca Marcillo Ana Isabel con cédula de identidad N° 1317208484, egresado de la facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura en la carrera de Electricidad. Declaro que nuestro proyecto de titulación "Análisis Geoespacial De La Demanda Eléctrica De Los Cantones De La Provincia De Manabí" la autoría del contenido, los hallazgos y las conclusiones alcanzadas son responsabilidad exclusiva de los autores. Se han utilizado las referencias bibliográficas imprescindibles para llevar a cabo el proyecto, garantizando el respeto por los derechos de autor de cada uno de los autores mencionados en la presente investigación. El patrimonio intelectual de este proyecto de titulación corresponderá a la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.



Montesdeoca Marcillo Ana Isabel
Autor



Ing. Ponce Jara Marcos Antonio, Mg
Asesor Académico

DEDICATORIA

A Dios, por la vida, por bendecirme con salud, fuerza y astucia para enfrentar cada desafío. Gracias por alumbrar mi camino, sostenerme en los momentos difíciles y permitirme alcanzar esta meta importante.

A mi mamá, Katiuska, quien me acompañó desde el primer día de mi vida. Gracias por su amor eterno, sus consejos, sus sacrificios y por servir como ejemplo para educarme. Esto también lo compartes tú.

A mi esposa, Angie, por ser mi compañera de vida, mi fuente constante de apoyo e inspiración en mis acciones diarias. Tu presencia es un motivo que me lleva a seguir adelante en este proceso, porque confiabas en mí incluso cuando dudaba, y llenaste mi vida de amor, paz y alegría.

~Aaron Zambrano Vera~

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la vida, darme fuerza y salud y para hacerme valiente frente a cada problema que surgía en este viaje. Gracias por guiarme cada uno de mis pasos, por abrir nuevas posibilidades cuando no veía salida, y por permitirme completar un paso tan importante en mi vida profesional.

Estoy profundamente agradecido a mi madre, Katiuska, por darme la vida y acompañarme en cada paso. Quiero agradecerle por cada gesto y por su amor eterno, por su dedicación al cuidado de mi persona y por hacerme entender las lecciones de vida que hoy forman mi forma de actuar. Por ti soy quien soy como persona.

Agradezco a mi esposa, Angie. El día que llegaste a mi vida, la cambiaste por completo, siempre para bien. Has sido mi compañera fiel, mi fortaleza y mi mayor apoyo. En los momentos difíciles cuando parecía todo estaba en contra, siempre has estado ahí para ayudar a continuar adelante y me motivas a perseguir el éxito. Gracias por creer en mí, por celebrar cada uno de mis logros como si fueran tuyos, que ahora son nuestros y por ser la razón que me motiva a esforzarme cada día para construir un mejor futuro juntos.

Finalmente, gracias a mis suegros, a mi familia y amigos por todo, que han sido una influencia clave en el desarrollo de mis cualidades personales. Su cariño, ánimos, confianza y la ayuda brindada durante las etapas más difíciles fueron esenciales para que perseverara hacia el logro de este fin. Cada apoyo recibido, la muestra de afecto, sirvieron de fuerza para continuar con la lucha y alcanzar esta meta.

~Aaron Zambrano Vera~

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía constante, darme la fuerza, la salud y la sabiduría necesarias para superar cada obstáculo y permitirme culminar con éxito esta importante etapa de mi vida.

A mi mamá Ana y a mi papá Juan, por su amor incondicional, su esfuerzo constante y su sacrificio diario. Gracias por brindarme todo su apoyo para iniciar y sostener este camino académico; este logro es tanto suyo como mío.

A mi hermano Jesús, por estar presente en cada momento, brindándome su respaldo, palabras de aliento y constante compañía.

A mi pareja Ronald, por ser un pilar en este trayecto, por su apoyo incondicional y por impulsarme siempre a dar lo mejor de mí.

~Isabel Montesdeoca Marcillo ~

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más profundo agradecimiento a Dios, por ser la luz en mi camino y darme la fortaleza necesaria para culminar esta meta profesional.

Agradezco a mis padres, Ana y Juan, por ser mi mayor inspiración. Gracias por su sacrificio, por confiar en mí desde el primer día y por brindarme el apoyo moral y material para iniciar y llevar a cabo mis estudios. Su dedicación no tiene precio.

A mi hermano Jesús, por su ayuda constante, su complicidad y por estar siempre dispuesto a extender una mano cuando lo he necesitado.

A mi pareja Ronald, por su paciencia infinita, por escucharme, motivarme y ser un apoyo incondicional en cada etapa de este proceso.

De manera muy especial, extendiendo mi gratitud al resto de mi familia y a mis amigos, quienes de una u otra forma aportaron con sus palabras de ánimo, su cariño y sus buenos deseos para que este proyecto se convirtiera en una realidad. A todos ustedes gracias.

~Isabel Montesdeoca Marcillo ~

RESUMEN

En la provincia de Manabí, el desarrollo urbano y económico ha generado un aumento continuo de la demanda de electricidad en los sectores residencial y comercial. Este crecimiento ha provocado presión constante sobre el sistema de distribución actual, lo que coloca en evidencia la necesidad de realizar un análisis de la distribución espacial del consumo en varios de los cantones que la conforman. Actualmente, la información se limita a enfoques administrativos y estadísticos, careciendo así de un enfoque geográfico que facilite la identificación precisa de los patrones de demanda y las áreas de alto consumo energético entre los clientes de CNEL EP Manabí. Con el fin de abordar esta deficiencia, el presente estudio desarrolló un análisis geoespacial del consumo eléctrico integrando herramientas modernas como QGIS (Sistemas de Información Geográfica) y Power BI (inteligencia de negocios). La metodología se centró en la visualización de datos para representar el comportamiento energético e identificar zonas de alta concentración de demanda. Como resultado principal, se implementó una pizarra dinámica en Power BI para el análisis interactivo de los datos y la generación de mapas de calor en QGIS.

Palabras clave: Demanda, Energía, Fotovoltaico, Georreferenciación, Generación.

ABSTRACT

In the province of Manabí, urban and economic development has generated a continuous increase in electricity demand in the residential and commercial sectors. This growth has placed constant pressure on the existing distribution system, highlighting the need to analyze the spatial distribution of consumption in several of the province's cantons. Currently, the available information is limited to administrative and statistical approaches, lacking a geographic perspective that would facilitate the accurate identification of demand patterns and areas of high energy consumption among CNEL EP Manabí's customers. To address this deficiency, this study developed a geospatial analysis of electricity consumption, integrating modern tools such as QGIS (Geographic Information Systems) and Power BI (Business Intelligence). The methodology focused on data visualization to represent energy behavior and identify areas of high demand concentration. The main result was the implementation of a dynamic whiteboard in Power BI for interactive data analysis and the generation of heat maps in QGIS.

Keywords: Demand, Energy, Photovoltaics, Georeferencing, Generation.

ÍNDICE GENERAL

1.	<i>CAPÍTULO I: EL PROBLEMA</i>	18
1.1.	<i>Introducción</i>	18
1.2.	<i>Planteamiento del Problema</i>	20
1.3.	<i>Justificación del problema</i>	21
1.4.	<i>Objetivos</i>	22
1.4.1.	<i>Objetivo General</i>	22
1.4.2.	<i>Objetivos Específicos</i>	22
1.5.	<i>Antecedentes</i>	23
2.	<i>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO</i>	26
2.1.	<i>Demanda Eléctrica y Caracterización del Consumo</i>	26
2.1.1.	<i>Demanda y Consumo eléctrico</i>	26
2.1.2.	<i>Caracterización del consumo: sectores residencial, comercial e industrial</i>	26
2.1.3.	<i>Curva diaria</i>	27
2.1.4.	<i>Curva mensual</i>	27
2.1.5.	<i>Curva anual</i>	27
2.1.6.	<i>Demanda máxima</i>	28
2.1.7.	<i>Demanda media</i>	28
2.1.8.	<i>Factor de carga</i>	28
2.1.9.	<i>Estacionalidad</i>	29
2.1.10.	<i>Factores socioeconómicos y demográficos</i>	29
2.1.11.	<i>Sistemas de generación distribuida</i>	29
2.1.12.	<i>Generación distribuida fotovoltaica</i>	30
2.2.	<i>Bases de la Información Geoespacial para el Análisis Territorial</i>	32
2.2.1.	<i>Georreferenciación y análisis espacial</i>	32
2.2.2.	<i>Sistemas de referencia espacial y sistemas de coordenadas</i>	32
2.2.3.	<i>Datos espaciales: modelos vectorial y ráster</i>	33
2.2.4.	<i>Interpolación espacial</i>	33
2.3.	<i>Sistemas de Información Geográfica y su Aplicación en Estudios Energéticos</i>	34
2.3.1.	<i>Sistemas de Información Geográfica (SIG)</i>	34
2.3.2.	<i>Importancia de los SIG en estudios territoriales</i>	34
2.3.3.	<i>Soluciones comerciales y de código abierto de un SIG</i>	35

2.4.	<i>Herramientas tecnológicas para la visualización y el análisis de datos</i>	35
2.4.1.	<i>Software PowerBi (Power Business Intelligence)</i>	35
2.4.2.	<i>Elementos Clave de Power BI</i>	36
2.4.3.	<i>Importancia de Power Bi en el Análisis de Datos Energéticos</i>	36
2.4.4.	<i>Software QGIS</i>	36
2.4.5.	<i>Herramientas de QGIS para análisis espacial</i>	37
2.5.	<i>Métodos de análisis geoespacial aplicados a la demanda eléctrica</i>	37
2.5.1.	<i>Método de Densidad de Kernel</i>	37
2.5.2.	<i>Método de ponderación de distancia inversa (IDW)</i>	38
2.5.3.	<i>Mapas de calor y análisis de la demanda eléctrica</i>	38
2.6.	<i>Estudios sobre Demanda Eléctrica y SIG</i>	39
2.6.1.	<i>Panorama Internacional de los Estudios sobre Demanda Eléctrica y SIG</i>	39
2.6.2.	<i>Panorama en América Latina en Estudios sobre Demanda Eléctrica y SIG</i>	40
3.	<i>CAPITULO III: METODOLOGÍA</i>	42
3.1.	<i>Diseño metodológico</i>	42
3.2.	<i>Herramientas utilizadas</i>	46
3.3.	<i>Fuentes de datos utilizadas</i>	47
3.4.	<i>Parámetros empleados para la generación de mapas de calor</i>	49
3.4.1.	<i>Sistema de Coordenadas WGS84 UTM 17S</i>	49
3.4.2.	<i>Estimación de densidad de Kernel</i>	49
3.4.3.	<i>Interpolación IDW</i>	49
3.4.4.	<i>Parámetros para el análisis de los datos y elección de paleta de colores</i>	50
3.5.	<i>Ubicación geográfica de la zona de estudio</i>	50
3.6.	<i>Caracterización Demográfica</i>	52
3.7.	<i>Caracterización energética de la zona de estudio</i>	52
3.8.	<i>Delimitación del estudio</i>	53
4.	<i>CAPÍTULO IV: PROPUESTA Y RESULTADOS</i>	54
4.1.	<i>Análisis Técnico</i>	55
4.1.1.	<i>Recurso solar disponible</i>	55
4.1.2.	<i>Perfiles Horarios</i>	56
4.1.3.	<i>Espacio disponible en las viviendas</i>	56
4.1.4.	<i>Mapas de Calor Anuales para dimensionamiento de SGDA</i>	57

4.1.5. Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para clientes residenciales clasificados por parroquias	65
4.1.6. Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para clientes comerciales clasificados por parroquias	67
4.2. Análisis Regulatorio.....	68
4.3. Análisis financiero	70
5. CAPÍTULO V: CONCLUSIONES.....	85
6. Recomendaciones.....	87
ANEXOS.....	88
Referencias Bibliográficas.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Comparación entre los esquemas del modelo de representación vectorial (a) y ráster (b).....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2. Representación de mapas de calor</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3. Diagrama de flujo general del procesamiento de la información</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4. Diagrama de flujo del procesamiento de datos en QGIS</i>	<i>45</i>
<i>Figura 5. Desarrollo del proceso de clasificación.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 6. Irradiancia horaria media global (kWh/m²) en Portoviejo y Manta.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 7. Mapa de calor de la demanda energética anual residencial en Portoviejo del año 2023.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 8. Mapa de calor de la demanda energética anual residencial en Manta del año 2023,,,,,,,,,,,,,.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 9. Mapa de calor de la demanda energética anual comercial en Portoviejo del año 2023.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 10. Mapa de calor de la demanda energética anual comercial en Manta del año 2023.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 11. Consumo Energético Anual del Cantón Portoviejo Año 2023.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 12. Consumo Energético Anual por rangos de consumo del cantón Portoviejo Año 2023.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 13. Consumo Energético Anual del Cantón Manta Año 2023</i>	<i>62</i>
<i>Figura 14. Consumo Energético Anual por rangos de consumo del cantón Manta Año 2023.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 15. Comparativa del ROI aproximado para los cantones Portoviejo y Manta</i>	<i>83</i>
<i>Figura 16. Comparación de PAYBACK calculado del Cantón Manta y Portoviejo para el sistema fotovoltaico</i>	<i>84</i>

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i>	<i>Tipos de Kernels.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 2.</i>	<i>Consumo promedio mensual de energía eléctrica (kWh-mes).....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 3.</i>	<i>Comparación de la distribución espacial de la demanda eléctrica residencial y comercial entre los cantones Portoviejo y Manta en el año 2023.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.</i>	<i>SGDA requerido y aproximado para las parroquias con mayor consumo energético residencial de los cantones Portoviejo y Manta.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5.</i>	<i>SGDA requerido y aproximado para las parroquias con mayor consumo energético comercial pequeño de los cantones Portoviejo y Manta.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6.</i>	<i>Principales requisitos regulatorios aplicados en el presente estudio.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 7.</i>	<i>Proforma definida para el sistema de generación fotovoltaica.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 8.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 1 kWp para clientes residenciales de pequeño consumo de Portoviejo.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 9.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 3,24 kWp para clientes residenciales de mediano consumo de Portoviejo.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 10.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 6,48 kWp para clientes residenciales de grande consumo de Portoviejo.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 11.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 11,34 kWp para clientes comerciales de pequeño consumo de Portoviejo.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 12.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 1 kWp para clientes residenciales de pequeño consumo de Manta.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 13.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 3,24 kWp para clientes residenciales de mediano consumo de Manta.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 14.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 6,48 kWp para clientes residenciales de grande consumo de Manta.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 15.</i>	<i>Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 11,34 kWp para clientes comerciales de pequeño consumo de Manta.....</i>	<i>81</i>

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>Anexo A.</i>	<i>Esquema de integración de base de datos consolidada única.....</i>	<i>88</i>
<i>Anexo B.</i>	<i>Desarrollo de pizarra dinámica en Power BI.....</i>	<i>88</i>
<i>Anexo C.</i>	<i>Desarrollo del análisis geoespacial en QGIS.....</i>	<i>93</i>
<i>Anexo D.</i>	<i>Descripción del comportamiento demográfico del área de estudio</i>	<i>98</i>
<i>Anexo E.</i>	<i>SGDA requeridos para los cantones de Portoviejo y Manta para clientes residenciales.....</i>	<i>100</i>
<i>Anexo F.</i>	<i>SGDA requeridos para los cantones de Portoviejo y Manta para clientes comerciales pequeños</i>	<i>102</i>
<i>Anexo G.</i>	<i>Mapas de calor de los clientes residenciales y comerciales de Portoviejo y Manta del año 2023.....</i>	<i>103</i>

CAPÍTULO I: EL PROBLEMA

1.1. Introducción

El incremento continuo de la demanda eléctrica global ha transformado el diseño de las redes eléctricas en tema central para asegurar provisión energética segura, eficaz y fundamentalmente acorde a demandas de múltiples sectores (IEA, por sus siglas en inglés); A nivel mundial entre 2026 y 2030 el gasto de electricidad aumentará a un ritmo superior al que se había comprobado en la última década, apalancado por un crecimiento industrial, la propia electrificación de diversos sectores, un mayor número de vehículos eléctricos y el desarrollo de centros de datos (IEA, 2026).

Debido al gran aumento de la demanda y sobre todo, a la constante variación de cargas, el diseño de redes eléctricas se encuentra frente a grandes retos, por lo que la complejidad operativa del sistema tiene un incremento notable. Desde este punto de vista, seleccionar una correcta configuración es de vital importancia puesto que de esta manera se garantiza un funcionamiento confiable, seguro y eficiente. Sin embargo, es necesario destacar que dicha selección debe ser evaluada desde varios puntos de vista, tales como el operativo así como también el de su función sobre el rendimiento global de la red y la calidad del servicio proveído a los clientes. Asimismo, una planificación adecuada de la red permite mantener niveles aceptables de calidad de energía, responder a las necesidades de las diferentes áreas de servicio y facilitar la expansión ordenada del sistema eléctrico. Por ello, una correcta organización y configuración de la red constituye un elemento clave para adaptarse a la evolución de la demanda y cumplir con los requisitos técnicos y operativos establecidos. (Valenzuela et al., 2019).

En Ecuador, la planificación energética supone un proceso estratégico que requiere una evaluación constante para asegurar que la red eléctrica atienda al aumento de la demanda y los

desafíos resultantes de la transición energética. Respecto a esto, el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 fija como uno de sus objetivos principales consolidar la planificación y administración de las redes de distribución mediante estrategias que incorporen el desarrollo del sistema eléctrico con criterios de sostenibilidad ambiental. Este enfoque busca asegurar la confiabilidad, eficiencia y capacidad de expansión de la infraestructura eléctrica en el corto, mediano y largo plazo. Asimismo, el plan promueve una mayor coordinación entre las instituciones del sector eléctrico para garantizar un suministro seguro, continuo y de calidad, capaz de satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras del país. (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

Es vital en el planeamiento de redes poseer herramientas que permitan unir datos técnicos con mapas espaciales para lograr mejorar y precisar el examen además de tomar buenas decisiones adecuadamente. Así pues, los Sistemas de Información Geográfica (SIG) lograron instalarse y quedarse como una técnica muy útil, porque facilitarán conectar bases de datos localizadas con planos digitales, ayudando de esta manera a ver, ordenar y analizar la infraestructura eléctrica. Igualmente, la capacidad para gestionar grandes volúmenes de datos espaciales y ejecutar análisis de redes contribuye a mejorar la planificación, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución, incrementando la eficacia de las empresas energéticas y mejorando la calidad del servicio ofrecido a los usuarios (Hamza, MH, y Chmit, M.2022).

Por otro lado, Manabí exhibe diversidad de suelos y distribución desproporcionada de población, factores que condicionan la creación de servicios básicos y ejecución de proyectos públicos. El Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial indica que analizar cómo se dispersa la gente en el territorio ayuda a comprender dinámicas espaciales, detectar deficiencias y orientar resoluciones respecto a planeación y avance. Asimismo, la provincia ha elevado el alcance del suministro eléctrico residencial en años recientes, llegando al 96,2% de

hogares en 2022, hecho que evidencia necesidad de seguir reforzando mecanismos de planificación para infraestructura energética (Prefectura de Manabí, 2023).

Este estudio se propone desarrollar una aplicación de análisis espacial orientada al soporte de decisiones en el campo de la planificación eléctrica, empleando datos técnico-geográficos en contextos SIG. El objetivo es mejorar la evaluación de diferentes situaciones e instancias a través del sector eléctrico, proporcionando procedimientos efectivos para planificar áreas. Así, se intenta brindar un instrumento de apoyo que propicie una buena gestión del sistema eléctrico en la localización escogida para la aplicación de análisis.

1.2. Planteamiento del Problema.

Según la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2024), el consumo eléctrico de la provincia de Manabí ha experimentado un crecimiento sostenido durante los últimos años, pasando de 1.228,70 GWh en 2016 a 1.554,58 GWh en 2024. Este incremento refleja el impacto del crecimiento poblacional, la expansión urbana y el desarrollo de las actividades productivas, factores que han incrementado la demanda de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial e industrial.

Pese a que en la actualidad existen registros estadísticos oficiales acerca del consumo eléctrico provincial, la información disponible se encuentra descrita en forma de indicadores agregados y reportes estadísticos, por lo que el análisis detallado del comportamiento de la demanda a nivel cantonal se ve limitado. Esta escasez de información obstaculiza la identificación de patrones espaciales de consumo, la diferenciación y comparación entre territorios así como la localización de zonas con mayores requerimientos energéticos, elementos claves para el desarrollo y planificación de la extensión de la red eléctrica y la formulación de políticas energéticas.

Respecto a esto, es de vital necesidad desarrollar e implementar herramientas que incorporen los datos de consumo con información geográfica a través de Sistemas de Información Geográfica (SIG) y plataformas de Inteligencia de Negocios. Al obtener una representación espacial y dinámica de la demanda eléctrica se podrá analizar la distribución de consumo entre los diferentes cantos de la provincia de Manabí, además de reconocer y clasificar tendencias territoriales y proveer información necesaria para apoyar la planificación, gestión y toma de decisiones en el sector eléctrico.

1.3. Justificación del problema

Aplicar Sistemas de Información Geográfica (SIG) para estudiar la demanda eléctrica resulta ser un recurso fundamental para entender con exactitud cómo se usa energía en la provincia de Manabí. Dicho estudio ofrece una perspectiva espacial sobre la demanda eléctrica mediante identificación de zonas de alto, medio y bajo consumo, lo cual permite reconocer patrones energéticos y valorar su conducta durante el tiempo.

El uso de herramientas de análisis geoespacial y de representación gráfica de datos perfecciona la estructura del sistema eléctrico a través de la comparación analítica entre distintos periodos, localizando redes, investigando patrones y anticipando situaciones energéticas con mayor fluidez y exactitud. Esto nos permite comprender mejor la forma en que ha variado el gasto energético y su comportamiento temporal.

También satisfacer necesidades actuales de gestión energética convierte datos estadísticos en información que pueda entenderse espacialmente mediante herramientas como QGIS y Power BI, mejorando así la toma de decisiones dentro del sector eléctrico y ayudando a crear estrategias de planificación mucho más eficientes para todos los usuarios finales involucrados directamente en estos procesos complejos de análisis territorial específico.

Por último, esta investigación se fundamenta sobre ausencia de estudios espaciales del uso eléctrico separados según categoría de consumidor y tramos temporales, generando así un vacío en el entendimiento de la necesidad eléctrica dentro de todo el territorio provincial de Manabí.

1.4. Objetivos.

1.4.1. Objetivo General

- Analizar la distribución espacial y temporal del consumo de energía eléctrica en los cantones de la provincia de Manabí mediante la integración de Sistemas de Información Geográfica (QGIS) y herramientas de Inteligencia de Negocios (Power BI), con el propósito de identificar patrones de demanda y generar información que apoye la planificación y la toma de decisiones en el sector eléctrico.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Recolectar, depurar y organizar la información del consumo de energía eléctrica correspondiente a los diferentes cantones y sectores económicos de la provincia de Manabí.
- Analizar la distribución espacial y temporal del consumo eléctrico mediante indicadores y variables geográficas que permitan identificar patrones y diferencias territoriales.
- Elaborar mapas temáticos y representaciones geoespaciales del consumo eléctrico utilizando Sistemas de Información Geográfica (QGIS).
- Desarrollar un tablero interactivo en Power BI que facilite la visualización dinámica y el análisis de la demanda eléctrica por cantón, sector y período de estudio.
- Evaluar los patrones espaciales identificados para generar información que apoye la planificación energética y la toma de decisiones en el ámbito provincial.

1.5. Antecedentes

Chávez y Molina (2025) realizó un estudio buscando crear un marco analítico geoespacial para predecir la demanda eléctrica a nivel micro, combinando algoritmos de aprendizaje automático, estudios espaciales y procedimientos de convolución para elevar la exactitud de las estimaciones de uso dentro de redes de reparto. Este sistema se demostró a través del uso de un ejemplo práctico en la red Luz del Sur, que se encuentra ubicada en la ciudad de Lima, Perú, en la que se emplearon registros históricos de la electricidad y coordenadas geográficas específicas. Los descubrimientos exponen que el modelo antes mencionado alcanzó a detallar con mejor precisión los patrones territoriales de incremento del requerimiento energético y detectó zonas nuevas para conectar luz, ofreciendo datos de gran valor para planificar ampliaciones futuras de las líneas eléctricas tanto a corto como a largo plazo. Los investigadores terminan diciendo que mezclar el análisis territorial con técnicas de inteligencia artificial mejora los flujos de planeamiento eléctrico y sirve como instrumento efectivo para ayudar a elegir opciones en compañías que reparten energía (Chávez y Molina, 2025). A pesar de que esta investigación evidencia la eficacia del análisis geoespacial y del uso de Inteligencia Artificial para mejorar la predicción del consumo eléctrico, el presente estudio se enfoca en el análisis espacial de la demanda eléctrica en la provincia de Manabí mediante el uso de SIG y Power BI, cuyo objetivo es mejorar la planificación de los sistemas de distribución, mediante la identificación de patrones de consumo eléctrico.

Además, Hamza y Chmit (2022) realizaron un estudio cuyo propósito fue examinar cómo ayudan los Sistemas de Información Geográfica (SIG) a planificar y gestionar redes eléctricas de media y baja tensión, creando aplicaciones Web GIS y 3D Web GIS para mejorar el análisis y la administración de la infraestructura eléctrica. Con esto, juntaron datos topográficos, mapas de la red eléctrica, fotos satelitales y cifras sacadas usando GPS dentro de una base de datos geoespaciales, donde usaron métodos de análisis espacial y de redes. Las

pruebas demostraron que emplear estas herramientas ayuda a gestionar mejor la infraestructura eléctrica, hace más eficiente la planificación del mantenimiento, permite encontrar fallas rápidas y refuerza la toma de decisiones para planear y expandir las redes de distribución. Los autores dicen que meter los SIG es una opción buena para optimizar la administración de las redes eléctricas y ayudar en los procesos de planificación territorial y urbana, siendo un ejemplo clave para esta investigación actual (Hamza y Chmit, 2022). Pese a que este estudio demuestre que los SIG mejora la gestión y planificación de las redes eléctricas, está principalmente dirigido a la administración de los sistemas eléctricos. Mientras que, esta investigación usa los SIG para el análisis de distribución espacial del consumo eléctrico, lo que aporta con información que ayuda en la planificación eléctrica en la provincia de Manabí.

Asimismo, en investigación realizada por Ulloa y Vázquez (2024), se sugirió modelar la demanda energética de un alimentador perteneciente a la compañía Eléctrica Azogues CA usando técnicas estadísticas y recursos de Sistemas de Información Geográfica (SIG), buscando respaldar la planificación del sistema eléctrico distribuido. Con esto, utilizaron ArcMap para la georreferenciación de usuarios y el análisis espacial de dicha demanda, además de contar con modelos de proyección estadística dentro de Minitab. Los hallazgos mostraron un aumento proyectado del treinta y uno coma siete por ciento en la demanda total del alimentador hasta llegar al año dos mil veintiocho, logrando detectar el crecimiento de distintos sectores de consumo y ofrecer datos para planificar la expansión de la red eléctrica. Los investigadores terminan diciendo que la proyección espacial de la demanda representa una herramienta básica para reforzar la toma de decisiones y la planificación estratégica de los sistemas eléctricos de distribución (Ulloa y Vazquez, 2024). Este estudio es un referente ecuatoriano que demuestra la utilidad de los SIG para proyectar espacialmente la demanda eléctrica. Sin embargo, este análisis fue realizado únicamente sobre un único alimentador de distribución, mientras que la presenta investigación fue realizada mediante un amplio análisis

de la provincia de Manabí, utilizando herramientas geoespaciales y de inteligencia de negocios que facilitan la planificación del sistema eléctrico.

Los antecedentes presentados demuestran que los Sistemas de Información Geográfica son una herramienta útil para el análisis espacial de la demanda eléctrica y sirven de apoyo para la planificación de sistemas de distribución. De igual modo, en estas investigaciones no integran el uso de QGIS y Power BI para el estudio de la provincia de Manabí. En este contexto, la presente investigación plantea aportar una herramienta que permita observar el comportamiento de la demanda eléctrica y brindar información útil para realizar la planificación eléctrica

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Demanda Eléctrica y Caracterización del Consumo

La caracterización de la demanda eléctrica constituye una etapa fundamental en la planificación y gestión de los sistemas eléctricos, ya que permite comprender el comportamiento del consumo de energía desde una perspectiva temporal, espacial y sectorial. El análisis de la demanda facilita la identificación de patrones de consumo, factores que influyen en su variabilidad y tendencias de crecimiento, proporcionando información esencial para la planificación de redes de distribución, la integración de generación distribuida y la toma de decisiones en el sector eléctrico. En este apartado se presentan los principales conceptos relacionados con la demanda eléctrica, la caracterización del consumo y los factores que condicionan su comportamiento.

2.1.1. Demanda y Consumo eléctrico

De acuerdo con Iza (2021) la demanda eléctrica (kW) se define como la potencia requerida por los usuarios en un instante de tiempo determinado, su comportamiento tiene que ver con los patrones de consumo de los usuarios y su relación con los ciclos económico y climático, de forma que ciertos patrones suelen variar en el tiempo dándose perfiles diarios, mensuales y anuales. Por otro lado, Radicelli y Parra (2025) dan a conocer que el consumo eléctrico (kWh) corresponde a la potencia utilizada por los usuarios durante un periodo de tiempo, afirmando que ambos conceptos son fundamentales para el análisis del sistema eléctrico.

