



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad al servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍA,
INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Previsión de la demanda eléctrica, mediante el uso de un modelo
espacial en el área de concesión de la empresa eléctrica Azogues-
Ecuador**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR: JOEL SANTIAGO YUNGA LALVAY

DIRECTOR: ING. JAVIER CABRERA M. MGS.

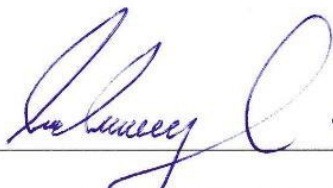
MATRIZ CUENCA

2018

DECLARACIÓN

Yo, Joel Santiago Yunga Lalvay, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento; y eximo expresamente a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

La Universidad Católica de Cuenca puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.



Joel Santiago Yunga Lalvay

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Joel Santiago Yunga Lalvay, bajo mi supervisión.



Ing. Javier Cabrera M. Mgs.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

A la Empresa Eléctrica Azogues C. A., en especial al personal de los departamentos de Sistemas, Planificación y Comercialización, por su amable ayuda con la información digital.

A los Ingenieros: Fredy Albarracín, Brumel Reyes y Galo Ríos, quienes permitieron la ágil obtención de las bases de datos, las cuales son el principal respaldo para veracidad del presente trabajo investigativo.

Al Ing. Diego Morales por la iniciativa y su conocimiento brindado dentro de los Sistemas de Información Geográfica, los mismos que han sido aplicados en el desarrollo del presente tema.

Al Ing. Javier Cabrera por su directriz dentro del desarrollo de esta tesis.

DEDICATORIA

A todas las personas que afortunadamente no me apoyaron...

Gracias a ellos he concluido satisfactoriamente el presente trabajo investigativo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
DEDICATORIA	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	v
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS.....	xv
LISTA DE ANEXOS	xvii
RESUMEN	xviii
ABSTRACT	xix
INTRODUCCIÓN	xx
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	- 1 -
1 .1 Definición de un Sistema Eléctrico de Distribución (SED).	- 1 -
1 .1 .1 Clasificación de los SED.....	- 1 -
1 .1 .2 Principales componentes de un SED.	- 1 -
1 .2 Análisis del crecimiento de demanda en la EEA.	- 2 -
1 .2 .1 Balance entre producción y consumos.....	- 2 -
1 .2 .2 Situación actual para la proyección de la demanda.	- 2 -
1 .3 Previsión de carga espacial.	- 6 -
1 .3 .1 Resolución de áreas.....	- 6 -
1 .3 .2 Análisis del uso final de la energía eléctrica.	- 8 -
1 .3 .3 Características de crecimiento de la carga.	- 9 -
1 .3 .4 Capacidad de carga para el incremento de consumidores.	- 10 -
1 .3 .5 Incremento de la demanda de los consumidores actuales.....	- 10 -
1 .3 .6 Crecimiento de carga y su georreferenciación.	- 11 -

1.3.7	Análisis de incertidumbre y sensibilidad.	- 12 -
1.3.8	Factor de coincidencia.	- 12 -
1.3.9	Factor de saturación.	- 12 -
1.4	Proyección estadística.	- 13 -
1.5	Análisis de nuevas tecnologías en el mercado actual. Cocinas de inducción y duchas eléctricas.	- 15 -
1.5.1	Impacto en el crecimiento de la demanda.	- 15 -
1.6	Metodología usada para previsión de carga espacial.	- 16 -
1.7	Clasificación de usuarios.	- 17 -
1.7.1	Clasificación mediante Estratos.	- 17 -
1.8	Requerimiento para predicción espacial.	- 19 -
1.9	Herramientas para la proyección.	- 20 -
1.9.1	Sistema de Información Georreferenciado - SIG.	- 21 -
1.9.2	Lenguaje Python.	- 21 -
1.9.3	Calculo mediante Gompertz y porcentajes.	- 21 -
CAPITULO 2: SIMULACIÓN.		- 23 -
2.1	Método híbrido para la previsión de carga espacial.	- 23 -
2.1.1	Alcance del método seleccionado.	- 23 -
2.2	Diseño del módulo espacial utilizando el Software libre Python y ArcGis.	- 23 -
2.2.1	Requisitos para la aplicación.	- 24 -
2.3	Creación de mapas con demanda base por grupo de consumos.	- 25 -
2.3.1	Mapas con demandas por grupo de consumo.	- 28 -
2.4	Análisis de factores espaciales.	- 33 -
2.4.1	Creación de mapa de restricciones.	- 35 -
2.4.2	Mapas individuales de preferencias.	- 40 -
2.4.3	Obtención de pesos de cada factor.	- 44 -
2.5	Creación de mapa de preferencias.	- 53 -
2.6	Proyección global de la demanda eléctrica por grupos de consumo.	- 56 -
2.6.1	Modelo para la Población Proyectada denominado "21_MBP_Poblacion_Proyectada"	- 56 -
2.6.2	Modelo para Demanda Proyectada denominado "2_MBDP Demanda Proyectada".	- 57 -
2.7	Mapas de proyección eléctrica.	- 60 -
2.7.1	Mapa de proyección eléctrica clientes excluidos.	- 64 -
2.8	Integración del Modelo de Previsión de la Demanda eléctrica.	- 65 -
2.8.1	Descripción del Modelo.	- 68 -

Capítulo 3: RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	- 70 -
3 .1 Previsión de la demanda eléctrica a 10 años.....	- 70 -
3 .1 .1 Mapa de micro áreas.....	- 70 -
3 .2 Tabulación de la demanda total, por grupo de consumo.	- 71 -
3 .3 Comparación entre los resultados obtenidos.....	- 71 -
3 .3 .1 Comparación 1: CRE frente a la demanda de los CP.	- 73 -
3 .3 .2 Comparación 2: CRE frente a la demanda de los CPT.	- 75 -
3 .4 Análisis del objetivo General.....	- 80 -
3 .4 .1 Análisis de los objetivos específicos.	- 81 -
CONCLUSIONES	- 82 -
RECOMENDACIONES	- 84 -
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	- 85 -
ANEXOS	- 89 -
PERMISO DEL AUTOR DE TESIS PARA SUBIR AL REPOSITORIO INSTITUCIONAL	- 108 -

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Variables consideradas para la proyección de la demanda eléctrica por la EEA.	- 3 -
Figura 2. Porcentajes de variables consideradas para la proyección de la demanda eléctrica por la EEA.	- 3 -
Figura 3. Distribución de clientes de la EEA mes de abril 2017.	- 4 -
Figura 4. Demanda eléctrica desde enero 2016 hasta abril 2017.....	- 5 -
Figura 5. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 100m x 100m.....	- 7 -
Figura 6. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 500m x 500m.....	- 7 -
Figura 7. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 1000m x 1000m.....	- 8 -
Figura 8. Clasificación por grupos de consumo y uso final de consumo de energía mensual.	- 9 -
Figura 9. Consumo total histórico por año calendario.	- 10 -
Figura 10. Consumo eléctrico histórico por Usuarios y UCEM.	- 11 -
Figura 11. Proyección estadística de la demanda energética por grupos de consumo y UCEM.	- 13 -
Figura 12. Proyección estadística anual de la demanda eléctrica facturada a los clientes.	- 14 -
Figura 13. Proyección estadística anual de la demanda eléctrica total consumida por la EEA.	- 14 -
Figura 14. Histórico de clientes incorporados por año al PEC.....	- 16 -
Figura 15. Metodología planteada para la previsión de carga espacial.	- 16 -
Figura 16. Curva Gompertz o Curva S.	- 22 -
Figura 17. Herramienta “Join Data”, unión de datos por campo o columna en común. ...	- 26 -

Figura 18. Herramienta “Create Fishnet” para la creación de cuadrículas.....	- 29 -
Figura 19. Modelo “0_MA Microareas”, para creación de micro áreas y corte según el área especificada.....	- 29 -
Figura 20. Mapa base de la demanda para el grupo Residencial.....	- 30 -
Figura 21. Mapa base de la demanda para el grupo Comercial.	- 31 -
Figura 22. Mapa base de la demanda para el grupo Industrial.....	- 31 -
Figura 23. Mapa base de la demanda para el grupo Otros.	- 32 -
Figura 24. Mapa base de la demanda para Luminarias.	- 32 -
Figura 25. Clasificación de datos con Restricción y Atracción, capa de uso de suelo. ...	- 35 -
Figura 26. Programación en ModelBuilder del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”, obtiene un mapa de restricción individual de capas de puntos y líneas.	- 36 -
Figura 27. Interfaz del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”, se obtiene un mapa de restricción individual de capas de puntos y líneas.	- 37 -
Figura 28. Programación del modelo “1B MBRP Restricción de Polígonos” permite obtener un mapa de restricción individual de capas de polígonos.....	- 38 -
Figura 29. Interfaz del modelo “1B MBRP Restricción de Polígonos” para obtención de mapa de restricción individual de capas de polígonos.	- 38 -
Figura 30. Mapa de restricción de la capa educación obtenida con del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”.	- 39 -
Figura 31. “Raster Calculator” – Calculadora raster, permite sumar capas en formato raster.	- 40 -
Figura 32. Método de clasificación de la distancia a vías, para los clientes o puntos de carga.	- 40 -
Figura 33. Programación del modelo “MPD Preferencias y Distancias”, para obtención de mapa de preferencias individual de capas de líneas y puntos.....	- 42 -

Figura 34. Interfaz del “MPD Preferencias y Distancias”, para obtención de mapa de preferencias individual de capas de líneas y puntos.	- 43 -
Figura 35. Mapa de preferencias de la capa educación obtenido con el modelo “MPD Preferencias y Distancias”, clasificado en 10 valores donde 1 indica cercanía y 10 el más distante.	- 43 -
Figura 36. Mapa intermedio del modelo “MPD Preferencias y Distancias”, ejemplo de la capa educación.....	- 44 -
Figura 37. Tabla de atributos de la capa Clientes Residenciales, con distancia desde un cliente hasta las distintas entidades (Vías, Educación, Iglesias, etc.) más cercana.-	46 -
Figura 38. Código de programación para realizar regresión lineal multivariable y ACP..	48 -
Figura 39. Resultado de regresión para el grupo Comercial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.	- 49 -
Figura 40. Matriz de correlación para el grupo residencial.	- 50 -
Figura 41. Resultado representativo de 75,24% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Comercial.	- 51 -
Figura 42. Resultado representativo de 0,6728=25%, obtenido para las tres variables del segundo ACP, para el grupo Comercial.	- 52 -
Figura 43. Validación de factor comercios públicos ($F_{COMP} = x10$).....	- 53 -
Figura 44. Herramienta “Weighted Overlay” integrada en el modelo “3 SP Suma Ponderada”.....	- 54 -
Figura 45. Modelo “3 SP Suma Ponderada”, para la obtención del mapa de preferencias, en esta representación con factores del grupo Residencial.	- 55 -
Figura 46. Mapa de preferencias para el Grupo Residencial, con escala de preferencias siendo uno el mayor grado de preferencia y 10 el menor grado de preferencia habitacional.	- 55 -
Figura 47. Modelo “21_MBP_Poblacion_Proyectada”, entrega capa en formato polígono con superficie delimitada por las preferencias habitacionales del grupo de consumo. ...	56 -

Figura 48. Tabla de atributos obtenida del modelo MBPR para el grupo de consumo Residencial.	- 57 -
Figura 49. Modelo “2_MBDP_Mapa_Base_Demanda_Proyectada”, entrega capa en formato puntos con determinado número de clientes proyectados distribuidos por las preferencias habitacionales del grupo de consumo.....	- 58 -
Figura 50. Modelo “3_CAP_Clientes_Actu_Proy”, realiza la unión de clientes actuales y proyectados, en el ejemplo para el grupo de consumo Residencial.	- 59 -
Figura 51. Tabla de atributos obtenida del modelo “2_MBDP_Mapa_Base_Demanda_Proyectada”, para el grupo de consumo Residencial.	- 59 -
Figura 52. Herramienta “Field Calculator”, calculadora de campo.....	- 60 -
Figura 53. Herramienta “Join Data”, unión espacial por localización y suma de atributos.	- 61 -
Figura 54. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Residencial.	- 62 -
Figura 55. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Residencial.	- 62 -
Figura 56. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Residencial.....	- 63 -
Figura 57. Proyección de clientes excluidos.....	- 64 -
Figura 58. Unión de clientes excluidos, distribuidos aleatoriamente y UCEM.....	- 64 -
Figura 59. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para los clientes Excluidos.	- 65 -
Figura 60. Pantalla de inicio de “Python Add-In Wizard”.	- 66 -
Figura 61. Pantalla de asignación de menús.....	- 67 -
Figura 62. Búsqueda y selección del módulo creado.	- 68 -
Figura 63. Modelo o Módulo “PDE – Previsión Demanda Eléctrica”.....	- 68 -

Figura 64. Mapa de micro áreas a ser utilizado para el caso de estudio.	70 -
Figura 65. Tabla de atributos de la capa de unión espacial por localización del grupo Residencial.	71 -
Figura 66. Columnas creadas con contenidos totales de clientes y demandas por cada micro área.....	71 -
Figura 67. Cuadros resumen de demandas total, A) Demanda de CRE en el 2017, B) Demanda CP en el 2027.....	73 -
Figura 68. Mapa comparativo de la demanda 2017 sobre la proyección para el 2027. ...	75 -
Figura 69. Obtención de la demanda total.	76 -
Figura 70. Cuadros resumen de las demandas, A) Demanda de CRE en el 2017, B) Demanda CPT en el 2027.....	76 -
Figura 71. Mapa de demanda del total de grupos de consumo, proyectado para el 2027 en el área de concesión de la EEA.	78 -
Figura 72. Comparación de proyección estadística y espacial frente a la demanda eléctrica base.....	80 -
Figura 73. Resultado de regresión para el grupo Industrial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.	90 -
Figura 74. Resultado representativo de 85,59% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Industrial.	90 -
Figura 75. Resultado representativo de 14,41% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Comercial.	91 -
Figura 76. Resultado de regresión para el grupo Otros, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.	92 -
Figura 77. Resultado representativo de 85,82% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Otros.....	92 -
Figura 78. Resultado representativo de 14% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Otros.....	93 -

Figura 79. Resultado de regresión para el grupo Residencial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.	- 94 -
Figura 80. Resultado representativo de 75,24% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Residencial.	- 94 -
Figura 81. Resultado representativo de 25% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Residencial.	- 95 -
Figura 82. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Industrial.	- 96 -
Figura 83. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Industrial.	- 96 -
Figura 84. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Industrial.	- 96 -
Figura 85. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Industrial.	- 97 -
Figura 86. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Comercial.	- 97 -
Figura 87. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Comercial.	- 97 -
Figura 88. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Comercial.	- 98 -
Figura 89. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Comercial.	- 98 -
Figura 90. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Otros.	- 98 -
Figura 91. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Otros.	- 99 -
Figura 92. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Otros.	- 99 -

Figura 93. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Otros.	- 99 -
Figura 94. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Alumbrado.	- 100 -
Figura 95. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Alumbrado.	- 100 -
Figura 96. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Alumbrado P.	- 100 -
Figura 97. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Alumbrado P.	- 101 -
Figura 98. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Alumbrado P.	- 102 -
Figura 99. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Comercial.	- 103 -
Figura 100. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Industrial.	- 104 -
Figura 101. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Otros.	- 105 -

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Transformadores y medidores de la EEA.....	- 4 -
Tabla 2. Demanda de energía promedio mensual y anual de clientes, distribuidos por grupos de consumo con datos del año 2016. Clientes y consumo mensual de abril 2017.	- 5 -
Tabla 3. Demanda eléctrica anual distribuida por mes, registrado el 2016.....	- 6 -
Tabla 4. Informe de crecimiento de la carga por EEA.	- 9 -
Tabla 5. Clientes registrados en el programa de Eficiencia Energética para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua sanitaria con electricidad (PEC).....	- 15 -
Tabla 6. Clasificación de clientes mediante tarifas de consumo energético, registro de abril 2017.....	- 18 -
Tabla 7. Requisitos e importancia de datos para la previsión espacial.....	- 19 -
Tabla 8. Guía de pasos, requisitos y herramientas informáticas a utilizar para la conformación del modelo de proyección eléctrica espacial.	- 25 -
Tabla 9. Resumen de clientes excluidos por el proceso de migración de datos desde Excel a ArcMap.....	- 27 -
Tabla 10. Demandas que han sido excluidas por el proceso de exportación de datos desde Excel a ArcMap.	- 28 -
Tabla 11. Instituciones proveedoras de información cartográfica.....	- 33 -
Tabla 12. Resumen de la información extraída de las instituciones proveedoras de información en formato shapefile.	- 34 -
Tabla 13. Detalles de cada factor utilizado y su identificación en formato shapefile.-	- 45 -
Tabla 14. Detalles de pasos para exportar datos desde ArcGis a un formato texto y abrir en Excel.....	- 47 -
Tabla 15. Ejemplo de datos exportados a Excel y clasificados para ser exportados a RStudio.....	- 47 -

Tabla 16. Factores representativos del grupo Comercial, resultados tabulados a partir del ACP. - 52 -

Tabla 17. Comparación de la demanda base frente a la proyectada espacialmente por meses. - 79 -

Tabla 18. Factores representativos del grupo Industrial, resultados tabulados a partir del ACP. - 91 -

Tabla 19. Factores representativos del grupo Otros, resultados tabulados a partir del ACP - 93 -

Tabla 20. Factores representativos del grupo Residencial, resultados tabulados a partir del ACP. - 95 -

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Ley de régimen del sector eléctrico	- 89 -
ANEXO B. Resultados del Análisis de Componentes Principales - ACP para grupos de consumo Comercial, Otros e Industrial.	- 90 -
ANEXO C. Resultados de la previsión de demanda eléctrica para 10 años por grupo de consumo Comercial, Otros e Industrial.	- 96 -
ANEXO D. Código de programación en Python para el módulo de previsión de la demanda eléctrica.	- 106 -

RESUMEN

Dentro de una distribuidora de energía, tener presente el incremento de la demanda eléctrica es de vital importancia para proyectar nuevas redes de abastecimiento para la población. En este trabajo investigativo se utiliza los Sistemas de Información Geográfica (SIG) para dar la ubicación real de los sectores con mayor incremento de energía eléctrica en un periodo de tiempo de 10 años.

El problema a resolver de forma general, se enfoca en determinar la previsión de la demanda eléctrica de forma espacial, para ayudar a la optimización de la planificación de la distribución de energía en la Empresa Eléctrica Azogues (EEA). Para la distribución de energía eléctrica en los últimos años la EEA ha proyectado su demanda con métodos lineales, y los cálculos de la proyección de la demanda eléctrica son realizados por el método de estadística retrospectiva. Con la investigación planteada se obtiene como resultado un método de cálculo de tipo espacial que incluye variables de ubicación y preferencias poblacionales (usos de suelos donde se consideran las áreas restringidas para la población, determinados por los actuales Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial - PDOT de cada cantón), que con el método estadístico no se toman en cuenta, al utilizar estas variables se influirá en un pronóstico de mayor confiabilidad.

El método a utilizar para este caso de estudio, es de tipo experimental dentro del área de concesión de la EEA.

Un modelo de previsión espacial considera principalmente el lugar antes que la cantidad de energía que demandarán las poblaciones, por lo tanto, los resultados obtenidos aportarán como insumos para que los planificadores los analicen y estos puedan ser tomados o modificados teniendo en consideración los parámetros de configuración del modelo, lo que a su vez dará la posibilidad de crear nuevos escenarios.

PALABRAS CLAVE: PREVISIÓN ESPACIAL, DEMANDA ELÉCTRICA, PROYECCIÓN ENERGÉTICA, SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA, PLANIFICACIÓN DE ENERGÍA, PDOT.

ABSTRACT

In an electric power Utility knowing its increase is vital to project new networks supplies for the population. In this study, the Geographic Information Systems (GIS) were used to give a real location of the sectors with the greatest increase in electrical power in a period of 10 years.

The problem to solve in a general way focuses by determining the prediction of the spatial load for helping the optimization, by planning distribution of energy in the Empresa Electrica Azogues (EEA). For the distribution of electric power in recent years the EEA has been projected its demand with linear methods, and the calculation of the electric power requirement projections are made by the retrospective statistics method. As a result of this proposed research, it is presented a spatial type calculation method that includes mainly variables of location and population (land uses where the restricted areas for the population are considered by the current Development and Territorial Zoning Plans - PDOT of each region), which are not considered with the statistical method, by using these variables the results will influence a more reliable prediction.

The experimental method was applied to this case study within the EEA concession area. A spatial predicting model mainly considers the place before the amount of energy that the populations will demand, therefore the results obtained will contribute as inputs for planners to analyze, and to be taken or modified by considering the configuration parameters of the model in order to transform them according to the possibility of creating new scenarios.

KEY WORDS: SPATIAL LOAD FORECASTING, ELECTRICAL DEMAND, ENERGY PROJECTION, GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEMS, ENERGY PLANNING, PDOT.

INTRODUCCIÓN

La investigación realizada consiste en buscar una solución alterna al problema de la proyección de la demanda eléctrica mediante un modelo o módulo de forma espacial, para ayudar a la optimización de la planificación del despacho eléctrico en la EEA, utilizando el software ArcGis, siguiendo una programación estructurada realizada en el software libre Python.

El capítulo uno, contiene los fundamentos teóricos de respaldo al proceso realizado, así como el análisis de los datos originales, los cuales dan una descripción de la realidad de la demanda eléctrica en el área de estudio.

Dentro del capítulo dos, se desarrolla el modelo de la previsión espacial, se describe los datos utilizados y su importancia para el proceso. La creación por partes del modelo e interpretación de los resultados obtenidos durante la ejecución del modelo, así como el funcionamiento del mismo es detallado para la utilización del planificador.

Los resultados son analizados en el capítulo tres, donde se aprecia que los datos obtenidos pueden contener múltiple información a más de la demanda proyectada para los 10 años de pronóstico realizado en este trabajo.

La importancia del presente trabajo es para los clientes y la EEA, dado que, prever el consumo de energía eléctrica en los distintos sectores del área de concesión, permitiría suministrar energía constante y dar cumplimiento a las normativas de la institución especializada en el tema de calidad de energía y ente regulador que es el ARCONEL.

El problema resuelto ha sido la previsión de la demanda en forma espacial mediante un modelo, se logró un resultado técnico gracias a la revisión del estado del arte y la bibliografía descrita, donde cada uno aportó significativamente en distintos puntos del desarrollo.

Con la investigación planteada se obtiene un método de cálculo espacial que incluye 15 variables de análisis, lo cual superó las expectativas de investigación y dio cumplimiento del objetivo general. La bibliografía se vio expandida para el cumplimiento de los objetivos específicos y un mejor desempeño del modelo.

Las facilidades del desarrollo han sido escasas respecto a la obtención de la información geográfica, por lo que se analizó múltiples fuentes de archivos espaciales, lo que llevo a un incremento del tiempo de desarrollo de este trabajo investigativo. Siendo uno de los factores más influyentes las vías, se tuvo que esperar dos meses para obtener la información, tras presentar el oficio de solicitud.

El mayor inconveniente encontrado se debe al proceso de actualización de datos que está llevando a cabo el departamento de Sistemas de la EEA. La desactualización de los datos ha provocado que el valor de energía registrado espacialmente sea mínimo. A pesar de que la muestra poblacional es estadísticamente significativa, la demanda eléctrica no lo es, en las tablas del capítulo dos se justifica estas limitaciones.

Para desarrollar la programación computacional de los scripts se necesita un nivel avanzado de conocimientos por lo que se adquirió capacitaciones adicionales, dado que en la ingeniería eléctrica la programación aún no se ha considerado como prioridad.

La metodología empleada ha sido teórica y experimental con miras en solucionar el problema de la previsión eléctrica mediante un modelo espacial, dentro del área de concesión de la EEA.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO

1.1 Definición de un Sistema Eléctrico de Distribución (SED).

Para llegar a proyectar la demanda eléctrica se explica un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) con el cual se aprecia que el sistema eléctrico está comprendido por tres grandes grupos, que son: la Generación, Transmisión y Distribución. Donde la distribución está enfocada en suministrar la electricidad desde las subestaciones, a los distintos clientes que están concesionados para las distintas empresas eléctricas distribuidoras en el país.

El objetivo de los SED comprende en asegurar el continuo servicio eléctrico a los distintos clientes, cumpliendo voltajes nominales y sin armónicos según lo dispuesto por la ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) [1].

1.1.1 Clasificación de los SED.

De acuerdo a su construcción las redes se clasifican [2] en:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas subterráneos.
- Sistemas mixtos.

Con los cuales el suministro eléctrico se clasifica según la cantidad de energía consumida y bajo condiciones de fiabilidad que el sistema debe operar, quedando clasificado los usuarios como [2]:

- **Industrial:** sistemas con grandes consumidores.
- **Comercial:** sistemas que necesitan servicio continuo.
- **Urbano:** sistemas para centros poblacional con gran número de consumidores.
- **Rural:** sistemas para centros poblacionales con pocos consumidores.
- **Alumbrado Público:** sistemas con áreas de uso común público.

1.1.2 Principales componentes de un SED.

De [2] se puede considerar tres grupos:

- **Subestaciones de distribución:** lugar de llegada de líneas de subtransmisión y transformación de tensión en niveles de voltaje para distribuir a los circuitos primarios.

- **Circuitos primarios:** Se dice a las líneas de distribución que salen desde una subestación de distribución hasta llegar al primario del transformador de distribución.
- **Circuitos secundarios:** Son considerados desde la salida del devanado secundario del transformador de distribución hasta el punto de carga o consumo.

1.2 Análisis del crecimiento de demanda en la EEA.

La demanda de energía eléctrica por los clientes finales es cubierta por las distintas empresas distribuidoras, mediante la compra por contratos en el sector eléctrico. La energía generada es transmitida por el SNT (Sistema Nacional de Transmisión) pasando por subestaciones y líneas de transmisión de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP – TRANSELECTRIC, continuando en los sistemas de subtransmisión y distribución a través de los cuales, la Distribuidora brinda energía [3].

1.2.1 Balance entre producción y consumos.

El informe presentado por [1] cita la producción y consumos de las distribuidoras, en el caso de la EEA indica que esta empresa es únicamente de distribución bajo el reglamento del Régimen del sector eléctrico en su artículo 35 [4] (ver ANEXO A), y para el año 2016 la distribuidora ha tenido a la disposición y venta 108,89 GWh, cabe indicar que la distribuidora no dispone de energía de sistemas generadores aislados.

La EEA es una empresa Distribuidora, compra energía promedio mensual de 110 GWh con un 4,32% de pérdidas (2016), posee dos subestaciones con nivel de voltaje de 69 kV y es de tipo reducción a 22 kV con dos transformadores y una capacidad total de 32,5 MVA.

1.2.2 Situación actual para la proyección de la demanda.

En el departamento de Planificación [5] de la EEA, la demanda eléctrica se ha proyectado utilizando los datos de consumo históricos anuales, con los cuales se obtiene el promedio retrospectivo anual de crecimiento de la demanda para realizar una proyección para el siguiente año [5]. En esta proyección se utiliza las siguientes variables:



Figura 1. Variables consideradas para la proyección de la demanda eléctrica por la EEA.

Fuente: Datos tomados de [5].

Donde el consumo de clientes está definido por los grupos: Residencial, Comercial, Industrial y Otros, con un total del 46,26% del consumo total [5].

El consumo energético de la UCEM se analiza de manera individual y especial, dado que es un cliente que representa el 44,61% del consumo total [5].

El Alumbrado público representa un 9,13% del consumo total [5].

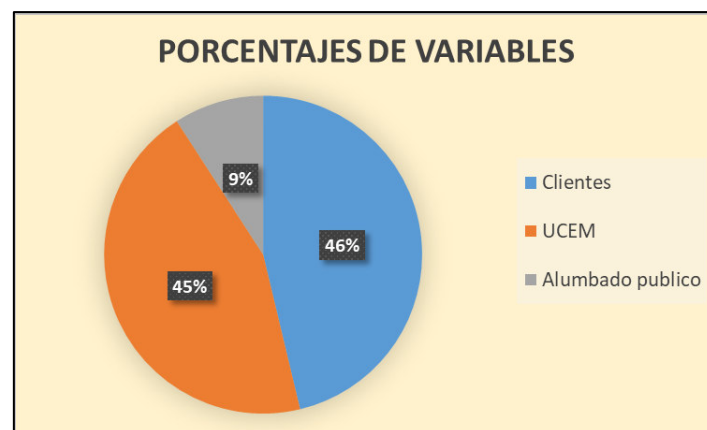


Figura 2. Porcentajes de variables consideradas para la proyección de la demanda eléctrica por la EEA.

Fuente: Datos tomados de [5]

Desde el año 2014 que inicio el programa emblemático de Eficiencia Energética para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua sanitaria con electricidad (PEC), a nivel nacional, la empresa eléctrica ha tenido un crecimiento hasta la fecha de inicio de esta investigación (abril 2017), 1,07% de consumo, incluido en el consumo total del grupo Residencial [5].

Para la distribución y control de sus clientes se dispone de:

Tabla 1. Transformadores y medidores de la EEA al cierre del 2016.

	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total
Transformadores	1482	0	209	1691
Medidores	20718	13916	747	35381

Fuente: Datos tomados de [1]

Para las curvas de consumo global se recibió del departamento de Planificación de la EEA [5] los datos de cada mes, desde enero del 2010 hasta abril del 2017, donde la información se analiza por distribución de grupos de clientes, demanda de energía mensual y anual.

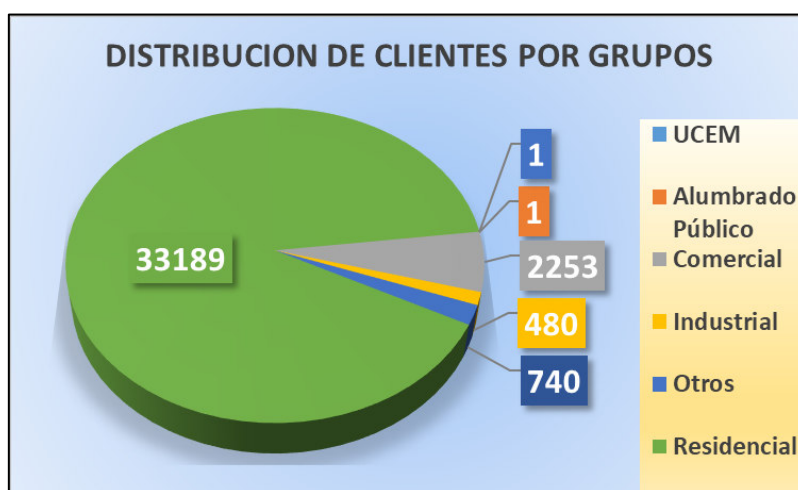


Figura 3. Distribución de clientes de la EEA mes de abril 2017.

Fuente: Datos tomados de [5].

La distribución indica que el mayor número de clientes está concentrado en el grupo Residencial, seguido del Comercial, Otros e Industrial, mientras que en el grupo de Alumbrado se registra el consumo eléctrico como único cliente.

En resumen, para el año calendario 2016 y el último registro obtenido del departamento de Comercialización [6] (abril 2017), la distribuidora clasifica y distribuye energía según la tabla siguiente:

Tabla 2. Demanda de energía promedio mensual y anual de clientes, distribuidos por grupos de consumo con datos del año 2016. Clientes y consumo mensual de abril 2017.

	Clientes	Demanda mensual kWh	Demanda anual kWh	% de Participación
Residencial	33189	2'754036	30'988511	31,50%
Comercial	2253	732841	9'194332	8,54%
Industrial	480	177517	2'281279	2,03%
Otros	740	380874	3'967245	4,19%
UCEM	1	3'900589	49'418203	44,61%
Alumbrado	1	798107	9'359587	9,13%
Total grupos	36664	8'743964	105'209157	100%

Fuente: Datos tomados de [5].

Mientras el grupo residencial es el más numeroso, pero, en demanda eléctrica es el segundo de mayor consumo, seguido del Alumbrado, Comercial, Otros e Industrial.

Con los datos obtenidos de [5] y [6] podemos apreciar que la demanda eléctrica por grupos de consumo presenta una tendencia lineal, con excepción del cliente UCEM.

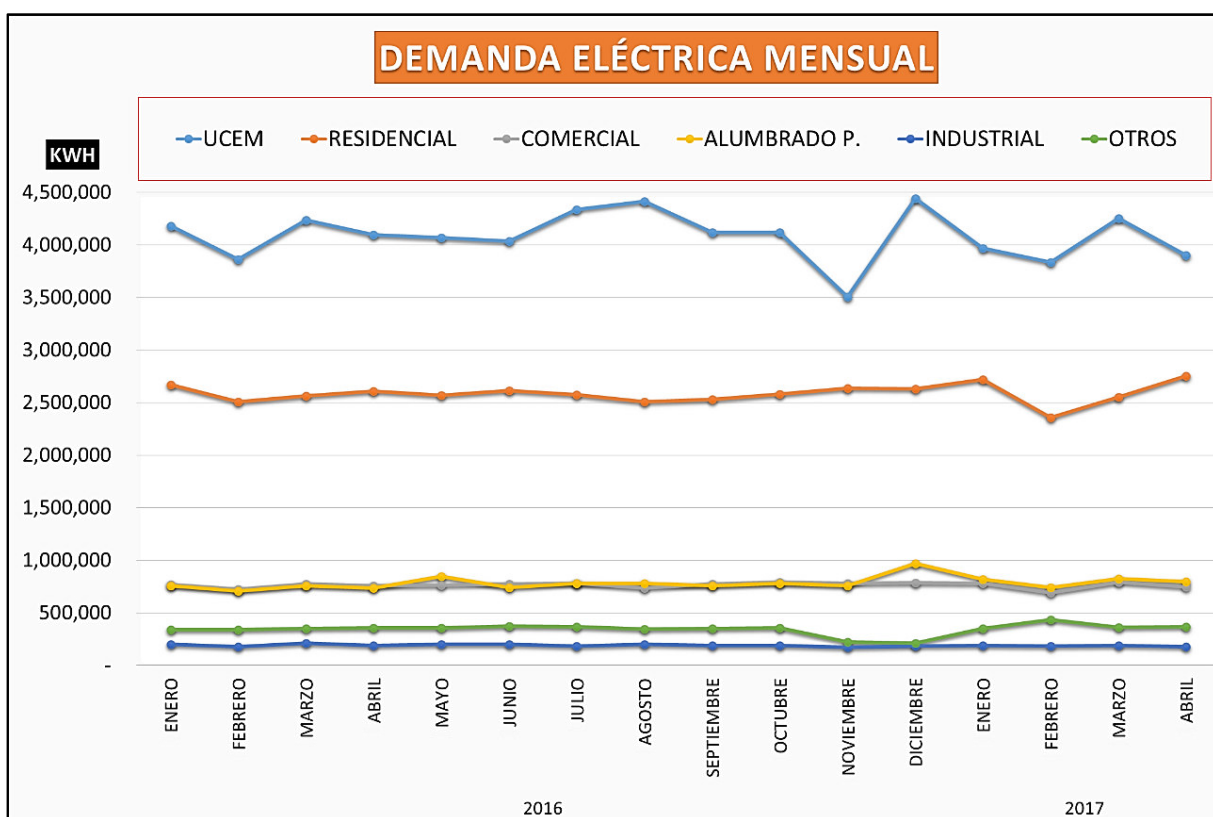


Figura 4. Demanda eléctrica desde enero 2016 hasta abril 2017.

Fuente: Datos de EEA [5] y [6].

Tabla 3. Demanda eléctrica anual distribuida por mes, registrado el 2016.

2016	Demanda total de grupos – kWh	Porcentaje
Enero	8'917842	8,48%
Febrero	8'314621	7,90%
Marzo	8'891230	8,45%
Abril	8'736267	8,30%
Mayo	8'794970	8,36%
Junio	8'734336	8,30%
Julio	9'016872	8,57%
Agosto	8'982564	8,54%
Septiembre	8'717708	8,29%
Octubre	8'815653	8,38%
Noviembre	8'068077	7,67%
Diciembre	9'219018	8,76%
TOTAL	105'209158	100%

Fuente: Datos de EEA [5].

La demanda total por mes nos permite ver qué mes ha sido el de más alto y el de bajo consumo, de la tabla anterior se aprecia que diciembre es el de más alto consumo y noviembre el de más bajo.

1.3 Previsión de carga espacial.

En este apartado se recalca las características principales para la previsión de la demanda de forma espacial.

1.3.1 Resolución de áreas.

En el modelo espacial la escala de visualización es independiente del resultado final [7]. Por lo que se puede optar por una micro área, cuadrícula o rejilla a conveniencia del planificador. Para el caso de estudio se comparó con tres dimensiones de áreas que se presenta a continuación.

