



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Modelo de optimización multietapa para la planificación de la expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Autores:

Diego Jonnathan Cando Naula CI:0104839741

cts1g.candodiego@gmail.com

Freddy Hernán Chuqui Cajamarca CI:0302624143

freddy.chuqui1994@gmail.com

Director:

MSc. Juan Bautista Sanango Fernández

CI: 0301522892

Tutor:

MSc. Sergio Patricio Zambrano Asanza

CI: 0703328302

Cuenca-Ecuador

23-marzo-2021



RESUMEN:

Este trabajo de titulación presenta el desarrollo y aplicación de un modelo multietapa coordinado para la planificación de la expansión de subestaciones (PES) con la finalidad de determinar áreas de servicio y tiempos de ejecución de los proyectos de expansión o construcción asociadas a dichas subestaciones de tal forma que permitan atender a la demanda creciente cumpliendo con los requerimientos técnicos y económicos. La función objetivo implementada para PES toma en consideración los costos que se incurren por la construcción de los proyectos de expansión, así como los costos por operación y mantenimiento incurridos en dichos proyectos. Para el análisis de la mejor alternativa de expansión y su costo asociado, este trabajo utiliza el método del valor presente, por otra parte, para reducir tiempos de cálculo el algoritmo implementado hace uso de diferentes técnicas, entre la que se destaca el análisis cluster cuyo objetivo es el de agrupar los nodos de carga de tal manera de evitar el trabajo de PES con grandes conjuntos de datos dispersos (nodos de carga) y en su lugar tratar con grupos cohesivos (clusters) que permitan a cada uno de ellos generar un impacto representativo en el sistema. En cuanto a las restricciones asociadas con la función objetivo se incluyen restricciones eléctricas, como flujos de potencia, límites de variaciones de voltaje, límites de cargabilidad y restricciones de radialidad, así mismo, el algoritmo también contempla criterios de espacialidad y penalidad que ayudan a la asignación y reducción de los cambios de clusters a otras subestaciones vecinas logrando así determinar un área de servicio óptima asociada a las diferentes subestaciones en análisis. Con el fin de establecer relaciones entre los aspectos económicos, técnicos y espaciales, en este trabajo se hizo uso de los softwares Python, DlgSILENT, y ArcGis que utilizados en conjunto generan una potente herramienta para PES y en general para cualquier estudio que se pretenda abordar. Finalmente, el modelo y los algoritmos propuestos fueron implementados en el sistema de subtransmisión de la de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A demostrando mediante los resultados que la metodología empleada es una herramienta eficaz en sistemas reales y a gran escala.

Palabras claves: Distribución. Subestaciones. Flujos de potencia. Pronóstico de carga. Ingeniería económica. Valor presente. Planificación dinámica. Optimización. Búsqueda Tabú. Análisis espacial. Grafos. Redes. Análisis cluster/comunidades. DlgSILENT PowerFactory. Python. ArcGIS. E.E.R.C.S.C.A.



ABSTRACT:

The next degree work, presents the development and application of coordinated This degree work, presents the development and application of coordinated multi-stage model to solving substation expansion planning (SEP) with the purpose of determination service areas and implementation times substations expansion and construction projects so that it allows serve the increasing electricity load demand in accordance with certain technical and economic constraints. The objective function implemented for solving SEP takes into consideration: the installed and/or reinforced projects costs as well the installed and/or reinforced projects maintenance costs. To analyze the best alternative solution and its associated cost, this work uses the present value method. Moreover, to reduce calculation time, the algorithm has implemented different techniques among which the cluster analysis stands out, which objective is to group the load nodes to avoid the SEP process with large dispersed data sets (nodes load) and instead deal with cohesive groups (clusters) that allow to each one them generate a representative impact on the system. The objective function includes different electrical constraints such as power flow, changes to voltage level, maximum permissible loading of substations and radiality constraints. In addition, the algorithm also contemplates spatial and penalty factors that help to assignation and reduction clusters changes to other neighboring substations allowing to determine an optimal service area associated to different analysis substations. In order to establish relations between economic, technical and spatial aspects, this work uses Python, DlgSILENT, and ArcGIS software which the used together, generate a powerful tool for SEP and generally for any study that is attempt to be achieved. Finally, the model and algorithms proposed were implemented at the “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A” sub-transmission system, and the results showed that the methodology used is an effective tool in real and large-scale grids.

Keywords: Distribution. Substations. Power flow. Load forecasting. Economic engineering. Present value. Dynamic planning. Optimization. Tabu Search. Spatial analysis. Graphs. Grids. Cluster/Community analysis. DlgSILENT PowerFactory. Python. ArcGIS. E.E.R.C.S. C.A.



I. ÍNDICE DE CONTENIDOS.

1	CAPÍTULO I: GENERALIDADES.	24
1.1	Introducción.....	24
1.2	Justificación.....	25
1.3	Alcance.	27
1.4	Objetivos.	28
1.4.1	Objetivo General.....	28
1.4.2	Objetivos Específicos.	28
1.5	Contenido.....	28
2	CAPÍTULO II SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA Y EL PROBLEMA DE SU PLANEAMIENTO: GENERALIDADES Y CONCEPTOS BÁSICOS.	30
2.1	Introducción.....	30
2.2	Sistemas eléctricos de potencia (SEP).	30
2.2.1	Definición de un sistema eléctrico de potencia (SEP).	31
2.2.2	Estructura de un sistema eléctrico de potencia (SEP).....	31
2.3	Análisis de un SEP en régimen permanente.....	34
2.3.1	Flujos de potencia.	34
2.3.2	Parámetros relacionados con el cálculo de los flujos de potencia.....	34
2.3.3	Métodos de cálculo de flujos de potencia.....	37
2.3.4	Herramientas computacionales para el análisis del SEP.	37
2.4	Conceptos relacionados con la carga eléctrica.	38
2.5	Principios económicos que intervienen en el problema del planeamiento de un sistema eléctrico de potencia.....	39
2.5.1	Diagramación de flujos de efectivo.....	41
2.5.2	Interés, tasa de Interés y período de interés.	42
2.5.3	Inflación y tasa de inflación.	45
2.5.4	Análisis económico en proyectos de ingeniería.....	45
2.5.4.1	Factores para una cantidad única.	46



2.5.4.2	Factores de valor presente y de recuperación de capital para series uniformes.....	46
2.5.4.3	Factor de fondo de amortización y factor de cantidad compuesta para una serie uniforme.....	47
2.5.4.4	Notación para los factores que afectan el valor de dinero en el tiempo.	48
2.5.4.5	Solución de una serie uniforme <i>A</i> diferida.....	49
2.5.4.6	Métodos para verificar la viabilidad de un proyecto.....	50
2.6	Planificación en sistemas eléctricos de potencia.	50
2.6.1	Objetivos de la planificación de un sistema eléctrico de potencia (SEP). 51	
2.6.2	Horizonte temporal de una planificación en sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	51
2.6.3	Métodos existentes para la planificación en sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	52
2.6.4	Etapas del planeamiento de un sistema eléctrico de potencia.	53
2.6.4.1	Pronóstico de carga.	53
2.6.4.2	Planificación de la expansión de la generación (PEG).....	57
2.6.4.3	Planificación de expansión de la transmisión (PET).....	58
2.6.4.4	Planificación de la Expansión de subestaciones (PES).	59
2.6.4.5	Planificación de expansión de la distribución	61
3	CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.CA Y PLANTEAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO.....	63
3.1	Introducción.....	63
3.2	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.....	64
3.2.1	Área de concesión.....	64
3.2.2	Sistema de subtransmisión.	69
3.2.2.1	Puntos de entrega.	69
3.2.2.2	Subestaciones.....	69



3.2.2.3	Líneas de subtransmisión.....	70
3.2.2.4	Alimentadores primarios.....	72
3.3	Formulación del problema para la planificación de la expansión de subestaciones (PES).....	74
3.3.1	Descripción del problema.....	75
3.3.2	Modelos y algoritmos de solución para PES.	75
3.3.3	Datos requeridos.	79
3.3.4	Análisis matemático.....	80
3.3.4.1	Función objetivo.	81
3.3.4.2	Restricciones.....	86
3.3.5	Algoritmo de solución.	89
3.3.5.1	Búsqueda Tabú.....	89
4	CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE SUBESTACIONES (PES).	96
4.1	Introducción.....	96
4.2	Herramientas digitales utilizadas por los algoritmos.	96
4.2.1	Python.	96
4.2.1.1	Python en Data Science.	97
4.2.1.2	Python en Network analysis.	97
4.2.1.3	Paquetes de Python utilizadas para PES.....	98
4.2.1.4	Spyder.....	99
4.2.2	ArcGis.....	100
4.2.3	DigSILENT PowerFactory.	101
4.3	Conceptos complementarios para el desarrollo de PES.	103
4.3.1	Análisis espacial.....	103
4.3.2	Análisis cluster.....	105
4.3.2.1	Proceso para el análisis cluster.....	105
4.3.2.2	Métodos Jerárquicos.	107



4.3.2.3	Métodos de partición.	109
4.3.3	Teoría de grafos.	111
4.3.4	Teoría de redes.	113
4.3.5	Problemas basados en redes/grafos.	114
4.3.6	Métodos para la creación de comunidad/clusters.	116
4.4	Conjunto de algoritmos utilizados para dar solución al problema de la planificación de expansión de subestaciones (PES).	119
4.4.1	Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD.	119
4.4.2	Adecuación de los datos de entrada a las condiciones del problema. 129	
4.4.2.1	Estructura del “Vector de Solución”.	136
4.4.3	Algoritmo para la generación de la solución inicial y búsqueda Tabu. 137	
4.4.4	Algoritmo principal.	151
5	CAPÍTULO V: ANALISIS EXPERIMENTAL.	154
5.1	Introducción.	154
5.2	Caso de estudio.	154
5.2.1	Sistema de subtransmisión para el caso de estudio.	155
5.2.2	Horizonte de planificación para el caso de estudio.	159
5.2.3	Pronóstico de carga para el caso de estudio.	159
5.2.4	Información técnica y económica.	165
5.3	Estudio preliminar.	166
5.3.1	Cargabilidad en los elementos del sistema de subtransmisión.	166
5.3.2	Determinación del factor de pérdidas.	169
5.4	Alternativas de expansión.	169
5.5	Resultados de los algoritmos utilizados para dar solución al problema de la planificación de la expansión de subestaciones (PES).	170



5.5.1	Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD.	170
5.5.2	Agrupación de clusters fijos para subestaciones nuevas y existentes. 183	
5.5.3	Alternativa de solución a los problemas de cargabilidad.	186
5.5.4	Estado del sistema de subtransmisión en respuesta a la implementación de la alternativa de solución.	195
5.5.5	Relación entre el factor de penalidad y los costos de las pérdidas del sistema.	197
6	CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	200
6.1	Conclusiones.....	200
6.2	Recomendaciones y Trabajos.....	203
	BIBLIOGRAFIA.....	205
	ANEXOS	213



II. ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 2-1 Estructura del SEP [7].....	31
Figura 2-2 Diagrama de un flujo de efectivo [20].....	42
Figura 2-3 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) F conocido P y b) P conocido F [19].....	46
Figura 2-4 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) P conocido A y b) A conocido P [19].....	47
Figura 2-5 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) F conocido A y b) A conocido F [19].....	48
Figura 2-6 Serie uniforme diferida [19].	49
Figura 2-7 División del Área de Servicio de Subestaciones en dominios eléctricos [31].	59
Figura 3-1 Ubicación del área de concesión de la E.E.R.C.S.C.A. en el territorio ecuatoriano [39].....	65
Figura 3-2 Extensión geográfica del área de concesión de la E.E.R.C.S.C.A. y su distribución por provincia [38].....	66
Figura 3-3 Estructura del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (Verde: Anillo Norte , Rojo: Anillo Sur,) [41].	67
Figura 3-4 Estructura del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (Zoom1: Anillo central) [41].	68
Figura 3-5 Secuencia de procesos para la planificación de la expansión de subestaciones (PES).....	79
Figura 3-6 Pasos para la implementación de la componente de memoria a corto plazo.....	93
Figura 3-7 Procesos para la sección del “mejor candidato admisible”. .	94
Figura 4-1 Entorno de Spyder. .	100
Figura 4-2 Entorno de ArcMap. .	101
Figura 4-3 Entorno de DigSilent Power Factory. .	102
Figura 4-4 Ejemplo de los polígonos de Thiessen o diagrama de Voronoi [70], [71].	104



Figura 4-5 Relación entre el diagrama de Voronoi y la triangulación de Delaunay [72].	105
Figura 4-6 Ejemplo de un análisis cluster.	105
Figura 4-7 Ejemplo de un dendograma.	107
Figura 4-8 Grafo con 5 vertices y 6 aristas.	111
Figura 4-9 Grafo dirigido.	111
Figura 4-10 Grafo ponderado.	112
Figura 4-11 Ejemplo de una matriz de adyacencia para un grafo no dirigido.	113
Figura 4-12 Codificación para la identificación de nodos de carga.	121
Figura 4-13 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD Parte 1.	127
Figura 4-14 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD Parte 2 (subprocesos H y E).	128
Figura 4-15 Codificación para la identificación de clusters.	129
Figura 4-16 Identificación de Clusters adyacentes.	130
Figura 4-17 Clasificación de los clusters.	131
Figura 4-18 Flujograma para la selección de clusters fijos pertenecientes a S/E existentes.	133
Figura 4-19 Selección de clusters fijos para 2 subestaciones existentes.	134
Figura 4-20 Flujograma para la selección de Clusters fijos pertenecientes a S/E nuevas.	135
Figura 4-21 Selección de clusters fijos para 2 subestaciones existentes y una subestación nueva.	136
Figura 4-22 Estructura del “Vector Solución”.	136
Figura 4-23 Alternativas de ingreso o expansión de subestaciones en los diferentes periodos	137
Figura 4-24 Generación de combinaciones para un caso particular de 2 subestaciones y 3 periodos.	138
Figura 4-25 Proceso principal para la generación de la “Solución Inicial”.	140
Figura 4-26 Subproceso (1) para la generación de la “Solución Inicial”.	141



Figura 4-27 Subproceso (2) para la generación de la “Solución Inicial”.	142
Figura 4-28 Subproceso (3) para la generación de la “Solución Inicial”.	143
Figura 4-29 Técnica del factor de penalización	144
Figura 4-30 Secuencia de pasos para implementar la técnica del factor de penalización.	145
Figura 4-31 Generación de soluciones vecinas.	147
Figura 4-32 Proceso de búsqueda tabú.	149
Figura 4-33 Continuación de la Figura 4-32 conexión con el punto (D)	150
Figura 4-34 Continuación de la Figura 4-32 conexión con el punto (J).	151
Figura 4-35 Flujograma del algoritmo principal.	153
Figura 5-1 Área de estudio.	155
Figura 5-2 Diagrama unifilar para el caso de estudio.	156
Figura 5-3 Distribución de la Red de MV área y subterránea para el caso de estudio.	158
Figura 5-4 Periodos de planificación.	159
Figura 5-5 Mapa de densidad de carga al año base.	160
Figura 5-6 Mapa de densidad de carga al año 2024 (Periodo 1).	161
Figura 5-7 Mapa de densidad de carga al año 2028 (Periodo 2).	162
Figura 5-8 Mapa de densidad de carga al año 2032 (Periodo 3).	163
Figura 5-9 Escenario de crecimiento de carga esperado por S/E para el caso de estudio.	164
Figura 5-10 Representación de los cluster mediante polígonos de Thiessen.	174
Figura 5-11 Distribucion espacial de los nodos de carga que conforman los diferentes clusters.	175
Figura 5-12 Representantes para los diferentes clusters.	176
Figura 5-13 Generación de grafo G para el subconjunto 0500040V03	181
Figura 5-14 Generación de grafo T para el subconjunto 0500040V03.	181
Figura 5-15 Generación de los clusters 0500040V03C0, 0500040V03C1, 0500040V03C2, 0500040V03C3.	182



Figura 5-16 Clusters fijos y variables de las subestaciones existentes. 185

Figura 5-17 Curva de costos asociada a cada combinación factible..... 187

Figura 5-18 Costo asociado a las mejores combinaciones encontradas..... 188

Figura 5-19 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al primer periodo. 193

Figura 5-20 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al segundo periodo..... 194

Figura 5-21 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al tercer periodo. 194

Figura 5-22 Tendencia de los costos de relacionados a las pérdidas del sistema. 198

Figura 5-23 Tendencia de los costos de relacionados al factor de penalidad. 198

Figura 5-24 Variación en los costos de pérdidas y los costos de penalidad. 199



III. ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 2-1 Niveles de voltaje del sistema eléctrico del Ecuador [8].....	32
Tabla 2-2 Límites de variación permitidos para cada nivel de voltaje [8].	35
Tabla 2-3 Factores que afectan el pronóstico de la carga.....	54
Tabla 3-1 Subestaciones distribuidas en el área de concesión de la E. E. R.C. S. C.A. [39], [40].	70
Tabla 3-2 Líneas de Subtransmisión pertenecientes a la E.E.R.C.S.C.A. [39], [40]	71
Tabla 3-3 Alimentadores primarios por subestaciones Parte 1 [39].	73
Tabla 3-4 Alimentadores primarios por subestaciones Parte 2 [39].	74
Tabla 3-5 Métodos de solución para PES Parte 1.....	77
Tabla 3-6 Métodos de solución para PES Parte 2.....	78
Tabla 4-1 Áreas de uso de Python [55].	97
Tabla 4-2 Aplicaciones de PowerFactory [69].	102
Tabla 4-3 Métodos para la creación de comunidades/cluster parte 1.	117
Tabla 4-4 Métodos para la creación de comunidades/cluster parte 2.	118
Tabla 4-5 Ejemplo de la matriz de distancia OD.	126
Tabla 5-1 Características operativas de las subestaciones implicadas en el caso de estudio.....	157
Tabla 5-2 Alimentadores primarios considerados para el caso de estudio.	157
Tabla 5-3 Escenario de crecimiento de carga esperado por S/E para el caso de estudio.....	159
Tabla 5-4 Escenario de crecimiento de carga esperado por alimentadores primarios.	164
Tabla 5-5 Datos técnicos de las diferentes subestaciones en estudio	165
Tabla 5-6 Costos involucrados en la construcción o expansión de una S/E.	166
Tabla 5-7 Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.	167
Tabla 5-8 Cargabilidad en los transformadores de potencia.	168
Tabla 5-9 Voltaje en las diferentes barras de las subestaciones en estudio.	169



Tabla 5-10	Parámetros para el cálculo del Factor de pérdidas.	169
Tabla 5-11	Datos de entrada para el agrupamiento de carga.	170
Tabla 5-12	Clusters pertenecientes a la etiqueta CE_i	171
Tabla 5-13	Clusters pertenecientes a la etiqueta C_i (Métodos K - Means y Lukes) parte 1.	171
Tabla 5-14	Clusters pertenecientes a la etiqueta C_i (Métodos K - Means y Lukes) parte 2.	171
Tabla 5-15	Clusters pertenecientes a la etiqueta C_i (Métodos K - Means y Lukes) parte 3.	172
Tabla 5-16	Matriz de distancia OD Parte 1.	177
Tabla 5-17	Matriz de distancia OD Parte 2.	178
Tabla 5-18	Matriz de distancia OD Parte 3.	179
Tabla 5-19	Matriz de distancia OD Parte 4.	180
Tabla 5-20	Análisis de los cluster obtenidos por Lukes/ K -Means.	183
Tabla 5-21	Clusters fijos para la S/E 03.	183
Tabla 5-22	Clusters fijos para la S/E 04.	184
Tabla 5-23	Clusters fijos para la S/E 05.	184
Tabla 5-24	Clusters fijos para la S/E 07.	184
Tabla 5-25	Clusters fijos para la S/E 08.	184
Tabla 5-26	Configuración de subestaciones candidatas para la mejor combinación encontrada.	189
Tabla 5-27	Vector Solución parte (a).	190
Tabla 5-28	Vector Solución parte (b).	191
Tabla 5-29	Vector Solución parte (c).	192
Tabla 5-30	Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.	195
Tabla 5-31	Cargabilidad en transformadores de potencia.	196
Tabla 5-32	Niveles de voltaje en las barras.	197



Cláusula de Propiedad Intelectual

Diego Jonnathan Cando Naula autor del trabajo de titulación "Modelo de optimización multietapa para la planificación de la expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 23 de marzo del 2021

Diego Jonnathan Cando Naula

C.I: 0104839741



Cláusula de Propiedad Intelectual

Freddy Hernán Chuqui Cajamarca, autor del trabajo de titulación “Modelo de optimización multietapa para la planificación de la expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 23 de marzo del 2021

Freddy Hernán Chuqui Cajamarca

C.I: 0302624143



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Diego Jonnathan Cando Naula en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Modelo de optimización multietapa para la planificación de la expansión de subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 23 de marzo del 2021

Diego Jonnathan Cando Naula

C.I: 0104839741



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Freddy Hernán Chuqui Cajamarca en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Modelo de optimización multietapa para la planificación de la expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 23 de marzo del 2021

Freddy Hernán Chuqui Cajamarca

C.I: 0302624143



**ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN HA SIDO DESARROLLADO DENTRO DEL
CONVENIO MARCO ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

Los autores agradecen al departamento de planificación de la “Empresa Eléctrica Regional CentroSur.CA” por la información y conocimientos aportados a lo largo del desarrollo de este trabajo de titulación.



Agradecimientos.

Agradezco a mi padre, madre y hermanos por haber sido un pilar fundamental a lo largo de mi corta vida. Agradezco a los ingenieros Sergio Zambrano y Juan Sanango por compartir sus conocimientos para la elaboración de este trabajo de titulación y finalmente agradezco a la vida misma por haberme hecho conocer a diferentes personas que de una u otra manera han sabido cambiar un poco de mi ser, por haberme hecho vivir experiencias buenas o malas y por último por haberme establecido en los momentos y espacios adecuados.

Diego J. Cando.



Agradecimientos.

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por brindarme salud y vida, así como por haberme guiado por el camino correcto durante toda la etapa universitaria. Agradezco también a la Universidad de Cuenca y a su cuerpo docente por brindar las bases técnicas y éticas que permitirán desenvolverme en la vida profesional. A los ingenieros Juan Sanango y Sergio Zambrano quienes han compartido sus conocimientos y experiencias que han sido de gran utilidad para el desarrollo del presente trabajo. Por último, quiero agradecer a mis amigos y compañeros con quienes he compartido muchas experiencias durante todo el trayecto de mi vida universitaria.

Freddy H. Chuqui.



Dedicatoria.

Dedico este trabajo de titulación a mi familia, compañeros y amigos.

Diego J. Cando.



Dedicatoria.

Dedico este trabajo de titulación a mi madre Fanny Chuqui, a mis abuelos Miguel Chuqui y María Cajamarca quienes han sido mi apoyo fundamental durante toda mi vida educativa y en especial durante mi carrera universitaria. A mis tíos Rosa, María, y Milton quienes aún a la distancia siempre estuvieron brindándome su apoyo y sus consejos que han permitido motivarme durante los duros momentos que han surgido durante la formación universitaria.

Freddy H. Chuqui.



CAPÍTULO I: GENERALIDADES.

1.1 Introducción.

En la actualidad, la gran dependencia del uso de la energía eléctrica en todas las actividades que se desarrollan día a día, ha generado un rápido incremento en la demanda de la misma, lo cual ha obligado a realizar reforzamientos en la estructura de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) de tal forma que puedan atender a los continuos incrementos de carga manteniendo en todo momento el equilibrio dinámico del sistema, para lo cual, es necesario realizar estudios de planificación que sirvan para tomar decisiones a la hora de seleccionar ciertas políticas de inversión.

La planificación es uno de los estudios más relevantes que se realiza en un SEP y su importancia radica en la determinación de la forma de reforzar la capacidad de los elementos de un sistema de potencia para abastecer adecuadamente la demanda de energía futura de una manera económica con respecto a las restricciones operativas de la red. Debido a la complejidad en la estructura y operación de un SEP, los estudios requeridos para la expansión de los diferentes elementos que lo conforman se los realiza para cada una de sus etapas (Generación, Transmisión, Distribución) teniendo como punto de partida el pronóstico de carga.

Los métodos utilizados para la planificación de un SEP en base al horizonte temporal pueden clasificarse en corto, mediano y largo plazo de los cuales, el más utilizado es el método a largo plazo. Por otra parte, en los métodos para la planificación a largo plazo se pueden presentar dos enfoques, el primero denominado planificación estática, en el cual los resultados se obtiene para el año horizonte y el segundo denominado planificación multietapa, cuyos resultados se obtienen para cada etapa de la planificación logrando así tener una mejor asignación de los recursos técnicos y económicos en comparación al método estático [1].

La planificación de la expansión a largo plazo de los sistemas de distribución es una tarea importante atribuida a las empresas comercializadoras de energía y se define como un problema complicado cuya resolución implica la implementación de algoritmos de optimización eficientes que permitan a los planificadores encontrar un esquema de expansión óptimo [2]. Por otra parte, el objetivo de la expansión a largo plazo de los sistemas de distribución se centra en encontrar el mejor momento para expandir o reforzar la red con la finalidad de satisfacer oportunamente el crecimiento de la demanda de la manera más económica, confiable y segura en los diferentes períodos de planificación [3].



Dentro de los estudios de planificación enfocados en la distribución existe una gran cantidad de trabajos investigativos realizados por parte de expertos en el tema y la gran mayoría de ellos ha dividido esta problemática en dos subproblemas, el uno enfocado a la planificación de la expansión de subestaciones (PES) y el otro encaminado a determinar el enrutamiento óptimo de los alimentadores de medio voltaje y redes secundarias.

Este documento se enfoca en la planificación de la expansión de subestaciones a nivel de distribución con la finalidad de determinar fechas de reforzamiento de subestaciones existentes, fechas de instalación de nuevas subestaciones y áreas de servicios óptimos para el conjunto de subestaciones sean estas nuevas o existentes pertenecientes al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (E.E.R.C.S.C.A). Con este fin se ha empleado el método de planificación multietapa coordinado (Dinámico) cuya estrategia de solución emplea la metaheurística búsqueda tabú (Tabu Search) mediante la reasignación de pequeños conjuntos de puntos de carga denominados clusters cuyo método fue implementado en este documento debido a la necesidad de agrupar los nodos de carga de tal forma de no tratar con grandes conjuntos de datos dispersos (nodos de carga) y en su lugar tratar con grupos cohesivos (clusters) que permitan a cada uno de ellos generar un impacto representativo en el sistema. Finalmente, para determinar la validez de las diferentes soluciones presentadas durante el proceso de búsqueda se realizaron simulaciones de flujos de potencia utilizando el software “DIgSILENT Power Factory” el cual permite obtener los diferentes parámetros operativos del sistema en estudio y verificar el cumplimiento de las restricciones impuestas en el problema.

1.2 Justificación.

El estudio de PES es un tema de gran importancia ya que determina la configuración óptima de los elementos que deben instalarse o reforzarse para que el sistema pueda suministrar la demanda prevista al costo más bajo cumpliendo con todas las limitaciones técnicas en los períodos de planificación establecidos. Considerando lo antes mencionado, las empresas comercializadoras de energía ven la necesidad de ampliar el sistema de distribución, sin embargo, realizar una expansión es un problema complicado que involucra el diseño simultáneo de la red de medio voltaje y la expansión de subestaciones tomando en consideración parámetros tanto técnicos como económicos. Debido la complejidad del problema en este trabajo se aborda el tema relacionado a la planificación de expansión de subestaciones (PES) dejando de lado el enrutamiento óptimo del alimentador.



El estudio de PES es un problema que se lo aborda como un esquema de planificación a largo plazo, este hecho involucra la presencia de varias incertidumbres relacionadas con factores como la carga prevista, la gestión de activos y las limitaciones económicas lo cual genera varios problemas durante los procesos de planificación, para resolver estos problemas es necesario que el sistema se lo evalúe y se resuelva considerando varios periodos [5]. En la literatura especializada se presenta múltiples modelos de planificación basados en varios periodos destacándose entre ellos los modelos de planificación multietapa coordinado (Dinámico) debido a la incorporación de consideraciones de dependencia entre las diferentes etapas, lo que conlleva a obtener planes de expansión más consistentes y económicos.

Dada la importancia de PES y considerando su naturaleza combinatoria muchos modelos matemáticos y algoritmos han sido desarrollado en la literatura especializada clasificándose en métodos basados en inteligencia artificial y métodos basados en programación matemática. Los métodos comúnmente utilizados para la resolución de problemas de planificación dinámica hacen referencia a las técnicas basadas en inteligencia artificial debido a la gran complejidad computacional ya que el espacio variable está compuesto por el número de variables de decisión en cada etapa multiplicado por el número de etapas, por lo tanto, esta característica hace que los métodos matemáticos no sean una alternativa aplicable en este tipo de planificación. Dentro del conjunto de algoritmos basados en inteligencia artificial implementados para determinar la solución de PES se pueden mencionar a los algoritmos genéticos (GA), búsqueda tabú (TS), recocido simulado, algoritmo evolutivo, sistema inmune artificial, optimización de colonias de hormigas (ACO), sistema de colonias de hormigas (ACS) y algunos algoritmos híbridos como TS/GA, GA/ACO y GA/ACS, de todos estos métodos implementados en la literatura especializada se ha demostrado que los métodos como búsqueda tabú, algoritmos genéticos y la combinación de estos dos son más eficientes cuando se trabaja con redes a gran escala.

Como se mencionó en párrafos anteriores, la planificación dinámica es un proceso que involucra una gran cantidad de variables que dependen directamente del número de periodos que se considere en la planificación, en virtud de ello, para la implementación del algoritmo de solución se ha optado por la incorporación de varias herramientas computacionales como lo son Python, ArcGIS y DigSILENT Power Factory mismas que se han escogido en base a las grandes ventajas además de las versatilidades que presenta cada uno de ellos y cuyo trabajo en conjunto permitirá desarrollar todos y cada uno de los procesos involucrados en la técnica de solución.