2.1.2. Caracterización del consumo: sectores residencial, comercial e industrial.

Según La Unidad de Negocio Manabí [CNEL] (2026) los usuarios consumidores se clasifican en diferentes categorías tarifarias, estas son la residencial, comercial e industrial. Donde el sector residencial se encuentra asociada al consumo que se da en las viviendas a nivel

general donde el consumo promedio no supera los 1500 kWh-mes; en tanto al sector comercial corresponde a actividades de servicios y comercio de distintas índoles donde el consumo promedio puede llegar hasta más de 500.000 kWh-mes; y finalmente, la tarifa del sector industrial se encuentra relacionado con procesos productivos de mayor escala (fábricas de productos alimenticios, textil, metalmecánica, farmacéutica, entre otras) que de la misma forma su consumo promedio se encuentra hasta por encima de los 500.000 kWh-mes (Alzate et al., 2020).

2.1.3. Curva diaria

Según Cherres y Suarez (2023) a curva diaria se define como la representación de la demanda capturada en intervalo horarios durante un periodo de 24 horas, esta se obtiene mediante estudios de carga instalada, inspecciones de campo o el uso de analizadores de calidad de energía para identificar las "horas pico" y los "valles" de consumo. En el ámbito fotovoltaico, se utiliza para trazar curvas de corriente y tensión (I-V) que permiten determinar la eficiencia energética diaria y el comportamiento instantáneo de los módulos (Mozetic et al., 2024).

2.1.4. Curva mensual

La curva mensual es una caracterización estadística que sintetiza el comportamiento de la demanda o el costo de la energía a lo largo del mes, esta se construye a partir de registros históricos y promedios diarios con la finalidad de obtener datos de demanda máxima, media y mínima. Estas curvas permiten observar fluctuaciones que dependen de la época del año y de factores estacionales (Andache y Chávez, 2021; Ballesteros y Hernández, 2021).

2.1.5. Curva anual

Esta es aquella que representa la evolución y proyección de la demanda de potencia y consumo de energía durante un año completo, por lo general se encuentra basada en series de

tiempo de datos históricos de varios años (por ejemplo, periodos de 5 a 12 años), se emplea en el análisis de patrones de crecimiento a largo plazo y para el planeamiento de la operación de sistemas eléctricos (Giménez y Arce, 2021). En el análisis referencial es fundamental para el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión y generación a nivel nacional o regional.

2.1.6. Demanda máxima

Lozada y Acosta (2022) lo definen como el valor más alto de potencia requerida por los consumidores en un periodo de tiempo determinado (por ejemplo, mensual o anual), este se identifica como los "picos de demanda" o "puntas de carga" en la curva de consumo. Para la generación solar distribuida este concepto es fundamental en torno a la planificación de capacidad generadora y el diseño de micro redes, permitiendo determinar cual es la potencia que debe suministrar un sistema fotovoltaico para repotenciar la red existente (Dueñas y Saquicela, 2022).

2.1.7. Demanda media

Es el valor promedio de la potencia eléctrica consumida durante un intervalo de tiempo específico. Es comúnmente empleado para el cálculo del consumo diario energético necesario para mantener un sistema funcionando de forma continua, de forma que se emplea en el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento (baterías), para asegurar que la energía almacenada cubra los requerimientos cuando no hay generación solar (clima nublado o el horario nocturno) (Dueñas y Saquicela, 2022)

2.1.8. Factor de carga

Según Moran (2023) y Moreno (2023) Este es el coeficiente técnico aplicado a los diferentes tipos de usuarios como lo son los residenciales, comerciales e industriales, para estimar la demanda máxima esperada en un sistema eléctrico basándose en consumo del área.

Su uso correcto permite desarrollar metodologías precisas para optimizar la planificación energética y la gestión de recursos.

2.1.9. Estacionalidad

La estacionalidad hace referencia a la presencia de tendencias y patrones de consumo que suelen repetirse en periodos específicos y se encuentran asociados a la dinámica de la actividad económica, población o factores climáticos (Londoño et al., 2026). Es crucial para los modelos predictivos, ya que permite anticipar el desajuste horario entre la oferta de energía solar (dependiente del clima) y la demanda variable del consumidor, lo que permite identificar “temporadas altas” ayudando a gestionar excedentes o déficit de energía.

2.1.10. Factores socioeconómicos y demográficos

En la variación de los patrones de consumo eléctrico se encuentran involucradas ciertas características que influyen en la oferta y demanda de energía de los distintos sectores como es el tipo o tarifa de consumo, el ingreso de los consumidores, la composición familiar y el tipo de vivienda (en el caso de ser sector residencial), la zona climática de residencia, entre otras. En tanto a la provincia de Manabí, al ser una provincia ubicada en la región Costa, los factores como las olas de calor disparan la demanda a menudo para alimentar acondicionadores de aire, lo que puede sobrecargar la red eléctrica (Moya et al., 2022).

2.1.11. Sistemas de generación distribuida

El análisis del comportamiento de la demanda eléctrica constituye un elemento fundamental para la planificación de sistemas de generación distribuida, ya que permite identificar patrones de consumo, localizar zonas con alta demanda y evaluar la relación entre los perfiles de carga y la disponibilidad de los recursos energéticos. En lo que respecta a la generación fotovoltaica, el tener conocimiento a cerca de la distribución espacial y temporal del consumo proporciona la identificación de las áreas donde este tipo de generación puede

contribuir muchos más beneficios ya sean técnicos, económicos e incluso ambientales. De la misma forma, una alta sagacidad de generación distribuida consigue generar retos operativos en las redes de distribución, con variaciones de tensión, alteraciones en el flujo de potencia, además de mayores requerimientos de tolerancia para conservar la estabilidad del sistema eléctrico. Por ello, la planificación e integración de estos sistemas debe sustentarse en un conocimiento detallado del comportamiento de la demanda eléctrica y de su distribución territorial (IEA, 2022).

En este contexto, el crecimiento de la generación distribuida fotovoltaica incrementa la necesidad de contar con herramientas que permitan identificar espacialmente las zonas con mayor potencial de implementación, considerando tanto la concentración de la demanda como las características del territorio. De esta manera, los Sistemas de Información Geográfica constituyen un apoyo importante para la planificación energética y la priorización de futuras inversiones en generación distribuida (IRENA, 2019).

2.1.12. Generación distribuida fotovoltaica

La generación distribuida se encuentra relacionada con la transición energética de forma que puede ser abordado en dos niveles: el técnico y el político, el primero hace referencia a que el proceso de basar un sistema en energías renovables y limpias, por su parte el segundo nivel tiene que ver con la centralización de las estructuras de poder que dominan el sector energético (Kazimierski, 2020).

La generación distribuida fotovoltaica consiste en generar electricidad por medio de sistemas basado en la energía proveniente del sol, instalados cerca de los puntos de consumo, por lo general en los tejados de edificios residenciales, comerciales o industriales. Fomenta el autoconsumo, reduce las pérdidas de transporte y contribuye a la descentralización de la red

eléctrica, mejorando así la eficiencia y la estabilidad de las redes de distribución (Instituto Tecnológico de Castilla y León [ITCL], 2021).

De acuerdo con Fabián et al., (2025) la integración de sistemas fotovoltaicos descentralizados permite a los consumidores tradicionales transformarse en “prosumidores”; usuarios capaces de generar, consumir, almacenar e incluso inyectar el excedente de energía a la red. Este desarrollo promueve una gestión energética más eficiente y fortalece la participación de los usuarios en el sistema eléctrico. En los últimos años, la producción fotovoltaica ha experimentado un gran crecimiento gracias a la disminución de costos de los paneles solares, los avances tecnológicos y la implementación de medidas de promoción de energías renovables. En Ecuador, y particularmente en la provincia de Manabí, las elevadas condiciones de radiación solar convierten a esta tecnología en una alternativa con alto potencial para complementar el suministro eléctrico convencional y contribuir al proceso de transición energética (Fabián et al., 2025).

Cabe mencionar que para los usuarios consumidores los precios de la energía van en aumento, Ramos (2022) da a conocer que el incremento se da debido al aumento de costos del gas, además se las sequías o llamados estiajes han aumentado, por lo tanto, la búsqueda de alternativas de consumo sostenibles, desde el punto de vista ambiental, económico y eficientes ha generado la necesidad de una transición energética, con ello el uso de energía solar fotovoltaica sobre todo, en zonas costeras como lo es la Provincia de Manabí ha sido vista como una de las alternativas con mayor aceptación (Fabián et al., 2025).

No obstante, la identificación de los sectores con mayor potencial para la implementación de generación distribuida requiere conocer previamente la distribución espacial de la demanda eléctrica. En este sentido, el análisis geoespacial permite localizar zonas con elevados niveles de consumo, identificar áreas prioritarias para futuras inversiones y proporcionar información que apoye la planificación energética territorial. Por esta razón, la

integración de herramientas como QGIS y Power BI constituye un apoyo importante para evaluar el comportamiento de la demanda y orientar futuras estrategias de generación distribuida fotovoltaica.

2.2. Bases de la Información Geoespacial para el Análisis Territorial

2.2.1. Georreferenciación y análisis espacial

Acevedo (2024) afirma que los datos geoespaciales son información que describe objetos, acontecimientos u otras características con una ubicación sobre o cerca de la superficie de la tierra, el uso de estos datos es crucial para la planificación y gestión de la infraestructura eléctrica. En este contexto la georreferenciación es la técnica utilizada para establecer coordenadas geográficas precisas a datos, imágenes o documentos cartográficos, integrándolos en un sistema de referencia espacial común; en los SIG, garantiza la superposición de información de diferentes fuentes en un mismo espacio (Ulpo et al., 2020).

2.2.2. Sistemas de referencia espacial y sistemas de coordenadas

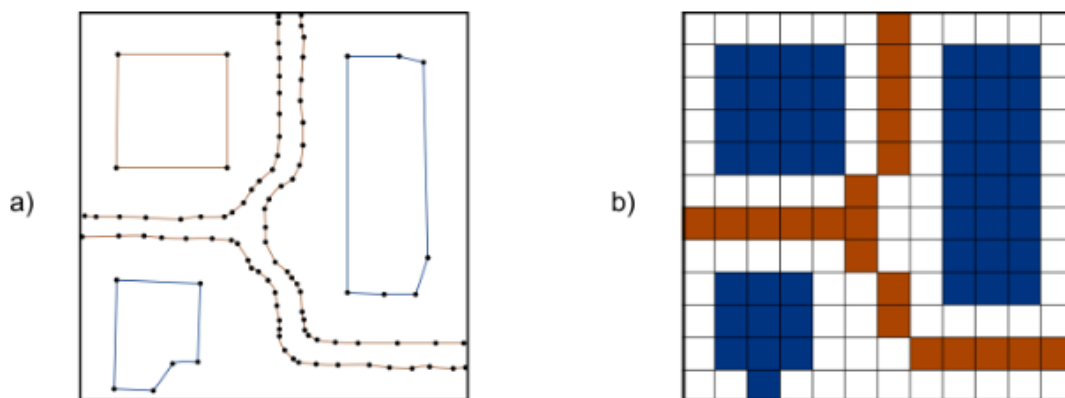
Un espacio geográfico se encuentra formado y transformado por factores físicos, ecológicos y biológicos que garantiza los recursos indispensables a los seres humanos, este es accesible a la sociedad, de esta forma todo punto de la superficie terrestre puede ser representado mediante sistemas de referencia espacial, los cuales permiten definir su posición de forma única y precisa (Mateo, 2025).

Por su lado, Cortés (2025) menciona que los sistemas de coordenadas involucran los sistemas de referencia espacial, en donde se destacan los sistemas geográficos, es decir, la latitud y longitud, además de los sistemas proyectados, como el UTM (Universal transversal de Mercator), los cuales son ampliamente empleados en estudios territoriales y energéticos por su precisión en áreas delimitadas.

2.2.3. Datos espaciales: modelos vectorial y ráster

Cassuque (2020) considera que la representación de datos espaciales da a conocer las ubicaciones en una base de datos, con ellos es posible realizar en dos formatos básicos: i) formato vectorial y ii) formato ráster (Figura 1). El formato vectorial se representa como puntos, líneas y áreas, y el formato rasterizado se representa como una cuadrícula de celdas/píxeles. El formato vectorial se basa en vistas de objetos discretos de la realidad (mapas analógicos) y el formato ráster se basa en una red formada por celdas o cuadrículas (fotografías, imágenes, etc.), en la que cada cuadrícula (píxel) presenta una propiedad de calidad o espacial (color, altitud, entre otras). La principal diferencia con respecto a un archivo vectorial es que los píxeles se almacenan en el archivo ráster mientras que en el archivo vectorial se almacenan las coordenadas de los vértices de cada elemento geométrico (Boria et al., 2020).

Figura 1. Comparación entre los esquemas del modelo de representación vectorial (a) y ráster (b).



Fuente: (Boria et al., 2020).

2.2.4. Interpolación espacial

Alegría (2024) afirma que la interpolación se basa en construir una función que aproxime de manera confiable valores geográficos faltantes basándose en el comportamiento definido por los datos existentes, completando así la información necesaria para realizar

análisis más detallados. En tanto a los métodos de interpolación espacial buscan generar una superficie continua a partir de datos irregularmente distribuidos, permitiendo estimar valores en ubicaciones no muestreadas y revelar patrones espaciales para visualizar datos geográficos de manera continua, entre los métodos de interpolación espacial se encuentran el método de interpolación de Kernel y el método de interpolación de ponderación de distancia inversa (Abad, 2024).

2.3. Sistemas de Información Geográfica y su Aplicación en Estudios Energéticos

2.3.1. Sistemas de Información Geográfica (SIG)

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) son herramientas tecnológicas que permiten capturar, almacenar, analizar y visualizar información georreferenciada, lo que facilita la comprensión de fenómenos espaciales y la toma de decisiones basadas en el territorio (Expósito et al., 2025). En los sistemas eléctricos, los SIG juegan un papel fundamental para la planificación, operación y expansión de las redes eléctricas, integrando variables espaciales, sociales y ambientales.

2.3.2. Importancia de los SIG en estudios territoriales

La importancia de los SIG radica en ser una herramienta para la planificación, lo cual facilita la integración de múltiples fuentes de datos para el desarrollo sostenible de los espacios urbanos, planificando y anticipando los escenarios que puedan darse en el mismo, destacando ventajas como la integración, análisis y la representación de los resultados en base a los datos obtenidos (Moran y Mogro, 2024). Estas funciones permiten comprender la dinámica territorial y evaluar fenómenos distribuidos espacialmente, como el consumo energético.

Mullisaca (2023) da a conocer que los sistemas de información geográfica tienen diversas aplicaciones, especialmente en la planificación de redes eléctricas se ven involucradas

en el análisis de fallas, optimización de redes, proyección de cargas, estimación de costos y selección de áreas para nuevos proyectos, realizando el respectivo mapeo, recolección y análisis de datos en tiempo real, de acuerdo con las condiciones operativas, monitoreando así cada uno de los elementos que componen la red, las ventajas del empleo de los SIG dan como resultado la minimización del costo de mantenimiento manual de los mapas, permitiendo la evaluación de factores técnicos, financieros y ambientales (Techane et al., 2022).

2.3.3. Soluciones comerciales y de código abierto de un SIG

Moncayo (2023) da a conocer que un software SIG se clasifica en dos tipos, como lo son las soluciones comerciales y de código abierto. Las soluciones comerciales, ofrecen plataformas robustas con soporte técnico especializado y herramientas avanzadas de análisis espacial, sin embargo, suelen tener costos altos en sus licencias (ArcGIS, Global Mapper, Arcview, Geomedia y Mapinfo Professional) y los softwares de código abierto se caracterizan por ser gratuitos, flexibles y en constante desarrollo, respaldados por comunidades internacionales de usuarios y desarrolladores (QGIS, Saga Gis, Diva Gis, Grass Gis y GvSIG) (Olivo, 2019).

2.4. Herramientas tecnológicas para la visualización y el análisis de datos

2.4.1. Software PowerBi (Power Business Intelligence)

La compañía Microsoft (2026) describe a su producto PowerBi como una plataforma unificada y escalable para la inteligencia empresarial (BI) y de auto servicio. Además, es concebida como una solución de análisis empresarial que permite realizar la conexión de diversas fuentes de datos, simplificarlos y transformarlos para la generación de informes y pizarras dinámicas con el usuario para el análisis de datos (GD Capacitaciones, 2021).

2.4.2. Elementos Clave de Power BI

El software Power Bi se encuentra compuesto de varios elementos que permiten ejecutar sus funciones, entre los elementos más importantes se encuentran los Tableros o pizarras interactivas, que permiten visualizar los comportamientos y puntos de atención en tiempo real, la georreferenciación que permite proyectar los datos en mapas para facilitar la toma de decisiones basada en la ubicación geográfica, también están los gráficos visuales en este apartado Power Bi ofrece una cantidad variedad de objetos visuales para representar los datos dado que el sistema puede conectarse a múltiples orígenes (Excel, JSON, XML, SQL, SharePoint, web, etc); empleando de esta forma el editor de Power Query para preparar y simplificar datos de forma rápida, y el lenguaje DAX que permite la creación de fórmulas complejas de acuerdo a la acción que se desea realizar (Olmos et al., 2022; Aníbal et al., 2025).

2.4.3. Importancia de Power Bi en el Análisis de Datos Energéticos

De acuerdo con Silva et al. (2026) en el análisis y planificación energética Power Bi puede ser de gran importancia dado que permite desarrollar sistemas de monitoreo lo que ayuda a identificar cambios en la generación, permite crear simulaciones que faciliten el cálculo de índices de consumos específicos y sectorizados, además del seguimiento del desempeño energético a lo largo del tiempo permitiendo una planificación operativa mucho más precisa de forma que con aquellas herramientas es posible proporcionar una visión clara y detallada de los datos energéticos, es posible mejorar los procesos de decisión para aumentar la productividad y sostenibilidad del sistema (Carrillo, 2024).

2.4.4. Software QGIS

El Sistema de Información Geográfica QGIS, es un software profesional, es de muy fácil empleo, gratis y de código abierto, que posibilita la creación, visualización, análisis, edición y publicación de información geoespacial (Buceta, 2024). QGIS puede realizar análisis

de datos espaciales en bases de datos espaciales y otros formatos compatibles con OGR. Actualmente, QGIS ofrece herramientas de análisis vectorial, análisis raster, muestreo, geoprocesamiento, geometría y gestión de bases de datos. (QGIS ECUADOR, 2026).

2.4.5. Herramientas de QGIS para análisis espacial

Este software dispone de herramientas para análisis espacial como cálculos de densidad, interpolación, análisis de proximidad y generación de mapas de calor, esta última herramienta brinda la facilidad de crear, visualizar, analizar, editar y publicar la información geoespacial, desarrollándolos por capaz y enfocándolos en el análisis espacial de la demanda eléctrica y la evaluación territorial para la integración de generación distribuida fotovoltaica (Duarte et al., 2021).

2.5. Métodos de análisis geoespacial aplicados a la demanda eléctrica

2.5.1. Método de Densidad de Kernel

El método de densidad de Kernel según Rocha (2022) permite realizar el cálculo de la densidad de puntos alrededor de cada celda ráster de salida en la vecindad de estas, y analizar la incidencia de la variable, para el caso de agregar un peso y/o una población se emplea para ponderar la entidad, dando mayor peso a una que a otra, ajustando una superficie de forma circular como una curva uniforme sobre cada punto que es máxima en la ubicación de este y disminuye según el ancho de banda a medida que se aleja. La densidad de Kernel se basa en la función cuártica de Silverman, en donde el peso y/o población (entero o flotante) determina la cantidad de veces que se va a contar el punto.

Sus aplicaciones se evidencian debido a que con este método es posible representar la densidad de eventos por unidad de área, lo que refleja dónde ocurren los eventos con mayor frecuencia y su distribución espacial (Torres, 2021).

Tabla 1. Tipos de Kernels existentes

TIPOS DE KERNELS	
KERNEL	K (u)
Uniforme	$\frac{1}{2}$, para $ u < 1$
Triangular	$(1 - u)$, para $ u \leq 1$
Epanechnikov	$\frac{3}{4} (1 - u^2)$, para $ u < 1$
Cuártico o Biweight de Tukey	$\frac{15}{16} (1 - u^2)^2$, para $ u \leq 1$
Triweight	$\frac{35}{32} (1 - u^2)^3$, para $ u \leq 1$
Gaussiano	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} u^2\right)$
Coseno	$\frac{\pi}{4} \cos\left(\frac{\pi}{2} u\right)$, para $ u \leq 1$
K_2 de Silverman	$\frac{3}{\pi} (1 - u^2)^2$, para $ u \leq 1$

Fuente: (Pérez, 2021)

2.5.2. Método de ponderación de distancia inversa (IDW)

Quintero (2022) indica que la interpolación de datos posibilita la proyección de mapas o superficies continuas en base a datos discretos, el método de interpolación IDW (en inglés Inverse Distance Weighting) indica los puntos de muestreo que se ponderan durante la interpolación para minimizar la influencia de un punto en relación con los demás dependiendo de la distancia entre este y el punto desconocido que se va a crear. En el análisis de demanda eléctrica, la interpolación IDW se emplea para generar superficies continuas de consumo energético a partir de datos puntuales, como registros de medidores o nodos de cargas; lo que permite identificar áreas de mayor y menor consumo y apoyar la planificación de redes de distribución y generación distribuido.

2.5.3. Mapas de calor y análisis de la demanda eléctrica

En un Sistema de información geográfica (SIG) los mapas de calor son empleados para representar la intensidad o concentración de una variable en el espacio geográfico por medio de gradientes de color (el rojo representa a los valores altos y el azul a la actividad más baja,

rehabilitación y eficiencia energética, demostrando una alta precisión en la predicción del consumo anual basándose en datos georeferenciados. En el continente asiático de acuerdo con Li et al. (2022), en China se emplean herramientas como los SIG, teledetección nocturna, cartografía y modelos espaciotemporales, donde la teledetección nocturna y los SIG se usan para mapear consumo a escala de grilla, debido a que las estadísticas convencionales no captan bien la heterogeneidad intraurbana (Ma y Xu, 2021).

Por su parte, Vernon et al. (2023) describe que el sector energético de Estados Unidos utiliza modelos de planificación de expansión de capacidad para determinar la necesidad agregada de nueva generación, pero estos modelos suelen ser a escala estatal o regional y no están equipados para abordar la amplia gama de cuestiones específicas de ubicación y tecnología. Para ayudar a abordar los mencionados desafíos, estudios han desarrollado un paquete de datos de entrada rasterizados geoespaciales para la viabilidad regional de expansión de capacidad para evaluar la idoneidad de la ubicación de plantas de energía renovables y no renovables en los Estados Unidos limítrofes (Brelsford et al., 2024).

2.6.2. Panorama en América Latina en Estudios sobre Demanda Eléctrica y SIG

Entre las aplicaciones de los SIG en América Latina están los estudios realizados en Brasil se emplean OnSSET, los cuales son un conjunto de herramientas de modelado basadas en QGIS, los cuales se usan para el análisis de la electrificación rural en regiones de difícil acceso como la Amazonía, comparando extensión de red, mini-redes y soluciones autónomas; donde la opción fotovoltaica resulta ser la más adecuada (Jean et al., 2021).

Por otro lado, en Perú se realizó la combinación de series de tiempo y georreferenciación para planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica, este enfoque utiliza razonamiento difuso y algoritmos de agrupamiento difuso para generar pronósticos de carga espacial, donde la integración de métodos de aprendizaje automático y

convolución aplicados a la previsión geoespacial a gran escala de energía eléctrica produce resultados eficientes para su uso en la planificación de sistemas de distribución eléctrica a medio y largo plazo (Chávez y Molina, 2025).

Finalmente, en un estudio realizado en Ecuador en la ciudad de Guayaquil se llevó a cabo la evaluación de alimentadores y transformadores por medio de la construcción de modelos 3D con ArcGIS Pro, lo que permitió evaluar y proyectar los escenarios energéticos hasta el año 2035, donde los resultados obtenidos en este estudio permitió representar la demanda eléctrica de forma georreferenciada, cumpliendo los objetivos del análisis técnico y espacial de la red (Galarza y Jiménez, 2025).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

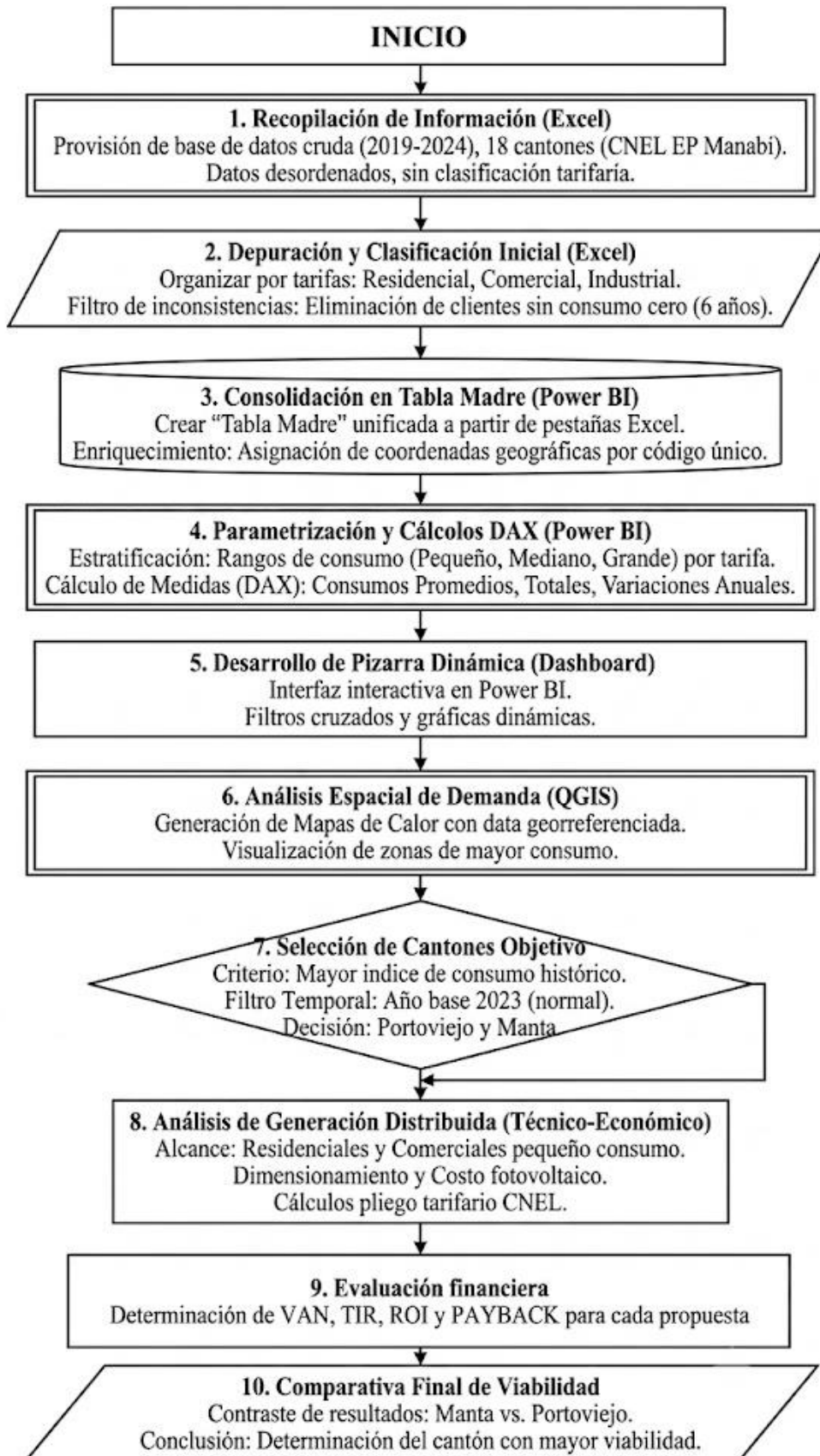
3.1. Diseño metodológico

El presente trabajo de titulación se ejecuta bajo un enfoque cuantitativo dado que emplea datos numéricos procedentes de la base de datos de clientes de CNEL MANABÍ, donde se albergan parámetros como son los consumos de energía y distribución tipos de usuarios consumidores, esto suministra facilidad al cálculo, segmentación por rangos de consumo y clasificación del consumo energético mediante de herramientas propias de Excel.

Este estudio emplea un enfoque cuantitativo de alcance descriptivo, analizando los datos numéricos proporcionados por la base de datos de CNEL EP para identificar tendencias espaciales y temporales de la demanda de electricidad. Asimismo, integra técnicas de análisis geoespacial mediante Sistemas de Información Geográfica (QGIS) y herramientas de inteligencia de negocios (Power BI), para visualizar y analizar la distribución territorial del consumo energético.