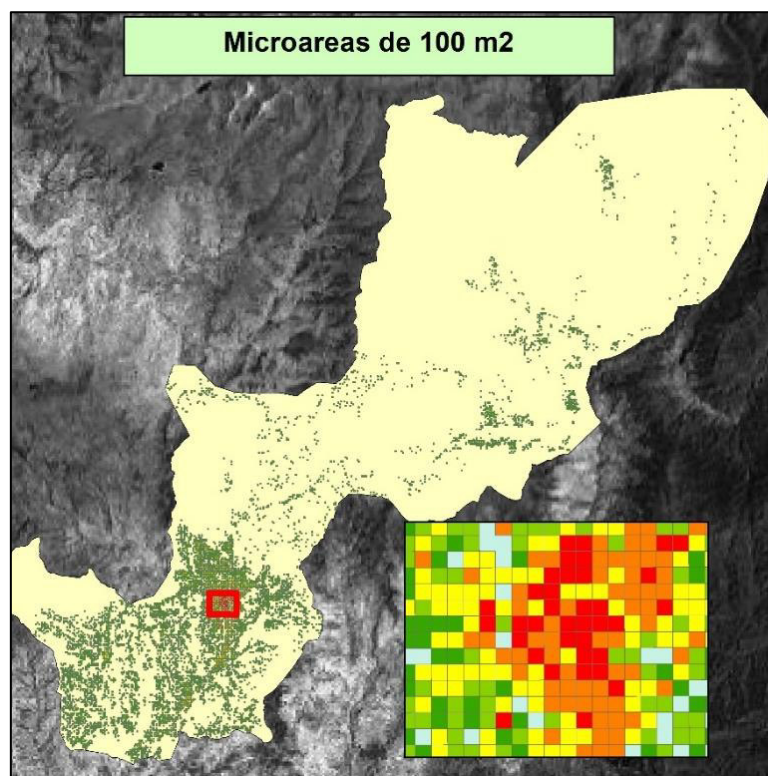


Figura 5. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 100m x 100m.

Fuente: Elaboración por Autor.

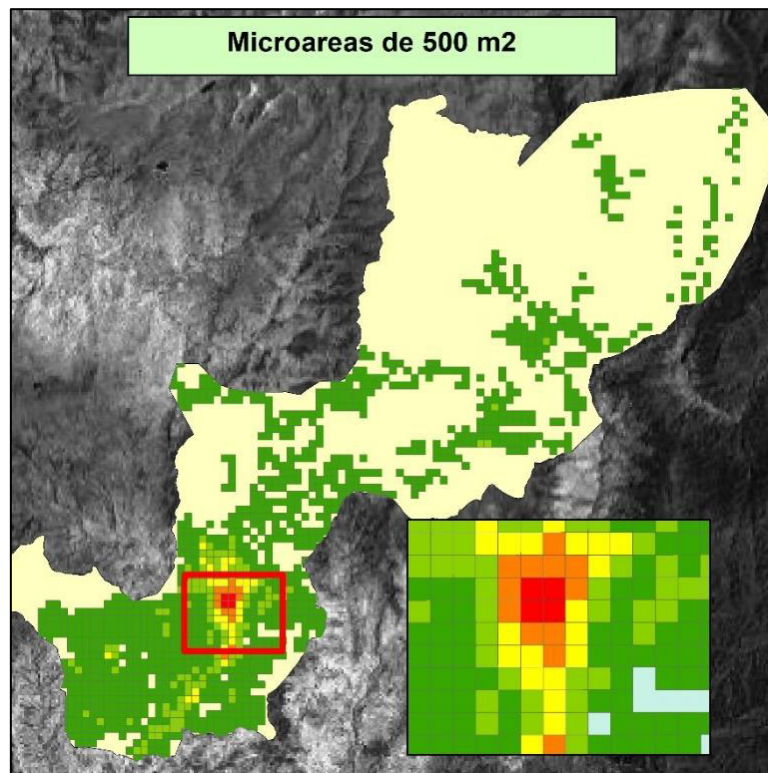


Figura 6. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 500m x 500m.

Fuente: Elaboración por Autor.

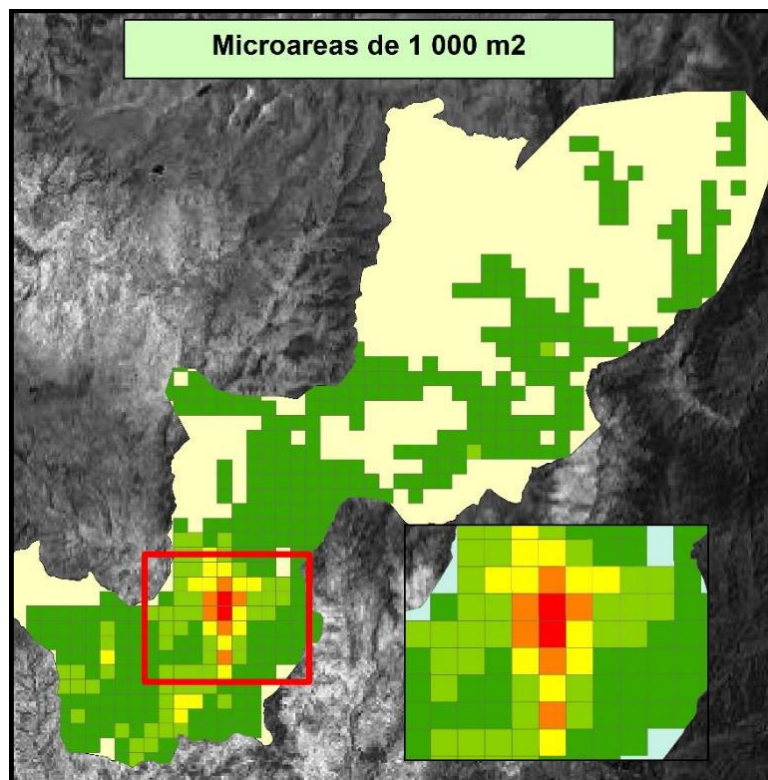


Figura 7. Mapas con micro áreas, cuadrículas o rejilla de 1000m x 1000m

Fuente: Elaboración por Autor.

En las Figuras 5, 6 y 7 se aprecia las diferencias entre las dimensiones de cuadrículas y la representación de los datos, donde para el caso de estudio actual se selecciona cuadrículas de 500m x 500m.

Las micro áreas de 500 m² o 0.5 Km² utilizadas en la Figura 6, presentan una mayor cantidad de cuadrículas y un panorama visualmente disperso la demanda eléctrica en comparación con la Figura 7, y mayor visibilidad con respecto a la Figura 5.

1.3.2 Análisis del uso final de la energía eléctrica.

De la situación actual mostrada en la Figura 2, se indicó los porcentajes de consumo por total de clientes, mientras que en la Figura 3 se indica la cantidad de clientes por grupos, a continuación se presenta los porcentajes de la demanda eléctrica por cada grupo de consumo. Como se mencionó con anterioridad, el cliente UCEM es considerado como independiente [5], con la gráfica siguiente se aprecia que esta consideración es importante, dado que abarca el 45% del consumo mensual.

Donde el grupo Residencial es el segundo de mayor consumo con 32%, mientras que por un promedio de 1% se diferencian los grupos Alumbrado público y Comercial, finalmente los grupos de menor consumo son Otros con 4% e Industrial con 2%.

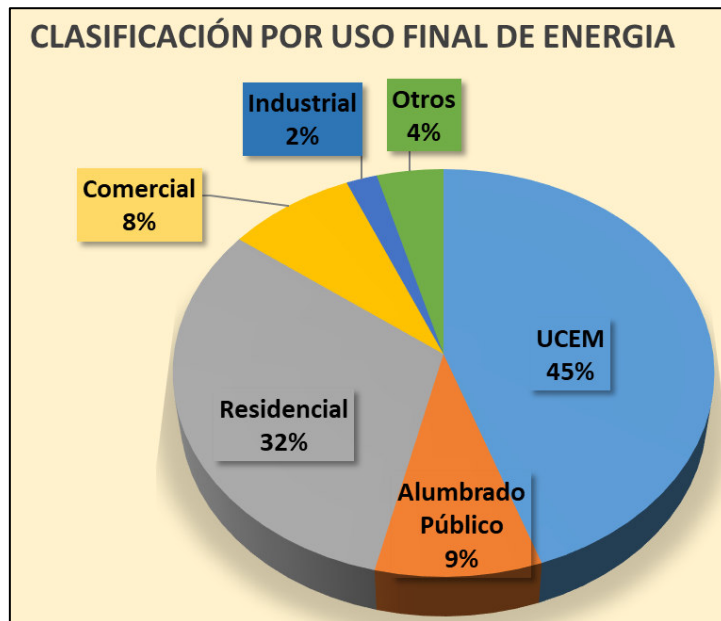


Figura 8. Clasificación por grupos de consumo y uso final de consumo de energía mensual.

Fuente: Datos de EEA [6].

1.3.3 Características de crecimiento de la carga.

De los informes presentados por EEA en sus redicciones de cuentas [8], se presenta el siguiente crecimiento anual de la carga.

Tabla 4. Informe de crecimiento de la carga por EEA.

CRECIMIENTO DE LA CARGA			
	2015	2016	2017
Área de servicio	1187 Km ²	1187 Km ²	1147 Km ²
Subestaciones de Distribución	2		
Capacidad Subestaciones	26 – 32,5 MVA		
Líneas de subtransmisión	26,82 Km	26,87 Km	26,87 Km
Redes de medio voltaje	746,10 Km	761,83 Km	789,16Km
Nivel de voltaje primario	22 Kv		
Transformadores de distribución	1676	1866	2001
Número de Luminarias	13005	14023	14567
Capacidad instalada de transformadores	39 MVA	47 MVA	52 MVA
Demanda máxima del sistema	18,18 MW	18,86 MW	19,051 MW
Energía anual disponible	108892 MWh	110194 MWh	110591 MWh
Pérdidas de energía	4,54%	4,32 %	4,56%
Clientes	35547	36462	37029

Fuente: Datos de EEA [8].

Se aprecia que el incremento de clientes desemboca en el incremento de todo el sistema de distribución.

1.3.4 Capacidad de carga para el incremento de consumidores.

De [8] se recolecta la evidencia para mencionar que la capacidad al ingreso de las subestaciones se mantiene entre 26 a 32 MVA, por lo que anualmente se incrementa la red secundaria (Redes de medio voltaje), en especial hacia los sectores rurales en fin de cumplir la expectativa de: incrementar el subministro de energía eléctrica a nuevos consumidores, propuesta para el 2017 por la EEA.

Bajo esta acción, el crecimiento de la capacidad en los transformadores de distribución se ha incrementado un estimado de 6,5 MVA por año para los consumidores finales.

1.3.5 Incremento de la demanda de los consumidores actuales.

Realizado una revisión histórica del consumo eléctrico total, sin diferenciar los usuarios, desde el año 2010 hasta el 2016, se presenta la gráfica siguiente:

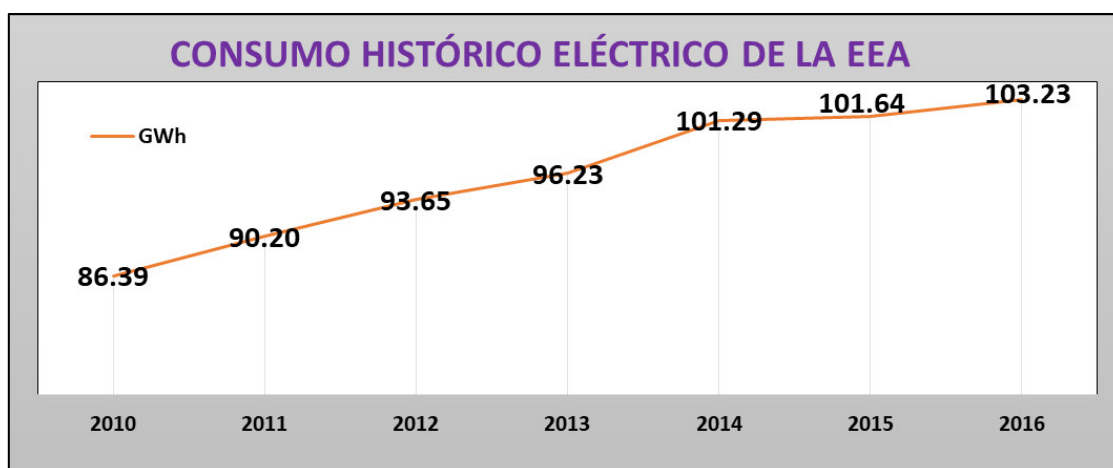


Figura 9. Consumo total histórico por año calendario.

Fuente: Datos de EEA [5].

Con los valores históricos se obtiene un promedio de crecimiento anual del 2,81GWh. Tomando en cuenta la observación del departamento de Planificación Técnica [5] de la EEA, se realiza un análisis tomando a la UCEM como cliente independiente.

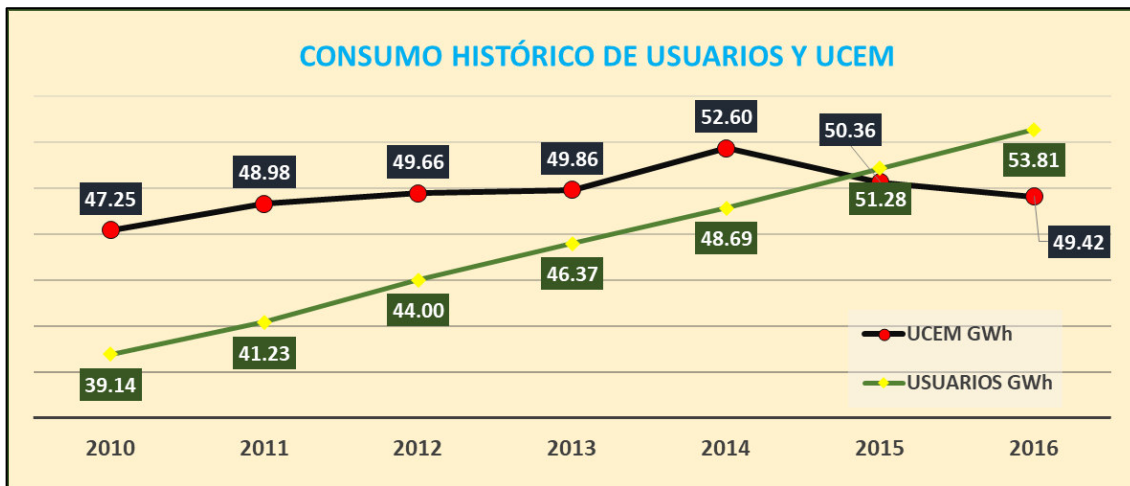


Figura 10. Consumo eléctrico histórico por Usuarios y UCEM.

Fuente: Datos de EEA [5].

Bajo esta representación de consumo se aprecia que la UCEM tiene una variación considerable dentro del consumo total, he incluso en los últimos años ha decrecido su consumo por lo cual representa un crecimiento promedio de 0,36 GWh, lo que significa el 0,17% de la demanda. Mientras que los demás usuarios mantienen un crecimiento promedio de 2,45 GWh, que representa el 1,31% de la demanda anual.

1.3.6 Crecimiento de carga y su georreferenciación.

La EEA por medio de su departamento de Sistemas [9], se encuentra en una constante actualización de su base de datos georreferenciados espacialmente.

Para el caso de estudio en el presente trabajo investigativo se recibió una data georreferenciada base para el software ArcGis [10], con fecha 5 de julio 2017, bajo acuerdo de uso exclusivo con fines académicos por el convenio interinstitucional entre la EEA y la UCACUE, la base de datos contiene el registro de 36240 clientes de los cuales existen clientes sin registro de consumo ni código único de identificación, por lo tanto quedan 34991 clientes georreferenciados, estos clientes representan una carga de 8527,78 kW, la carga indicada no corresponde a la registrada en el departamento de Comercialización, por lo tanto, espacialmente no existe suficiente información de la carga eléctrica.

Lo cual conlleva a realizar la unión de las bases de datos de los departamentos de Sistemas, Comercialización y Planificación.

1.3.7 Análisis de incertidumbre y sensibilidad.

Con la información base, el planificador determina cuan confiable serían los resultados. Con los datos otorgados por [9] la incertidumbre se vuelve alta debido a la poca información espacial, por lo que se realizará todos los análisis de la información disponible para minimizar este factor.

En este caso de previsión espacial la sensibilidad hace referencia a los factores de la población tales como: ubicaciones cercanas a un determinado lugar comercial o de recreación. Por lo tanto, a la sensibilidad se debe prestar una especial atención.

1.3.8 Factor de coincidencia.

También conocido como factor de simultaneidad o diversidad es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumo sobre la suma de las demandas máximas individuales [11]. Se considera como la probabilidad que todas las cargas consuman la demanda máxima al mismo tiempo.

Su unidad es adimensionada y la determinación de los factores requiere un conocimiento detallado del sistema, que en este caso de estudio no se cuenta. Para calcular el factor de simultaneidad en estos casos, se podría utilizar la siguiente ecuación [12]:

$$Fc = \frac{15.3}{n} + \frac{n-21}{2*n} \quad (1)$$

Donde:

- Fc = Factor de coincidencia
- n = número de años

1.3.9 Factor de saturación.

Para la previsión espacial se considera el uso de suelo y su posible saturación en “n” años [13], donde no exista más capacidad de acogida dentro de una determinada área, siendo calculada con la siguiente ecuación [14].

$$fs = \frac{\Sigma \text{área poblada actual}}{\Sigma \text{área poblacion futura}} \quad (2)$$

Donde:

- f_s = factor de saturación
- Área expresada en $[km^2]$

1.4 Proyección estadística.

Mediante los datos históricos del incremento de la demanda [5] de los consumidores analizados en las Figuras 9 y 10, se realiza una proyección con el fin de tener una referencia de crecimiento a diez años, para lo cual se utiliza una regresión lineal simple [15] que representa el crecimiento anual de la demanda para los grupos de consumo mientras que el cliente UCEM por su variabilidad podemos identificar que la ecuación más representativa es la potencial [15].

Regresión lineal $f(x) = a + bx$ (3)

Regresión potencial $f(x) = ax^b$ (4)

Donde:

- $f(x)$ = demanda proyectada.
- a = constante (Demanda eléctrica de la población del año base GWh).
- b = define el crecimiento de la demanda (GWh).
- x = año de proyección.

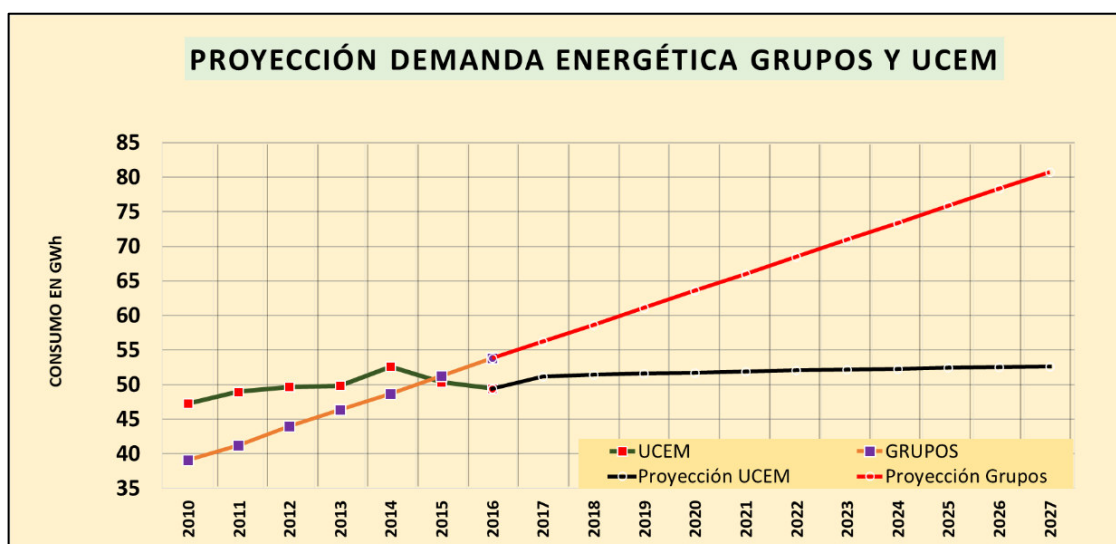


Figura 11. Proyección estadística de la demanda energética por grupos de consumo y UCEM.

Fuente: Elaboración de autor con datos de EEA [5].

Para los grupos de consumo se obtiene una demanda de 80,77 GWh, mientras que para la UCEM se estima un consumo de 52,62 GWh para el 2027.

La descripción de consumo en cada año se indica en la siguiente gráfica.

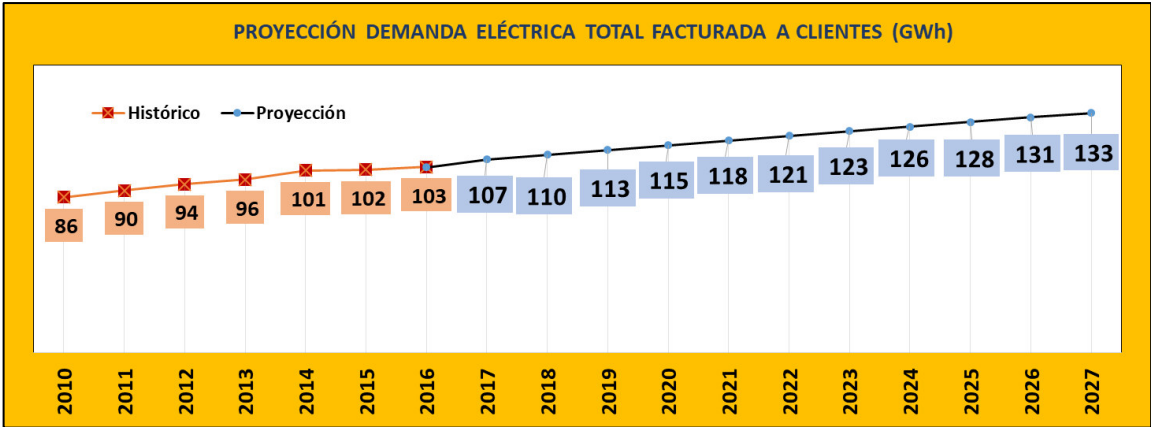


Figura 12. Proyección estadística anual de la demanda eléctrica facturada a los clientes.

Fuente: Elaboración de autor con datos de EEA [5].

La suma total de la demanda presenta una tendencia lineal, muy similar al consumo histórico.

Para prever una demanda total es necesario sumar las pérdidas de energía, para lo cual se cuenta únicamente del registro obtenido de la Tabla 3, lo cual no permite formular una ecuación [15], por lo que se tomó el promedio [8].

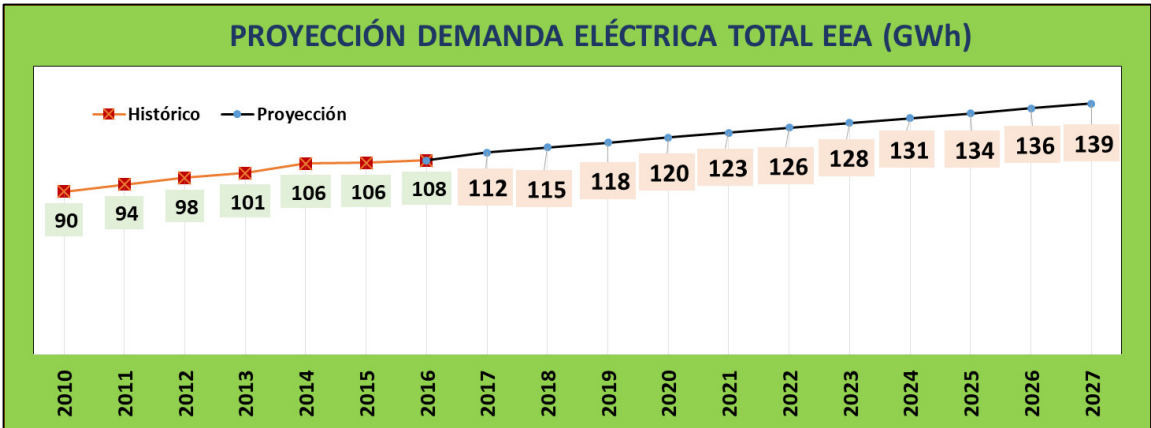


Figura 13. Proyección estadística anual de la demanda eléctrica total consumida por la EEA.

Fuente: Elaboración de autor con datos de EEA [6].

La figura anterior contiene la proyección estadística de la demanda total, sumando el 4,56% de perdidas [8] considerado por la distribución de energía.

1.5 Análisis de nuevas tecnologías en el mercado actual. Cocinas de inducción y duchas eléctricas.

El programa emblemático de Eficiencia Energética para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua sanitaria con electricidad (PEC), implementado bajo las políticas emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [8], ha incrementado las facilidades para que los usuarios puedan realizar el cambio de las cocinas que funcionan a base de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por las cocinas de inducción.

El cambio, en un inicio se veía favorable, pero en la actualidad los registros muestran un decrecimiento hacia el uso de las cocinas de inducción [8].

Tabla 5. Clientes registrados en el programa de Eficiencia Energética para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua sanitaria con electricidad (PEC).

CLIENTES REGISTRADOS EN EL PEC				
AÑO	2014	2015	2016	2017
Crecimiento de clientes	14	431	813	934

Fuente: Informes de rendición de cuentas de EEA [8].

Desde el 2014 que inicio el PEC se ha mantenido registros de incremento de los clientes pero no se han registrado otras cargas como el calentamiento de agua sanitaria con electricidad [6], [5], por lo que no hay posibilidad del análisis de otras tecnologías en el mercado actual.

1.5.1 Impacto en el crecimiento de la demanda.

Al inicio de la campaña de implementación del PEC se dio un incremento de consumo de 0.056% por mes [8] durante el año 2015, en la actualidad con los registros de [5] y [6] se tiene un consumo de 0.124%, al mes de abril del 2017. Este incremento ha sido suplido por la disponibilidad de la capacidad en la demanda base anual [8].

Al mismo tiempo se debe considerar que los datos de la tabla anterior son presentados anualmente, pero para efecto de crecimiento de la demanda se debe analizar el registro histórico de crecimiento anual de clientes, lo que refleja la poca acogida de clientes al PEC.



Figura 14. Histórico de clientes incorporados por año al PEC.

Fuente: Datos de informes de rendición de cuentas de EEA [8].

Con la figura anterior se aprecia que el PEC va teniendo un decremento anual, en especial para el año final se presenta el 26,7% de reducción al incremento de clientes.

Del total de clientes actualmente registrados en el PEC se encuentran únicamente 829 [6], aunque en el histórico cuenta con 934 clientes [8], lo cual evidencia que desde el inicio del programa PEC hasta abril de 2017 se han retirado 105 clientes.

1.6 Metodología usada para previsión de carga espacial.

Para la previsión en el presente trabajo se utiliza las variables de la EEA [5] más el análisis de los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial (PDOT) de los cantones de Azogues y Déleg, mediante micro áreas, sobre las cuales se distribuye la población futura. Con lo propuesto tendría el modelo siguiente.

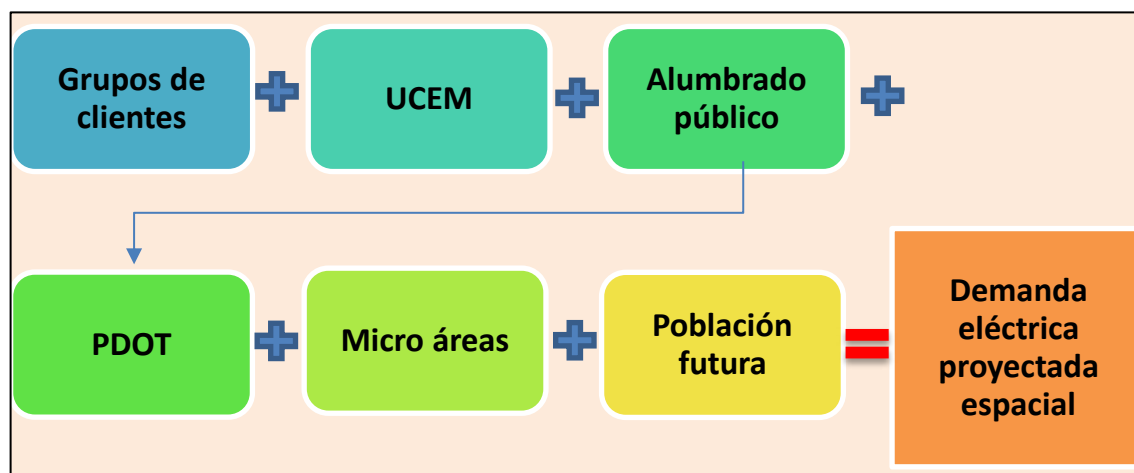


Figura 15. Metodología planteada para la previsión de carga espacial.

Fuente: Autor.

Para la previsión espacial de la demanda existen alrededor de 17 métodos [13], los cuales se enmarcan en tres grupos que son:

- Tendencias
- Simulación
- Híbridos

Este último método es la combinación de los métodos de tendencia y simulación, de allí que la identificación de las ventajas y desventajas de los métodos de tendencia y simulación permite hacer efectiva la proyección a mediano y largo plazo [13].

Los métodos de análisis espacial han sido comparados en [7] y [13] concluyendo que el método híbrido es el que entrega un pronóstico con menor margen de error, de igual manera lo confirma según la bibliografía especializada revisada en [16], por lo investigado se opta por el método de simulación de tipo híbrido.

1.7 Clasificación de usuarios.

Los usuarios están clasificados en cinco grupos de consumo:

- Grupo Alumbrado público.
- Grupo Comercial.
- Grupo Industrial.
- Grupo Otros.
- Grupo Residencial.

1.7.1 Clasificación mediante Estratos.

De los cinco grupos mencionados, la EEA [5] los clasifica de acuerdo a las tarifas de consumo [1] antes que a estratos.

La ARCONEL ha dispuesto 150 tipos de tarifas, en las que podría calificarse un cliente, pero, la EEA actualmente dispone únicamente de las siguientes clasificaciones, debido a que en la demás tarifas no existen clientes registrados.

Para este caso de estudio se aprecia que las tarifas vigentes en la EEA son únicamente 34.

Tabla 6. Clasificación de clientes mediante tarifas de consumo energético, registro de abril 2017.

Grupo de Consumo	Tipo de Tarifas	Clientes	Energía MWh Facturada
Alumbrado P.	BTAPCD01 (BT / Alumbrado Público)	1	798.11
Comercial	BTCGCD01 (BT / Comercial con Demanda)	17	45.27
Comercial	BTCGSD01 (BT / Comercial)	2192	490.17
Comercial	MTCGCD01 (MT / Comercial con Demanda)	26	64.27
Comercial	MTCGCD02 (MT / Comercial con Demanda Horaria)	29	133.13
Industrial	ATCGCD07 (AT / Industrial con Demanda Horaria Diferenciada)	1	3900.59
Industrial	BTCGCD02 (BT / Industrial con Demanda)	22	23.14
Industrial	BTCGSD02 (BT / Industrial Artesanal)	430	85.74
Industrial	MTCGCD03 (MT / Industrial con Demanda)	13	7.09
Industrial	MTCGCD32 (MT / Industrial con Demanda Horaria Diferenciada)	15	61.55
Otros	BTCGCD04 (BT / Autoconsumo con Demanda)	7	5.53
Otros	BTCGCD05 (BT / Beneficio Público con Demanda)	2	8.03
Otros	BTCGCD07 (BT / Entidades Oficiales con Demanda)	2	2.27
Otros	BTCGCD12 (BT / Ocasional)	141	19.20
Otros	BTCGCD21 (BT / Bombeo de Agua Comunidades Campesinas)	5	2.12
Otros	BTCGCD35 (BT / Entidades Oficiales con Demanda Horaria)	1	0.00
Otros	BTCGSD03 (BT / Asistencia Social)	37	8.45
Otros	BTCGSD04 (BT / Beneficio Público)	214	31747.00
Otros	BTCGSD05 (BT / Entidades Oficiales)	99	37.63
Otros	BTCGSD09 (BT / Culto Religioso)	184	13.60
Otros	BTCGSD12 (BT / Escenarios Deportivos)	7	0.63
Otros	BTCGSD13 (BT / Bombeo de Agua)	4	0.35
Otros	MTCGCD08 (MT / Asistencia Social con Demanda Horaria)	5	77.42
Otros	MTCGCD09 (MT / Beneficio Público con Demanda)	5	21.75
Otros	MTCGCD10 (MT / Beneficio Público con Demanda Horaria)	1	5.20
Otros	MTCGCD12 (MT / Bombeo de Agua con Demanda Horaria)	1	2.61
Otros	MTCGCD13 (MT / Entidades Oficiales Con Demanda)	15	43.44

Otros	MTCGCD14 (MT / Entidades Oficiales Con Demanda Horaria)	6	70.43
Otros	MTCGCD31 (MT / Estacionales y Ocasionales)	2	13.34
Otros	MTCGCD36 (MT / Autoconsumo con Demanda Horaria)	1	7.34
Otros	NDCGCD01 (BT / Asistencia Social con Demanda Horaria)	1	9.78
Residencial	BTCRSD01 (BT / Residencial)	30954	2621.94
Residencial	BTCRSD02 (BT / Residencial Temporal)	1405	31.80
Residencial	BTCRSD03 (BT / Residencial para el Programa PEC)	830	130.58
	TOTAL	36664	8743.96

Fuente: Datos de EEA [6].

Estas tarifas contienen pocos clientes (1, 2, 3, 4, menores a 100), lo cual, para proyección espacial no representa una muestra representativa [15].

Lo que hace optar por realizar el modelo de previsión de la demanda para grupos de consumo, separando al cliente de tarifa ATCGDO7 (UCEM) que representa un 45% del consumo global según lo expuesto por [5].

1.8 Requerimiento para predicción espacial.

Los SED tienen el objetivo de brindar un servicio constante de energía eléctrica, teniendo en cuenta la actualidad y el crecimiento de sus redes, por lo tanto, la predicción de la carga de forma espacial aporta considerablemente al objetivo. Siendo necesario los siguientes requisitos que recomienda Willis [16].

Tabla 7. Requisitos e importancia de datos para la previsión espacial.

Requerimiento	Requisitos	Importancia
1	Pronosticar cuantos MW	10
2	Localización exacta	10
3	Resolución temporal	10
4	Normalización del tiempo	9
5	Representación exacta	8
6	Consistencia con otras predicciones	7
7	Análisis de incertidumbre	7
8	Pronostico por clases de consumo	6
9	Curvas de carga	5
10	Valor de fiabilidad	5
11	Factor de potencia	4

Fuente: Datos tomados y traducidos de [16].

- **Requerimiento 1:** Indica la cantidad de energía que demanda el área a ser analizada, se requiere tener datos como consumo medio, pico y un factor de potencia.
- **Requerimiento 2:** Exactitud de la localización de donde es y será el consumo y crecimiento poblacional.
- **Requerimiento 3:** Resolución temporal de la proyección, se analiza considerando si el análisis es a corto o largo plazo.
- **Requerimiento 4:** Se debe considerar normalizar el consumo de acuerdo a sus épocas climáticas.
- **Requerimiento 5:** Recomendación tener una representación con mayor exactitud de los puntos de carga.
- **Requerimiento 6:** Tener una consistencia de valores proyectados, con las proyecciones de las empresas distribuidoras.
- **Requerimiento 7:** El planificador debe analizar en diferentes escenarios para reducir la incertidumbre. Mientras que para analizar la sensibilidad se recomienda tener presente la cultura en el área urbana, así como posibles nuevas cargas eléctricas.
- **Requerimiento 8:** Clasificar a los consumidores, se opta por categorías que sean relevantes y encaminen un análisis detallado.
- **Requerimiento 9:** Las formas de las curvas de carga en distintos periodos de consumo, promedios anuales e incluso curvas pico diarias.
- **Requerimiento 10:** Para obtener una fiabilidad será necesario analizar sobre una base de datos estable.
- **Requerimiento 11:** Indica que si el factor de potencia es considerado para corto o largo plazo. En caso de corto plazo algunos planificadores determinan el factor de potencia en base al crecimiento de alimentadores en general, y para un largo plazo el factor de potencia es considerado tomando en cuenta el uso final (grupos de consumo) de la energía y la sensibilidad del voltaje.

1.9 Herramientas para la proyección.

Principalmente para proyección espacial se utilizarán los SIG, estos serán procesados mediante el software ArcMap del paquete de ArcGis [10], para evitar el trabajo repetitivo se utilizará scripts de programación en Python [17] y ModelBuilder [18] perteneciente a ArcMap, los datos obtenidos serán calculados mediante métodos de proyección poblacional (Curva Gompertz), todas estas herramientas nos darán un mapa de micro áreas, identificando los sectores con mayor posibilidad de crecimiento eléctrico.

1.9.1 Sistema de Información Georreferenciado - SIG.

Los SIG están constituidos por datos geográficos que han sido obtenidos y procesados mediante hardware y software especializados en la captura de información geográfica referenciada. Un SIG se manipula en un software determinado, el cual posee una interface gráfica de usuario, de manejo sencillo o complicado dependiendo del software escogido, el mismo posibilita cargar con facilidad datos espaciales y tabular, para ser mostrados en forma de mapas, tablas, gráficos de distintos formatos, también provee las herramientas necesarias para consultar y analizar los datos y presentar los resultados como mapas de calor u otra gama de colores.

Algunos ejemplos de lo que se puede obtener es cartografía temática, creación y edición de datos, análisis espacial, geocodificación de direcciones, etc. El software ArcGis [10] se compone de tres aplicaciones que están incluidas en sí: ArcInfo, ArcEditor y ArcView, las cuales conforman la suite ArcMap.

El desarrollo de esta investigación será un modelo aplicativo sobre el ArcMap.

1.9.2 Lenguaje Python.

Python es un lenguaje de programación orientado a objetos y de forma interactiva mediante scripts, se lo compara con lenguajes como Visual Basic, Java, MatLab, entre otros con la característica de contar una sintaxis limpia y clara, adicional se dispone de códigos fuentes desde la biblioteca de libre acceso en la página oficial de Python [17] <https://www.python.org/>.

La ventaja de utilizar este lenguaje, es que puede ser usado bajo scripts para automatizar una interfaz, que será la aplicación desarrollada en el presente trabajo de titulación.