1.3 Alcance.

En este trabajo se pretende plantear una alternativa de expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (E.E.R.C.S.C.A) con la finalidad de atender a la demanda futura con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos incurriendo en un costo económicamente factible, para lo cual se ha considerado un horizonte de planificación de 16 años.

El sistema en estudio considera únicamente a las subestaciones que pertenecen al anillo central del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S.C.A mismo que cubre gran parte de la zona céntrica del cantón Cuenca donde se ha evidenciado un mayor crecimiento de la carga para los próximos años. Por otra parte, los proyectos de generación que se prevén incorporar en los próximos años no han sido considerados en la planificación, por lo tanto, los estudios se los realiza considerando los proyectos implementados hasta el año base, es decir, hasta el año 2020.

La E.E.R.C.S.C.A a través del departamento de planificación ha realizado varios estudios relacionados con la expansión del sistema de subtransmisión para atender a la demanda futura, dichos estudios han permitido obtener varias alternativas de solución a la problemática descrita, en virtud de ello, este trabajo se limita a la evaluación de todas las posibles combinaciones que se pudieran dar considerando dichas alternativas y determinando para cada una de ellas las posibles áreas de servicio, obteniéndose al final la mejor combinación factible que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos.

En la implementación de la función de objetivo se ha considerado aquellos costos relacionados con la construcción y expansión de las subestaciones dejando de lado los costos involucrados con la red de medio voltaje, en cuanto a los costos relacionados con las pérdidas del sistema, se los ha calculado en base a una aproximación realizada utilizando el factor de pérdidas mismo que fue determinado en base a las pérdidas promedio del año base.

Los resultados finales se limitan exclusivamente a la determinación de las áreas de servicio y capacidades de las subestaciones existentes y subestaciones nuevas, así como de los periodos en los cuales se realizan las respectivas configuraciones (expansión/ingreso) en el sistema sin tomar en consideración las ubicaciones para la construcción de subestaciones nuevas.



1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo General.

Proponer un modelo de optimización de múltiples etapas al problema de planificación de la expansión de subestaciones del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., con la finalidad de abastecer el crecimiento de la carga a largo plazo considerando minimizar costos a las alternativas de expansión establecidas.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar modelos matemáticos y algoritmos de solución utilizados en la literatura científica para el problema de la planificación de expansión de subestaciones.
- Definir un modelo de optimización considerando factores económicos, espaciales y operativos atribuidos a la función objetivo y sus restricciones.
- Implementar un algoritmo de solución usando una técnica metaheurística para resolver el problema de optimización mediante un lenguaje de programación robusto y reutilizando las herramientas de análisis de flujos de carga de la CENTROSUR.
- Probar el modelo propuesto con el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR y evaluar sus resultados considerando factores económicos, operativos y espaciales en cada una de sus etapas, así como la capacidad utilizada y disponible en las subestaciones nuevas y existentes, fecha de reforzamiento de subestaciones existentes y fecha de instalación de nuevas subestaciones.

1.5 Contenido.

El presente trabajo se encuentra conformado por seis capítulos mismos que se detallan brevemente a continuación:

En el capítulo uno se presenta un resumen general del proyecto para lo cual se ha implementado los siguientes puntos: Introducción, justificación, alcance, objetivos y por último una breve descripción de los capítulos involucrados en el trabajo.

En el capítulo dos se describe las bases teóricas requeridas para la implementación de los modelos matemático, así como de las diferentes metodologías de planificación, para lo cual el capítulo se lo ha dividido en tres secciones: en la primera sección se detallan todos los aspectos relacionados a la estructura y operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), en la segunda sección se da una revisión sobre los aspectos económicos involucrados en el proceso de



planificación y por último, en la tercera sección se describe los métodos de planificación relacionados a cada una de las etapas del SEP.

En el capítulo tres se presenta una descripción detallada de dos aspectos importantes para el desarrollo del trabajo. El primero consiste en la identificación de todos los aspectos técnicos y operativos relacionados con el sistema de subtransmisión perteneciente a la E.E.R.C.S.C.A, el segundo aspecto hace referencia a la implementación del modelo matemático y el algoritmo de solución donde se detalla los diferentes costos involucrados, así como las restricciones impuestas en el problema, para lo cual, previamente se realizó una breve revisión de la literatura.

En el capítulo cuatro se describen las características de las herramientas digitales utilizadas durante el desarrollo del trabajo como lo son Python, ArcGIS y DIgSILENT Power Factory. Además, se detalla conceptos importantes que se no se definieron en el capítulo 2 pero que son de vital importancia para la implementación de diferentes procesos utilizados a lo largo de este documento, finalmente se presenta una descripción de los algoritmos implementados y que forman parte del proceso general de solución.

En el capítulo cinco se presenta los resultados obtenidos durante el proceso experimental y se realiza el análisis correspondiente para determinar la validación de la solución encontrada. Para una mejor contextualización, al capítulo se lo ha dividido en dos partes, la primera contiene todos los aspectos relacionados con el caso de estudio como son: parámetros técnicos y económicos, pronóstico de la carga, alternativas de expansión y estudio preliminar. La segunda parte corresponde específicamente a la presentación de resultados y validación de la mejor alternativa encontrada mediante el análisis de los parámetros operativos del sistema en respuesta a la implementación de los proyectos de expansión o construcción de subestaciones.

Por último, en el capítulo seis se presentan las respectivas conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros en base a las experiencias obtenidas durante el desarrollo del trabajo y de los resultados obtenidos en respuesta al problema de la planificación de la expansión de subestaciones.



CAPÍTULO II

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA Y EL PROBLEMA DE SU PLANEAMIENTO: GENERALIDADES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

2.1 Introducción.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son considerados como uno de los sistemas más complejos que se caracterizan principalmente por que la energía generada no se la puede almacenar debido a los altos costos que esto incurriría por la gran cantidad de energía que se maneja, por lo tanto, en el SEP la energía debe generarse y transmitirse a medida que se consume manteniendo así el equilibrio dinámico en el sistema. En cualquier instante de tiempo el equilibrio entre la generación y la demanda debe mantenerse, esto hace que la operación y planificación del SEP sea un proceso decisivo ya que cualquier variación en la estructura o configuración de la red afectará directamente en otros elementos o instalaciones.

A medida que la población crece la demanda de energía eléctrica también lo hará y más aún en la sociedad actual que tiene una alta dependencia del uso de la energía eléctrica en la gran mayoría de procesos, en consecuencia, las compañías de energía se ven en la necesidad de reforzar la infraestructura de los sistemas eléctricos de potencia en cada una de sus etapas con la finalidad de atender a la creciente demanda con los niveles de calidad requeridos manteniendo la seguridad y confiabilidad para lo cual es necesario desarrollar estrategias de planificación que permitan tomar decisiones adecuadas garantizando un equilibrio entre la parte técnica y económica.

La planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia es un proceso complicado y para su comprensión es necesario tener conocimientos básicos en diferentes áreas de estudio, por tal motivo, el capítulo 2 tiene como objetivo dar una visión general sobre los diferentes temas involucrados en proceso de planificación comenzando por definir todos los aspectos relacionados con la estructura y operación del SEP, continuando con una breve revisión sobre diferentes conceptos económicos que serán de gran ayuda para el desarrollo de los capítulos posteriores y por último se dará una breve descripción sobre los métodos y procesos relacionados con el planeamiento en las diferentes etapas del SEP.

2.2 Sistemas eléctricos de potencia (SEP).

En la actualidad, el uso de la energía eléctrica se encuentra en la gran mayoría de actividades que realizamos y tiene un rol importante en todos los procesos relacionados con actividades industriales mismas que han permitido mejorar

significativamente las condiciones de vida de todas las personas, para disfrutar de todos los beneficios que nos genera la energía eléctrica esta tiene que pasar por diferentes etapas recorriendo en cada una de ellas largas distancias hasta llegar al lugar de consumo y para hacerlo es necesario un conjunto de componentes y redes que interconectan cada etapa del sistema permitiéndole funcionar como un todo integrado, denominados Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

2.2.1 Definición de un sistema eléctrico de potencia (SEP).

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es uno de los sistemas más grandes y complejos que la humanidad ha construido, este sistema se define como un conjunto de elementos necesarios para la conversión y transferencia de energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo de manera segura y confiable [6]. Para cumplir dicho objetivo la energía eléctrica atraviesa diferentes etapas, entre las cuales tenemos: Generación, Transmisión y Distribución; cada una de ellas puede ser de diferente tipo y características, todo dependerá de la tecnología utilizada, la carga que se desea alimentar, entre otros.

2.2.2 Estructura de un sistema eléctrico de potencia (SEP).

En cualquier sistema eléctrico típico se puede diferenciar claramente tres etapas principales como son: generación, transmisión y distribución tal como se muestra en la Figura 2-1.

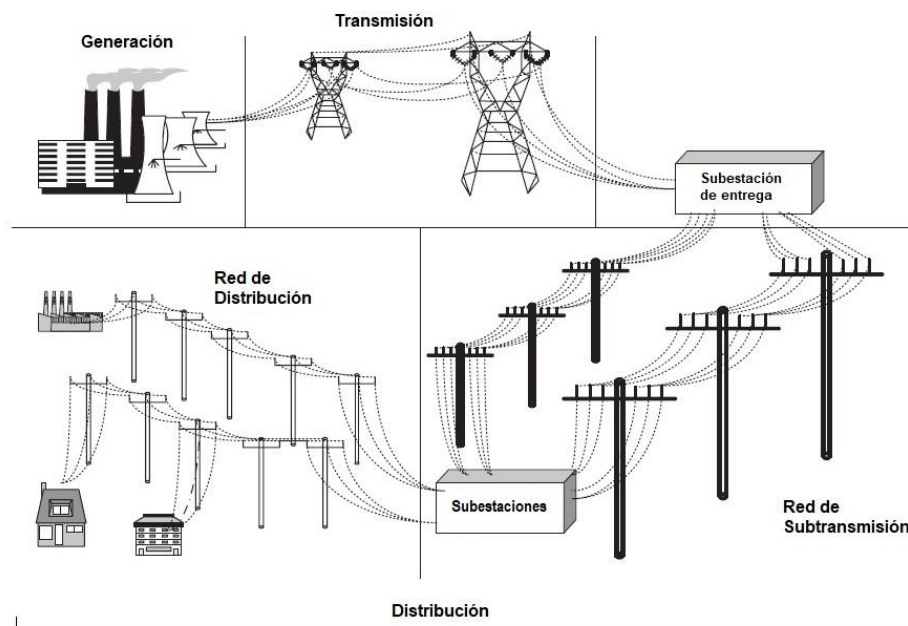


Figura 2-1 Estructura del SEP [7]



Antes de detallar cada una de las etapas en la Tabla 2-1 se presenta una categorización de los niveles de voltaje que se manejan en cada etapa del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Tabla 2-1 Niveles de voltaje del sistema eléctrico del Ecuador [8]

Niveles de voltaje	
Bajo Voltaje	Voltaje menor o igual a 0,6 kV
Medio Voltaje	Voltaje mayor a 0,6 kV y menor o igual a 40 kV
Alto Voltaje grupo1	Voltaje mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV
Alto voltaje grupo 2	Voltaje mayor a 138 kV

En las próximas secciones cuando se haga referencia a los niveles de voltaje serán con respecto al sistema eléctrico ecuatoriano.

- **Generación**

En la etapa de generación se lleva a cabo el proceso de conversión de otros tipos de energía de fuentes primarias en energía eléctrica, los elementos utilizados para realizar dicha tarea se denominan generadores o alternadores, cada uno de ellos podrá ser diferente dependiendo del tipo de energía primaria que se utilice, en esta etapa los niveles de voltaje por lo general se encuentran en el rango de medio voltaje.

El conjunto de generadores se los denomina centrales o plantas de generación pudiendo ser de diferentes tipos (hidráulicas, térmicas, nucleares, eólicas, fotovoltaicas, etc.) Actualmente debido a la incorporación de las energías renovables se les ha clasificado como generación centralizada y distribuida, la primera hace referencia a las grandes centrales que normalmente se ubican lejos de los puntos de consumo y la segunda se refiere a las centrales de menor potencia y tamaño, las cuales pueden o no conectarse directamente al sistema de distribución, dentro de este grupo se encuentran las centrales cuya fuente primaria son las energías renovables y que actualmente debido a los constantes avances tecnológicos está tomando gran importancia en el ámbito de la generación aunque con una potencia instalada mucho menor [9].

- **Transmisión.**

Como mencionamos en el apartado anterior, en la etapa de generación, el voltaje se encuentra en el nivel de media tensión y debido a que la gran mayoría de plantas de generación se encuentran alejadas de los centros de consumo, el nivel de voltaje no es el adecuado para transmitir la energía debido a las pérdidas que se generan por el efecto Joule en los conductores utilizados para el transporte. En base a la



problemática descrita, en la etapa de transmisión se procede a elevar el nivel de voltaje a valores adecuados para el transporte que normalmente están en el orden de los (138, 230 y 500 kV) mediante el uso de transformadores de potencia que se ubican en grandes instalaciones denominadas subestaciones de elevación.

El principal objetivo de esta etapa se centra en evacuar grandes cantidades de energía desde los centros de generación hasta los grandes núcleos de consumo, así como de mantener a todo el SEP funcionando en sincronismo para mantener el equilibrio dinámico entre la generación y la demanda.

Debido a la importante tarea que conlleva este proceso, los sistemas de transmisión se los construye con una topología mallada con la finalidad de mantener el servicio continuo ante cualquier falla que pudiera darse durante la operación del SEP, además se cuenta con varios elementos de protección, control y medida que garantizan la confiabilidad y seguridad del sistema [9].

- **Distribución.**

Los sistemas de distribución reciben energía del sistema de transmisión y reducen el nivel de voltaje a valores adecuados para la distribución a los diferentes centros de consumo mediante subestaciones reductoras que se encuentran ubicadas en los alrededores de los grandes centros de carga. Los elementos principales que conforman un sistema de distribución son los siguientes:

- **Subestación principal (Entrega):**

Esta subestación es el vínculo entre el sistema de transmisión y distribución, tiene como función principal reducir el voltaje a niveles de subtransmisión [10].

- **Sistema de Subtransmisión:**

Constituyen todas las redes que transportan potencia desde la subestación de entrega hacia las subestaciones de distribución, son similares a las redes de transmisión, pero la diferencia radica en su longitud ya que estas recorren solo algunas decenas de kilómetros, además su topología generalmente es radial, pero en algunos casos son anillos que rodean grandes centros de consumo [10].

- **Subestaciones de Subtransmisión:**

Estas subestaciones son las encargadas de recibir la potencia del sistema de subtransmisión y reducir el voltaje a niveles adecuados para los alimentadores primarios [10].



- **Alimentadores primarios:**

Son circuitos que parten desde las subestaciones de subtransmisión y recorren gran parte del área de cobertura de la empresa distribuidora alimentando a los transformadores de distribución dispuestos en varios puntos del área de servicio, pueden ser tanto aéreos como subterráneos con valores de voltaje de 6.3, 13.8 y 22 kV [10].

- **Transformadores de distribución:**

Son elementos que reducen el nivel de voltaje de los alimentadores primarios a valores de utilización para el usuario final. Estos elementos se encuentran distribuidos en varios puntos del área de concesión de la empresa distribuidora y pueden ser tanto trifásicos como monofásicos [10].

- **Redes secundarias o de bajo voltaje:**

Estas redes parten desde el secundario del transformador de distribución y recorren todos los lugares del área de concesión proporcionando energía a los diferentes usuarios conectados a esta red, al igual que los alimentadores primarios estas pueden ser aéreas o subterráneas tanto monofásicos como trifásicos [10].

2.3 Análisis de un SEP en régimen permanente.

2.3.1 Flujos de potencia.

El análisis del SEP en régimen permanente consiste en determinar los parámetros operativos del sistema como por ejemplo: voltajes en las barras, potencia activa y reactiva de generación, cargabilidad en los elementos, pérdidas del sistema, entre otros, todo ello mediante el cálculo de flujos de potencia [9]. Este análisis cobra gran importancia en estudios operativos y de planificación ya que permite identificar desviaciones en los parámetros operativos de los elementos ante la presencia de diferentes escenarios futuros tanto de la carga como de cambios estructurales en la red.

2.3.2 Parámetros relacionados con el cálculo de los flujos de potencia.

- **Potencia activa y reactiva de generación.**

En el cálculo de flujos de potencia, la potencia activa y reactiva son considerados como variables de control que permiten estabilizar tanto la frecuencia como el nivel de voltaje en las barras del sistema. La generación de potencia activa está relacionada directamente con la frecuencia del sistema de modo que un desequilibrio entre la generación y la demanda (cargas y pérdidas) influirá directamente en una desviación de este parámetro. Por otra parte, la generación y el consumo de potencia reactiva siempre es igual, lo cual es consecuencia de las



leyes de Kirchhoff, por lo tanto, las magnitudes de voltaje siempre se ajustan para que se mantenga este equilibrio [9].

- **Voltajes en barras.**

La determinación de los niveles de voltaje en las barras del sistema es el objetivo principal del cálculo de flujos de potencia ya que a partir de este parámetro se podría calcular el resto de las variables del sistema. En la operación del SEP, los niveles de voltaje en las diferentes barras no siempre son los mismos, estos valores se encuentran dentro de un rango establecido por las entidades reguladoras de tal forma que garanticen el equilibrio dinámico del sistema. Por otra parte, niveles de voltaje fuera de este rango es un indicativo de la deficiencia o exceso de potencia reactiva en las barras y en consecuencia es necesario colocar dispositivos como reactores o capacitores para solventar el problema [9].

En la Tabla 2-2 se presenta los rangos de variación de voltaje permitidos en las barras para los diferentes niveles de voltaje, establecidos por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

Tabla 2-2 Límites de variación permitidos para cada nivel de voltaje [8].

Nivel de Voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5\%$
Medio Voltaje	$\pm 6\%$
Bajo Voltaje	$\pm 8\%$

- **Cargabilidad máxima en los elementos.**

La cargabilidad se define como la máxima potencia eléctrica que un elemento puede transportar de forma constante sin que se comprometa las condiciones operativas normales del elemento. En el SEP los elementos más propensos a tener problemas de sobrecarga son los transformadores y las líneas de transmisión, por ejemplo, si durante alguna contingencia (salida de algún elemento del sistema) los flujos se modifican de tal manera que se reparten por otras líneas obligando a transportar mayor cantidad de energía entonces dichas líneas podrían verse afectas por sobrecarga [11].

- **Pérdidas de energía.**

Las pérdidas del sistema se definen como la diferencia entre la energía total generada y la energía total comercializada por la empresa distribuidora. Durante la operación del SEP se presentan 2 tipos de pérdidas denominadas técnicas y no técnicas.



- **Pérdidas Técnicas:**

Son aquellas pérdidas que se producen en los diferentes elementos del SEP debido a la circulación de corriente (efecto Joule, efecto Corona, corrientes parásitas, etc.) [7].

- **Pérdidas No Técnicas:**

Son aquellos relacionados con factores externos a la operación del SEP como, por ejemplo: robo de energía, falla en los equipos de medición, estimaciones de energía consumida por falta de lectura, etc. [7].

A continuación, se detalla las pérdidas producidas en cada una de las etapas del SEP.

- **Pérdidas en la generación:**

Se originan principalmente en el generador como en el transformador de elevación debido a la resistencia propia de los devanados de los elementos (pérdidas en el cobre), y también a las originadas por la magnetización del núcleo del transformador (pérdidas en vacío). Estas pérdidas dependen exclusivamente de la capacidad instalada de la central y de la potencia activa como reactiva que se esté entregando al sistema en un determinado tiempo [9].

- **Pérdidas en la transmisión:**

En la transmisión los elementos principales que producen pérdidas considerables son los transformadores de potencia y las líneas de subtransmisión. Como ya se mencionó, en los transformadores de potencia las pérdidas se originan debido a la resistencia de los devanados y a la corriente de magnetización, estas dependen principalmente de la potencia nominal del transformador y del nivel de voltaje. En las líneas de transmisión las pérdidas se originan debido a la resistencia de los conductores (efecto Joule) que depende de la corriente que circula por el conductor en consecuencia de la potencia transmitida. Otro factor que también se debe de tomar en consideración son las pérdidas debido al efecto corona ya que en la transmisión los niveles de voltaje son elevados [7].

- **Pérdidas en la distribución:**

Los sistemas de distribución son considerados como la etapa donde se genera la mayor cantidad de pérdidas debido a la complejidad de los sistemas de distribución y la gran variedad de elementos que lo conforman [7]. En la distribución las pérdidas se originan principalmente en los transformadores de potencia (subestaciones) o en



los transformadores de distribución, así como en los conductores de los alimentadores y de las redes secundarias mismos que dependen principalmente de la potencia que se esté transportando.

2.3.3 Métodos de cálculo de flujos de potencia.

El cálculo de flujos de potencia es un problema no lineal que se lo resuelve mediante métodos numéricos iterativos y entre los más destacados se encuentran: Gauss-Seidel (GS) y Newton-Raphson (NR). El método de Gauss-Seidel tiene la ventaja de poder implementarse con facilidad, pero presenta problemas de convergencia cuando se lo aplica a sistemas grandes por lo que no es útil en la práctica. En cuanto al método (NR) se podría decir que su implementación es más complicada, no obstante, su velocidad de convergencia es mucho menor y no presenta problemas cuando se aplica en sistemas robustos, además, este método es muy utilizado en la gran mayoría de programas de simulación de flujos de potencia modernos [9].

2.3.4 Herramientas computacionales para el análisis del SEP.

Las herramientas de análisis de sistemas eléctricos constituyen una gran ayuda para el personal encargado en la operación y planificación del SEP para tomar decisiones correctas con respecto a la expansión y el mantenimiento del sistema, en virtud de ello en la actualidad existen gran cantidad de softwares relacionados con este fin, entre los más destacados podemos mencionar los siguientes [12]:

- ✓ PowerWorld.
- ✓ SimPowerSystem.
- ✓ PSCAD.
- ✓ MilSoft's WindMil.
- ✓ CYME.
- ✓ RTDS Simulator.
- ✓ EasyPower.
- ✓ DIgSILENT PowerFactory.
- ✓ NEPLAN.
- ✓ SCOPE.
- ✓ EDSA.
- ✓ QuickStab Professional.
- ✓ DSA PowerTools

Todos los softwares mencionados anteriormente cuentan con herramientas para el análisis de:

- ✓ Flujos de potencia.
- ✓ Cortocircuitos.
- ✓ Estabilidad.
- ✓ Coordinación de protecciones.
- ✓ Control de voltaje AGC.
- ✓ Flujo óptimo de potencia.
- ✓ Análisis de contingencias.



2.4 Conceptos relacionados con la carga eléctrica.

- **Densidad de carga:** Se define como la razón entre la carga instalada y el área de cobertura del proyecto [13].

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{carga instalada}}{\text{Área de cobertura}} \left[\frac{\text{kVA}}{\text{km}^2} \right] \quad (2-1)$$

- **Carga Instalada C_I :** Se define como la sumatoria de todas las potencias nominales de los dispositivos conectados a un sistema [13].

$$C_I = \sum kW \text{ de cada uno de los dispositivos} \quad (2-2)$$

- **Capacidad Instalada C_{INS} :** Es la sumatoria de la potencia nominal de todos los equipos de suministro instalados (transformadores, generadores) a las líneas que suministran potencia eléctrica a las cargas conectadas [13].

$$C_{INS} = \sum kW \text{ de cada uno los equipos} \quad (2-3)$$

- **Demanda Máxima D_M :** Se define como el mayor valor de carga que presenta un sistema en un determinado periodo de tiempo. Este valor es de interés ya que en este punto se presenta las mayores pérdidas y máxima caída de tensión [13].
- **Factor de demanda F_d :** Se define como la razón entre la demanda máxima y la carga instalada. Este factor mide el porcentaje de carga instalada que se opera simultáneamente [13].

$$F_d = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga Instalada}} \leq 1 \quad (2-4)$$

- **Factor de utilización F_u :** Se define como la razón entre carga máxima y la capacidad instalada. Este factor mide el porcentaje de la capacidad instalada del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en un intervalo de tiempo [13].

$$F_u = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} \leq 1 \quad (2-5)$$



- **Horas Equivalentes de pérdidas:** Se refiere al número de horas requeridas para que la demanda máxima produzca las mismas pérdidas totales que producen las cargas actuales en un determinado intervalo de tiempo [13].

$$\text{Horas Equivalentes de pérdidas} = \sum \frac{(\text{Demanda horaria})^2 * h}{(\text{Demanda pico})^2} \quad (2-6)$$

- **Factor de diversidad F_{div} :** se define como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto de usuarios [13].

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{Mi}}{D_{Mgrupo}} \geq 1 \quad (2-7)$$

- **Factor de coincidencia F_{CO} :** Se define como el inverso del factor de diversidad. Este factor es muy utilizado para dimensionar los equipos del sistema de distribución [13].

$$F_{CO} = \frac{1}{F_{div}} \leq 1 \quad (2-8)$$

- **Factor de pérdidas f_{per} :** Se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un determinado intervalo de tiempo. Este factor permite determinar el porcentaje de tiempo requerido por la carga máxima para producir el mismo valor de pérdidas que produciría la carga real [13].

$$f_{per} = \frac{\text{kWh de pérdidas durante el periodo}}{\text{kW max de pérdidas} * \text{No. de horas del periodo}} \quad (2-9)$$

2.5 Principios económicos que intervienen en el problema del planeamiento de un sistema eléctrico de potencia.

Uno de los factores primordiales que influye en la toma de decisiones para la selección de una o varias alternativas dentro de un conjunto de las mismas es el análisis económico y ya sea un individuo, una empresa o un departamento gubernamental la misión siempre será minimizar costos monetarios maximizando ganancias, esto último debido a que los recursos económicos con los que se cuentan para la adopción de una o varias alternativas por lo general es limitado. En esta sección no se abordará en profundidad los principios de la economía debido a



que su contenido es basto, sin embargo, se revisará de manera breve aquellos conceptos que son ampliamente utilizados en el campo de la planificación de proyectos ingenieriles.

- **Ingresos.**

Se considera ingresos al incremento monetario que percibe una institución sea esta pública o privada, en otras palabras, es el efectivo que obtiene dicha institución al proporcionar uno o varios bienes o servicios en un período determinado [14].

- **Costo.**

Se considera un costo al valor incurrido debido a un consumo de factores de producción dentro de la realización de un bien o un servicio durante un período de tiempo determinado [14], [15].

- **Costo de inversión.**

Se considera un costo de inversión al valor incurrido debido a la adquisición de los recursos necesarios que se generan tanto en la concepción de una idea como en la realización de la misma, es decir, su construcción (edificios, maquinaria, materias primas, etc.). Para finalizar, son considerados costos de inversión a los valores de efectivo que son empleados hasta un paso antes de la puesta en marcha de un proyecto [14], [16].

- **Costos de operación.**

Se considera un costo de operación al valor incurrido debido al trabajo que genera un sistema para proporcionar productos o servicios (gastos administrativos, insumos, impuestos, etc.) y van desde la puesta en marcha de un proyecto hasta el final de su vida útil, además, los costos operativos son periódicos y poseen una frecuencia relativamente alta [14], [16].

- **El Valor Temporal del dinero.**

En la práctica a la hora de invertir en algún proyecto se debe tener en cuenta dos factores: el primero es el dinero y como este posee un poder adquisitivo y el segundo es el tiempo y como este cambia el poder adquisitivo del dinero al paso del mismo. Por dar un ejemplo, independientemente del tipo de moneda que se pretenda utilizar, una cierta cantidad X de efectivo no tienen el mismo poder adquisitivo hoy que dentro de n años, en concreto, dicha cantidad X en la actualidad vale mucho más que dentro de n años debido a los siguientes factores [17]:



1. Cuando se tiene un efectivo en un momento determinado de tiempo, este puede ser ahorrado o invertido en cualquier bien o servicio, no obstante, cualquier elección que se haga dejará de lado a otra opción, a este simple hecho, se le conoce como costos de oportunidad e influyen en el dinero a través de la implementación de una tasa de interés.
2. Otro factor que afecta directamente al valor del dinero en el tiempo es la inflación [18].

Antes de conceptualizar tanto el interés como la inflación y la manera en que estos afectan al valor del dinero a través del tiempo primero se evaluará una herramienta que facilitará la concepción de las mismas.

2.5.1 Diagramación de flujos de efectivo.

El flujo de efectivo es un concepto importante a la hora de medir cuan rentable es un proyecto pues define una estimación tanto de ingresos como egresos de dinero que posee dicho proyecto en un período de tiempo. Para facilitar su análisis e interpretación se ha creado una herramienta gráfica utilizada cuando la serie de flujos de efectivo es muy compleja y presenta las siguientes características [19]:

- ✓ Está compuesto por una línea horizontal trazada de izquierda a derecha misma que se encuentra dividida por períodos (escala de tiempo), los flujos de efectivo ocurren en períodos específicos (ej. cada mes, cada 3 meses, cada 6 meses, cada año, etc.).
- ✓ Sobre la escala de tiempo se trazarán rectas dirigidas hacia arriba o hacia abajo (arriba representa ingresos y abajo representa egresos).
- ✓ El número cero ($n = 0$) es el presente.
- ✓ Si en un período se realiza tanto ingresos como egresos de dinero se calculará el flujo de efectivo neto que no es más que el resultado de realizar una operación algebraica en donde el signo del flujo neto dependerá de la perspectiva de quien realice el diagrama (prestamista o prestatario).
- ✓ Para simplificar el diagrama por convención se asume que todos los flujos de efectivo se realizan al final del período [20].