A continuación, en la Figura 3 se presenta un diagrama de flujo donde se detallará cada una de las fases de forma general en torno al procesamiento de la información recabada y hasta llegar a su fin y resultados esperados. En primera instancia se comienza con la recopilación y depuración de la información en Excel conforme a los datos históricos no catalogados brindados por CNEL EP Manabí(2019-2024), donde se clasificó por tarifas energéticas, además se eliminaron los registros inconsistentes con consumo de cero. Posteriormente, la información se integró en Power BI para consolidar una tabla madre, estructurar los rangos de consumo por medio de medidas DAX y diseñar la pizarra dinámica, un proceso que se complemento en paralelo con el software QGIS para la georreferenciación de los clientes y la generación de los mapas de calor.

Figura 3. Diagrama de flujo general del procesamiento de la información



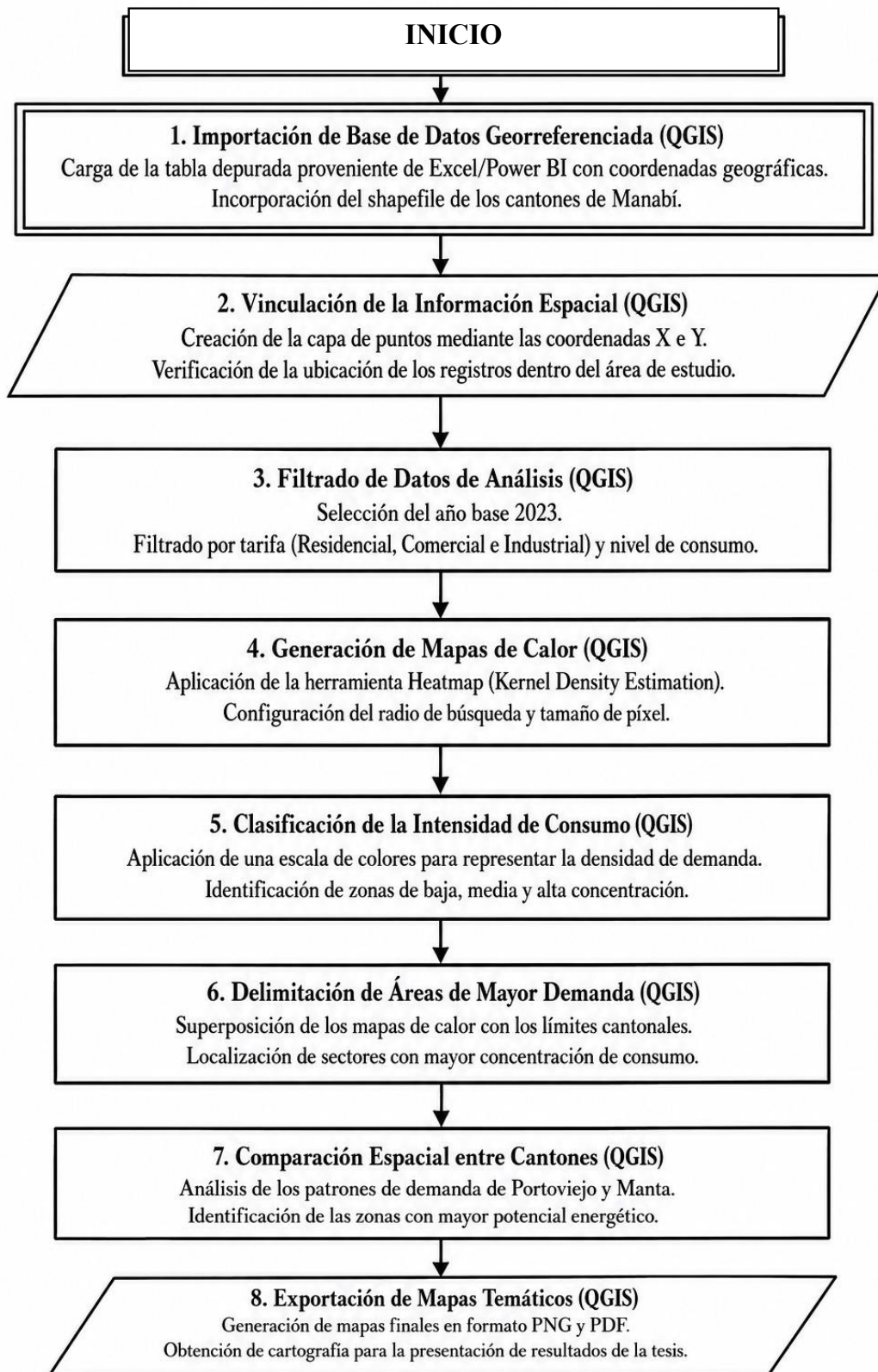
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados visuales generados tanto como en POWER BI como en QGIS como se puede observar en la Figura 3, la secuencia avanza hacia la selección estratégica de os cantones Portoviejo y Manta por registrar la mayor demanda de los 18 cantones analizados, aislando el año 2023 como base de estudio, esto debido a que el estiaje de 2024 alteró el consumo normal con racionamientos energéticos. Finalmente, el diagrama culmina con el dimensionamiento técnico, regulatorio y comercial del sistema de generación distribuida solar enfocado en el sector residencial (pequeño, mediano y grande) y comercial (pequeño), evaluando así la viabilidad financiera mediante indicadores clave como VAN, TIR, ROI y PAYBACK para dictaminar por medio de una comparativa en que cantón es óptima la implementación del sistema de generación fotovoltaico.

Ahora bien, en la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo para la generación de mapas de calor en QGIS. El proceso de análisis espacial comenzó con la importación de la hoja de cálculo de Excel que contenía los resultados de la etapa de procesamiento preliminar. Esta información incluía los datos de consumo eléctrico de los clientes junto con sus coordenadas, lo que permitió realizar el análisis espacial en QGIS. Paralelamente, se importaron los contornos de los cantones de la provincia de Manabí para delimitar el área de estudio. El sistema de coordenadas utilizado fue WGS 84 / UTM zona 17 Sur (EPSG: 32717), por ser el más adecuado para cálculos y análisis que implican mediciones y distancias en la zona del área de estudio.

Posteriormente, se segmentó la base de datos según el tipo de tarifa de cada usuario. De este modo, fue posible analizar de forma independiente el consumo eléctrico de los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Con esta información, se generó un mapa de calor (heatmap) en QGIS que mostraba la distribución de los clientes de electricidad, utilizando la herramienta de mapa de calor (Estimación de Densidad de Kernel); para ello, se ajustó el tamaño del píxel y se modificó el radio de búsqueda.

Figura 4. Diagrama de flujo del procesamiento de datos en QGIS



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, como se visualiza en la Figura 4 se editaron los colores del mapa de calor generado para identificar las distintas áreas de influencia según los niveles de demanda, visualizando al mismo tiempo los límites municipales. Así, se identificaron las zonas de alta demanda en los cantones y se estableció una diferenciación entre las ciudades de Portoviejo y Manta. A partir de esto, se obtuvieron los mapas de calor finales, los cuales sirvieron de base para analizar la demanda eléctrica y seleccionar la ubicación con mayor demanda para la instalación de generación distribuida.

3.2. Herramientas utilizadas

Las herramientas utilizadas para el procesamiento de datos fueron Excel, Power Bi y QGIS. El software Excel fue utilizado en primera instancia para el proceso inicial de depuración de los datos, usado como filtro antes de exportarlos a el software Power BI, esta es una herramienta para la integración y análisis de datos que se basa en ETL (Extracción, transformación y carga), modelado relacional, visualización y cálculo avanzado con lenguaje DAX, actúa como el núcleo que transforma la data de CNEL EP Manabí en una estructura unificada con coordenadas geográficas, permitiendo de esta forma automatizar la segmentación de clientes por tarifas energéticas y rangos de consumo, de la misma manera, crear una pizarra dinámica cuyas métricas temporales (anual, semestral y mensual) permitan aislar el impacto de las variables para fundamentar con precisión los resultados.

Tras la segmentación de datos por categoría de tipo de usuario consumidor (Residencial, comercial e Industrial) o por periodos de demanda anual, se sigue con la exportación de la información al software QGIS. Esta herramienta permite la representación geográfica de los puntos de consumo a partir de los datos espaciales proporcionado por CNEL MANABÍ. Si bien QGIS puede partir de diversos formatos como es el vectorial, ráster, malla, mediante SQL o servicios Web Map Service (WMS), para fines concretos de este proyecto de titulación se empleó la función “añadir capa de texto delimitado”, por tal motivo, los archivos

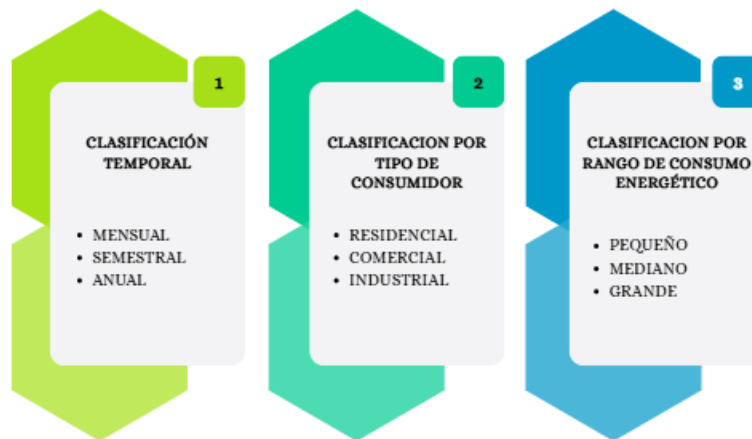
originales en formato .xlsx fueron transformados a formato .csv para asegurar su correcta integración y lectura en el entorno del SIG.

3.3. Fuentes de datos utilizadas

Como anteriormente se mencionó los datos a utilizar para realizar la pizarra dinámica y además graficas los mapas de calor fueron facilitados por CNEL MANABÍ, estos al ser datos de tipo numérico y para facilitar su manejo la CNEL los proporcionó en dos archivos de Excel donde se contiene la información complementaria y relevante para el proyecto. El primer archivo reúne datos sobre la energía facturada, juntos a variables como el código único de cada cliente, cantón, parroquia y tarifa desagregada en tres franjas de consumo, además de la ruta de lectura, el año y el mes de facturación.

El segundo archivo contiene de la misma forma el código único de cada cliente, la localización, cantón y parroquia, los cuales permitieron vincular e integrar ambas bases de datos, además cuentan con información complementaria importante como el tipo de tarifa (residencial, comercial e industrial), y las coordenadas UTM que son indispensables para realizar la identificación espacial de la información. Una vez integradas ambas bases de datos, se continuará a desarrollar las respectivas clasificaciones como se muestra en la Figura 5 en función del tiempo y consumo energético con la finalidad de facilitar el análisis interactivo y geoespacial de la demanda eléctrica.

Figura 5. Desarrollo del proceso de clasificación



Fuente: Elaboración propia

Desarrolla la clasificación permite dimensionar el consumo de los clientes en función del tiempo. Para el análisis semestral, se tomó en consideración la estacionalidad de la zona de estudio, diferenciado en dos periodos (invierno y verano), lo que facilita una mejor interpolación de las variaciones temporales en la demanda eléctrica. Por otra parte, para la clasificación de los rangos de consumo se tomó como referencia la Tabla 2, en el cual se describen consumos mensuales promedios correspondientes a cada tipo de tarifa cliente, estos son usuarios de pequeño, mediano y grande consumo.

Tabla 2. Consumo promedio mensual de energía eléctrica (kWh-mes).

Sector	Actividad	Grande	Mediano	Pequeño
Secundario	Industrial	Mayor a 500 000	Entre 20 000 y 500 000	Menor a 20 000
	Comercial	Mayor a 500 000	Entre 20 000 y 500 000	Menor a 20 000
Terciario	Público	Mayor a 500 000	Entre 20 000 y 500 000	Menor a 20 000
	Residencial	Mayor a 1 500	Entre 300 y 1 500	Menor a 300

Fuente: (Presidencia de la República del Ecuador, 2021)

3.4. Parámetros empleados para la generación de mapas de calor

3.4.1. Sistema de Coordenadas WGS84 UTM 17S

Para esta investigación se seleccionó el sistema de referencia de coordenadas WGS 84 / UTM zona 17S (EPSG:32717), ya que es el sistema más utilizado en Ecuador con fines cartográficos. Este sistema expresa las coordenadas en metros, lo que permite determinar con precisión distancias, áreas y densidades; estos son factores críticos al evaluar la demanda de electricidad mediante mapas de calor. Además, la provincia de Manabí se encuentra en la zona UTM 17S, por lo que el sistema elegido ofrecerá un alto nivel de precisión y una representación muy fiel del área, dado que se emplea en la cartografía oficial local y está integrado en los sistemas de información geográfica (Ver Anexo C 4).

3.4.2. Estimación de densidad de Kernel

Este método se emplea para analizar la densidad de núcleo de un conjunto de puntos, dicho de otra forma, entre más puntos se encuentren agrupados dentro de un área se va a observar un aumento de la concentración dentro de un punto de área variable, lo que permite transformar diversos puntos en una superficie continua (Ver Anexo C 6; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Entre los parámetros más relevantes en la creación de mapas de calor se encuentran; radio, peso otorgado a cada valor de un rango y el tipo de Kernel a emplear (Ver Anexo C 7).

3.4.3. Interpolación IDW

El método más adecuado para representar los datos energéticos en mapas de calor es la interpolación IDW (Ver Anexo C 8) debido a que se puede configurar el grado de influencia de los puntos próximos en un mapa, además que admiten asignar parámetros de “peso” para la obtención de estadísticas realistas. Para este método los parámetros requeridos serán; capa

vector, atributo de Interpolación, pantalla de selección, coeficiente P de distancia, extensión y tamaño del Ráster de Salida (Ver Anexo C 9).

3.4.4. Parámetros para el análisis de los datos y elección de paleta de colores

Tras definir el método de interpolación de Distancia Inversa (IDW) para la generación de mapas de calor, se estandarizaron los parámetros de configuración. Mientras que la selección de capas y la extensión espacial están supeditadas a cada conjunto de datos, el “Atributo de Interpolación” se mantuvo fijo en “Demanda Energética”.

La variabilidad del modelo reside en el coeficiente de potencia (P) y la resolución del renderizado. Para usuarios residenciales, comerciales e industriales, se empleó un coeficiente P igual a 2, estableciendo una influencia moderada entre nodos; esto evita que valores atípicos generen radios de influencia desproporcionados que distorsionen la realidad geoespacial del sistema (Ver Anexo C 10).

Respecto a la resolución del renderizado, la configuración de filas y columnas está supeditada a la extensión de la capa y a las dimensiones asignadas a los ejes X e Y del píxel. Se estableció un tamaño estándar de 10 unidades para la mayoría de los escenarios; sin embargo, en análisis que involucran una alta densidad de abonados o áreas geográficas extensas, este valor se incrementó a 40. Dicho ajuste técnico permite optimizar el tiempo de procesamiento y la carga computacional, garantizando la viabilidad del análisis sin comprometer la integridad de la representación geoespacial (Ver Anexo C 11).

3.5. Ubicación geográfica de la zona de estudio

La presente investigación se desarrolla en el área de concesión de la Unidad de Negocio Manabí de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), responsable de la distribución de energía eléctrica en dieciocho cantones de la provincia de Manabí. Esta región es una de las más dinámicas del país en términos de crecimiento económico y desarrollo demográfico,

alberga importantes áreas residenciales, comerciales e industriales, generando una demanda sustancial de electricidad, lo que justifica un análisis territorial.

La delimitación del área o zona de estudio responde a la disponibilidad de información suministrada por CNEL EP, incluyendo datos históricos de demanda de electricidad, número de clientes regulados y categorías de consumidores. Estos datos constituyen la base para el desarrollo del análisis geoespacial planteado en esta investigación. Dentro del análisis demográfico del área seleccionada, se seguirá la secuencia metodológica presentada en el Anexo D 1, iniciando con la identificación del crecimiento poblacional registrado en la provincia de Manabí durante el período 2010-2022. Este procedimiento permitirá vincular información general, como la población provincial, con datos más específicos, como la cantidad de clientes residenciales, comerciales e industriales en cada parroquia.

El estudio comprende los dieciocho cantones pertenecientes al área de concesión de la Unidad de Negocio Manabí de CNEL EP: Portoviejo, Bolívar, Chone, El Carmen, Jipijapa, Puerto López, Junín, Manta, Montecristi, Paján, Rocafuerte, Santa Ana, Olmedo, Sucre, Tosagua, 24 de Mayo, Jaramijó y San Vicente. Los cantones de Flavio Alfaro, Jama, Pedernales y Pichincha no forman parte del área de servicio de esta unidad de negocio y, por tanto, no fueron considerados en el presente estudio.

La provincia de Manabí (Anexo D 2) está ubicada en la región Costa del Ecuador y posee una superficie aproximada de 18.878 km². Para el año 2026 presenta una población proyectada superior a 1,7 millones de habitantes, ubicándose entre las provincias más pobladas del país. Su economía se sustenta principalmente en las actividades comerciales, agrícolas, ganaderas, pesqueras, industriales y turísticas, factores que inciden directamente en el comportamiento de la demanda eléctrica provincial (Paz y Morante, 2022).

3.6. Caracterización Demográfica

La identificación del crecimiento poblacional registrado en la provincia de Manabí en los 18 cantones ya mencionados con anterioridad podrá brindar una visión amplia de su evolución demográfica. Como bases para esta comparación se utilizarán los datos proporcionados por El Instituto Nacional de Estadística y Censos [INEC] (2023), tomando como principal referencia la base de datos de 2010 y el Censo de 2022 como fuente actualizada. A partir de esta comparación (Anexo D 3), se busca medir de forma porcentual el crecimiento poblacional observado durante estos 12 años lo que permitirá establecer una lectura más precisa de la dinámica demográfica de cada cantón y su evolución en el período analizado.

Asimismo, resulta pertinente representar el porcentaje de habitantes que aporta cada cantón desde la visión comparativa de 2010 a 2022 (Anexo D 4), ya que permite observar las diferencias en la magnitud poblacional entre ellos sirviendo como base para el análisis posterior de los datos.

3.7. Caracterización energética de la zona de estudio

De acuerdo con Bravo y Moreira (2025) la provincia de Manabí posee una importancia estratégica dentro del sistema energético ecuatoriano debido a su elevada demanda eléctrica y al potencial disponible para el desarrollo de fuentes renovables de energía. Su crecimiento urbano, el desarrollo industrial y la expansión de las actividades comerciales han incrementado progresivamente los requerimientos energéticos de la provincia, particularmente en los cantones de Portoviejo y Manta, donde se concentra una parte significativa del consumo eléctrico provincial (Mieles et al., 2020; Anchundia et al., 2022).

Adicionalmente, Manabí presenta condiciones favorables para el aprovechamiento de recursos energéticos renovables. Diversos estudios reportan valores promedio de radiación solar cercanos a $4,82 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ y temperaturas medias de $24,98 \text{ }^\circ\text{C}$, condiciones que

posicionan a la provincia como una de las zonas con mayor potencial para el desarrollo de proyectos de generación distribuida fotovoltaica, además, también coincide en que este recurso es especialmente valioso donde la red eléctrica es débil, distante o costosa, una condición repetida en zonas rurales y en el sistema radial provincial (Bravo y Moreira, 2025; Vélez et al., 2023)

Cabe mencionar que existen estudios donde se han realizado pruebas en sistemas de distribución de energía implementando sistemas de generación distribuida fotovoltaica, Vélez et al. (2023) indica que en las pruebas realizadas encontró que ubicar sistemas fotovoltaicos en nodos óptimos mejora la tensión en un 1,14% cuando funciona a máxima generación, hasta un 0,35% cuando genera el 25% de su capacidad nominal y disminuyendo las pérdidas en un 24,11% cuando el sistema genera a máxima capacidad. Por lo tanto, los sistemas fotovoltaicos pueden representar una solución real a las dificultades en el sistema de distribución eléctrica de Manabí, siempre que sean cumplidos los criterios técnicos para garantizar un rendimiento adecuado del sistema.

3.8. Delimitación del estudio

La investigación se desarrolla utilizando información histórica proporcionada por CNEL EP correspondiente al área de concesión de la Unidad de Negocio Manabí. El análisis considera tres variables principales:

- Demanda de energía eléctrica.
- Número de clientes regulados.
- Clasificación de los consumidores (residencial, comercial e industrial).

Estas variables serán analizadas espacial y temporalmente en los dieciocho cantones considerados, constituyendo la base para el desarrollo de mapas temáticos, análisis

geoespaciales y tableros interactivos que permitan identificar patrones territoriales del consumo eléctrico.

CAPÍTULO IV: PROPUESTA Y RESULTADOS

El análisis dinámico e interactivo consolidado en Power Bi, respaldado de manera complementaria por la delimitación territorial y los mapas de calor generados en QGIS, los mapas fueron elaborados mediante la interpolación espacial ponderada por distancia inversa (IDW) de los consumos anuales georreferenciados pertenecientes a los clientes regulados de pequeño, mediano y grande consumo (residenciales, comerciales e industriales) de acuerdo con la información proporcionada por CNEL EP.

Lo mencionado con anterioridad proporciona una caracterización espacial de la demanda energética dentro de los cantones (Según la Unidad de Negocio Manabí) y parroquias más densas de la Provincia de Manabí. Esta coordinación de los datos estadísticos y georreferenciados son el pilar esencial del presente trabajo de titulación, debido a que permite identificar cuantitativamente las zonas con mayor concentración de consumo eléctrico por tipo de cliente, enfocado en los clientes residenciales y comerciales, constituyendo una base técnica para evaluar la viabilidad de la implementación de sistemas de generación renovable distribuidos, que ayuden a mitigar la carga sobre el sistema de distribución local.

Para elaborar un estudio de viabilidad integral y estructurado enfocado en la integración de energía solar fotovoltaica, el análisis se desglosará bajo tres ámbitos que son:

- Ámbito Técnico
- Ámbito Económico
- Ámbito Regulatorio

Cabe destacar que el desarrollo de estos puntos se realiza bajo un enfoque conceptual y mediante ejercicios de aproximación analítica basados en las tendencias de consumo

extraídas de las pizarras de Power BI. Por lo tanto, los valores de potencia pico (kWp) y dimensionamiento preliminar obtenidos con respecto a los sectores residencial y comercial no pretenden reemplazar un diseño definitivo, sino establecer el potencia energético aproximado y el impacto estratégico que tendría la adopción de esquemas de generación distribuida en los puntos críticos analizados en la provincia,

4.1. Análisis Técnico

El estudio integra variables como el recurso solar disponible, las curvas de carga horaria y los requerimientos de superficie para la infraestructura fotovoltaica. De manera que se emplearan parámetros generales con el fin de asegurar que el modelo sea representativo tanto para los clientes del sector residencial como el comercial.

4.1.1. Recurso solar disponible

La radiación solar es el factor determinante para mediar la capacidad útil de paneles solares en un lugar específico. En Portoviejo, la radiación media alcanza 4,82 kWh/m²/día o HSP 4.82 h/día, dicho grado de potencia solar demuestra buena existencia del recurso en dicha zona, lo que confirma totalmente factibilidad técnica para montaje y uso de sistemas de producción descentralizada de energía mediante paneles fotovoltaicos. (Vega y Rodríguez, 2022).

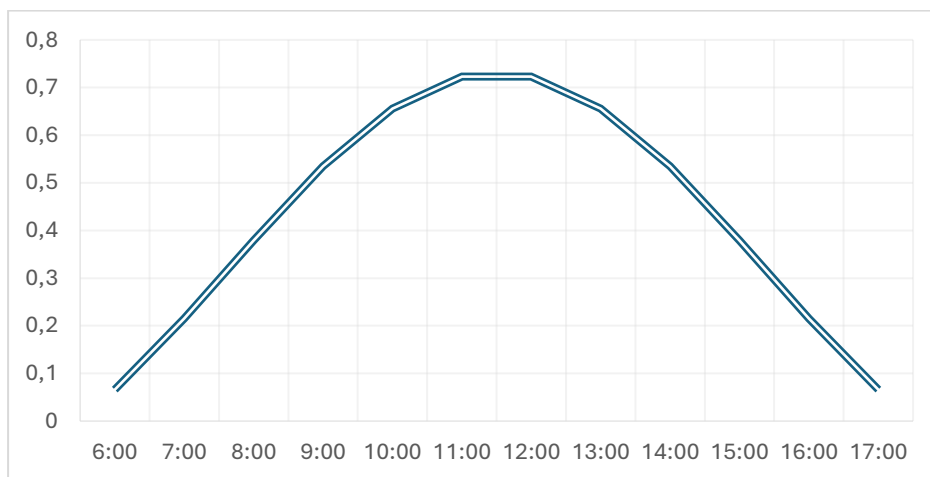
De acuerdo con un estudio realizado por Ávila (2025) el recurso solar de una región es medido en Horas Solar Pico (HSP), esto representa la cantidad de energía solar que percibe una superficie en el lapso de un día, en lo que respecta para los diferentes cantones de Manabí se considera un HSP diario de 4,6 – 5,38 *h/día*. Para la estimación de resultados pueden ser utilizados cualquiera de los dos valores suponiendo el peor o el mejor de los escenarios, sin embargo, se tomó como referencia el estudio de Ponce et al. (2022) donde afirman que el valor de horas solares pico es de 4,8 *h/día* en la ciudad de Manta.

4.1.2. Perfiles Horarios

Según Saltos y Mieles (2024), el cantón Portoviejo muestra gran capacidad para el uso de energía solar, hallado tras el análisis histórico de datos de irradiación tomados de la base NASA POWER dentro del período 2012 hasta 2022. De forma que en su estudio denotan que el perfil horario en Portoviejo alcanza su punto de máxima irradiación solar media global entre las 11 am y la 14:00 pm.

Como complemento del análisis de las horas solares pico (HSP), resulta importante proyectar el perfil de horarios, determinando el punto de máxima potencia instantánea a lo largo del día. Según el estudio de Ávila (2025) en Manta los horarios con mayor irradiancia solar media global se encuentra entre la mañana entre 10 am y la tarde hasta las 13:00 pm del día al igual que Portoviejo (Figura 6).

Figura 6. Irradiancia horaria media global (kWh/m^2) en Portoviejo y Manta



Fuente: Elaboración propia en base a los estudios de (Ávila, 2025; Saltos y Mieles, 2024)

4.1.3. Espacio disponible en las viviendas

El espacio disponible representa uno de los principales factores a evaluar para una posterior puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas dentro del ámbito doméstico. El terreno necesario obedece a la energía montada y a las medidas de los componentes solares

escogidos. En la actualidad, los dispositivos comerciales exhiben distintas potencias y medidas; consiguientemente, la extensión demandada para colocarlos cambia conforme a los datos técnicos propios de cada profesional.

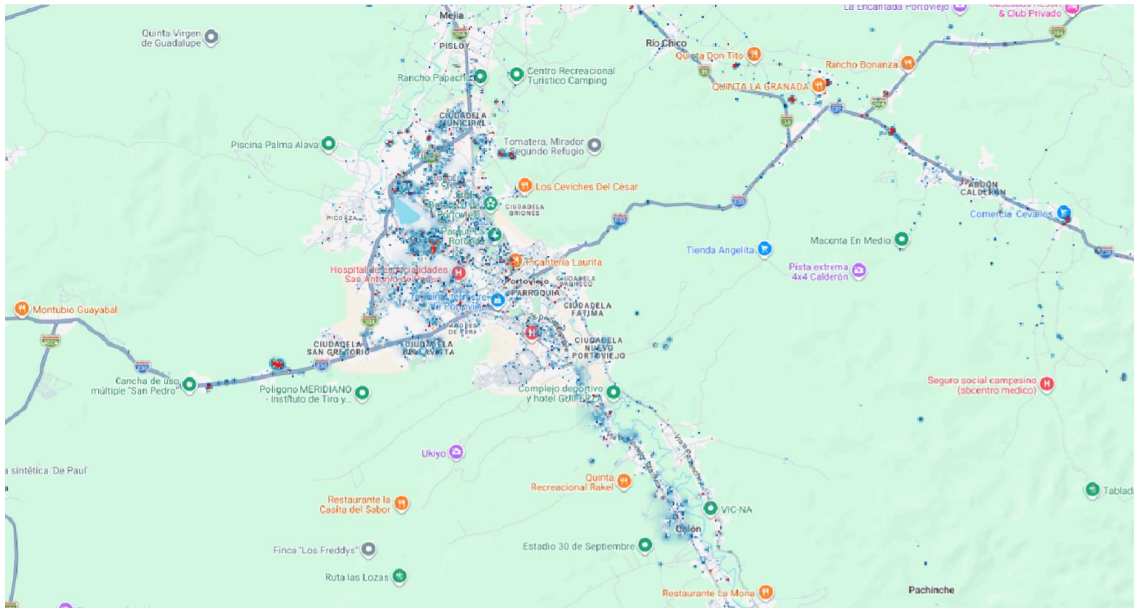
Debido a que el presente estudio tiene un enfoque provincial, no fue posible evaluar individualmente la disponibilidad de superficie en cada vivienda. No obstante, este aspecto constituye una variable fundamental durante la etapa de diseño particular de cada instalación.