1.9.3 Calculo mediante Gompertz y porcentajes.

El modelo de cálculo de Benjamín Gompertz es un modelo matemático que se caracteriza por tener un efecto de saturación, es decir que indica un inicio o demanda mínima hasta llegar a un fin de la curva o demanda máxima, lentamente, pero el desarrollo es rápido una vez que paso el punto de inflexión.

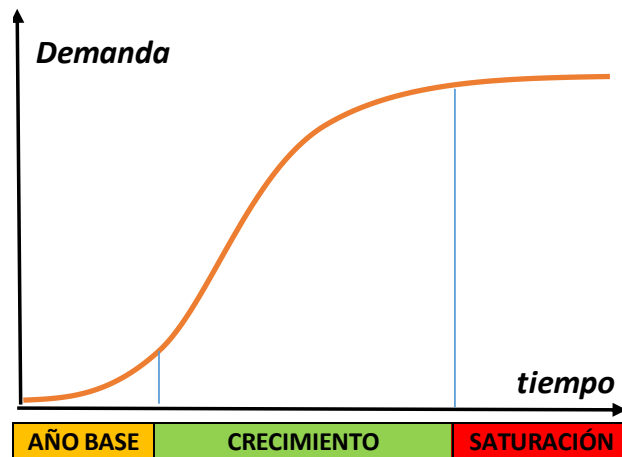


Figura 16. Curva Gompertz o Curva S.

Fuente: Datos tomados de [13].

La curva Gompertz o también curva S es utilizado especialmente para pronosticar cargas en áreas pequeñas [16]. La siguiente ecuación será utilizada para el cálculo del crecimiento de la población, para este caso de estudio se determina la población futura por grupos de consumo.

$$y(t) = a * e^{-e^{-c(t-\Delta t)}} \quad (5)$$

Donde:

- $y(t)$ = El crecimiento de la población.
- a = Los habitantes en el año base.
- c = Índice de crecimiento poblacional a partir de estadísticas.
- Δt = Año donde la curva llega a la saturación.

El índice de crecimiento poblacional está determinado en 1,76% anual, tomado de datos del último censo nacional realizado en el 2010 por el INEC [19].

Con el fin de crear un escenario de simulación, cabe indicar que los parámetros que controlan el crecimiento de la curva S son el año de proyección, el inicio del crecimiento hasta el punto de saturación y la pendiente de la rampa.

CAPITULO 2: SIMULACIÓN

2.1 Método híbrido para la previsión de carga espacial.

La previsión de la demanda espacial utiliza el método híbrido por tener en cuenta la proyección de la magnitud de energía consumida y la ubicación espacial de la energía demandada [7], [13], [20].

El análisis de los dos métodos (tendencia y simulación) permite combinar las fortalezas de cada uno. Por lo que el primer método trata de las limitaciones para el crecimiento, tendencias y condiciones iniciales, dado que el segundo método se enfoca en describir el crecimiento y simular un desarrollo con parámetros de uso de la tierra y curvas de carga, con información de calidad podría ser un método preciso para el corto plazo y aceptable para el largo plazo según menciona en [16], de igual forma describe que en teoría el método híbrido sería efectivo para el corto y largo plazo.

También, la combinación de los dos modelos está basado en la información y uso de la misma, dado que la tendencia trata de las condiciones iniciales y limitación para el crecimiento sobre las micro áreas, mientras que la simulación determina el proceso del crecimiento de la demanda [16].

2.1.1 Alcance del método seleccionado.

Mediante el método de simulación híbrido, se realiza un módulo de herramientas que permite crear un archivo en formato shapefile [21] (.shp) con información sobre el consumo eléctrico de cada micro área correspondiente a un determinado grupo de consumo, y mediante una suma total de cada mapa se obtiene una proyección total. El archivo contendrá una tabla de atributos que indican la energía proyectada, esta información se presenta en un mapa de calor o también conocido como mapa de colores degradados.

La presentación queda a gusto del planificador, quien debe realizar una selección de los datos que se necesite presentar. Para este trabajo investigativo se optó por mapas de calor, los mismos que presentan de mejor forma la demanda eléctrica proyectada, [7], [13].

2.2 Diseño del módulo espacial utilizando el Software libre Python y ArcGis.

El modelo final está definido para funcionar en cinco etapas, cada una de ellas esta concatenada y los datos provenientes de un proceso deberán ser analizados antes de

continuar con la siguiente etapa. Cada etapa se realizará con programación en Python, en especial para la programación de las operaciones matemáticas [22] mientras que ArcGis es el paquete de procesamiento cartográfico mediante su extensión ArcMap.

- ***Etapas 1.*** Creación de micro áreas, cuadrículas o rejilla en el área de concesión, con opción de definir el ancho y alto de cada micro área.
- ***Etapas 2.*** Contendrá tres procesos para la creación de las áreas de restricción de crecimiento poblacional por diversos factores territoriales.
- ***Etapas 3.*** Creación de mapa de preferencias poblacional, indica donde se encuentra la concentración habitacional, obteniendo distancias desde el punto de carga hasta el lugar más cercano a otra carga, diferenciando entre clientes, comercios, lugares recreacionales, etc.
- ***Etapas 4.*** Realiza una suma ponderada de las capas analizadas como preferencias y restricciones, lo que permite obtener el mapa base de ubicación para clientes de acuerdo a sus preferencias.
- ***Etapas 5.*** Realiza la proyección poblacional y eléctrica según parámetros de configuración los mismos que permiten adecuar según el criterio del planificador.

El fin de este trabajo investigativo es la previsión espacial mediante un modelo espacial con uso de los SIG, el mismo que hace mayor hincapié a DONDE se prevé un crecimiento de consumo energético, antes que CUANTO será el consumo eléctrico [13], [16], por lo tanto, el alcance principal es el mapa de calor.

Mediante un proceso manual se puede unir todas las capas proyectadas para obtener el crecimiento total de la demanda eléctrica y mediante los resúmenes estadísticos de las tablas de atributos de cada capa obtener el crecimiento total, así como el incremento de la población por cada grupo de Consumo.

2.2.1 Requisitos para la aplicación.

El modelo de simulación planteado requiere de los siguientes pasos.

Tabla 8. Guía de pasos, requisitos y herramientas informáticas a utilizar para la conformación del modelo de proyección eléctrica espacial.

	Requisitos	Herramientas informáticas
Paso 1	Análisis y filtración de datos. Creación de mapas con demandas base por grupo de consumo.	Excel ArcMap
Paso 2	Análisis de factores espaciales. Análisis de Componentes Principales-ACP	ModelBuilder RStudio
Paso 3	Creación de mapa de preferencias.	ModelBuilder RStudio Python
Paso 4	Proyección global de la demanda eléctrica por grupos de consumo.	Python ArcMap
Paso 5	Distribución de la demanda espacial para clientes.	Python ArcMap
Paso 6	Mapa de proyección de demanda por micro áreas.	Python ArcMap
Paso 7	Integración del Modelo de Previsión de Demanda Eléctrica.	Python Python Add-in-Wizard

Fuente: Autor.

2.3 Creación de mapas con demanda base por grupo de consumos.

El proceso inicia con el análisis de datos recibidos por la EEA en formatos para software Excel y ArcGis.

Los archivos en Excel se procedieron a clasificar por grupos de consumo y se obtuvo los resultados indicados en la Tabla 2.

Para la proyección espacial se procede a tabular los datos frente a las distintas bases de datos ([5], [6] y [9]) obteniendo un menor número de clientes. Y separando al cliente UCEM que provocaría una alteración en la proyección del crecimiento de la demanda del grupo industrial.

Los 36664 clientes [5] registrados hasta el corte de abril del 2017 y distribuidos de acuerdo a la descripción de la Tabla 2, se realiza una unión con la base de datos del departamento de Comercialización [6] utilizando los datos de seis meses anteriores, de lo cual resultan 36215 clientes con registros de demanda, lo que indica que en los seis meses se han registrado 449 clientes nuevos.

Con 36215 clientes registrados dentro de la base de datos, se encuentra que 4262 clientes tienen un consumo de energía mensual menor a 0,0012 kWh durante los últimos

6 meses del 2016, lo que indica que no están registrados sus consumos mensuales dentro del sistema cartográfico, por lo tanto, quedan 31953 clientes.

La tercera base de datos obtenida del departamento de Sistemas de la EEA, contiene 36240 clientes y 14102 lámparas [9] registrados geográficamente sin demanda.

Para registrar espacialmente las demandas, se utiliza la herramienta “Join Data” en ArcMap, la misma permite unir los datos por un campo en común que en este caso es el Código Único Nacional de cada cliente.

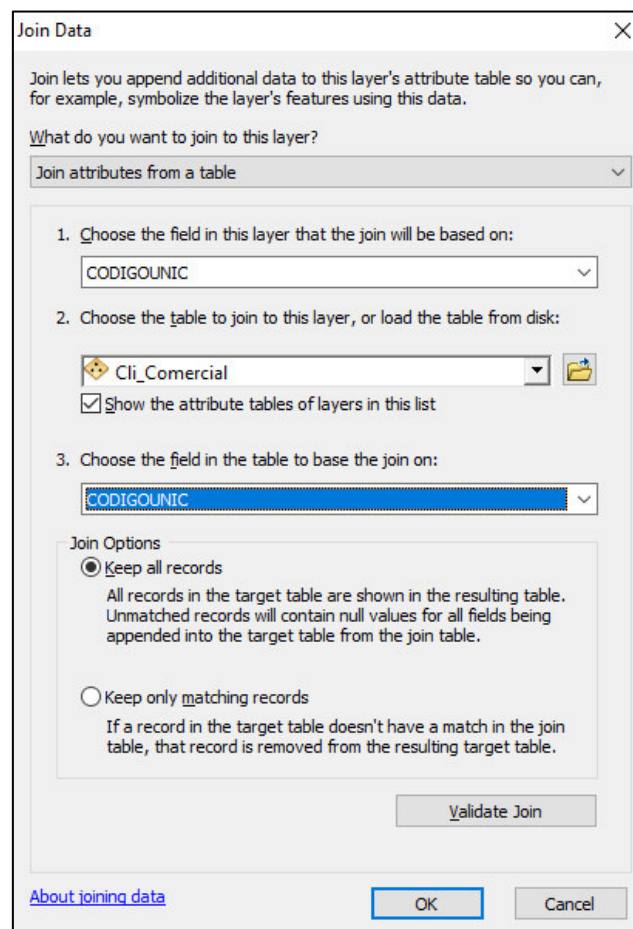


Figura 17. Herramienta “Join Data”, unión de datos por campo o columna en común.

Fuente: Herramientas de ArcMap.

- **La opción 1**, indica la columna con la que se va hacer la unión espacial.
- **En la opción 2**, permite seleccionar la capa con la que se van a unir los datos.
- **Con la opción 3**, seleccionamos la columna en común que tienen las capas, utilizamos la primera opción que permite conservar todos los datos así no tengan un campo en común.

Con esta unión se obtiene 30909 clientes registrados espacialmente. La diferencia de clientes que no pudieron ser registrados, es porque presentaron sus coordenadas geográficas fuera del área de concesión.

En conclusión, la información está distribuida en:

- 36664 clientes registrados con valor de consumo y sin georreferenciación en el departamento de Planificación [5] y en Comercialización [6], (hasta el corte de abril del 2017)
- 36240 clientes y 14102 lámparas registrados geográficamente en el Departamento de Sistemas [9].
- 30909 clientes registrados espacialmente con valor de consumo, mediante unión espacial.

Los 30909 clientes representan el 84% de clientes de la muestra original, este valor es significativo [15] y cumple con las condiciones para realizar la proyección eléctrica.

En comparación, los clientes quedan distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 9. Resumen de clientes excluidos por el proceso de migración de datos desde Excel a ArcMap.

	Clientes registrados sistema comercial	Clientes totales registrados geográficamente	Clientes excluidos
Residencial	33189	28059	5130
Comercial	2253	1965	288
Industrial	480	409	71
Otros	740	476	264
Alumbrado	1	0	1
UCEM	1	0	1
Total	36664	30909	5755

Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA.

Con los resultados de la tabla anterior se aprecia que la diferencia poblacional es considerable, dado que esto será reflejado en la demanda total.

Por lo tanto, los datos a ser simulados podrían estar fuera de la realidad, debiendo sumar el porcentaje de la demanda excluida al total de la demanda proyectada.

Los datos de consumo del mes de corte, sobre el que se va trabajar son los siguientes:

Tabla 10. Demandas que han sido excluidas por el proceso de exportación de datos desde Excel a ArcMap.

kWh	Demanda abril 2017	Demanda registrada geográficamente	Demanda excluida	Porcentaje de demanda excluida
Residencial	2'754036	110036	2'644000	30%
Comercial	732841	28265	704576	8%
Industrial	177517	7190	170327	2%
Otros	380874	11819	369055	4%
UCEM	3'900589	0	3'900589	45%
Alumbrado	798107	0	798107	9%
Total	8'743964	2'210744	6'533220	98%

Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA.

Para el proceso de previsión espacial es necesario que los puntos de carga estén ubicados geográficamente, por lo que en la Tabla 9 de clientes excluidos, se obtiene que 5755 clientes no son tomados para la previsión, al mismo tiempo con la tabla de demandas se obtiene que los clientes excluidos muestran un elevado consumo de energía mensual.

Los El porcentaje de la demanda excluida queda en 53 %, por lo tanto, estos clientes y sus demandas serán agregados en un nuevo grupo de consumo denominado Clientes Excluidos, lo que nos permite obtener una demanda total reduciendo la incertidumbre de la proyección.

2.3.1 Mapas con demandas por grupo de consumo.

Se inicia con la creación de las micro áreas con la herramienta "Creative Fishnet" [10], con las distancias para una visualización de cuadrículas de 500m. X 500m., lo que da áreas de 0.5 km².

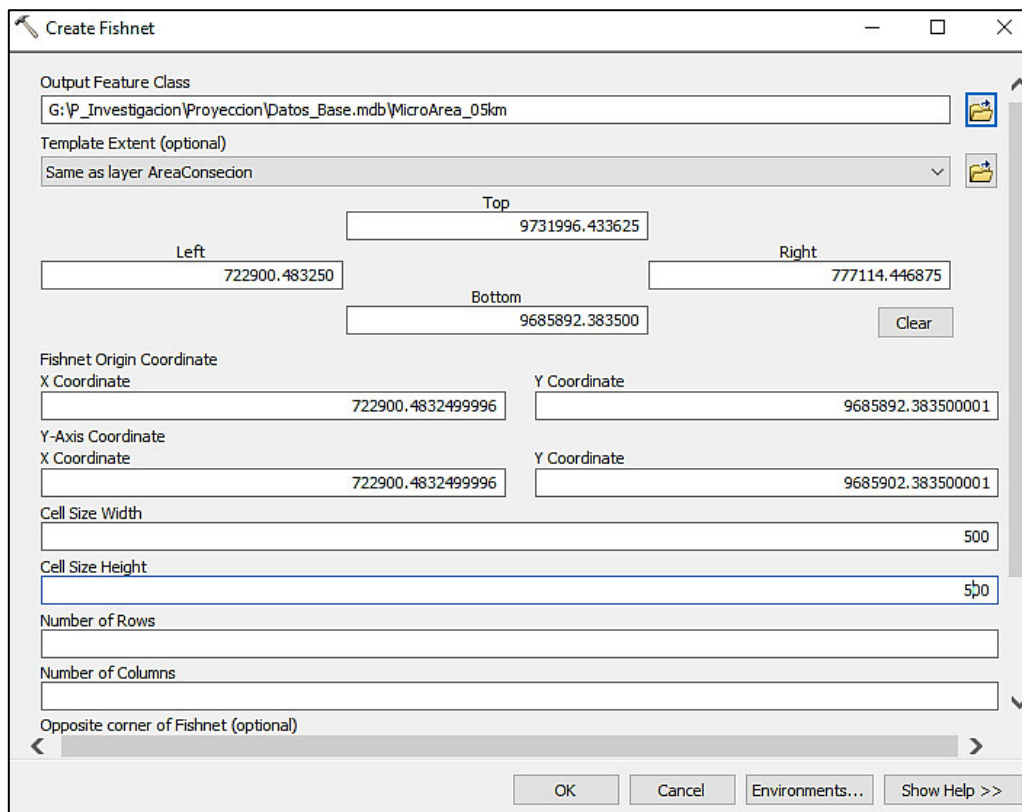


Figura 18. Herramienta “Create Fishnet” para la creación de cuadrículas.

Fuente: Caja de herramientas ArcGis [10].

Posterior se da un recorte con el área de concesión de la EEA.

Para realizar de forma simplificada los procesos descritos, se crea el primer modelo, denominado “0_MA Microareas”. Este modelo contiene únicamente los comandos necesarios para la obtención de micro áreas recortadas.

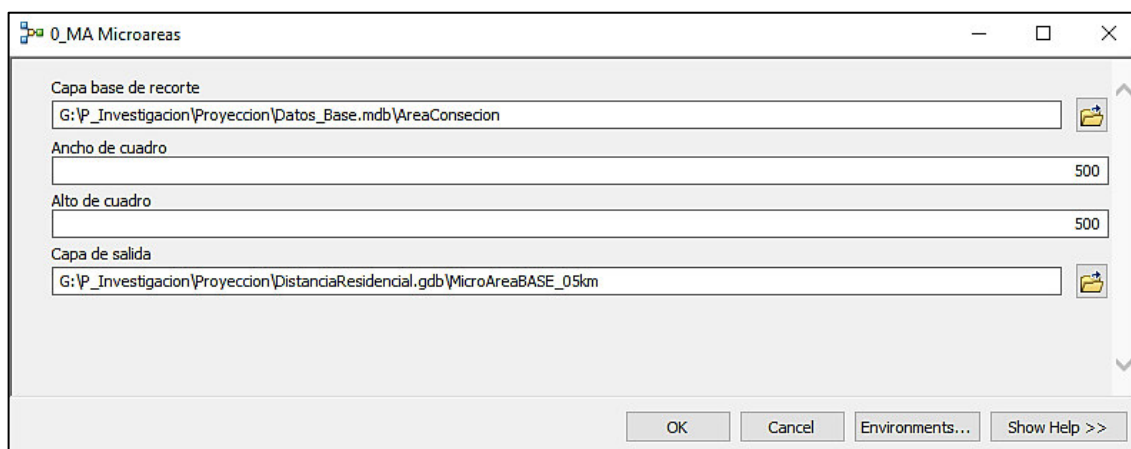


Figura 19. Modelo “0_MA Microareas”, para creación de micro áreas y corte según el área especificada.

Fuente: Elaboración por Autor en base a ArcGis [10].

- **Capa base de recorte:** Ingresa la capa de tipo polígono que contiene la superficie límite del área de concesión.
- **Ancho de cuadro:** Ancho para la micro área, en metros.
- **Alto de cuadro:** Alto de la micro área, en metros.
- **Capa de salida:** Lugar y nombre de la capa de salida.

Una vez definido el área se obtiene un total de 3922 cuadrículas de las cuales 3404 son áreas completas de 0.5 km² y las demás con menor área, debido a que se cortan en el perímetro del área de concesión.

Con las micro áreas obtenidas se procede a realizar una nueva unión espacial para encontrar los mapas bases de la demanda actual.

Debido a que se necesita conocer cuanta demanda eléctrica posee cada cuadrícula y por grupo de consumo, se utiliza en la unión espacial el atributo de suma para tener la demanda mensual total registrada por cada micro área.

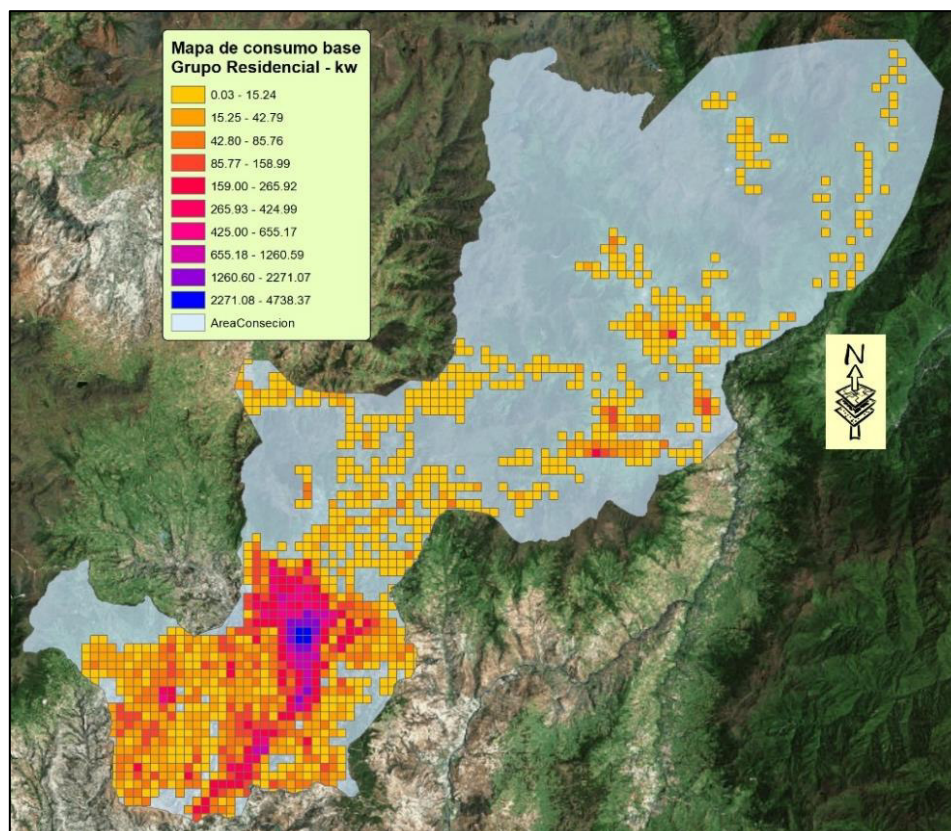


Figura 20. Mapa base de la demanda para el grupo Residencial.
Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA

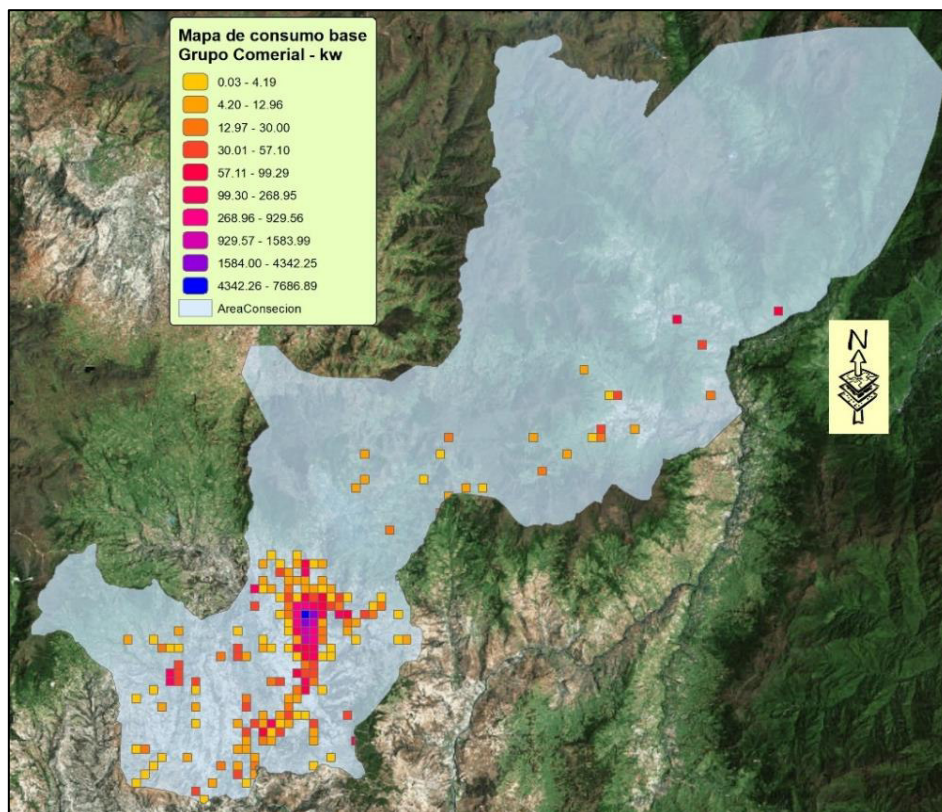


Figura 21. Mapa base de la demanda para el grupo Comercial.
Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA

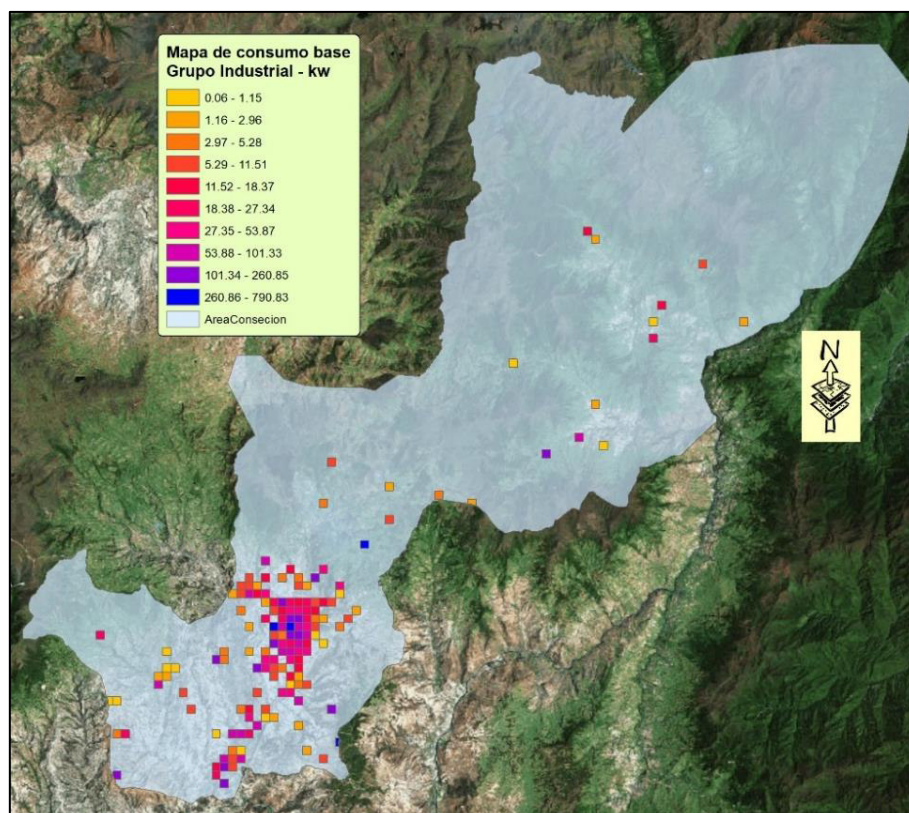


Figura 22. Mapa base de la demanda para el grupo Industrial.
Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA

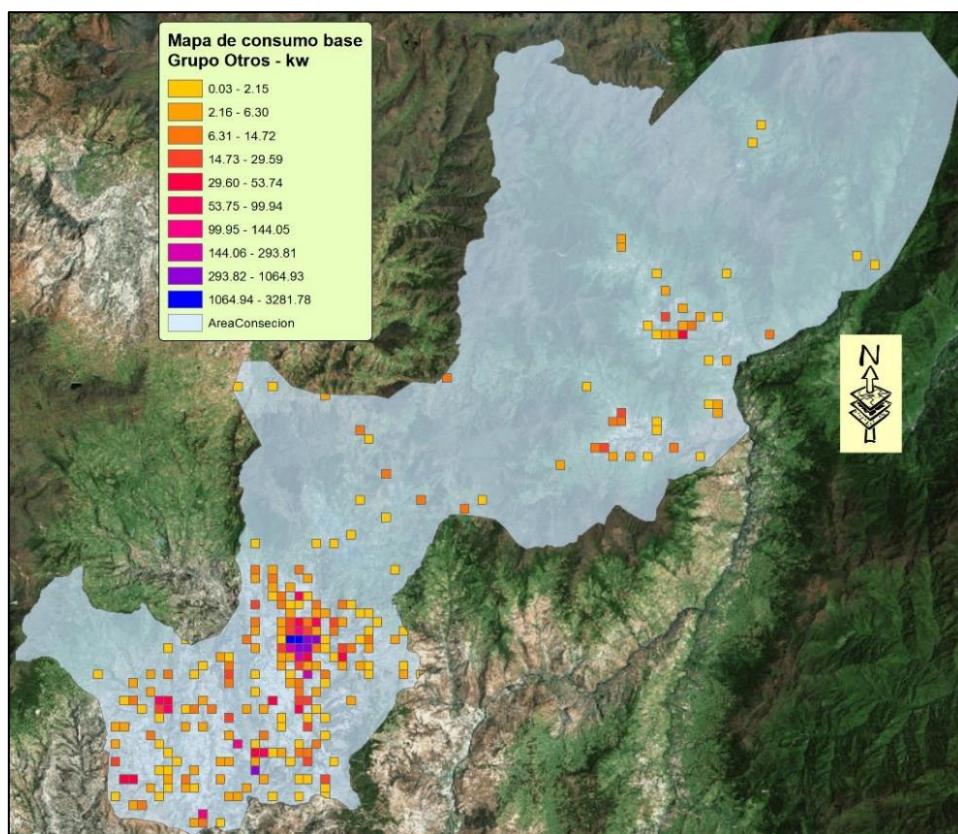


Figura 23. Mapa base de la demanda para el grupo Otros.
Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA

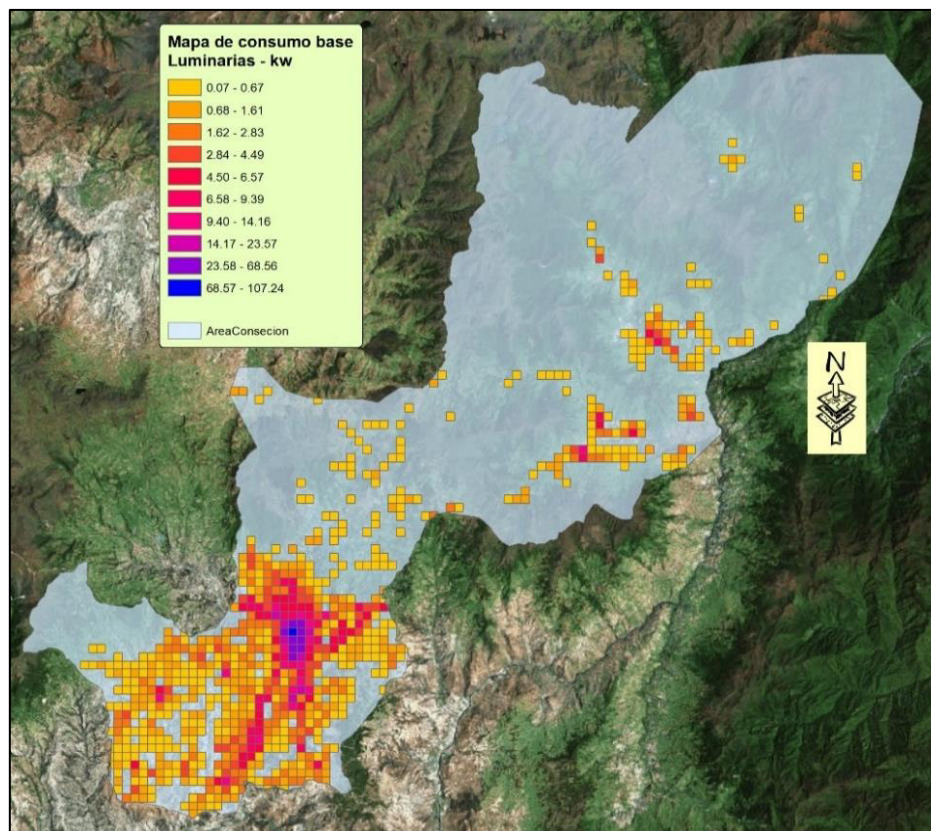


Figura 24. Mapa base de la demanda para Luminarias.
Fuente: Elaboración por Autor en base a datos de EEA.

2.4 Análisis de factores espaciales.

Los factores determinantes de la proyección se basan en la correcta utilización de factores espaciales [13], por lo cual se deberá determinar los adecuados y más significativos parámetros como son: uso de tierra, preferencias de los asentamientos poblacionales [23], relaciones con su entorno respecto a dependencias recreacionales, servicios públicos [24], comercios privados [9], vías, entre otros.

Tabla 11. Instituciones proveedoras de información cartográfica.

Institución		Datos
EEA (Empresa Eléctrica Azogues) [9]		Cartografía de parroquias urbanas, rurales, vías urbano, clientes,
Gobierno Autónomo Descentralizado de la Provincia del Cañar. [25] [26]		Vías rurales del cantón cañar, zonas turísticas, áreas mineras, iglesias, centros poblados, ríos, uso de suelo, escuelas rurales, edificios importantes (bancos, conventos, públicos, industria, administrativos).
Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal Déleg. [27]		Parroquias, usos de suelos, planificación territorial.
Ecuador en cifras [28]		Poblaciones, crecimientos poblacionales, mapas de tendencias de crecimiento en ciudades.
SNI (Sistema Nacional de Información) [24]		Centros educativos, centros de salud. Zonas de planificación, Pendientes Sierra, Red vial estatal, zonas de precipitación.
Geo portal Geográfico militar [23]		Lagos, poblados, Ríos principales.
Sistemas de Información Geográfico para Windows [29]		DEM's del Ecuador en 50m y 30m de resolución por pixel.

Fuente: Elaboración por Autor.

Tabla 12. Resumen de la información extraída de las instituciones proveedoras de información en formato shapefile.

ITEM	Descripción	Tipo
1	Área de concesión, corresponde a toda el área donde comercializa y distribuye energía eléctrica la EEA	Polígono
2	Bosques en protección, los bosques que son considerados como reservas naturales.	Polígono
3	Centro Poblado, indica los poblados por parroquias	Polígono
4	Centro urbano, parques, de la ciudad de Azogues	Polígono
5	Clientes, distribuidos por grupos de consumo	Puntos
6	Comercios Públicos, principales centros de abastecimientos.	Puntos
7	DEM Azogues, contiene la altura de toda el área de concesión.	Raster
8	Edificios importantes, recopilación de principales instituciones públicas y privadas relevantes.	Polígono
9	Educación, instituciones educativas.	Puntos
10	Iglesias.	Puntos
11	Industria, únicamente empresas registradas en el sistema comercial del INEC.	Puntos
12	Líneas de Transmisión y sub transmisión, registradas por el ARCONEL.	Líneas
13	Lugares turísticos, registrados en el GAD Cañar.	Polígono
14	Luminarias, registró proporcionado por la EEA.	Puntos
15	Minería, los predios registrados y con permisos de funcionamientos.	Polígono
16	Parroquias de los cantones Azogues, Alausí y Déleg.	Polígono
17	Pendientes de los terrenos realizadas por el IGM	Polígono
18	Poblados, los centros habitados, se podría considerar como barrios de cada parroquia.	Puntos
19	Lagos, áreas con agua registradas por el IGM.	Polígono
20	Ríos, toda la red hídrica unificada espacialmente.	Líneas
21	Salud, los centros de atención hospitalaria y centros de salud.	Puntos
22	Seguridad, registros por el INEC de la ubicación de UPC y destacamentos policiales y militares.	Puntos
23	Turístico, lugares registrados por el GAD Cañar como turísticos.	Puntos
24	Uso de suelo, información sobre la asignación de suelos.	Polígono
25	Vías, registradas con sus respectivas clasificaciones realizadas por el MOTP.	Líneas

Fuente: Elaboración por Autor.

Es de primordial importancia obtener la mayor cantidad de información geográfica, la misma que ha sido obtenida de las distintas fuentes mencionadas.

En casos donde se han obtenidos capas con el mismo contenido, se ha verificado su información relacionando espacialmente con imágenes satelitales [30], mediante la utilización de mapas bases en la librería de ArcGis.

Los datos recolectados son archivos en formato shapefile (.shp) [21] de tipo puntos, polígonos y DEM's (Modelos digitales de Elevación) de los cuales destacan los descritos en la tabla anterior.

2.4.1 Creación de mapa de restricciones.

La metodología utilizada fue, agregar una columna de información sobre la restricción y atracción, en cada capa o shapefile, para identificar las áreas restringidas o no.

Por mencionar sobre el Ítem 24 de la Tabla 12, se considera la área correspondiente al uso de suelo de Bosque como cero, dado que esta se encuentra protegida hasta la fecha actual por lo destacado en los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial (PDOT) [31], así también se consultó los PDOT de los cantones Azogues [32], [33] y [34] , Déleg [35] y Alausí [36], sobre cuál es el uso del suelo actual y proyectado.

OBJECTID	Shape	USO	CODIGO	PendienteCr	Descrip	Shape_Length	Shape_Area	Restriccion	Atraccion	Descripcion
385	Polygon	Wn	Wn	100	Agua	585.788098	18788.704745	0	1	<Null>
386	Polygon	Wn	Wn	100	Agua	1106.738062	58911.342856	0	1	<Null>
376	Polygon	Va/Pn	Va/Pn	<Null>	Natural	6937.274167	892809.12742	1	0	<Null>
338	Polygon	Va	Va	<Null>	Natural	8352.641977	1012303.823215	1	0	<Null>
328	Polygon	Va	Va	<Null>	Natural	3348.491306	348108.507057	1	0	<Null>
329	Polygon	Va	Va	<Null>	Natural	3025.37344	373951.276529	1	0	<Null>
330	Polygon	Va	Va	<Null>	Natural	3578.720086	413318.758479	1	0	<Null>
331	Polygon	Va	Va	<Null>	Natural	7045.304476	443062.568927	1	0	<Null>
332	Polygon	Va	Va	<Nulls>	Natural	5322.028184	471612.459046	1	0	<Nulls>

Figura 25. Clasificación de datos con Restricción y Atracción, capa de uso de suelo.