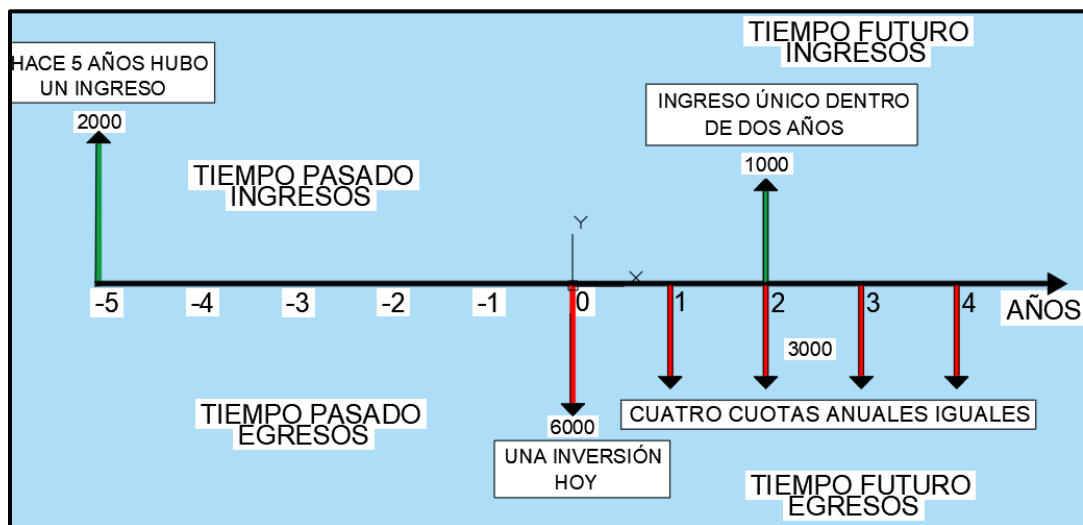


Figura 2-2 Diagrama de un flujo de efectivo [20].

Como se observa en la Figura 2-2 en el período 2 existe tanto ingresos como como egresos por lo que para este período se debe calcular el flujo neto en base a ecuación (2-10):

$$FN = I - E \quad (2-10)$$

Donde:

FN: Es el flujo neto.

I: Son los flujos de entrada de efectivo.

E: Son los flujos de salida de efectivo.

Tanto *I* como *E* deben pertenecer al mismo período.

2.5.2 Interés, tasa de Interés y período de interés.

Según [19], [21] todo bien puede ser entregado en arriendo por un período de tiempo desde una persona o entidad hacia otra esperando que al realizarlo este pueda percibir alguna retribución, análogamente, el dinero también puede ser entregado en arriendo y la ganancia que se le atribuye al prestamista o el pago extra que realiza un prestatario recibe el nombre de interés, matemáticamente el interés se puede definir como la diferencia que existe entre la cantidad de dinero que recibe un prestamista o paga un prestatario menos la cantidad de efectivo que fue prestado o pedido en préstamo y se denota con la letra *I*, en tanto que la tasa de interés denotada con la letra *i* no es más que la cantidad de dinero extra recibido o pagado en una unidad de tiempo expresada como porcentaje del efectivo prestado o pedido.



El valor del interés dependerá de 3 factores siendo estos:

- ✓ La cantidad de dinero prestado o pedido en préstamo (mientras mayor sea la cantidad de dinero prestado o pedido en préstamo mayor será el interés).
- ✓ La tasa de interés (este dependerá del mercado y el interés crecerá si el dinero es escaso o el precio de bienes o servicio crecen).
- ✓ El tiempo (mientras más tiempo dure el préstamo mayor será el interés).

La unidad de tiempo de la tasa de interés recibe el nombre de período de interés y por lo general es de un año, sin embargo, se puede establecer períodos más cortos, por ejemplo: mensual, trimestral, entre otros. Por lo que se debe indicar el período de la tasa de interés y de no hacerlo se asumirá que el período es de un año. En el cálculo del interés cuando se considera más de un período de interés es necesario definir si la naturaleza de la acumulación de los intereses de un período al siguiente es simple o compuesto y para esto en primer lugar se definirá la naturaleza de la tasa de interés.

- **Naturaleza de la tasa de interés.**

Una tasa de interés se compone de dos elementos siendo estos:

- **Causación:**

Es el instante en donde el interés tiene lugar, es calculado y se da por cierto pero que no necesariamente es cancelado debido a que este se puede acumular aditivamente (si se acumula sin capitalizarse se conoce como interés simple y si se puede capitalizar se conoce como interés compuesto).

- **Capitalización:**

Informa el momento en el cual el interés calculado se lleva al capital. No tiene que existir coincidencia entre los períodos de causación y de capitalización, no obstante, por lo general ambos períodos son coincidentes para facilitar los cálculos, en cuyo caso se le denomina período de composición (Componer=Causar y Capitalizar).

En el interés simple solo existe causación en tanto que el interés compuesto se crea en base al criterio de composición, además, desde el concepto de causación un interés puede exigirse anticipadamente o al vencimiento[22].

Una vez definida la naturaleza de la tasa de interés a continuación se definirán los conceptos de interés simple y compuesto.



- **Interés Simple.**

El interés simple es aquel valor monetario extra que se calcula para pagos o cobros sobre un capital inicial y que no se acumula al mismo para generar nuevos intereses [23], el interés simple viene expresado por la ecuación (2-11):

$$I = C_o * i * n \quad (2-11)$$

Donde:

I: Es el interés.

C_o: Es el efectivo inicial.

i: Es la tasa de interés.

n: Es el número de períodos.

- **Interés Compuesto.**

El interés compuesto es aquel valor monetario extra que se calcula para pagos o cobros sobre un capital inicial y que además dicho pago o cobro extra se va sumando período a período al capital inicial para generar nuevos intereses, es decir, interés sobre el interés. El valor total que deberá pagar un prestatario o recibir un prestamista viene expresado por la ecuación (2-12) [24]:

$$C_n = C_o * (1 + i)^n \quad (2-12)$$

Donde:

C_o: Es el efectivo inicial.

C_n: Es el efectivo final

i: Tasa de interés.

n: Es el número de períodos.

Hasta ahora en las secciones anteriores no se ha inferido sobre flujos de efectivo para períodos diferentes de un año que por lo general son frecuentes a la hora de evaluar proyectos, es por esto que introducimos nuevos conceptos para su estudio.

- **Tasa de interés nominal y efectiva.**

Se considera al interés nominal como el coste de oportunidad por no disponer del dinero y que no considera la capitalización por intereses (se capitaliza de manera



simple), matemáticamente se la puede considerar como la tasa de interés por período multiplicado por el número de periodos y se le denota con la letra r , en tanto que la tasa de interés efectiva es aquella que toma en cuenta la capitalización del interés y por lo general se la expresa como tasa anual efectiva, sin embargo, se puede utilizar como base cualquier otro período [19].

2.5.3 Inflación y tasa de inflación.

La inflación es el aumento general en los precios de bienes y servicios que se genera en una economía durante un período de tiempo, por tanto, la inflación puede variar de manera significativa una tasa de interés modificando cualquier análisis económico que se realice sea este individual o empresarial. Una tasa de inflación es el aumento porcentual por un período específico en el precio promedio de bienes y servicios [14], [19].

2.5.4 Análisis económico en proyectos de ingeniería.

Existen varias maneras en las que un planificador puede dar solución a un problema que se le ha encomendado, en esta sección se detallarán algunos métodos que son de gran ayuda para verificar la viabilidad que posee un proyecto y para esto en primera instancia se presenta a continuación terminologías, símbolos y factores que nos facilitarán su comprensión.

P : Es la suma de dinero que, si se presta hoy, se acumularía a X cantidad para una fecha futura y se le denomina valor presente.

F : Es la suma de dinero que se obtendrá en el futuro si en la actualidad decidimos invertir X cantidad de efectivo y se le denomina valor futuro.

A : Es una serie equivalente anual de cantidades de efectivo para un cierto período, es decir, son consecutivos, de igual valor y se le denomina valor anual.

i : Es la tasa de interés.

n : Es el número de períodos de interés.

Tanto el valor presente como el valor futuro se generan una sola vez en el tiempo, en concreto el valor presente se genera en un momento anterior al valor futuro o antes de que se presente por primera vez una cantidad equivalente de la serie A . Los flujos de efectivo se pueden concretar en varias combinaciones y cantidades siendo estos valores únicos, series uniformes y series que aumentan o disminuyen en porcentajes constantes [19].

2.5.4.1 Factores para una cantidad única.

El primer factor determinante a la hora de analizar un proyecto es aquel que calcula una cantidad de dinero F después de n periodos dado un único valor presente P con interés compuesto y se calcula mediante la ecuación (2-13):

$$F = P (1 + i)^n \quad (2-13)$$

Para obtener el valor P se utiliza la ecuación (2-14):

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (2-14)$$

De la ecuación (2-13) y (2-14) se denotan los siguientes factores:

- **Factor de cantidad compuesta de pago único (F/P):** viene expresado por $(1 + i)^n$.
- **Factor de valor presente de pago único (P/F):** viene expresado por $(1 + i)^{-n}$ [19].

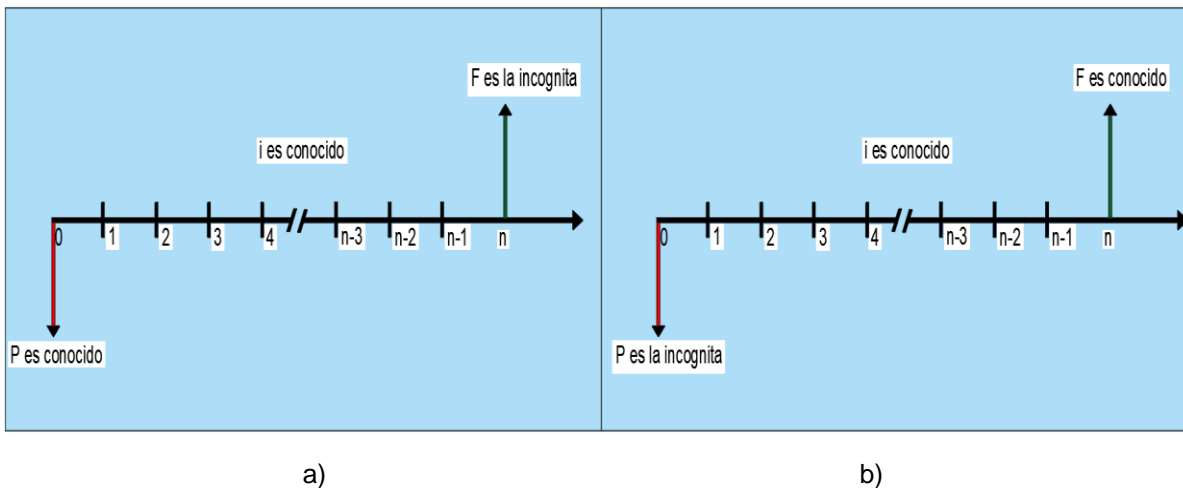


Figura 2-3 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) F conocido P y b) P conocido F [19].

2.5.4.2 Factores de valor presente y de recuperación de capital para series uniformes.

Cuando se quiere obtener P a partir de una serie uniforme A de flujo de efectivo al final del período se utiliza la ecuación (2-15):

$$P = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right] \quad i \neq 0 \quad (2-15)$$

Para obtener el valor A se utiliza la ecuación (2-16):

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2-16)$$

De la ecuación (2-15) y (2-16) se denotan los siguientes factores:

- **Factor de valor presente de serie uniforme (P/A):** viene expresado por $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$, este factor considera que el valor de P se encuentra en $n = 0$ y la serie uniforme A empieza al final del periodo 1 y se extiende durante n periodos
- **Factor de recuperación del capital (A/P):** viene expresado por $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$, este factor considera que se obtendrá una serie uniforme A durante n años dado un P en $n = 0$.

En forma generalizada P siempre debe localizarse un periodo antes del primer pago de la serie A [19].

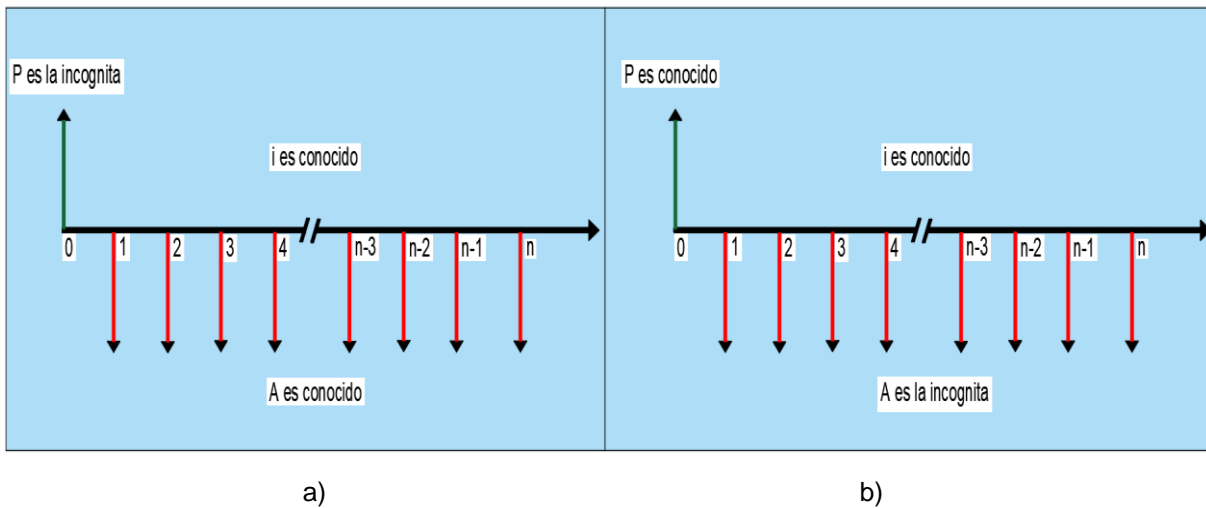


Figura 2-4 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) P conocido A y b) A conocido P [19].

2.5.4.3 Factor de fondo de amortización y factor de cantidad compuesta para una serie uniforme.

Cuando se quiere obtener F a partir de una serie uniforme A de flujo de efectivo al final del período se utiliza la ecuación (2-17):

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad i \neq 0 \quad (2-17)$$

Para obtener el valor A se utiliza la siguiente ecuación (2-18):

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2-18)$$

De la ecuación (2-17) y (2-18) se denotan los siguientes factores:

- **Factor de cantidad compuesta de una serie uniforme (F/A):** viene expresado por $\frac{(1+i)^n - 1}{i}$, este factor considera que el valor de F ocurre al mismo tiempo que el último valor de la serie uniforme A misma que empieza al final del período 1.
- **Factor de fondo de amortización (A/F):** viene expresado por $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ teniendo la misma consideración que el factor (F/A) [19].

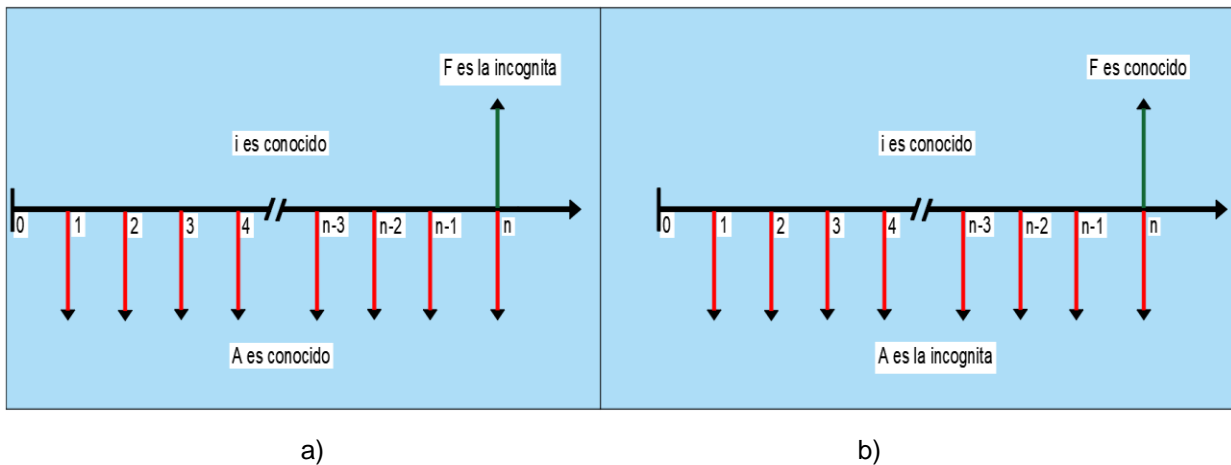


Figura 2-5 Diagramas de flujo de efectivo para determinar a) F conocido A y b) A conocido F [19].

2.5.4.4 Notación para los factores que afectan el valor de dinero en el tiempo.

Los factores que afectan a las siguientes ecuaciones: de la (2-13) a la (2-18) poseen una notación estándar $(X/Y, i, n)$ misma que incluye dos símbolos de flujo de efectivo, la tasa de interés y el número de períodos, en esta notación estándar X representa lo que se está buscando (P, F o A) en tanto que Y representa lo que se conoce (P, F o A) [19].

2.5.4.5 Solución de una serie uniforme A diferida.

Si una serie uniforme A se inicia en un momento distinto al final del periodo 1 entonces se la denomina serie diferida y para encontrar el valor presente o futuro que corresponde a dicha serie se pueden realizar distintos métodos sujetos a consideraciones basados en la Figura 2-6:

- Consideraciones:
 1. X pertenece al período donde se establece el primer valor de A siendo este un momento distinto al final del período 1.
 2. La serie $(1, 2, \dots, a - 1, a)$ denota la cantidad de valores de la serie uniforme A y a representa el último valor de la serie uniforme A que corresponde al mismo período del valor futuro F .
 3. Al aplicar el factor P/A se encontrará un valor presente (P') un período antes del primer valor de la serie A mismo que no corresponde al valor presente que deseamos encontrar en $n = 0$.

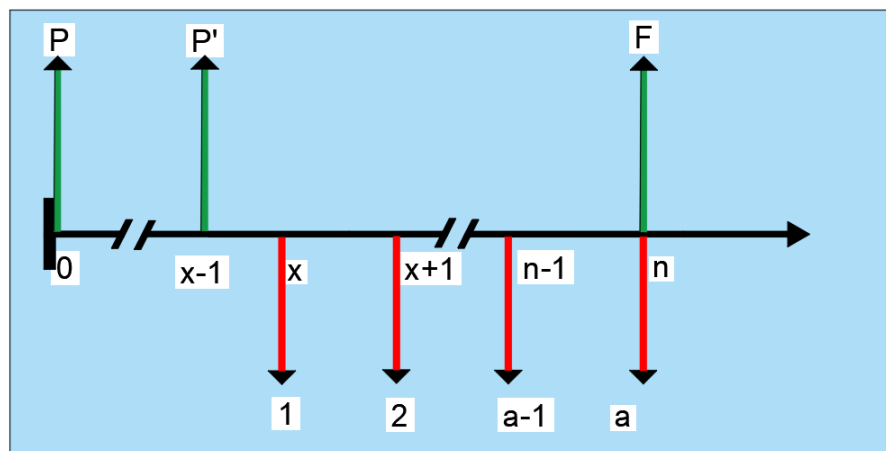


Figura 2-6 Serie uniforme diferida [19].

- **Métodos.**
 1. Para cada valor de A se encontrará el valor presente mediante el factor P/F y posteriormente se los sumará, luego si se desea encontrar el valor futuro entonces a la suma conseguida se le aplicará el factor F/P .
 2. Para cada valor de A se encontrará el valor futuro mediante el factor F/P y posteriormente se los sumará, luego si se desea encontrar el valor presente entonces a la suma conseguida se le aplicará el factor P/F .



3. Para el valor futuro se utilizará $F = A(F/A, i, a)$, luego si se desea encontrar el valor presente entonces se utilizará $P = F(P/F, i, n)$.
4. Se encontrará P' mediante $P' = A(P/A, i, a)$ posteriormente se calculará P mediante $P = A(P/A, i, X - 1)$, luego si se desea encontrar el valor futuro se aplicará el factor F/P .

2.5.4.6 Métodos para verificar la viabilidad de un proyecto.

Se pueden utilizar varios métodos para la evaluación económica de un proyecto a continuación se definirán 2 de estos métodos:

- **Método del valor presente.**

En este método, todos los flujos tanto de entrada como salida de efectivo de un proyecto se convierten a valores presentes y si al realizar esta operación se obtiene un flujo neto negativo (el flujo neto negativo se genera cuando el lucro es mayor que los costos) entonces este se considera viable, además, si existen varios proyectos viables entonces el proyecto que posea el flujo neto más bajo será el mejor plan [14].

- **Método del valor anual.**

En este método, todos los flujos tanto de entrada como salida de efectivo de un proyecto se convierten en una serie de flujos de efectivo de entrada y salida anuales uniformes A y si al realizar esta operación un proyecto posee un costo anual uniforme menor que su respectivo lucro se considera viable, además, si existen varios proyectos viables entonces el proyecto que posea el menor valor anual uniforme neto equivalente será el mejor plan [14].

2.6 Planificación en sistemas eléctricos de potencia.

Teniendo claro la estructura básica de un sistema eléctrico de potencia y conociendo su complejidad en cada una de sus etapas, es necesario tener un plan de inversión para futuras ampliaciones o construcciones de los diferentes elementos que conforman el sistema, con la finalidad de satisfacer adecuadamente la creciente demanda. La planificación del sistema eléctrico es un proyecto complicado que involucra un alcance amplio y muchos factores de influencia, cuyo objetivo implica la evaluación de varias posibles acciones futuras que permitirán encontrar la estrategia más adecuada y económica que se adapte a criterios técnicos y operativos, es decir, es esencialmente una proyección de cómo el sistema debería crecer durante un período de tiempo específico, dadas ciertas suposiciones y juicios sobre las cargas futuras.



2.6.1 Objetivos de la planificación de un sistema eléctrico de potencia (SEP).

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia es un proceso mediante el cual se define una estrategia técnica y económicamente factible que se adapte a criterios técnicos y operativos para la ampliación o construcción de componentes de los sistemas de generación, transmisión y distribución con la finalidad de atender a las cargas en un futuro previsto [25].

La importancia de la planificación en el sector eléctrico radica en el hecho de que permite desarrollar metodologías para generar planes de acción, mismos que servirán para tomar decisiones a la hora escoger ciertas políticas de inversión ya que debido a la gran variedad de alternativas esta tarea se vuelve compleja. Además, seleccionar una correcta alternativa tiene una influencia directa en el funcionamiento normal del SEP, debido a que proporciona una garantía importante en el equilibrio dinámico del mismo [26].

2.6.2 Horizonte temporal de una planificación en sistemas eléctricos de potencia (SEP).

La planificación de expansión del SEP es un proceso complicado que implica tomar decisiones sobre los elementos y la configuración del sistema, para lo cual se necesita realizar estudios para un determinado periodo de tiempo que puede ser a corto mediano o largo plazo.

- **Planificación a corto plazo:**

En este tipo de planificación se realizan pequeñas modificaciones de la red en la escala de tiempo de meses hasta un año. Se trata principalmente de una programación óptima del mantenimiento del equipo para extender la vida útil de las instalaciones existentes y evitar interrupciones no planificadas. En esta planificación, el análisis de contingencias ayuda a evaluar el efecto de interrupciones inesperadas debido a cambios en las condiciones climáticas, ya que cualquier falla repentina o fluctuaciones de carga afectará a las condiciones y rendimiento de los equipos del sistema [27].

- **Planificación a mediano plazo:**

En este tipo de planificación el marco de tiempo varía desde un año en adelante dependiendo del subsistema que se desee planificar y tiene como objetivo el reemplazo, la renovación o la mejora de la infraestructura de la red, equipos existentes, como transformadores, dispositivos reactivos y conexiones existentes, lo cual implica mayores riesgos financieros [26], [27].



- **Planificación a largo plazo:**

Este tipo de planificación se encuentra en el rango de los 10 a 30 años, se basa principalmente en la creación de planes de expansión de la red y construcción de nuevas plantas de generación basados en escenarios de carga y generación para determinar el costo operativo del sistema y la confiabilidad del suministro. Además, es importante encontrar el tipo, la ubicación y el momento de construcción o expansión de los elementos de la red. Dado que generalmente cubre el futuro lejano, el desarrollo de la red se ocupa de una gran cantidad de incertidumbres en varios dominios [26], [27].

2.6.3 Métodos existentes para la planificación en sistemas eléctricos de potencia (SEP).

La implementación de nuevas infraestructuras en la red eléctrica conlleva una gran cantidad de tiempo por lo tanto la planificación se realiza principalmente en base a los esquemas de planificación de largo plazo. Para este propósito las entidades encargadas en desarrollar dicha planificación utilizan los métodos de pronóstico de carga a largo plazo para anticipar el valor de carga en el año horizonte [3], luego se encuentra la solución óptima que cumpla las limitaciones técnicas utilizando uno de los siguientes métodos que se explican a continuación:

- **Planificación Estática.**

En el método de planificación estática se considera una sola etapa o un solo horizonte de planificación y se determina la ubicación el tipo y la capacidad de los equipos nuevos y existentes para el inicio del periodo, mismos que deben atender las necesidades de la demanda hasta el final del horizonte de planificación. Este método asume que la demanda de carga no cambiará durante todo el horizonte de planificación ya que no miran el factor de crecimiento de carga por ende el sistema se diseñará en exceso [3].

- **Planificación Pseudodinámica.**

La metodología pseudodinámica llamada también (multietapa no coordinada), se puede tratar como 2 problemas por separado. En la primera fase al problema se lo trata como una planificación de un solo periodo (estática) tomando como periodo de tiempo desde el año base hasta el final del año horizonte, en esta fase se determina los tamaños y ubicaciones óptimos de los elementos nuevos y existentes que se construirán o expandirán en el período de estudio global, mismos que puedan cumplir con los requisitos de demanda del último año del estudio. En la segunda



fase, el horizonte de planificación se lo divide en varios periodos o intervalos de tiempo comenzando desde el año base hasta el final del año horizonte.

En cada periodo se trata como una planificación de una sola etapa (estática) con la finalidad de cumplir con la demanda del año en curso. Los elementos seleccionados para las ampliaciones en las diferentes etapas se los escogerá de entre los elementos de fueron seleccionados en la primera fase. Dado que los modelos de planificación entre las diversas etapas no están asociados debido a que cada optimización se lo trata por separado, el esquema de planificación no puede alcanzar el óptimo global [28].

- **Planificación Dinámica.**

En la planificación dinámica el horizonte de tiempo se lo divide en varias etapas, posteriormente se realiza una optimización simultánea entre todas las ellas considerando el crecimiento de la demanda en cada etapa para finalmente determinar todas las incógnitas del problema. Esta metodología se usa principalmente para ajustar la asignación de recursos entre las diferentes etapas y así maximizar la utilidad general de los recursos para todas las etapas [3].

A diferencia del método pseudodinámico, en lugar de realizar varios procesos de optimización, solamente se realiza uno con todas las etapas consideradas al mismo tiempo. En este método, debido a la interdependencia entre etapas, es mucho más difícil de formular y resolver, pero la solución ofrece un resultado más prometedor.

Aunque el procedimiento de la planificación dinámica puede conducir a la solución óptima, la complejidad del problema además del tiempo de ejecución se multiplica por lo tanto, los algoritmos de optimización pueden quedar atrapados en mínimos locales [3].

2.6.4 Etapas del planeamiento de un sistema eléctrico de potencia.

Debido a que el SEP es un sistema muy complejo, el proceso de planificación se lo realiza para cada una de las etapas teniendo como punto de partida el pronóstico de carga.

2.6.4.1 Pronóstico de carga.

- **Importancia del pronóstico de carga.**

El pronóstico de carga se lo puede entender como una predicción del comportamiento que tendrá la carga en el futuro, este proceso cobra mucha importancia ya que es el punto de partida para realizar cualquier tipo de planificación



por lo tanto un pronóstico de carga adecuado servirá como base principal para estimar la inversión [7].

- **Factores que Influyen en el pronóstico de carga.**

La previsión de la demanda se ve afectada por una gran variedad de factores, la influencia que tenga uno u otro factor dependerá mucho del horizonte de tiempo en el cual se realice la previsión. En la Tabla 2-3 se presenta un listado de factores que afectan en gran medida al pronóstico de carga.

Tabla 2-3 Factores que afectan el pronóstico de la carga.

Factores de tiempo	Horas del día (día o noche)
	Día de la semana (días laborables o fines de semana)
	Época del año (temporada)
Condiciones climáticas	Temperatura
	Humedad
Clase de clientes	Residencial
	Comercial
	Industrial
	Agrícola
Eventos Especiales	Programas de televisión
	Días festivos
Crecimiento demográfico	Planes de desarrollo comunitario
	Tendencia en el uso de nuevas tecnologías
	Planes municipales
	Utilización de terrenos
	Hábitos de consumo
Factores Económicos	Ingreso per cápita
	Producto nacional bruto (PNB)
	Producto interno bruto (PIB)
	Niveles socioeconómicos
	Precio de la electricidad

- **Horizonte temporal.**

En base al horizonte de tiempo, la previsión de demanda se lo puede clasificar en corto, mediano y largo plazo.



- **Pronóstico a corto plazo:**

El pronóstico a corto plazo se lo realiza para un periodo de tiempo que va desde una hora hasta una semana, los factores más influyentes en este tipo de pronóstico son las condiciones climáticas, precios de la electricidad, hábitos de consumo, datos históricos de la demanda diaria entre otros. Este tipo de pronóstico juega un papel importante en el control en tiempo real sobre los sistemas de gestión de la carga y despacho económico [29].

- **Pronóstico a mediano plazo:**

El pronóstico a mediano plazo comprende un periodo de tiempo desde unas semanas hasta un año, se ve afectado principalmente por factores económicos, variaciones en el clima, períodos vacacionales, adición de nuevas cargas, etc. Es muy utilizado para planificar la asignación de recursos entre diferentes centrales generadoras, programar mantenimientos de los componentes del SEP, planificar la venta de energía, así como para el cálculo de tarifas eléctricas. Este tipo pronóstico es muy utilizado en países donde las estaciones del año tienen un rol importante [29].