4.1.4. Mapas de Calor Anuales para dimensionamiento de SGDA

Para identificar la distribución territorial del consumo energético en los cantones estudiados de la provincia de Manabí, se crearon mapas de calor anuales separados según el tipo de usuario: residencial, comercial e industrial. Aunque el análisis comprendió los cantones de la provincia de Manabí, esta sección se centra en Portoviejo y Manta, debido a que representan la mayor concentración de demanda eléctrica y son los principales centros urbanos de Manabí. Realizar dichos mapas permite observar las áreas con más acumulación de demanda eléctrica y detectar patrones de consumo que ayudan al estudio geográfico y favorecen el diseño energético.

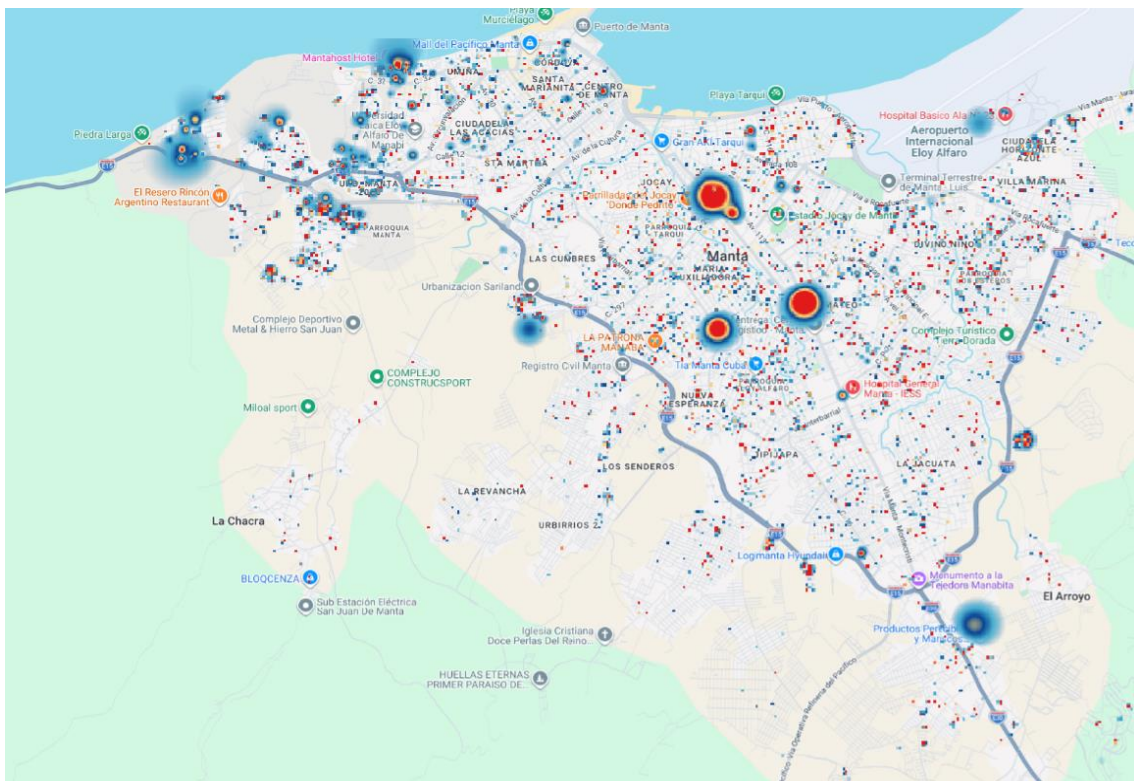
Los mapas elaborados mediante QGIS permiten identificar la distribución espacial del consumo eléctrico entre varios cantones y zonas de uso, facilitando detectar regiones con mayor concentración espacial del consumo que podrían usarse en trabajos futuros sobre planificación del sistema eléctrico e inclusión de generación distribuida. A continuación, se presentan los mapas de calor de Portoviejo y Manta para los sectores residencial y comercial, estos constituyen la base del análisis desarrollado en la investigación conjuntos a una comparación de estos Tabla 3.

Figura 7. Mapa de calor de la demanda energética anual residencial en Portoviejo del año 2023



Fuente: Elaboración propia

Figura 8. Mapa de calor de la demanda energética anual residencial en Manta del año 2023



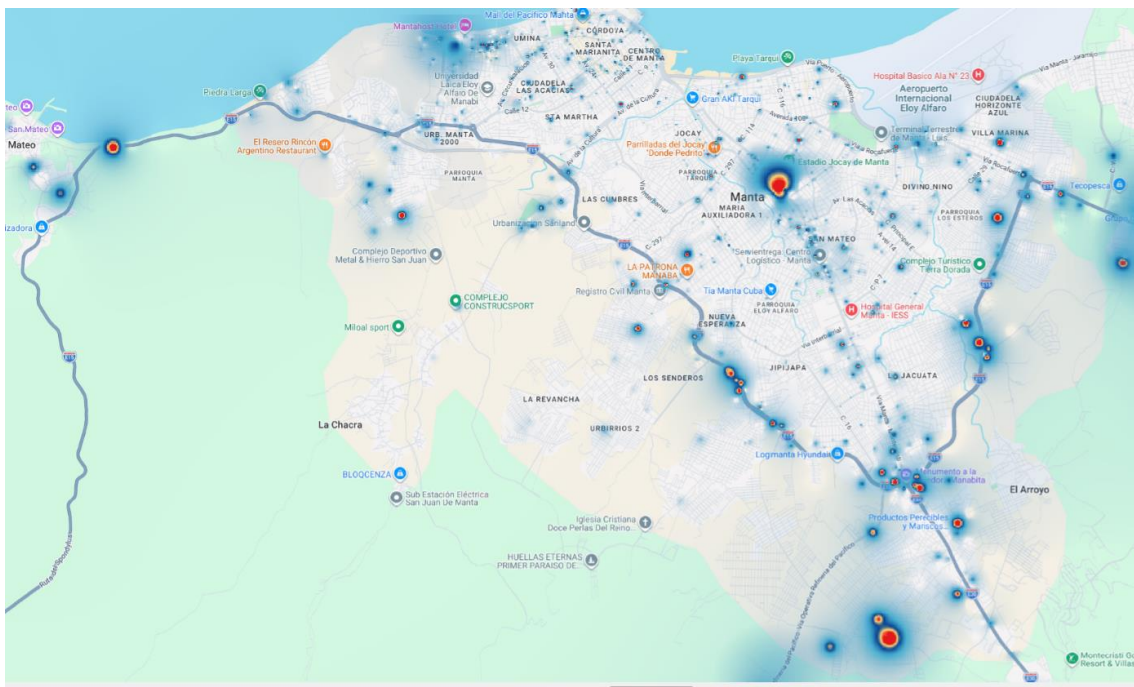
Fuente: Elaboración propia

Figura 9. Mapa de calor de la demanda energética anual comercial en Portoviejo del año 2023



Fuente: Elaboración propia

Figura 10. Mapa de calor de la demanda energética anual comercial en Manta del año 2023



Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Comparación de la distribución espacial de la demanda eléctrica residencial y comercial entre los cantones Portoviejo y Manta en el año 2023.

Aspecto	Portoviejo	Manta
Principales focos de demanda (Parroquias)	Portoviejo, Andrés de Vera y 18 de Octubre	Tarqui, Manta y Los Esteros
Distribución espacial	Se encuentra focalizada principalmente en el área urbana del cantón	El requerimiento se focaliza en las parroquias urbanas y se extiende hacia sectores de mayor desarrollo
Áreas de menor demanda	Parroquias rurales con menor concentración de clientes.	Las parroquias periféricas presentan menor concentración de consumo y usuarios.
Interpretación	La demanda se concentra en los lugares donde hay mayor cantidad de edificios y casas, disponibilidad de infraestructura y servicios; estos factores aumentan el consumo eléctrico en estas parroquias	El comportamiento espacial de la demanda responde al crecimiento urbano y a la concentración de actividades residencial, comerciales y de servicios, generando focos de mayor consumo.

Fuente: Elaboración propia

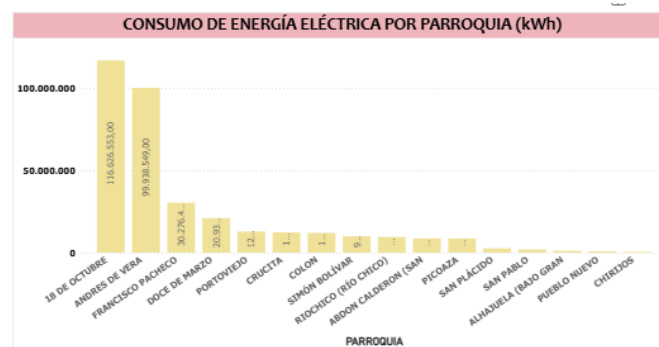
La comparación entre los cantones Portoviejo y Manta muestra que la demanda eléctrica se concentra en las parroquias urbanas que tienen más clientes y un desarrollo territorial mayor. Esto nos evidencia que la manera en la que se asigna y abastece el consumo de electricidad se encuentra muy relacionada con la cantidad de individuos que residen en un

lugar y el uso del suelo. Lo antes mencionado, nos permite encontrar áreas importantes para planificación energética y análisis de sistemas de generación distribuida. Asimismo, las diferencias que encontramos entre las zonas urbanas y rurales nos exponen que es vital emplear herramientas geoespaciales para la toma de decisiones informadas sobre el sistema eléctrico.

Una vez analizada la distribución espacial de la demanda eléctrica mediante los mapas de calor, resulta conveniente complementar el estudio con un análisis cuantitativo de los consumos energéticos anuales registrados durante el año 2023, correspondiente al período más reciente y completo proporcionado por CNEL Manabí. Para ello, desde la Figura 11 a la Figura 14 se presenta la distribución del consumo por parroquias (consumo total anual) y por rangos de demanda (a manera general de usuarios residenciales, comerciales e industriales) en los cantones de Portoviejo y Manta.

En la Figura 11 es posible observar el consumo energético de 2023 de las parroquias que conforman al cantón Portoviejo, donde es posible concluir que la parroquia 18 de Octubre mantiene la demanda más alta, seguida de Andrés de Vera en comparación con el resto de las parroquias del cantón.

Figura 11. Consumo Energético Anual del Cantón Portoviejo Año 2023

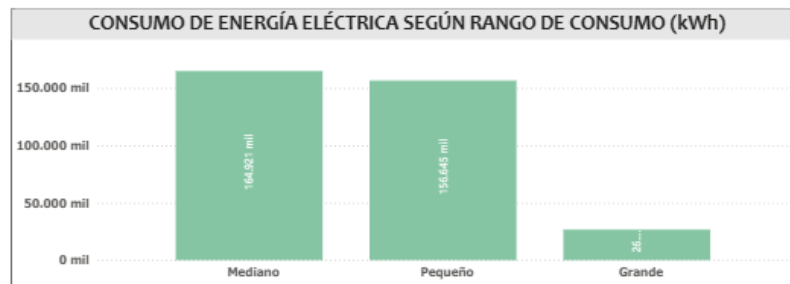


Fuente: Elaboración propia

La tarifa residencial tanto como comercial e industrial se encuentra abarcando los rangos de consumo pequeño, mediano y grande como se observa en la Figura 12, de manera

que es posible afirmar que el rango con mayor consumo energético anual en Portoviejo se encuentra entre los consumidores de mediano consumo.

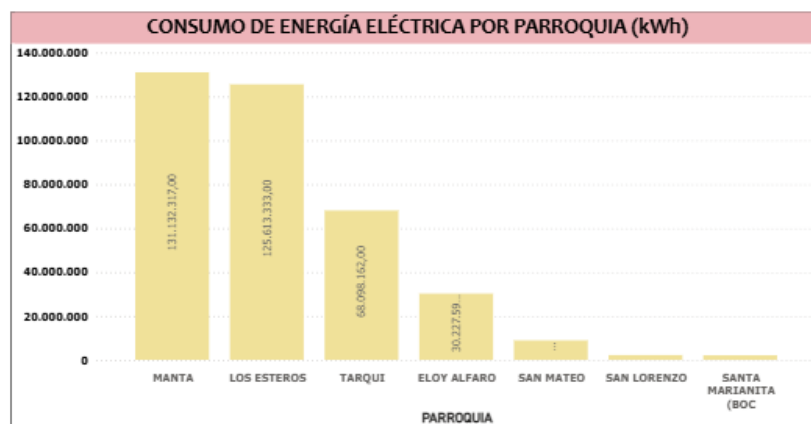
Figura 12. Consumo Energético Anual por rangos de consumo del cantón Portoviejo Año 2023



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se analiza al cantón Manta (Figura 13) en donde se muestra altas demandas energéticas en las parroquias de Manta y Los Esteros con un pequeño margen de diferencia de acuerdo con su proporción, estos consumos se deben a que estas parroquias comúnmente pertenecen a zonas céntricas o zonas industriales de la ciudad.

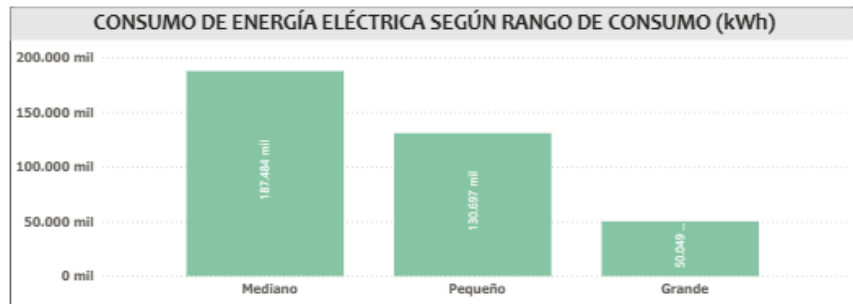
Figura 13. Consumo Energético Anual del Cantón Manta Año 2023



Fuente: Elaboración propia

En tanto a los rangos de consumo de los usuarios (residencial, comercial e industrial) del cantón Manta, la demanda al igual que en el cantón Portoviejo recae en los consumidores de mediano consumo energético según las parroquias anteriormente mencionadas (Figura 14).

*Figura 14. Consumo Energético Anual por rangos de consumo del cantón Manta
Año 2023*



Fuente: Elaboración propia

La información del consumo energético anual por parroquia de los Cantones Portoviejo y Manta es de gran importancia para el cálculo de la capacidad de los módulos fotovoltaicos, dado a que por medio de esta información es posible calcular las demandas promedio que manejan los clientes de cada rango de consumo, con la finalidad de aproximar cálculos que contribuyan al dimensionamiento más cercano a la realidad de los sistemas de generación distribuida.

Dada la heterogeneidad en los perfiles de consumo energético parroquial, el presente estudio se focaliza en los sectores con una alta demanda anual. De forma que el objetivo es diseñar una propuesta de autogeneración con un impacto tanto técnico como económico significativo, estimando la capacidad requerida para cubrir de manera parcial el consumo promedio en las zonas estratégicas de Portoviejo y Manta.

Así mismo, con la finalidad de optimizar el proceso analítico y evitar redundancias, se aplicarán criterios de evaluación uniformes en aquellas parroquias que compartan rangos de consumos y capacidades de generación, conforme a lo mencionado se presentan las expresiones

matemáticas empleadas para la determinación de la potencia pico de los sistemas de generación distribuida, tomando como base de referencia el consumo promedio anual de cada parroquia puesta en análisis.

Con el fin de obtener un consumidor representativo para cada rango de demanda, es necesario calcular el consumo energético anual promedio mediante la Ecuación (1).

$$E_{anual} = \frac{E_{total}}{n} \quad (1)$$

Donde:

E_{anual} : Consumo Energético Anual promedio que se desea cubrir en kWh

E_{total} : Energía total anual en kWh.

n : Número de clientes.

Además, se procede a realizar el cálculo por medio de la Ecuación (2) de la potencia pico para así dimensionar el sistema fotovoltaico.

$$P_{pico} = \frac{E_{anual}}{HSP_{dia} \times PS \times N} \quad (2)$$

P_{pico} : Potencia Pico del sistema fotovoltaico en kWp.

E_{anual} : Consumo Energético Anual Promedio que se desea cubrir en kWh.

HSP_{dia} : Horas solares pico en h/dia

PS : Indicador de eficiencia operativa global del sistema (0,8).

N : Número de días del año.

De acuerdo con Molina y Giménez (2025) el indicador de eficiencia operativa global del sistema es definido según las condiciones al que es expuesto el sistema fotovoltaico suele estar entre el 75 al 85% sin embargo, como medida media se empleará un 80%. Así mismo, en otro estudio llevado a fin por Kang et al. (2024). Se adopta un factor de rendimiento global del sistema (PR) del 80 %, valor ampliamente utilizado en la literatura para representar pérdidas por temperatura, inversor, cableado y demás componentes del sistema fotovoltaico.

4.1.5. Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para clientes residenciales clasificados por parroquias

Por medio del empleo de las ecuaciones (Ecuación 1 y Ecuación 2), se determinaron el consumo energético anual promedio y la potencia pico del sistema fotovoltaico para el sector residencial en Portoviejo y Manta. Este cálculo permitió definir un sistema fotovoltaico de referencia que sea capaz de abastecer la demanda parroquial promedio, lo cual facilita la segmentación por niveles de consumo; pequeño, mediano y grande. Del mismo modo, se realizará la identificación de los costos mensuales de energía y promedios de consumo resultantes que constituirán la base para el posterior análisis financiero.

Tabla 4. SGDA requerido y aproximado para las parroquias con mayor consumo energético residencial de los cantones Portoviejo y Manta.

CANTON	PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA USD/kWh-mes	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Pequeño	13.116	17.502.577,00	1.334,44	142,83	0,95	1,00	0,0950	13,57
MANTA	MANTA	RESIDENCIAL	Pequeño	16.036	19.617.949,00	1.223,57	133,64	0,87	1,00	0,0950	12,70
PORTOVIEJO	18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Pequeño	12.031	14.257.960,00	1.185,10	141,39	0,85	1,00	0,0950	13,43
PORTOVIEJO	ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Pequeño	19.356	25.435.094,00	1.314,07	137,01	0,94	1,00	0,0950	13,02
MANTA	LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Mediano	7.360	27.233.152,00	3.700,35	516,28	2,64	3,24	0,1285	66,34
MANTA	MANTA	RESIDENCIAL	Mediano	9.672	42.303.082,00	4.373,57	580,30	3,12	3,24	0,1285	74,57
PORTOVIEJO	18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Mediano	9.567	46.842.847,00	4.896,29	582,62	3,49	3,24	0,1285	74,87
PORTOVIEJO	ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Mediano	9.069	34.400.393,00	3.793,38	503,81	2,71	3,24	0,1285	64,74
MANTA	LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Grande	151	807.518,00	5.347,80	1.936,49	3,82	3,24	0,2752	532,92
MANTA	MANTA	RESIDENCIAL	Grande	518	4.138.208,00	7.988,82	1.976,22	5,70	6,48	0,2752	543,86
PORTOVIEJO	18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Grande	325	2.251.189,00	6.926,74	1.846,75	4,94	6,48	0,2752	508,23
PORTOVIEJO	ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Grande	100	529.945,00	5.299,55	1.859,46	3,78	3,24	0,2752	511,72

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con los resultados de la Tabla. 4 se observa una tendencia de crecimiento escalonado tanto de costos como de consumo, lo que va en base al pliego tarifario. A medida que se cruza el rango de consumo de pequeño a grande, la tarifa energética se triplica (0,095 a 0,2752 USD/kWh), lo cual eleva exponencialmente la factura mensual promedio. Además, la gran mayoría de usuarios residenciales pertenecen al pequeño consumo, sin embargo, la mayor

demanda de energía total del cantón se concentra en el segmento Mediano. También es posible observar que los requerimientos de potencia pico del sistema dimensionado de la mayoría de los usuarios se agrupan en dos tamaños comerciales estándar principales (1kWp y 3,24 kWp).

Como se demostró en la Figura 13 y Figura 11 las parroquias que requieren sistemas fotovoltaicos de mayor dimensión son la parroquia 18 de Octubre y la Parroquia Manta, ambas pertenecientes al rango de grande consumo, requiriendo así un sistema de aproximado 6,48 kWp para ambos casos.

Además, es importante mencionar que según la Tabla 4 no existe una diferencia en estructura y costos para Portoviejo y Manta, dado que ambos cantones presentan un comportamiento tarifario idéntico por rangos de consumo. Por otro lado, si presentan una diferencia en lo que respecta a volumen y escala, donde Portoviejo destaca por tener la parroquia con mayor concentración de clientes en Pequeño Consumo (Andrés de Vera, con 19.356 usuarios) y el mayor consumo total anual en Mediano Consumo (18 de Octubre, con 46,84 GWh/año) y Manta por su parte concentra un mayor número de clientes de Grande Consumo en su parroquia urbana principal (518 clientes en la parroquia Manta vs. 325 en 18 de Octubre) y presenta el consumo individual más elevado por cliente 1.976,22 kWh/mes.

De esta forma es posible afirmar que, el rango de Pequeño consumo concentra la gran mayoría de los usuarios, acumulando 60.539 clientes entre las cuatro parroquias (más del 84% del total de la muestra). Así mismo, el rango de Mediano consumo es el que registra la mayor cantidad de energía total consumida al año, sumando 150,78 GWh/año entre las cuatro parroquias, superando por amplio margen a los rangos Pequeño y Grande.

Finalmente, el sistema aproximado que domina el estudio es el de 3,24 kWp Este tamaño cubre al 100% de los usuarios del rango Mediano Consumo y a la mitad de los sectores de Grande Consumo (Los Esteros y Andrés de Vera), representando el bloque técnico con

mayor volumen de potencia a instalar. Para el segmento Pequeño, el estándar absoluto es el sistema de 1 kWp.

4.1.6. Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para clientes comerciales clasificados por parroquias

Para este dimensionamiento se empleó el mismo proceso mencionado anteriormente, únicamente con la excepción de que el análisis está dirigido al tipo de consumidor comercial de pequeño consumo, con la finalidad de establecer el sistema fotovoltaico referencial y aproximado que pueda dar abasto al consumo promedio anual por cliente parroquial, dirigiéndose específicamente a los comercios de pequeño consumo (Tabla 5).

De acuerdo con la Tabla 5 las tendencias visibles se dan en torno a la tarifa energética que se mantiene uniforme para todas las parroquias evaluadas, generando planillas con promedios similares mensualmente. Así mismo, se muestra una escala de consumo mayor que la residencial, a pesar de clasificarse como pequeño consumo, la demanda de energía individual es significativamente más alta, lo cual hace que se requiera un sistema con una potencia pico de hasta 10,96 kWp. Cabe destacar que existe una marcada diferencia en el número de comercios entre las parroquias centrales/urbanas principales (Manta y 18 de Octubre) versus las de menor densidad comercial (Los Esteros).

Entre las parroquias que requieren sistemas fotovoltaicos de mayor capacidad son Andrés de Vera y Los Esteros. Lo cual da como resultado el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico de 11,34 kWp para ambas parroquias. La diferencia notoria entre Portoviejo y Manta radica en el volumen de clientes y el perfil de consumo; la parroquia Manta lidera en número absoluto de comercios con 2.539 clientes, seguida muy de cerca por 18 de Octubre con 2.396 clientes y los comercios ubicados en Andrés de Vera y Los Esteros consumen en

promedio más energía por usuario que los de las parroquias Manta y 18 de Octubre, lo cual hace que el tamaño del sistema fotovoltaico requerido sea mayor para estas zonas (Tabla 5).

En este conjunto de datos específico (Tabla 5) solo se evalúa el rango Pequeño Consumo Comercial, el cual concentra un total de 6.767 usuarios entre las cuatro parroquias (liderado por la parroquia Manta con 2.539 clientes). Dado que la tabla se enfoca únicamente en el rango Pequeño Consumo Comercial, este rango representa la totalidad del consumo analizado, acumulando un total de 88.988.332 kWh/año entre las cuatro parroquias, por su parte la parroquia Manta registra la mayor demanda anual con 31.305.053,00 kWh/año, seguida por 18 de Octubre con 29.626.011,00 kWh/año.

Finalmente, el sector comercial de pequeño consumo se divide equilibradamente entre dos tamaños de sistema aproximados: 6,48 kWp y 11,34 kWp, sin embargo, para el dimensionamiento uniforme de ambas parroquias se dimensionará el sistema bajo una potencia requerida de 11,34 kWp.

Tabla 5. SGDA requerido y aproximado para las parroquias con mayor consumo energético comercial pequeño de los cantones Portoviejo y Manta.

CANTÓN	PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	MANTA	COMERCIAL	Pequeño	2.539	31.305.053,00	12.329,68	1.109,05	8,80	6,48	0,1030	114,23
PORTOVIEJO	18 DE OCTUBRE	COMERCIAL	Pequeño	2.396	29.626.011,00	12.364,78	1.135,88	8,82	6,48	0,1030	117,00
PORTOVIEJO	ANDRES DE VER	COMERCIAL	Pequeño	1.209	18.580.422,00	15.368,42	1.405,37	10,96	11,34	0,1030	144,75
MANTA	LOS ESTEROS	COMERCIAL	Pequeño	623	9.476.846,00	15.211,63	1.336,84	10,85	11,34	0,1030	137,69

Fuente: Elaboración propia

4.2. Análisis Regulatorio

La implementación de un Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento en Ecuador debe seguir las reglas establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-005/24. Esta regulación define las condiciones para conectar, operar y dimensionar los sistemas de

generación distribuida. El objetivo es garantizar la seguridad y la calidad del servicio eléctrico, para esto, se deben cumplir ciertos requisitos técnicos y administrativos. En la Tabla 6 se resumen los puntos importantes de la regulación y cómo se aplican en este estudio. Esto ayuda a entender mejor la propuesta desarrollada.

Tabla 6. Principales requisitos regulatorios aplicados en el presente estudio

	Regulación ARCONEL- 005/24	Aplicación en el presente estudio
Autoabastecimiento	El SDGDA debe destinar la energía destinada al abastecimiento de uno o varios consumidores regulados.	Se adoptó la modalidad Autoabastecimiento 1A, en la cual el sistema fotovoltaico se instala en el mismo predio del consumidor.
Ubicación del sistema	El consumidor debe pertenecer al área de concesión de la empresa distribuidora responsable de la conexión.	Los casos analizados corresponden al área de concesión de CNEL EP Unidad de negocio Manabí.
Vida útil del sistema	La regulación considera una vida útil de referencia de 25 años.	Para el análisis técnico-económico se adoptó una vida útil de 20 años, considerando la degradación de los módulos y las condiciones de operación.
Potencia instalada	Las potencias nominales deben estar dentro de los límites que determina la distribuidora y la opción de conectividad.	La capacidad instalada se definió con base en la demanda de cada usuario y los requisitos establecidos por las normas vigentes.
Condiciones de operación	La distribuidora puede detener su servicio si el SGDA amenaza la seguridad o la estabilidad de la red.	El cálculo diseñado se orienta hacia los límites tecnológicos para asegurar una conexión segura.

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 6 se observa que se tuvieron en cuenta los criterios de la regulación ARCONEL-005/24 al realizar la propuesta. Esto fue importante sobre todo cuando se dimensiona el sistema fotovoltaico, la modalidad de autoabastecimiento que se iba a utilizar, los límites de potencia y los requisitos para conectar el sistema a la red de distribución. De esta forma, el estudio se hace dentro de lo que se establece en la regulación, asegurando que las

propuestas presentadas sean técnicamente posibles y cumplan con lo que se establece para los sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento.

4.3. Análisis financiero

Tras la determinación de las capacidades del sistema fotovoltaico referenciales para cada parroquia de los cantones Portoviejo y Manta, se procedió a la identificación de los sistemas más idóneos que se encuentran en el mercado con la finalidad de cuantificar los requerimientos de inversión. Para este propósito se utilizó como base la proforma realizada en el estudio realizado por Ávila (2025) el cual detalla los costos asociados a múltiples módulos fotovoltaicos, además, el costo por kWp y el número de paneles necesario para su implementación Tabla 7.

Tabla 7. Proforma definida para el sistema de generación fotovoltaica

Capacidad (kWp)	Numero de Paneles	Inversor	Estructura y Soporte	Kit de Instalación	Precio por kWp	Inversión (USD)
1	2	1	1	1	2104,80	2968,00
3,24	8	1	1	1	1684,11	5456,52
6,48	16	1	1	1	1403,83	9096,82
11,34	28	1	1	1	1407,54	15961,50

Fuente: Ávila (2025)

Para la ejecución del análisis financiero proyectado, se definieron los parámetros siguientes para la respectiva tabulación:

- **Año (Columna 2):** Se estableció un periodo de operatividad del sistema fotovoltaico de 20 años, este debe estar alineado con el contrato de suministro energético.
- **Porcentaje de degradación (Columna 3):** Se proyecta una pérdida de eficiencia anual del 0,8, justificada por la alta exposición de agentes

contaminantes y salinidad características de los perfiles costeros donde se ubica el estudio.

- **Consumo de energía promedio (Columna 4):** Tomando como base el consumo promedio anual (kWh) por usuario, de esta misma forma se ha asumido un crecimiento anual de 1,5%.
- **Energía producida por el SGDA (Columna 5):** Se determina a partir de una disponibilidad promedio de 4,8 h/día

$$SGDA_{año} = kWp * HSP_{dia} * 365 * PS \quad (3)$$

Donde:

kWp: Potencia pico del sistema en kWp.

HSP_{dia}: Hora solar pico diaria.