Fuente: Elaboración por Autor.

De la figura se aprecia que la columna restricción cuenta con clasificación 1 (indica que no hay restricciones).

Las áreas que son de cultivos o naturales, se corroboro con la ubicación actual de clientes, y se obtuvo que existe población en estas áreas, mientras en las áreas de bosques aún no se aprecia población por lo que se coloca 0 (indica si hay restricción), por lo que esta área hasta el momento está prohibida para la población [32], [33], [35] y [36].

En análisis general, para las capas se dio:

- **Uno:** al área donde se puede habitar y donde más pronto se habitaría por la presencia actual de clientes.
- **Cero:** corresponde a las áreas donde está prohibido o en conservación hasta el momento.

Esta clasificación se dio mediante dos modelos de programación grafica realizado con la herramienta de ArcGis denominada ModelBuilder [18].

El primer modelo crea una capa de formato shapefile o mapa de restricciones para puntos y líneas denominado “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”.

El segundo modelo crea una capa de formato shapefile o mapa de restricciones para polígonos denominado “1B MBRP Restricción de Polígonos”.

Se presenta la programación grafica e interfaz de cada modelo.

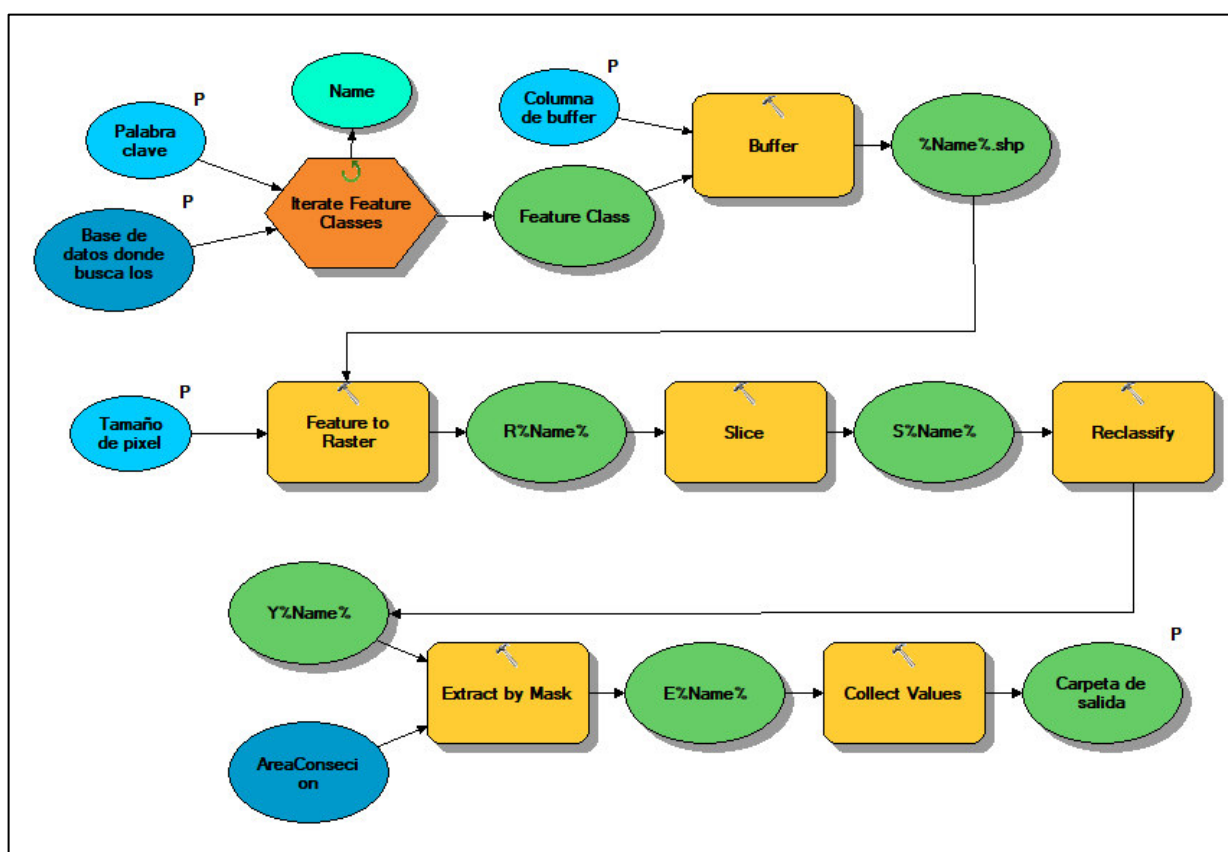


Figura 26. Programación en ModelBuilder del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”, obtiene un mapa de restricción individual de capas de puntos y líneas.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

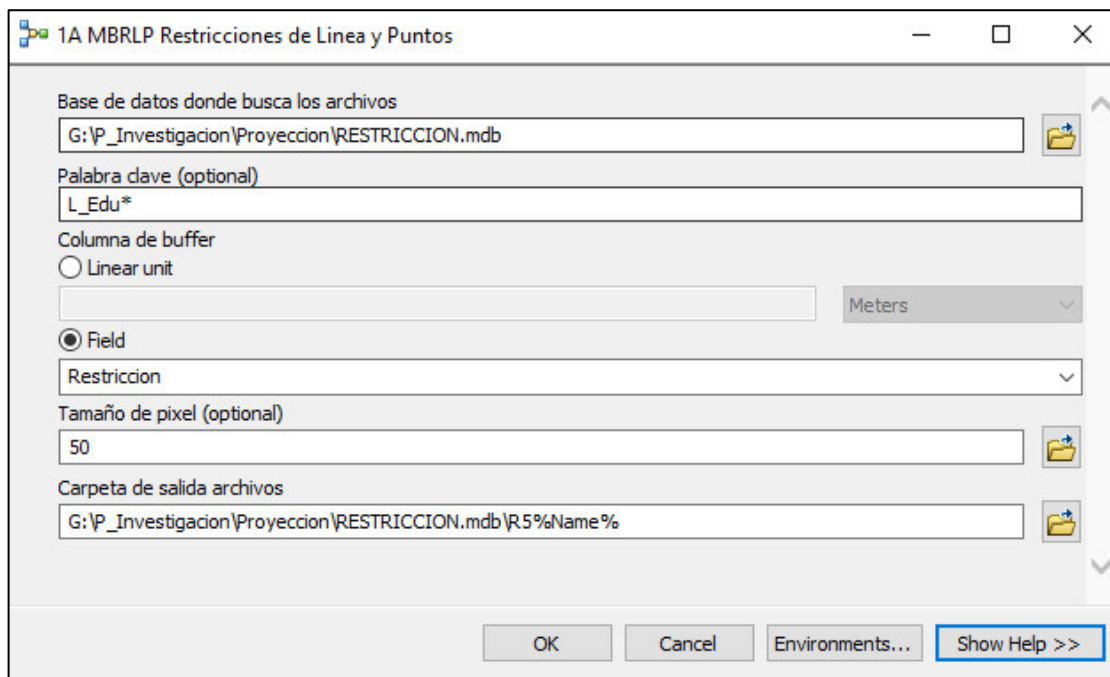


Figura 27. Interfaz del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”, se obtiene un mapa de restricción individual de capas de puntos y líneas.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

La programación gráfica se simplifica en la ventana de la Figura 27, donde el campo de mayor relevancia a ingresar es:

Palabra clave: la misma que indica cuales son las primeras letras que contiene la capa a buscar dentro de una determinada geodatabase. Por lo cual es recomendable colocar una letra representativa a cada shapefile, en este caso se colocó “L_” que indica los shapefile de puntos y líneas.

Columna de buffer: selecciona la columna creada anteriormente de restricciones.

Tamaño del pixel: se recomienda colocar un valor de 1 hasta 100. Al colocar un menor valor se obtendrá una resolución visual mejor, lo que influirá en un mayor tiempo de procesamiento de la información. Como se mencionó anteriormente el tamaño, influye en el ancho y alto de visualización de la capa de salida.

Las siguientes figuras 28 y 29, indican la programación gráfica y la interfaz para la creación del mapa de restricciones de polígonos. Los campos a ingresar la información son similares al modelo anterior.

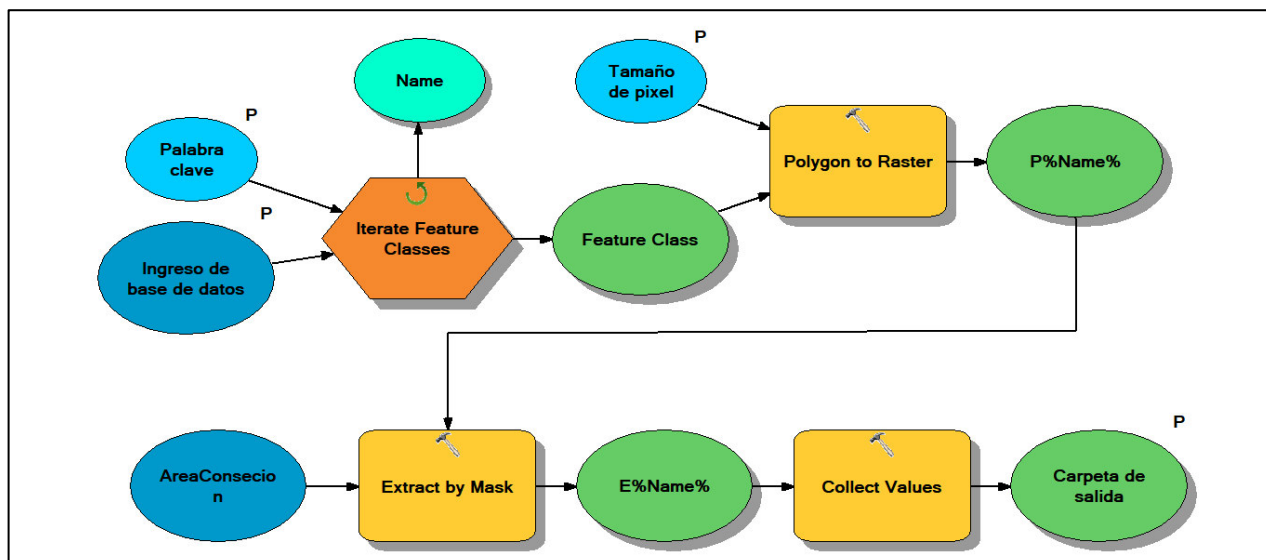


Figura 28. Programación del modelo “1B MBRP Restricción de Polígonos” permite obtener un mapa de restricción individual de capas de polígonos.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

Figura 29. Interfaz del modelo “1B MBRP Restricción de Polígonos” para obtención de mapa de restricción individual de capas de polígonos.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

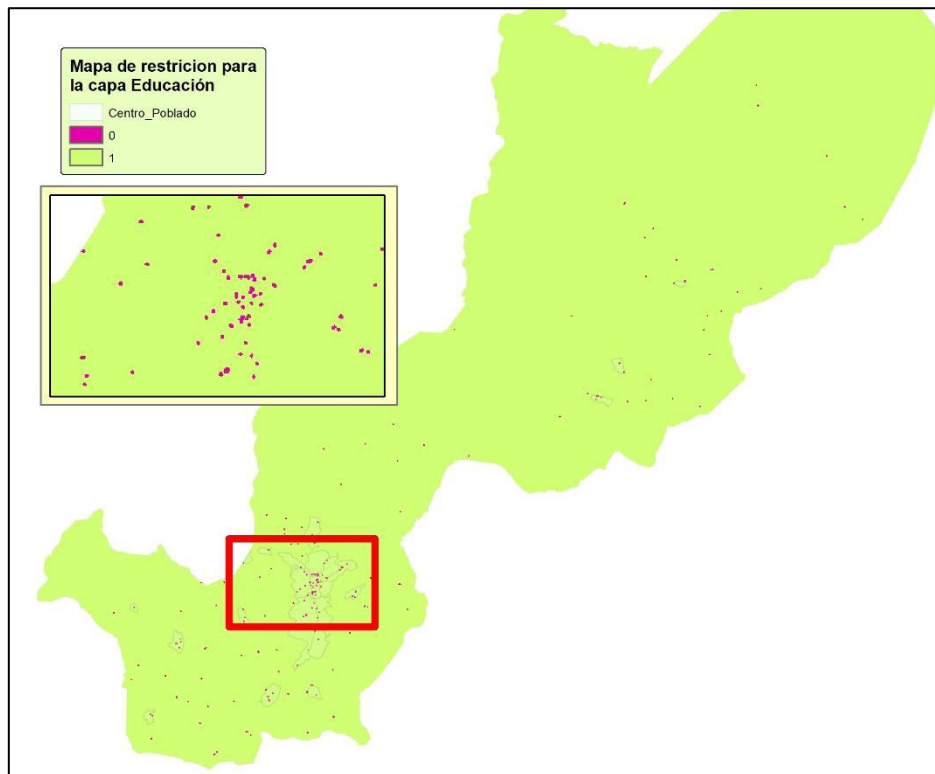


Figura 30. Mapa de restricción de la capa educación obtenida con del modelo “1A MBRLP Restricciones de Línea y Puntos”.

Fuente: Elaboración por Autor.

En cada caso se ha creado un modelo para iterar las distintas capas, con el fin de obtener el área de restricción.

El tiempo de ejecución puede ser variable en función de la capacidad del procesador del computador, (en esta investigación se utiliza una versión de procesador Intel I3 de cuarta generación), el modelo para los puntos y líneas tarda un estimado de 35 minutos (con el tamaño del pixel en 50) para obtener las capas clasificadas en áreas restringidas y habilitadas para la población, mientras que el modelo de polígonos tarde 30 minutos hasta entregar capas con clasificación entre restringida y habilitada, Los tiempos de ejecución pueden variar dependiendo de la calidad de los pixeles del raster [37] (matriz de cuadrados, celdas o pixeles con un valor único) de salida.

Siguiente a la obtención individual de los mapas de restricciones, se procede a sumar cada capa mediante la herramienta “Rater Calculator” [10], para obtener un mapa total de restricciones.

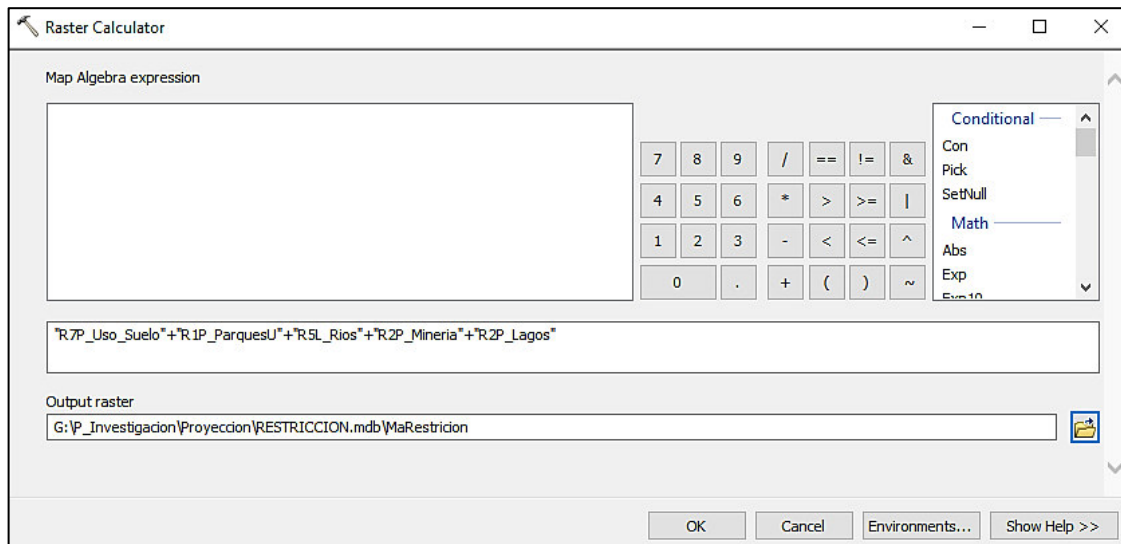


Figura 31. “Raster Calculator” – Calculadora raster, permite sumar capas en formato raster.

Fuente: Caja de herramientas ArcGis [10].

2.4.2 Mapas individuales de preferencias.

Para este mapa se toman consideraciones de preferencias de donde habitan actualmente cada grupo de consumo y evitando un crecimiento desequilibrado del asentamiento humano [38], lo cual lleva a una clasificación basada en las ubicaciones actuales, tomando como referencia principalmente las distancias respecto a las vías [7], [13], entre otros lugares o factores que se considere influyente para la vivienda.

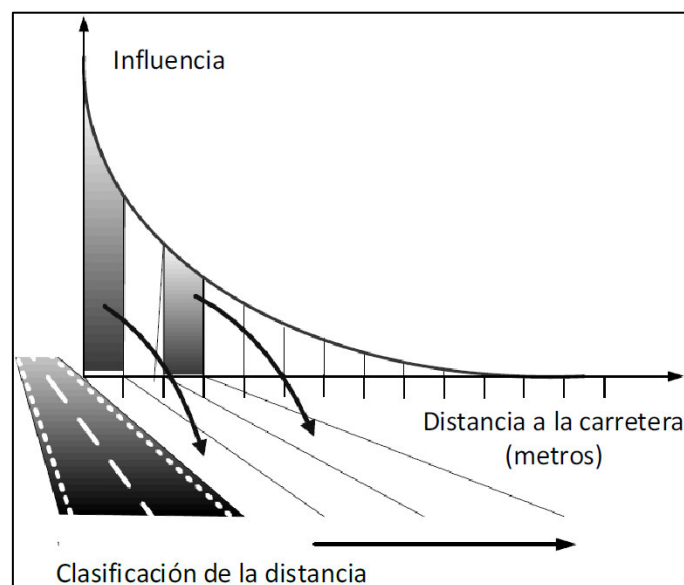


Figura 32. Método de clasificación de la distancia a vías, para los clientes o puntos de carga.

Fuente: Tomado de [7].

En la figura anterior, la distancia más cercana a la vía tiene un mayor valor y se vuelve más atractivo para el sector residencial o comercial por estar cerca al eje vial según los PDOT [32], mientras que para el industrial no es tan atractivo debido a que éste necesita grandes áreas para su funcionamiento.

Lo indicado implica un nuevo modelo para el cálculo de estas preferencias, por lo tanto, se puede mencionar que cada mapa será un factor de influencia sobre el otro. Estos serán más complejos dado que se utiliza rangos, clases o intervalos de medidas que posteriormente serán sumados, pero de forma ponderada, lo cual lleva al uso de estadística descriptiva [7] para obtener el peso de cada factor a utilizar.

Se creó el siguiente modelo denominado “2 MPD Preferencias y Distancias” para obtener las distancias, densidades y una reclasificación de cada capa que se considere influyente de acuerdo a los resultados obtenidos por la parte estadística.

La grafica a continuación presenta los comandos desde la ventana de ModelBuilder [18] para identificar la programación realizada y la secuencia de funcionamiento.

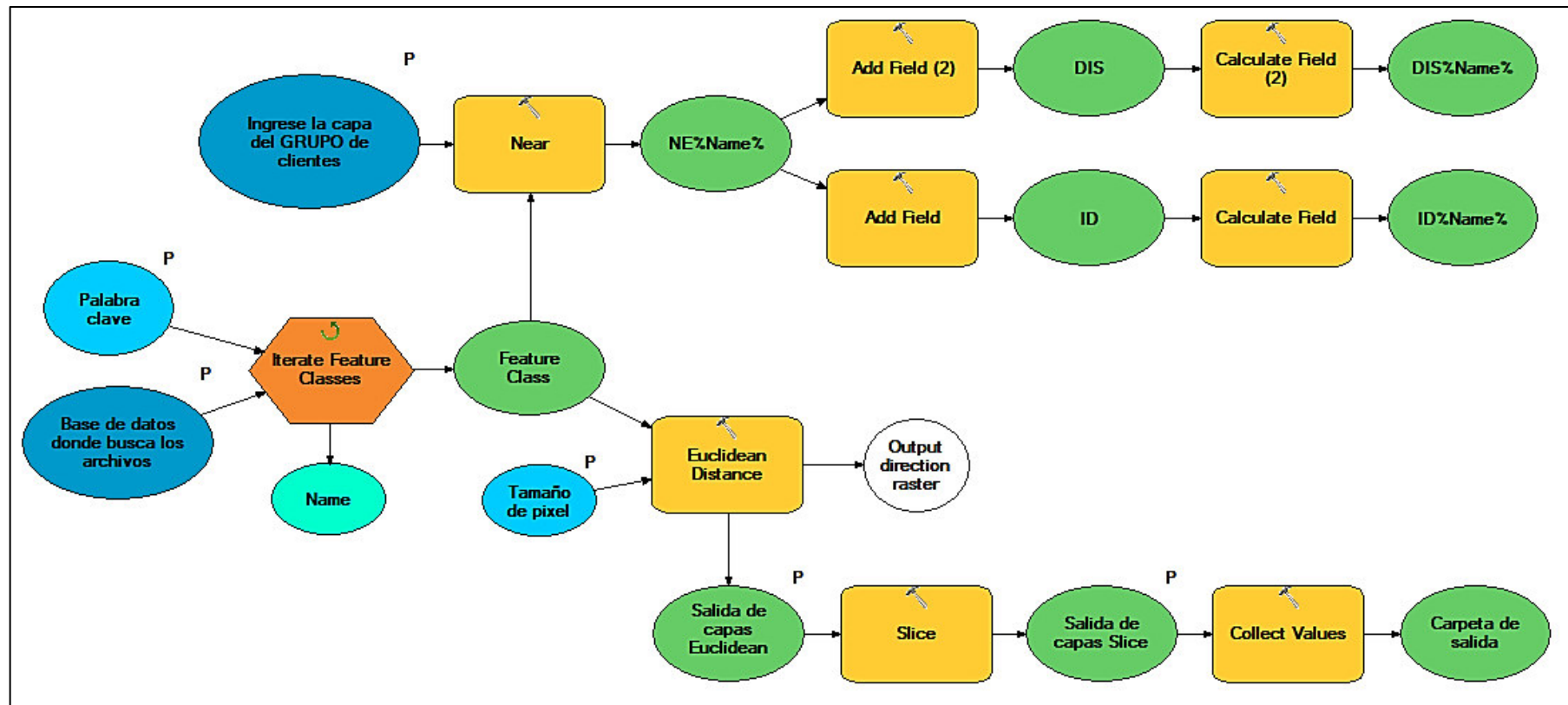


Figura 33. Programación del modelo “MPD Preferencias y Distancias”, para obtención de mapa de preferencias individual de capas de líneas y puntos.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

La programación anterior se simplifica en la ventana mostrada a continuación.

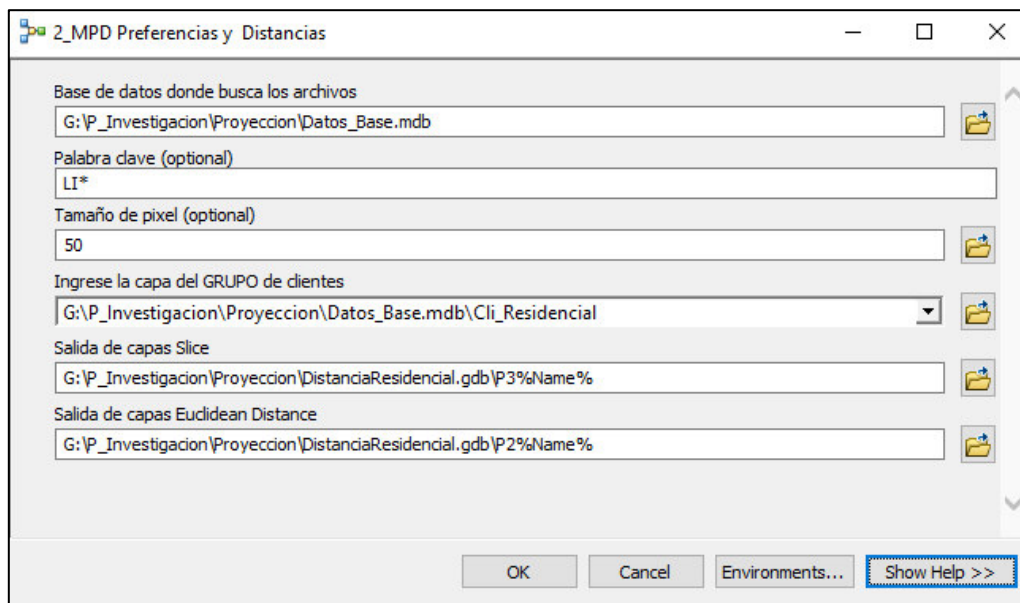


Figura 34. Interfaz del “MPD Preferencias y Distancias”, para obtención de mapa de preferencias individual de capas de líneas y puntos.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

De la interfaz anterior se debe tener atención al ingresar la Palabra clave, y el Tamaño del pixel.

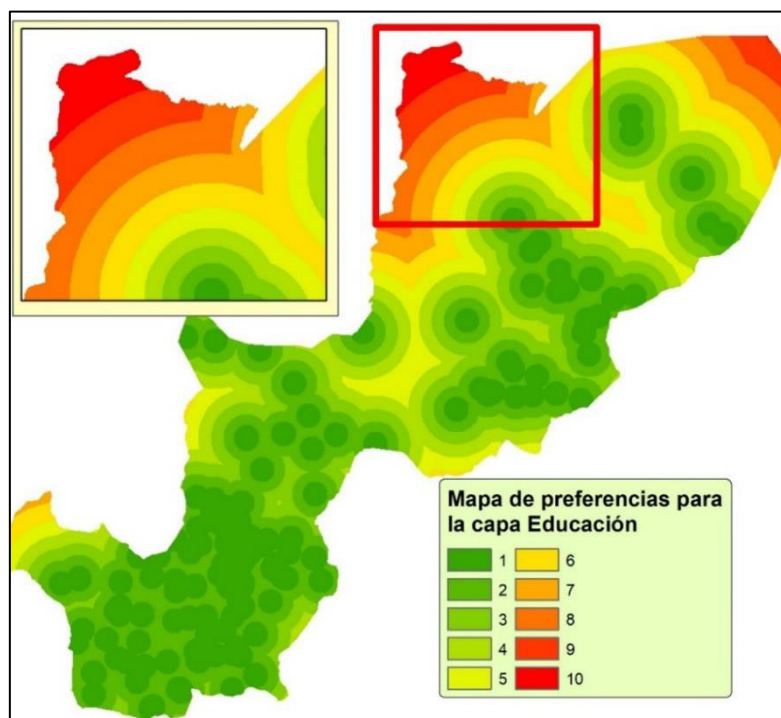


Figura 35. Mapa de preferencias de la capa educación obtenido con el modelo “MPD Preferencias y Distancias”, clasificado en 10 valores donde 1 indica cercanía y 10 el más distante.

Fuente: Elaboración por Autor.

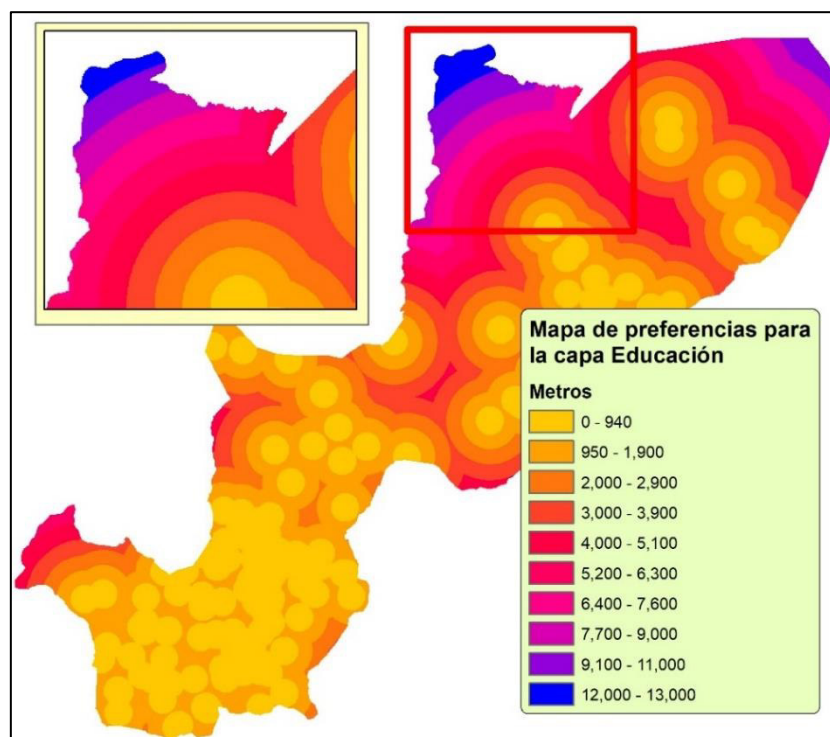


Figura 36. Mapa intermedio del modelo “MPD Preferencias y Distancias”, ejemplo de la capa educación.

Fuente: Elaboración por Autor.

De la Interfaz o modelo “MPD Preferencias y Distancias”, se obtiene las dos figuras anteriores, con la diferencia que la Figura 35 está en formato raster y clasificada en puntuaciones de 1 a 10, siendo 1 cercanía a un lugar determinado y 10 el más distante. Mientras que la Figura 36 está en formato raster, pero sin reclasificar, por lo que se aprecia los intervalos de distancias desde un punto a otro punto.

Estas distancias son exportadas a Excel para filtrar los datos de texto (descripción de cada punto), los datos importantes son únicamente las distancias que se utiliza para crear una regresión lineal y un Análisis de Componente Principales (ACP) [39], por lo cual los datos deben ser guardados en una versión de compatibilidad de Excel, para ser leído por el software RStudio [40].

2.4.3 Obtención de pesos de cada factor.

Para obtener un mapa de preferencias óptimo, se elige de acuerdo al criterio recomendado en [7] donde consideran dos metodologías de análisis, y se determina que la regresión lineal multivariable es la más adecuada, por la capacidad de utilizar múltiples factores.

Para el presente trabajo investigativo se lleva a cabo el análisis de 15 factores.

Los factores están en formato shapefile (.shp) [21] estos son considerados como una primera hipótesis que se podría formular de la siguiente manera:

Hipótesis: Los 15 factores considerados son influyentes en la preferencia habitacional del grupo de clientes (Residencial, Comercial, Industrial, Otros).

Esta hipótesis será resuelta con el ACP en el software RStudio, indicando cuál de los 15 factores es de mayor relevancia y que peso o valor pose.

Tabla 13. Detalles de cada factor utilizado y su identificación en formato shapefile.

ITEM	Identificador	Factor	Formato
1	F_COMP	Comercios públicos	Puntos
2	F_DENC	Densidad de demanda Comercial	Puntos
3	F_DENI	Densidad de demanda Industrial	Puntos
4	F_DENO	Densidad de demanda Otros	Puntos
5	F_DENR	Densidad de demanda Residencial	Puntos
6	F_EDII	Edificaciones importantes	Puntos
7	F_EDU	Educación	Puntos
8	F_IGL	Iglesias	Puntos
9	F_RIO	Ríos	Líneas
10	F_SAL	Salud	Puntos
11	F_SECP	Sector poblado	Puntos
12	F_SEG	Seguridad, U.P.C.	Puntos
13	F_TUR	Turísticos	Puntos
14	F_USOS	Usos de suelo	Polígonos
15	F_VIAT	Vías Total	Líneas

Fuente: Elaboración por Autor.

Al utilizar la Interfaz “MPD Preferencias y Distancias” de la Figura 35, cada factor fue analizado respecto a cada punto y se obtuvo la distancia.

Las distancias obtenidas son almacenadas en nuevas columnas dentro de la capa del grupo de clientes que se analizó. En la figura siguiente se indica el resultado de las distancias obtenidas para el grupo de clientes Residenciales.

Table							
Cli_Residencial							
CODIGOUNIC	ConMESKWH	DIS_F_VIAT	IDF_VIAT	DIS_F_EDU	IDF_EDU	DIS_F_IGL	IDF_IGL
0200000091	5	6.190206	1923	145.3437	90	1257.369	38
0200000125	2.243056	6.57896	1923	169.4831	90	1279.514	38
0200000133	4.215278	6.57896	1923	169.4831	90	1279.514	38
0200000174	5.368056	6.865014	1923	183.7401	90	1292.598	38
0200000208	6.451389	7.010035	1923	194.9191	90	1302.909	38
0200000216	1.097222	10.82616	1940	85.03276	213	1230.422	8
0200000273	12.375	6.449689	1923	217.1127	212	1341.758	38
0200000307	9.347222	6.285407	1923	210.9949	212	1354.42	38
0200000331	1.854167	5.202785	1316	222.0047	51	1334.188	8
0200000356	4.840278	6.260044	1923	200.8833	212	1359.427	8
0200000455	2.027778	5.543842	1923	179.4273	51	1367.829	8
0200000547	40.652778	5.650299	1923	172.675	51	1378.15	8

Figura 37. Tabla de atributos de la capa Clientes Residenciales, con distancia desde un cliente hasta las distintas entidades (Vías, Educación, Iglesias, etc.) más cercana.

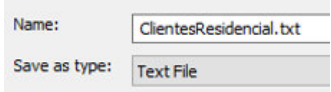
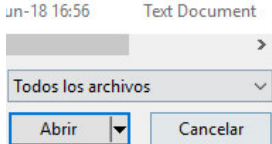
Fuente: Elaboración por Autor.

- **CODIGOUNIC:** Código único de identificación de cada cliente, (ejemplo: cliente 0200000091).
- **ConMESKWH:** Consumo en kWh registrados de cada cliente, (ejemplo: el cliente 0200000091 tiene un consumo de 5 kWh al mes).
- **DIS_F_VIAT:** Distancia lineal medida desde el cliente hasta la vía más cercana, (ejemplo: el cliente 0200000091 tiene 6,19 metros a la vía más cercana).
- **IDF_VIAT:** El Identificador de la vía, (ejemplo: el cliente 0200000091 está más cerca de la vía número 1923).

Para las demás columnas (DIS_F----- e IDF_-----) se repite los factores descritos en la Tabla 13.

Los datos de la Figura 37 son exportados a un archivo de Excel mediante el siguiente procedimiento.

Tabla 14. Detalles de pasos para exportar datos desde ArcGis a un formato texto y abrir en Excel.

PASOS	DESCRIPCION	ICONO
Paso 1	Desde la tabla de atributos seleccionar la opción de “Table options”.	
Paso 2	Buscar la opción “Export...”	
Paso 3	En la ventana “Export Data” que se abre. Se ubica en la opción “Output table” se selecciona:	
Paso 4	Se coloca un nombre y se elige el tipo de “Text File”.	
Paso 5	Desde Excel abrir el archivo de texto, seleccionando la opción Todos los archivos y buscar el archivo de texto.	

Fuente: Elaboración por Autor.

Siguiente, se realiza una filtración de datos, como es la separación de datos únicamente de distancias que corresponderán a las variables independientes X y la relación con la variable dependiente Y que corresponde al consumo eléctrico.

Los datos para ser analizados en el software estadístico RStudio, corresponden a la siguiente forma.

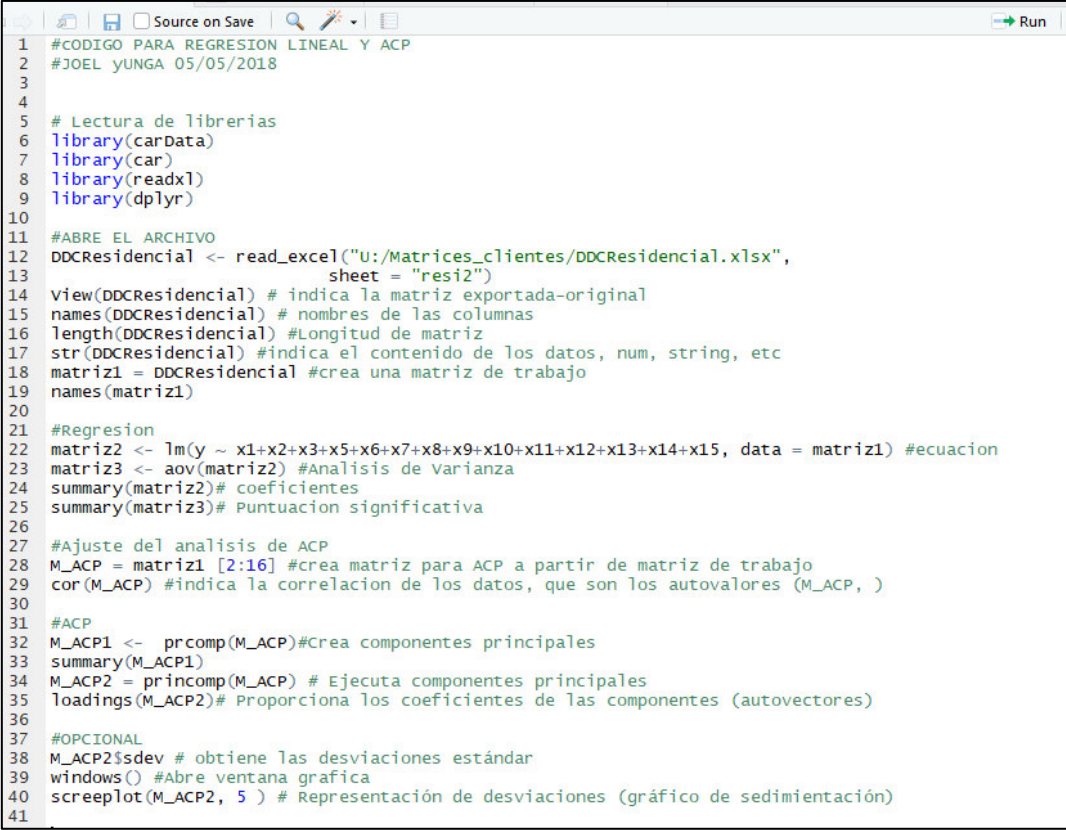
Tabla 15. Ejemplo de datos exportados a Excel y clasificados para ser exportados a RStudio.