- **Pronostico a Largo plazo:**

El pronóstico a largo plazo se lo realiza para un periodo de un año en adelante, este tipo de previsión se lo realiza para la planificación de futuras ampliaciones de los elementos del SEP como generadores, líneas de transmisión, subestaciones, etc. La precisión con la que se realice este pronóstico tendrá gran influencia sobre la planificación de las diferentes etapas del SEP. Los factores que tienen gran influencia en este pronóstico son los siguientes: la inclusión del comportamiento del PIB, crecimiento demográfico, tendencias de consumo de electricidad, planes municipales, industriales y desarrollo comunitario, así como la utilización de terrenos. En cuanto a las variables climatológicas dejan de ser un factor de influencia en este periodo de tiempo [29].

- **Métodos de pronóstico de carga.**

Los métodos para el pronóstico de carga se los puede clasificar en métodos estadísticos y métodos basados en inteligencia artificial, la utilización de uno u otro dependerá de la aplicación que se le vaya a dar. Cabe mencionar que actualmente los métodos basados en inteligencia artificial están tomando gran auge en esta área.



- **Métodos estadísticos**

Este tipo de métodos funcionan bien para condiciones normales de carga, pero su rendimiento se ve afectado frente a la presencia de cambios en variables ambientales o sociológicas que afectan los patrones de carga. Esta técnica necesita de muchas relaciones complejas que conllevan a exagerados tiempos de cálculo además, no pueden considerar las relaciones no lineales que existen entre la carga y los diferentes factores que la afectan [26]. Dentro de este grupo existen varios modelos de pronóstico entre los cuales se puede mencionar:

- Métodos de regresión.

1. Regresión lineal simple.
2. Regresión polinomial.
3. Función de regresión en base a un modelo.
4. Regresión múltiple.

- Series de tiempo.

1. ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average).
2. ARIMAX (Autoregressive Integrated Moving Average with Exogenous Variables).
3. FARMAX (Fuzzy Autoregressive Moving Average with Exogenous Input Variables).
4. Exponential Smoothing.
5. PCA (Principal Component Analysis).

- Enfoque de día similar.
- Método econométrico o causal.
- Métodos de simulación o End-Use.

- **Métodos basados en Inteligencia Artificial**

Estas técnicas son muy utilizadas en pronósticos a corto plazo ya que la aleatoriedad introducida en las cargas es pequeña y las predicciones serán más precisas, por el contrario, en los pronósticos a largo plazo el nivel de incertidumbre se incrementa y hace que las predicciones sean poco eficientes en comparación con otros métodos [26]. Entre los métodos más comunes basados en inteligencia artificial se podría mencionar los siguientes:



- Redes neuronales artificiales (ANN).
- Sistemas expertos.
- Sistemas de lógica difusa.
- Máquinas de vectores de soporte (SVM).
- Optimización de enjambre de partículas (PSO).

- **Pronóstico espacial de carga.**

El pronóstico espacial de carga se lo realiza dividiendo el área total en un determinado número de subáreas y pronosticando la carga de cada uno, una vez que se tiene los resultados de previsión de cada subárea entonces se podrá pronosticar la demanda total.

Para realizar este tipo de pronóstico es necesario de algunos factores como:

- ✓ Resolución espacial (número de subáreas).
- ✓ Pronósticos de la demanda máxima para varios periodos de tiempo.
- ✓ Tipo de carga.
- ✓ Análisis de sensibilidad (diferentes condiciones de carga).

En cuanto a los métodos utilizados para el pronóstico se ha clasificado en tres categorías [7]:

- **No analíticos:** No realizan análisis de datos históricos para realizar el pronóstico, depende completamente del juicio del planificador, la calidad de los resultados está muy por debajo de los métodos analíticos.
- **De tendencias:** Utilizan datos sobre tendencias pasadas y presentes y las extrapolan al futuro.
- **De simulación:** Intentan replicar los procesos mediante el cual la carga cambia tanto en su ubicación como en el tiempo en base a factores como el uso de suelo, demografía de la población, clase de consumidor, etc.

2.6.4.2 Planificación de la expansión de la generación (PEG).

La planificación de la expansión de la generación es un problema que se lo realiza para un periodo de tiempo entre 2 a 10 años cuyo objetivo consiste principalmente en reforzar o ingresar puntos de generación para cumplir con los requisitos de la demanda presente y futura a un costo económicamente factible y cumpliendo con ciertas restricciones [14].

Este planeamiento básicamente busca responder a preguntas como:

- ✓ ¿Qué tipos de centrales eléctricas tenemos que instalar?



- ✓ ¿Dónde tenemos que instalar las centrales eléctricas?
- ✓ ¿Qué capacidades tenemos que instalar?
- ✓ En caso de alguna contingencia en un punto de generación ¿Es necesario de generación adicional para solucionar la falla?

En la planeación de la generación los costos incurridos consisten fundamentalmente en: costos de inversión, costos operativos y costos de la energía no suministrada. Los costos de inversión representan el costo total de la planta de generación que depende de la capacidad nominal de la central (\$/MW), engloban principalmente a los gastos incurridos por la compra de unidades de generación, infraestructura, precio del terreno, interconexión a la red principal, etc. [14],[26].

Los costos operativos se relacionan directamente con los gastos necesarios para realizar procesos que permitan el adecuado funcionamiento de las centrales eléctricas entre los cuales se pueden mencionar los costos de operación y mantenimiento y costos del combustible. Cabe mencionar que estos costos son variables ya que dependen del nivel de producción de la energía. Los costos de energía no servida hacen referencia al porcentaje de tiempo que las unidades de generación no están disponibles ya sea por tareas de mantenimiento o debido a cortes inesperados lo cual influye en la capacidad disponible de la central generadora.

2.6.4.3 Planificación de expansión de la transmisión (PET).

La planificación de expansión de los sistemas de transmisión es un proceso mediante el cual permite al planificador determinar el ¿Qué?, ¿Dónde? Y ¿Cuándo? se deben realizar modificaciones en la red (ingreso de líneas de transmisión, infraestructura, banco de reactores, etc.) para garantizar el transporte de energía desde los puntos de generación hasta los grandes centros de consumo manteniendo los niveles de confiabilidad requeridos [14].

El objetivo del PET consiste principalmente en minimizar los costos de construcción y operación de nuevas redes las cuales se diseñan para un periodo de tiempo de hasta 40 años, estos costos representan un porcentaje importante en la planificación del SEP por lo que las decisiones tomadas para la inversión en transmisión tienen un impacto duradero en el sistema eléctrico en su conjunto.

La transmisión y la generación están directamente relacionados debido a que la red debe adecuarse a los cambios en el despacho de generación de los diferentes puntos de entrega, por ende, a lo largo del día el sistema puede presentar muchos estados operativos diversos, y en cada uno de ellos debe poder hacer frente a la pérdida de cualquier elemento, en ese contexto, el PET además de minimizar los

costos de inversión debe hacer frente al problema operativo garantizando que para cualquier tipo de configuración y contingencia se mantenga los requisitos de confiabilidad [26].

En resumen, se podría decir que el PET debe asegurar que los elementos (nuevos o existentes) del sistema de transmisión puedan transportar la energía desde los centros de generación hasta los núcleos de consumo, garantizando que todo el equipo permanezca dentro de sus límites operativos tanto en operación normal con ante la presencia de algún tipo de contingencia.

2.6.4.4 Planificación de la Expansión de subestaciones (PES).

La planificación de expansión de subestaciones es uno de los problemas más difíciles y complejos de los sistemas eléctricos cuyo objetivo principal es determinar las capacidades de expansión requeridas de las subestaciones existentes, así como las ubicaciones y los tamaños de las subestaciones nuevas junto con los tiempos de disponibilidad requeridos, para que las cargas puedan ser suministradas adecuadamente [30].

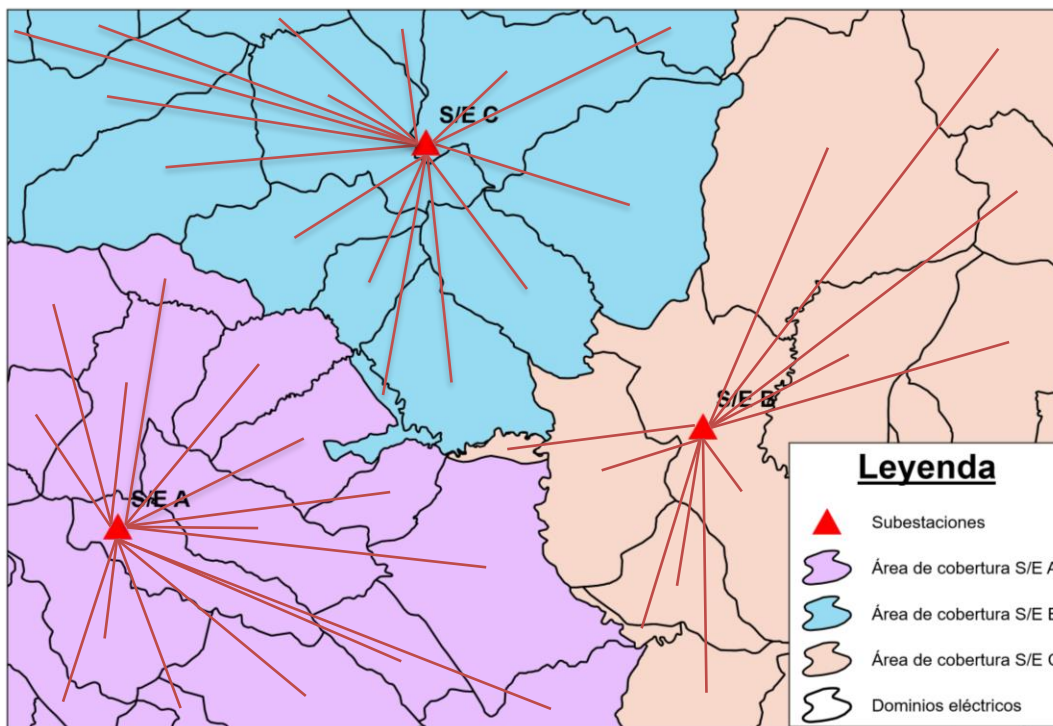


Figura 2-7 División del Área de Servicio de Subestaciones en dominios eléctricos [31].

El procedimiento normal del PES debería comenzar por determinar los requerimientos de las subestaciones de distribución y avanzar hacia arriba hasta determinar finalmente las necesidades en la transmisión, este enfoque si bien



conduce a resultados precisos para estudios a corto y mediano plazo puede resultar poco práctico para estudios a largo plazo, ya que el planificador desea determinar las posibles asignaciones y el tamaño de las subestaciones (nuevas o expansión de las existentes) sin involucrar muchos detalles de la distribución [14]. Para superar este problema, en la literatura especializada se proponen algoritmos que dividen el área de servicio en muchas áreas pequeñas irregulares denominadas “dominios eléctricos” que permiten de alguna manera asignarles a las diferentes subestaciones siempre que se cumplan con ciertas restricciones, aunque esto no sucede en la práctica el enfoque aplicado conduce a buenos resultados. En la Figura 2-7 se puede apreciar el enfoque aplicado para la asignación de cargas a las subestaciones.

El problema del PES se lo aborda como un problema de optimización en el cual, las variables de decisión están relacionadas con parámetros como ubicación, tamaño y áreas de servicio de las subestaciones, este problema debe resolverse de tal manera que se obtenga un costo mínimo cumpliendo con las limitaciones técnicas [32].

Los costos que se deben tener en consideración a la hora de realizar la planificación del PES son los siguientes:

- ✓ Costos de construcción de la red de medio voltaje: Este depende de la distancia entre el centro de carga a la subestación.
- ✓ Costo de inversión de las subestaciones ya sea expansión o ingreso: Estos costos están relacionados con precios de los terrenos, instalación de equipos de protección unidades de transformación, instalaciones de control, obras civiles, etc.
- ✓ Costos debido a la conexión con la red de alto voltaje: Depende exclusivamente de la distancia de la subestación con respecto a la red, así como de otros factores como nivel de voltaje, capacidad de la línea, derecho de vía, infraestructura, etc.
- ✓ Pérdidas en la red de medio voltaje.
- ✓ Pérdidas en los transformadores de potencia.
- ✓ Costos de operación y manteniendo.

Además, durante el proceso de optimización se debe cumplir con algunas restricciones como:

- ✓ Caída de voltaje máxima permitida.
- ✓ Capacidad máxima permitida de los alimentadores.
- ✓ Capacidad máxima permitida de red de ST.
- ✓ Capacidad máxima permitida de los equipos de la subestación.



- ✓ Accesibilidad a las redes de alto y medio voltaje.

La planificación de expansión de subestaciones puede ser implementada en cualquier etapa (transmisión, subtransmisión y distribución) por lo que algunos de los costos descritos anteriormente pueden o no incluirse en la función objetivo.

En cuanto a los algoritmos de resolución del PES, los investigadores han desarrollado una gran variedad de métodos que se los puede clasificar en: métodos numéricos y métodos heurísticos y se los describirá brevemente a continuación.

- **Algoritmos de resolución de la planificación de expansión de subestaciones (PES).**

Entre algunos de los métodos numéricos se pueden mencionar: programación lineal entera mixta (MILP), programación no lineal de enteros mixtos (MINLP), programación no lineal (NLP), la programación dinámica (DP), la optimización ordinal (OO) y la solución directa; de todos estos el más eficiente es el método de Programación no lineal de enteros mixtos (MINLP).

Estos métodos presentan algunas ventajas como: la solución óptima suele ser precisa y el tiempo de cálculo de la solución óptima es bajo, pero estas ventajas suelen ser opacadas por algunas desventajas como: la difícil gestión de las ecuaciones del sistema de energía en el modelo de optimización, dificultad para agregar nuevas ecuaciones ya que esto implica la modificación total del modelo [33].

Por otra parte, entre los métodos heurísticos más utilizados se puede mencionar: algoritmo genético (GA), búsqueda tabú (TS), optimización de enjambre de partículas (PSO), sistema de colonias de hormigas (ACS), recocido simulado (SA), Colonia de abejas artificial (ABC) y Optimización de la búsqueda de alimento bacteriano (BFO). Los métodos heurísticos suelen ser robustos y fáciles de usar ya que no requieren la conversión del modelo del sistema de potencia en un modelo de programación de optimización, estos modelos por general proporcionan soluciones casi óptimas para problemas de PES complejos y de gran escala sin embargo no se puede garantizar que la solución encontrada sea la óptima global [34].

2.6.4.5 Planificación de expansión de la distribución

Los sistemas de distribución son una parte importante en el SEP ya que constituyen un vínculo entre los sistemas de potencia y los consumidores finales, en virtud de ello es necesario diseñar una adecuada planificación para atender a la carga futura cumpliendo con los niveles de calidad establecidos.



La planificación de la distribución por lo general se lo realiza para un periodo de 3 a 5 años [7] y consiste esencialmente en la instalación de nuevos alimentadores en la red de distribución, cambio del calibre de los alimentadores existentes, instalación de nuevas subestaciones en el sistema, ampliación de las subestaciones existentes y reconfiguración de la topología de la red; si la planificación no se lo hace de una manera adecuada el sistema puede presentar problemas como sobrecargas en los alimentadores, transformadores, violación de límites de voltaje, incremento de las pérdidas en transformadores y alimentadores lo que repercute directamente en la reducción de los niveles de confiabilidad y calidad del suministro de energía [35].

El problema del planeamiento de la distribución consiste básicamente en minimizar los costos tanto fijos como variables sujeto a ciertas restricciones y garantizando que los niveles de calidad y confiabilidad no se vean comprometidos. Los costos fijos están asociados a la instalación y repotenciación tanto de subestaciones como de circuitos primarios y los costos variables están asociados a los costos de pérdidas de energía en los tramos de la red [36]. En cuanto a las restricciones se puede decir que son más relacionados al nivel operativo como, por ejemplo: capacidad máxima de las subestaciones, niveles de voltaje, cargabilidad en los alimentadores, etc.



CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.CA Y PLANTEAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO.

3.1 Introducción.

En un mundo cambiante se debe tomar decisiones continuamente en base a variables dependientes e independientes (variables de decisión) sujetas a restricciones en busca de generar un beneficio que por lo general es económico, a este tipo de toma de decisiones se le denomina problemas de optimización y su objetivo es encontrar soluciones óptimas (máximos o mínimos) a diferentes problemas que se presentan en la vida real, no obstante, a veces dichos problemas son difíciles de resolver ya sea por la dificultad que se tenga en su modelamiento o porque el tiempo que se genera para dar solución a la problemática es extremadamente largo.

Si del tema modelamiento del problema hablamos este dependerá de las herramientas que se tenga a disposición y de los algoritmos que se utilizará para la resolución del problema, además, en el modelamiento casi siempre se debe tomar en consideración posibles simplificaciones en pro de reducir tiempos de ejecución sin dejar de lado unos resultados buenos, coherentes y con tiempos de resolución aceptables.

Quien tome las decisiones puede ir desde una sola persona para su bien común hasta múltiples personas que buscan el bienestar de una población o entidad, así pues, el departamento de planificación de la “Empresa Eléctrica Regional del Sur C.A” busca siempre generar soluciones factibles a múltiples problemáticas mediante estudios exhaustivos de los subsistemas eléctricos que les competen garantizando así a los usuarios un servicio eléctrico continuo con ciertos niveles de calidad y confiabilidad.

Uno de esos estudios es la Planificación de la Expansión de Subestaciones (PES) y su análisis va orientado a responder las siguientes preguntas: ¿Qué subestaciones? ¿Cuándo se las expande o construye? y ¿Dónde se construye o se expande? Para dar solución a estas preguntas se deben considerar múltiples restricciones con un solo objetivo o múltiples objetivos convirtiendo a PES en un problema de optimización no lineal a gran escala y que se hace más difícil en establecer su modelo y encontrar su solución mientras más complejos sean los factores considerados.

A continuación, se describirá las consideraciones que se tomarán en cuenta para el modelamiento matemático del (PES) considerando detallar en primera instancia una



revisión de literatura especializada para (PES) así como los datos que son requeridos para su solución, además, se describirá el sistema de subtransmisión de la “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” el cual facilitará la descripción del caso de estudio que se presentará en el Capítulo 5.

3.2 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, es una empresa que lleva por misión *“Suministrar el servicio público de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de la sociedad, cumpliendo estándares de calidad, con responsabilidad social, ambiental y económica, sobre la base de la gestión del talento humano e implantación de nuevas tecnologías”* [37].

Su historia comienza en el año 1950 bajo el nombre “Empresa Eléctrica Miraflores S.A.”, posteriormente, en 1963 se reforma sus estatutos y cambia su denominación a “Empresa Eléctrica Cuenca S.A” destacando su ámbito regional de actuación. En 1979 se cambia por segunda vez su denominación a “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” cubriendo ahora gran parte de la superficie de las provincias del Azuay y Cañar a las cuales posteriormente se le sumó el sistema eléctrico de la provincia de Morona Santiago en 1987. En el año 1996 entra en vigencia la ley de Régimen del Sector Eléctrico, que entre otras cosas dispuso la segmentación de las empresas del sector en Generación, Transmisión y Distribución – Comercialización y que obligó a la CENTROSUR en el año de 1999 a generar cambios sustanciales tanto en su estructura como en su objeto social formándose 2 compañías: “La Empresa Electro Generadora del Austro S. A” ligada al sector generación y la “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A” ligada a la Distribución y Comercialización de energía eléctrica [38].

3.2.1 Área de concesión.

El área de concesión de la “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, abarca una extensión de 30.273 km² que representa el 11,81% del territorio nacional ecuatoriano. De su área de concesión, el 64.96% pertenece a la provincia de Morona Santiago, el 26.19% pertenece a la provincia del Azuay, el 8.07% pertenece a la provincia del cañar y el 0.78% restante pertenece a un sector del cantón Naranjal, un sector del cantón Saraguro, un sector del cantón El Guabo y una zona conocida como el Piedrero tal y como se muestra en la Figura 3-1 y Figura 3-2 respectivamente [38].

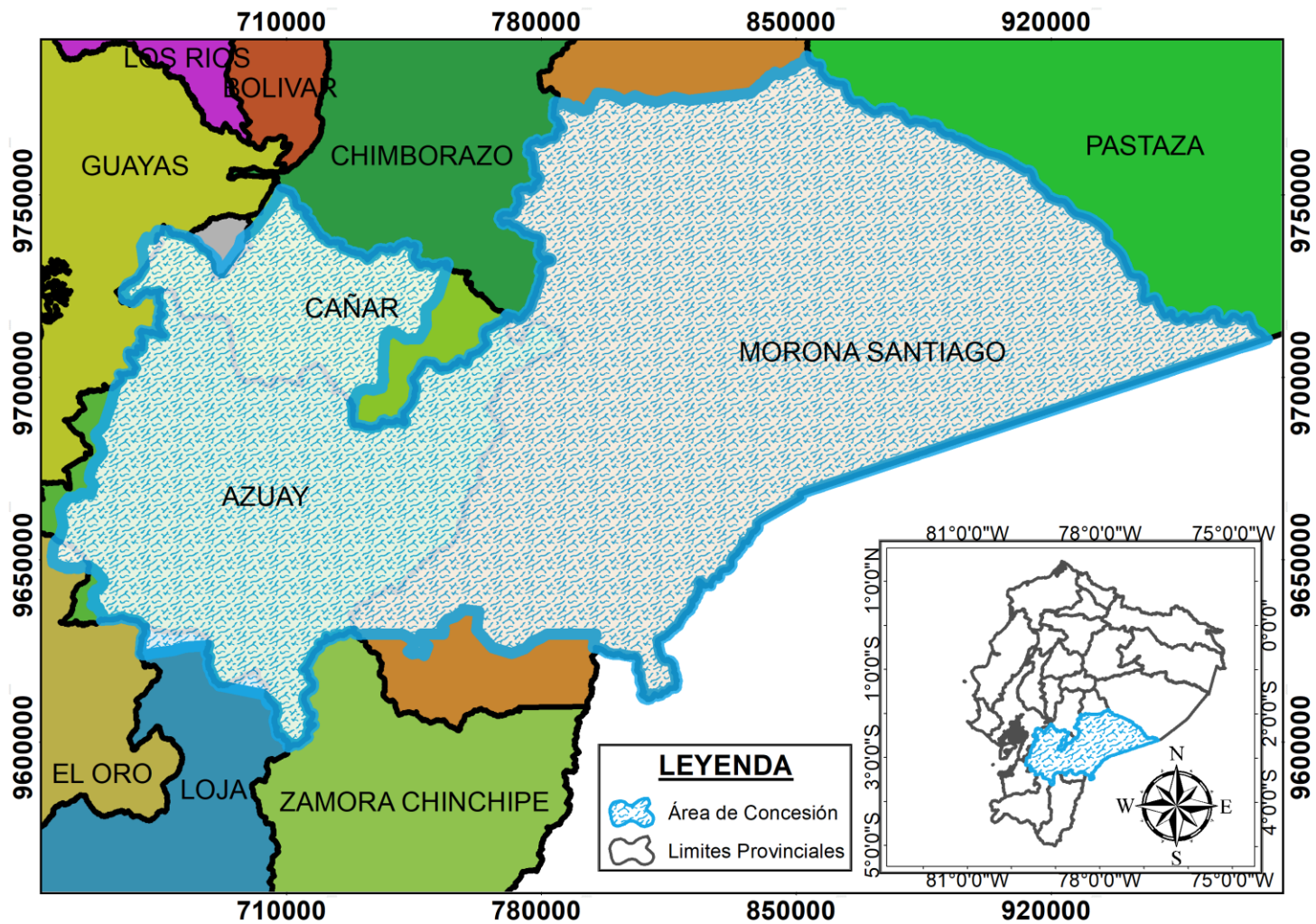


Figura 3-1 Ubicación del área de concesión de la E.E.R.C.S.C.A. en el territorio ecuatoriano [39].

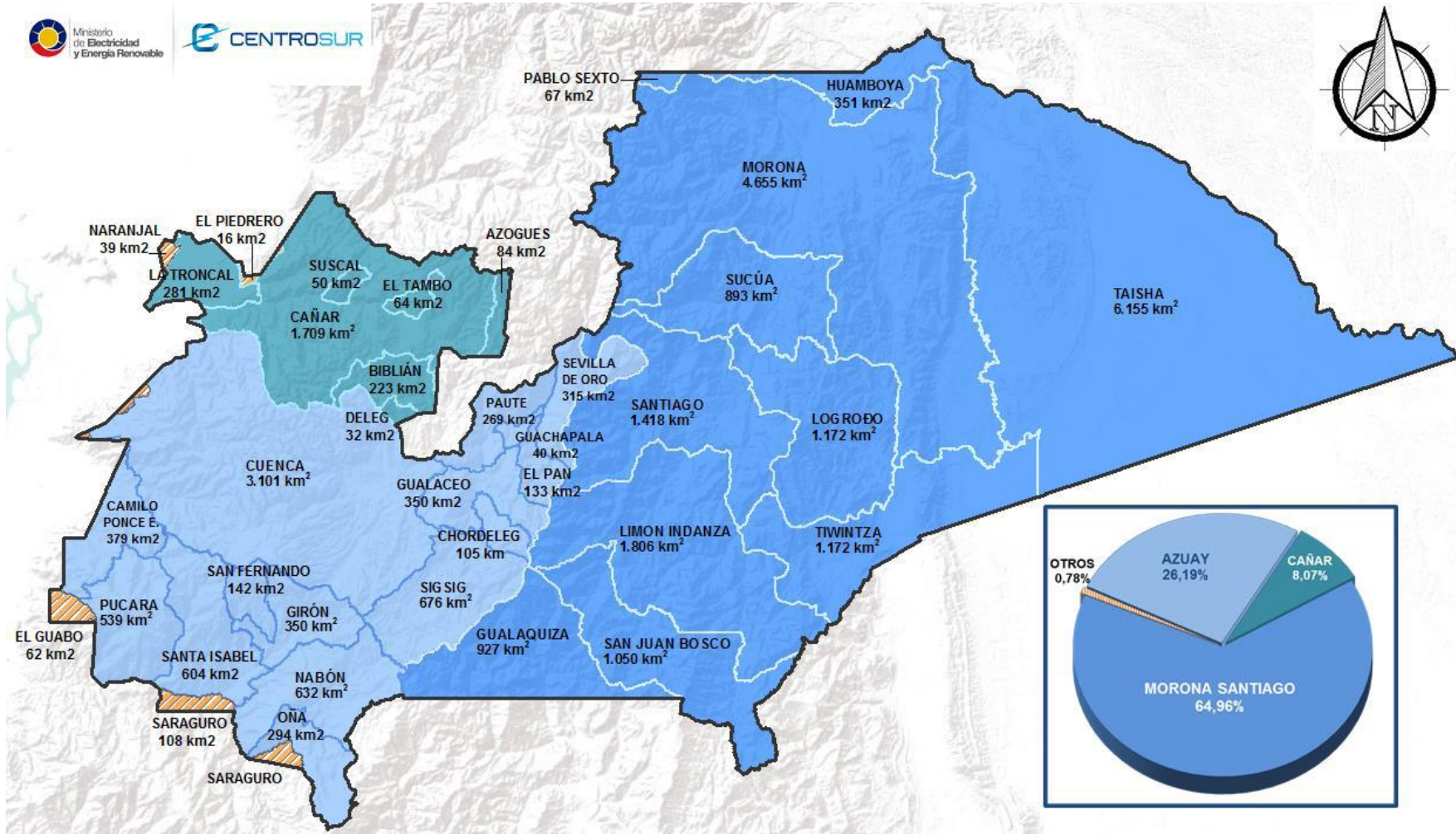
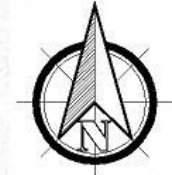


Figura 3-2 Extensión geográfica del área de concesión de la E.E.R.C.S.C.A. y su distribución por provincia [38]

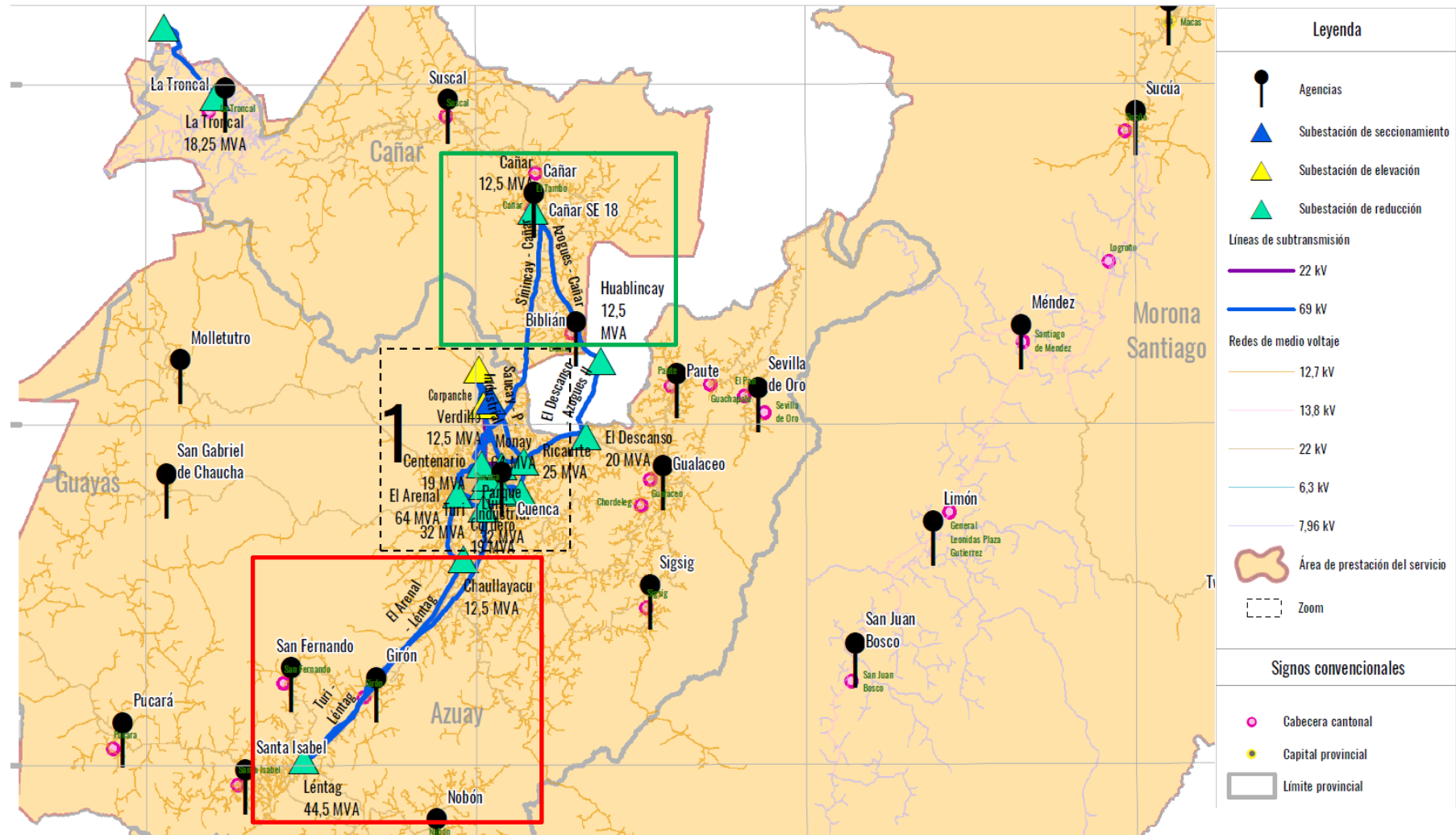


Figura 3-3 Estructura del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (Verde: Anillo Norte , Rojo: Anillo Sur,) [41].