PS: Indicador de eficiencia operativa global del sistema (0,8)

- **Balance de energía (Columna 6):** Representa la diferencia neta entre el consumo de energía promedio anual (kWh) y la energía producida por el Sistema de Generación Distribuida SGDA.
- **Costo de la energía (Columna 7):** Es el valor fijado por el Pliego Tarifario de 2026 (USD/kWh) establecido por La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2026).
- **Facturación sin el SGDA (Columna 8):** Valoración monetaria (USD) del consumo total del cliente y el pliego tarifario establecido.
- **Facturación con el SGDA (Columna 9):** Valor monetario (USD) resultado del balance de energía y el pliego tarifario.
- **Ahorro acumulado (Columna 10):** Diferencial financiero (USD) positivo derivado de la comparativa entre los escenarios de facturación calculados anteriormente.

- **Flujo de casa (Columna 11):** Valor monetario dado entre la inversión inicial (basado en una unidad de referencia de 1 kWp) frente a los ahorros operativos generados.

Con el propósito de ejecutar un análisis financiero exhaustivo, se procederá con el cálculo de las variables económicas que definen la viabilidad y rentabilidad de los proyectos de generación propuestos:

- **ROI:** Es el indicador que permite definir cuanto se gana con respecto a la inversión realizada (Ecuación (4)), esta definición será pila para realizar los cálculos y analizar el beneficio neto contra la inversión inicial (Alvarado et al., 2025).

$$ROI = \frac{\text{Beneficio Neto}}{\text{Inversion Inicial}} \times 100\% \quad (4)$$

- **Valor actual neto (VAN):** Evalúa el presente de los flujos futuros, corresponde a que, si es mayor que 0 (Ecuación (5)), valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida, generará beneficios y la alternativa debe aceptarse; si, por el contrario, es menor, la alternativa deberá ser rechazada, y si es igual a 0 la decisión de aceptarla o no es indiferente para emprender (Taday y Villa, 2026)

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

Donde:

I_0 : Inversión Inicial.

F_t : Flujo de caja total.

r : Tasa de descuento (12% para este estudio)

n : Años estimados del proyecto.

- **TIR:** Este indicador señala el valor que debe tener la tasa de descuento para que el VAN sea igual cero. Es un indicador de la rentabilidad del proyecto, y mientras

más alto resulte su valor, mayor es la rentabilidad que nos puede entregar (Castilla, 2021).

- **PAYBACK:** Es el tiempo en el que tarda la inversión realizada en generar flujos o rentabilidad para recuperar la inversión inicial (Ecuación (6)) se relaciona directamente con el año en el que se da rentabilidad extra a la inversión (Gaibor, 2022).

$$PAYBACK = (R_i - 1) + \left(\frac{-F_a}{F_{ri}} \right) \quad (6)$$

Donde:

R_i : Año del retorno de la inversión.

F_a : Flujo de caja del año anterior (Valor negativo).

F_{ri} : Flujo de caja del año de retorno de la inversión.

Tabla 8. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 1 kWp para clientes residenciales de pequeño consumo de Portoviejo.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	1.335,26	1.401,60	1.401,60	0,0950	126,85	0,00	126,85	-2.968,00
1	0,80	1.355,29	1.390,39	-35,10	0,0950	128,75	-3,33	258,94	-2.709,06
2	1,60	1.375,62	1.379,26	-3,64	0,0950	130,68	-0,35	389,97	-2.578,03
3	2,40	1.396,26	1.368,23	28,03	0,0950	132,64	2,66	519,95	-2.448,05
4	3,20	1.417,20	1.357,28	59,92	0,0950	134,63	5,69	648,89	-2.319,11
5	4,00	1.438,46	1.346,43	92,03	0,0950	136,65	8,74	776,80	-2.191,20
6	4,80	1.460,03	1.335,65	124,38	0,0950	138,70	11,82	903,69	-2.064,31
7	5,60	1.481,93	1.324,97	156,97	0,0950	140,78	14,91	1.029,56	-1.938,44
8	6,40	1.504,16	1.314,37	189,79	0,0950	142,90	18,03	1.154,43	-1.813,57
9	7,20	1.526,73	1.303,85	222,87	0,0950	145,04	21,17	1.278,29	-1.689,71
10	8,00	1.549,63	1.293,42	256,20	0,0950	147,21	24,34	1.401,17	-1.566,83
11	8,80	1.572,87	1.283,08	289,80	0,0950	149,42	27,53	1.523,06	-1.444,94
12	9,60	1.596,46	1.272,81	323,65	0,0950	151,66	30,75	1.643,98	-1.324,02
13	10,40	1.620,41	1.262,63	357,78	0,0950	153,94	33,99	1.763,93	-1.204,07
14	11,20	1.644,72	1.252,53	392,19	0,0950	156,25	37,26	1.882,92	-1.085,08
15	12,00	1.669,39	1.242,51	426,88	0,0950	158,59	40,55	2.000,95	-967,05
16	12,80	1.694,43	1.232,57	461,86	0,0950	160,97	43,88	2.118,05	-849,95
17	13,60	1.719,85	1.222,71	497,14	0,0950	163,39	47,23	2.234,21	-733,79
18	14,40	1.745,64	1.212,93	532,72	0,0950	165,84	50,61	2.349,43	-618,57
19	15,20	1.771,83	1.203,22	568,61	0,0950	168,32	54,02	2.463,74	-504,26
20	16,00	1.798,41	1.193,60	604,81	0,0950	170,85	57,46	2.577,13	-390,87

Fuente: Elaboración propia

El análisis correspondiente a un cliente con una demanda energética anual aproximado de 1335,26 se detalla en la Tabla 8. Para este estudio, se presupuestó la implementación de un

sistema fotovoltaico de 1 kWp con una inversión inicial de 2968,00. Empleando la 0 para estimar la producción energética anual, se obtuvieron los siguientes indicadores económicos:

VAN	-2027,1877
ROI	-13,17
TIR	-1,80%
PAY BACK	Más de 20 años

Esto equivale a una pérdida neta de valor actual de aproximadamente \$2.027,19. Desde la perspectiva financiera, el proyecto debería rechazarse en estas condiciones. Además, una tasa interna de retorno (TIR) del -1.80% significa que el proyecto no solo no genera rentabilidad, sino que también reduce el capital invertido en aproximadamente un 1.8% anual. Esto ocurre cuando el ahorro energético no compensa los costos de operación, mantenimiento y depreciación.

De la misma forma observando el resultado del ROI, indica la falta de rentabilidad del sistema en este nodo, es decir, por cada unidad monetaria invertida, el proyecto genera una pérdida del 13,17% sobre el capital total dispuesto para su ejecución en el horizonte de evaluación.

Finalmente, el PAYBACK mayor a 20 años describe que la vida útil eficiente del sistema fotovoltaico promedia los 24 años (los inversores suelen requerir reemplazo a los 10-12 años), un PAYBACK superior a las dos décadas sitúa al proyecto en una zona de alto riesgo e ineficiencia financiera. Para completar el estudio técnico y económico del sistema fotovoltaico planteado, a continuación, se muestra la G 1 correspondiente a la distribución espacial de los clientes residenciales de pequeño consumo en el cantón Portoviejo. Esta imagen facilita detectar la concentración geográfica del consumo anual y visualizar donde están los clientes para poder dimensionar el sistema fotovoltaico.

Tabla 9. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 3,24 kWp para clientes residenciales de mediano consumo de Portoviejo.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	4.896,29	4.541,18	4.541,18	0,1285	629,17	0,00	629,17	-5.456,52
1	0,80	4.969,74	4.504,85	464,88	0,1285	638,61	59,74	1.208,05	-4.248,47
2	1,60	5.044,28	4.468,82	575,47	0,1285	648,19	73,95	1.782,29	-3.674,23
3	2,40	5.119,95	4.433,07	686,88	0,1285	657,91	88,26	2.351,94	-3.104,58
4	3,20	5.196,75	4.397,60	799,15	0,1285	667,78	102,69	2.917,03	-2.539,49
5	4,00	5.274,70	4.362,42	912,28	0,1285	677,80	117,23	3.477,60	-1.978,92
6	4,80	5.353,82	4.327,52	1.026,30	0,1285	687,97	131,88	4.033,69	-1.422,83
7	5,60	5.434,13	4.292,90	1.141,23	0,1285	698,29	146,65	4.585,33	-871,19
8	6,40	5.515,64	4.258,56	1.257,08	0,1285	708,76	161,54	5.132,55	-323,97
9	7,20	5.598,37	4.224,49	1.373,89	0,1285	719,39	176,54	5.675,40	218,88
10	8,00	5.682,35	4.190,69	1.491,66	0,1285	730,18	191,68	6.213,90	757,38
11	8,80	5.767,58	4.157,17	1.610,42	0,1285	741,13	206,94	6.748,10	1.291,58
12	9,60	5.854,10	4.123,91	1.730,19	0,1285	752,25	222,33	7.278,02	1.821,50
13	10,40	5.941,91	4.090,92	1.850,99	0,1285	763,54	237,85	7.803,70	2.347,18
14	11,20	6.031,04	4.058,19	1.972,85	0,1285	774,99	253,51	8.325,18	2.868,66
15	12,00	6.121,50	4.025,73	2.095,78	0,1285	786,61	269,31	8.842,49	3.385,97
16	12,80	6.213,33	3.993,52	2.219,81	0,1285	798,41	285,25	9.355,65	3.899,13
17	13,60	6.306,53	3.961,57	2.344,95	0,1285	810,39	301,33	9.864,72	4.408,20
18	14,40	6.401,12	3.929,88	2.471,25	0,1285	822,54	317,56	10.369,70	4.913,18
19	15,20	6.497,14	3.898,44	2.598,70	0,1285	834,88	333,93	10.870,65	5.414,13
20	16,00	6.594,60	3.867,25	2.727,35	0,1285	847,41	350,46	11.367,60	5.911,08

Fuente: Elaboración propia

Los resultados del caso evidenciado en la Tabla 9 muestran un comportamiento notablemente diferente respecto al caso anterior. Aunque el VAN continúa siendo negativo (--1.333,3289 USD), el proyecto presenta una TIR del 7,8 %, además de un ROI de 108% y un periodo de recuperación de 8,8 años, lo que evidencia una mejora significativa de la rentabilidad conforme aumenta la demanda energética.

VAN	-1.333,3289
ROI	108,33%
TIR	7,80%
PAY BACK	8,77años

En el segmento residencial de mediano uso, en la G 2 se visualiza la repartición geográfica de la necesidad anual, detectando zonas con mayor densidad de consumo eléctrico. Dicha información sirve de ayuda para el cálculo del tamaño del equipo solar y ayuda a leer el espacio de los datos del estudio financiero.

Tabla 10. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 6,48 kWp para clientes residenciales de grande consumo de Portoviejo.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	16.841,88	9.082,37	9.082,37	0,2752	4.634,88	0,00	4.634,88	-9.096,82
1	0,80	17.094,50	9.009,71	8.084,79	0,2752	4.704,41	2.224,94	7.114,36	-1.982,46
2	1,60	17.350,92	8.937,63	8.413,29	0,2752	4.774,97	2.315,34	9.573,99	477,17
3	2,40	17.611,18	8.866,13	8.745,05	0,2752	4.846,60	2.406,64	12.013,95	2.917,13
4	3,20	17.875,35	8.795,20	9.080,15	0,2752	4.919,30	2.498,86	14.434,39	5.337,57
5	4,00	18.143,48	8.724,84	9.418,64	0,2752	4.993,09	2.592,01	16.835,47	7.738,65
6	4,80	18.415,63	8.655,04	9.760,59	0,2752	5.067,98	2.686,12	19.217,33	10.120,51
7	5,60	18.691,87	8.585,80	10.106,07	0,2752	5.144,00	2.781,19	21.580,15	12.483,33
8	6,40	18.972,25	8.517,11	10.455,13	0,2752	5.221,16	2.877,25	23.924,06	14.827,24
9	7,20	19.256,83	8.448,98	10.807,85	0,2752	5.299,48	2.974,32	26.249,21	17.152,39
10	8,00	19.545,68	8.381,39	11.164,30	0,2752	5.378,97	3.072,41	28.555,77	19.458,95
11	8,80	19.838,87	8.314,33	11.524,53	0,2752	5.459,66	3.171,55	30.843,88	21.747,06
12	9,60	20.136,45	8.247,82	11.888,63	0,2752	5.541,55	3.271,75	33.113,68	24.016,86
13	10,40	20.438,50	8.181,84	12.256,66	0,2752	5.624,67	3.373,03	35.365,32	26.268,50
14	11,20	20.745,08	8.116,38	12.628,69	0,2752	5.709,04	3.475,42	37.598,95	28.502,13
15	12,00	21.056,25	8.051,45	13.004,80	0,2752	5.794,68	3.578,92	39.814,71	30.717,89
16	12,80	21.372,10	7.987,04	13.385,06	0,2752	5.881,60	3.683,57	42.012,74	32.915,92
17	13,60	21.692,68	7.923,14	13.769,53	0,2752	5.969,82	3.789,38	44.193,19	35.096,37
18	14,40	22.018,07	7.859,76	14.158,31	0,2752	6.059,37	3.896,37	46.356,19	37.259,37
19	15,20	22.348,34	7.796,88	14.551,46	0,2752	6.150,26	4.004,56	48.501,90	39.405,08
20	16,00	22.683,56	7.734,51	14.949,06	0,2752	6.242,52	4.113,98	50.630,43	41.533,61

Fuente: Elaboración propia

Por su parte el caso correspondiente a la Tabla 10 muestra resultados mucho más favorables a los dos primeros casos, con un van positivo (8.563,942 USD), una TIR de 26,27%, tomando en cuenta que a lo largo del horizonte evaluado, el proyecto devolverá la inversión inicial multiplicada por más de 4,5 veces, dado que el resultado del ROI se encuentra en 456,57%, finalmente el recuperar la inversión en menos de dos años (1,86 años) es un indicador sobresaliente para proyectos de infraestructura energética.

VAN	8.563,942
ROI	456,57%
TIR	26,237%
PAY BACK	1,859 años

Para clientes residenciales de alto consumo, la G 3 muestra zonas con mucha demanda eléctrica al año. Los datos ayudan a evaluar potenciales de instalar paneles solares grandes, visualizando qué características presenta cada lugar.

Tabla 11. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 11,34 kWp para clientes comerciales de pequeño consumo de Portoviejo.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	15.368,42	15.894,14	15.894,14	0,1030	1.582,95	0,00	1.582,95	-15.961,50
1	0,80	15.598,95	15.766,99	-168,04	0,1030	1.606,69	-17,31	3.206,95	-12.754,55
2	1,60	15.832,93	15.640,85	192,08	0,1030	1.630,79	19,78	4.817,96	-11.143,54
3	2,40	16.070,43	15.515,73	554,70	0,1030	1.655,25	57,13	6.416,08	-9.545,42
4	3,20	16.311,48	15.391,60	919,88	0,1030	1.680,08	94,75	8.001,41	-7.960,09
5	4,00	16.556,16	15.268,47	1.287,69	0,1030	1.705,28	132,63	9.574,06	-6.387,44
6	4,80	16.804,50	15.146,32	1.658,18	0,1030	1.730,86	170,79	11.134,13	-4.827,37
7	5,60	17.056,56	15.025,15	2.031,41	0,1030	1.756,83	209,24	12.681,72	-3.279,78
8	6,40	17.312,41	14.904,95	2.407,46	0,1030	1.783,18	247,97	14.216,93	-1.744,57
9	7,20	17.572,10	14.785,71	2.786,39	0,1030	1.809,93	287,00	15.739,86	-221,64
10	8,00	17.835,68	14.667,42	3.168,26	0,1030	1.837,08	326,33	17.250,61	1.289,11
11	8,80	18.103,22	14.550,09	3.553,13	0,1030	1.864,63	365,97	18.749,27	2.787,77
12	9,60	18.374,76	14.433,68	3.941,08	0,1030	1.892,60	405,93	20.235,94	4.274,44
13	10,40	18.650,39	14.318,22	4.332,17	0,1030	1.920,99	446,21	21.710,71	5.749,21
14	11,20	18.930,14	14.203,67	4.726,47	0,1030	1.949,80	486,83	23.173,69	7.212,19
15	12,00	19.214,09	14.090,04	5.124,05	0,1030	1.979,05	527,78	24.624,96	8.663,46
16	12,80	19.502,31	13.977,32	5.524,99	0,1030	2.008,74	569,07	26.064,63	10.103,13
17	13,60	19.794,84	13.865,50	5.929,34	0,1030	2.038,87	610,72	27.492,77	11.531,27
18	14,40	20.091,76	13.754,58	6.337,19	0,1030	2.069,45	652,73	28.909,50	12.948,00
19	15,20	20.393,14	13.644,54	6.748,60	0,1030	2.100,49	695,11	30.314,88	14.353,38
20	16,00	20.699,04	13.535,38	7.163,65	0,1030	2.132,00	737,86	31.709,03	15.747,53

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 11 se evalúa un escenario comercial, donde se tiene como resultado que el proyecto no alcanza a cubrir el costo de oportunidad del capital generando un VAN negativo (-4.394,08 USD), una TIR de 7,23%, además de un ROI del 98,66% y un periodo de recuperación de 9,68 años que sitúa al proyecto dentro de los parámetros aceptables para la micro generación renovable a pequeña o mediana escala.

VAN	-4.394,08
ROI	98,66%
TIR	7,23%
PAY BACK	9,683 años

El estudio espacial de clientes comerciales pequeños permite ver dónde están los edificios que necesitan más energía en el cantón. En la G 7 se detallan los lugares donde está la mayor concentración de consumo eléctrico de clientes comerciales de pequeño consumo del cantón Portoviejo.

Tabla 12. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 1 kWp para clientes residenciales de pequeño consumo en Manta.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	1.408,41	1.401,60	1.401,60	0,0950	133,80	0,00	133,80	-2.968,00
1	0,80	1.429,54	1.390,39	39,15	0,0950	135,81	3,72	265,89	-2.702,11
2	1,60	1.450,98	1.379,26	71,71	0,0950	137,84	6,81	396,92	-2.571,08
3	2,40	1.472,74	1.368,23	104,51	0,0950	139,91	9,93	526,90	-2.441,10
4	3,20	1.494,83	1.357,28	137,55	0,0950	142,01	13,07	655,84	-2.312,16
5	4,00	1.517,26	1.346,43	170,83	0,0950	144,14	16,23	783,75	-2.184,25
6	4,80	1.540,02	1.335,65	204,36	0,0950	146,30	19,41	910,64	-2.057,36
7	5,60	1.563,12	1.324,97	238,15	0,0950	148,50	22,62	1.036,51	-1.931,49
8	6,40	1.586,56	1.314,37	272,19	0,0950	150,72	25,86	1.161,37	-1.806,63
9	7,20	1.610,36	1.303,85	306,51	0,0950	152,98	29,12	1.285,24	-1.682,76
10	8,00	1.634,52	1.293,42	341,09	0,0950	155,28	32,40	1.408,12	-1.559,88
11	8,80	1.659,03	1.283,08	375,96	0,0950	157,61	35,72	1.530,01	-1.437,99
12	9,60	1.683,92	1.272,81	411,11	0,0950	159,97	39,06	1.650,93	-1.317,07
13	10,40	1.709,18	1.262,63	446,55	0,0950	162,37	42,42	1.770,87	-1.197,13
14	11,20	1.734,82	1.252,53	482,29	0,0950	164,81	45,82	1.889,87	-1.078,13
15	12,00	1.760,84	1.242,51	518,33	0,0950	167,28	49,24	2.007,90	-960,10
16	12,80	1.787,25	1.232,57	554,68	0,0950	169,79	52,69	2.125,00	-843,00
17	13,60	1.814,06	1.222,71	591,35	0,0950	172,34	56,18	2.241,15	-726,85
18	14,40	1.841,27	1.212,93	628,35	0,0950	174,92	59,69	2.356,38	-611,62
19	15,20	1.868,89	1.203,22	665,67	0,0950	177,54	63,24	2.470,69	-497,31
20	16,00	1.896,92	1.193,60	703,33	0,0950	180,21	66,82	2.584,08	-383,92

Fuente: Elaboración propia

El caso detallado en la Tabla 12 es muy similar al caso de la Tabla 8 donde se tienen resultados nada favorables, donde se presenta un VAN negativo (-2.027,171 USD), un ROI también negativo de -12,94%, una TIR negativa de -1,80% ratificando que el proyecto no genera rendimiento y que el capital invertido sufre una devaluación anual. Para finalizar se presenta un retorno a la inversión de más de 20 años lo que lo coloca como alto riesgo financiero.

VAN	-2.027,171
ROI	-12,94%
TIR	-1,80%
PAY BACK	Más de 20 años

En la G 4 podemos observar los lugares con mayor consumo energético anual clasificación residencial pequeño con consumos menores a 300kWh.

Tabla 13. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 3,24 kWp para clientes residenciales de mediano consumo en Manta.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	4.373,77	4.541,18	4.541,18	0,1285	562,03	0,00	562,03	-5.456,52
1	0,80	4.439,37	4.504,85	-65,48	0,1285	570,46	-8,41	1.140,90	-4.315,62
2	1,60	4.505,96	4.468,82	37,15	0,1285	579,02	4,77	1.715,15	-3.741,37
3	2,40	4.573,55	4.433,07	140,49	0,1285	587,70	18,05	2.284,79	-3.171,73
4	3,20	4.642,16	4.397,60	244,56	0,1285	596,52	31,43	2.849,89	-2.606,63
5	4,00	4.711,79	4.362,42	349,37	0,1285	605,47	44,89	3.410,46	-2.046,06
6	4,80	4.782,47	4.327,52	454,95	0,1285	614,55	58,46	3.966,54	-1.489,98
7	5,60	4.854,20	4.292,90	561,30	0,1285	623,77	72,13	4.518,18	-938,34
8	6,40	4.927,02	4.258,56	668,46	0,1285	633,12	85,90	5.065,41	-391,11
9	7,20	5.000,92	4.224,49	776,43	0,1285	642,62	99,77	5.608,25	151,73
10	8,00	5.075,94	4.190,69	885,24	0,1285	652,26	113,75	6.146,76	690,24
11	8,80	5.152,08	4.157,17	994,91	0,1285	662,04	127,85	6.680,95	1.224,43
12	9,60	5.229,36	4.123,91	1.105,45	0,1285	671,97	142,05	7.210,88	1.754,36
13	10,40	5.307,80	4.090,92	1.216,88	0,1285	682,05	156,37	7.736,56	2.280,04
14	11,20	5.387,41	4.058,19	1.329,22	0,1285	692,28	170,81	8.258,04	2.801,52
15	12,00	5.468,22	4.025,73	1.442,50	0,1285	702,67	185,36	8.775,34	3.318,82
16	12,80	5.550,25	3.993,52	1.556,73	0,1285	713,21	200,04	9.288,51	3.831,99
17	13,60	5.633,50	3.961,57	1.671,93	0,1285	723,90	214,84	9.797,57	4.341,05
18	14,40	5.718,00	3.929,88	1.788,13	0,1285	734,76	229,77	10.302,56	4.846,04
19	15,20	5.803,77	3.898,44	1.905,33	0,1285	745,79	244,84	10.803,51	5.346,99
20	16,00	5.890,83	3.867,25	2.023,58	0,1285	756,97	260,03	11.300,45	5.843,93

Fuente: Elaboración propia

El caso de la Tabla 13 diferente al anterior, aunque se evidencia un VAN negativo (-1.333,312 USD), el proyecto presenta una TIR de 7,80%, un ROI de 107,10% el cual da a entender que se generará un excedente al valor invertido, y por último se tiene un retorno a la inversión en un tiempo de 8,8 años lo cual detona aceptabilidad del proyecto.

VAN	-1.333,312
ROI	107,10%
TIR	7,80%
PAY BACK	8,819 años

En la G 5 aparecen las zonas donde hay mucha demanda de energía cada año para clientes residenciales de uso medio en el cantón Manta, con consumos desde 300 hasta 1 500 kWh al mes. El mapa espacial hallado ayuda a encontrar lugares de gran necesidad para estos tipos de usuarios, ayudando así a calcular el tamaño del sistema solar y ver si es posible económicamente hacerlo funcionar bien allí.

Tabla 14. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 6,48 kWp para clientes residenciales de grande consumo de Manta.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	8.738,29	9.082,37	9.082,37	0,2752	2.404,78	0,00	2.404,78	-9.096,82
1	0,80	8.869,37	9.009,71	-140,34	0,2752	2.440,85	-38,62	4.884,25	-4.212,57
2	1,60	9.002,41	8.937,63	64,78	0,2752	2.477,46	17,83	7.343,89	-1.752,93
3	2,40	9.137,45	8.866,13	271,31	0,2752	2.514,62	74,67	9.783,85	687,03
4	3,20	9.274,51	8.795,20	479,31	0,2752	2.552,34	131,90	12.204,29	3.107,47
5	4,00	9.413,62	8.724,84	688,78	0,2752	2.590,63	189,55	14.605,36	5.508,54
6	4,80	9.554,83	8.655,04	899,79	0,2752	2.629,49	247,62	16.987,23	7.890,41
7	5,60	9.698,15	8.585,80	1.112,35	0,2752	2.668,93	306,12	19.350,04	10.253,22
8	6,40	9.843,62	8.517,11	1.326,51	0,2752	2.708,97	365,06	21.693,95	12.597,13
9	7,20	9.991,28	8.448,98	1.542,30	0,2752	2.749,60	424,44	24.019,11	14.922,29
10	8,00	10.141,15	8.381,39	1.759,76	0,2752	2.790,84	484,29	26.325,67	17.228,85
11	8,80	10.293,26	8.314,33	1.978,93	0,2752	2.832,71	544,60	28.613,77	19.516,95
12	9,60	10.447,66	8.247,82	2.199,84	0,2752	2.875,20	605,40	30.883,57	21.786,75
13	10,40	10.604,38	8.181,84	2.422,54	0,2752	2.918,32	666,68	33.135,21	24.038,39
14	11,20	10.763,44	8.116,38	2.647,06	0,2752	2.962,10	728,47	35.368,84	26.272,02
15	12,00	10.924,90	8.051,45	2.873,44	0,2752	3.006,53	790,77	37.584,60	28.487,78
16	12,80	11.088,77	7.987,04	3.101,73	0,2752	3.051,63	853,60	39.782,63	30.685,81
17	13,60	11.255,10	7.923,14	3.331,96	0,2752	3.097,40	916,95	41.963,08	32.866,26
18	14,40	11.423,93	7.859,76	3.564,17	0,2752	3.143,86	980,86	44.126,09	35.029,27
19	15,20	11.595,29	7.796,88	3.798,41	0,2752	3.191,02	1.045,32	46.271,79	37.174,97
20	16,00	11.769,22	7.734,51	4.034,71	0,2752	3.238,89	1.110,35	48.400,33	39.303,51

Fuente: Elaboración propia

El presente caso por analizar (Tabla 14) muestra resultados mucho más favorables a los dos anteriores, donde no solo se muestra un VAN positivo (8.563,941 USD), sino que también representa una TIR del 26,23% y un ROI de 432,06% lo que demuestra que este caso posee una alta resiliencia económica, de forma que el proyecto cuenta con un amplio margen de seguridad ante posibles fluctuaciones, por último, el retorno a la inversión es de aproximadamente 2,818 años lo cual es sobresaliente para obras de infraestructura energética, considerando que el sistema fotovoltaico garantice una vida operativa eficiente superior a las dos décadas.

VAN	8.563,941
ROI	432,06%
TIR	26,236%
PAY BACK	2,818 años

En la G 6 se marcan las áreas con alta densidad de uso eléctrico anual de hogares grandes en Manta, quienes tienen consumos superiores de 1500 kWh mensuales. Este gráfico térmico ayuda a conocer dónde están los clientes que consumen más energía, sirviendo como fundamento para calcular el tamaño del panel solar de mayor capacidad y luego estudiar su beneficio financiero.

Tabla 15. Análisis económico para la implementación de sistema fotovoltaico de 11,34 kWp para clientes comerciales de pequeño consumo de Manta.