Código Único	ConMESKWH	DIS_F_VIAT	DIS_F_IGLE		DIS_F_SECP	DIS_F_TURI
	Y	X1	X2		X14	X15
0200000091	5	6.19	145.34		1151.83	370.11
0200000125	2.24	6.57	169.48		1175.02	384.16

Fuente: Elaboración por Autor.

Los datos ordenados son utilizados en el software RStudio, el mismo ha sido utilizado por su efectividad en el cálculo estadístico, y mediante la herramienta de Análisis de Componentes Principales (ACP) [41] nos permite filtrar factores que estadísticamente son relevantes.

El programa mencionado utiliza una serie de comandos y librerías para realizar la regresión multivariable y el ACP.



```

1 #CODIGO PARA REGRESION LINEAL Y ACP
2 #JOEL YUNGA 05/05/2018
3
4
5 # Lectura de librerías
6 library(carData)
7 library(car)
8 library(readxl)
9 library(dplyr)
10
11 #ABRE EL ARCHIVO
12 DDCResidencial <- read_excel("U:/Matrices_clientes/DDCResidencial.xlsx",
13                             sheet = "resi2")
14 view(DDCResidencial) # indica la matriz exportada-original
15 names(DDCResidencial) # nombres de las columnas
16 length(DDCResidencial) #Longitud de matriz
17 str(DDCResidencial) #indica el contenido de los datos, num, string, etc
18 matriz1 = DDCResidencial #crea una matriz de trabajo
19 names(matriz1)
20
21 #Regresion
22 matriz2 <- lm(y ~ x1+x2+x3+x5+x6+x7+x8+x9+x10+x11+x12+x13+x14+x15, data = matriz1) #ecuacion
23 matriz3 <- aov(matriz2) #Análisis de Varianza
24 summary(matriz2) # coeficientes
25 summary(matriz3) # Puntuacion significativa
26
27 #Ajuste del análisis de ACP
28 M_ACP = matriz1 [2:16] #crea matriz para ACP a partir de matriz de trabajo
29 cor(M_ACP) #indica la correlacion de los datos, que son los autovalores (M_ACP, )
30
31 #ACP
32 M_ACP1 <- prcomp(M_ACP) #Crea componentes principales
33 summary(M_ACP1)
34 M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
35 loadings(M_ACP2) # Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)
36
37 #OPCIONAL
38 M_ACP2$stdv # obtiene las desviaciones estándar
39 windows() #Abre ventana grafica
40 screeplot(M_ACP2, 5 ) # Representación de desviaciones (gráfico de sedimentación)
41

```

Figura 38. Código de programación para realizar regresión lineal multivariable y ACP.

Fuente: Elaboración por Autor mediante [40].

La programación utilizada consta de librerías [42] y segmentos:

- **Librerías car - cardata:** Ejecuta la regresión multivariable
- **Librería readxl:** Carga el archivo Excel.
- **Librería dplyr.** Permite cargar matrices de datos y manipular por columnas.
- El primer segmento de programación “Abre el archivo”, es decir, llama al archivo de Excel y se visualiza para confirmar los datos y nombres de las variables.
- El segundo segmento “**Regresión**”, realiza la regresión de la matriz formada por todas las multivariabes independientes (x1, x2,----- x15) y la variable dependiente “y” (consumo mensual)

- El tercer segmento **“Ajuste del análisis de ACP”** crea la matriz solo de las variables independientes y calcula la correlación.
- Finalmente, el cuarto segmento **“ACP”** calcula los valores de las variables independientes.
- La parte **“Opcional”** permite obtener los datos de manera visual.

El resultado del código nos entrega múltiples datos, los de importancia para nuestro análisis son los coeficientes de mayor importancia, los mismos que son identificados con asteriscos (*) dependiendo de su importancia, siendo ningún asterisco de menor importancia y tres asteriscos de mayor importancia.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> #regresión
> matriz2 <- lm(y ~ x1+x2+x3+x5+x6+x7+x8+x9+x10+x11+x12+x13+x14+x15, data = matriz1) #ecuacion
> matriz3 <- aov(matriz2) #Análisis de Varianza
> summary(matriz2)# coeficientes

Call:
lm(formula = y ~ x1 + x2 + x3 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 +
    x11 + x12 + x13 + x14 + x15, data = matriz1)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1.5813 -0.3905 -0.2588 -0.0207  26.7253

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.155445   0.410804   0.378  0.7052
x1          -1.614078   2.304625  -0.700  0.4838
x2          -0.408223   0.322861  -1.264  0.2062
x3          -0.398648   0.200617  -1.987  0.0471 *
x5          -0.113309   0.269518  -0.420  0.6742
x6           0.005230   0.015047   0.348  0.7282
x7           3.041721   1.284669   2.368  0.0180 *
x8           0.647550   0.413025   1.568  0.1171
x9          -0.027251   0.180294  -0.151  0.8799
x10         -0.040909   0.057766  -0.708  0.4789
x11         -0.033927   0.091785  -0.370  0.7117
x12          0.490833   0.229928   2.135  0.0329 *
x13          0.017344   0.076270   0.227  0.8201
x14          0.073134   0.082731   0.884  0.3768
x15         -0.003387   0.016080  -0.211  0.8332
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.462 on 1950 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.01013, Adjusted R-squared:  0.003026
F-statistic: 1.426 on 14 and 1950 DF, p-value: 0.1327

```

Figura 39. Resultado de regresión para el grupo Comercial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.

Fuente: Elaboración por Autor mediante [40].

Al realizar un ACP se aplica técnicas estadísticas para sintetizar información, en nuestro caso buscar los factores más representativos y sus respectivos pesos para la realización de la suma ponderada.

Para el desarrollo del ACP se inicia analizando la matriz de correlaciones [43], [44] y [39], identificando cuales variables están más relacionadas entre sí.

> cor(M_ACP) #indica la correlacion de los datos, que son los autovalores (M_ACP,)

	DIS_F_VIAT	DIS_F_EDU	DIS_F_IGL	DIS_F_SEG	DIS_F_RIO	DIS_F_IND	DIS_F_DENO	DIS_F_DENI	DIS_F_DENC	DIS_F_COMP	DIS_F_SAL	DIS_F_SECP	DIS_F_TURI	uso suelo	DIS_F_DENR	
	x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13	x14	x15	
x1	1.00000000	0.34198561	0.01842855	0.35555189	0.05735103	0.3594088	0.37652548	0.43140165	0.41347965	0.39011561	0.38412817	-0.13027064	0.33619661	0.40448212	-0.2426558	
x2	0.34198561	1.00000000	0.08079296	0.49119944	-0.04012186	0.3398559	0.76739926	0.45817691	0.43378784	0.49485328	0.49739301	-0.17165117	0.39945619	0.19445510	-0.4217310	
x3	0.01842855	0.08079296	1.00000000	0.03301359	0.07543574	-0.0552157	0.28556619	0.03395215	0.14973634	-0.09997971	0.12645786	0.73167635	-0.08841749	-0.21556858	0.5264764	
x4	0.35555189	0.49119944	0.03301359	1.00000000	0.13044512	0.6118866	0.54944006	0.75166964	0.73170299	0.77584735	0.86734166	-0.19470509	0.72841368	0.16943829	-0.3716488	
x5	0.05735103	-0.04012186	0.07543574	0.13044512	1.00000000	0.3805346	0.03407294	0.21371933	0.11406552	0.10669662	0.14917525	-0.02220486	0.24001200	0.04596508	0.1129384	
x6	0.35940878	0.33985595	-0.05521570	0.61188659	0.38053456	1.00000000	0.37090425	0.65667655	0.59023313	0.56385962	0.58787354	-0.24525915	0.62237075	0.15694810	-0.3980258	
x7	0.37652548	0.76739926	0.28556619	0.54944006	0.03407294	0.3709042	1.00000000	0.51269340	0.51993976	0.52478603	0.57695431	-0.01238897	0.45929061	0.16102875	-0.3270771	
x8	0.43140165	0.45817691	0.03395215	0.75166964	0.21371933	0.6566766	0.51269340	1.00000000	0.81993414	0.77018710	0.82182496	-0.12063477	0.61834005	0.19629367	-0.3214141	
x9	0.41347965	0.43378784	0.14973634	0.73170299	0.11406552	0.5902331	0.51993976	0.81993414	1.00000000	0.68487371	0.82534395	-0.02203372	0.53126645	0.14210218	-0.2489954	
x10	0.39011561	0.49485328	-0.09997971	0.77584735	0.10669662	0.5638596	0.52478603	0.77018710	0.68487371	1.00000000	0.79358298	-0.32020129	0.59997178	0.24009801	-0.4866792	
x11	0.38412817	0.49739301	0.12645786	0.86734166	0.14917525	0.5878735	0.57695431	0.82182496	0.82534395	0.79358298	1.00000000	-0.07170568	0.61460131	0.13808460	-0.3049250	
x12	-0.13027064	-0.17165117	0.73167635	-0.19470509	-0.02220486	-0.2452591	-0.01238897	-0.12063477	-0.02203372	-0.32020129	-0.07170568	1.00000000	-0.30714198	-0.29051110	0.6986294	
x13	0.33619661	0.39945619	-0.08841749	0.72841368	0.24001200	0.6223708	0.45929061	0.61834005	0.53126645	0.59997178	0.61460131	-0.30714198	1.00000000	0.19010466	-0.4624964	
x14	0.40448212	0.19445510	-0.21556858	0.16943829	0.04596508	0.1569481	0.16102875	0.19629367	0.14210218	0.24009801	0.13808460	-0.29051110	0.19010466	1.00000000	-0.2762737	
x15	-0.24265578	-0.42173101	0.52647643	-0.37164881	0.11293842	-0.3980258	-0.32707706	-0.32141413	-0.24899536	-0.48667920	-0.30492500	0.69862938	-0.46249641	-0.27627365	1.00000000	

Figura 40. Matriz de correlación para el grupo residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

La matriz obtenida es cuadrada de 15x15 y de tipo simétrica, de allí la diagonal de 1,00. En la identificación se realiza la inspección de los valores más significativos, es decir superiores a 0,5 [41]. En la matriz se han resaltado con morado para identificar los que poseen un valor superior a 0,5. De esta matriz se aprecia que las variables x1, x2 y x3 no poseen ninguna relación, lo que se puede interpretar que las vías, los centros educativos y las iglesias tienen poca atracción para los clientes residenciales.

Luego se selecciona los factores o variables independientes que sean representativos, y se inicia un proceso de iteraciones hasta obtener el mayor puntaje en el primer componente con los factores más relevantes. En el ejemplo siguiente corresponde las iteraciones al modelo Comercial donde se obtuvo que el 75,24% de la representación del consumo energético está influenciado por seis factores.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1      PC2      PC3      PC4      PC5      PC6
Standard deviation  1.3817 0.5523 0.41786 0.30290 0.19325 0.14030
Proportion of Variance 0.7524 0.1202 0.06881 0.03616 0.01472 0.00776
Cumulative Proportion 0.7524 0.8726 0.94137 0.97753 0.99224 1.00000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3 Comp.4 Comp.5 Comp.6
x3    0.113      0.500 0.621      0.586
x9   -0.145      0.987
x10 -0.777 0.465 -0.248 0.324 -0.117
x11 -0.413      0.744 -0.514
x12 0.160 0.130 0.366 0.420      -0.804
x13 -0.408 -0.871      0.257

```

Figura 41. Resultado representativo de 75,24% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor mediante [40].

- Los **componentes importantes** (PC1, -----, PC6) es el valor de importancia, representa el valor total de cada columna. (Comp.1, -----, Comp.6).
- La fila **“Proportion of variance”** y columna PC1 indica un valor de **0,7524**, y sucesivamente da los valores de cada componente principal, en nuestro caso de estudio, corresponde a la interpretación como: PC1 equivale al 75% del total de los datos. Las columnas PC2 en adelante no son significativas para este caso de estudio.
- De la sección **“Loadings”** la columna “Comp.1” representa el 75% indicado por el PC1, y este valor está distribuido según los valores de cada fila (x3, x9, x10, x11, x12 y x13). Desde la columna Comp,2 en adelante no es significativo para este caso de estudio

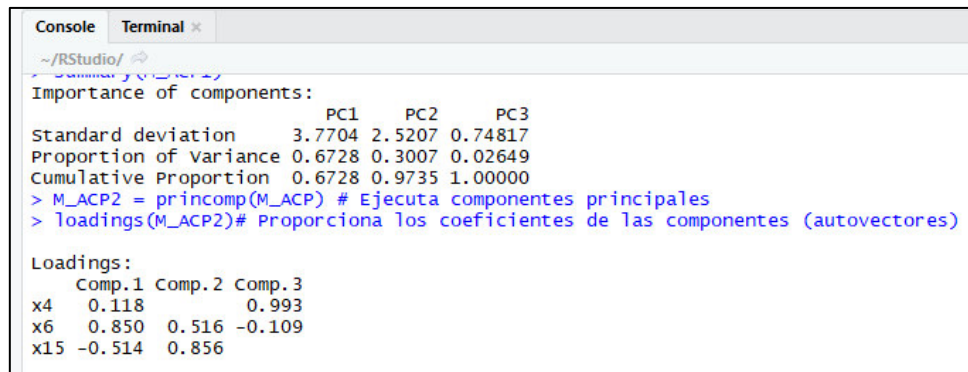
En la figura también se aprecia cual es el valor que pertenece a cada factor (x3, x9, x10, x11, x12 y x13). Dado que este primer ACP (ACP1) representa únicamente el 75%=0,7524 (PC1) de los factores o variables independientes, se procedió a realizar un nuevo ACP (ACP2) pero excluyendo las variables que ya tienen peso (x3, x9, x10, x11, x12 y x13).

$$PC1_{(\text{del primer ACP1})} = PoV_{(\text{Proportion of variance, ACP1})} \quad (6)$$

Si PC1 (del ACP1) de la Figura 41 equivale al 0,7524 de los factores. Por lo tanto, en el segundo ACP (ACP2) el PC1 equivaldrá a la diferencia del primer ACP (ACP1):

$$PC1_{(\text{del segundo ACP2})} = 1 - PoV_{(\text{Proportion of variance, ACP1})} \quad (7)$$

El segundo ACP (ACP2) entrega un resultado en la columna PC1 que representará, en este caso, el 25% de la información de factores faltantes.



```

Console Terminal x
~/RStudio/
Importance of components:
      PC1      PC2      PC3
Standard deviation  3.7704 2.5207 0.74817
Proportion of Variance 0.6728 0.3007 0.02649
Cumulative Proportion 0.6728 0.9735 1.00000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2) # Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3
x4      0.118      0.993
x6      0.850      0.516 -0.109
x15     -0.514      0.856

```

Figura 42. Resultado representativo de 0,6728=25%, obtenido para las tres variables del segundo ACP, para el grupo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor mediante [40].

Ahora, se procede a realizar la distribución del 75% para los 6 factores (x3, x9, x10, x11, x12 y x13) y el 25% para los 3 factores (x4, x6 y x15). El resultado final es el que se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 16. Factores representativos del grupo Comercial, resultados tabulados a partir del ACP.

Factores representativos para el grupo Comercial			Puntuación	Porcentaje	Peso
F_IGL	Iglesia	X3	0,0096	1,0%	1
F_SEG	Seguridad	X4	0,0034	0,3%	0
F_IND	Industria	X6	0,1788	17,9%	18
F_DENI	Densidad Industrial	X9	0,0158	1,6%	2
F_COMP	Comercios Públicos	X10	0,4542	45,4%	45
F_SAL	Salud	X11	0,1283	12,8%	13
F_SECP	Sectores Públicos	X12	0,0193	1,9%	2
F_TUR	Turísticos	X13	0,1252	12,5%	13
F_DENC	Densidad Comercial	X15	0,0654	6,5%	6
Total			1,00	100%	100

Fuente: Elaboración por Autor

Los pesos obtenidos se han validado mediante los shapefile de cada factor en ArcMap, para ejemplo del grupo Comercial, el factor de mayor valor $F_COMP = X10 = 45,4\% = 45$, se visualiza que los puntos de carga (clientes comerciales) están cercanos o agrupados con respecto los comercios públicos.

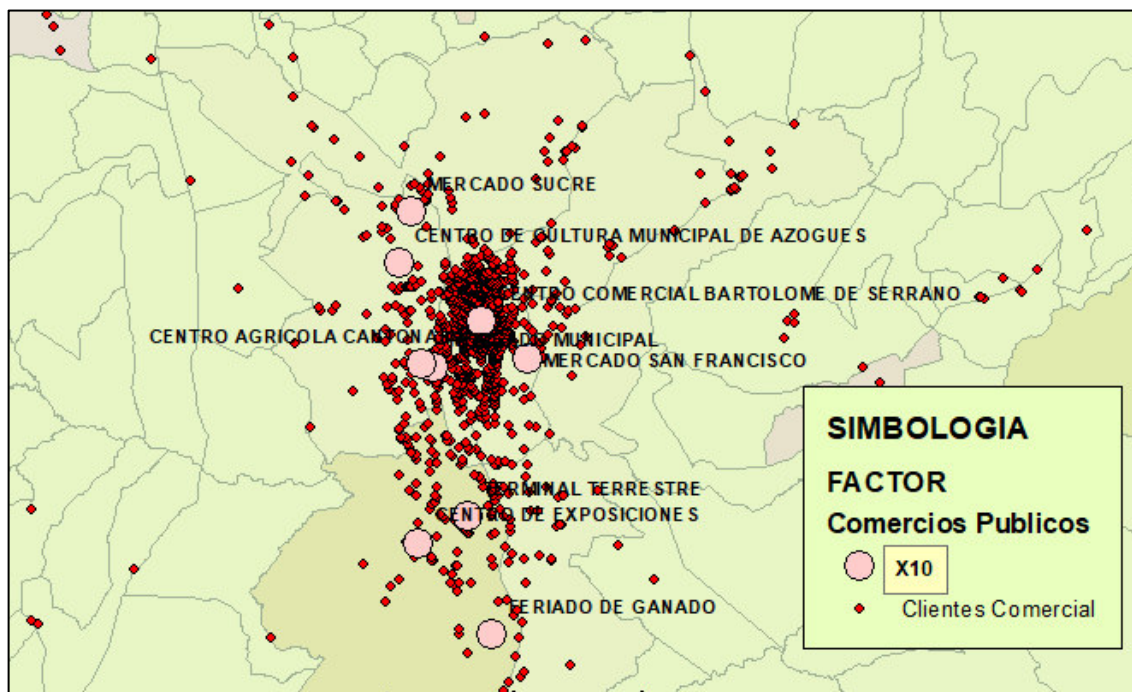


Figura 43. Validación de factor comercios públicos ($F_COMP = x10$).

Fuente: Elaboración por Autor

Se aprecia que la capa de puntos clientes está agrupado en torno a los comercios públicos, teniendo relación con los datos obtenidos, en la Tabla 16.

En la tabla descrita, se aprecia que el factor F_SEG tiene una puntuación de 0,0034, lo cual en la suma ponderada de ArcGis no puede ser considerada, debido a que los pesos considerados son valores enteros mayores que uno, ($0,3\% = 0$).

El proceso descrito en este apartado se realiza de manera similar para los grupos faltantes, los resultados obtenidos se incluye en la sección del ANEXO B.

2.5 Creación de mapa de preferencias

El proceso se realiza con la herramienta "Weighted Overlay", para cada grupo se utiliza los factores con sus respectivos pesos obtenidos del ACP y resumidos en la Tabla 16.

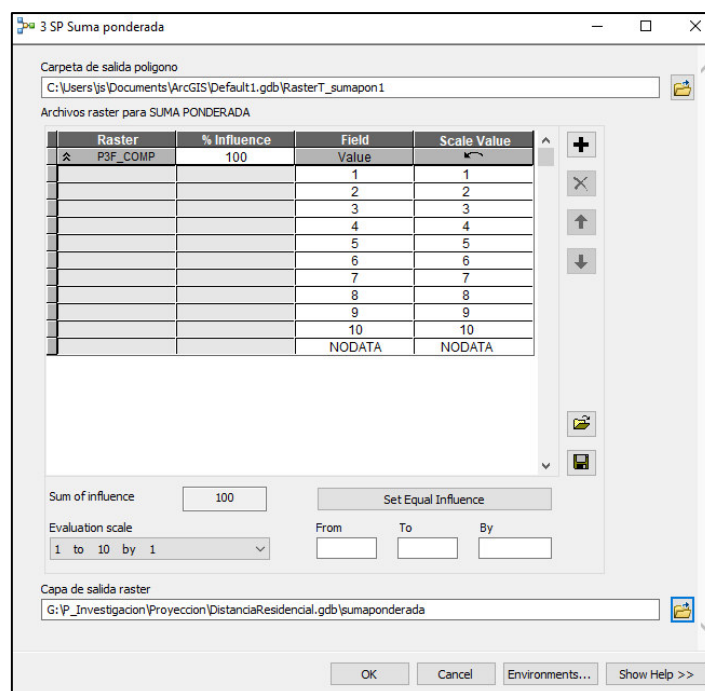
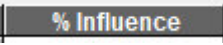
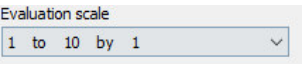


Figura 44. Herramienta “Weighted Overlay” integrada en el modelo “3 SP Suma Ponderada”.

Fuente: Elaboración por Autor mediante ModelBuilder [18].

Las opciones relevantes son:

- La opción  permite cargar nuevas capas en formato raster,
- En la opción  se debe colocar los valores de los pesos obtenidos en el ACP y resumidos, como por ejemplo de la Tabla 16.
- Con la columna  se visualiza la clasificación actual de los valores.
- En la columna  se puede reclasificar en una nueva escala.
- Mediante la opción  permite dar una escala de valores en los que se puede volver a reclasificar los valores de salida.

El siguiente grafico realizado en ModelBuilder indica la programación completa del modelo denominado “3 SP Suma Ponderada”, el modelo indicado a continuación es ilustrativo para el grupo Residencial.

La diferencia para los demás grupos es sus factores y pesos obtenidos del ACP.

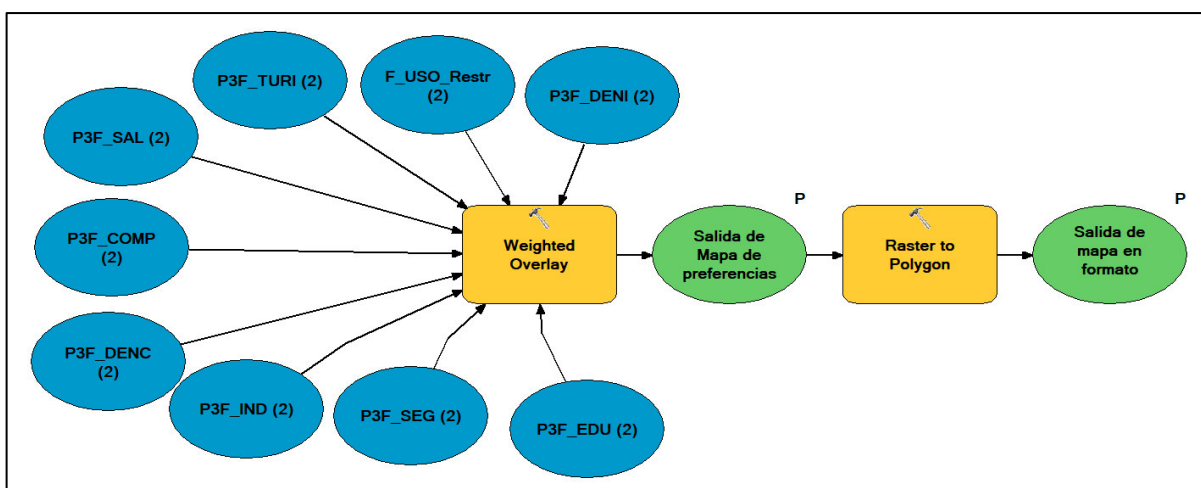


Figura 45. Modelo “3 SP Suma Ponderada”, para la obtención del mapa de preferencias, en esta representación con factores del grupo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor mediante [18].

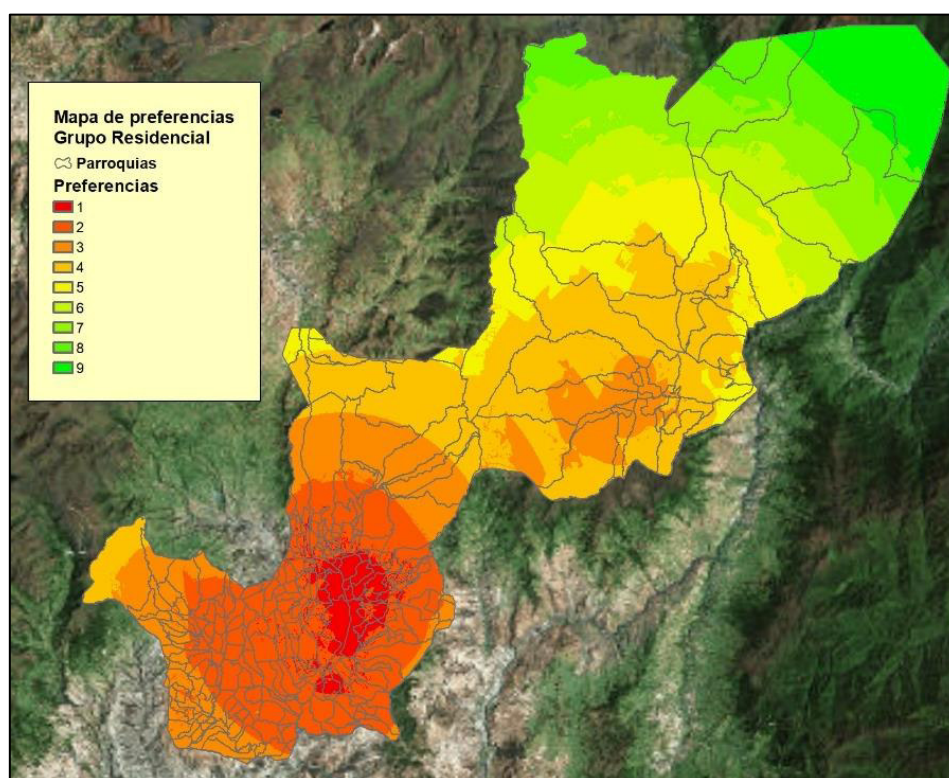


Figura 46. Mapa de preferencias para el Grupo Residencial, con escala de preferencias siendo uno el mayor grado de preferencia y 10 el menor grado de preferencia habitacional.

Fuente: Elaboración por Autor.

En la figura anterior se aprecia que las preferencias del mayor grupo de clientes residencial están ubicadas en el centro de la ciudad y también a los centros cantonales.

El modelo “3 SP Suma Ponderada” indicado en la Figura 44, admite formatos en tipo polígonos y puntos, se podría hacer para cada grupo de consumo, pero es poco eficiente por la variabilidad de los datos.

En el modelo mencionado está generalizado para obtención de mapas de preferencias de todos los grupos de clientes. Para los demás grupos únicamente se agregan capas con la opción descrita en la Figura 44.

2.6 Proyección global de la demanda eléctrica por grupos de consumo.

Es necesario unir los mapas obtenidos hasta el momento, como el de la demanda base con el de preferencias. La unión se realiza mediante la herramienta “Join Data” con la opción de promedio, obteniendo una tabla de atributos con demanda base y el valor de preferencia [7] o índice de recepción [13].

2.6.1 Modelo para la Población Proyectada denominado “21_MBP_Poblacion_Proyectada”.

El modelo siguiente se ha creado para realizar la estimación de la población futura y asignarle a una capa nueva que representa las preferencias de los usuarios del grupo residencial.

Figura 47. Modelo “21_MBP_Poblacion_Proyectada”, entrega capa en formato polígono con superficie delimitada por las preferencias habitacionales del grupo de consumo.

Fuente: Elaboración por Autor.

Los datos solicitados para la ejecución del modelo son:

- **La población actual**, hace referencia a la cantidad de clientes existentes a la fecha actual de proyección, para el caso de estudio 28 059 clientes residenciales, Tabla 9.
- **Tasa de crecimiento poblacional**, es obtenida de las proyecciones poblacionales que realiza el INEC, para el presente es de 1.76% anual [28].
- **A cuantos años desea proyectar**, es el tiempo al cual se realizará el estudio.
- **Años estimados para la saturación**. Se estima un año de saturación, es decir que en cuantos años el sector residencial saturaría el crecimiento de sus actuales preferencias.
- **Capa de población actual**, se obtiene de la base de datos de la EEA, filtrado únicamente por grupos de consumo en este caso los clientes residenciales.
- **Capa de factor de preferencia**, se utiliza la capa que obtuvo el mayor puntaje del ACP, por ejemplo de la Tabla 16, la capa de mayor puntaje es la F_COM que tiene un porcentaje de 45.4%, en el caso del grupo Residencial fue las industrias.
- **Capa de polígono**, solicita que se ingrese el mapa de usos de suelo que también podría ser la capa de Área de concesión de la empresa distribuidora.
- **Indique donde guardar**, se puede seleccionar una GDB o cualquier carpeta.

El resultado obtenido de interés son las columnas: *Pobla_Futura*, que es obtenido mediante la Curva S; *Pobla_Actual*, que indica la población del estudio, y la columna *Pobla_Total* que indica la suma de las dos columnas anteriores.

Table						
MBR_Proyeccion						
OBJECTID_12_13 *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total
1	Polygon	467705.24431	421776955.158207	6769	28058	34827

Figura 48. Tabla de atributos obtenida del modelo MBPR para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

2.6.2 Modelo para Demanda Proyectada denominado “2_MBDP Demanda Proyectada”.

El consumo de energía para el número de clientes proyectados debe ser distribuido, por lo mencionado se crea el modelo denominado “2_MBDP Demanda Proyectada”.

Con el resultado de la figura anterior, se procede ingresar al modelo creado, el mencionado realizará la distribución de los clientes nuevos o proyectados que se

obtuvieron del modelo anterior que emplea la curva S, dentro de las preferencias y disponibilidad de suelo (obtenido de los modelos anteriores), según sus preferencias habitacionales y realiza la unión de los clientes actuales con los proyectados.

Figura 49. Modelo “2_MBDP_Mapa_Base_Demanda_Proyectada”, entrega capa en formato puntos con determinado número de clientes proyectados distribuidos por las preferencias habitacionales del grupo de consumo.

Fuente: Elaboración por Autor.

En el modelo de la demanda de clientes se solicitan los siguientes datos.

- **Población actual**, los clientes actuales para el grupo de consumo.
- **Población proyectada**, el valor obtenido mediante el modelo anterior Figura 47, MBP.
- **Total en kWh**, es la suma total del consumo de energía de los clientes actuales, únicamente del grupo de consumo.
- **Factor de simultaneidad**, se determina un valor entre 0 y 1, indicando cuan real podría ser el consumo de energía por cliente, dando un valor bajo en caso de un escenario de poca carga y un valor alto para un escenario de alto consumo.
- **Factor de potencia**, para determinar qué tan real fuese el consumo de energía por cliente.
- **Capa de polígono**, la capa obtenida del módulo de la Figura 47, MBP.

- **Número de clientes a distribuirse**, se considera que la proyección da un número estimado de crecimiento, pero a criterio del planificador puede ser ingresado un menor, igual o mayor número de clientes que el proyectado.
- **Carpeta de salida**, donde se guardará el archivo de clientes o puntos generados aleatoriamente dentro del área de preferencia poblacional.

Para la unión de los clientes actuales y proyectados se ha creado el siguiente modelo.

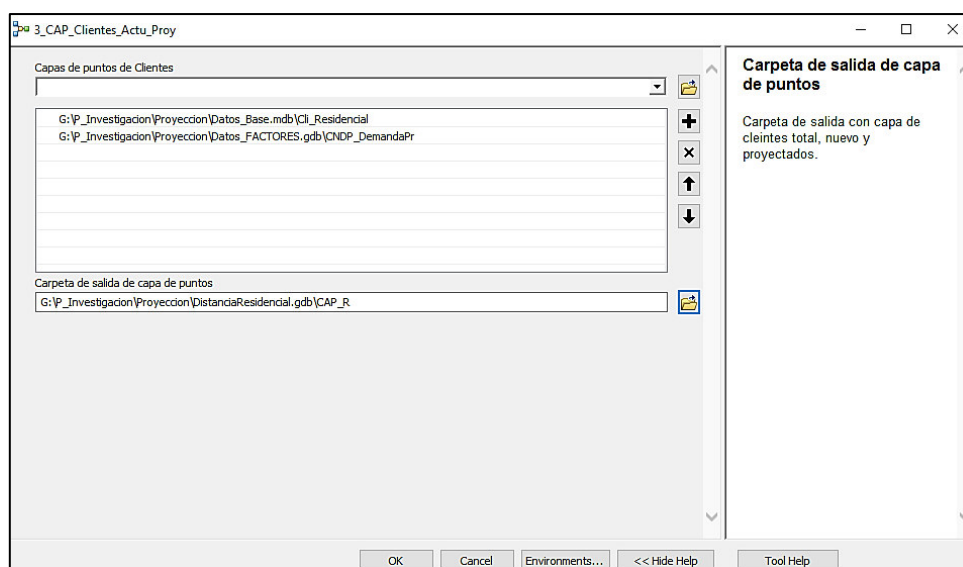


Figura 50. Modelo “3_CAP_Clientes_Actu_Proj”, realiza la unión de clientes actuales y proyectados, en el ejemplo para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Con el modelo denominado “3_CAP_Clientes_Actu_Proj”, obtenemos una capa de puntos con la siguiente información dentro de la tabla de atributos del archivo.

	OBJECTID *	Shape *	CID	Clientes	kwh_Proyectado	CODIGOUNIC	ConMESKWH	ConPro_10años
	6962	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	6963	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	6964	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	6965	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	6966	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	6967	Point	1	Proyectados	2.470699	Proyectados	0	2.470699
	8574	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200016691	0.027778	0.027778
	8621	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200018333	0.027778	0.027778
	9059	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200033746	0.027778	0.027778
	9062	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200033787	0.027778	0.027778
	9063	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200033795	0.027778	0.027778
	9357	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200038117	0.027778	0.027778

Figura 51. Tabla de atributos obtenida del modelo “2_MBDP_Mapa_Base_Demanda_Proyectada”, para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

En esta tabla es necesario crear una nueva columna de formato “Double” (con el fin de unir los datos de kWh mensuales y los kWh proyectados).

En la creada columna creada (ConPro_10años) se realiza una copia de los datos de la columna “kwh_proyectado” y los datos de la columna “ComMESKWH” utilizando la calculadora de campo, que se obtiene dando clic derecho sobre la columna y seleccionando “Field Calculator”.

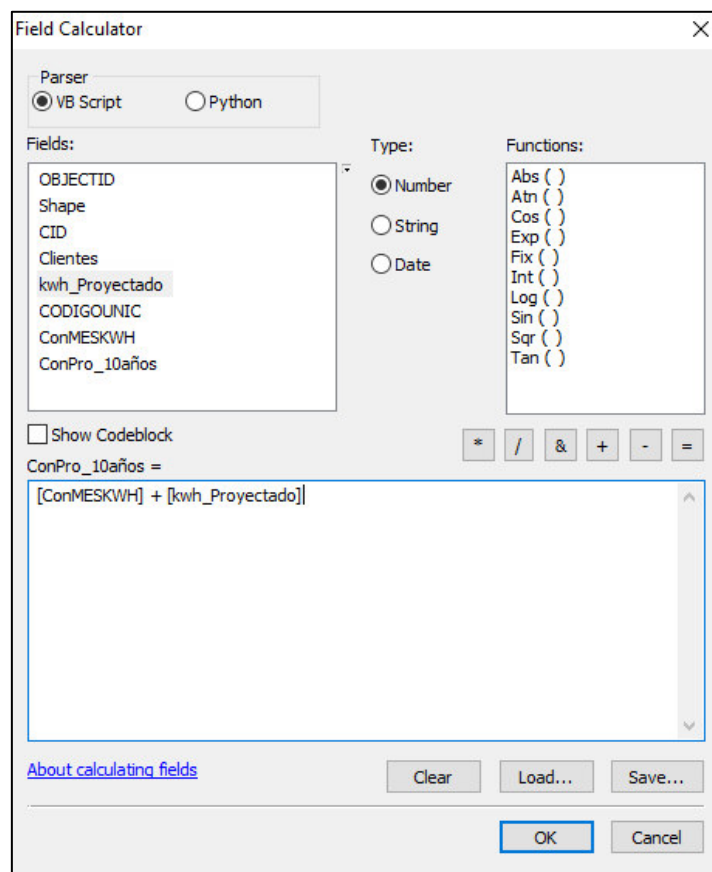


Figura 52. Herramienta “Field Calculator”, calculadora de campo.

Fuente: Herramientas de ArcMap.

2.7 Mapas de proyección eléctrica.

Con los dos modelos anteriores se obtiene la base para poder realizar las uniones espaciales por localización de atributos con la opción “Join Data” de ArcMap.