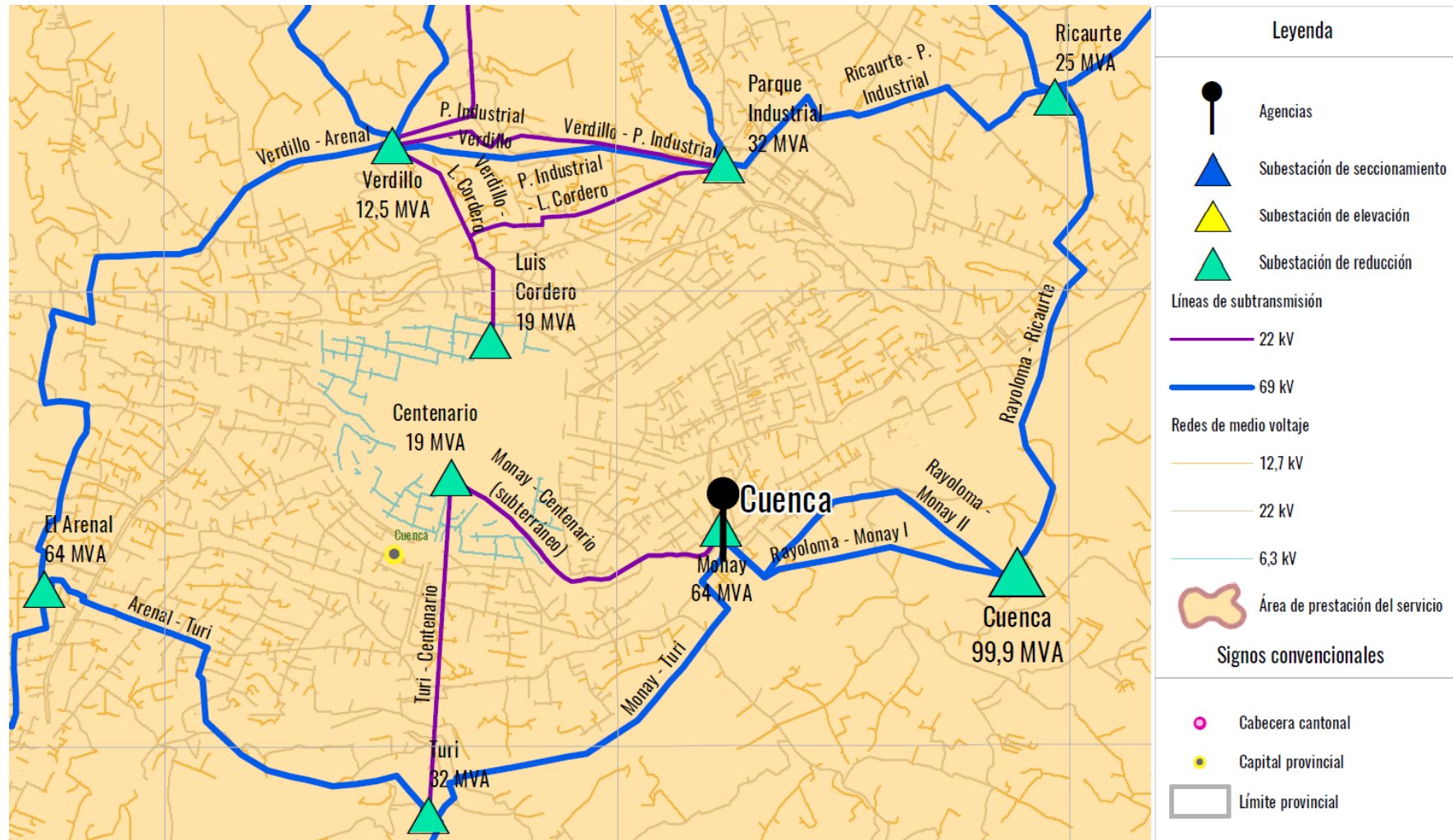


Figura 3-4 Estructura del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (Zoom1: Anillo central) [41].



3.2.2 Sistema de subtransmisión.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. cuya actividad principal se enfoca en la distribución y comercialización de energía eléctrica dispone de un sistema de subtransmisión que en su gran mayoría tiene un nivel de voltaje de 69 kV. Este sistema de subtransmisión toma energía desde diferentes puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), así como, de diversas centrales generadoras para energizar las subestaciones dispuestas en diversos puntos de su área de concesión [39], [40].

Las subestaciones se encuentran conectadas por varias líneas de subtransmisión formando una topología en anillo, en la actualidad el sistema cuenta con 3 anillos que brindan una mayor confiabilidad a los usuarios finales tal como se muestra en la Figura 3-3 y la Figura 3-4 respectivamente.

3.2.2.1 Puntos de entrega.

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. se interconecta con:

- **Las centrales:** El Descanso (a través de la S/E El descanso), Saucay (a través de la L/ST de 69 kV), Ocaña (a través de la S/E Cañar) y Saymirín (a través de la L/ST Saymirín de 69 kV) todas pertenecientes a la empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO.SA.
- **El Sistema nacional de trasmisión (SNT):** mediante dos subestaciones de reducción 138/69 kV cuyas denominaciones son Cuenca y Sinincay mismas que están ubicadas en Rayoloma y Ochoa León respectivamente y pertenecen a CELEC-EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC.
- **Las subestaciones:** Gualaceo (S/E 15-138/22 kV), Méndez (S/E 22-138/13.8 kV), Limón (S/E 23-138/13.8 kV), Macas (S/E 21-69/22 kV) las cuales son alimentadas desde la S/E Cuenca y el proyecto de Generación HidroAbanico según corresponda [39], [40].

3.2.2.2 Subestaciones.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. cuenta con un total de 19 subestaciones distribuidas en diferentes puntos de su área de concesión y la gran mayoría de ellas tienen la finalidad de reducir el nivel de voltaje a niveles adecuados para energizar los alimentadores primarios conectados a dichas subestaciones [39].

Tabla 3-1 Subestaciones distribuidas en el área de concesión de la E. E. R.C. S. C.A. [39], [40].

Descripción			Voltaje kV		Capacidad OA-FA [MVA]			Ubicación
Código	Nombre	Tipo	V_p	V_s	OA	FA	FOA	
S/E 01	Luis Cordero	Reducción	22	6,3	15	19	19	Luis Cordero
S/E 02	Puente Centenario	Reducción	22	6,3	15	19	19	Benigno Malo
S/E 03	Monay	Reducción	69	22	48	64	64	Monay
S/E 04	Parque Industrial	Reducción	69	22	48	64	64	Visorrey
S/E 05	El Arenal	Reducción	69	22	48	64	64	El Arenal
S/E 06	Verdillo	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Verdillo
S/E 07	Ricaurte	Reducción	69	22	22,5	25	25	Ricaurte
S/E 08	Turi	Reducción	69	22	24	32	32	Turi
S/E 09	Azogues	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Guablincay
S/E 12	El Descanso	Reducción	69	22	20	22,5	22,5	El Descanso
S/E 13	Chauullayacu	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Chauullayacu
S/E 14	Léntag	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Léntag
S/E 18	Cañar	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Cañar
S/E 19	Corpanche	Seccionamiento	69	69	-	-	-	Corpanche
S/E 21	Macas	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Macas
S/E 50	La Troncal	Reducción	69	13,8	20	25	25	La Troncal

3.2.2.3 Líneas de subtransmisión.

El sistema de subtransmisión cuenta con 30 líneas de subtransmisión mismas que interconectan la gran mayoría de las subestaciones descritas en la Tabla 3-1 y que además poseen mayormente un nivel de voltaje de 69 kV. En tanto que las subestaciones ubicadas en la zona oriental y la subestación Gualaceo se interconectan por líneas que poseen un nivel de voltaje 138 y 69 kV según corresponda. El sistema de subtransmisión se encuentra dispuesto de tal manera que conforma 3 anillos: norte, central y sur [33].

A continuación, se detallará las subestaciones que conforman los diferentes anillos.

- **Anillo norte:** se encuentra conformado por las subestaciones: Sinincay (SNT), Cañar (S/E 18), Azogues (S/E 09), El Descanso (S/E 12), Ricaurte (S/E 07) y P. Industrial (S/E 04).
- **Anillo central:** se encuentra conformado por las subestaciones: Cuenca (SNT), Monay (S/E 03), Turi (S/E 08), El Arenal (S/E 05), Verdillo (S/E 06), Sinincay (SNT), P. Industrial (S/E 04) y Ricaurte (S/E 07).
- **Anillo sur:** se encuentra conformado por las subestaciones: El Arenal (S/E 05), Léntag (S/E 14), Chauullayacu (S/E 13) y Turi (S/E 08).



La S/E 04 (P. Industrial) dispone de una línea de 69 kV utilizada para abastecer a dos grandes consumidores como lo son: Erco y Graiman, finalmente, La Troncal se encuentra alimentado a través de las líneas que unen la S/E 18 (Cañar) con Ocaña y posteriormente Ocaña con la S/E 50 (La Troncal) ambas pertenecientes a la empresa Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO.SA [40].

En la Tabla 3-2 se detallan las características de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión y que pertenecen a la CENTROSUR [39], [40].

Tabla 3-2 Líneas de Subtransmisión pertenecientes a la E.E.R.C.S.C.A. [39], [40]

Nombre de la línea de subtransmisión	Voltaje kV	Longitud km	Conductor de Fase	
			Material	Calibre-MCM
S/E03 Monay- S/E02 Centenario (aéreo)	22	3,24	ACSR	3/0
S/E03 Monay – S/E02 Centenario (subt.)	22	3,25	CU	250
S/E04 P. Industrial – S/E01 L. Cordero	22	3,52	ACSR	266,8
S/E06 Verdillo – S/E01 L. Cordero	22	2,21	ACSR	266,8
S/E06 Verdillo – S/E04 P. Industrial	22	3,06	ACSR	266,8
S/E10 Saymirín – S/E 06 Verdillo ²	22	8,98	CU	50 mm ²
S/E04 P. Industrial – S/E06 Verdillo	69	3,23	ACAR	750
S/E06 Verdillo – S/E 05 Arenal	69	7,19	ACAR	750
S/E04 P. Industrial – S/E28 Graiman ¹	69	1,87	ACSR	266,8
S/E28 Graiman - SE27 Erco ¹	69	0,22	ACSR	266,8
S/E05 El Arenal – S/E 14 Léntag	69	47,38	ACSR	266,8
S/E07 Ricaurte – S/E04 P. Industrial	69	3,82	ACAR	750
S/E09 Azogues – S/E18 Cañar	69	24,08	ACSR	266,8
S/E11 Saymirín – S/E19 Corpanche	69	1,32	ACSR	477
S/E12 Descanso – S/E07 Ricaurte	69	10,15	ACSR	266,8
S/E19 Corpanche – S/E07 Ricaurte	69	9,89	ACSR	477
S/E20 Saucay – S/E04 P. Industrial	69	14,12	ACSR	477
S/E20 Saucay – S/E19 Corpanche	69	4,9	ACSR	477
S/ECU Rayoloma – S/E03 Monay I	69	3,43	ACSR	477
S/ECU Rayoloma – S/E03 Monay II	69	3,01	ACSR	477
S/ECU Rayoloma – S/E07 Ricaurte	69	5,29	ACSR	477
S/E12 Descanso – S/E Azogues ²	69	10,25	ACSR	477
S/E Sinincay – S/E06 Verdillo I	69	8,01	ACAR	750
S/E Sinincay – S/E06 Verdillo II	69	8,17	ACAR	750
S/E03 Monay – S/E08 Turi	69	4,52	ACSR	477
S/E05 Arenal – S/E08 Turi	69	5,13	ACSR	477
S/E08 Turi – S/E14 Léntag	69	45,59	ACAR	750
S/E Sinincay – S/E18 Cañar	69	31,67	ACAR	750
S/E Azogues ² – S/E09 Azogues ³	69	1,72	ACSR	477
S/E08 Turi – S/E02 Centenario	22	3,99	CU	350
S/E El Triunfo – S/E50 La Troncal ⁴	69	14,13	ACSR	266,8



Nota:

- 1: Se divide la línea existente, por la entrada de operación de la subestación Graitman.
- 2: Línea desenergizada, en proceso de retiro.
- 3: Al entrar en operación la SE Azogues2, se divide la línea existente.
- 4: Normalmente abierta. El sistema La Troncal se encuentra servida desde la S/E 18 Cañar.

3.2.2.4 Alimentadores primarios.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A cuenta con varios alimentadores primarios que operan con 3 niveles diferentes de voltaje y se detallan a continuación [39], [40]:

- **Nivel de 6.3 kV:** para las redes subterráneas y aéreas que dan servicio al centro histórico de Cuenca.
- **Nivel de 22 kV:** para las redes subterráneas y aéreas que sirven tanto a la zona urbana como rural.
- **Nivel de 13.8 kV:** para la provincia de Morona Santiago a excepción de los alimentadores pertenecientes a la S/E 21 (Macas) que cuentan con un nivel de voltaje de 22 kV.

En cuanto a la topología de los alimentadores la “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A” utiliza una estructura parcialmente anillada con interconexiones entre alimentadores de la misma subestación o con otros alimentadores de subestaciones cercanas, pero que funciona de forma radial en condiciones normales, además, la E.E.R.C.S.C.A. utiliza una codificación de 4 dígitos para identificar los diferentes alimentadores pertenecientes a cada subestación siendo los dos primeros dígitos quienes identifican a que subestación pertenece, el tercer dígito identifica el nivel de voltaje del alimentador y el cuarto dígito indica el número de salida de la subestación tal y como se muestra en el siguiente ejemplo [42]:

Ejemplo 3.1

Identifique el alimentador 0721.

07 = Como los dos primeros dígitos indican la subestación a la que pertenece entonces dicho alimentador pertenece a la S/E 07.

2 = En cuanto al tercer dígito se considera que: 0 se utiliza para 6.3 kV, 1 para 13.8 kV y 2 para 22 kV por lo que el nivel de tensión del alimentador es de 22 kV.

1 = Como el cuarto dígito indica el número de salida de la subestación entonces dicho alimentador tiene como salida el número 1.

En la Tabla 3-3 se presenta las asignaciones de los diferentes alimentadores primarios pertenecientes a las subestaciones descritas en la Tabla 3-1.



Tabla 3-3 Alimentadores primarios por subestaciones Parte 1 [39].

Descripción		Alimentadores Primarios		Total
Código	Nombre	Código	Voltaje kV	
S/E 01	Luis Cordero	0101	6,3	4
		0102	6,3	
		0103	6,3	
		0104	6,3	
S/E 02	Puente Centenario	0201	6,3	5
		0202	6,3	
		0203	6,3	
		0204	6,3	
		0205	6,3	
S/E 03	Monay	0321	22	5
		0322	22	
		0323	22	
		0324	22	
		0325	22	
S/E 04	Parque Industrial	0421	22	9
		0422	22	
		0423	22	
		0424	22	
		0425	22	
		0426	22	
		0427	22	
		0428	22	
		0429	22	
S/E 05	El Arenal	0421	22	10
		0522	22	
		0523	22	
		0524	22	
		0525	22	
		0526	22	
		0527	22	
		0528	22	
		0529	22	
		05210	22	
S/E 06	Verdillo	-	-	-
S/E 07	Ricaurte	0721	22	3
		0722	22	
		0723	22	



Tabla 3-4 Alimentadores primarios por subestaciones Parte 2 [39].

Descripción		Alimentadores Primarios		Total
Código	Nombre	Código	Voltaje kV	
S/E 08	Turi	0821	22	5
		0822	22	
		0823	22	
		0824	22	
		0825	22	
S/E 09	Azogues	0921	22	1
S/E 12	Descanso	1221	22	4
		1222	22	
		1223	22	
		1224	22	
S/E 13	Chaulayacu	1321	22	1
S/E 14	Léntag	1421	22	4
		1422	22	
		1423	22	
		1424	22	
S/E 18	Cañar	1821	22	4
		1822	22	
		1823	22	
		1824	22	
S/E 19	Corpanche	-	-	-
S/E 21	Macas	2121	22	8
		2122	22	
		2123	22	
		2124	22	
		2125	22	
		2126	22	
		2127	22	
		2128	22	
S/E 50	La Troncal	5011	13,8	6
		5012	13,8	
		5013	13,8	
		5014	13,8	
		5015	13,8	
		5016	13,8	

3.3 Formulación del problema para la planificación de la expansión de subestaciones (PES).

Como se mencionó en la sección 2.6, cuando la demanda crece es necesario la implementación de nuevos elementos que ayuden a la energía eléctrica llegar desde



las centrales de generación hasta los puntos de carga, por lo tanto, para analizar qué elementos son los más adecuados para abastecer dicha demanda, se debe realizar estudios en torno a cada subsistema que conforman el sistema eléctrico de potencia (SEP), en nuestro caso la Planificación de la Expansión de Subestaciones (PES).

3.3.1 Descripción del problema

La Planificación de la Expansión de Subestaciones (PES) es un problema mediante el cual se determina las capacidades de expansión requeridas de las subestaciones existentes, así como, las ubicaciones y los tamaños de las subestaciones nuevas de tal forma que se minimicen los costos cumpliendo con ciertas limitaciones técnicas [43], [44],[45]. Para determinar las áreas de servicio de las subestaciones, en la literatura utilizan estrategias de partición que consisten en dividir el área total de estudio en pequeñas áreas irregulares denominadas dominios eléctricos (clústers) de acuerdo con la distribución geográfica de los consumidores. Cada dominio eléctrico consta de una posición (X, Y) y un valor de potencia (MW) que muestra la demanda de los clientes de ese dominio en un determinado periodo de tiempo [43],[44]. Los costos predominantes en los diferentes modelos planteados incluyen: costos de instalación y expansión de subestaciones, el costo de pérdida de carga y sin carga en los transformadores de las subestaciones, además de los costos de instalación y pérdida de alimentadores, así como los costos de conexión a la red de subtransmisión. Entre las limitaciones técnicas comúnmente consideradas en la literatura se puede mencionar: caída de voltaje máxima permitida, capacidad de los elementos de las subestaciones, capacidad de los alimentadores, accesibilidad a la red de subtransmisión y a la red de medio voltaje, todas estas restricciones son consideradas durante el proceso de optimización.

3.3.2 Modelos y algoritmos de solución para PES.

Debido a la complejidad que involucra el PES, en la literatura especializada se han desarrollado diversos modelos y algoritmos de solución, cada uno de ellos con diferentes enfoques ya sea estáticos o dinámicos, pero con el mismo objetivo de reducir los costos incurridos en la inversión y operación. En [43] el PES se resuelve utilizando un algoritmo de Evolución Diferencial (DE) y se determina los tamaños y sitios de las subestaciones existentes y propuestas con resultados óptimos y con una rápida convergencia, [33] propone un método basado en un algoritmo bacteriano (BFOA) el cual optimiza simultáneamente los tamaños y ubicaciones de las subestaciones así como el ingreso de nuevos alimentadores considerando restricciones de confiabilidad, la validez del método se comprueba al aplicarlo a una red real y se realiza una comparación con el algoritmo genético llegando a la



conclusión de que BFOA tiene el potencial de encontrar resultados más óptimos. En [46] se implementa un operador de reparación aplicado al algoritmo genético multiobjetivo para reparar las variables de decisión de cada cromosoma logrando satisfacer las restricciones evitando que la solución converja prematuramente. En [1] se introduce un algoritmo basado en autómatas de aprendizaje para la determinación simultánea de áreas de servicio óptimas y capacidades de las subestaciones de distribución generando resultados de buena calidad y con una carga computacional baja y que puede usarse como una herramienta eficaz para PES en grandes redes de distribución. Por otro lado, en [47] se presenta un enfoque para la planificación simultánea de expansión de redes de distribución, subtransmisión y transmisión formulado como un problema de optimización en el que se emplea un algoritmo genético (GA) y se lo compara como métodos de planificación independiente demostrando que el método propuesto proporciona resultados eficaces. En [3] y [4] utilizan un método de planificación dinámica y emplea un algoritmo de solución utilizando autómatas de aprendizaje, además se compara con métodos de planificación pseudodinámicos y se comprueba la superioridad que tienen los métodos dinámicos, también en [5] y [48] proponen una planificación de expansión de varias etapas para considerar el comportamiento dinámico de los parámetros del sistema y se lo resuelve mediante un algoritmo competitivo imperialista (ICA) además realiza un análisis de sensibilidad para mostrar la solidez de los resultados con respecto a la variación de los parámetros de ICA y se comparan con los resultados obtenidos mediante los algoritmos genéticos. En [44] y [45] el problema de agrupamiento de micro áreas para determinar las áreas de las subestaciones se resuelve utilizando tres algoritmos básicos de agrupamiento difuso Hard C-Means (HCM), Fuzzy C-Means y Possibilistic C-Means considerando las incertidumbres de los centros de carga y posteriormente el PES se lo resuelve inspirándose en el método de agrupación de HCM y agregando algunas restricciones necesarias. [31] presenta un algoritmo evolutivo mejorado para encontrar las áreas de servicio aproximadas para cada subestación y una estrategia de selección experta que aumenta la posibilidad de convergencia hacia una solución óptima global. Por último, en [49] realizan un análisis de ocho técnicas heurísticas aplicadas al PES llegando a la conclusión de que el algoritmo optimización de enjambre de partículas (PSO) y un algoritmo híbrido entre Búsqueda tabú y Algoritmos genéticos TS/GA son algoritmos poderosos y muy útiles en redes a gran escala.



Tabla 3-5 Métodos de solución para PES Parte 1.

Referencia Bibliográfica	Sistema HV/MV	Método de solución	Periodo	Variables de decisión	Función Objetivo
[43]	Red de MV.	Evolución Diferencial (DE)	Estático	Ubicación de la S/E, tamaños y las áreas de servicio.	Minimizar el costo de inversión.
[44]	Red de MV.	Proceso recursivo	Estático	Ubicación de la S/E, tamaños y las áreas de servicio, asignación de los centros de carga.	Minimizar los costos de inversión considerando la incertidumbre de los centros de carga
[28]	Red de MV	Bacterial foraging optimization (BFO)	Estático	Ubicación, los tamaños y las áreas de servicio de las S/E.	Minimizar costos de inversión y pérdidas en la red de MV
[27]	Red de MV	Algoritmo Evolutivo (EA)	Estático	Ubicación, los tamaños y las áreas de servicio de las S/E	Minimizar costos de inversión, pérdidas de las SE y en la red de MV.
[38]	Red de MV	Hard C-Means (HCM)	Estático	Agrupación de puntos de carga, ubicación, tamaño y áreas de servicio de las SE	Minimizar costos de inversión, pérdidas de las SE y en la red de MV.
[39]	Red de MV	Algoritmo genético (GA)	Multietapa	Asignación de clusters a las S/E, periodo de ingreso de las S/E, ubicación, tamaño y áreas de servicio de las S/E	Minimizar costos de inversión y pérdidas, así como minimizar el número de cambios de clusters de SE en los periodos.
[40]	Red de MV	Autómatas de aprendizaje	Estático	Ubicación, capacidad y área de servicio de las S/E.	Minimizar costos de inversión fijos y variables.
[42]	Red de HV/MV	Algoritmo genético (GA)	Estático	Ubicación, capacidad, área de servicio de las SE de HV y MV. Tipo, longitud, capacidad de las líneas de S/T y alimentadores de MV.	Minimizar los costos de inversión fijos y variables en los tres sistemas: transmisión, subtransmisión y distribución.



Tabla 3-6 Métodos de solución para PES Parte 2.

Referencia Bibliográfica	Sistema HV/MV	Método de solución	Periodo	Variables de decisión	Función Objetivo
[23]	Red de MV	Autómatas de aprendizaje	Multietapa coordinada (Dinámico)	Ubicación, tamaños y las áreas de servicio asociadas de las subestaciones, además del tiempo de expansión de las subestaciones dentro del horizonte de planificación	Minimizar los costos inversión y los costos debido a las pérdidas en las redes de subtransmisión y redes de MV
[43]	Red de MV	Programación de enteros mixtos (MIP) y se lo resuelve mediante el software GAMS.	Multietapa coordinada (Dinámico)	Ubicación, capacidad y áreas de servicio de las S/E nuevas y existentes. Tiempos de ingreso de las S/E nuevas. Ingreso o expansión de los alimentadores en MV.	Minimizar los costos de inversión y pérdidas del sistema, así como los costos de compra de energía.
[44]	Red de MV	Algoritmo competitivo imperialista (ICA)	Multietapa	Ubicación, tamaño y áreas de servicio de las SE. Tipo, y rutas de los alimentadores de MV	Minimizar los costos de inversión y pérdidas del sistema, así como determinar la ruta óptima de los alimentadores de MV.
[46]	Red de MV	Algoritmo bacteriano (DBFA)	Multietapa coordinada (z)	Ubicación, capacidad y área de las SE nuevas y existentes. Tiempo de construcción o expansión de las SE. Construcción de los alimentadores de MV.	Minimizar los costos de inversión y operación, así como los costos de la energía comprada.

3.3.3 Datos requeridos.

Para tratar de responder las preguntas fundamentales de una Planificación de la Expansión de Subestaciones (PES), este documento se valdrá de la Figura 3-5 que en conjunto con secciones posteriores describirán cada subproceso de PES buscando generar una metodología robusta que producirá buenos resultados en tiempos aceptables de un sistema real y a gran escala.

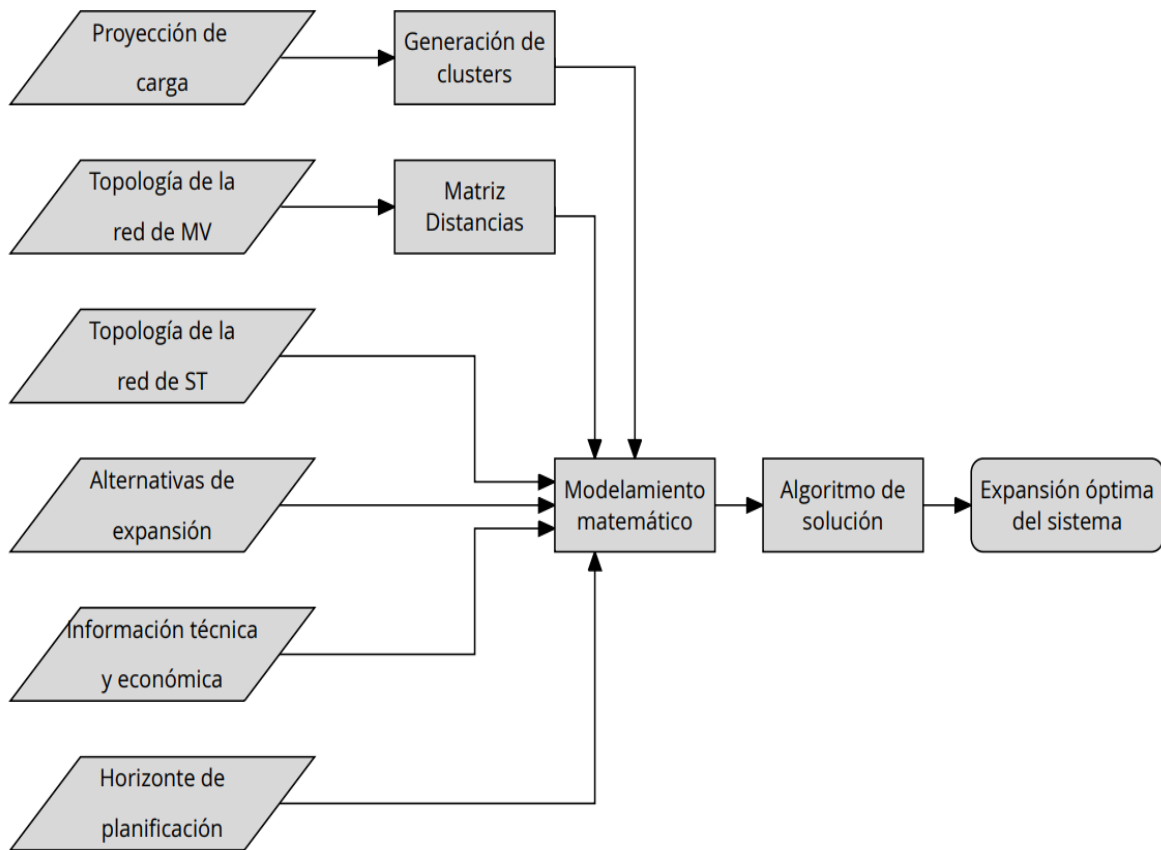


Figura 3-5 Secuencia de procesos para la planificación de la expansión de subestaciones (PES).