AÑO	DEGRADACIÓN (%)	CONSUMO DE ENERGÍA PROMEDIO ANUAL (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SGDA (kWh)	BALANCE DE ENERGÍA (kWh)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh)	FACTURACIÓN SIN EL SGDA (USD)	FACTURACIÓN CON EL SGDA (USD)	AHORRO ACUMULADO (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	21.886,34	15.894,14	15.894,14	0,1030	2.254,29	0,00	2.254,29	-15.961,50
1	0,80	22.214,64	15.766,99	6.447,65	0,1030	2.288,11	664,11	3.878,29	-12.083,21
2	1,60	22.547,86	15.640,85	6.907,00	0,1030	2.322,43	711,42	5.489,30	-10.472,20
3	2,40	22.886,08	15.515,73	7.370,35	0,1030	2.357,27	759,15	7.087,42	-8.874,08
4	3,20	23.229,37	15.391,60	7.837,77	0,1030	2.392,62	807,29	8.672,76	-7.288,74
5	4,00	23.577,81	15.268,47	8.309,34	0,1030	2.428,51	855,86	10.245,41	-5.716,09
6	4,80	23.931,48	15.146,32	8.785,15	0,1030	2.464,94	904,87	11.805,48	-4.156,02
7	5,60	24.290,45	15.025,15	9.265,30	0,1030	2.501,92	954,33	13.353,07	-2.608,43
8	6,40	24.654,80	14.904,95	9.749,85	0,1030	2.539,44	1.004,23	14.888,28	-1.073,22
9	7,20	25.024,63	14.785,71	10.238,92	0,1030	2.577,54	1.054,61	16.411,21	449,71
10	8,00	25.400,00	14.667,42	10.732,57	0,1030	2.616,20	1.105,45	17.921,95	1.960,45
11	8,80	25.781,00	14.550,09	11.230,91	0,1030	2.655,44	1.156,78	19.420,61	3.459,11
12	9,60	26.167,71	14.433,68	11.734,03	0,1030	2.695,27	1.208,60	20.907,28	4.945,78
13	10,40	26.560,23	14.318,22	12.242,01	0,1030	2.735,70	1.260,93	22.382,06	6.420,56
14	11,20	26.958,63	14.203,67	12.754,96	0,1030	2.776,74	1.313,76	23.845,04	7.883,54
15	12,00	27.363,01	14.090,04	13.272,97	0,1030	2.818,39	1.367,12	25.296,31	9.334,81
16	12,80	27.773,45	13.977,32	13.796,13	0,1030	2.860,67	1.421,00	26.735,97	10.774,47
17	13,60	28.190,06	13.865,50	14.324,55	0,1030	2.903,58	1.475,43	28.164,12	12.202,62
18	14,40	28.612,91	13.754,58	14.858,33	0,1030	2.947,13	1.530,41	29.580,84	13.619,34
19	15,20	29.042,10	13.644,54	15.397,56	0,1030	2.991,34	1.585,95	30.986,23	15.024,73
20	16,00	29.477,73	13.535,38	15.942,35	0,1030	3.036,21	1.642,06	32.380,37	16.418,87

Fuente: Elaboración propia

Para este último caso observado en la Tabla 15 se destaca que, aunque existe un VAN negativo (-4.394,08 USD), el ROI es de 102,87 %, la TIR es de 7,22 % afirmando que la infraestructura fotovoltaica en este sector es naturalmente productiva y genera rendimiento económico real. Así mismo, el retorno a la inversión es de 8,81 años es un parámetro muy competitivo para micro generación distribuida, lo que representa un riesgo, aunque este sea bajo.

VAN	-4.394,08
ROI	102,87%

TIR	7,229%
PAY BACK	8,813 años

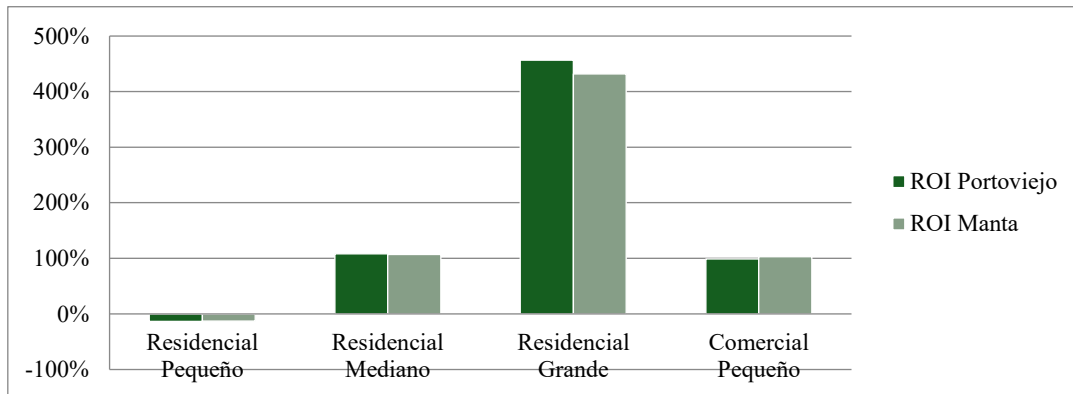
En la G 8 se muestra las zonas donde hay más demanda de energía cada año para clientes comerciales pequeños en el cantón Manta, que usan menos de 20000 kWh mensuales. El mapa de estos usuarios ayuda a visualizar dónde está la actividad comercial fuerte de ese grupo, dando una base para calcular el tamaño del sistema solar que proponemos y para estudiar si vale la pena económicamente.

Luego de desarrollar el análisis financiero de los escenarios presentados en ambos cantones, fue posible evidenciar que la implementación de sistemas fotovoltaicos para clientes de tipo residencial de pequeño (Figura 15) no es viable en ninguna circunstancia financiera, ya que la inversión inicial no se recupera y se traduce en pérdidas netas del capital. Por consiguiente, donde se presenta una viabilidad moderada es para el sector comercial pequeño y el residencial mediano en ambos cantones, debido a que los resultados evidencian a que el sistema se paga por sí mismo y duplica la inversión de forma segura.

Sin embargo, el proyecto si llega a su punto óptimo, esto es en los sectores residencial grande para ambos cantones, debido a que, por cada dólar invertido teóricamente, el retorno total estimado multiplica a la inversión inicial por más de 4,5 veces a lo largo del ciclo de estudio (20 años).

Según la Figura 15, es posible afirmar que en el sector Residencial Grande de Portoviejo, es mucho más viable si el presupuesto del proyecto teórico es limitado, siendo que los esfuerzos deben concentrarse prioritariamente en los clientes residenciales grandes de Portoviejo y luego en los de Manta.

Figura 15. Comparativa del ROI aproximado para los cantones Portoviejo y Manta



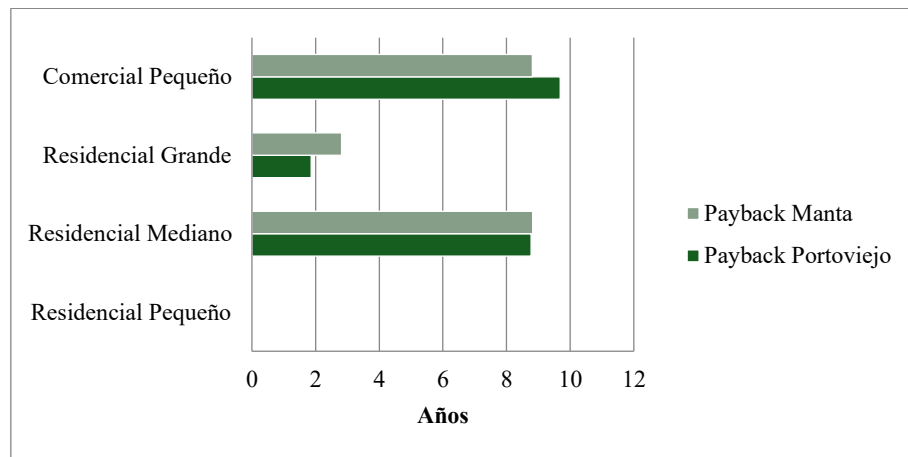
Fuente: Elaboración propia

El PAYBACK y el ROI están intrínsecamente ligados, de forma que, al evaluar la implementación teórica de los sistemas fotovoltaicos en las zonas de mayor consumo de Manabí, el periodo de recuperación muestra de forma contundente la velocidad del flujo de caja. Donde se reafirma que los más viables para su implementación son los sectores residenciales grandes de los cantones Portoviejo (Figura) y Manta (Figura), con 1,859 y 2,18 años respectivamente.

Luego con un retorno a mediano plazo se encuentran los sectores residenciales de mediano consumo y comercial de pequeño consumo de las mismas áreas con un aproximado de retorno a la inversión de 8 a 9 años. Finalmente, los sectores residenciales de pequeño consumo tanto para Portoviejo (Figura 16) y Manta (Figura 16) necesitan más de 2 décadas para recuperar la inversión, por los que se los categoriza como no viables dado el tiempo de vida útil de los módulos fotovoltaicos.

Realizando la respectiva comparación de acuerdo con la Figura 16, en Portoviejo la inversión se recupera casi un año más rápido (0.96 años antes) que en Manta. Para proyectos fotovoltaicos a gran escala residencial, Portoviejo es críticamente más eficiente y atractivo, esto se traduce en menor riesgo financiero y flujos de caja positivos mucho más temprano.

Figura 16. Comparación de PAYBACK calculado del Cantón Manta y Portoviejo para el sistema fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

El estudio geoespacial sobre la demanda eléctrica en Manabí indica que el uso de energía cambia mucho entre distintos cantones. El mayor volumen de consumo ocurre principalmente en las ciudades de los municipios Portoviejo y Manta. Se nota que los sitios con mucha necesidad de electricidad son aquellos donde la gente y el crecimiento urbano son altos.

Las herramientas QGIS y Power BI se juntaron para mezclar datos geográficos y numéricos en una plataforma que ayude al análisis y a ver el gasto energético. El sistema muestra la necesidad eléctrica por cada cantón, parroquia, grupo de tarifas y nivel de gasto, por eso esta opción sirve mucho para planear la energía y conocer zonas para poner sistemas de producción repartida.

El análisis técnico-económico hecho sobre los sistemas fotovoltaicos en Ecuador permitió evaluar la factibilidad de la generación distribuida, basándose principalmente en dos elementos: volumen de consumo por parte del usuario y la tarifa actual vigente. Según los casos analizados, los clientes residenciales con bajos consumos tienen una rentabilidad reducida debido a los incentivos existentes en la tarifa; sin embargo, los clientes residenciales con consumo medio y los consumidores comerciales pequeños obtienen resultados de factibilidad mejores, con intervalos de recuperación de la inversión inferiores a diez años. Por lo tanto, los clientes residenciales de alto consumo son los constituyen el escenario mas prometedor, logrando resultados más satisfactorios en términos económicos en menor tiempo para la recuperación de la inversión.

Es importante mencionar que esta investigación está limitada por el análisis realizado con las tasas actuales vigentes, ya que las condiciones pueden cambiar con el tiempo, afectando el retorno de los sistemas fotovoltaicos. Se propone integrar diversos escenarios futuros con miradas al aumento de la demanda, cambios tarifarios, sistemas de almacenamiento de energía

y estudios comparativos en otras zonas del país, para ampliar la investigación y mejorar la precisión y relevancia del estudio.

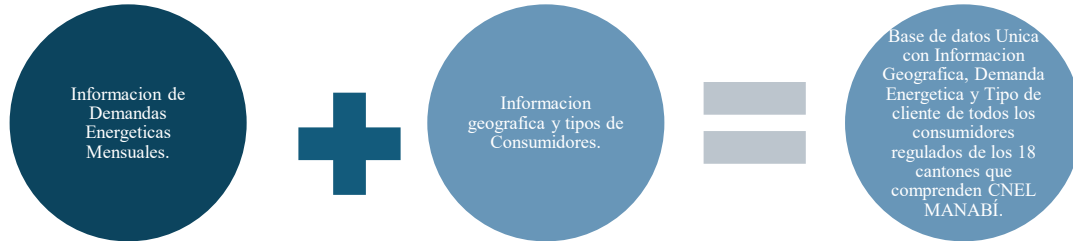
Finalmente, el análisis aproximado y teórico para la puesta en marcha de sistemas fotovoltaicos en la Provincia de Manabí muestra que la viabilidad económica de generación distribuida en Ecuador no depende únicamente del recurso solar existente, sino que se encuentra fuertemente vinculada a la magnitud del consumo energético y a la estructura tarifaria presente. Donde los escenarios de los cantones Portoviejo y Manta, en el sector residencial de baja demanda utilizando un sistema de generación de hasta 1 kWp resultan rotundamente inviables debido al impacto de las tarifas subsidiadas, mientras que los sectores de consumo residencial mediano empleando un sistema de 3,24 kWp y comercial pequeño considerando un sistema de 11,34 kWp se consolidan en un umbral de factibilidad condicionada, registrando rendimientos positivos y periodos de amortización menores a una década que demandan financiamientos preferenciales para mitigar sus VAN negativos. Por el contrario, los sectores de alto consumo residencial empleando un sistema de 6,48 kWp constituyen el escenario óptimo de inversión al evadir los subsidios energéticos, lo que maximiza el valor del kilovatio-hora desplazado y desencadena una rentabilidad excepcional y un retorno de capital acelerado en menos de tres años.

Recomendaciones

- Es oportuno mantener bases de datos actualizadas sobre consumo eléctrico y ubicación geográfica de los usuarios, para que los análisis geoespaciales muestren con exactitud las variaciones en la demanda eléctrica y actúen como apoyo para la planificación energética.
- Se aconseja realizar estudios que combinen el estudio espacial del consumo eléctrico con la capacidad solar existente, facilitando detectar áreas en las cuales poner sistemas distribuidos genere ventajas técnicas, energéticas y económicas superiores.
- Para evaluar la rentabilidad de sistemas fotovoltaicos bajo la modalidad de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), se sugiere emplear datos reales del usuario, teniendo presente su patrón de demanda, posición geográfica, radiación solar existente y gastos de capital y funcionamiento, pues dichos elementos afectan directa la factibilidad técnica y financiera de la iniciativa.
- Se sugiere que próximos estudios incluyan elementos tales como aumento demográfico, aplicación del terreno, progreso metropolitano y ampliación de red energética, facilitando lograr perspectiva más integral de elementos que afectan repartición geográfica de la solicitud.
- Se recomienda una revisión frecuentemente la legislación actual vinculante sobre los SGDA y la producción dispersa, para asegurar que los trabajos y planes cumplan con las condiciones técnicas y normativas fijadas por las autoridades responsables.
- Se sugiere llevar a cabo la metodología creada en este trabajo hacia otras provincias del Ecuador, usando datos georreferenciados de las compañías distribuidoras, para lograr comparaciones regionales y reforzar la planificación del sistema eléctrico.

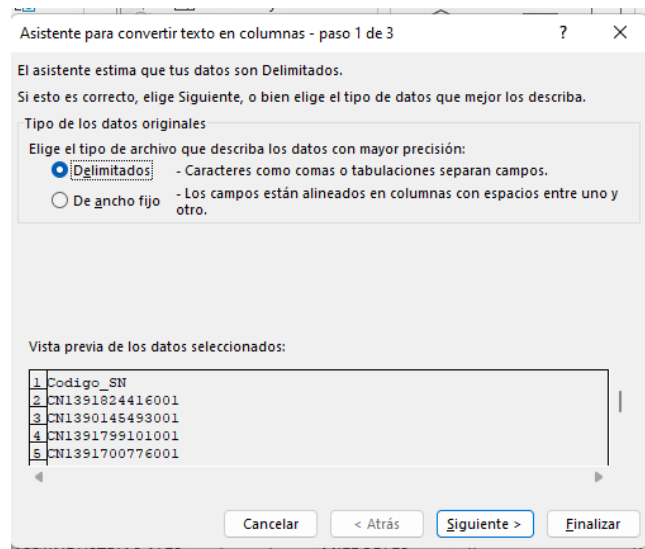
ANEXOS

Anexo A. Esquema de integración de base de datos consolidada única



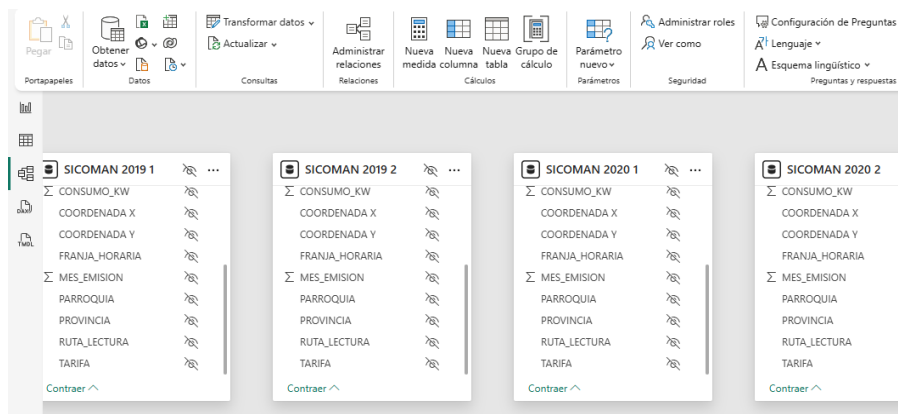
Anexo B. Desarrollo de pizarra dinámica en Power BI

B 1. Procesamiento de datos inicial en Excel



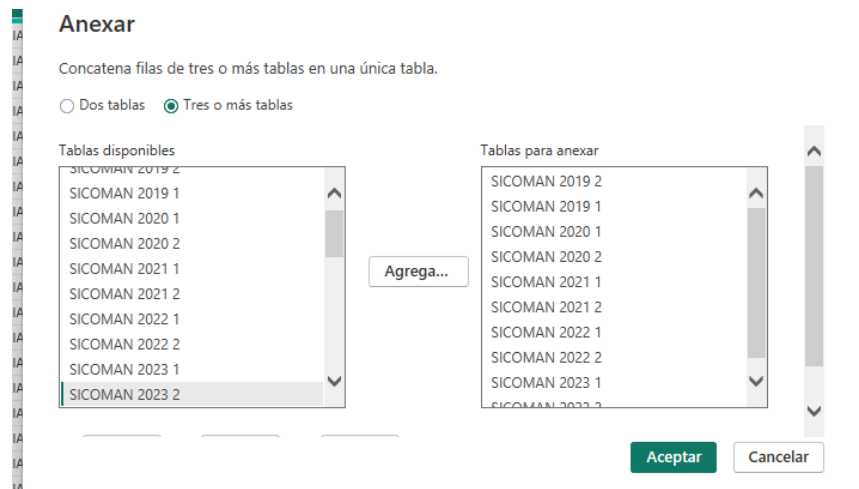
Fuente: Microsoft Excel

B 2. Integración de archivos mediante Power Query Paso 1



Fuente: Microsoft Power Bi

B 3. Integración de archivos mediante Power Query Paso 2



Fuente: Microsoft Power Bi

B 4. Diferenciación de clientes por tarifas energéticas



Fuente: Microsoft Power Bi

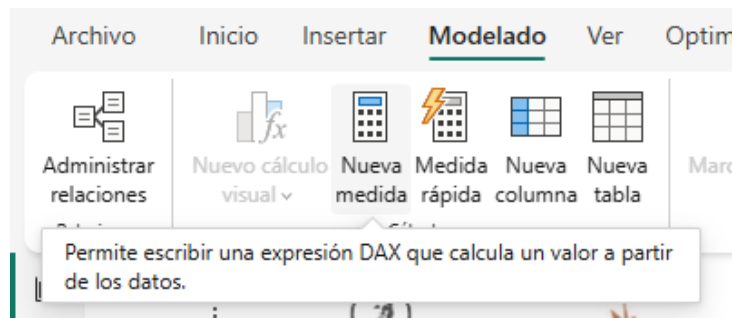
B 5. Creación de medidas DAX (Ecuación 1)

```

1 RANGOS DE CONSUMO =
2 SWITCH(
3     TRUE(),
4
5     -- RESIDENCIAL
6     'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "RESIDENCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] < 300, "Pequeño",
7     'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "RESIDENCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] <= 1500, "Mediano",
8     'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "RESIDENCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] > 1500, "Grande",
9
10    -- COMERCIAL
11    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "COMERCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] < 20000, "Pequeño",
12    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "COMERCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] <= 50000, "Mediano",
13    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "COMERCIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] > 50000, "Grande",
14
15    -- INDUSTRIAL
16    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "INDUSTRIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] < 20000, "Pequeño",
17    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "INDUSTRIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] <= 50000, "Mediano",
18    'CONSOLIDADO'[TIPO DE CLIENTE] = "INDUSTRIAL" && 'CONSOLIDADO'[CONSUMO KWH] > 50000, "Grande",
19
20    "Fuera de rango"
21 )
    
```

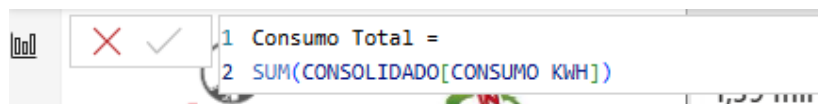
Fuente: Microsoft Power Bi

B 6. Aplicación de medidas DAX



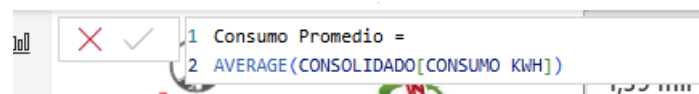
Fuente: Microsoft Power Bi

B 7. Medida **DAX** correspondiente al cálculo de consumo energético total (Ecuación 2)



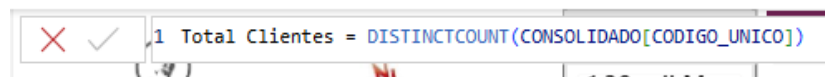
Fuente: Elaboración propia

B 8. Medida **DAX** correspondiente al cálculo de consumo energético promedio (Ecuación 3)



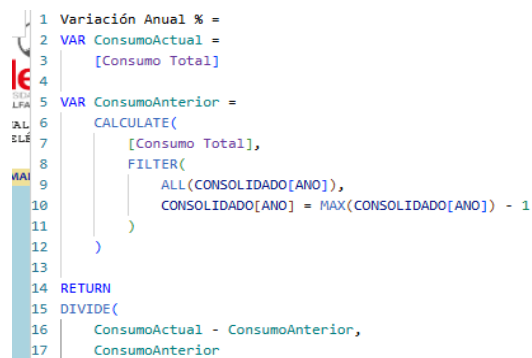
Fuente: Elaboración propia

B 9. Medida **DAX** correspondiente al cálculo del total de clientes (Residencial, comercial e industrial) (Ecuación 4)



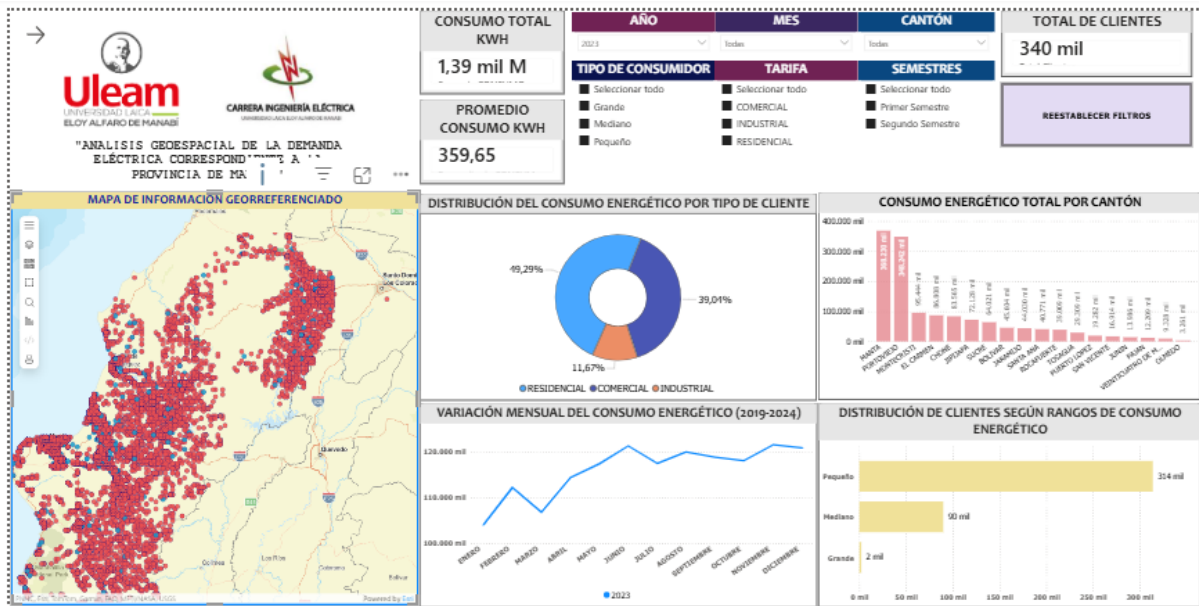
Fuente: Elaboración propia

B 10. Medida **DAX** correspondiente al cálculo de la variación anual en incremento o decremento de consumo energético (Ecuación 5)



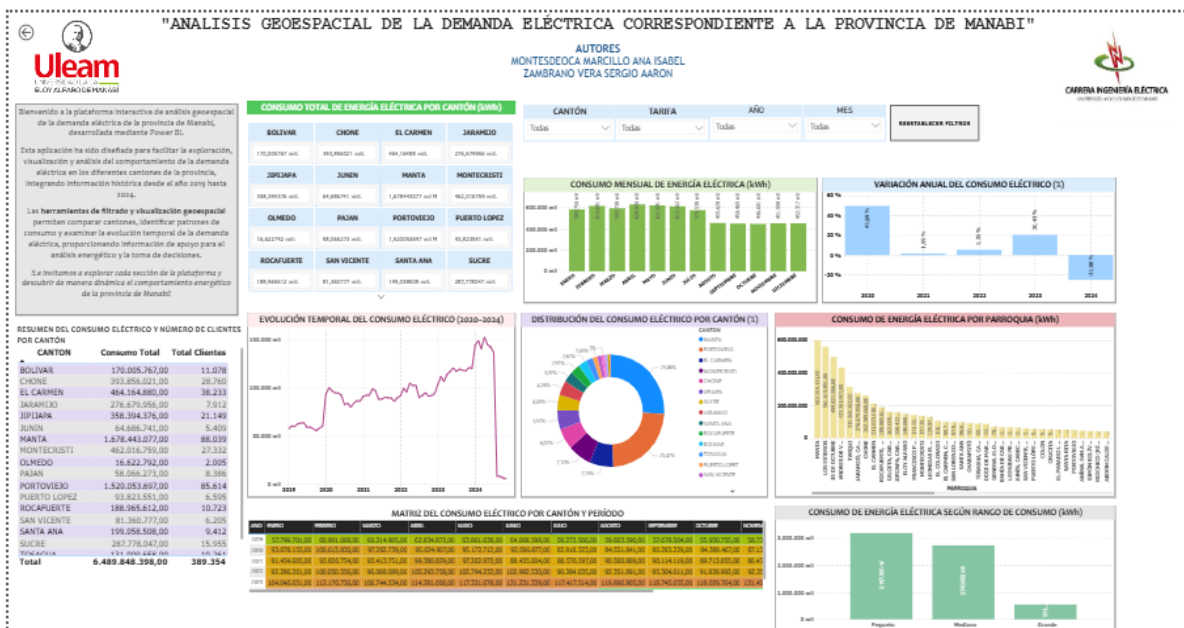
Fuente: Elaboración propia

B 11. Construcción, configuración de filtros y segmentadores de la pizarra dinámica (Ventana 1)



Fuente: Elaboración propia

B 12. Construcción, configuración de filtros y segmentadores de la pizarra dinámica (Ventana 2)



Fuente: Elaboración propia

B 13. Construcción, configuración de filtros y segmentadores de la pizarra dinámica (Ventana 3)

MAPAS DE CALOR DE LA PROVINCIA DE MANABÍ

BOLIVA	Haga clic aquí mientras pulsa Ctrl para volver a la página anterior de este informe		CARMEN	JARAMIJO	JIPIJAPA
JUNIN	MANTA	MONTECRISTI	OLMEDO	PAJAN	
PORTOVIEJO	PUERTO LOPEZ	ROCAFUERTE	SAN VICENTE	SANTA ANA	
SUCRE	TOSAGUA	VEINTICUATRO DE MAYO			

Fuente: Elaboración propia

B 14. Construcción, configuración de filtros y segmentadores de la pizarra dinámica (Ventana 4)

BOLIVAR -AÑO

2019	2020	2021
2022	2023	2024

Fuente: Elaboración propia

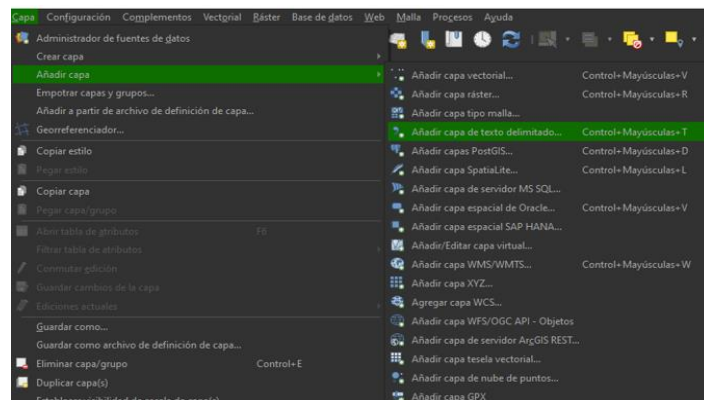
B 15. Construcción, configuración de filtros y segmentadores de la pizarra dinámica (Ventana 5)



Fuente: Elaboración propia

Anexo C. Desarrollo del análisis geoespacial en QGIS

C 1. Empleo de herramientas para agregar capa de datos



Fuente: QGIS

C 2. *Parametrización requerida para agregar capa de datos*

Fuente: QGIS

C 3. *Definición de la geometría de la capa*

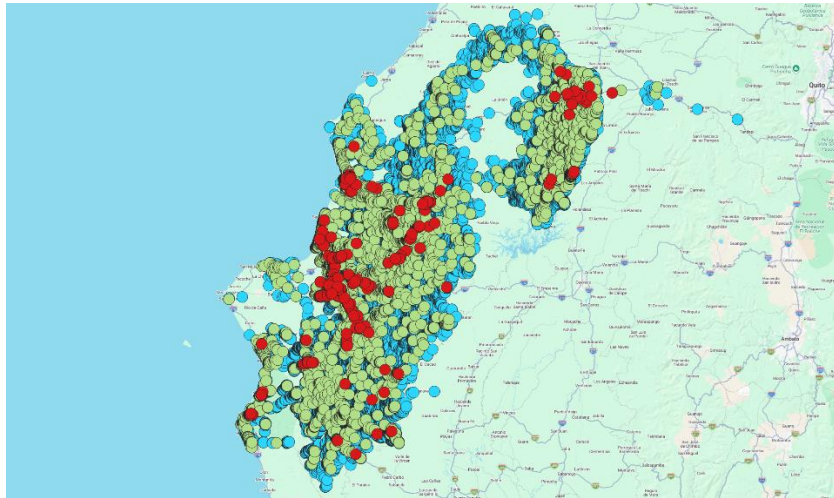
Fuente: QGIS

C 4. *Configuración de los caracteres – Coordenadas WGS84 UTM 17S*

Datos de ejemplo		
	COORDENADAS X	COORDENADAS Y
	1.2 Decimal (doble) ▼	1.2 Decimal (doble) ▼
1	517470.	9823740.
2	518114.	9824198.
3	518937.	9818863.
4	518948.	9818960.
5	519412.	9817881.
6	519727.	9817197.
7	519856.	9817043.