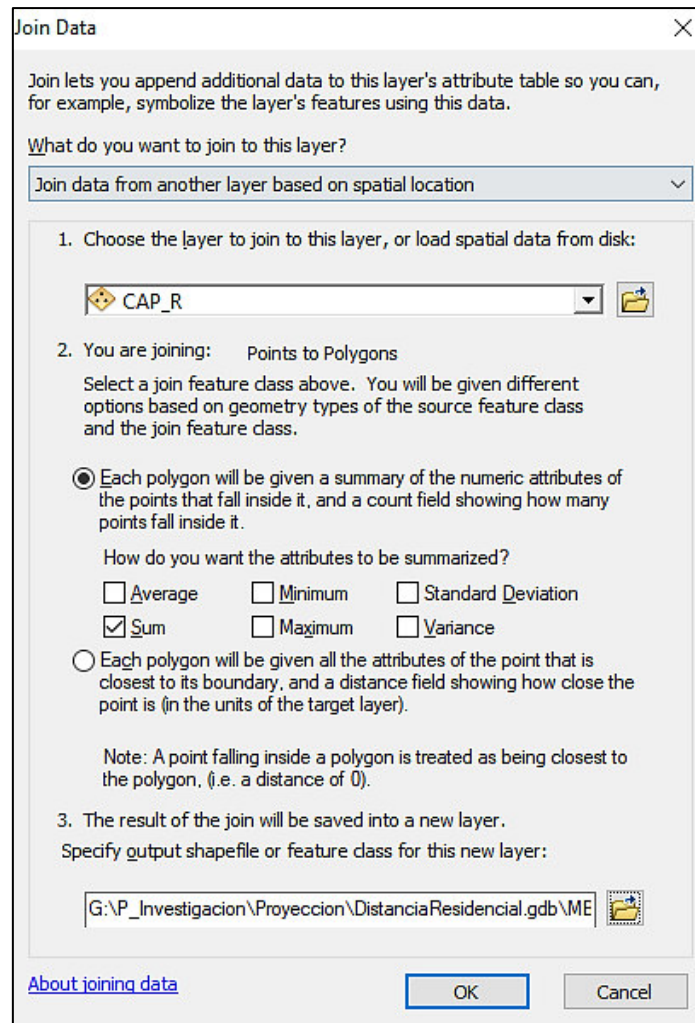


Figura 53. Herramienta “Join Data”, unión espacial por localización y suma de atributos.

Fuente: Herramientas de ArcMap.

- **La opción 1**, indica la capa con la que se va hacer la unión espacial.
- **En la opción 2**, se elige la opción de cómo se van a unir los datos que estén contenidos dentro de la cuadrícula o micro área, para este caso de estudio se utiliza la opción suma (Sum).
- **Con la opción 3**, seleccionamos donde se va a guardar la nueva capa.

El mapa MBDP se une con el de las micro áreas que fue creado anteriormente en el modelo de la Figura 19, de la unión espacial se obtiene la siguiente información en la tabla de atributos de la capa.

CNDP_D	OBJECTID	Shape *	ID_Grilla	AREA	Count	Sum_ConMESKW	Sum_kwh_Proyectado	Sum_ConPro_10anios	Shape_Length	Shape_Area
1	1	Polygon	1	96469.375	1	1.416667	<Null>	1.416667	1385.928139	96469.375
2	2	Polygon	2	250000	35	58.472221	17.294895	75.767116	2000	250000
3	3	Polygon	3	250000	23	40.958334	14.824196	55.78253	2000	250000
4	4	Polygon	4	250000	100	184.23611	17.294895	201.531006	2000	250000
5	5	Polygon	5	250000	17	32.076389	14.824196	46.900585	2000	250000
6	6	Polygon	6	250000	7	2.722222	14.824196	17.546418	2000	250000
7	7	Polygon	7	250000	26	24.548612	9.882797	34.431409	2000	250000
8	8	Polygon	8	250000	16	19.097223	14.824196	33.921419	2000	250000
9	9	Polygon	9	250000	16	24.590278	7.412098	32.002377	2000	250000
10	10	Polygon	10	250000	48	110.090278	7.412098	117.502376	2000	250000
11	11	Polygon	11	250000	7	6.805556	12.353497	19.159053	2000	250000
12	12	Polygon	12	250000	9	8.055556	9.882797	17.938353	2000	250000
13	13	Polygon	13	250000	6	<Null>	14.824196	14.824196	2000	250000
14	14	Polygon	14	250000	22	54.270836	7.412098	61.682933	2000	250000
15	15	Polygon	15	250000	49	292.361111	14.824196	307.185307	2000	250000

Figura 54. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Se aprecia que la columna “Sum_ConPro_10anios “ es la más importante de esta unión, esta columna contiene la suma de la energía eléctrica de todos los clientes (actuales y proyectados), así también podemos apreciar que la columna “Count_” indica cuantos clientes se encontrarían dentro de una micro área en 10 años, en este caso de estudio.

Con la opción de “Statistics”, que se ingresa dando clic derecho sobre el encabezado de la columna de preferencia (en este caso “Sum_ConPro_10anios “) de la misma tabla de atributos, se obtiene el resumen estadístico indicado a continuación. Por destacar la suma, la cual indica el consumo total de energía que tendría en 10 años toda el área de concesión de la EEA.

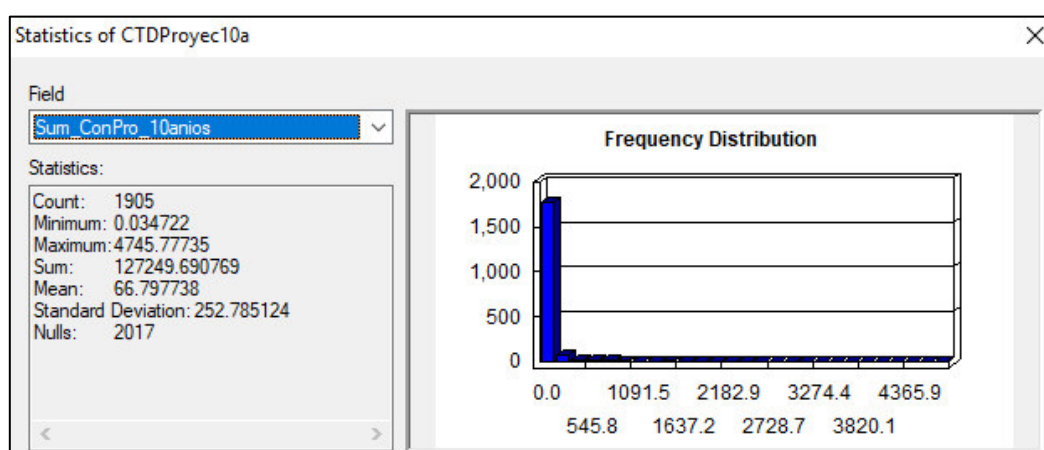


Figura 55. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Para el año 2027, el grupo Residencial tendría un consumo de energía 127249,69 kWh, y se prevé que estará distribuido de acuerdo al siguiente mapa de calor.

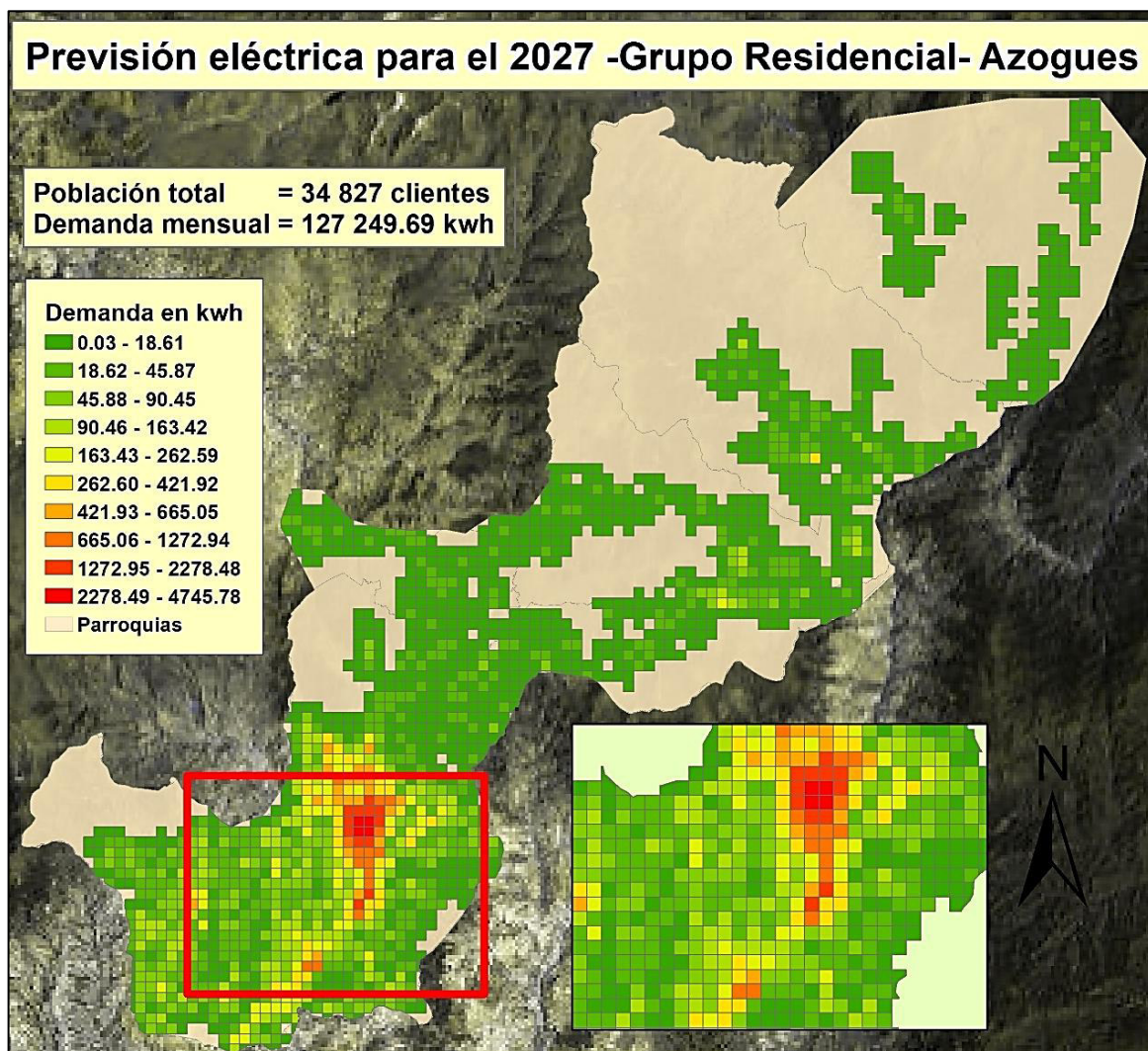


Figura 56. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Para la obtención de los mapas de calor, de los grupos de consumo faltantes, se realiza el mismo procedimiento indicado en este capítulo.

Los mapas de calor para los demás grupos de consumo, se adjuntan en la sección ANEXO C.

2.7.1 Mapa de proyección eléctrica clientes excluidos.

El número de clientes excluidos por la migración de datos a ArcMap indicados en la Tabla 9, se consideran en una capa nueva. Debido a que no existe una ubicación geográfica y se necesita distribuir la demanda actual para realizar una proyección total.

Al no tener una ubicación geográfica, los clientes excluidos son distribuidos aleatoriamente en la área de preferencia poblacional del grupo residencial, por ser de mayor numero los excluidos del mismo grupo, a los cuales se distribuye la demanda excluida de la Tabla 10, siendo 3'518903 kWh para los clientes excluidos, mientras que el cliente UCEM se le agrega la carga total de 3'900589 kWh y la carga de 798107 kWh es distribuido en la capa de alumbrado público.

Table						
MBP_Excluido						
OBJECTID *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total
1	Polygon	341049.333105	534747009.328194	1388	5753	7141

Figura 57. Proyección de clientes excluidos.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table					
CAP_ExAlea					
OBJECTID *	Shape *	conmes_kwh	clientes	ConPro_10años	
6362	Point	<Null>	Proyectados	289.68	
5753	Point	459.806	aleatorio	675.81	
7142	Point	3900589	UCEM	4385104	

(3 out of 7142 Selected)

Figura 58. Unión de clientes excluidos, distribuidos aleatoriamente y UCEM.

Fuente: Elaboración por Autor.

Con los datos obtenidos se procede a realizar la unión espacial, a continuación, se presenta la demanda de los clientes excluidos y UCEM

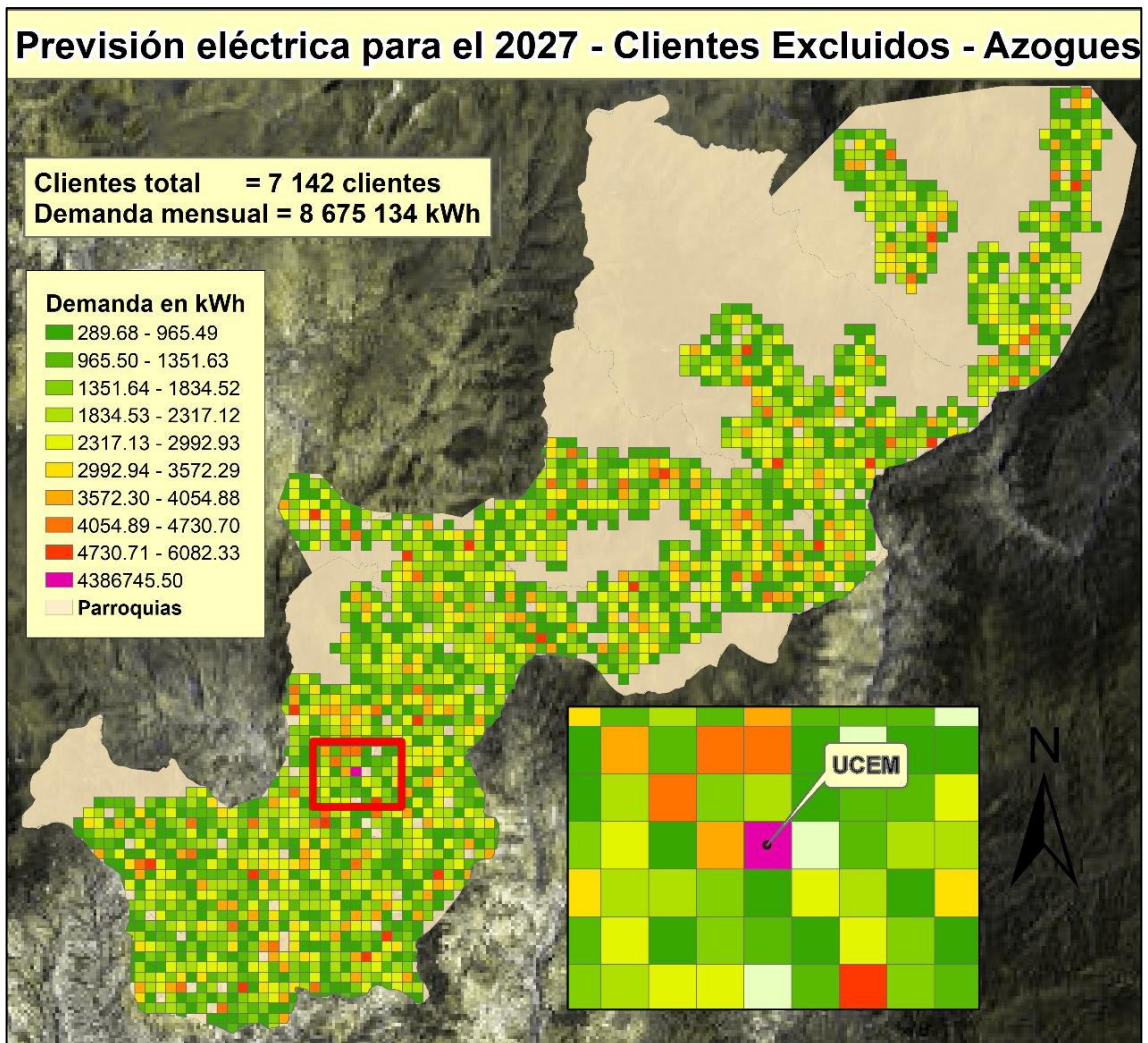


Figura 59. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para los clientes Excluidos.

Fuente: Elaboración por Autor.

Se obtiene un total de 7142 clientes excluidos con un consumo de 8'675134 kWh mensual, los mismos que deberían ser ubicados según sus grupos de consumo y ubicación georreferenciada.

Cabe indicar que la figura anterior es únicamente de representación y no reflejan la verdadera localización de los clientes excluidos, excepto la UCEM que se ubicó utilizando sus coordenadas geográficas.

2.8 Integración del Modelo de Previsión de la Demanda eléctrica.

Hasta el momento se han creado scripts y modelos que fueron programados en PythonWin y ModelBuilder. Para la facilidad de utilización y evitar confusiones al

momento de utilizar, se va a integrar todos los modelos y programarlos en un modelo final que será leído por ArcMap.

El software elegido para la integración es Python Add-In Wizard [45], siendo de licencia libre, permite la integración y visualización ordenada de los comandos a seguir.

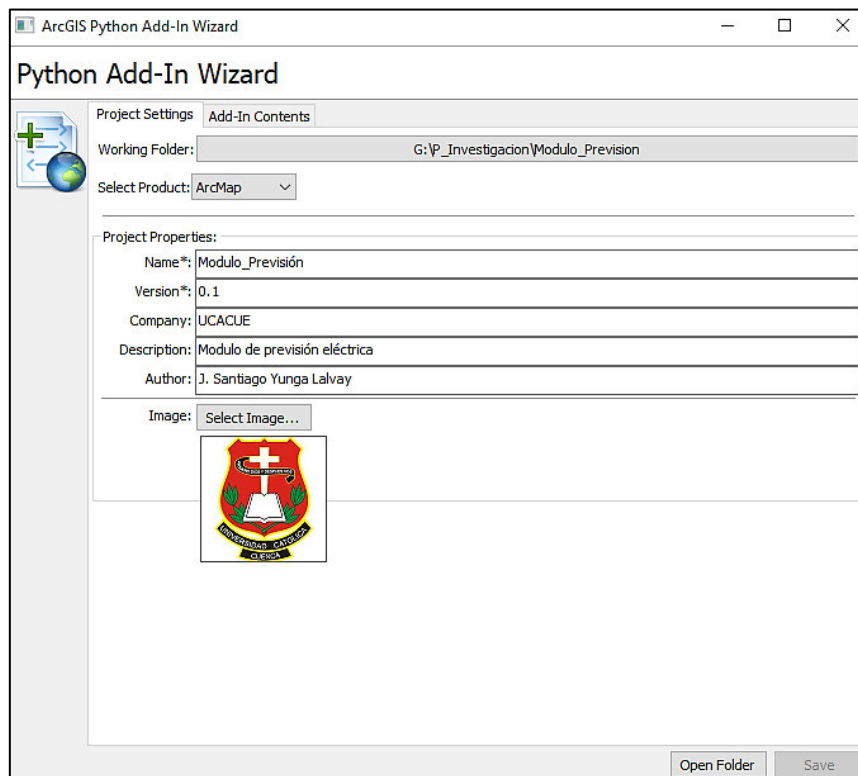


Figura 60. Pantalla de inicio de “Python Add-In Wizard”.

Fuente: Elaboración por Autor.

En la pantalla de inicio se debe escoger el producto con el que se va a fusionar el modelo final (en este caso ArcMap), adicional, datos de identificación y una imagen de referencia.

La siguiente pantalla es para asignar los menús, se agregó una secuencia de uso de cada comando individual para crear el orden en el que se desea que el usuario utilice el modelo final.

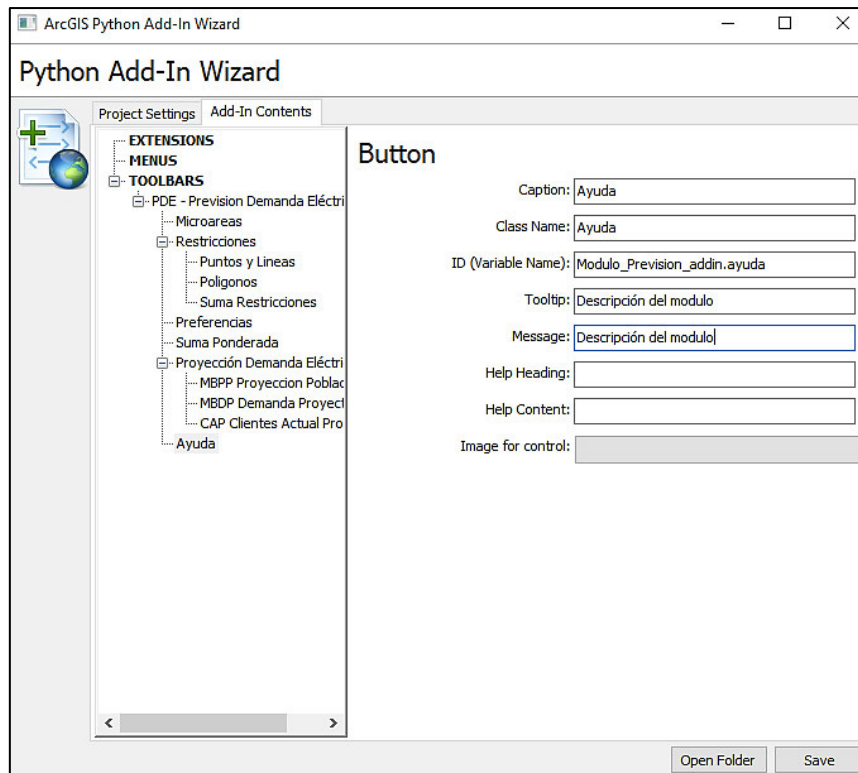


Figura 61. Pantalla de asignación de menús.

Fuente: Elaboración por Autor.

Con la ayuda nuevamente de PythonWin se carga las rutas y nombres de los distintos modelos detallados anteriormente y creados en ModelBuilder.

Cada modelo posee dos nombres, uno de identificación y otro de visualización, para cargar en PythonWin se utiliza el nombre de identificación el mismo que no permite espacios en blanco ni caracteres especiales como las tildes, por lo cual los nombres no son iguales en la programación. La línea de comandos y nombres cambiados de cada modelo se adjunta en la sección ANEXO D. Código de programación en Python para el módulo de previsión de la demanda eléctrica. ANEXO D.

Al finalizar la programación se guarda los cambios y se reinicia el ArcMap.

Para visualizar el modelo creado se ubica desde la opción “Customize” de ArcMap, y seleccionamos nuestro modelo “PDE – Previsión Demanda Eléctrica”.

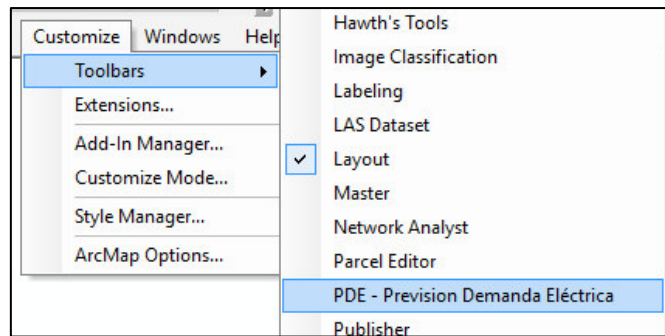


Figura 62. Búsqueda y selección del módulo creado.

Fuente: Elaboración por Autor.

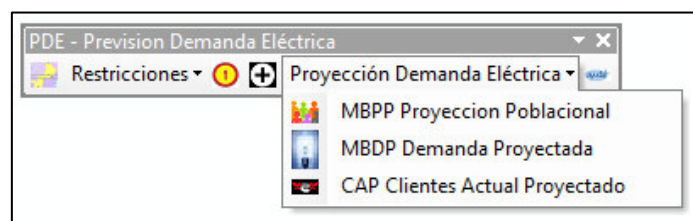


Figura 63. Modelo o Módulo “PDE – Previsión Demanda Eléctrica”.

Fuente: Elaboración por Autor.

El modelo contiene cuatro botones y dos menús desplegables, y es importante seguir el orden de ubicación de cada botón, la misma indicación se muestra en el botón final denominado “Ayuda”.

2.8.1 Descripción del Modelo.

El siguiente orden descrito es el orden en que se visualiza y se debe seguir para un correcto resultado.

Crea micro áreas o rejilla.

- Permite crear las micro áreas de un ancho y alto que desee el usuario.

Restricciones: Puntos y Líneas.

- Da un ancho de restricción a puntos y líneas, por ejemplo los anchos de vías.

Restricciones: Polígonos.

- Crea una restricción dentro del área del polígono.

Restricciones: Suma restricciones.

- Suma los mapas obtenidos.

 Crea un mapa de preferencias y calcula distancias.

- Identifica las preferencias poblacionales de los clientes según su ubicación cartográfica y agrega la distancia desde un cliente hasta otro cliente, así también hasta un comercio, hasta una iglesia, hasta la vía cercana y más lugares que se indiquen. Por síntesis se toma las distancias a cada capa ingresada.

 Suma Ponderada.

- Luego de obtener los resultados de preferencias e identificar factores de mayor peso obtenidos del ACP, se ingresa en esta opción las capas con sus respectivos PESOS para realizar la suma ponderada, el cual es un mapa de preferencia poblacional.

 MBPP Proyección Poblacional.

- Estima el crecimiento poblacional en el área de estudio y para el grupo de consumo que se esté proyectando.

 MBDP Demanda Proyectada.

- Con los datos obtenidos del botón MBDP calcula la demanda proyectada y los distribuye de manera aleatoria de acuerdo al mapa de preferencias obtenido del botón de Crea mapa de preferencia y calcula distancia.

 CAP Clientes Actual Proyectado.

- Une los clientes actuales y proyectados en una sola capa de puntos, contiene atributos como los kWh proyectado para cada cliente nuevo, más el consumo real de los actuales clientes. Con la tabla de atributos se pueden determinar el consumo total del grupo de clientes en estudio.



Ayuda.

- Se agregó un mensaje que recuerda seguir el orden de los botones contenidos en este módulo de previsión.

Existen pasos intermedios como el ACP, que es necesario realizar en otro software por lo que el modelo entrega en cada paso resultados que deberán ser analizados y discernidos antes de continuar con el proceso, así también se debe ejecutar procesos dentro de ArcMap, los mismos que fueron descritos anteriormente, como el caso de la unión espacial por localización de datos y la utilización de la calculadora de campo.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y ANÁLISIS

Al prever un servicio existen múltiples factores que pueden alterar los resultados de este trabajo investigativo, como las demandas registradas. Por lo cual se analiza los resultados comparando con los datos del año base con los proyectados, para identificar los sectores donde contiene mayor probabilidad de crecimiento de la demanda eléctrica.

3.1 Previsión de la demanda eléctrica a 10 años.

Con los datos obtenidos de los distintos departamentos de la EEA [5], [6], [9] y detallados en el capítulo anterior, y con el modelo final de la Figura 63, la previsión eléctrica se realizó para 10 años.

3.1.1 Mapa de micro áreas.

El mapa para las demandas fue dividido en micro áreas, rejillas o cuadrículas de 500m x 500m equivalente a una área de 0.5 Km², dentro de cada micro área está contenido las características eléctricas según la clasificación de los clientes y la cantidad, entre otros datos que se explican más adelante.



Figura 64. Mapa de micro áreas a ser utilizado para el caso de estudio.

Fuente: Elaboración por Autor.

3.2 Tabulación de la demanda total, por grupo de consumo.

La tabulación se vuelve indispensable para excluir datos que son de procesos intermedios. Por lo cual, de la última herramienta utilizada (unión espacial por localización), se obtiene la siguiente información dentro de la tabla de atributos.

Shape *	ID_Grilla	Count_	Sum_ConMESKW	Sum_kwh_Proyectado	Sum_ConPro_10años	Shape_Length	Shape_Area
Polygon	1	1	1.416667	<Null>	1.416667	1385.928139	96469.375
Polygon	2	35	58.472221	17.294895	75.767116	2000	250000
Polygon	3	23	40.958334	14.824196	55.78253	2000	250000
Polygon	4	100	184.23611	17.294895	201.531006	2000	250000
Polygon	5	17	32.076389	14.824196	46.900585	2000	250000
Polygon	6	7	2.722222	14.824196	17.546418	2000	250000
Polygon	7	26	24.548612	9.882797	34.431409	2000	250000
Polygon	8	16	19.097223	14.824196	33.921419	2000	250000
Polygon	9	16	24.590278	7.412098	32.002377	2000	250000
Polygon	10	48	110.090278	7.412098	117.502376	2000	250000
Polygon	11	7	6.805556	12.353497	19.159053	2000	250000

Figura 65. Tabla de atributos de la capa de unión espacial por localización del grupo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Sum_ConPro_10años_2	Count_3	Sum_ConPro_10años	Shape_Length	Shape_Area	Demanda_T_10a	Cientes_T_10a
0	0	0	1385.928139	96469.375	3.887366	2
0	0	0	2000	250000	63.41362	30
53.983204	0	0	2000	250000	99.980159	22
36.749999	0	0	2000	250000	251.136694	109
0	0	0	2000	250000	48.550417	15
0	0	0	2000	250000	15.075719	6
0	0	0	2000	250000	39.372808	28
19.622093	0	0	2000	250000	43.660715	15
0	0	0	2000	250000	50.947103	21
39.841408	0	0	2000	250000	171.347113	55
0	0	0	2000	250000	19.159053	7

Figura 66. Columnas creadas con contenidos totales de clientes y demandas por cada micro área.

Fuente: Elaboración por Autor.

3.3 Comparación entre los resultados obtenidos.

Aquí se presenta dos comparaciones. Para lo cual se debe tener en cuenta las siguientes abreviaciones:

- **Clientes base (CB):** son considerados todos los clientes que tienen registros de consumo obtenidos del departamento de planificación [5] y comercialización [6] de la EEA. De estos se derivan los siguientes.
- **Clientes registrados espacialmente o geográficamente (CRE);** Son los clientes que tienen ubicación geográfica dentro del área de concesión. Obtenidos del departamento de sistemas [9] de la EEA. Estos son los resultados de la suma de las tres bases de datos recibidas pero distribuidas en los grupos de consumo.
 - $CRE = GR + GC + GI + GO$ (8)
 - GR Grupo Residencial
 - GC Grupo Comercial
 - GI Grupo Industrial
 - GO Grupo Otros
- **Clientes Excluidos (CE):** Son los que no poseen una ubicación espacial, según se detalló en la Tabla 9. Resumen de clientes excluidos por el proceso de migración de datos desde Excel a ArcMap. Tabla 9. Donde GEA es el Grupo de Excluidos y distribuidos Aleatoriamente, y GEP representa al Grupo de Excluidos Proyectados.
 - $CE = GEA + GEP$ (9)
- **Alumbrado público (AP):** las luminarias registradas espacialmente [9] pero con una demanda registrada por cada unidad. Donde GA es los Grupo de Alumbrado público, y GPA el Grupo de Alumbrado público Proyectado.
 - $AP = GA + GAP$ (10)
- **Pérdidas por Distribución (PD):** Es las pérdidas registradas por la EEA que equivale al 4,56% [8].
- **Clientes Proyectados (CP):** Es el resultado de la proyección de la demanda sumada con la demanda base de los CRE.
 - $CP = CRE + GPR + GPC + GPI + GPO$ (11)
 - GPR Grupo Proyectado Residencial
 - GPC Grupo Proyectado Comercial
 - GPI Grupo Proyectado Industrial
 - GPO Grupo Proyectado Otros
- **Clientes Proyectados Total (CPT):** Contiene la demanda total de todos los mencionados, es decir:

$$\circ \quad CPT = (CE + AP + CP) * PD \quad (12)$$

Con lo mencionado se define las comparaciones:

Comparación 1: se compara la demanda de CRE frente a la demanda de los CP.

Comparación 2: se compara la demanda de CRE frente a la demanda de los CPT.

3.3.1 Comparación 1: CRE frente a la demanda de los CP.

La capa de datos (Figura 66), tiene la información tanto gráfica como estadística de la previsión eléctrica, la comparación se puede hacer mediante cuadros de resumen o superponiendo los mapas, el resumen estadístico entrega los siguientes datos comparados en cuadros.

El cuadro de resumen A presenta a los CRE (clientes registrados espacialmente), mientras que, el cuadro B presenta a los CP (clientes proyectados) y se interpreta, de la siguiente manera:

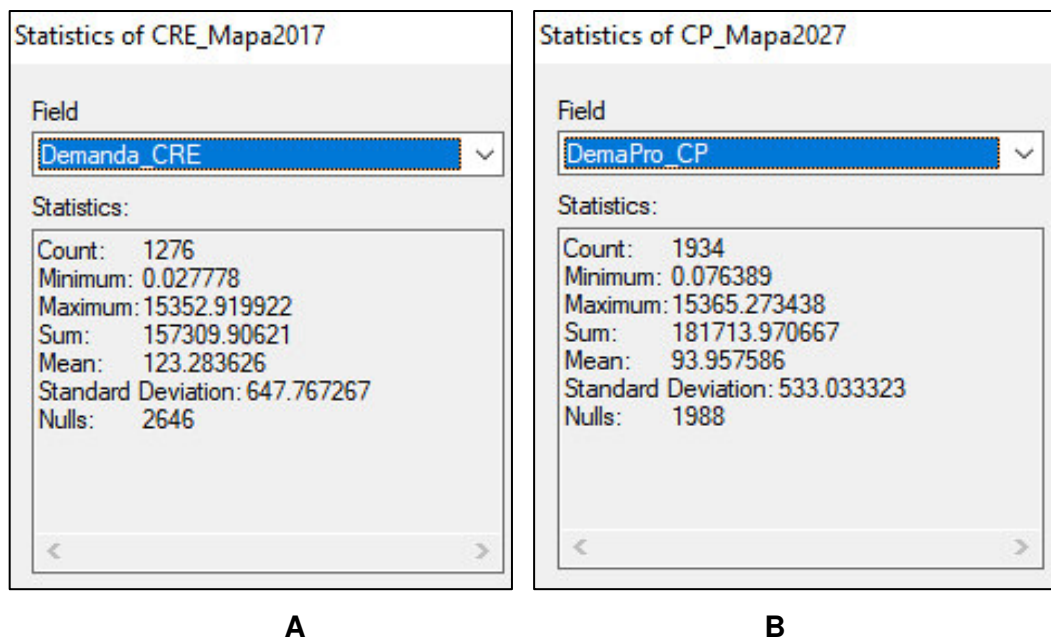


Figura 67. Cuadros resumen de demandas total, A) Demanda de CRE en el 2017, B) Demanda CP en el 2027.

Fuente: Elaboración por Autor.

- **Count**, indica el número de micro áreas que contienen demanda eléctrica, se podría leer también que en el 2017 existen 1276 micro áreas habitadas, pero para el 2027 existirán 1934 micro áreas con población.
- El **campo mínimo** identifica que en el 2017 el consumo mínimo de una micro área es de 0,027 kWh, pero para el 2027 se tendrá un consumo de 0,076 kWh.
- El **campo máximo** indica cual es el valor máximo que posee una micro área, en el 2017 se identifica que es de 15352,91 kWh, pero en el 2027 se tiene un máximo de 15365,27 kWh, se podría considerar que las restricciones que se obtuvieron y los pesos asignados están actuando eficientemente, debido al 0.08% de incremento que se ha obtenido en cada micro área.
- La **suma** es el campo principal o de mayor importancia para nosotros, dado que nos indica el consumo total de energía, con lo cual se confirma lo expresado con anterioridad, que en el 2017 el consumo mensual es de 157309,9 kWh mientras que para el 2027 el consumo será de 181713,97 kWh, lo cual se podría resumir mencionando que existirá un incremento de 13,43% de consumo de energía.
- La **media y la desviación estándar** son medidas de tendencia central [15]. La media nos indica que el consumo en el 2017 está concentrado en determinadas áreas mientras que en el 2027 se encontraran más dispersos los consumos. Y la desviación estándar refleja que actualmente los consumos están altamente diversificados, existiendo grandes rasgos de consumo, mientras que para un futuro estos rasgos de consumos estarán menos dispersos.
- El valor "**Nulls**" en el caso del 2027 indica que existirán 1988 micro áreas que no están habitadas.

La misma capa analizada hasta ahora (CP), se presenta a continuación con los valores descritos en forma gráfica, mediante un mapa de calor superpuesto con el mapa CRE.