- **Horizonte temporal de planificación.**

Para el modelo propuesto se considerará una planificación multietapa coordinada (Dinámica) por lo que se deberá conocer el año base del periodo de estudio, así como el año de ocurrencia de cada una de sus etapas.

- **Pronóstico de carga.**

El pronóstico de carga debe conocerse en cada una de sus etapas mediante cualquier algoritmo descrito en la sección 2.6.4.1 tanto en magnitud (potencia) como



su ubicación geográfica (posición X e Y), además se debe conocer en el año base a que alimentador y subestación existente, pertenece cada punto de carga.

- **Alternativas de expansión.**

Se considera que el modelo necesita la ubicación que tendrá una nueva subestación y si es que una subestación existente puede o no expandirse.

- **Distancias entre los nodos de carga y las subestaciones.**

Se considera que el modelo contempla la existencia de subestaciones ya creadas que pueden o no expandirse en un futuro, así como de un conjunto de sitios candidatos donde se establecerán nuevas subestaciones, además, cada subestación en el año base estará conectada a un número específico de cargas mediante una red también existente, por lo que, la distancia de una carga hacia una subestación estará determinada por la longitud que conecta los dos elementos por la red. El algoritmo que se utilizará para encontrar las distancias de un nodo de carga a subestaciones nuevas o existentes considerando la red se detallará en el siguiente capítulo.

- **Información técnica y económica.**

Se debe de conocer de antemano los costos que se incurrirán por inversión o por operación y mantenimiento si es que se crea una o varias subestaciones o si se expande una o varias subestaciones existentes, además, se deberá conocer el costo por kWh en pérdidas, así como otros factores que modificarán el costo total y que harán que este costo sea evaluado en el año base.

3.3.4 Análisis matemático.

Para todos los costos se asume que:

- ✓ Los costos se incurren al final de cada año y variarán dependiendo de la alternativa que se escoja.
- ✓ Los tiempos de vida de los equipos son mayores que el período de estudio por lo que los costos que se incurren por inversión se convertirán a una base anual agregándose a todos los demás términos anuales, dichos costos después del período de estudio y hasta los tiempos de vida útil se convierten al año base y se consideran ingresos.

3.3.4.1 Función objetivo.

La planificación de la expansión de subestaciones (PES) puede definirse como un problema de optimización en el que todos los valores económicos que se incurren antes, durante y después de la expansión deben minimizarse mientras se cumplen varias restricciones, este hecho se modela mediante la expresión (3-1):

$$\mathbf{Min F = f1 + f2 + f3 + f4^*} \quad (3-1)$$

Donde:

F: Es el costo total debido a la expansión (PES).

f1: Es el costo de Inversión.

f2: Es el costo de operación y mantenimiento.

f3: Es el costo de pérdidas del sistema.

*f4**: Es el costo de la red-MT.

➤ *f1*: Costos por Inversión.

Un costo de inversión típico es el valor monetario en el que se incurren cuando se construye una nueva subestación o se expande una existente y considera los siguientes factores:

- **Si se construye una nueva subestación:**

Cuando se construye una nueva subestación los costos a considerar normalmente son los del terreno en donde se ubicará la nueva subestación y el costo de los equipos (transformadores, interruptores, etc.) que se utilizarán en dicha subestación.

- **Si se expande una subestación existente:**

Cuando se expande una nueva subestación los costos a considerar normalmente son los costos de los equipos (transformadores, interruptores, etc.) que se utilizarán en dicha expansión.

En general, el costo por inversión se modela mediante la expresión (3-2):

$$\begin{aligned}
 & \text{f1} \\
 = & \sum_{i=1}^N \left(\begin{aligned}
 & S_i^{inv} * (P/F, Td, As^i - As^0) S_i^{inv} - S_i^{inv} * (A/P^*, Td, Vu_j) S_i^{inv} \\
 & * (P'/A, Td, Vu_j - (Af^N - As^i)) S_i^{inv} * (P/P', Td, Af^N - As^0) S_i^{inv} \\
 & T_i^{inv} * (P/F, Td, As^i - As^0) T_i^{inv} - T_i^{inv} * (A/P^*, Td, Vu_j) T_i^{inv} \\
 & * (P'/A, Td, Vu_j - (Af^N - As^i)) T_i^{inv} * (P/P', Td, Af^N - As^0) T_i^{inv}
 \end{aligned} \right) \quad (3-2)
 \end{aligned}$$

Donde:

N : Es el número de etapas de planificación.

As^i : Es el año donde comienza la i -ésima etapa.

Af^i : Es el año donde finaliza la i -ésima etapa.

As^0 : Es el año base.

Af^N : Es el año donde finaliza la última etapa.

nSE : Es el número total de S/E candidatas a expandirse o construirse.

S_i^{inv} : Es el costo de inversión (terreno y equipos) que se incurren en la construcción de la j -ésima subestación en la i -ésima etapa.

T_i^{inv} : Es el costo de inversión (equipos) que se incurren en la expansión de la j -ésima subestación en la i -ésima etapa.

$$\alpha_{ij} = \begin{cases} 1: \text{si la S/E } j - \text{ésima es candidata a construirse y se construye en la} \\ \quad i - \text{ésima etapa.} \\ 0: \text{caso contrario.} \end{cases}$$

$$\beta_{ij} = \begin{cases} 1: \text{si la S/E } j - \text{ésima es candidata a expandirse y se expande en la} \\ \quad i - \text{ésima etapa.} \\ 0: \text{caso contrario.} \end{cases}$$

$(P/F, Td, As^i - As^0) S_i^{inv}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte S_i^{inv} al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

$(A/P^*, Td, Vu_j) S_i^{inv}$: Es el factor de recuperación del capital (A/P) que convierte S_i^{inv} en una serie de pagos anuales y cuyo periodo se extiende desde que se realiza

la inversión y entra en operación la j -ésima S/E en la i -ésima etapa hasta el tiempo de vida útil de la j -ésima S/E. (Ver sección 2.5.4.2).

$(P'/A, Td, Vu_j - (Af^N - As^i))^{S_i^{inv}}$: Es el factor de valor presente de serie uniforme (P/A) que convierte los términos anuales después del período de estudio y hasta los tiempos de vida útil A en un único valor presente P' (P' se encuentra al final del último período) (Ver sección 2.5.4.2).

$(P/P', Td, Af^N - As^0)^{S_i^{inv}}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte P' al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

$(P/F, Td, As^i - As^0)^{T_i^{inv}}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte T_i^{inv} al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

$(A/P^*, Td, Vu_j)^{T_i^{inv}}$: Es el factor de recuperación del capital (A/P) que convierte T_i^{inv} en una serie de pagos anuales y cuyo periodo se extiende desde que se realiza la inversión y entra en operación la j -ésima S/E en la i -ésima etapa hasta el tiempo de vida útil de la j -ésima S/E. (Ver sección 2.5.4.2).

$(P'/A, Td, Vu_j - (Af^N - As^i))^{T_i^{inv}}$: Es el factor de valor presente de serie uniforme (P/A) que convierte los términos anuales después del período de estudio y hasta los tiempos de vida útil A en un único valor presente P' (P' se encuentra al final del último período) (Ver sección 2.5.4.2).

$(P/P', Td, Af^N - As^0)^{S_i^{inv}}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte P' al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

Td : Es la tasa de interés.

➤ F2: Costos de Operación y Mantenimiento.

Los costos asociados con la operación y mantenimiento se modelan mediante la expresión (3-3):

$$f2 = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{j=1}^{nSE} S_i^{CyO} * (P'/A, Td, Af^N - As^i)^{S_i^{CyO}} * (P/P', Td, As^i - As^0)^{S_i^{CyO}} * \gamma_{ij} + \sum_{j=1}^{nSE} T_i^{CyO} * (P'/A, Td, Af^N - As^i)^{T_i^{CyO}} * (P/P', Td, As^i - As^0)^{T_i^{CyO}} * \delta_{ij} \right) \quad (3-3)$$



Donde:

N : Es el número de etapas de planificación.

As^i : Es el año donde comienza la i -ésima etapa.

Af^i : Es el año donde finaliza la i -ésima etapa.

Af^N : Es el año donde finaliza la última etapa.

As^0 : Es el año base.

nSE : Es el número total de S/E candidatas a expandirse o construirse.

S_i^{CyO} : Es el costo de operación y mantenimiento por año que se incurren cuando se construye la j -ésima subestación en la i -ésima etapa.

T_i^{CyO} : Es el costo de operación y mantenimiento por año que se incurren si se ha expandido una subestación existente en la i -ésima etapa.

$$\gamma_{ij} = \begin{cases} 1: & \text{si la } j - \text{ésima S/E candidata a construirse se construyó en la} \\ & i - \text{ésima etapa.} \\ 0: & \text{caso contrario.} \end{cases}$$

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1: & \text{si la } j - \text{ésima S/E candidata a expandirse se expandió en la} \\ & i - \text{ésima etapa.} \\ 0: & \text{caso contrario.} \end{cases}$$

Td : Es la tasa de interés.

$(P'/A, Td, Af^N - As^i)^{S_i^{CyO}}$: Es el factor de valor presente de serie uniforme (P/A) que convierte a S_i^{CyO} de una serie uniforme de pagos A en un único valor presente P' (P' se encuentra un periodo antes del primer valor de la serie A) (Ver sección 2.5.4.2).

$(P/P', Td, As^i - As^0)^{S_i^{CyO}}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte P' al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

$(P'/A, Td, Af^N - As^i)^{T_i^{CyO}}$: Es el factor de valor presente de serie uniforme (P/A) que convierte a T_i^{CyO} de una serie uniforme de pagos A en único valor presente P' (P' se encuentra un periodo antes del primer valor de la serie A) (Ver sección 2.5.4.2).



$(P/P', Td, As^i - As^0)^{S_i^{Cy0}}$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte P' al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).

➤ F3: Costos debido a las pérdidas del sistema.

Los costos de pérdidas del sistema es un indicador importante para medir los costos de funcionamiento de la red eléctrica y se modelan mediante la expresión (3-4):

$$f3 = \sum_{i=0}^N L_i * Cs * 8760 * Fp * (P'/A, Td, Af^i - As^i) (P/P', Td, As^i - As^0) \quad (3-4)$$

Donde:

N : Es el número de etapas de planificación.

As^i : Es el año donde comienza la i -ésima etapa.

Af^i : Es el año donde finaliza la i -ésima etapa.

As^0 : Es el año base.

Td : Es la tasa de interés.

L_i : Son las pérdidas del sistema en la i -ésima etapa.

8760 : Número de horas al año.

Cs : Es el costo en dólares por [MWh] en pérdidas.

Fp : Es el factor de pérdidas.

$(P'/A, Td, Af^i - As^i)$: Es el factor de valor presente de serie uniforme (P/A) que convierte a $(L_i * Cs * 8760 * Fp)$ de una serie uniforme de pagos A en un único valor presente P' (P' se encuentra un periodo antes del primer valor de la serie A) (Ver sección 2.5.4.2).

$(P/P', Td, As^i - As^0)$: Es el factor de valor presente de pago único (P/F) que convierte P' al valor presente en el año base (Ver sección 2.5.4.1).



➤ **$f4^*$: Costos debido a la red – MV.**

Es un costo ficticio implementado con la finalidad de verificar el impacto que genera en la función objetivo los múltiples cambios realizados por los puntos de carga de una subestación a otra durante todo el periodo de estudio y que servirá para la elección de la mejor alternativa de solución, este hecho se modela mediante la expresión (3-5).

$$f4^* = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{NSE} \sum_{l=1}^{NC} \omega_{ikl} * \delta_{kl} * \gamma_{kl} \quad (3-5)$$

Donde:

N : Es el número de etapas de planificación.

δ_{kl} : Es la distancia desde la k -ésima S/E hacia el l -ésimo punto de carga en Km.

γ_{kl} : Es el costo de construcción del alimentador que conecta la k -ésima S/E con el l -ésimo punto de carga en [\$/Km].

$$\omega_{ijk} = \begin{cases} 1: & \text{si el } l - \text{ésimo punto de carga se conecta a la } k - \text{ésima} \\ & \text{S/E en la } i - \text{ésima etapa.} \\ 0: & \text{caso contrario.} \end{cases}$$

NSE : Es el número de subestaciones del caso de estudio.

NC : Es el número de puntos de carga.

3.3.4.2 Restricciones.

- **Restricción de radialidad.**

Garantiza que los puntos de carga sean suministrados por una sola S/E en cualquier etapa de planificación y se modela mediante la expresión (3-6).

$$\sum_{k=1}^{NSE} \omega_{ikl} = 1 \quad (3-6)$$

$$i \in \{1,2 \dots N\}, k \in \{1,2 \dots NSE\}, l \in \{1,2 \dots NC\}$$

- **Restricción lógica multietapa.**

En la planificación multietapa, si se construye o se expande una subestación esta persistirá en las etapas posteriores, este hecho se modela mediante las expresiones (3-7) y (3-8).

$$0 \leq \alpha_{1j} \leq \alpha_{2j} \leq \dots \leq \alpha_{Nj} \leq 1 \quad (3-7)$$

$$0 \leq \beta_{1j} \leq \beta_{2j} \leq \dots \leq \beta_{Nj} \leq 1 \quad (3-8)$$

$$j \in \{1,2 \dots nSE\}$$

- **Disponibilidad de la infraestructura civil.**

Esta restricción toma en consideración que las subestaciones solo pueden expandirse o construirse una sola vez durante el periodo de planificación, este hecho se modela mediante las expresiones (3-9) y (3-10).

$$\alpha_{1j} + \dots + \alpha_{Nj} = 1 \quad (3-9)$$

$$\beta_{1j} + \dots + \beta_{Nj} = 1 \quad (3-10)$$

$$j \in \{1,2 \dots nSE\}$$

- **Capacidad máxima permitida de las subestaciones.**

Debido a los límites operativos y térmicos de los transformadores de potencia, estos deben operar en un determinado rango aceptable, lo antes expuesto se modela mediante la expresión (3-11).

$$\Psi_{ik}^{min} * \rho \leq S_{ik} \leq \Psi_{ik}^{max} * \rho \quad (3-11)$$

$$i \in \{1,2 \dots N\}, k \in \{1,2 \dots NSE\}$$

Donde:

Ψ_{ik}^{min} : Es la potencia mínima requerida para operar la k -ésima S/E en el i -ésimo periodo en [MVA].

S_{ik} : Es la potencia que suministra la k -ésima S/E en la i -ésima etapa en [MVA].



Ψ_{ik}^{max} : Es la potencia máxima permitida de la k -ésima S/E en la i -ésima etapa en [MVA].

ρ : Es un porcentaje de reserva de potencia para propósitos de confiabilidad.

- **Cargabilidad máxima permitida en las líneas de subtransmisión.**

Cada línea de subtransmisión tiene un límite de capacidad térmica establecido por la corriente máxima, que puede transportar a través de su conductor, lo antes expuesto se modela mediante la expresión (3-12).

$$I_{im} \leq I_{im}^{max} \quad (3-12)$$
$$i \in \{1,2 \dots N\}, m \in \{1,2 \dots nL\}$$

I_{im}^{max} : Es la corriente máxima que puede transportar la m -ésima línea en la i -ésima etapa.

nL : Es el número total de líneas de subtransmisión existentes en el sistema de estudio.

- **Regulación de voltaje máximo permitido.**

Restringe la variación máxima de voltaje permitido y se modela mediante la expresión (3-13).

$$|1 - V_{in}| \leq \Delta V^{max} \quad (3-13)$$
$$i \in \{1,2 \dots N\}, n \in \{1,2 \dots nB\}$$

ΔV^{max} : Es la máxima variación de voltaje

V_{in} : Es el voltaje de n -ésima barra en la i -ésima etapa.

nB : Es el número de barras del sistema en estudio.

- **Restricciones de flujos de potencia.**

En cualquier periodo debe cumplirse el equilibrio dinámico entre la potencia absorbida por la subestación de la red de subtransmisión y la sumatoria de las potencias de los puntos de carga conectados a dicha subestación, lo antes expuesto se modela mediante la expresión (3-14).

$$S_{ik} = \sum_{l=1}^{NC} \omega_{ikl} * \mu_{il} \quad (3-14)$$

$$i \in \{1,2 \dots N\}, k \in \{1,2 \dots NSE\}, l \in \{1,2 \dots NC\}$$

μ_{il} : Es la potencia del l -ésimo punto de carga en la i -ésima etapa en [MVA].

S_{ik} : Es la potencia entregada por la k -ésima S/E en la i -ésima etapa en [MVA].

3.3.5 Algoritmo de solución.

En la problemática planteada si bien es cierto que se conocen los tamaños y las ubicaciones de las subestaciones, el principal objetivo se centra en determinar las áreas de servicio de cada una de ellas mediante la asignación de puntos de carga (clusters) entre las subestaciones garantizando un suministro adecuado con un costo mínimo, en ese contexto y en base a la teoría combinatoria, el número de formas que se puede asignar cualesquiera de las NSE subestaciones a cada uno de los NC puntos de carga es $(NSE)^{NC}$ lo cual nos deja saber que la resolución mediante el método exhaustivo no es una solución adecuada al problema debido a la excesiva carga computacional que ello involucra [31].

Debido a la complejidad y naturaleza combinatoria que implica resolver este problema, en la literatura especializada se han propuesto muchos modelos matemáticos y algoritmos de optimización tanto estáticos como dinámicos. Si bien el modelo dinámico permite obtener mejores resultados en comparación con otros métodos su resolución requiere de algoritmos eficientes que permitan reducir los considerablemente los tiempos computacionales debido a la naturaleza combinatoria del problema. Sobre la base de la problemática planteada, para la resolución de nuestro caso de estudio se optó por implementar la metaheurística Búsqueda Tabú (Tabu Search) ya que esta técnica se ha destacado principalmente por resolver problemas combinatorios grandes y complejos [50] como es el caso de la planificación de la expansión de subestaciones. A continuación, se presenta una descripción de las características principales de la metaheurística, así como la secuencia de pasos para realizar la implementación del mismo.

3.3.5.1 Búsqueda Tabú.

- **Descripción General.**

La metaheurística Búsqueda Tabú fue introducida por Fred Glover en 1986 con la finalidad de guiar a los algoritmos heurísticos de búsqueda local a explorar



soluciones en busca de un óptimo global [50]. Esta metaheurística a diferencia de las otras se caracteriza principalmente por utilizar estructuras de memoria flexibles que permiten que la información de búsqueda sea explotada más a fondo incorporando técnicas para restringir y liberar estratégicamente el proceso de búsqueda, así como funciones de memoria a corto y largo plazo que permiten intensificar y diversificar la búsqueda reforzando los atributos que históricamente se han encontrado conduciendo a la búsqueda hacia nuevas regiones [51].

- **Elementos principales.**

El algoritmo básico de Búsqueda Tabú debe tener los siguientes elementos:

- **Solución inicial.**

El algoritmo parte desde una solución inicial que satisfaga las restricciones del problema misma que podrá ser generada a partir de otras heurísticas constructivas. La elección de una buena solución inicial influirá mucho en tiempo de convergencia del algoritmo [52].

- **Movimientos.**

Un movimiento se puede definir como un procedimiento aleatorio o determinístico mediante el cual se genera cambios en los atributos de la solución inicial dando origen a una solución vecina [52].

- **Vecindad.**

Hace referencia a todo el conjunto de soluciones vecinas que se formaron mediante la realización de un movimiento a la solución inicial [52].

- **Lista Tabú.**

Se refiere a una estrategia de memoria que almacena por un cierto número de iteraciones los atributos inversos de una solución vecina con el objetivo de evitar que el algoritmo quede atrapado en un óptimo local [52].

- **Criterio de parada.**

Tiene como finalidad terminar la ejecución del algoritmo en base a ciertas condiciones establecidas como, por ejemplo: después de un cierto tiempo computacional, un determinado número de iteraciones de no mejora de la mejor solución o simplemente un determinado número de iteraciones [52].



- **Enfoques principales de la metaheurística.**

La búsqueda tabú se enfoca en 3 aspectos principales:

- 1. Uso de estructuras de memoria flexibles.**

La característica principal que diferencia a la búsqueda tabú de otras metaheurísticas es la incorporación de estructuras de memoria que se fundamentan principalmente en cuatro aspectos:

- ✓ **Aspectos relacionados a lo “reciente” (corto plazo) y a la “frecuencia” (largo plazo):** Las estructuras de memoria basada en lo reciente y en la frecuencia son complementarias, ya que al trabajar en conjunto se obtiene un equilibrio entre la intensificación y diversificación guiando así al algoritmo a encontrar mejores soluciones dentro del espacio de búsqueda [53].
- ✓ **Aspectos relacionados a la “calidad” de la solución:** Hace referencia a la capacidad que tiene el algoritmo para identificar atributos que conducen a soluciones buenas, esta estrategia se logra incentivando a los movimientos que conducen a soluciones atractivas [53].
- ✓ **Aspectos relacionados con la “influencia”:** Este aspecto toma en consideración los cambios generados en la estructura de solución, registrando o almacenando los atributos que originaron un gran impacto en la solución [53].

- 2. Estrategias de control.**

Son mecanismos empleados por las estructuras de memoria que se basan en la interacción entre condiciones que restringen y liberan el proceso de búsqueda, entre los más usados son las restricciones tabú y los criterios de aspiración [51].

- ✓ **Restricciones tabú.** Consiste en la creación de listas en las que se almacenan atributos de soluciones buenas mismos que permanecerán bloqueadas (tabú activas) por un determinado número de iteraciones (periodo tabú) de tal forma que las próximas soluciones que contengan atributos tabú activos no se las evaluará a menos que cumplan con los criterios de aspiración [53]. La dimensión del periodo tabú puede ser tanto estática como dinámica o la combinación de estos dos, todo dependerá del tipo o combinaciones de atributos que se esté utilizando.
 - **Periodo tabú estático:** Empíricamente se ha demostrado que un buen valor del periodo tabú depende de la dimensión del problema, pero no

existe ninguna regla estándar que determine dicho valor para cualquier tipo de problemas, ya que, en gran parte depende del tipo de estrategia que se utilizó para activarlo [53]. Experimentalmente se podría detectar que un periodo tabú es pequeño cuando aparecen valores repetidos de la función objetivo lo que implica que el algoritmo entró en un proceso de ciclado, por el contrario, un tamaño demasiado grande afectaría directamente a la calidad de las soluciones encontradas. En la literatura se proponen algunos valores para el periodo tabú siendo este \sqrt{n} donde n es la dimensión del problema [53].

- **Periodo tabú dinámico:** Consiste básicamente en determinar un rango donde el periodo puede variar por lo que es necesario encontrar un límite mínimo t_{min} y un límite máximo t_{max} . En [53] propone valores entre $t_{min} = 0.9\sqrt{n}$ y $t_{max} = 1.1\sqrt{n}$.
- ✓ **Criterios de aspiración.** Determinan cuando un movimiento puede ignorar su estado de “tabú activo”. Existen algunos tipos de criterios de aspiración, pero el más usado en los diferentes problemas presentados en la literatura es la “aspiración por objetivo” misma que consiste en eliminar el estado de “tabú activo” cuando la evaluación de una solución vecina supera a la “mejor solución global” obtenida hasta esa iteración [53].

3. Funciones de memoria de corto y largo plazo.

Permiten implementar las estrategias de intensificación y diversificación de la búsqueda. La estrategia de intensificación consiste en crear soluciones a partir de atributos que tuvieron una gran cantidad de evaluaciones durante el periodo corto. En la estrategia de diversificación sucede lo contrario, se crean soluciones a partir de atributos que tuvieron menor frecuencia de evaluación. A partir de las soluciones generadas ya sea en la intensificación o la diversificación se inicia un nuevo proceso de búsqueda [51].

✓ **Memoria a corto plazo.**

Conocida también como exploración agresiva debido a que busca hacer el mejor movimiento posible sujeto a ciertas restricciones (restricción tabú y criterio de aspiración). Estas restricciones tienen la finalidad de evitar la repetición de ciertos movimientos impidiendo que la búsqueda caiga en el ciclado [51]. El objetivo principal de estas restricciones consiste en permitir que la búsqueda vaya más allá de los óptimos locales realizando movimientos de buena calidad en cada iteración.

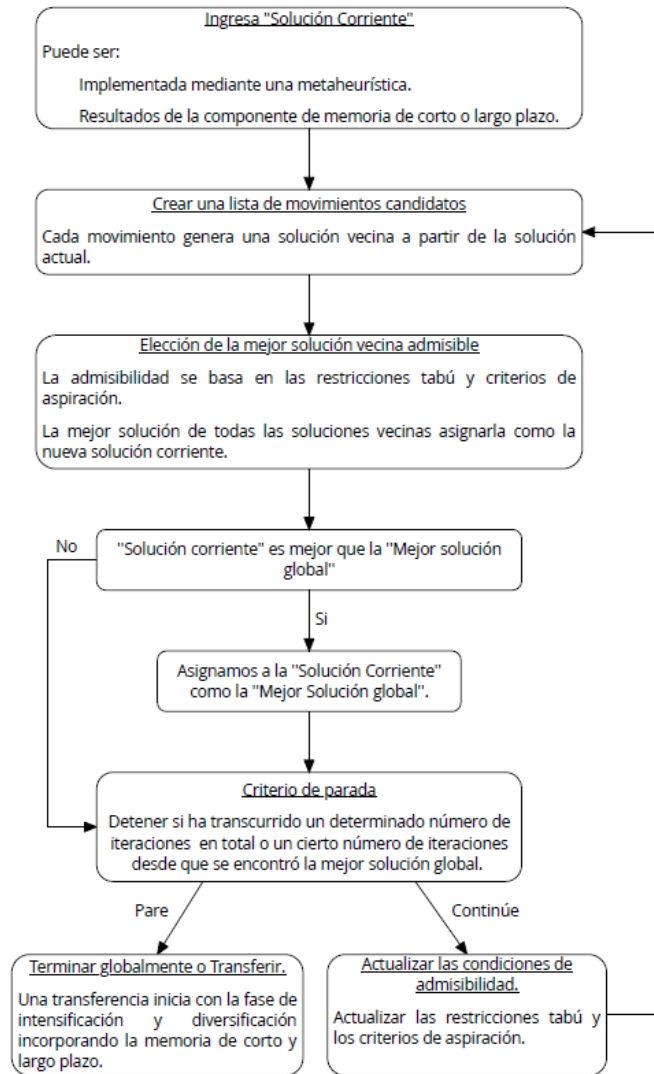


Figura 3-6 Pasos para la implementación de la componente de memoria a corto plazo.

✓ **Selección de la “mejor solución vecina admisible”.**

En el flujograma de la Figura 3-6, el proceso de selección de la “mejor solución vecina admisible” es crucial, ya que a partir de dicha solución se empieza con una nueva búsqueda dentro del vecindario. Este proceso consiste en evaluar cada solución vecina y seleccionar la mejor de todas que cumpla con los criterios de admisibilidad.

El criterio para la selección de la mejor solución consiste principalmente en el cambio que se genera en la función objetivo, es decir, la diferencia entre los valores de la función objetivo para las soluciones antes y después de aplicar el movimiento [53]. El primer paso para determinar si una solución es admisible consiste en verificar

si el movimiento generado es o no “tabú activo”, si el movimiento no es “tabú activo” se acepta como solución admisible caso contrario los criterios de aspiración podrán anular o no tal restricción permitiendo calificar como admisible tal solución. En el caso en el que las restricciones son muy limitantes y ninguna solución vecina califica como admisible se elegirá al movimiento “menos admisible” como una mejor alternativa.

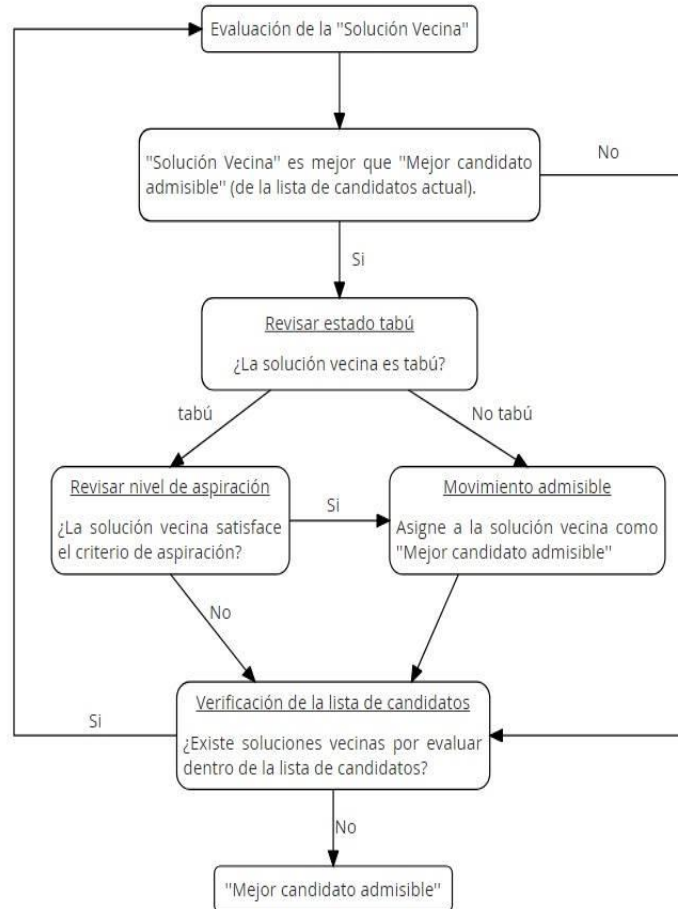


Figura 3-7 Procesos para la sección del “mejor candidato admisible”.