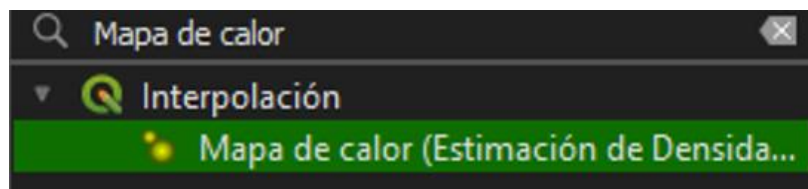
Fuente: QGIS

C 5. Configuración de mapa de puntos



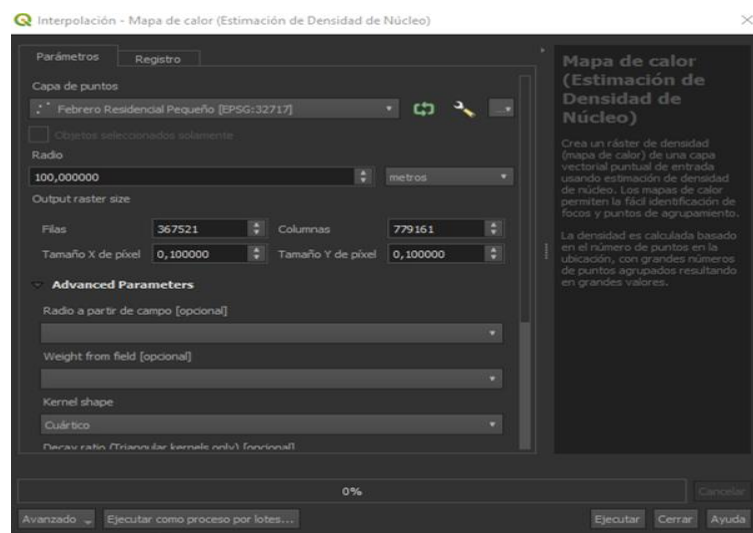
Fuente: QGIS

C 6. Configuración de estimación de densidad de núcleo – Kernel



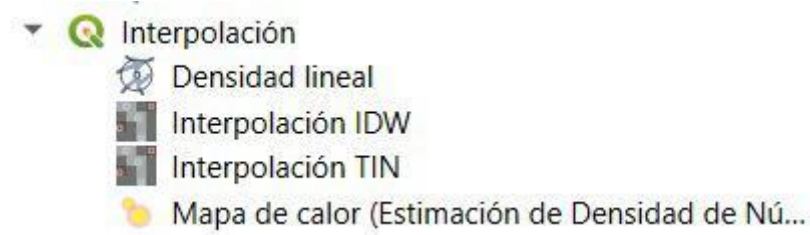
Fuente: QGIS

C 7. Parametrización de mapas de calor por estimación de densidad de Kernel



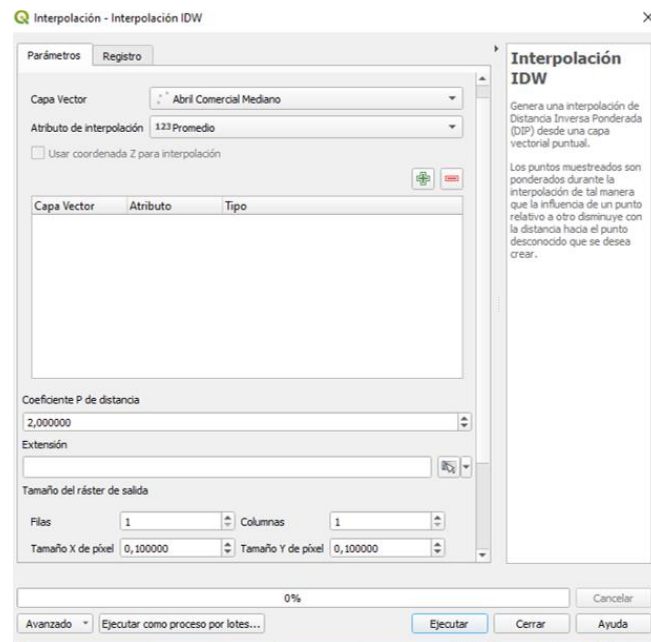
Fuente: QGIS

C 8. Configuración de interpolación



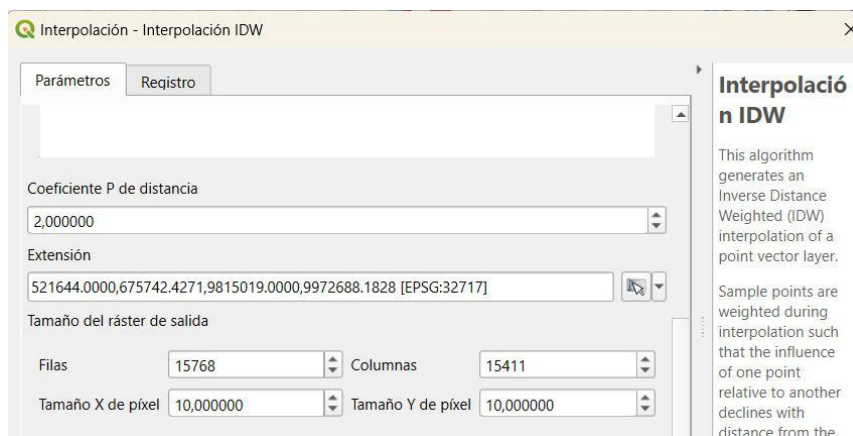
Fuente: QGIS

C 9. Parametrización para la generación de mapas de calor – Interpolación IDW



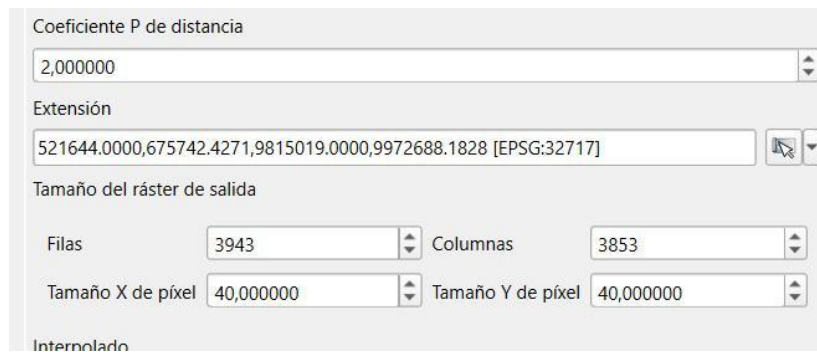
Fuente: QGIS

C 10. Configuración de coeficiente P de distancia



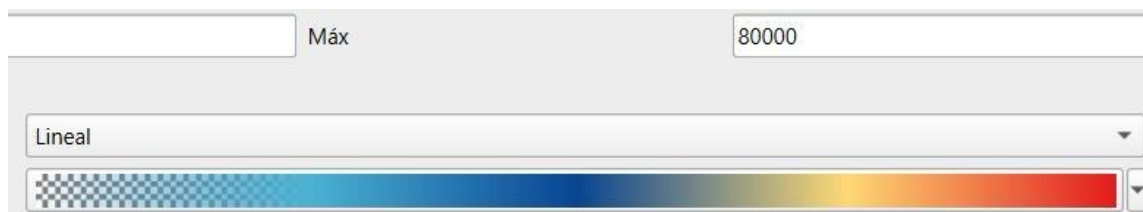
Fuente: QGIS

C 11. Configuración del tamaño X y Y de Pixel



Fuente: QGIS

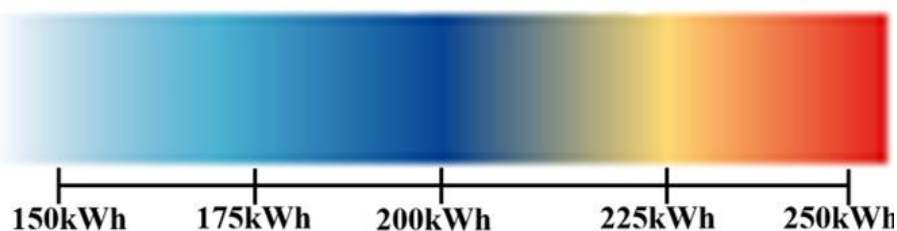
C 12. Configuración de la rampa de colores para mapas de calor



Fuente: QGIS

Los rangos utilizados en el Anexo C 12 fueron los siguientes: para el sector residencial, de 1,6 kWh a 3 kWh (pequeño), 6,5 kWh a 9 kWh (mediano) y 60 kWh a 100 kWh (grande); para el sector comercial, de 12 kWh a 80 kWh (pequeño), 3 000 000 kWh a 4 800 000 kWh (mediano) y 10 000 000 kWh a 20 000 000 kWh (grande); y para el sector industrial, de 10 kWh a 80 kWh (pequeño) y 2 000 000 kWh a 4 300 000 kWh (mediano).

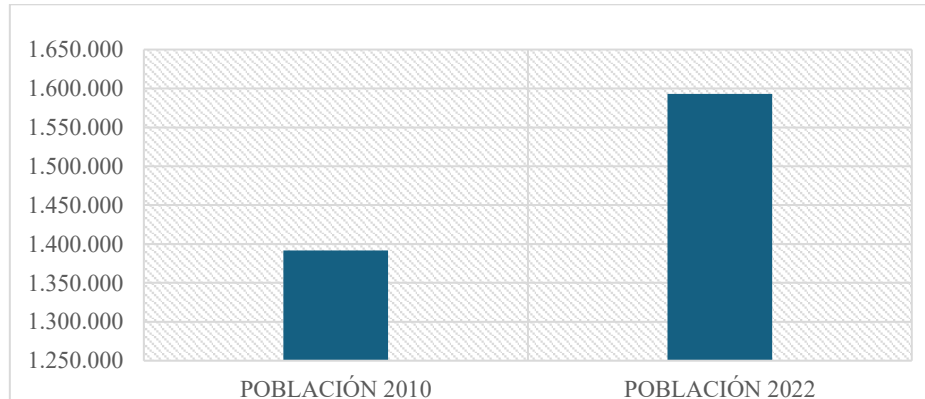
C 13. Asignación de rangos a la rampa de colores para la generación de mapas de calor



Fuente: Elaboración propia

Anexo D. Descripción del comportamiento demográfico del área de estudio

D 1. Evolución de la cantidad de habitantes en la Provincia de Manabí (2010-2022)



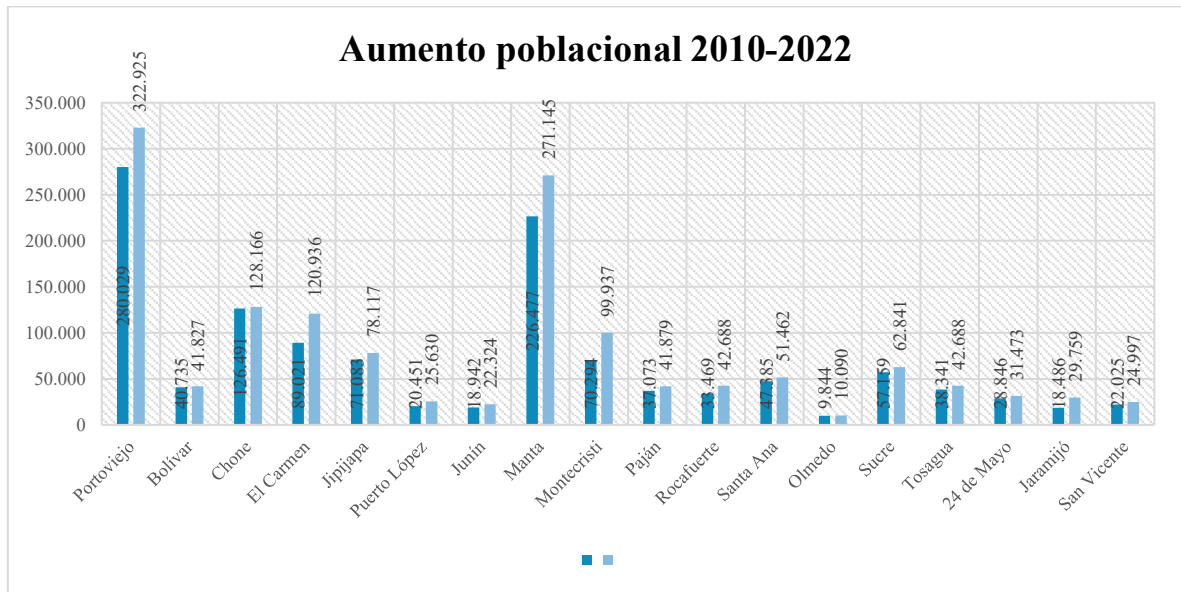
Fuente: (Instituto Nacional de Estadística y Censos [INEC], 2023)

D 2. Identificación geográfica de la zona de estudio – Provincia de Manabí



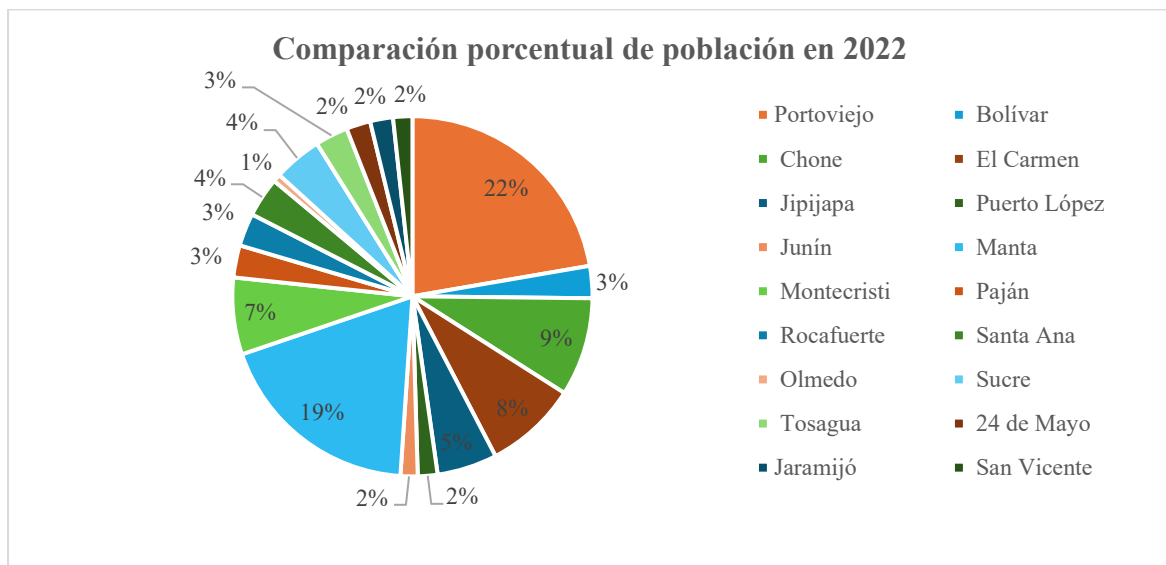
Fuente: (Pérez y Zambrano, 2017)

D 3. Análisis de dinámica poblacional de los cantones de la provincia de Manabí



Fuente: Elaboración propia

D 4. Comparación porcentual de la población de los cantones seleccionados



Fuente: Elaboración propia

Anexo E. SGDA requeridos para los cantones de Portoviejo y Manta para clientes residenciales

E 1. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Portoviejo por rango de consumo para clientes Residenciales pequeños

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Pequeño	19.356	25.435.094,00	1.314,07	137,01	0,94	1,00	0,0950	13,02
18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Pequeño	12.031	14.257.960,00	1.185,10	141,39	0,85	1,00	0,0950	13,43
CRUCITA	RESIDENCIAL	Pequeño	5.070	5.345.561,00	1.054,35	105,50	0,75	1,00	0,0950	10,02
FRANCISCO PACHECO	RESIDENCIAL	Pequeño	4.311	5.552.575,00	1.288,00	129,54	0,92	1,00	0,0950	12,31
COLON	RESIDENCIAL	Pequeño	4.103	5.039.153,00	1.228,16	121,11	0,88	1,00	0,0950	11,51
DOCE DE MARZO	RESIDENCIAL	Pequeño	3.726	4.607.847,00	1.236,67	136,00	0,88	1,00	0,0950	12,92
PICOAZA	RESIDENCIAL	Pequeño	3.553	3.955.931,00	1.113,41	108,48	0,79	1,00	0,0950	10,31
ABDON CALDERON (SAN	RESIDENCIAL	Pequeño	2.979	3.558.463,00	1.194,52	113,02	0,85	1,00	0,0950	10,74
SIMÓN BOLÍVAR	RESIDENCIAL	Pequeño	2.904	3.877.603,00	1.335,26	135,17	0,95	1,00	0,0950	12,84
RIOCHICO (RÍO CHICO)	RESIDENCIAL	Pequeño	2.857	3.372.683,00	1.180,50	113,46	0,84	1,00	0,0950	10,78
SAN PLÁCIDO	RESIDENCIAL	Pequeño	1.440	1.491.928,00	1.036,06	94,93	0,74	1,00	0,0930	8,83
SAN PABLO	RESIDENCIAL	Pequeño	924	1.139.027,00	1.232,71	116,55	0,88	1,00	0,0950	11,07
PORTOVIEJO	RESIDENCIAL	Pequeño	796	912.576,00	1.146,45	125,66	0,82	1,00	0,0950	11,94
ALHAJUELA (BAJO GRAN	RESIDENCIAL	Pequeño	623	682.221,00	1.095,06	99,61	0,78	1,00	0,0930	9,26
PUEBLO NUEVO	RESIDENCIAL	Pequeño	459	480.309,00	1.046,42	98,28	0,75	1,00	0,0930	9,14
CHIRIJOS	RESIDENCIAL	Pequeño	448	417.698,00	932,36	82,91	0,67	1,00	0,0930	7,71

Fuente: Elaboración propia

E 2. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Portoviejo por rango de consumo para clientes Residenciales medianos

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Mediano	9.567	46.842.847,00	4.896,29	582,62	3,49	3,24	0,1285	74,87
ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Mediano	9.069	34.400.393,00	3.793,18	503,81	2,71	3,24	0,1285	64,74
DOCE DE MARZO	RESIDENCIAL	Mediano	2.053	8.516.837,00	4.148,48	529,13	2,96	3,24	0,1285	67,99
FRANCISCO PACHECO	RESIDENCIAL	Mediano	1.579	5.482.392,00	3.472,07	480,74	2,48	3,24	0,1050	50,48
SIMÓN BOLÍVAR	RESIDENCIAL	Mediano	1.188	4.182.193,00	3.520,36	491,44	2,51	3,24	0,1050	51,60
COLON	RESIDENCIAL	Mediano	1.152	3.791.447,00	3.291,19	486,02	2,35	3,24	0,1050	51,03
CRUCITA	RESIDENCIAL	Mediano	1.062	3.187.016,00	3.000,96	516,12	2,14	3,24	0,1285	66,32
ABDON CALDERON (SAN	RESIDENCIAL	Mediano	656	2.042.462,00	3.113,51	479,68	2,22	3,24	0,1050	50,37
RIOCHICO (RÍO CHICO)	RESIDENCIAL	Mediano	601	1.711.075,00	2.847,05	467,00	2,03	3,24	0,1050	49,03
PICOAZA	RESIDENCIAL	Mediano	542	1.513.577,00	2.792,58	458,66	1,99	3,24	0,1050	48,16
PORTOVIEJO	RESIDENCIAL	Mediano	417	1.742.571,00	4.178,83	530,79	2,98	3,24	0,1285	68,21
SAN PABLO	RESIDENCIAL	Mediano	208	579.834,00	2.787,66	434,98	1,99	3,24	0,1050	45,67
SAN PLÁCIDO	RESIDENCIAL	Mediano	164	444.010,00	2.707,38	444,90	1,93	3,24	0,1050	46,71
ALHAJUELA (BAJO GRAN	RESIDENCIAL	Mediano	71	224.575,00	3.163,03	459,25	2,26	3,24	0,1050	48,22
PUEBLO NUEVO	RESIDENCIAL	Mediano	43	106.177,00	2.469,23	446,12	1,76	3,24	0,1050	46,84
CHIRIJOS	RESIDENCIAL	Mediano	21	27.956,00	1.331,24	458,30	0,95	1,00	0,1050	48,12

Fuente: Elaboración propia

E 3. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Portoviejo por rango de consumo para clientes Residenciales grandes

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
18 DE OCTUBRE	RESIDENCIAL	Grande	325	2.251.189,00	6.926,74	1.846,75	4,94	6,48	0,2752	508,23
ANDRES DE VERA	RESIDENCIAL	Grande	100	529.945,00	5.299,45	1.859,46	3,78	3,24	0,2752	511,72
CRUCITA	RESIDENCIAL	Grande	40	165.458,00	4.136,45	1.993,47	2,95	3,24	0,2752	548,60
DOCE DE MARZO	RESIDENCIAL	Grande	39	264.697,00	6.787,10	1.877,28	4,84	3,24	0,2752	516,63
SIMÓN BOLÍVAR	RESIDENCIAL	Grande	24	99.460,00	4.144,17	1.912,69	2,96	3,24	0,2752	526,37
FRANCISCO PACHECO	RESIDENCIAL	Grande	18	68.557,00	3.808,72	1.804,13	2,72	3,24	0,2752	496,50
PORTOVIEJO	RESIDENCIAL	Grande	15	106.079,00	7.071,93	2.001,49	5,05	6,48	0,2752	550,81
ABDON CALDERON (SAN	RESIDENCIAL	Grande	11	101.597,00	9.236,09	2.418,98	6,59	6,48	0,2752	665,70
COLON	RESIDENCIAL	Grande	10	51.964,00	5.196,40	1.924,59	3,71	3,24	0,2752	529,65
RIOCHICO (RÍO CHICO)	RESIDENCIAL	Grande	8	134.735,00	16.841,88	9.623,93	12,02	11,34	0,6812	6.555,82
PICOAZA	RESIDENCIAL	Grande	5	15.499,00	3.099,80	2.214,14	2,21	3,24	0,2752	609,33
SAN PLÁCIDO	RESIDENCIAL	Grande	3	12.353,00	4.117,67	1.764,71	2,94	3,24	0,2752	485,65
SAN PABLO	RESIDENCIAL	Grande	2	6.474,00	3.237,00	2.158,00	2,31	3,24	0,2752	593,88
ALHAJUELA (BAJO GRAN	RESIDENCIAL	Grande	1	1.629,00	1.629,00	1.629,00	1,16	1,00	0,2752	448,30

Fuente: Elaboración propia

E 4. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Manta por rango de consumo para clientes Residenciales pequeños

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	RESIDENCIAL	Pequeño	16.036	19.617.949,00	1.223,37	133,64	0,87	1,00	0,0950	12,70
TARQUI	RESIDENCIAL	Pequeño	13.415	17.994.131,00	1.341,34	138,69	0,96	1,00	0,0950	13,18
LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Pequeño	13.116	17.502.577,00	1.334,44	142,83	0,95	1,00	0,0950	13,57
ELOY ALFARO	RESIDENCIAL	Pequeño	7.840	11.041.931,00	1.408,41	141,15	1,00	1,00	0,0950	13,41
SAN LORENZO	RESIDENCIAL	Pequeño	957	1.053.927,00	1.101,28	99,89	0,79	1,00	0,0930	9,29
SAN MATEO	RESIDENCIAL	Pequeño	838	1.036.948,00	1.237,41	128,05	0,88	1,00	0,0950	12,16
SANTA MARIANITA (BOC	RESIDENCIAL	Pequeño	700	880.066,00	1.257,24	118,75	0,90	1,00	0,0950	11,28

Fuente: Elaboración propia

E 5. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Manta por rango de consumo para clientes Residenciales medianos

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	RESIDENCIAL	Mediano	9.672	42.303.082,00	4.373,77	580,30	3,12	3,24	0,1285	74,57
LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Mediano	7.360	27.233.152,00	3.700,16	516,28	2,64	3,24	0,1285	66,34
TARQUI	RESIDENCIAL	Mediano	6.499	23.225.016,00	3.573,63	504,77	2,55	3,24	0,1285	64,86
ELOY ALFARO	RESIDENCIAL	Mediano	3.222	10.553.797,00	3.275,54	483,63	2,34	3,24	0,1050	50,78
SAN MATEO	RESIDENCIAL	Mediano	373	1.580.940,00	4.238,45	646,60	3,02	3,24	0,1285	83,09
SANTA MARIANITA (BOC	RESIDENCIAL	Mediano	187	679.274,00	3.632,48	554,51	2,59	3,24	0,1285	71,25
SAN LORENZO	RESIDENCIAL	Mediano	97	255.667,00	2.635,74	473,46	1,88	3,24	0,1050	49,71

Fuente: Elaboración propia

E 6. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Manta por rango de consumo para clientes Residenciales grandes

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	RESIDENCIAL	Grande	518	4.138.208,00	7.988,82	1.976,22	5,70	6,48	0,2752	543,86
LOS ESTEROS	RESIDENCIAL	Grande	151	807.518,00	5.347,80	1.936,49	3,82	3,24	0,2752	532,92
TARQUI	RESIDENCIAL	Grande	139	788.884,00	5.675,42	2.043,74	4,05	3,24	0,2752	562,44
SAN MATEO	RESIDENCIAL	Grande	51	445.653,00	8.738,29	1.989,52	6,23	6,48	0,2752	547,52
ELOY ALFARO	RESIDENCIAL	Grande	40	235.847,00	5.896,18	1.901,99	4,21	3,24	0,2752	523,43
SANTA MARIANITA (BOC)	RESIDENCIAL	Grande	19	129.754,00	6.829,16	1.908,15	4,87	6,48	0,2752	525,12
SAN LORENZO	RESIDENCIAL	Grande	3	10.285,00	3.428,33	2.057,00	2,45	3,24	0,2752	566,09

Fuente: Elaboración propia

Anexo F. SGDA requeridos para los cantones de Portoviejo y Manta para clientes comerciales pequeños

F 1. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Portoviejo por rango de consumo para clientes comerciales pequeños

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
18 DE OCTUBRE	COMERCIAL	Pequeño	2.396	29.626.011,00	12.364,78	1.135,88	8,82	6,48	0,1030	117,00
ANDRES DE VERA	COMERCIAL	Pequeño	1.209	18.580.422,00	15.368,42	1.405,37	10,96	11,34	0,1030	144,75
PORTOVIEJO	COMERCIAL	Pequeño	487	6.120.701,00	12.568,17	1.155,50	8,97	11,34	0,1030	119,02
RIOCHICO (RÍO CHICO)	COMERCIAL	Pequeño	450	2.345.542,00	5.212,32	528,99	3,72	3,24	0,1030	54,49
DOCE DE MARZO	COMERCIAL	Pequeño	419	3.992.751,00	9.529,24	838,28	6,80	6,48	0,1030	86,34
FRANCISCO PACHECO	COMERCIAL	Pequeño	251	2.896.836,00	11.541,18	1.036,06	8,23	6,48	0,1030	106,71
PICOAZA	COMERCIAL	Pequeño	249	2.605.863,00	10.465,31	979,28	7,47	6,48	0,1030	100,87
ABDON CALDERON (SAN)	COMERCIAL	Pequeño	224	1.879.602,00	8.391,08	861,41	5,99	6,48	0,1030	88,73
COLON	COMERCIAL	Pequeño	214	1.937.403,00	9.053,29	883,45	6,46	6,48	0,1030	91,00
CRUCITA	COMERCIAL	Pequeño	202	1.986.206,00	9.832,70	901,59	7,02	6,48	0,1030	92,86
SIMÓN BOLÍVAR	COMERCIAL	Pequeño	114	1.057.700,00	9.278,07	846,84	6,62	6,48	0,1030	87,22
SAN PLÁCIDO	COMERCIAL	Pequeño	84	569.018,00	6.774,02	611,19	4,83	3,24	0,1030	62,95
ALHAJUELA (BAJO GRAN)	COMERCIAL	Pequeño	31	184.034,00	5.936,58	544,48	4,24	3,24	0,1030	56,08
PUEBLO NUEVO	COMERCIAL	Pequeño	28	191.099,00	6.824,96	697,44	4,87	6,48	0,1030	71,84
SAN PABLO	COMERCIAL	Pequeño	27	152.833,00	5.660,48	532,52	4,04	3,24	0,1030	54,85
CHIRIJOS	COMERCIAL	Pequeño	15	134.469,00	8.964,60	824,96	6,40	6,48	0,1030	84,97