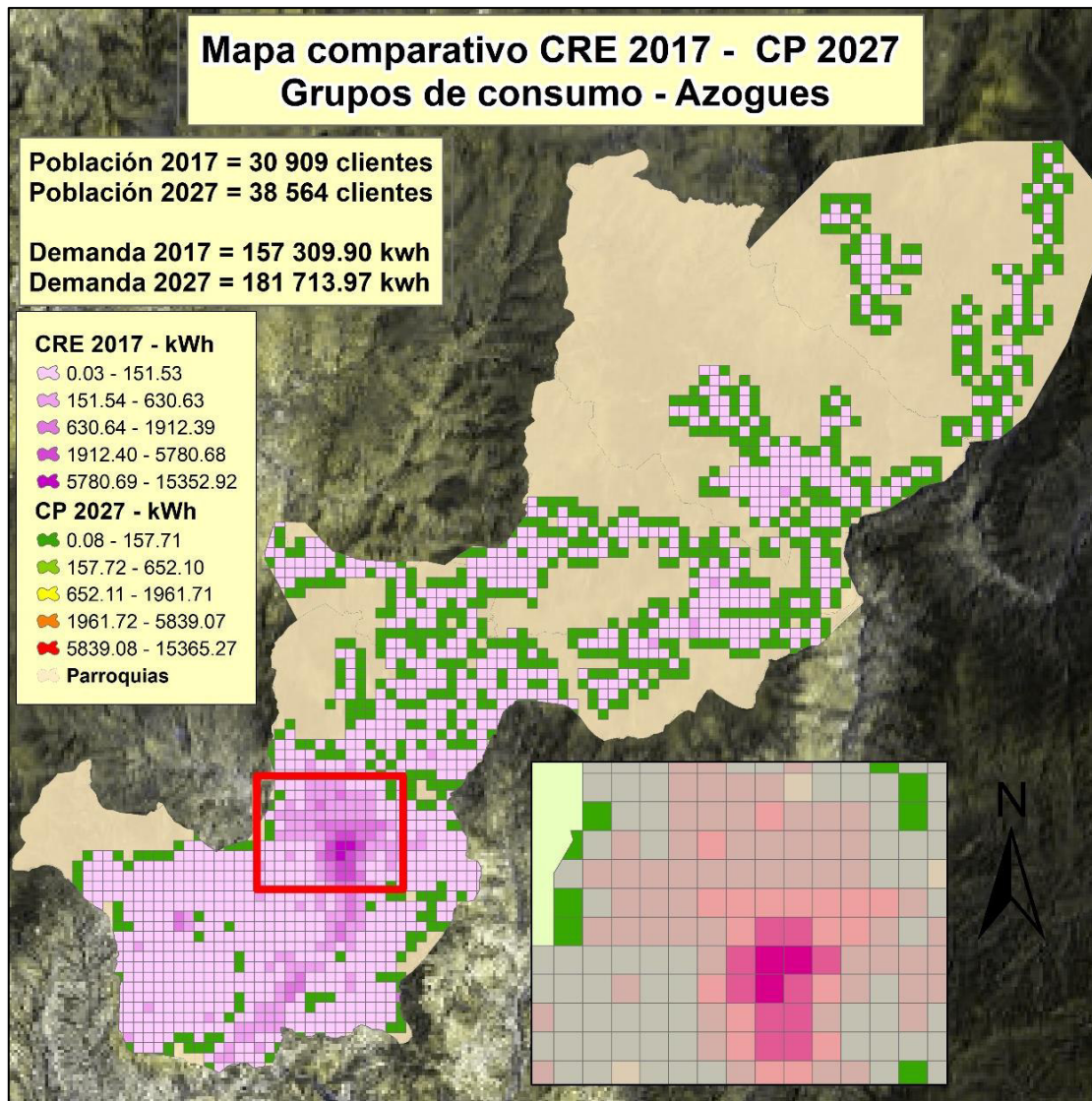


Figura 68. Mapa comparativo de la demanda 2017 sobre la proyección para el 2027.

Fuente: Elaboración por Autor.

3.3.2 Comparación 2: CRE frente a la demanda de los CPT.

Para obtener la comparación 2, se procede a utilizar la calculadora de campo y se realiza la siguiente operación:

$$CPT = (CRE + CE + AP + CP) * PD \quad (12)$$

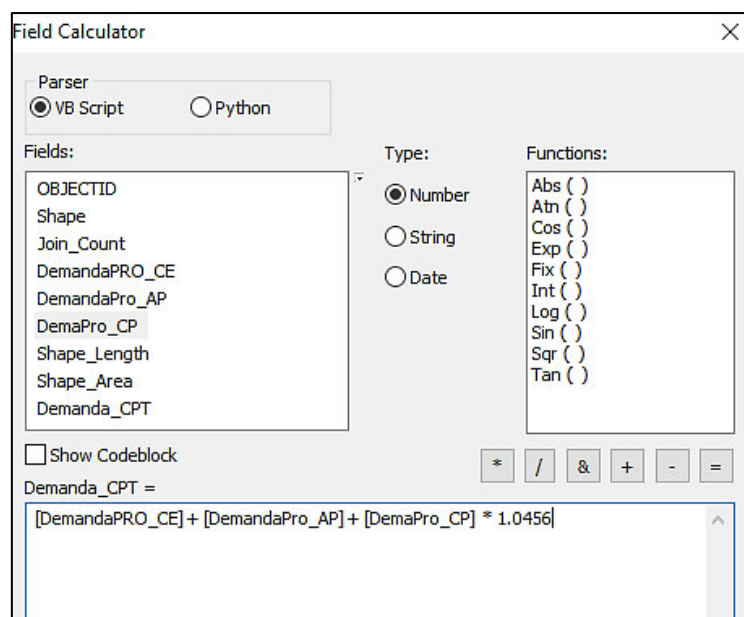


Figura 69. Obtención de la demanda total.

Fuente: Elaboración por Autor mediante herramienta calculadora de campo.

La capa obtenida es denominada CPT, la cual contiene la información gráfica como estadística de la previsión eléctrica total, al igual que el caso anterior, para comparación se puede hacer mediante cuadros de resumen o superponiendo los mapas, el resumen estadístico entrega los principales datos que se explican a continuación.

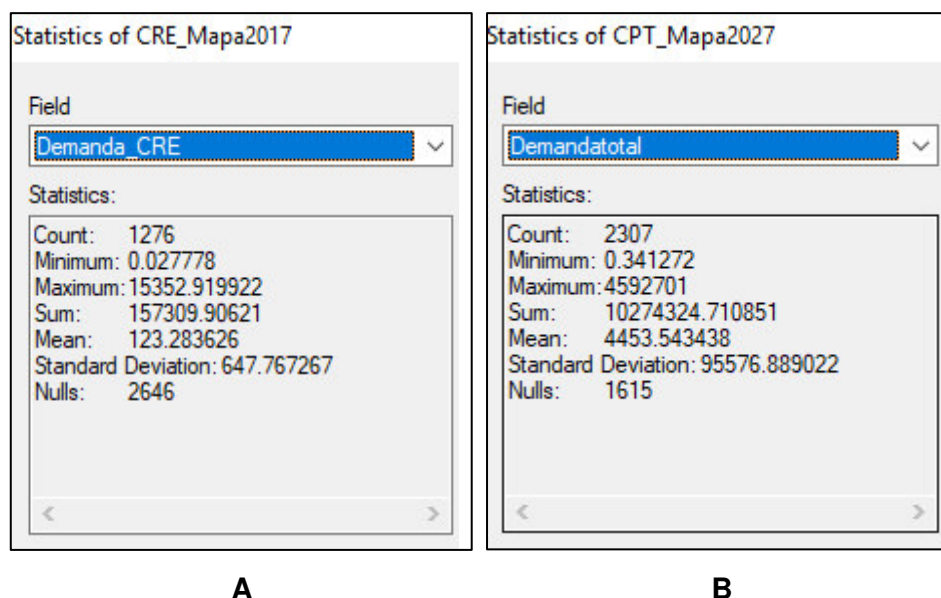


Figura 70. Cuadros resumen de las demandas, A) Demanda de CRE en el 2017, B) Demanda CPT en el 2027.

Fuente: Elaboración por Autor.

El cuadro de resumen A presenta a los CRE (clientes registrados espacialmente) mientras que, el cuadro B presenta a los CPT (clientes proyectados totales), y se interpreta de la siguiente manera:

- **Count**, indica el número de micro áreas que contienen demanda eléctrica, se podría leer también que en el 2017 existen 1276 micro áreas habitadas pero para el 2027 existirán 2307 micro áreas con población.
- El **campo mínimo** identifica que en el 2017 el consumo mínimo de por micro área es de 0.027 kWh, pero para el 2027 se tendrá un consumo de 0,34 kWh.
- El **campo de máximo** indica cual es el valor máximo que posee una micro área, en el 2017 se identifica que es de 15352,91 kWh el valor máximo, pero en el 2027 se tiene un máximo de 4'592701 kWh. El valor alto hace referencia al consumo de la UCEM.
- La **suma** indica el consumo total de energía por mes del 2027, el consumo total proyectado de todos los clientes (grupos de consumo, clientes excluidos, alumbrado público y perdidas por distribución) será de 10'274324,71 kWh para el mes base proyectado, mientras que en el mes de corte (abril del 2017) se obtuvo un consumo de 8'743964 kWh (Figura 2), con lo cual representa un incremento del 12,63% para el mes base proyectado en el 2027.
- La **media y la desviación estándar** son medidas de tendencia central [15]. La media nos indica que el consumo en el 2017 está concentrado en determinadas áreas, mientras que en el 2027 se encontraran más dispersos los consumos. Y la desviación estándar refleja que actualmente los consumos están altamente diversificados, existiendo grandes rasgos de consumo, y para un futuro estos rasgos de consumos estarán más dispersos. En conclusión la se prevé una gran expansión territorial de consumo.
- El valor "**Nulls**" en el caso del 2027 indica que existirán 1615 micro áreas que no estarán habitadas.

La misma capa analizada hasta ahora se presenta a continuación, con valores descritos en forma gráfica mediante un mapa de calor.

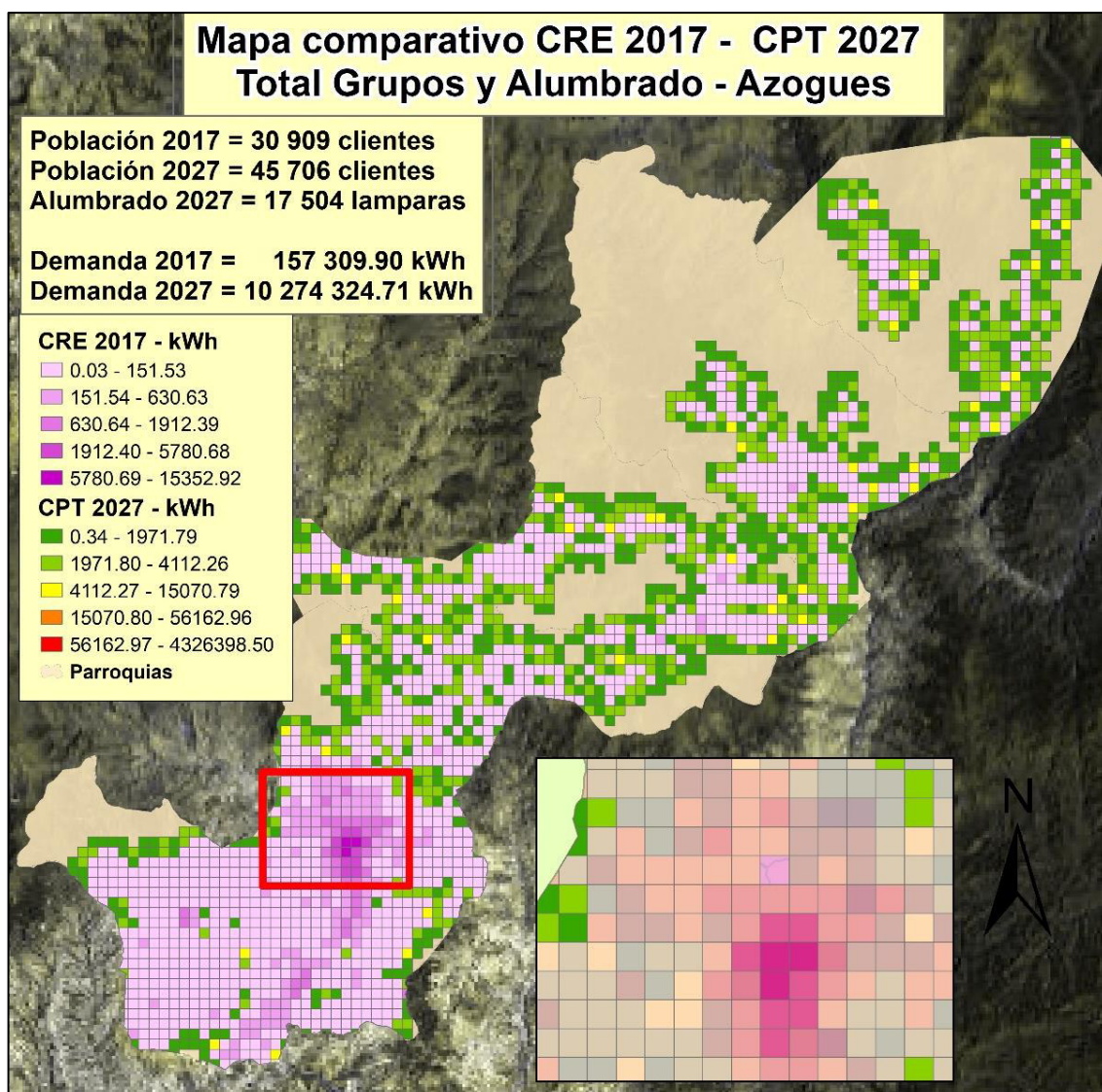


Figura 71. Mapa de demanda del total de grupos de consumo, proyectado para el 2027 en el área de concesión de la EEA.

Fuente: Elaboración por Autor.

El mapa de calor anterior indica los sectores donde se prevé el crecimiento poblacional total.

La demanda obtenida (10'274324 kWh) es únicamente del mes base proyectado. Para obtener la demanda total se utiliza los datos de la Tabla 3, que ahora se completa para obtener la demanda total proyectada de forma espacial.

Tabla 17. Comparación de la demanda base frente a la proyectada espacialmente por meses.

kWh	Demanda total BASE (2016)	Demanda total PROYECTADA (espacial, 2027)	Porcentaje
ENERO	8'917842	11'145207	8,48%
FEBRERO	8'314621	11'086299	7,90%
MARZO	8'891230	11'142608	8,45%
ABRIL	8'736267	11'127475	8,30%
MAYO	8'794970	11'133208	8,36%
JUNIO	8'734336	11'127287	8,30%
JULIO	9'016872	11'154878	8,57%
AGOSTO	8'982564	11'151528	8,54%
SEPTIEMBRE	8'717708	11'125663	8,29%
OCTUBRE	8'815653	11'135228	8,38%
NOVIEMBRE	8'068077	11'062222	7,67%
DICIEMBRE	9'219018	11'174619	8,76%
Total	105'209158	133'566221	100%

Fuente: Elaboración por Autor.

Los resultados de la tabla anterior presentan una comparación adicional del total de meses.

En la Figura 13 se obtuvo la proyección estadística donde se proyectaba con una demanda anual de 133 GWh sin pérdidas y 139 GWh incluido las pérdidas. De la tabla anterior, se aprecia que la demanda proyectada espacialmente es de 134 GWh incluida las pérdidas.

La diferencia es de 5 GWh, lo que en términos de energía se puede comparar como el consumo de todo el grupo Residencial.

Finalmente, se presenta la comparación entre la proyección estadística y espacial, tomando como punto de comparación la demanda del año base (2016).

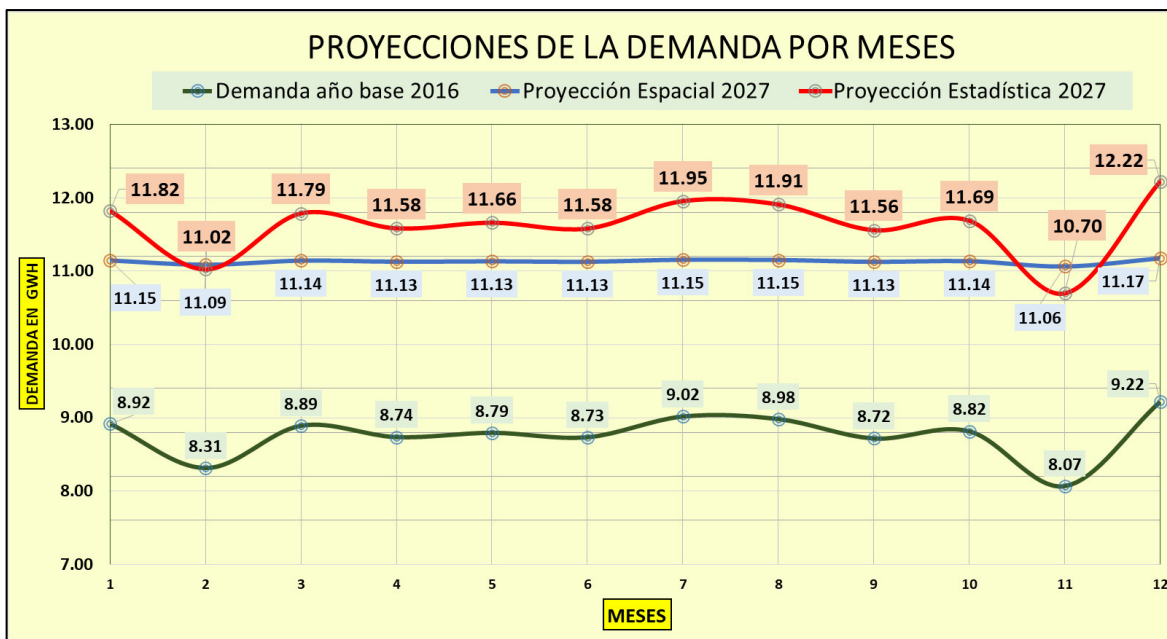


Figura 72. Comparación de proyección estadística y espacial frente a la demanda eléctrica base.

Fuente: Elaboración por Autor.

Se puede concluir que la demanda proyectada por el método espacial presenta una tendencia lineal, dado que en este trabajo se obtuvo a partir de proyecciones por grupos de consumo y se tomó al mes de abril como mes de corte y como al 2016 como año base. En la Figura 4 se aprecia que el consumo de los grupos presenta tendencias lineales anualmente.

Mientras que la proyección estadística, se realizó con los totales de consumo, sin diferenciar grupos de clientes y es necesario tener en cuenta todos los meses.

De igual manera la demanda base está tomada sin diferenciar grupos de consumo.

3.4 Análisis del objetivo General.

El objetivo ha sido realizar la previsión de la demanda eléctrica, mediante el uso de un modelo espacial en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues - Ecuador, por lo tanto, el análisis de los datos realizado en el CAPÍTULO 1, determinó que la demanda base fue de 105 GWh, y con una proyección estadística, para 10 años se obtuvo 139 GWh, ahora, con la utilización del modelo espacial la previsión se obtiene que en el 2027 la demanda eléctrica será de 134 GWh.

Con lo mencionado y demostrado, el objetivo general se ha cumplido.

3.4.1 Análisis de los objetivos específicos.

Se revisó la bibliografía base y se incluyó nuevas referencias que han sido de importancia técnica para desarrollar el presente modulo, gracias a la misma se puede respaldar lo descrito en el presente trabajo investigativo.

Se utilizó la simulación híbrida con múltiples parámetros descritos a lo largo de esta investigación, los mismos dan flexibilidad al módulo, para obtener múltiples escenarios de proyección. Mediante la curva S se proyectó la población por grupos de consumo y con los porcentajes del año base se obtuvo la demanda por cada mes del año proyectado.

La simulación se realizó mediante el modelo creado, el mismo contiene seis botones entre ellos dos menús desplegables que fueron creados y programados en software libre Python. Mediante los parámetros del modelo fue posible proyectar a 10 años, desde el punto de vista operativo crear nuevos escenarios.

CONCLUSIONES

Se concluye satisfactoriamente al haber obtenido la demanda proyectada por el método espacial, al mismo tiempo, la comparación de los datos obtenidos por el método estadístico y espacial son variados, por lo que, expongo el presente trabajo investigativo, al departamento de Investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica para la realización de un Artículo Científico, que conlleve mejoras de la metodología utilizada, así como el análisis de la diferencia de 5 GWh entre los dos métodos de proyección de la demanda eléctrica.

Mediante el desarrollo de este trabajo investigativo se adquirió la capacidad de análisis sobre lo que representa un SIG dentro del área de la ingeniería eléctrica, debido a que lo realizado es tan solo uno de los múltiples servicios que ofrecen los datos espaciales dentro de la ingeniería.

La demanda proyectada espacialmente es de tendencia lineal, debido a que el 47% de la demanda fue asignado a su ubicación geográfica, mientras que el 53% no mapeados, fueron asignados mediante un enfoque randomico. Por lo cual, la demanda total es aproximada a la demanda proyectada estadísticamente, por lo tanto, los SIG utilizados como previsión demuestran un resultado visual de donde, a más de cuánto va a ser el crecimiento de la demanda eléctrica.

El área de concesión abarca principalmente los cantones de Azogues y Déleg, de los cuales se obtuvo una mayor información geográfica, mientras que del cantón Alausí fue utilizada la información recibida de la EEA, por lo tanto, con un mayor detalle de la información cartográfica la distribución de la demanda futura, seria de mayor exactitud.

Con la bibliografía utilizada se comparó entre los métodos de tendencia, simulación e híbridos, concluyendo que, entre las ventajas y desventajas de cada método, el híbrido representa mayor confiabilidad tanto a corto como a largo plazo.

En un estudio por micro áreas toda la información de sobre el uso de suelo es importantes, por lo que, la revisión de los PDOT apporto una visión más amplia de las futuras áreas de posibles atracciones poblacionales por un cambio del uso de suelo.

La tasa de crecimiento representa una condición inicial para la proyección poblacional, lo cual significa, que es de mayor significado que obtener un promedio del crecimiento de clientes, porque al analizar los registros históricos de consumo, se determinó que en

algunos meses el crecimiento de clientes era negativo (se retiran clientes), comparado con el mes anterior.

Los modelos programados responden a una serie de parámetros configurables por el usuario, los mismos que se muestran de forma intuitiva, por los mensajes de ayuda incluida en cada menú.

En la fecha que se recibieron los datos de consumo y clientes, el departamento de Sistemas se encontraba en proceso de actualización de su base de datos, por lo que se llegó a tener un gran número de clientes excluidos. Se considera que en la actualidad la EEA tendría una mayor actualización de datos georreferenciados.

Los cálculos pueden demorar dependiendo la cantidad de datos y la capacidad del computador, ante lo cual, puede dar la apariencia que el programa no está ejecutándose. En el caso del grupo Residencial los cálculos de análisis de distancias tardó 25 minutos y el proceso de proyección de la demanda tardó 32 minutos, para los procesos intermedios tardó entre un rango de 5 a 10 minutos. Para los demás grupos el proceso fue más rápido.

El cálculo de la demanda proyectada fue en kWh mensual, porque los datos obtenidos fueron representativos por mes y detallados mensualmente para cada cliente, con excepción del grupo de Alumbrado Público, para el cual se obtuvo un valor total y no por cada luminaria.

Python y ArcMap se integran perfectamente, por lo que fue acertado la construcción del modelo o módulo, el mismo, reduce el tiempo empleado para realizar una proyección. La programación en Python fue exclusiva para los cálculos matemáticos, para evitar al usuario tener que realizar operaciones externas.

El ACP ha simplificado el uso de Excel, debido a que, el software libre RStudio es un paquete de herramientas estadísticas que permite utilizar líneas de comandos y crear nuevos scripts, lo cual reduce el tiempo de análisis, además de presentar datos claros y simplificados. Para interpretar los resultados de RStudio es primordial tener claro la metodología utilizada.

Los resultados finales contienen múltiples datos y opciones de visualización. Por lo tanto, si el objetivo es la presentación explicativa, se opta por la creación de mapas de calor como los expuestos a lo largo del trabajo realizado. Si por el contrario se desea únicamente valores finales, se optaría por el resumen estadístico.

RECOMENDACIONES

Con las múltiples bases de datos cartográficos disponibles, es recomendable tener en cuenta la veracidad de los datos e identificar las coordenadas que corresponden al área de estudio, en el área de estudio de la EEA se utilizó la proyección de coordenadas geográficas “WGS_1984_UTM_Zone_17S”

Se recomienda poner atención a los datos de ingreso (consumo energético), y sobre todo al momento de filtrar datos, en este proceso se determinó que la población es representativa pero la demanda base fue deficiente.

El modelo contiene seis botones, los cuales se encuentran debidamente identificados y con una explicación de la funcionalidad, se recomienda seguir el orden indicado hasta familiarizarse con el modelo.

Los pasos intermedios requieren interpretación y el ingreso de nuevos valores analizados, tal es el caso de los pesos de las capas, si se opta por el método planteado en este trabajo, es recomendable y muy necesario, comprender los resultados del análisis de componentes principales para determinar el peso correcto.

Los pasos finales del modelo contienen parámetros de configuración intuitivos, los mismos que como se mencionó, otorgan una gran variabilidad de los resultados, se sugiere, modificar los parámetros de Factor de simultaneidad y Factor de potencia para crear distintos escenarios de proyección espacial de la demanda eléctrica.

Para tener una mayor automatización, se recomienda profundizar en la programación de Python, dado que, en este modelo los scripts están realizando únicamente las operaciones matemáticas y la interfaz de interacción. Con esta recomendación se adjuntan los códigos de programación en la sección ANEXO D.

Para el entorno de trabajo del modelo o módulo se recomienda crear bases de datos dentro de la ventana de trabajo de ArcMap.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] ARCONEL - Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Estadística Anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2016, Quito: ARCONEL, 2017.
- [2] J. A. Yebra Morón , Sistemas de distribución, primera edición, 2009, página 16, Mexico DF: Reverte Ediciones, 2009.
- [3] CENACE - Operador nacional de electricidad, Planificación Estrategica 2015 – 2017, Quito: CENACE, 2015.
- [4] Congreso Nacional, «Ley de regimen del sector eléctrico,» Congreso Nacional, Quito, 2014.
- [5] EEA - Empresa Eléctrica Azogues, *Departamento Planificación - Base de datos abril 2017*, Azogues: Departamento Planificación, 2017.
- [6] EEA - Empresa Eléctrica Azogues, *Departamento de Comercialización - Base de datos abril*, Azogues: Departamento Comercialización, 2017.
- [7] W. Chumbi y C. Patiño, «Proyección espacial de la demanda en la empresa eléctrica Regional Centrosul C.A. mediante el metodo de simulación espacio-temporal,» Univesidad de Cuenca, Cuenca, 2017.
- [8] EEA - Empresa Eléctrica Azogues, «Rendicion de cuentas,» [En línea]. Available: <http://www.eea.gob.ec/index.php/ley-de-transparencia/2018lotaip-2>. [Último acceso: 25 Febrero 2018].
- [9] EEA - Empresa Eléctrica Azogues, *Departamento de Sistemas y GIS*, Azogues: EEA, 2018.
- [10] ESRI, «ArcGis Desktop,» [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/>. [Último acceso: 20 Junio 2018].
- [11] S. Castaño Ramirez, Redes de Distribución de Energía, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [12] F. B. Robles Alvarado, Metodología para el calculo de factores de simultaneidad y demanda, Lima: Univesidad Nacional Mayor de San Maros, 2007.
- [13] D. Morales, «Development of a spatial load forecasting module for optimizing planning of electricity supply,» University of Salzburg, Salzburg, 2014.
- [14] L. F. Arias, Programa digital para el pronóstico de carga eléctrica espacial, Quito: Escuela Politecnica Nacional, 2010.

- [15] J. Montero, Estadística Descriptiva, Madrid: Paraninfo, 2007.
- [16] H. L. Willis, Spatial Electric Load Forecasting, Raleigh, North Carolina: Marcel Dekker, INC, 2002.
- [17] Python TM, «python,» 1 Enero 2001. [En línea]. Available: <https://www.python.org/>. [Último acceso: 15 Septiembre 2017].
- [18] ESRI, «Utilizar ModelBuilder para ejecutar herramientas,» ArcGIS for Desktop, [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/analyze/modelbuilder/essential-vocabulary-of-executing-tools-in-modelbuilder.htm>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].
- [19] INEC - Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, «Fascículo Provincial Cañar,» INEC, QUITO, 2011.
- [20] D. X. Morales, Y. Besanger, S. A. Moscoso y P. A. Pesantez, «Development of a spatial load-forecasting module for optimizing planning of electricity supply,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2017.
- [21] ESRI, «Qué es un shapefile,» ArcGIS for Desktop, [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/manage-data/shapefiles/what-is-a-shapefile.htm>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].
- [22] Python, «Mathematical functions,» [En línea]. Available: <https://docs.python.org/3/library/math.html>. [Último acceso: 20 Junio 2018].
- [23] IGM - Instituto Geográfico Militar, «Geo Portal IGM,» [En línea]. Available: <http://sni.gob.ec/coberturas>. [Último acceso: 21 Diciembre 2017].
- [24] SNI - Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, «SNI,» [En línea]. Available: <http://sni.gob.ec/coberturas>. [Último acceso: 6 Marzo 2018].
- [25] GAD Cañar, Plan vial participativo de la provincia del Cañar 2018 - 2035, Azogues: GAD Provincia del Cañar, 2018.
- [26] GAD Cañar, «Gobierno Autónomo Descentralizado de la Provincia del Cañar,» [En línea]. Available: http://www.gobiernodelcanar.gob.ec/public_html/paginas/mapa-vial.61. [Último acceso: 20 Febrero 2018].
- [27] GADM Déleg, «Gobierno Autónomo Descentralizado del cantón Déleg,» [En línea]. Available: <http://www.gadmunicipaldeleg.gob.ec/gadmunicipaldeleg/index.php/municipio/pdyot>. [Último acceso: 20 Febrero 2018].

- [28] INEC - Instituto Nacional de Estadística y Censos, «INEC,» [En línea]. Available: <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/descargas-de-inec/>. [Último acceso: 20 Febrero 2018].
- [29] SavGIs, «SavGIs,» [En línea]. Available: <http://www.savgis.org/ecuador.htm#DEM>. [Último acceso: 21 Diciembre 2017].
- [30] ESRI, «Sobre cómo agregar una capa de servicio de imágenes a ArcMap,» ArcGIS for Desktop, [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/map/web-maps-and-services/about-adding-an-image-service-layer.htm>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].
- [31] Consejo Nacional de Planificación, Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021. Toda una Vida, Quito: Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, 2017.
- [32] Alcaldia Azogues, Plan del buen vivir y ordenamiento territorial, Azogues: Azogues Alcaldia, 2017.
- [33] GAD Guapán, Actualización del plan de desarrollo y ordenamiento territorial, parroquial rural de Guapán del canton Azogues, Azogues: Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial Rural de Guapán, 2015.
- [34] GAD Solano, Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial - Borrador, Azogues: Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquia Solano, 2012.
- [35] GAD Déleg, Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial del Cantón Déleg - TOMO VIII, Déleg: Gobierno Autónomo Descentralizado del cantón Déleg, 2017.
- [36] GAD - Chimborazo, Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de la provincia de Chimborazo, Riobamba: Gobierno Autónomo Descentralizado de la provincia de Chimborazo, 2015.
- [37] ESRI, «¿Qué son los datos ráster?,» ArcGIS for Desktop, [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/manage-data/raster-and-images/what-is-raster-data.htm>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].
- [38] MIDUVI - Ministerio de Desarrollo Urbano y vivienda, Tercera conferencia de las naciones unidas sobre la vivienda y el desarrollo urbano sostenible habitat III, Quito: Ministerio de Desarrollo Urbano y vivienda, 2015.
- [39] C. R, «Componentes principales,» [En línea]. Available: <https://curso-r-uah2009.wikispaces.com/1.+Componentes+principales>. [Último acceso: 15 Junio 2018].
- [40] RStudio, «RStudio,» [En línea]. Available: <https://www.rstudio.com/>. [Último acceso: 25 Marzo 2019].

- [41] E. Pardo Ortiz, *Análisis multivariado de datos en R*, Bogotá: Universidad Nacional de Colombia - Bogotá.
- [42] R Studio, «Inspired by R and its community,» [En línea]. Available: <https://www.rstudio.com/products/rpackages/>. [Último acceso: 05 Mayo 2018].
- [43] Rstudio - Pubs, «Análisis de Componentes Principales en R,» [En línea]. Available: http://rstudio-pubs-static.s3.amazonaws.com/2387_ee73f69e5ba04498a93e5bb12f636591.html. [Último acceso: 10 Junio 2018].
- [44] Soporte de MiniTab 18, «Interpretar los resultados clave para Análisis de componentes principales,» [En línea]. [Último acceso: 15 Junio 2018].
- [45] ArcGis, «Python Add-In Wizard,» ERSI, [En línea]. Available: <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=5f3aefe77f6b4f61ad3e4c62f30bff3b> . [Último acceso: 14 Abril 2018].
- [46] ARCONEL, *Estadística Anual y Multianual del sector Eléctrico Ecuatoriano*, Quito: Publiasesores, 2015.
- [47] ARCONEL, *Estadística Anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2016*, Quito: ARCONEL, 2016.
- [48] CNT - Consejo Nacional de Planificación, «Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021,» Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - Senplades 2017, Quito, 2017.
- [49] C. G. González, «Otras regresiones simples o múltiples no lineales,» de *Tratamiento de datos*, España, Díaz de Santos, 2006, pp. 172-174.
- [50] Secretaría del Agua, «Secretaría del agua,» 01 Enero 2002. [En línea]. Available: <http://www.geoportaligm.gob.ec/portal/index.php/portafolio/>. [Último acceso: 15 Octubre 2017].
- [51] GAD Cañar, *Plan vial participativo de la provincia del Cañar*, Azogues: GAD Cañar, 2017.

ANEXOS

ANEXO A. Ley de régimen del sector eléctrico

CAPITULO VI: DE LAS EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Art. 34.- De las Empresas de Distribución.- La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de la Electricidad.

Art. 35.- Limitaciones.- Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta Ley.