✓ Memoria a largo plazo (Intensificación y Diversificación).

En diferentes tipos de problemas, el uso de memoria a corto plazo por si solo ha generado buenos resultados superiores a otros algoritmos y se ha pasado por alto el uso de memoria a largo plazo, sin embargo, la estructura de memoria a largo plazo es muy útil en problemas demasiado complejos [51].



Debido a la forma modular del algoritmo, la incorporación de la memoria a largo plazo resulta fácil de implementar por lo que primero se prueba la estructura de memoria a corto plazo y luego se podría decidir si es que es necesario la implementación de la estructura de memoria a largo plazo.

Como ya se mencionó anteriormente, las estrategias de intensificación y diversificación parten de un historial de evaluaciones mediante el cual se genera nuevas soluciones ya sea con los atributos que tuvieron mayor o menor cantidad de evaluaciones (intensificación y diversificación respectivamente) y se repite el proceso de la componente de memoria de corto plazo (ver Figura 3-6).



CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE SUBESTACIONES (PES).

4.1 Introducción.

La incertidumbre que existe a la hora de analizar un plan de expansión de subestaciones es una de las muchas etapas que enfrenta el planeamiento de un SEP y por lo tanto se considera como un problema más de optimización el cual trae consigo muchas variantes a la hora de establecer un modelo matemático y algoritmo de solución como se evidencio en capítulos anteriores.

El intentar generar un algoritmo adecuado es de gran importancia pues el mismo genera un enlace entre los diversos datos de entrada, el proceso y finalmente los resultados, si del contexto complejidad algorítmica se habla pues el termino NP-hard se acuña cuando se intenta dar a conocer problemas que presentan una elevada dificultad para ser resueltos. En estos tipos de problemas se intenta generar una solución que no necesariamente es el óptimo global considerando que no existe una variación significativa entre la solución obtenida y el óptimo global, además, en compensación el tiempo de cálculo o de memoria caerán en un rango aceptable.

Un factor que influye en la obtención de soluciones óptimas en tiempos de cálculos cortos es la cantidad de recursos tanto en software como en hardware con los que se cuenta, en este contexto la unión de una metaheurística con programas de simulación (Simheurística) hacen que el estudio de PES tome un nuevo rumbo pudiendo enlazar de una mejor manera problemas que se suscitan en la vida real y que antes eran muy difíciles de encontrar solución. Por tal motivo, el capítulo 4 tiene como objetivo detallar las diferentes subrutinas que conforman el algoritmo utilizado para resolver la problemática de PES detallando en el proceso que aplicaciones fueron utilizados para su correspondiente programación y su posterior implementación.

4.2 Herramientas digitales utilizadas por los algoritmos.

4.2.1 Python.

Python a lo largo del tiempo se ha convertido en uno de los lenguajes de programación más utilizados por estudiantes, trabajadores y la comunidad científica en general pues se caracteriza por ser un software de código abierto, orientado a objetos, muy simple y de fácil entendimiento permitiéndole poder crear cualquier tarea que se le encomiende. Las aplicaciones que puede crear Python pueden ir desde sitios web hasta inteligencia artificial, por lo que los usos que se le dé se limitan solamente por el ingenio de quien lo utiliza [54].



Tabla 4-1 Áreas de uso de Python [55].

Áreas de uso	
Aplicaciones de negocios	Python es utilizado para crear sistemas ERP y de comercio electrónico.
Desarrollo de software	Python es utilizado como lenguaje de soporte para desarrolladores de software, para control y administración de compilaciones, pruebas y de muchas otras formas.
Educación	Python es un excelente lenguaje para enseñar programación, tanto a nivel introductorio como en cursos más avanzados.
Científico y numérico	La potencia del lenguaje en términos de rendimiento y la capacidad de trabajar con gran cantidad de datos, lo hacen muy habitual en el ámbito científico, big data e inteligencia artificial.
Desarrollo Web e Internet	Python es popular para el desarrollo web, donde existen múltiples frameworks que permiten un desarrollo avanzado y mantenible.

En la Tabla 4-1 se detalla alguna de las industrias en las que Python tiene relevancia desde que fue creado a principios de la década de 1990 por Guido van Rossum en Stichting Mathematisch Centrum en los Países Bajos como sucesor de un idioma denominado ABC [56].

4.2.1.1 Python en Data Science.

Data Science es una herramienta de vital importancia utilizada para el análisis, transformación y extracción de información de utilidad para la toma de decisiones en un conjunto de datos y su uso va orientado para todo tipo de áreas como matemáticas, biología, física, química, ingenierías, entre otras. En este contexto Python se ha convertido en una de las herramientas más utilizadas para Data Science pues ahorra tiempo y recursos debido a la sencillez de su sintaxis facilitando su comprensión e implementación debido a que posee entornos de programación amigables que facilitan la programación y visualización de resultados [57].

4.2.1.2 Python en Network analysis.

Network analysis es una herramienta en rápida expansión cuyo objetivo se centra en reconocer, describir, analizar y visualizar redes complejas y su uso va orientado al análisis de redes que representan interconexiones entre estructuras relacionadas



a: estructuras eléctricas, sociales, telecomunicaciones, transporte, agua, entre otros. Python soporta múltiples librerías de código abierto tales como: NetworkX, igraph, Gephi, Neo4j, etc. mismos que facilitan la creación de redes, lectura de redes existentes, análisis de redes y visualización de redes haciendo de este un lenguaje muy utilizado ya que posee una comunidad muy activa y su documentación es muy avanzada [58].

4.2.1.3 Paquetes de Python utilizadas para PES.

A continuación, se detallará las herramientas que fueron implementadas en Python para el desarrollo de este documento.

- **Scipy:**

Es un software de código abierto basado en Python para matemáticas, ciencias e ingeniería y entre sus paquetes se encuentra: Pandas, Numpy, Matplotlib, entre otros.

- **Pandas.**

Es un paquete de código abierto para Python cuyo objetivo es la manipulación y análisis de datos mediante diferentes estructuras de datos (Series:1D, Dataframe:2D y Panel:3D) y posee operaciones para manipular tablas numéricas y series temporales [59].

- **NumPy.**

Es un paquete de código abierto traído para Python cuyo objetivo es la creación, operación y manipulación de potentes matrices N-Dimensionales y que cuenta además con herramientas de computación numérica (generadores de números aleatorios, rutinas de álgebra lineal, transformadas de Fourier y más.) las cuales hacen de Numpy una librería muy utilizada tanto por aficionados como por expertos [60].

- **Matplotlib:**

Es un paquete de código abierto traído para Python el cual entre otras cosas puede crear visualizaciones estáticas, animadas, interactivas y de alta calidad con pocas líneas de código [61].



- **Sckit-Learn:**

Es un paquete de código abierto construido sobre NumPy, SciPy y matplotlib y su misión es el análisis de datos predictivos pudiendo realizar estudios de [62]:

- **Clasificación:** Identificar a qué categoría pertenece un objeto.
 - **Regresión:** Predicción de un atributo de valor continuo asociado con un objeto.
 - **Clustering:** Agrupación automática de objetos similares en conjuntos.
 - **Reducción de dimensionalidad:** Reducir el número de variables aleatorias a considerar.
 - **Selección de modelo:** Comparar, validar y elegir parámetros y modelos.
 - **Preprocesamiento:** Extracción y normalización de características.
- **NetworkX:**

Es un paquete de código abierto traído para Python cuyo objetivo es la creación, manipulación y estudio de la estructura, dinámica y funciones de redes complejas [63].

- **Python PowerFactory Module:**

La funcionalidad de PowerFactory se proporciona en Python a través de un módulo dinámico de Python (powerfactory.pyd) que interactúa con la API de PowerFactory (Interfaz de programación de aplicaciones) y permite que un script de Python tenga acceso a una amplia gama de datos disponibles en PowerFactory. Para permitir el acceso al módulo Python PowerFactory, debe importarse mediante el siguiente comando de Python: “import powerfactory” y para obtener acceso al entorno de PowerFactory, se debe agregar el siguiente comando: “app=powerfactory.GetApplication() [64].

4.2.1.4 Spyder.

Spyder es un entorno de desarrollo integrado (IDE) de código abierto escrito en Python, para Python, y diseñado por y para científicos, ingenieros y analistas de datos. Algunas de las características básicas de Spyder son su editor de varios idiomas con finalización automática de código, su consola IPython interactiva, su explorador de variables el cual permite modificar variables sobre la marcha, su depurador, entre otros.

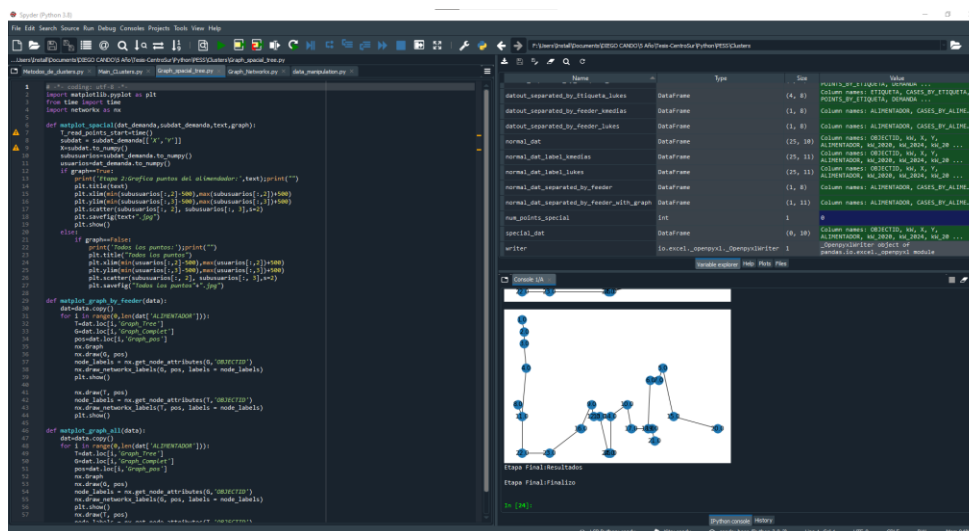


Figura 4-1 Entorno de Spyder.

4.2.2 ArcGis.

ArcGIS es un sistema de aplicaciones producido y comercializado por ESRI para la recopilación, organización, administración, análisis, compartición y distribución de los Sistemas de Información Geográfica (SIG). ArcGIS se ha convertido con el paso del tiempo en una de las herramientas más utilizadas por sectores del gobierno, la ciencia, la educación, etc. pues permite un fácil acceso a su información geográfica debido a que esta se encuentra en cualquier lugar a través de smartphones, tabletas, computadores portátiles o de escritorio con o sin acceso a internet [65]. ArcGis es un instrumento para profesionales en constante evolución buscando siempre generar compatibilidad con múltiples programas externos que faciliten y mejoren la experiencia del usuario, tal es el caso de Python mediante Arcpy cuyo objetivo es generar una manera útil y productiva de realizar análisis de datos geográficos, conversión de datos, administración de datos y automatización de mapas mediante un lenguaje de programación sencillo de manejar como Python [66].

A nivel general ArcGIS está compuesta por:

- ✓ ArcGis Desktop.
- ✓ ArcGis Server.
- ✓ ArcGis Online.
- ✓ ArcGis Mobile.

- **ArcGIS Desktop.**

ArcGIS Desktop es una de las múltiples aplicaciones pertenecientes a ESRI cuyo objetivo es el análisis y desarrollo de conocimientos geográficos para examinar relaciones y predicciones que facilitan la toma de decisiones mediante múltiples herramientas a su disposición tales como: ArcMap, ArcCatalog, ArcReader, ArcToolbox, ArcScene y ArcGlobe que le permiten a ArcGIS Desktop poseer un sinnúmero de características entre las que podemos nombrar [67]:

- ✓ **Potente SIG de escritorio:** Cuenta con dos aplicaciones profesionales para el trabajo duro de SIG siendo estos ArcMap y ArcGIS Pro.
- ✓ **Crear y diseñar mapas 2D y escenas 3D:** Posee una potente herramienta para la visualización de datos, descubrimiento de relaciones ocultas, ineficiencias, tendencias y oportunidades.
- ✓ **Análisis:** Posee una completa caja de herramientas analíticas y un marco de modelado los cuales le permiten realizar prácticamente cualquier tipo de análisis espacial.
- ✓ **Administrar de datos geográficos:** Permite la administración y conexión de información geográfica mediante datos de entidades, datos tabulares, imágenes, mapas online y más.

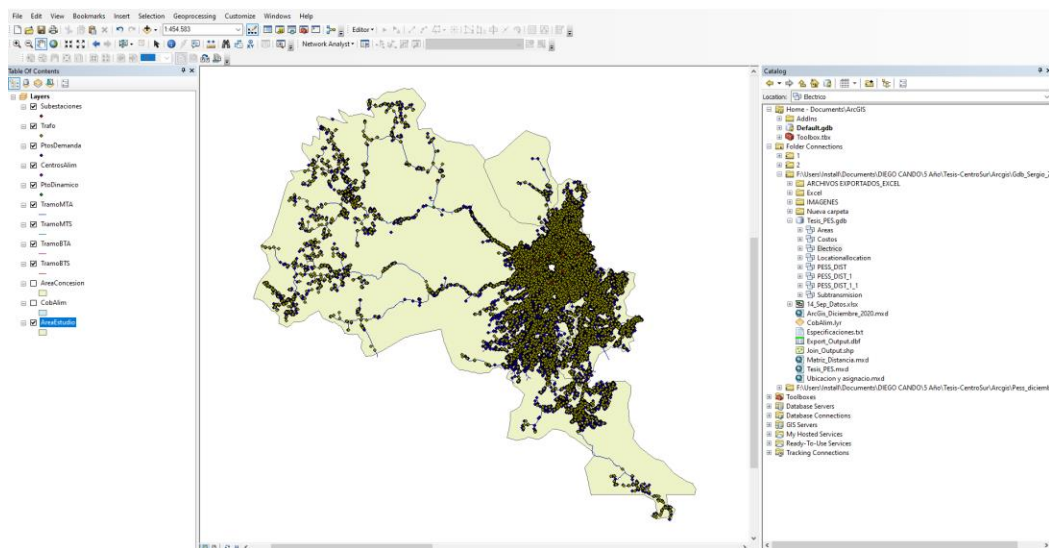


Figura 4-2 Entorno de ArcMap.

4.2.3 DigSILENT PowerFactory.

PowerFactory es un software de análisis de sistemas de energía más poderosa en la actualidad cuya función es el análisis de los sistemas de generación (Energías renovables y generación distribuida), transmisión, distribución y energía eléctrica

industrial. PowerFactory cuenta con algoritmos de última generación, scripts e interfaces flexibles y un concepto de base de datos único que hacen de PowerFactory un software avanzado integrado e interactivo el cual genera soluciones mediante procesos altamente automatizados con el fin de conseguir los principales objetivos de planificación y optimización operativa. Sus aplicaciones pueden ir desde aplicaciones básicas hasta aplicaciones altamente sofisticadas en entre las cuales podemos nombrar [64], [68].

Tabla 4-2 Aplicaciones de PowerFactory [69].

Básicas	Avanzados	
Análisis de flujo de carga	Análisis de contingencia	Planificación de cortes
Análisis de cortocircuito	Simulación cuasi-dinámica	Análisis probabilístico
Sensibilidades / Factores de distribución	Reducción de red	Funciones de análisis de confiabilidad
Análisis básico de redes MT / BT	Funciones de protección	Flujo de potencia óptimo (OPF)
Modelos de equipos de potencia	Protección a distancia	Funciones de arranque del motor
Representación de red	Análisis de arco eléctrico	Herramientas de análisis económico
Gestión de modelos de red	Análisis de cables	Identificación de parámetros del sistema
Diagramas de red y funciones gráficas	Calidad de energía y análisis armónico	Funciones de análisis de estabilidad (RMS)
Resultados e informes	Herramientas de red de transmisión	Transitorios electromagnéticos (EMT)
Convertidores de datos	Herramientas de red de distribución	Scripting y automatización

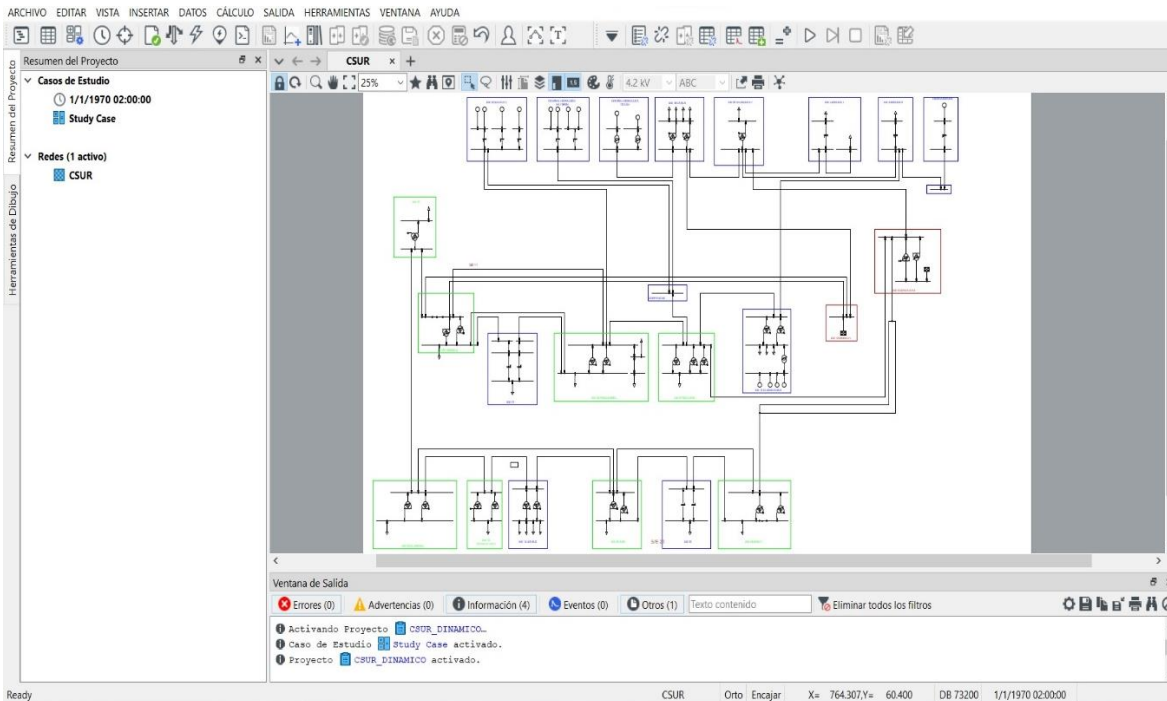


Figura 4-3 Entorno de DigSilent Power Factory.



4.3 Conceptos complementarios para el desarrollo de PES.

4.3.1 Análisis espacial.

El análisis espacial es aquel estudio que permite la manipulación de datos espaciales siendo los mismos aquellos que tienen asociados para cada uno de ellos una referencia geográfica, en general, el análisis espacial permite extraer información útil estableciendo una exploración razonada a aquellos procesos que ocurren en un espacio determinado con la finalidad de tener una mejor comprensión de los datos espaciales al por ejemplo verificar patrones, evaluar tendencias, etc. pudiendo al final del todo tomar decisiones.

- **Centro medio:**

El centro medio de un conjunto finito de puntos de coordenadas X e Y se define como un solo punto construido en base a los valores promedio \bar{X} e \bar{Y} de aquellos puntos en análisis y se expresa mediante la ecuación (4-1).

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^n x_i, \bar{Y} = \sum_{i=1}^n y_i \quad (4-1)$$

Donde:

x_i, y_i : Son las de coordenadas del i -ésimo punto.

n : Es el número total de puntos en análisis.

- **Centro medio ponderado:**

El centro medio ponderado es una medida de tendencia central y es utilizado cuando se otorga diferentes pesos a los distintos valores sobre los que se calcula, es decir, cada uno de ellos tiene una importancia relativa. Se expresa mediante la ecuación (4-2).

$$\bar{X}_w = \frac{\sum_{i=1}^n w_i x_i}{\sum_{i=1}^n w_i}, \bar{Y}_w = \frac{\sum_{i=1}^n w_i y_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (4-2)$$

Donde:

x_i, y_i : Son las coordenadas del i -ésimo punto.

n : Es el número total de puntos en análisis.

w_i : Es el peso correspondiente al i -ésimo punto.

- **Polígonos de Thiessen o diagrama de Voronoi.**

Los polígonos de Thiessen son una construcción geométrica la cual permite establecer una partición del plano euclidiano, el proceso básico para generar un polígono es el siguiente: de un conjunto de puntos se unen los mismo con segmentos de recta, luego se construyen los bisectores perpendiculares a cada segmento, extendiéndolos hasta que se intersequen, formando polígonos irregulares. En un principio los polígonos de Thiessen fueron creados para el análisis de datos meteorológicos, no obstante, en la actualidad se los aplica en estudios en donde se necesita determinar áreas de influencia [70], [71].

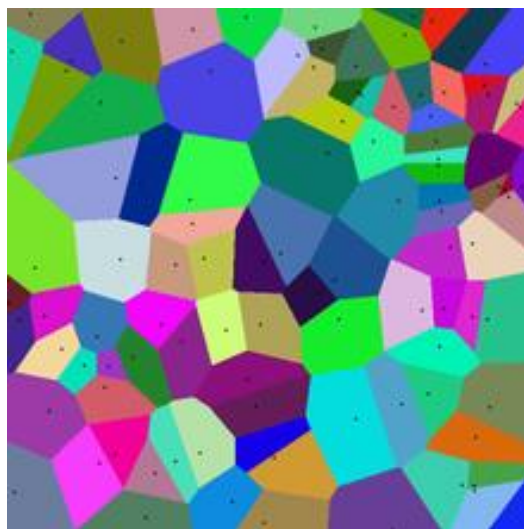


Figura 4-4 Ejemplo de los polígonos de Thiessen o diagrama de Voronoi [70], [71].

- **Triangulación de Delaunay.**

Una triangulación de Delaunay es una red de triángulos conexa y convexa que cumple con la condición de Delaunay, misma que establece que la circunferencia circunscrita de cada triángulo de la red no debe contener ningún vértice de otro triángulo. La triangulación de Delaunay y el diagrama de Voronoi de una serie de puntos son gráficos duales, lo que implica que la construcción de uno es trivial a partir del otro, por tanto, los circuncentros de los triángulos de Delaunay coinciden con los vértices de las regiones del diagrama de Voronoi, además, dos vértices del diagrama de Voronoi estarán conectados si sus triángulos de Delaunay correspondientes son vecinos entre sí [72].

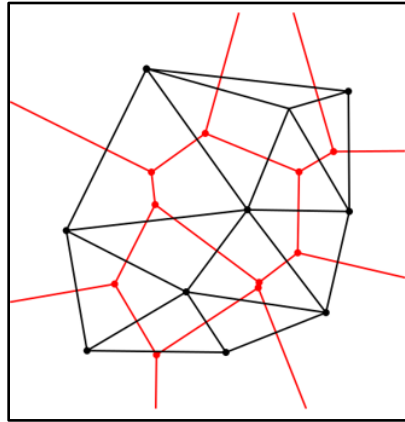


Figura 4-5 Relación entre el diagrama de Voronoi y la triangulación de Delaunay [72].

4.3.2 Análisis cluster.

El análisis cluster es un tipo de aprendizaje no supervisado también conocido como análisis de conglomerados cuyo objetivo es agrupar elementos o variables en múltiples grupos de acuerdo con algunos criterios de similitud. La agrupación consiste en dividir un conjunto de datos en diferentes grupos de tal manera que el grado de asociación/similitud entre miembros del mismo cluster sea más fuerte que el grado de asociación/similitud entre miembros de diferentes clusters o en definitiva los elementos que se consideren similares sean asignados a un mismo cluster en tanto que los elementos disimilares sean asignados a otros clusters [73], [74].

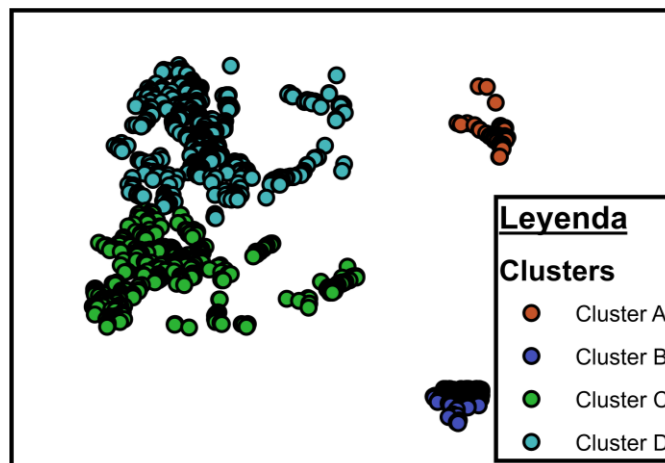


Figura 4-6 Ejemplo de un análisis cluster.

4.3.2.1 Proceso para el análisis cluster.

Como se mencionó previamente un análisis cluster puede agrupar ya sea individuos o variables, en cualquiera de los casos se deben seguir los siguientes pasos:



1. Elección de las variables relevantes para identificar los grupos.

La elección de las variables para la identificación de los grupos dependerá de la esencia del conjunto de datos y la aplicación para la cual se realizó en principio un análisis cluster, estas variables por lo general serán todas del mismo tipo (continuas, categóricas, etc.) debido a la dificultad en la mezcla de varios tipos de datos, finalmente, se debe tomar variables dependientes del objetivo que se pretende conseguir caso contrario, el análisis carecerá de sentido [73], [74].

Dependiendo del problema las variables pueden ser:

$$\text{Cualitativas} = \begin{cases} \text{Ordinales} \\ \text{Nominales} \end{cases}$$

$$\text{Cualitativas} = \begin{cases} \text{Discretas} \\ \text{Continuas} \end{cases}$$

2. Elección de la medida de proximidad entre los individuos o variables.

Para poder enlazar individuos o variables pertenecientes a un conjunto de datos es necesario tener algunas medidas numéricas que caractericen las relaciones existentes entre los elementos del conjunto y al igual que el punto 1 dicha medida de proximidad será escogida en función de la aplicación que se vaya a realizar. Por ejemplo, si se escoge la distancia como medida de aproximación (por ejemplo, distancia Euclídea, distancia Manhattan, distancia de Minkowski, entre otros.) entonces los elementos que formen un cluster tendrán una distancia mínima entre ellos y si se escoge una medida de similaridad entonces los elementos que formen un cluster tendrán una alta similaridad entre ellos [74].

3. Elección del método.

Una vez conocidas las variables relevantes y la medida de proximidad mismas que son dependientes de la naturaleza de la aplicación y las características de los objetos a analizar se debe escoger un método de solución para la problemática de entre muchos existentes en la literatura, para esta selección es imprescindible conocer como mínimo los principales métodos de análisis cluster y considerar factores como el número esperado de los grupos, la forma de los grupos y la complejidad del problema frente a la potencia de cálculo disponible [74], [75]. Debido a que el análisis cluster se ocupa en muchos campos de la ciencia investigadores de todo el mundo han creado múltiples métodos de agrupación y en general se los puede clasificar en algoritmos jerárquicos, de partición, basados en cuadrícula, basados en densidad o basados en modelos, en este documento se describen a continuación tanto los métodos jerárquicos como los basados en partición [76].

4.3.2.2 Métodos Jerárquicos.

En los métodos jerárquicos el conjunto de datos no se divide en un número particular de clusters en un solo paso si no que los conglomerados se crearan mediante una serie de particiones que pueden ir desde un solo grupo que contiene a todos los individuos, hasta n grupos que contienen cada uno un solo individuo, de ahí que los métodos jerárquicos se pueden dividir en 2 grandes grupos [77]:

- **Aglomerativos (AHC):**

Este método parte del hecho de que existe k grupos siendo k de igual valor al número individuos o variables que se quiera aplicar el análisis cluster, posteriormente se asigna un grupo a cada individuo o variable y se procede a combinar los pares de grupos de acuerdo a una medida de proximidad, el proceso para hasta que en última instancia todos los individuos o variables pertenecen a un solo grupo [76], [77].

- **Divisivos (DHC):**

Este método parte del hecho de que existe un único grupo que contiene a todos los individuos o variables, posteriormente se van dividiendo los grupo de acuerdo a una medida de proximidad, el proceso para hasta que en última instancia el conjunto completo de datos forman k grupos siendo k de igual valor al número individuos o variables [76], [77].

El método más utilizado es el AHC esto debido a la costosa potencia computacional requerida por el método DHC [75].

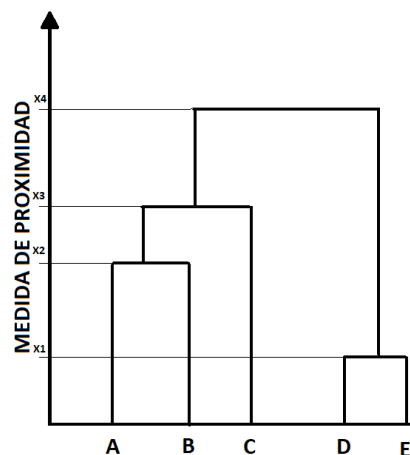


Figura 4-7 Ejemplo de un dendograma.



La Figura 4-7 muestra una representación gráfica que resume el proceso de agrupación en un análisis de cluster jerárquico y es conocida como un dendograma o diagrama de árbol, en esta representación los objetos similares se conectan mediante nodos o enlaces cuya posición está determinada por el nivel de similitud/disimilitud entre los individuos o variables. Si se corta un dendograma a un nivel umbral el cual puede ser seleccionado manualmente o por un índice calculado se obtiene una agrupación de los individuos o variables en grupos disjuntos [75], [77].