Fuente: Elaboración propia

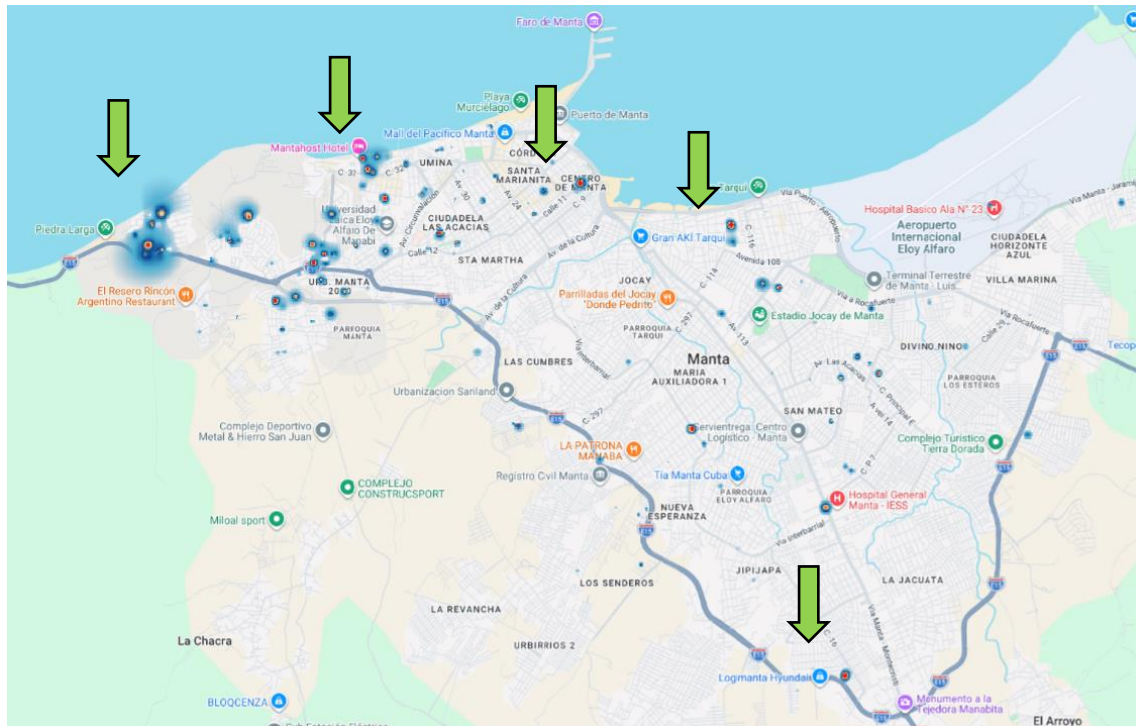
F 2. SGDA requerido y aproximado para las parroquias de Manta por rango de consumo para clientes comerciales pequeños

PARROQUIA	TIPO DE CLIENTE	RANGOS DE CONSUMO	TOTAL DE CLIENTES	CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	ENERGÍA ACTUAL (kWh)	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (kWh)	POTENCIA FOTOVOLTAICA PICO REQUERIDA (kWp)	SISTEMA FOTOVOLTAICO APROXIMADO (kWp)	COSTO DE ENERGÍA (USD/kWh-mes)	COSTO MENSUAL DE ENERGÍA (USD)
MANTA	COMERCIAL	Pequeño	2.539	31.305.053,00	12.329,68	1.109,05	8,80	6,48	0,1030	114,23
TARQUI	COMERCIAL	Pequeño	810	12.077.918,00	14.911,01	1.310,82	10,64	11,34	0,1030	135,01
LOS ESTEROS	COMERCIAL	Pequeño	623	9.476.846,00	15.211,63	1.336,84	10,85	11,34	0,1030	137,69
ELOY ALFARO	COMERCIAL	Pequeño	326	4.001.735,00	12.275,26	1.084,48	8,76	6,48	0,1030	111,70
SAN MATEO	COMERCIAL	Pequeño	64	1.400.726,00	21.886,34	1.857,73	15,62	11,34	0,1030	191,35
SAN LORENZO	COMERCIAL	Pequeño	52	698.610,00	13.434,81	1.192,17	9,59	11,34	0,1030	122,79
SANTA MARIANITA (BOC)	COMERCIAL	Pequeño	29	391.917,00	13.514,38	1.156,10	9,64	11,34	0,1030	119,08

Fuente: Elaboración propia

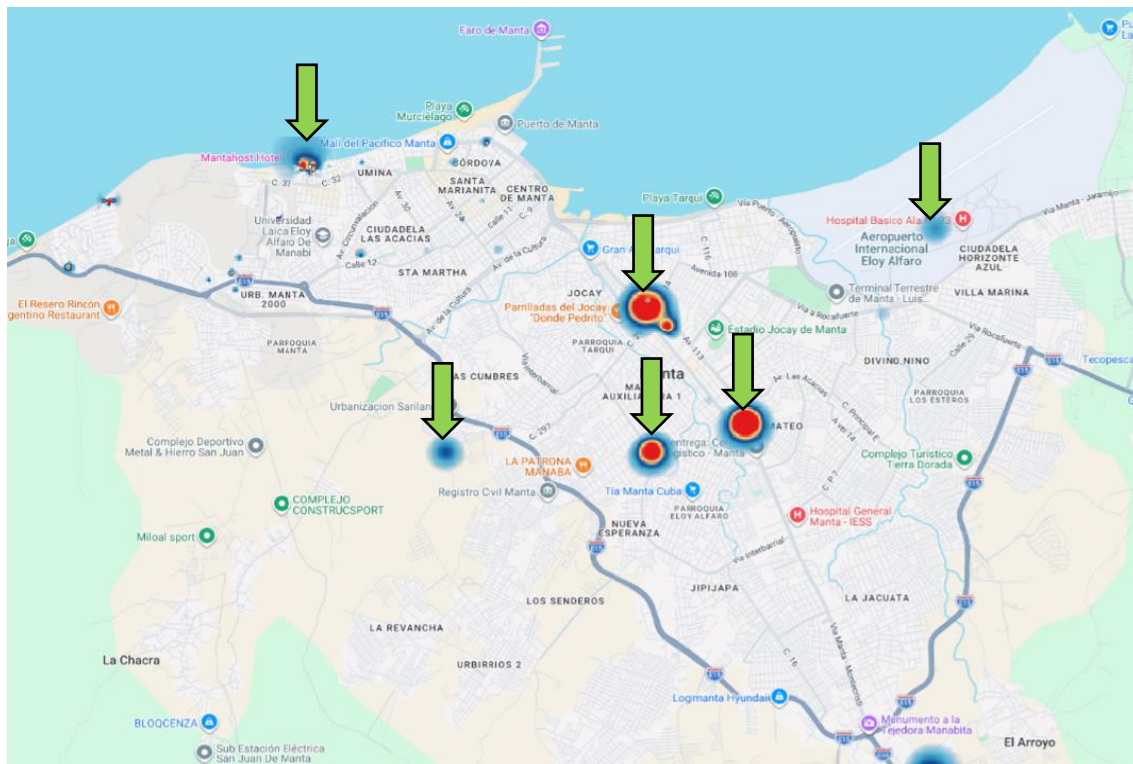
Anexo G. Mapas de calor de los clientes residenciales y comerciales de Portoviejo y Manta del año 2023

G 5. Mapa de Calor de demanda energética anual de clientes residencial de mediano consumo en Manta Año 2023.



Fuente: Elaboración propia

G 6. Mapa de Calor de demanda energética anual de clientes residencial de grande consumo en Manta Año 2023.



Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

Referencias Bibliográficas

- Abad, M. (2024). *Estudio de métodos de interpolación espacial y diseño y creación de herramienta de visualización de mapas interpolados con variables atmosféricas* [Universidad de Valladolid]. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/71505>
- Acevedo, J. (2024). *Gestión y procesamiento de información geográfica en la división técnica geoespacial de la jefatura de inteligencia naval de la armada nacional* [Universidad Distrital Francisco José de Caldas]. <http://hdl.handle.net/11349/40870>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2026). Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica (Resolución Nro. ARCONEL-029/25). In *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2026/01/Resolución-Nro.-ARCONEL-029-2025-y-anexos-cert-signed.pdf>
- Alegría, P. N. (2024). *Comparación de métodos de interpolación para datos de temperatura provenientes de las estaciones meteorológicas de la provincia de Chimborazo* [Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. <https://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/22773>
- Alvarado, G., Chonn, W., Melgarejo, D., y Ruiz, H. (2025). Gestión financiera y rentabilidad en el Crecimiento Empresarial. *Universidad Nacional de La Amazonía Peruana*, 1(1). <https://gs4editora.com/Gestion-financiera-y-rentabilidad-en-el-crecimiento-empresarial.pdf>
- Alzate, J. C., Díaz, R. A., Benavides, O. A., y Vera, J. A. (2020). Estimación de la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ibagué, Colombia, por medio de un modelo ARDL. *Revista Espacios*, 41(49). <https://doi.org/10.48082/espacios-a20v41n49p10>
- Anchundia, M. J. L., Gámez, M. R., Quiroz, A. M. V., Miles, G. M., y Molina, L. A. V. (2022).

- Energy efficiency and the link with society. *International Research Journal of Management, IT and Social Sciences*, 9(4), 398–404.
<https://doi.org/10.21744/IRJMIS.V9N4.2094>
- Andache, J. W., y Chávez, J. R. (2021). Diagnóstico energético para obtención de las curvas de demanda de los bloques A y B del Campus Matriz de la Universidad Técnica de Cotopaxi. [Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi: UTC.].
<http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8164>
- Aníbal, C., Lozano, L., Hasbleidy, P., Calderón, C., y Álvarez Gómez, C. (2025). *Tecnologías emergentes para la formación sobre consulta previa y liderazgo: una propuesta para jóvenes de la comunidad indígena Wayuú de la Guajira* [Universidad Ean].
<https://hdl.handle.net/10882/15374>
- Aragón, J., Rodríguez, E., Varón, G., y Sánchez, G. (2020). Análisis de islas de calor por medio de imágenes satelitales y sistemas de información geográficos en el área urbana de la Sabana de Bogotá | Geographicalia. *Geographicalia*, 72.
<https://papiro.unizar.es/ojs/index.php/geographicalia/es/article/view/4571>
- ARCONEL. (2024). Resoluciones 2024. Obtenido de https://arconel.gob.ec/resoluciones-2024/?utm_source
- Ávila, J. (2025). *Análisis geoespacial de la demanda eléctrica de las principales ciudades de la zona sur de Manabí*. [Universidad Laica Elo Alfaro de Manabí].
<https://repositorio.ulead.edu.ec/handle/123456789/10262>
- Ballesteros, J., y Hernández, F. N. (2021). Efectos a corto plazo del cierre de las centrales térmicas de carbón en el mercado eléctrico español. Academia.Edu.
<https://idus.us.es/bitstreams/55298c00-5130-411c-a7da-5491382827e6/download>
- Boria, E. S., Badhrudeen, M., Fonteix, G., Derrible, S., y Siciliano, M. (2020). *A Protocol to*

Convert Infrastructure Data from Computer-Aided Design (CAD) to Geographic Information Systems (GIS). <http://arxiv.org/abs/2006.14112>

- Bravo, P. G., y Moreira, B. S. (2025). Renewable energy sources and their importance for the energy sustainability of Manabí Province, Ecuador. *International Journal of Physical Sciences and Engineering*, 9(2), 10–16. <https://doi.org/10.53730/IJPSE.V9N2.15772>
- Brelsford, C., Tennille, S., Myers, A., Chinthavali, S., Tansakul, V., Denman, M., Coletti, M., Grant, J., Lee, S., Allen, K., Johnson, E., Huihui, J., Hamaker, A., Newby, S., Medlen, K., Maguire, D., Dunivan Stahl, C., Moehl, J., Redmon, D., ... Bhaduri, B. (2024). A dataset of recorded electricity outages by United States county 2014–2022. *Scientific Data* 2024 11:1, 11(1), 271-. <https://doi.org/10.1038/s41597-024-03095-5>
- Carrillo, G. C. (2024). *Implementación de un sistema eficiente de gestión energética en palas mineras eléctricas mediante tableros dinámicos en Power BI* [Universidad Cooperativa de Colombia, Facultad de Ingenierías, Ingeniería Electrónica, Santa Marta]. <https://hdl.handle.net/20.500.12494/56706>
- Cassuque, W. F. (2020). *Módulo de edición de capas vectoriales para la plataforma ULTRON v. 2.0 del Centro de Representación y Análisis de Datos* [Universidad de las Ciencias Informáticas. Facultad 1]. <https://repositorio.uci.cu/jspui/handle/123456789/10469>
- Castilla, C. (2021). Evaluación de la Rentabilidad del Cultivo de Cacao (*Theobroma cacao* L.) en el Departamento de Santander (Colombia). *In Vestigium Ire*. <http://revistas.santototunja.edu.co/index.php/ivestigium/article/view/2374>
- Chávez, H., y Molina, Y. (2025). Geospatial Forecasting of Electric Energy in Distribution Systems Using Segmentation and Machine Learning with Convolutional Methods. *Energies* 2025, Vol. 18, Page 424, 18(2), 424. <https://doi.org/10.3390/EN18020424>
- Cherres, Á. F., y Tuarez, F. W. (2023). Gestión energética mediante la aplicación del método

- de Peak Shaving en la empresa “Rhinoplast S.A” En la ciudad de Santo Domingo. [Ecuador : Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)]. <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/10441>
- Cortés, F. J. (2025). *Uso de herramientas SIG, CAD y Google Earth Engine en el modelado de gradientes térmicos: Caso Orito, Putumayo, Colombia* [Universidad de Salamanca]. <https://gredos.usal.es/handle/10366/167749>
- CNEL EP. (2025). Unidad de Negocio Manabí - CNEL EP. <https://www.cnelep.gob.ec/unidad-de-negocio-manabi/>
- Dueñas, D., y Saquicela, L. (2022). Simulación de la operación de redes de energía inteligentes mediante modelos de demanda de potencia usando Matlab: Simulação de operação de rede. *Scholar.Archive.Org*, 5, 14029. <https://doi.org/10.34115/basrv6n5-004>
- Expósito, L., Rodríguez, M. P., y Mora, M. (2025). Estudio bibliométrico sobre los sistemas de información geográficos en la toma de decisiones medioambientales. *Revista Transdisciplinaria de Estudios Sociales y Tecnológicos*, 5(2), 36–47. <https://doi.org/10.58594/RTEST.V5I2.162>
- Fabián, J., Ayala, M., Paul, W., Naranjo, P., y Corrales Bonilla, J. I. (2025). Análisis y evaluación de la generación distribuida fotovoltaica como alternativa para mitigar la crisis energética en Ecuador. *Bastcorp International Journal*, 4(1), 87–103. <https://doi.org/10.62943/BIJ.V4N1.2025.164>
- Fierro, J. P., Ignacio, P., y Parra, P. (2021). *Diseño de mapas de calor para análisis de prefactibilidad de proyectos de energía distrital en la región de aysen*. Universidad de Concepción.
- Gaibor, A. M. (2022). *Evaluación financiera de las inversiones en estudios de subsuelo y su importancia en un proceso de reversión de una operación petrolera* [Quito, EC:

Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador].

<https://repositorio.uasb.edu.ec/items/388a9c05-9dd7-456d-9053-b68fd00d3099>

Galarza, G. A., y Jiménez, J. J. (2025). *Análisis de la demanda energética urbana con sistemas integrados de georeferenciación en la zona centro de Guayaquil* [Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador]. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/30930>

Giménez, A. H., y Arce, A. S. (2021). Modelo de proyección de demanda de potencia y energía del Sistema Eléctrico Paraguayo. FPUNE Scientific. <http://servicios.fpune.edu.py:83/fpunescientific/index.php/fpunescientific/article/view/215>

GD Capacitaciones. (2021). Microsoft power bi. *Gdc.Com.Ar*. <https://gdc.com.ar/temarios-pdf/curso-power-bi.pdf>

Gvishiani, A., Dzeboev, B., Hamza, M. H., y Chmit, M. (2022a). GIS-Based Planning and Web/3D Web GIS Applications for the Analysis and Management of MV/LV Electrical Networks (A Case Study in Tunisia). *Applied Sciences* 2022, Vol. 12, Page 2554, 12(5), 2554. <https://doi.org/10.3390/APP12052554>

Hamza, M. H., y Chmit, M. (2022). GIS-Based Planning and Web/3D Web GIS Applications for the Analysis and Management of MV/LV Electrical Networks (A Case Study in Tunisia). *Applied Sciences* 2022, Vol. 12, Page 2554, 12(5), 2554. <https://doi.org/10.3390/APP12052554>

IEA. (2022). Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>

International Energy Agency, I. (2026). Electricity 2026. www.iea.org

Instituto Nacional de Estadística y Censos [INEC]. (2023). *Resultados Nacionales Definitivos*

- Censo 2022*. Instituto Nacional de Estadística y Censos.
<https://geovisualizador.inec.gob.ec/>
- IRENA. (2019). FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC. IRENA. Retrieved from
<https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>
- Iza, A. P. (2021). *Estimación de la curva de la demanda a corto plazo en función de una onda madre* [Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador].
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19747>
- Jean, W., Arcela, A., van Els, R. H., Brasil Junior, A. C. P., Velez Echeverry, S. M., de Miranda, A. R. S., y de Souza, J. S. A. (2021). A GIS for Rural Electrification Strategies in the Brazilian Amazon. *Papers in Applied Geography*, 7(3), 239–255.
<https://doi.org/10.1080/23754931.2020.1870539>
- Kang, L., Soon, C., Ilyas, M., y Sun, T. (2024). Design and Simulation and Performance of Grid Connected Photovoltaic System for Small, Tall Building in Malaysia. *Universidad UCSI: International Conference on Artificial Life and Robotics*, 1(1). <https://alife-robotics.co.jp/members2024/icarob/data/html/data/OS/OS26-5.pdf>
- Kazimierski, M. (2020). La transición energética como oportunidad de descentralización y desconcentración. Un acercamiento al potencial de la generación distribuida de energía renovable en Argentina y su aplicación en San Juan. In *Filo digital*. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Filosofía y Letras.
- Li, M., Virguez, E., Shan, R., Tian, J., Gao, S., y Patiño-Echeverri, D. (2022). High-resolution data shows China's wind and solar energy resources are enough to support a 2050 decarbonized electricity system. *Applied Energy*, 306, 117996.
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117996>
- Londoño, S. E., Moreno, J. P., y Duarte, J. (2026). Demanda energética en San Andrés Islas:

- un análisis univariante de series de tiempo durante el periodo 2018–2022 [Universidad de La Salle]. <https://ciencia.lasalle.edu.co/items/0beb85f7-c21c-4fd2-8531-76198efd0120>
- Lozada, C. H., y Acosta, N. P. (2022). Predicción de demanda eléctrica utilizando redes neuronales artificiales para un sistema de distribución de energía eléctrica. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 6(3), 3871–3894. https://doi.org/10.37811/CL_RCM.V6I3.2502
- Ma, L., y Xu, D. (2021). Visualizing the geographical network of inter-provincial electricity in China. *Regional Studies, Regional Science*, 8(1), 341–343. <https://doi.org/10.1080/21681376.2021.1970619>
- Mateo, J. (2025). La categoría de espacio en la geografía. *Editorainvivo.Com*. <https://doi.org/10.47242/978-65-87959-67-2>
- Microsoft. (2026). *Power BI: visualización de datos | Microsoft Power Platform*. Microsoft. <https://www.microsoft.com/es-es/power-platform/products/power-bi>
- Mieles, G. J., Magdalena Vélez Quiroz, A., Gina, C., Borges, R., y Vázquez Pérez, A. (2020). Quality management of electricity service with photovoltaic generation distributed in rural area. *International Journal of Physical Sciences and Engineering*, 4(1), 39–44. <https://doi.org/10.29332/IJPSE.V4N1.424>
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Ambiente y Energía. <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Molina, I., y Giménez, J. (2025). Comparativa de generación de energía real vs generación de energía teórica estimada de un sistema solar fotovoltaico. *Universidad Tecnológica Nacional, I(1)*.
- Moncayo, E. L. (2023). *Análisis de QGIS cómo plataforma tecnológica de soporte al procesamiento de datos geográficos relacionados con la agricultura en el cantón*

Puebloviejo. [Babahoyo: UTB-FAFI. 2023].

<http://dspace.utb.edu.ec/handle/49000/14195>

Moran, M. R., y Mogro, Y. V. (2024). Implementación de sistemas de información geográfica en la planificación urbana inteligente. *Innova Science Journal*, 2(4), 1–14. <https://doi.org/10.63618/OMD/ISJ/V2/N4/44>

Moran, J. (2023). Metodología de cálculo de demanda eléctrica en Colegios Nacionales de Primaria y Secundaria. Universidad de Piura. https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UDEP_1b4db9102494185627077ed9efcdaf6d

Moreno, A. G. (2023). Desarrollo de un modelo de proyección de demanda energética a escala de ciudad [Universidad de Chile]. <https://doi.org/10.58011/MGQW-8R64>

Moya, D., Copara, D., Amores, J., Muñoz, M., y Pérez-Navarro, Á. (2022). Caracterización de agentes de consumo energético en el sector residencial del Ecuador basada en una encuesta nacional y en los sistemas de información geográfica para modelamiento de sistemas energéticos. *Enfoque UTE*, 13(2), 68–97. <https://doi.org/10.29019/ENFOQUEUTE.801>

Mozetic, J. H., Deckmann, I., Oliveira, F. S. de, y Gasparin, F. P. (2024). Análise Da Curva I-V De Módulo Fotovoltaico Bifacial Para Determinação De Ganho Bifacial E Eficiência Energética. *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*. <https://doi.org/10.59627/CBENS.2024.2399>

Mullisaca, L. (2023). Utilización de sistemas de información geográfica para la gestión de la vegetación en empresas de distribución eléctrica peruanas, 2023 [Escuela de Posgrado Newman]. In *Escuela de Posgrado Newman - EPN*. <https://repositorio.epnewman.edu.pe/handle/20.500.12892/887>

- Olivo, M. (2019). *Comparativas de software sig libre y comercial para estudios Ambientales*. Universidad Pontificia Católica del Ecuador.
- Olmos, M. R., Yesenia, I., Martínez, X., Director De Educación, O., Menjívar, D. M. E., Coordinador De La Maestría, V., Mauricio, M., Figueroa Chicas, O., Antonio, M. J., Figueroa, M., y Lissette Hernández De Jiménez, M. E. (2022). *Plan de desarrollo y plan de implementación para un sistema de información gerencial de georeferenciación, basado en inteligencia de negocios, para el personal ejecutivo de una empresa en el área de centro de atención telefónica en San Salvador*. [Universidad de Don Bosco]. <https://hdl.handle.net/11715/2603>
- Paz, N., y Morante, F. (2022). *Análisis geomorfológico y puesta en valor como geositos de acantilados de playas representativas de Manabí (Ecuador)*. [ESPOL. FICT]. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/55524>
- Pérez, L. (2021). La realización de mapas de densidad para la investigación del poblamiento antiguo. El entorno del Bajo Guadalquivir (SO de España) entre los siglos ii y iv dC. *Instituto de Arqueología-Mérida (CSIC-Junta de Extremadura)*. <https://doi.org/10.2436/15.1000.02.13>
- Pérez, M., y Zambrano, M. (2017). Estudio del nivel de conocimiento de la brucelosis bovina entre personas vinculadas a la cadena de producción bovina en la provincia de Manabí, Ecuador. *Revue Scientifique et Technique de l'OIE*, 36(3), 917–925. <https://doi.org/10.20506/RST.36.3.2725>
- Ponce, M. A., Velásquez, C., Reyes, M., y Rus, C. (2022). Performance Comparison between Fixed and Dual-Axis Sun-Tracking Photovoltaic Panels with an IoT Monitoring System in the Coastal Region of Ecuador. *Sustainability* 2022, Vol. 14, Page 1696, 14(3), 1696. <https://doi.org/10.3390/SU14031696>

Prefectura de Manabí. (2023). Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial.

<https://www.manabi.gob.ec/wp-content/uploads/2024/08/PDOT-MANABI-2023-2027.pdf>

Presidencia de la República del Ecuador. (2021). Decreto Ejecutivo N 229: Reglamento General de la Ley Orgánica de eficiencia Energética. Presidencia de la República del Ecuador.

https://www.tcsindustrial.com/wp-content/uploads/2022/01/Decreto_Ejecutivo_No._229.pdf

QGIS ECUADOR. (2026). *QGIS ECUADOR*. <https://qgis.ec/>

Quintero, L. (2022). *Metodología de interpolación de datos para un mapa topográfico escala 1:25000 mediante información geoespacial libre*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Radicelli, C. D., y Parra, V. E. (2025). *Desarrollo de un sistema predictivo de consumo de energía eléctrica en la ciudad de Riobamba, mediante la aplicación de algoritmos de predicción, para la mejora de la gestión energética*. [Riobamba]. <http://dspace.unach.edu.ec/handle/51000/15221>

Rocha, H. (2022). *Dinámica y densidad espacial de la biomasa aérea en un bosque altoandino del municipio de Guasca-Cundinamarca* [Universidad Distrital Francisco José de Caldas]. <http://hdl.handle.net/11349/29754>

Saltos Rivera, J., y Navas Bayona, W. (2022). Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía: caso Universidad San Gregorio Portoviejo. *Conciencia Digital*, 162-183. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/360736427_Estudio_de_viabilidad_de_sistemas_fotovoltaicos_como_fuente_de_energia_caso_Universidad_San_Gregorio_Portoviejo

Saltos, C., y Mieles, J. (2024). Análisis del potencial de irradiancia solar en el cantón

- Portoviejo, Ecuador. Revista Científica Arbitrada Multidisciplinaria PENTACIENCIAS, 6, 194-202. Obtenido de <https://editorialalema.org/index.php/pentaciencias/article/view/1203/1647>
- Silva, C. E. P., Lucas, M., Goulart, C. S., y Ribeiro, A. A. (2026). Sistema de Monitoramento e Simulação de Consumo Energético com Power BI Aplicado a Processos Industriais. *Revista de Engenharia, TI e Inovação*, 3(1), 1–20. <https://doi.org/10.31496/RETII.V3I1.2044>
- Taday, A., y Villa, M. (2026). Implementación de Simulación Monte Carlo para Estimar el Riesgo de Inversión en Pequeños Proyectos. *Revista Científica Innovación Integral*, 3, 1067–1091. <https://doi.org/10.70577/t90gj719>
- Techane, L. B., Salau, A. O., Gebru, Y. W., y Hailu, E. A. (2022). Geographical information system based optimal path routing of distribution networks. *Heliyon*, 8(5). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e09397>
- Torabi Moghadam, S., Toniolo, J., Mutani, G., y Lombardi, P. (2018). A GIS-statistical approach for assessing built environment energy use at urban scale. *Sustainable Cities and Society*, 37, 70–84. <https://doi.org/10.1016/J.SCS.2017.10.002>
- Torres, A. (2021). *Estimación espacio-temporal de procesos Hilbert-valorados Aplicación a la estimación y predicción funcional de mapas de riesgo de enfermedades*.
- Ulpo, H. O., Reyes, A. F., Ovalle, B. H., y Ramos, B. (2020). Análisis de los sistemas de georreferenciación para los emprendimientos. *Academia.Edu*, 24(99). <https://www.academia.edu/download/84053795/518.pdf>
- Ulloa Narváez, A. M., y Vazquez Flores, P. E. (2024). Proyección espacial de la demanda de energía en el sistema de distribución alimentador 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27800>

- Unidad de Negocio Manabí [CNEL]. (2026). *Unidad de Negocio Manabí [CNEL]*.
<https://www.cnelep.gob.ec/unidad-de-negocio-manabi/>
- Valenzuela, A., Montalvo, I., y Inga, E. (2019). A Decision-Making Tool for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristics and Georeferenced Data. *Energies* 2019, Vol. 12, Page 4065, 12(21), 4065. <https://doi.org/10.3390/EN12214065>
- Vega, J., y Rodríguez, M. (2022). La tecnología fotovoltaica conectada a la red eléctrica, para el autoconsumo en la Unidad Educativa Cristo Rey de Portoviejo. *Dialnet*, 31. Retrieved from <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9042691>
- Vélez, N. R. B., Cano, A., Jurado, F., Pérez-Rodríguez, J. A., y Albuerne, Y. E. L. (2023). Penetrating PV sources in the electrical distribution system of Manabí province, Ecuador, using B/FS and ANN. *Electric Power Systems Research*, 225, 109886. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2023.109886>
- Vernon, C. R., Mongird, K., Nelson, K. D., y Rice, J. S. (2023). Harmonized geospatial data to support infrastructure siting feasibility planning for energy system transitions. *Scientific Data* 2023 10:1, 10(1), 786-. <https://doi.org/10.1038/s41597-023-02694-y>