ANEXO B. Resultados del Análisis de Componentes Principales - ACP para grupos de consumo Comercial, Otros e Industrial.

```

Console Terminal x
~/RStudio/

Call:
lm(formula = y ~ x1 + x2 + x3 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 +
  x11 + x12 + x13 + x14 + x15, data = matriz1)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-183.61  -12.94   -2.56    8.05   476.50

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  -36.8220    23.7497  -1.550  0.1218
x1            -108.0773    74.8737  -1.443  0.1497
x2              2.4861    13.4191   0.185  0.8531
x3            -14.6273     8.9064  -1.642  0.1013
x5             22.4933    19.8700   1.132  0.2583
x6              0.2542     0.8265   0.308  0.7586
x7             75.2293    40.1428   1.874  0.0617 .
x8             21.2727    15.7018   1.355  0.1763
x9            -15.5997     6.9193  -2.255  0.0247 *
x10            2.8990     2.7472   1.055  0.2920
x11            5.9448     4.7995   1.239  0.2162
x12           -9.9702    10.2428  -0.973  0.3310
x13           -4.6010     3.8491  -1.195  0.2327
x14            11.5556     5.2417   2.205  0.0281 *
x15           125.5291    18.5118   6.781 4.38e-11 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 46.47 on 394 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2635,    Adjusted R-squared:  0.2373
F-statistic: 10.07 on 14 and 394 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

Figura 73. Resultado de regresión para el grupo Industrial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/

> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1       PC2       PC3       PC4       PC5
Standard deviation  5.1356 1.74446 0.88939 0.64240 0.43887
Proportion of Variance 0.8559 0.09876 0.02567 0.01339 0.00625
Cumulative Proportion 0.8559 0.95469 0.98036 0.99375 1.00000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3 Comp.4 Comp.5
x4   0.182  0.528  0.552  0.339  0.518
x6   0.947 -0.318
x10  0.194  0.636 -0.656 -0.307  0.182
x11  0.129  0.392      0.517 -0.749
x13  0.124  0.248  0.513 -0.723 -0.370

```

Figura 74. Resultado representativo de 85,59% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1      PC2      PC3
Standard deviation  0.6458 0.4854 0.2964
Proportion of Variance 0.5632 0.3181 0.1186
Cumulative Proportion 0.5632 0.8814 1.0000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3
x2   0.392      0.917
x9   0.762  0.533 -0.368
x14  0.516 -0.843 -0.153

```

Figura 75. Resultado representativo de 14,41% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Tabla 18. Factores representativos del grupo Industrial, resultados tabulados a partir del ACP.

Factores representativos para el grupo Industrial		Puntuación	Porcentaje	Peso
F_EDU	X2	0,0338	3%	3
F_SEG	X4	0,0988	10%	10
F_IND	X6	0,5143	51%	51
F_DENC	X9	0,0658	7%	7
F_COMP	X10	0,1054	11%	11
F_SALUD	X11	0,0701	7%	7
F_SECP	X13	0,0673	7%	7
F_USO	X14	0,0445	4%	4
Total		1,00	100%	100

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> matriz2 <- aov(matriz2) #ANALISIS DE VARIANZA
> summary(matriz2)# coeficientes

Call:
lm(formula = y ~ x1 + x2 + x3 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 +
    x11 + x12 + x13 + x14 + x15, data = matriz1)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-346.25  -16.74   -4.38    7.78  1777.39

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  -31.2421    51.6113  -0.605   0.545
x1              7.7740   124.9270   0.062   0.950
x2            -14.9908    16.9979  -0.882   0.378
x3              1.5077    18.5193   0.081   0.935
x5            -38.1851    32.3083  -1.182   0.238
x6              0.3547     1.0196   0.348   0.728
x7            226.8165   133.4881   1.699   0.090 .
x8              0.1024     9.0662   0.011   0.991
x9            -2.1884     8.4458  -0.259   0.796
x10           -3.7271     4.4543  -0.837   0.403
x11            2.0280     6.4169   0.316   0.752
x12          -35.8911    25.8426  -1.389   0.166
x13           -0.8781     5.4653  -0.161   0.872
x14           14.9127    10.7567   1.386   0.166
x15           109.6677    11.3172   9.690 <2e-16 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Figura 76. Resultado de regresión para el grupo Otros, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
Importance of components:
              PC1      PC2      PC3      PC4      PC5
Standard deviation  8.4884  3.0783  1.07969  0.95073  0.59784
Proportion of Variance 0.8582 0.1129 0.01388 0.01077 0.00426
Cumulative Proportion 0.8582 0.9711 0.98498 0.99574 1.00000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3 Comp.4 Comp.5
x4      0.142  0.518  0.406  0.253  0.694
x6      0.965 -0.252
x10     0.140  0.644 -0.642 -0.392
x11     0.131  0.480  0.195  0.500 -0.682
x13     0.107  0.152  0.617 -0.729 -0.230

```

Figura 77. Resultado representativo de 85,82% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> M_ACP1 <- prcomp(M_ACP)#Crea componentes principales
> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1      PC2
Standard deviation    1.5201 0.5748
Proportion of Variance 0.8749 0.1251
Cumulative Proportion 0.8749 1.0000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2
x8  0.671  0.742
x9  0.742 -0.671

```

Figura 78. Resultado representativo de 14% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

Tabla 19. Factores representativos del grupo Otros, resultados tabulados a partir del ACP

Factores representativos para el grupo Otros		Puntuación	Porcentaje	Peso
F_SEG	X4	0,0821	8%	8
F_IND	X6	0,5577	56%	56
F_DENR	X8	0,0673	7%	7
F_DENC	X9	0,0745	7%	7
F_COMP	X10	0,0809	8%	8
F_SECP	X12	0,0757	8%	8
F_TUR	X13	0,0618	6%	6
Total		1,00	100%	100

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> matriz2 <- aov(matriz2) #ANALISIS de Varianza
> summary(matriz2)# coeficientes

Call:
lm(formula = y ~ x1 + x2 + x3 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 +
    x11 + x12 + x13 + x14 + x15, data = matriz1)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-5.570  -2.149  -0.556   1.336  144.545

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  5.750328   0.215900  26.634 < 2e-16 ***
x1          -1.692979   0.410005  -4.129 3.65e-05 ***
x2           -0.532245   0.089488  -5.948 2.75e-09 ***
x3            0.242747   0.081333   2.985 0.00284 **
x5           -0.859328   0.132825  -6.470 9.99e-11 ***
x6           -0.047791   0.005381  -8.881 < 2e-16 ***
x7           -0.126560   0.111605  -1.134 0.25681
x8           -0.292588   0.048598  -6.021 1.76e-09 ***
x9           -0.014141   0.042093  -0.336 0.73692
x10          -0.146205   0.020375  -7.176 7.37e-13 ***
x11           0.188758   0.031406   6.010 1.87e-09 ***
x12           0.763221   0.097104   7.860 3.98e-15 ***
x13           0.108763   0.026084   4.170 3.06e-05 ***
x14          -0.363978   0.046521  -7.824 5.30e-15 ***
x15           0.047603   0.029299   1.625 0.10423
---
signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 3.563 on 28043 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.07729, Adjusted R-squared:  0.07682
F-statistic: 167.8 on 14 and 28043 DF, p-value: < 2.2e-16

```

Figura 79. Resultado de regresión para el grupo Residencial, representa los coeficientes de las variables y su importancia dentro del modelo.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/
> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1      PC2      PC3      PC4      PC5      PC6      PC7
Standard deviation  6.6738  2.3219  0.98813  0.86527  0.64561  0.4749  0.39768
Proportion of Variance 0.8491 0.1028 0.01861 0.01427 0.00795 0.0043 0.00301
Cumulative Proportion 0.8491 0.9518 0.97047 0.98474 0.99268 0.9970 1.00000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2 Comp.3 Comp.4 Comp.5 Comp.6 Comp.7
x4   0.188  0.469  0.497      0.591  0.362
x6   0.928 -0.368
x8   0.107  0.201      -0.212 -0.412  0.255  0.818
x9   0.103  0.218      -0.456 -0.429  0.487 -0.552
x10  0.203  0.583 -0.727  0.282
x11  0.160  0.431  0.200 -0.449      -0.738
x13  0.124  0.174  0.418  0.675 -0.541 -0.143 -0.103

```

Figura 80. Resultado representativo de 75,24% obtenido para las seis variables del primer ACP para el grupo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

```

Console Terminal x
~/RStudio/ ↗
> summary(M_ACP1)
Importance of components:
              PC1      PC2
Standard deviation  0.5353 0.3764
Proportion of Variance 0.6691 0.3309
Cumulative Proportion 0.6691 1.0000
> M_ACP2 = princomp(M_ACP) # Ejecuta componentes principales
> loadings(M_ACP2)# Proporciona los coeficientes de las componentes (autovectores)

Loadings:
      Comp.1 Comp.2
x2  0.288  0.958
x14 0.958 -0.288

```

Figura 81. Resultado representativo de 25% obtenido para las tres variables del segundo ACP para el grupo Residencial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Tabla 20. Factores representativos del grupo Residencial, resultados tabulados a partir del ACP.

Factores representativos para el grupo Residencial		Puntuación	Porcentaje	Peso
F_EDU	X2	0,0349	3%	3
F_SEG	X4	0,0880	9%	9
F_IND	X6	0,4346	43%	43
F_DENI	X8	0,0501	5%	5
F_DENC	X9	0,0482	5%	5
F_COMP	X10	0,0951	10%	10
F_SAL	X11	0,0749	7%	7
F_TUR	X13	0,0581	6%	6
F_USOS	X14	0,1160	12%	12
Total		1,00	100%	100

Fuente: Elaboración por Autor.

ANEXO C. Resultados de la previsión de demanda eléctrica para 10 años por grupo de consumo Comercial, Otros e Industrial.

Table						
MBP_I						
OBJECTID_1 *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total
1	Polygon	198126.788342	79544109.95296	99	409	508

Figura 82. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table										
CAN_I										
OBJECTID *	Shape *	CODIGOUNIC	DiarioKWH	ConMESKWH	DMaxKW	Coor_X	Coor_Y	CID	Cientes	kwh_Proyectado
404	Point	0203055944	0.034028	1.020833	0.038199	735123.98075	9694494.01513	<Null>	<Null>	<Null>
405	Point	0203056801	0.009028	0.270833	0.010135	738199.904375	9694661.04725	<Null>	<Null>	<Null>
406	Point	0200501072	1.242014	37.260417	1.05754	741029.593125	9700053.57363	<Null>	<Null>	<Null>
407	Point	0200624866	1.071991	32.159722	0.91277	734799.453375	9694602.146	<Null>	<Null>	<Null>
408	Point	0200175398	0.011806	0.354167	0.013253	739973.036375	969466.33938	<Null>	<Null>	<Null>
409	Point	0203050291	0.002546	0.076389	0.002858	731466.745	9694348.303	<Null>	<Null>	<Null>
410	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	331	Proyectados	11.07486
411	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	332	Proyectados	11.07486
412	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	338	Proyectados	11.07486
413	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	342	Proyectados	11.07486
414	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	346	Proyectados	11.07486
415	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	350	Proyectados	11.07486
416	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	352	Proyectados	11.07486
417	Point	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	356	Proyectados	11.07486

Figura 83. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table									
MDP_I_2027									
CAN_I_OBJECTID *	Shape *	ID_Grilla	Count_	Sum_ConMESKW	Sum_kwh_Proyectado	Sum_ConPro_10anios	Shape_Length	Shape_Area	
187	Polygon	187	7	790.833334	22.149721	812.983073	1497.757847	99062.836454	
2754	Polygon	1059	1	628	<Null>	628	2000	250000	
880	Polygon	692	38	523.40972	99.673745	623.083467	2000	250000	
878	Polygon	690	1	396.756944	<Null>	396.756958	2000	250000	
516	Polygon	468	2	260.847222	11.074861	271.92209	2000	250000	
73	Polygon	73	2	235.215278	11.074861	246.290132	1914.620795	237153.797931	
1605	Polygon	1491	1	227.298611	<Null>	227.298615	2000	250000	
784	Polygon	596	6	170.92361	22.149721	193.073326	2000	250000	
834	Polygon	646	27	117.57639	66.449163	184.025553	2000	250000	
833	Polygon	645	22	117.305557	66.449163	183.754721	2000	250000	
927	Polygon	739	10	159.866667	11.074861	170.741529	2000	250000	
1145	Polygon	957	1	164.979167	<Null>	164.979172	2000	250000	
1047	Polygon	859	6	127.194444	22.149721	149.344169	2000	250000	
926	Polygon	738	10	135.25	<Null>	135.250001	2000	250000	

Figura 84. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

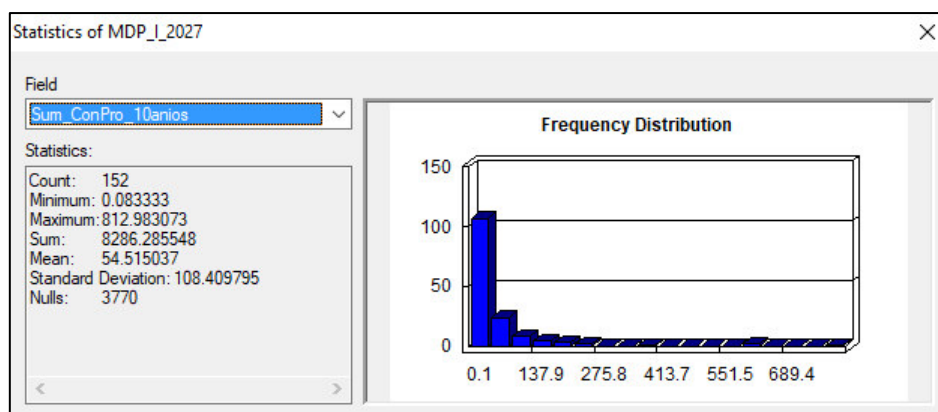


Figura 85. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table						
MBPR_I						
OBJECTID *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total
1	Polygon	251680.337745	99212428.913562	474	1965	2439

Figura 86. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table										
CAP_C										
OBJECTID *	Shape *	CID	Clientes	kwh_Proyectado	CODIGOUNIC	DiarioKWH	ConMESKWH	DMaxKW	Coor_X	Coor_Y
1967	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203052628	0.152546	4.576389	0.181585	739256.1	9696823.
1968	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203053519	0.1375	4.125	0.163675	739104.9	9697025.
1966	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203052388	0.274306	8.229167	0.326523	739068.7	9696712.
1969	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203053642	0.05	1.5	0.059518	739036.0	9696080.
1962	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203051273	0.236806	7.104167	0.281884	739298.9	9697403.
1970	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203053956	0.109167	3.275	0.129948	731276.4	9693364.
1961	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203051133	0.209028	6.270833	0.248819	739483.0	9697090.
1964	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0203052149	0.010417	0.3125	0.0124	739069.2	9696783.
175	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
176	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
158	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
174	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
154	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
173	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
155	Point	1	Proyectados	9.06193	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>

Figura 87. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table									
MDP_C_2027									
OBJECTID	Shape *	ID_Grilla	Count	Sum_kwh_Proyectado	Sum_ConMESKW	Sum_ConPro_10años	Shape_Length	Shape_Area	
1	Polygon	1	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	1385.928139	96469.375	
2	Polygon	2	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
3	Polygon	3	1	<Null>	0.097222	0.097222	2000	250000	
4	Polygon	4	3	<Null>	15.326389	15.326389	2000	250000	
5	Polygon	5	1	9.06193	<Null>	9.06193	2000	250000	
6	Polygon	6	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
7	Polygon	7	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
8	Polygon	8	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
9	Polygon	9	1	9.06193	<Null>	9.06193	2000	250000	
10	Polygon	10	1	9.06193	<Null>	9.06193	2000	250000	
11	Polygon	11	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
12	Polygon	12	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
13	Polygon	13	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
14	Polygon	14	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	250000	
15	Polygon	15	2	9.06193	8.055556	17.117486	2000	250000	

Figura 88. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

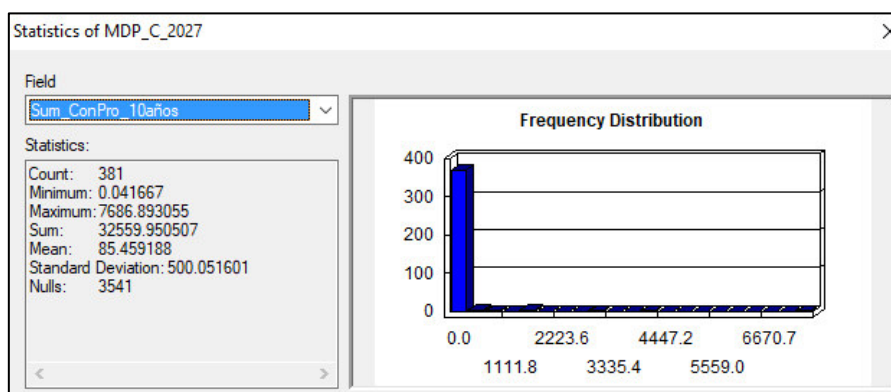


Figura 89. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table						
MBPR_O						
OBJECTID *	Shape *	Shape_Length	Shape_Area	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total
1	Polygon	406834.222629	144525667.76215	115	476	591

Figura 90. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table

MDP_O_2027

	OBJECTID *	Shape *	CID	Cientes	kwh_Proyectado	CODIGOUNIC	DiarioKWH	ConMESKWH	DMaxKW	COORD_X	COORD_Y
	110	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	111	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	112	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	113	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	114	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	115	Point	1	Proyectados	15.64293	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>
	116	Point	<Null>	<Null>	<Null>	0200000372	0.0125	0.375	0.018566	739675.4	9696547
	117	Point	<Null>	<Null>	<Null>	02000002121	2.244444	67.333333	3.144752	739389.3	9697327
	118	Point	<Null>	<Null>	<Null>	02000002964	6.080556	182.416667	5.611458	739490.5	9697284
	119	Point	<Null>	<Null>	<Null>	02000004408	2.136111	64.083333	2.992963	739599	9697381
	120	Point	<Null>	<Null>	<Null>	02000004424	1.984722	59.541667	2.780848	739131.2	9696451
	121	Point	<Null>	<Null>	<Null>	02000005512	0.827315	24.819444	1.159173	739484.8	9697492

1

</

Figura 91. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table										
MDP_O_2027										
	CAP_O_OBJECTID *	OBJECTID	Shape *	ID_Grilla	Count_	Sum_kwh_Proyectado	Sum_ConMESKW	Sum_ConPro_10años	Shape_Length	Sh
	1	1	Polygon	1	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	1385.928139	
	2	2	Polygon	2	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	
	3	3	Polygon	3	2	15.642926	38.340278	53.983204	2000	
	4	4	Polygon	4	7	<Null>	36.749999	36.749999	2000	
	5	5	Polygon	5	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	
	6	6	Polygon	6	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	
	7	7	Polygon	7	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	
	8	8	Polygon	8	3	15.642926	3.979167	19.622093	2000	
	9	9	Polygon	9	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	
	10	10	Polygon	10	4	31.285852	8.555556	39.841408	2000	
	11	11	Polygon	11	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	2000	

Figura 92. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

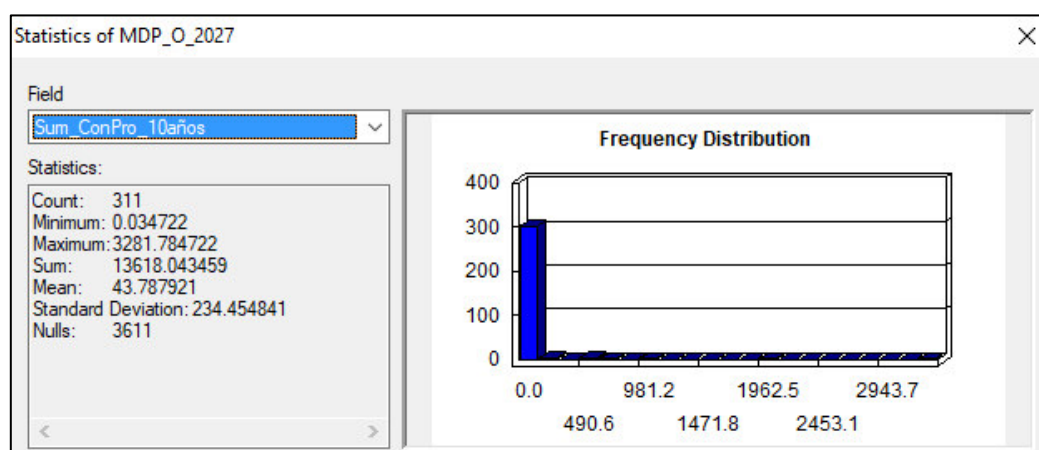


Figura 93. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table							
MBR_luminarias							
	OBJECTID *	Shape *	Pobla_Futura	Pobla_Actual	Pobla_Total	Shape_Length	Shape_Area
▶	1	Polygon	3402	14102	17504	381157.000108	289778849.718326

Figura 94. Tabla de atributos obtenida del modelo MBP para el grupo de consumo Alumbrado.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table											
CAP_Luminarias											
	OBJECTID *	Shape *	CID	Clientes	kwh_Proyectado	Codigo Estructura	PotenciaW	ConDiarioKW	ConsuW	C_Mes_KW	ConPro_10a
	17499	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AP00308	70	0.84	840	70	70
	17500	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AP00308	70	0.84	840	70	70
	17501	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AOD0003	125	0.625	625	125	125
	17502	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AOD0003	125	0.625	625	125	125
	17503	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AOD0003	125	0.625	625	125	125
	17504	Point	<Null>	<Null>	<Null>	AP00308	70	0.84	840	70	70
	1	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569
	2	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569
	3	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569
	4	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569
	5	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569
	6	Point	1	Proyectados	174.2569	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.2569

Figura 95. Tabla de atributos obtenida del modelo MBDP para el grupo de consumo Alumbrado.

Fuente: Elaboración por Autor.

Table									
MDP_LA_2027									
	Join_Count	PotenciaW	ConDiarioKW	ConsuW	C_Mes_KW	ConPro_10Años	ConPro_10a	Shape_Length	Shape_Area
	1	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	174.2569	2000	250000
	5	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	871.2845	2000	250000
	3	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	522.7708	2000	250000
	2	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	348.5138	2000	250000
	1	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	174.2569	2000	250000
	9	70	0.84	840	70	174.256912	838.5138	2000	250000
	2	<Null>	<Null>	<Null>	<Null>	174.256912	348.5138	2000	250000
	2	250	3	3000	250	250	500	1454.292477	74045.599035
	2	250	3	3000	250	250	400	1976.823957	247980.410785
	12	250	3	3000	250	250	2520	1710.569347	177948.65364
<									
0 > >> (0 out of 3922 Selected)									

Figura 96. Tabla de atributos obtenida de la unión espacial para el grupo de consumo Alumbrado P.

Fuente: Elaboración por Autor.

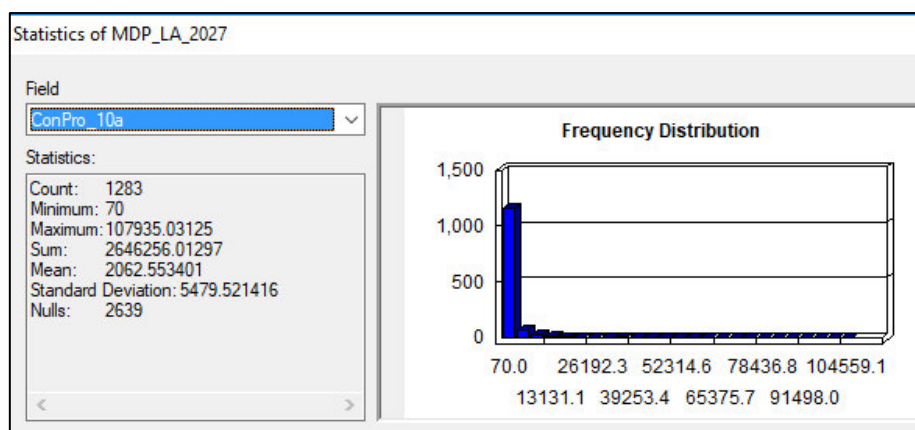


Figura 97. Cuadro de resumen estadístico para el consumo energético proyectado al 2027 para el grupo de consumo Alumbrado P.

Fuente: Elaboración por Autor.

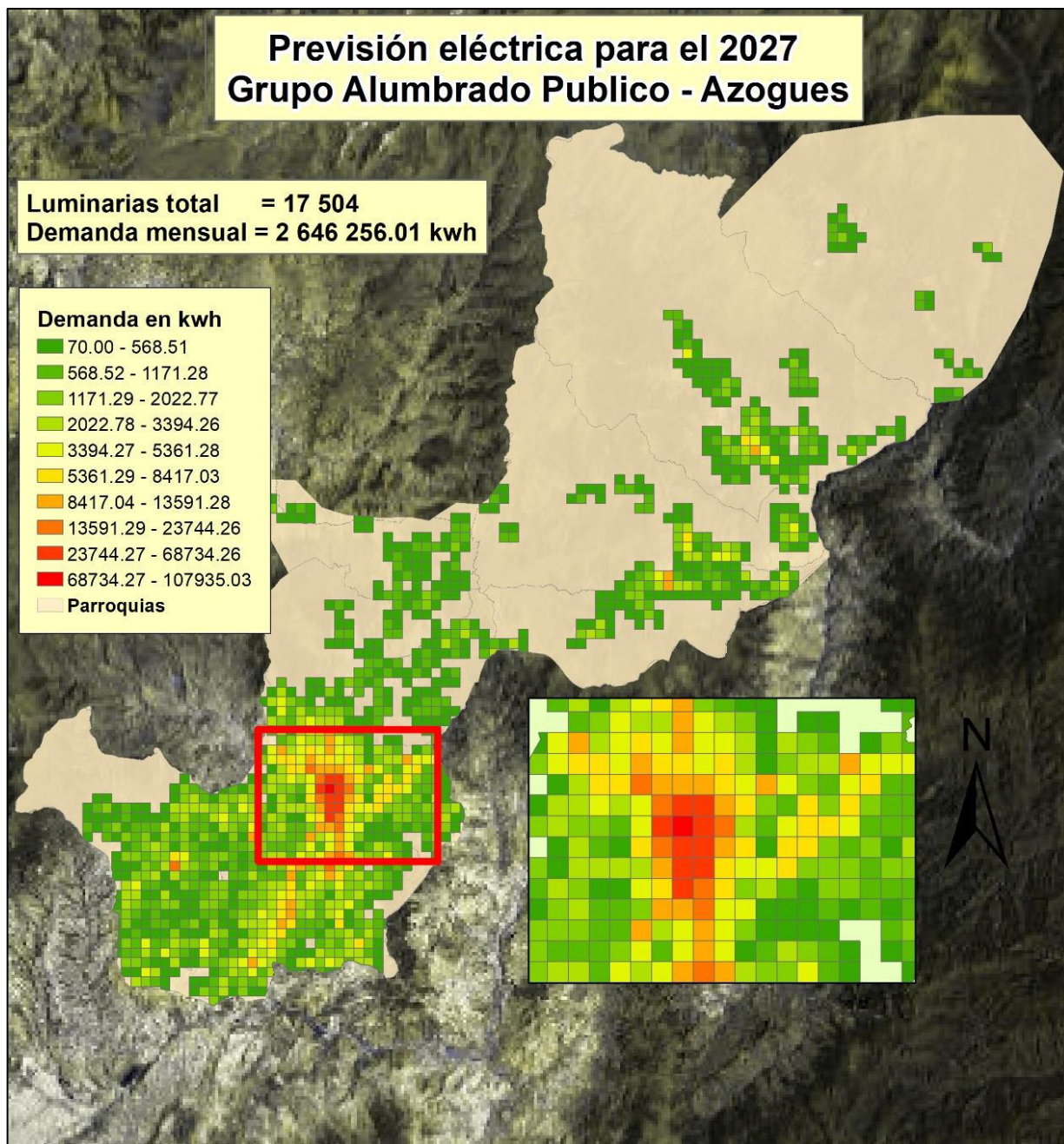


Figura 98. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Alumbrado P.

Fuente: Elaboración por Autor.

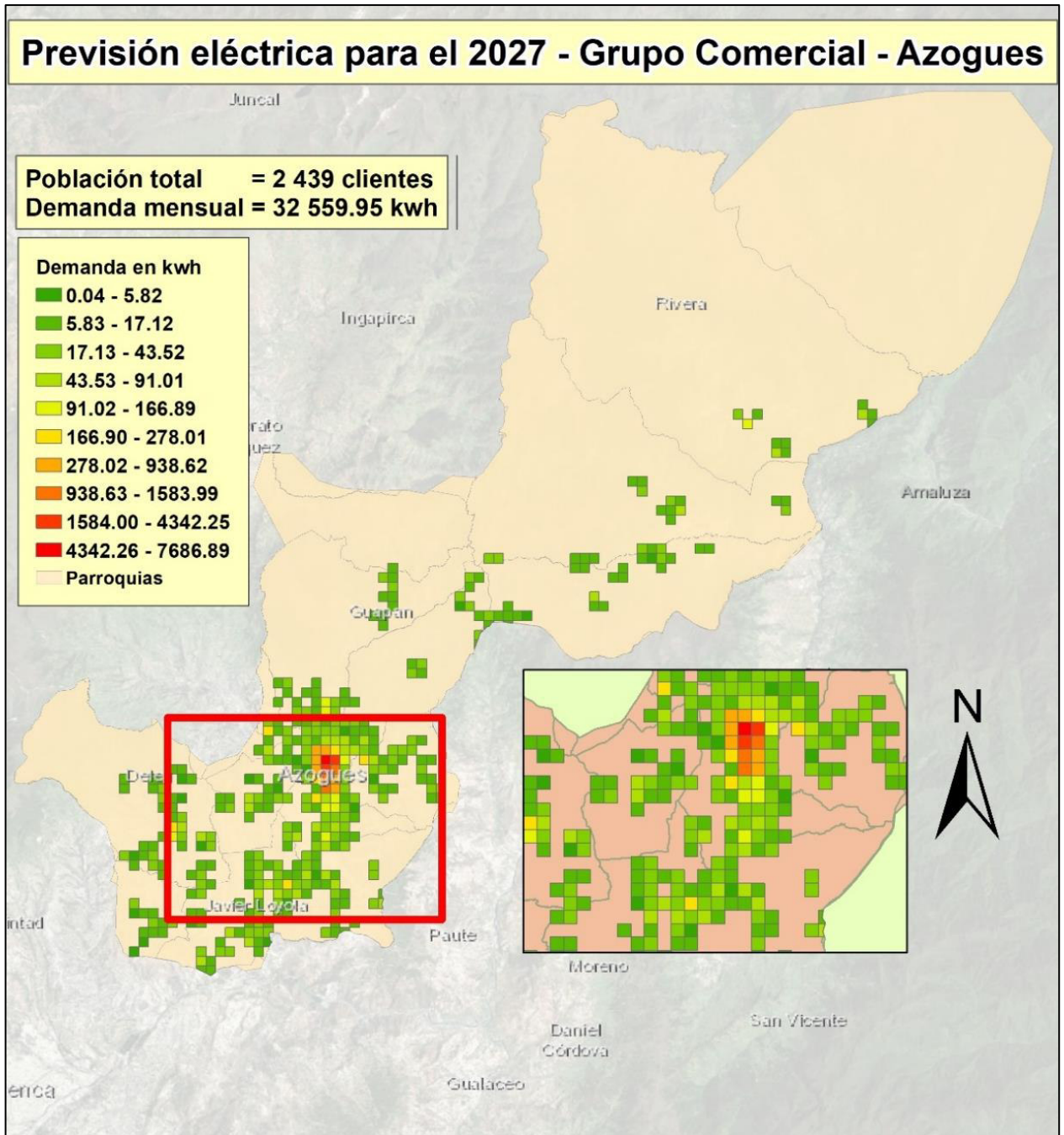


Figura 99. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Comercial.

Fuente: Elaboración por Autor.

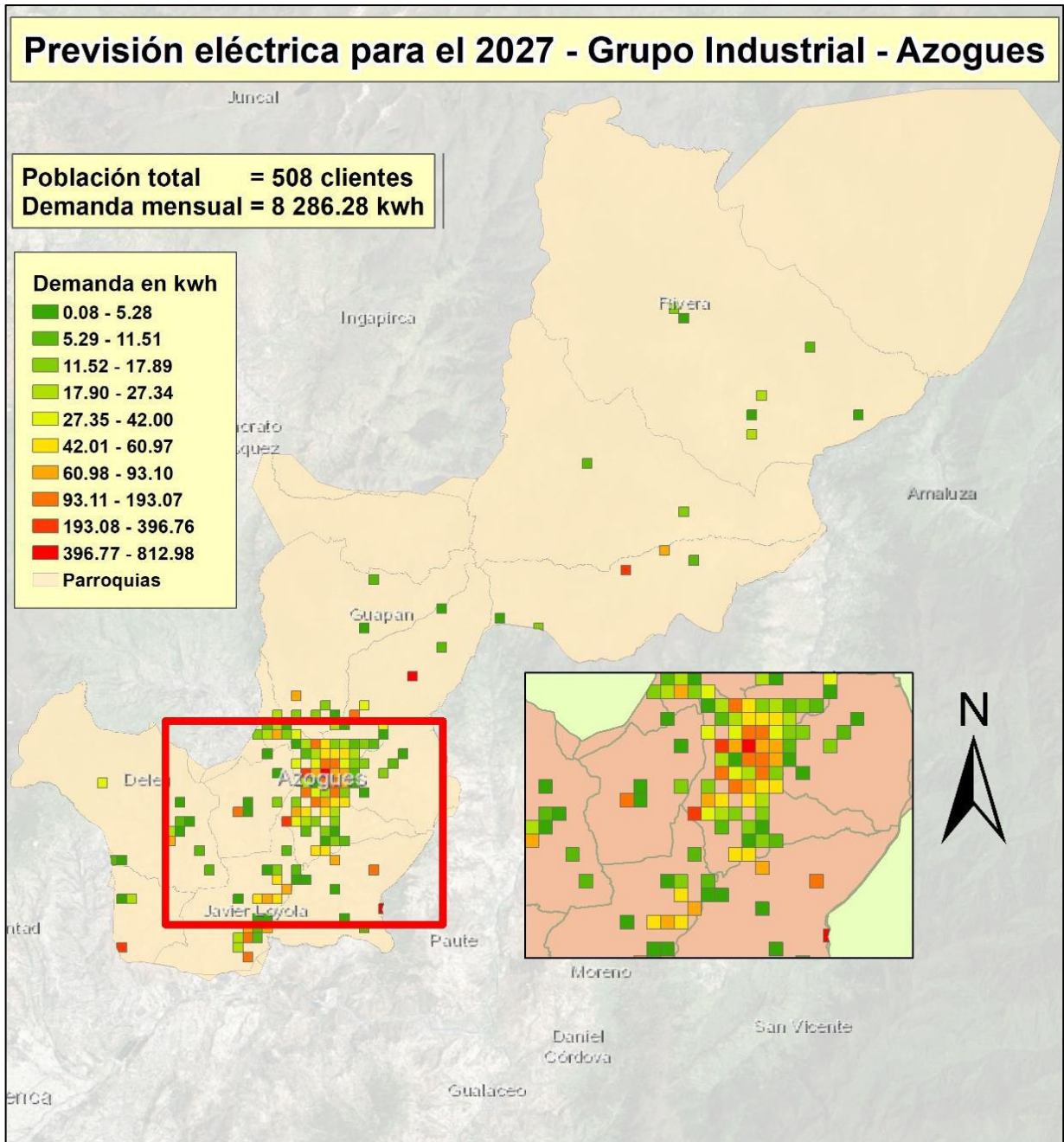


Figura 100. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Industrial.

Fuente: Elaboración por Autor.

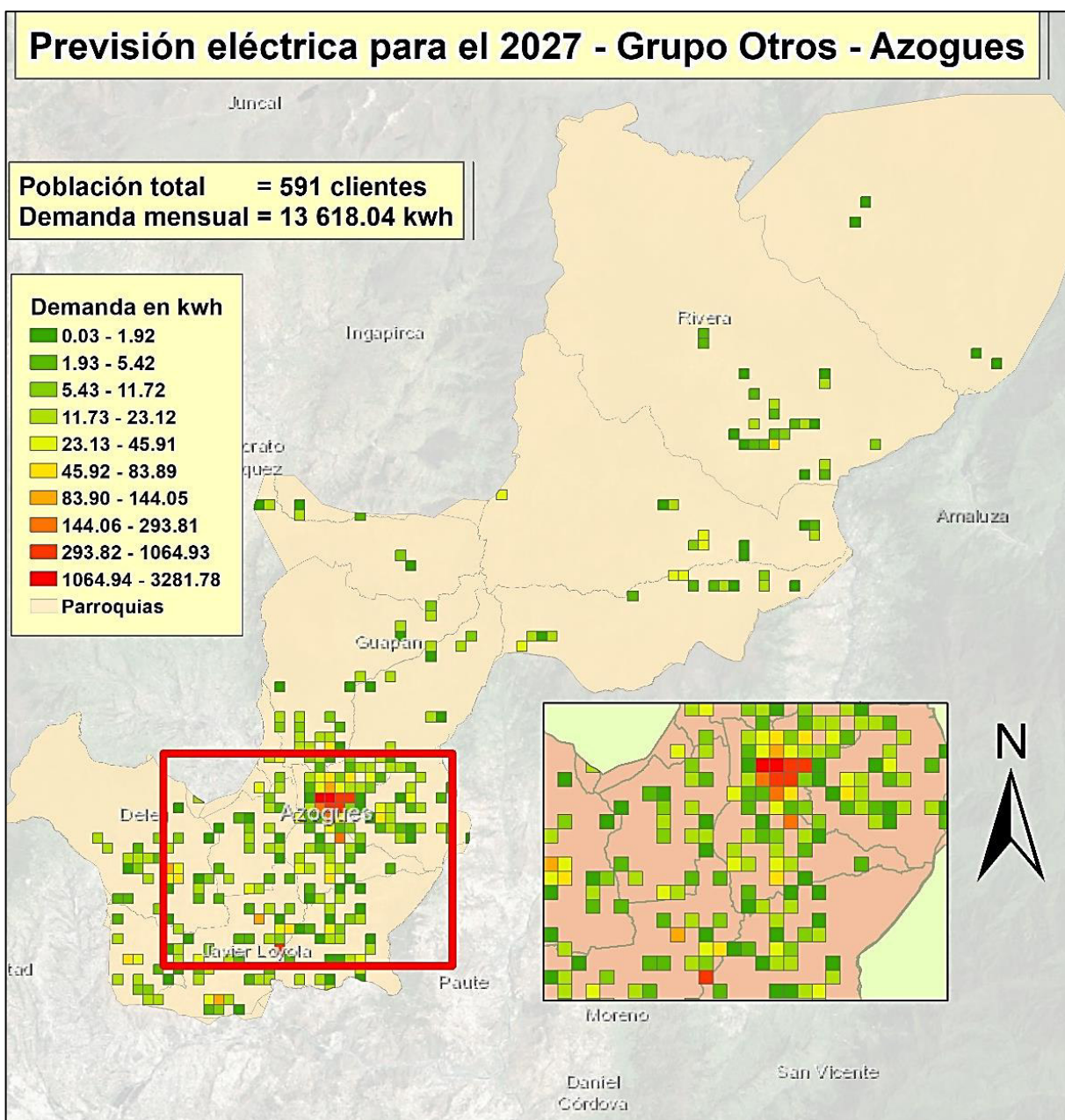


Figura 101. Mapa de calor con proyección eléctrica para el 2027, para el grupo de consumo Otros.

Fuente: Elaboración por Autor.

ANEXO D. Código de programación en Python para el módulo de previsión de la demanda eléctrica.

```
#Modelo de Prevision de la Demanda Electrica
#Autor: Joel Santiago Yunga Lalvay
#Fecha 10 Junio 2018

import arcpy
import pythonaddins

class Ayuda(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.ayuda (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.MessageBox("Modulo de Prevision de la Demanda Electrica, Contiene 5 botones que se
debe seguir en el orden establecido", 1)
        pass
#Proyeccion
class ClientesAP(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.clientesap (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "23proyceciontotal")
        pass
#Proyeccion
class Demandaproyectada(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.demandap (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx"
"MBDPDemandaProyectada")
        pass

class Microarea(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.microarea (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "CreaMicroarea")
        pass
#Proyeccion
class PPoblacional(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.poblacional (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
```

```

pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx"
"MBPPoblacionProyectada")
    pass
#Restriccion
class Poligono(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.poligono (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "1BMRPoligonos")
        pass

class Preferencia(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.preferencia (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx"
"MPDPReferenciaDistancias")
        pass
#Restriccion
class Puntolinea(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.punto (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "1AMBRLineapunto")
        pass
#Restriccion
class Suma(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.suma (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "SumaCalcuRyReclas")
        pass

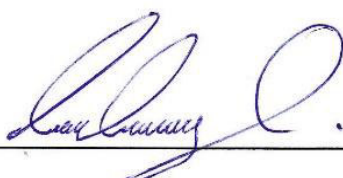
class Sumaponderada(object):
    """Implementation for Modulo_Prevision_addin.sumaponde (Button)"""
    def __init__(self):
        self.enabled = True
        self.checked = False
    def onClick(self):
        pythonaddins.GPToolDialog(r"G:\P_Investigacion\Proyeccion\Proyeccion1.tbx" , "SPSumaPonderada")
        pass

```

**PERMISO DEL AUTOR DE TESIS PARA SUBIR AL REPOSITORIO
INSTITUCIONAL**

Yo, Joel Santiago Yunga Lalvay portador de la cedula de ciudadanía No 0105035281. En calidad de autor y titular de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación *"Previsión de la demanda eléctrica, mediante el uso de un modelo espacial en el área de concesión de la empresa eléctrica Azogues-Ecuador"* de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconozco a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos. Así mismo; autorizo a la Universidad para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 27 de agosto de 2018.



Joel Santiago Yunga Lalvay

C.I. 0105035281