En los métodos jerárquicos existen varios métodos para poder calcular las medidas de proximidad entre pares de clusters a continuación se nombran las más comunes [75]:

- **Agrupación de enlace simple - Simple Link.**

Denominado también como el vecino más cercano, en este método se debe conocer distancias o similitudes entre todos los elementos de dos clusters entonces la distancia o similitud entre los mismos será la distancia (mínima) o similitud (máxima) más próxima que existe entre dos de los elementos pertenecientes a los clusters en cuestión [74], [75]. Este hecho se presenta en la expresión (4-3).

$$d(c_i, c_j) = \min(d(x_i, x_j)); \{ \forall x_i \in c_i, \forall x_j \in c_j \} \quad (4-3)$$

Donde:

c_i: Es el *i*-ésimo cluster.

c_j: Es el *j*-ésimo cluster.

d(c_i, c_j): Es la distancia o similitud entre el *i*-ésimo cluster y el *j*-ésimo cluster.

x_i: Es el *i*-ésimo elemento perteneciente al *i*-ésimo cluster.

x_j: Es el *j*-ésimo elemento perteneciente al *j*-ésimo cluster.

- **Agrupación de enlace completo - complete Link.**

Denominado también como el vecino más lejano, en este método se debe conocer distancias o similitudes entre todos los elementos de dos clusters entonces la distancia o similitud entre los mismos será la distancia (máxima) o similitud (mínima) más lejana que existe entre dos de los elementos pertenecientes a los clusters en cuestión [74], [75]. Este hecho se presenta en la expresión (4-4).



$$d(ci, cj) = \max(d(xi, xj)) ; \{ \forall xi \in ci, \forall xj \in cj \} \quad (4-4)$$

Donde:

ci: Es el *i*-ésimo cluster.

cj: Es el *j*-ésimo cluster.

d(ci, cj): Es la distancia o similaridad entre el *i*-ésimo cluster y el *i*-ésimo cluster.

xi: Es el *i*-ésimo elemento perteneciente al *i*-ésimo cluster.

xj: Es el *j*-ésimo elemento perteneciente al *j*-ésimo cluster.

- **Agrupación de enlace promedio - average Link.**

En este método se debe conocer distancias o similaridades entre todos los elementos de dos clusters entonces la distancia o similaridad entre los mismos se calcula como la distancia/similaridad promedio entre los elementos del primer y los elementos del segundo *clúster* [74], [75]. Este hecho se presenta en la expresión (4-5).

$$d(ci, cj) = \frac{1}{|ci||cj|} \sum_{\substack{xi \in ci \\ xj \in cj}} d(xi, xj) \quad (4-5)$$

Donde:

ci: Es el *i*-ésimo cluster.

cj: Es el *j*-ésimo cluster.

d(ci, cj): Es la distancia o similaridad entre el *i*-ésimo cluster y el *i*-ésimo cluster.

xi: Es el *i*-ésimo elemento perteneciente al *i*-ésimo cluster.

xj: Es el *j*-ésimo elemento perteneciente al *j*-ésimo cluster.

4.3.2.3 Métodos de partición.

Los métodos basados en partición dividen el conjunto de datos mediante una única partición en *k* clusters no superpuestos que se refinan, usualmente, de forma iterativa requiriendo para comenzar el proceso parámetros como el número de clusters resultante o algún otro indicio acerca de la partición inicial [78]. Estos métodos presentan inconvenientes si selecciona algún parámetro de inicialización



sin ningún criterio, por esta razón, en la práctica, el algoritmo se ejecuta múltiples veces de tal manera que en cada ejecución se cambian los parámetros iniciales, posteriormente, la mejor configuración es escogida en base a una función objetivo que por lo general es la minimización del error cuadrático obtenida de todas las ejecuciones. Este método toma relevancia en aplicaciones que conllevan grandes conjuntos de datos y por ende la aplicación de un método jerárquico es computacionalmente prohibida [75].

La diferencia existente entre diversos algoritmos particionales se basa en la medida que se utiliza para cuantificar el cluster y la función de actualización de la partición, a continuación se describe dos de los algoritmos más comunes [78]:

- ***k* - Means:**

Es un algoritmo de aprendizaje no supervisado el cual necesita que se le indique como dato de entrada los k cluster que se desea formar para iniciar su proceso el mismo que comienza con la elección de k puntos iniciales o semillas de manera aleatoria o por cualquier otro método para posteriormente calcular la distancia que existe entre los centroides (semillas) $u = \{u_1, u_2, \dots, u_k\}$ y el conjunto de datos $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, el cálculo de las distancias entre los centroides y el conjunto de datos ayudará a asignar cada elemento perteneciente al conjunto de datos al centroide más próximo. Una vez realizada esta asignación se calcula la nueva ubicación del centroide para cada clúster y se repite el proceso hasta que no se presente un nuevo cambio en la posición de los k centroides, para lo anterior mencionado se utiliza una función objetivo encaminada a minimizar la diferencia al cuadrado entre los elementos del conjunto de datos y los centroides como se muestra en la ecuación (4-6) y (4-7) respectivamente [76]:

$$\min DC = \sum_{i=1}^k \sum_{x_l \in c_i} \|x_l - u_i\|^2 \quad (4-6)$$

$$u_i = \frac{1}{n_i} \sum_{x_l \in c_i} x_l \quad (4-7)$$

- ***k* - Medoids:**

Es una derivación de k - Means debido a que usa la misma función objetivo con la diferencia que el método elige los elementos del conjunto de datos más cercanos a la media de los grupos como centroides en lugar de la ubicación media en un grupo [76], [79].

4.3.3 Teoría de grafos.

Cuando un problema se puede modelar mediante un grafo, por ejemplo, problemas o situaciones en biología, física, psicología e informática entonces se abre una nueva gama de posibles soluciones a cualquier incógnita que se pueda presentar, pues existe muchos algoritmos específicos de la teoría de grafos que generan información muy relevante para cualquier investigador. En general, un grafo proporciona abstracciones a la vida real, representan flujos de información existentes, demuestran explícitamente relaciones, permiten cálculos en grandes conjuntos de datos y permiten calcular localmente las áreas de interés con pequeños recorridos [58].

Un grafo G es un conjunto de puntos denominados “vértices” y líneas denominados “aristas” que los conectan, es decir, es una forma de representar las relaciones entre una colección de objetos. Un gráfico G con un conjunto de arista E y un conjunto de vértices V se denota como $G = (V, E)$ [58], [80]:

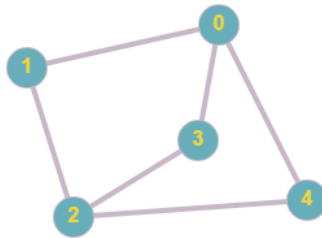


Figura 4-8 Grafo con 5 vértices y 6 aristas.

- **Tipos de grafos.**

Existen varios tipos de grafos en la teoría que representan una relación entre nodos, de los cuales podemos definir [58], [80]:

- **Grafo dirigido:** Es un grafo que tienen aristas con dirección.

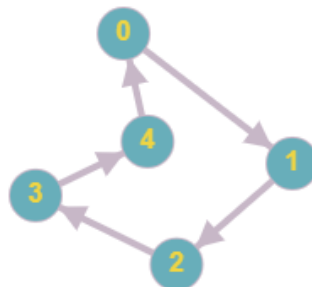


Figura 4-9 Grafo dirigido.

- **Grafo no dirigido:** Es un grafo que tiene aristas sin dirección.
- **Grafo mixto:** Es un grafo que tiene la capacidad de tener aristas con dirección o sin dirección.
- **Grafo ortogonal:** Es un grafo que tiene aristas horizontales y verticales.
- **Grafo basado en cuadrícula:** Es un gráfico en que las aristas y los vértices se los colocan en una cuadrícula bidimensional.
- **Grafo simple:** Es un grafo no dirigido el cual no posee bucles o conexión de múltiples bordes entre dos vértices.
- **Grafo completo:** Es un grafo dónde cada par de vértices está conectado por una arista.
- **Gráfico regular:** Es un grafo en el que todos los vértices tienen el mismo número de vecinos, que es el grado de cada vértice.
- **Grafo multígrafo:** Es un grafo que tiene la capacidad de poseer múltiples aristas, es decir, aristas que relacionan los mismos nodos.
- **Grafo conexo:** Un grafo es conexo si para cada par de vértices estos están conectado por un camino.
- **Grafo ponderado:** Es un grafo al cual se le ha añadido pesos de valores reales asociados con los bordes, dichos pesos pueden representar longitud, capacidad, similitud, distancia, etc.

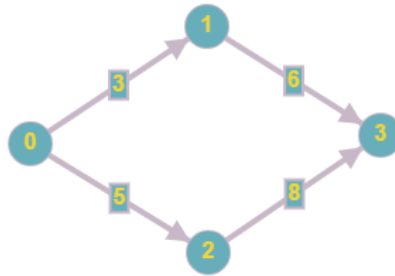


Figura 4-10 Grafo ponderado.

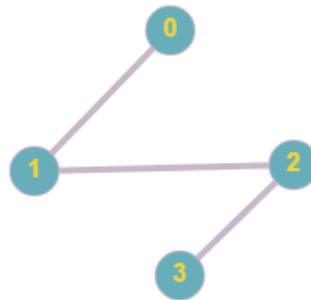
- **Problemas relacionados con los grafos.**

Existe una gran variedad de problemas relacionados con los grafos de los cuales se puede mencionar [58]:

- **Existencia:** Son problemas que buscan determinar si existe alguna ruta, un vértice o un conjunto de ellos dadas ciertas restricciones.
- **Construcción:** Son problemas que buscan construir un grafo dado un conjunto de caminos y vértices.

- **Optimización:** Son problemas que intentan encontrar la ruta más corta entre dos nodos.
- **Matriz de adyacencia de un grafo:**

La matriz de adyacencia es una matriz A_{ij} que se utiliza para representar un grafo, de tal forma que sus filas y columnas representan ordenadamente los vértices del grafo, y cada elemento a_{ij} vale 1 cuando existe una conexión entre el nodo i y el nodo j y vale 0 caso contrario [58].



$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Figura 4-11 Ejemplo de una matriz de adyacencia para un grafo no dirigido.

4.3.4 Teoría de redes.

En términos generales una red toma sus anotaciones de la teoría de grafos y se conoce como un conjunto de enlaces o vínculos denominados aristas y objetos como: ciudades, computadores, personas, etc. denominados nodos o vértices. Las redes pueden representar sistemas reales tales como: redes de suministro de energía, redes neuronales, redes sociales, redes de información, etc. por tanto a lo largo del tiempo se han creado múltiples técnicas estadísticas, matemáticas, y computacionales para extraer y analizar las características principales de una red [58].

- **Tipos de redes.**

Las redes que representan sistemas físicos o virtuales existentes en la vida cotidiana se dividen en [58]:



- **Redes de información:** Son redes las cuales permiten compartir paquetes de datos, por ejemplo, la navegación web se realiza mediante el uso de hipervínculos que representan bordes.
 - **Redes tecnológicas:** Estas son redes creadas por el humano para satisfacer la necesidad de distribuir productos o recursos, ejemplos claros de estas redes son: redes eléctricas, redes de transporte, redes de telefonía, etc.
 - **Redes biológicas:** Estas son redes que representan patrones o interacciones entre individuos biológicos. Ejemplos claros de estas redes son: redes bioquímicas, redes neuronales, redes ecológicas, etc.
 - **Redes sociales:** Son redes en las que las personas representan vértices y los bordes representan alguna forma de interacción social entre dichos vértices.
- **Redes Espaciales.**

Una red espacial es un grafo en el que los nodos poseen valores de coordenadas y un sistema espacial de referencia para estas coordenadas. Para construir una red espacial, primero se debe realizar un grafo basado en un sistema en estudio para posteriormente agregar las representaciones físicas (atributos) a la red [58].

- **Representación de redes.**

Una red se puede representar ya sea como un grafo o como una matriz, sin embargo, las dos buscan generar información simple y concisa de los parámetros que posee una red. Aunque una red se pueda representar por un grafo o una matriz, las operaciones que se realicen a las mismas debe servir de base para muchos conceptos y análisis de redes, finalmente, la representación de una red como matriz es más adecuada cuando se requiere realizar análisis de redes por computadora [58].

4.3.5 Problemas basados en redes/grafos.

- **Problema de la ruta más corta.**

El problema de la ruta más corta consiste en determinar una ruta que genere un costo (ej. distancia) mínimo total, de tal manera que una un nodo fuente con un nodo destino, sin importar el número de nodos que existan entre estos. Dado un grafo $G = (V, E)$ y dos vértices $a, b \in V$, existe un camino entre a y b si y solo si existe $\{(u_1, v_1), \dots, (u_n, v_n)\} \subseteq E$ tal que $u_1 = a, v_n = b$ y para todo $1 \leq i \leq n, u_{i+1} = v_i$. Existen múltiples algoritmos que dan solución a la problemática de la ruta más corta y el más popular es el algoritmo de Dijkstra utilizado para encontrar el camino más



corto, dado un vértice origen, hacia el resto de los vértices en un grafo que tiene pesos en cada arista [58], [80]:

- **Problema del árbol de mínima expansión (MST).**

Un árbol de expansión T de un grafo no dirigido $G = (V, E)$ es aquel grafo que contiene todos los V nodos de G , y el número de aristas de T es $V - 1$. Además, G contendrá un árbol de expansión si y solo si, G es convexo. En tanto que un árbol de expansión mínima es un árbol de expansión el cual posee con un costo mínimo, donde el costo se mide como la suma de las diferencias en todos los bordes del árbol, finalmente, un árbol de expansión mínimo es único si y solo si los costos entre cualquier nodo y todos sus vecinos son distintos. Existen una variedad de algoritmos para dar solución al problema del árbol de mínima expansión, no obstante, los algoritmos más comunes son los algoritmos de Kruskal y Prim [81].

- **Comunidades.**

Una comunidad puede ser definida como un conjunto de nodos o vértices que están más densamente conectados entre ellos que con el resto de la red, es decir, los nodos que están contenidos dentro de una misma comunidad deben compartir características comunes [82]. Al igual que un análisis cluster convencional las comunidades en los grafos tienen múltiples técnicas de solución y según [80] se los puede clasificar en:

- **Algoritmos con un número de comunidades determinado:** Estos algoritmos dividen el grafo en un número de grupos establecido por el usuario y son útiles cuando se quiere obtener del proceso un mínimo de grupos o cuando es necesario dividir una muestra en cierto número de grupos semejantes. Un ejemplo de estos algoritmos es k - Means para grafos.
- **Algoritmos con un número de comunidades no determinado:** Estos algoritmos dividen el grafo en un número imprevisto de comunidades y son útiles si se desea estudiar la estructura de un grafo o si se quiere implicar el mismo sin comprometer aspectos importantes en su distribución.
- **Algoritmos de clusters jerárquicos:** Estos algoritmos organizan el grafo en una estructura jerárquica de grupos y parte de la misma premisa que el análisis de cluster jerárquico divisivo convencional pues inicialmente se tiene un solo cluster que incluye la totalidad del grafo y a medida que se avanza de nivel se dividen los clusters en otros más pequeños.
- **Algoritmos iterativos:** Estos algoritmos funcionan en grafos a gran escala debido a que buscan clusters localmente, es decir, no necesitan tener un



grafo total en todo momento, sino basta con ir avanzando a través de el para encontrar comunidades.

4.3.6 Métodos para la creación de comunidad/clusters.

El problema del agrupamiento de elementos se ha convertido en uno de los análisis más abordados por investigadores pues sus aplicaciones son múltiples, en este contexto, [79] define y aplica diferentes algoritmos de agrupamiento para la formación rentable y planificación de microrredes destacando para cada uno de ellos sus ventajas y desventajas en función de la eficiencia computacional y la complejidad del tiempo de cada técnica y cuál de estas produce soluciones más económicas a partir de una función objetivo asociada al costo de la microrred y la demanda de transmisión / potencia relacionada con un árbol de expansión mínimo la cual representa la red. En tanto que [76] utiliza árboles de expansión mínima (MST) en conjunto con algoritmos de agrupamiento para investigar la ubicación ideal de las microrredes y la combinación de alternativas de distribución de tal manera que se determine una configuración de red que sea óptima y económica. Otra manera en la que se puede involucrar un algoritmo de agrupación y un (MST) para satisfacer una necesidad se describe en [83] el cual presenta el concepto de la regionalización como aquella clasificación que es aplicada a objetos espaciales con una representación de área, que los agrupa en regiones contiguas homogéneas. Para lograr su objetivo [83] crea un grafo (MST) que representa la conectividad entre objetos espaciales buscando particionar el mismo mediante la eliminación sucesiva de bordes que unen regiones diferentes con el fin de garantizar grupos homogéneas, así mismo , [83] busca crear un método que utilicé explícitamente para el procedimiento de optimización una relación de vecindad entre los objetos espaciales, con este propósito [83] propone el algoritmo SKATER (Análisis espacial 'k'luster por eliminación de borde de árbol) el cual busca pasar el problema de regionalización a un estudio de grafos aplicando una heurística para la partición de un (MST) en tiempos aceptables.

Tabla 4-3 Métodos para la creación de comunidades/cluster parte 1.

Autores	Título	Aplicación	Método	Índice de validación	Tipos de grupos	Detalles de Algoritmo Principal	Entrada	Detalles	Detalles del objetivo principal
Dongdong Cheng , Qingsheng Zhu, Member, IEEE, Jinlong Huang, Quanwang Wu y Lijun Yang	A Novel Cluster Validity Index Based on Local Cores	Datos reales y datos sintéticos	HC-LCCV	LCCV	Esféricos, arbitrarios, espirales , etc.	La idea principal del HC-LCCV propuesto es la siguiente: primero, encuentre los núcleos locales y divida el conjunto de datos en varios grupos según ellos; luego, combine los pequeños grupos con sus grupos más similares; después de eso, se construye un árbol de jerarquía de clúster combinando repetidamente los clústeres más similares y el índice LCCV en cada capa de la jerarquía.	Conjunto de datos arbitrarios	Construimos un gráfico vecino saturado no dirigido (USNG) en los conjuntos de datos originales. En esencia, el algoritmo de agrupamiento jerárquico propuesto contiene principalmente tres procesos: obtener los LN, dividir el conjunto de datos en función de los núcleos locales y fusionar los grupos iniciales en función de las similitudes de los grupos.	----
Shibing Zhou, Zhenyuan Xu y Fei Liu	Method for Determining the Optimal Number of Clusters Based on Agglomerative Hierarchical Clustering	Datos reales y datos sintéticos	AHC	Índice de proporción compacta separada (CSP).	Estructuras lineales, múltiples, anulares y convexas	Basado en el algoritmo AHC con enlace único e índice de validez de agrupamiento CSP. El algoritmo AHC con enlace único incluye dos fases. La primera fase es crear un árbol de clúster jerárquico; La segunda fase es construir grupos a partir del árbol jerárquico de grupos.	Los experimentos incluyen 18 conjuntos de datos sintéticos, que comprenden números aleatorios en 2-D generados por simulación por computadora.	----	----
D. M. Li Kwok Cheong, T. Fernando, H. lu, M. Reynolds y J. Fletcher	Investigation of Alternative Power Distribution and Optimal Configuration through the Implementation of Clustering Algorithms- Based Microgrids for a Case Study	Micro-redes	AHC, KM y KMD.	X	Arbitrarios	Busca agrupar según etiquetas SPL, SPS y MG	Datos espaciales de los usuarios, red, demanda.	----	El objetivo principal de este estudio es reducir el costo de distribución en las redes de distribución rural
D. M. Li Kwok Cheong, T. Fernando, H. lu, M. Reynolds y J. Fletcher	Review of Clustering Algorithms for Microgrid Formation	Micro-redes	1) HC aglomerativos (métrica de similitud), 2) HC aglomerativos (matriz de distancia), 3) HC divisivo (matriz de distancia), 4) K-Means, 5) K-Means ++, 6) K Medoids, 7) Fuzzy c- Means, 8) DBSCAN, 9) Extensión DBSCAN (VarDBSCAN) y 10) DBCLASD	X	Arbitrarios	Busca agrupar según SPL, SPS y MG	Australia Occidental: 1) conjunto de datos A con 208 nodos de carga, 2) conjunto de datos B con 537 nodos de carga y 3) conjunto de datos C con 662 nodos de carga. Cada nodo de carga se describió mediante una ubicación (x, y) y la potencia pico asociada requerid.	AHC es el más atractivo sin embargo dbscan también es digno competidor	----

Tabla 4-4 Métodos para la creación de comunidades/cluster parte 2.

Autores	Título	Aplicación	Método	Índice de validación	Tipos de grupos	Detalles de Algoritmo Principal	Entrada	Detalles	Detalles del objetivo principal
Santiago de la Fuente Fernández	Análisis de Conglomerados	General	Jerárquicos único-enlace ,promedio ,completo	X	Arbitrarios	Genera ejemplos básicos	Conjunto de datos arbitrarios	----	----
José Luis Vicente Villardón	Introducción al análisis de cluster	General	Jerárquicos único-enlace ,promedio ,completo	X	Arbitrarios	Genera ejemplos básicos	Conjunto de datos arbitrarios	----	----
----	Metodos Jerarquicos de Analisis Cluster.	General	Todos los tipos jerárquicos y dendograma	X	Arbitrarios	Genera ejemplos básicos	Conjunto de datos arbitrarios	----	----
R. M. Assunção , M. C. Neves , G. Câmara y C. Da Costa	Efficient regionalization techniques for socio-economic geographical units using minimum spanning trees	Regionalización	Skater	X	Arbitrarios	Division de un arbol de minima expansio (MST)	Conjunto de datos arbitrarios	----	El objetivo principal de este estudio es la regionalización de unidades socioeconómicas representadas como objetos espaciales
Mohammad Hossein Abedi,Hadi Hosseini y Abolfazi Jalilvand	Sub-transmission substation expansion planning (SSEP) considering load uncertainties using a new clustering method	Planificación de la expansión de la subestación de subtransmisión	Agrupación difusa modificada	X	Arbitrarios	El algoritmo busca cubrir las incertidumbres de las ubicaciones de las cargas, así como los tamaños de las cargas	Conjunto de datos arbitrarios	----	El objetivo principal de este estudio es establecer una expansión de S/E reduciendo costos
Zahra Moravej y Hossein Kiani Rad	New Method for Solving Substation Expansion Planning Problem Using Fuzzy Clustering Algorithms	Planificación de expansión de subestaciones (SEP)	Hard C-Means (HCM), Fuzzy C Means y Possibilistic C-Means.	X	Arbitrarios	El algoritmo permite introducir la ubicación de nuevas subestaciones durante la planificación de la expansión de subestaciones.	Red típica	----	El objetivo principal de este estudio es establecer una expansión de S/E reduciendo costos



Tanto [79] como [76] utilizan algoritmos de agrupación bien conocidos con propósitos de selección del mejor algoritmo, sin embargo, [84] busca crear a partir de algoritmos de agrupación un índice de validez de clúster basado en núcleos locales con el cual poder superar inconvenientes con los índices de validez bien conocidos considerando que un índice de validez interno es aquel que evalúa cuantitativamente una partición basada únicamente en el conjunto de datos y las etiquetas del clúster. Para lograr su objetivo [84] realiza un criterio de vecindad autoadaptativo (vecino natural) considerando que aquellos elementos dentro de un conjunto de datos que se encuentren en regiones dispersas deben poseer una pequeña cantidad de vecinos, no obstante, los elementos que se encuentran en regiones densas deben poseer una gran cantidad de vecinos. Así mismo [84] intenta superar los problemas que los índices de validez bien conocidos tienen cuando evalúan un grupo no esférico introduciendo el concepto de distancia basada en grafos para calcular la distancia entre puntos y para minimizar el tiempo de cálculo. De igual manera, [84] propone calcular la densidad local seleccionando los núcleos locales de un conjunto de datos para después calcular la distancia basada en grafos entre núcleos locales con lo que se mejora el índice de Silhouette. En este mismo contexto [85] presenta el índice de proporción compacta separada (CSP) que a diferencia de [84] evalúa resultados de agrupación producidos solo por algoritmos AHC determinando consigo un número óptimo de agrupaciones para conjuntos de datos lineales, múltiples, anulares y convexos. En el caso de la planificación de la expansión de subestaciones los algoritmos de agrupamiento también son bastante estudiados por ejemplo en [44] para analizar la incertidumbre en la carga se presenta una aritmética difusa la cual establece funciones difusas que representen tamaños de la carga y ubicaciones de la misma de tal manera que estas se incluyan en el método de agrupamiento, así mismo [45] utiliza 3 métodos de agrupamiento Hard C-Means (HCM), Fuzzy C Means y Possibilistic C-Means los cuales pretenden corregir un inconveniente que se presenta en la planificación de la expansión de subestaciones siendo está el encontrar la ubicación de candidatos de nuevas subestaciones automáticamente. En la Tabla 4-3 y la Tabla 4-4 se presenta un resumen de las principales aplicaciones del análisis comunidad/cluster.

4.4 Conjunto de algoritmos utilizados para dar solución al problema de la planificación de expansión de subestaciones (PES).

4.4.1 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD.

Unos de los principales inconvenientes que atraviesa la problemática del planeamiento de la expansión de subestaciones en un caso real es la cantidad de memoria y tiempo que se tendrá que utilizar para encontrar una solución óptima



debido al elevado número de nodos de carga, subestaciones existentes y alternativas de expansión que por lo general existe en una región. Como ya se sabe los nodos de carga representan viviendas, edificios e industrias, por tanto, la magnitud de la carga para cada caso variará de un consumo mínimo a grandes consumos que pueden llegar incluso a los MW y si a esto se le suma el hecho de que la densidad de carga es mucho mayor en zonas urbanas que en zonas rurales y que para generar una configuración óptima para la expansión de subestaciones se debe asignar cada nodo de carga a una determina subestación considerando reducir costos entonces, se debe crear un algoritmo de agrupación de cargas que busque crear a partir de un conjunto n de nodos de carga ($x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$) k dominios eléctricos representativos (clusters) ($c = \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$) de tal manera que los elementos de un mismo grupo sean homogéneos y a la vez garantizar que dichos grupos sean lo más heterogéneos entre sí, además, el algoritmo debe asegurar que cada grupo tenga una demanda $W \leq w_{max}$ determinada por el caso de estudio que haga que si un elemento k perteneciente al conjunto c es alimentado por una subestación o si en algún momento del periodo de planificación este elemento es cambiado de una subestación a otra entonces se pueda percibir una diferencia sustancial en términos de costos monetarios, espaciales y operativos para posteriormente decidir si como fue establecida la configuración es la mejor opción o si por el contrario existe una mejor.

Para lograr el objetivo previamente explicado se creó un algoritmo el cual necesita como dato de entrada todos los n nodos de carga con su posición geográfica X e Y , así como su demanda, y, además, como se parte de un sistema creado se toma como referencia también las áreas de cobertura que poseen las subestaciones existentes y los alimentadores asociados a ellos en el año base. El primer paso del algoritmo que se describirá a continuación es etiquetar todos los nodos de carga que están en análisis bajo el formato descrito en la Figura 4-12, este proceso se realiza por dos motivos, el primero es debido a la necesidad de agrupar en primera instancia todos los nodos de carga de tal manera que el conjunto total de datos se pueda subdividir en conjuntos más pequeños con lo cual si se realiza un análisis de comunidades/cluster a cada subconjunto de datos y no al conjunto total se pueda percibir una reducción de los tiempos de cálculo y de memoria, el segundo motivo es la imperiosa necesidad de establecer un código que relacione los nodos de carga con las subestaciones a las cuales pertenecerán en cada periodo de estudio, es decir, el código que se le brinde a cada nodo de carga se modificará dependiendo del proceso que realizará PES.

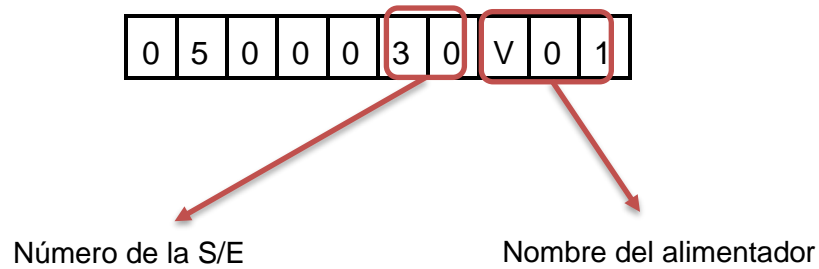


Figura 4-12 Codificación para la identificación de nodos de carga.

A continuación, se describe el primer paso del algoritmo.

Un área de cobertura de cualquier empresa distribuidora en algún punto del tiempo se divide en múltiples subáreas cada una de las cuales pertenecen a un área de servicio asociada a una determinada subestación y a su vez estas áreas se dividen en subáreas cada una de las cuales pertenecen al área de servicio de un alimentador que se conecta a la subestación en cuestión, con las áreas de cobertura establecidas se verifica la pertenencia que un nodo de carga tiene a un determinado alimentador - subestación, es decir, los nodos de carga que se encuentren dentro del área de servicio de un alimentador - subestación se los etiquetará como nodos pertenecientes a dicho alimentador - subestación según el formato descrito en la Figura 4-12, luego, para el pronóstico de carga se establece un criterio similar. Lo anterior mencionado se basa en el hecho de que una empresa distribuidora posee un área de cobertura delimitada y por tanto el crecimiento de carga siempre se encontrara dentro de dicha área. El primer paso culmina con la creación de una lista L_{nc} la cual contendrá a todos los nodos de carga cada uno de los cuales tendrán como atributos una posición geográfica X e Y , la magnitud de su carga y finalmente un código de identificación.

Una vez etiquetado los nodos de carga se realiza el segundo paso el cual consiste en dividir la lista L_{nc} en dos listas L_{ncn} y L_{nce} , en la primera lista L_{ncn} se encontraran aquellos nodos de carga que tengan una demanda por debajo de un valor umbral dl mientras que en la lista L_{nce} se encontrar aquellos nodos que sean iguales o mayores a dl , este proceso se realiza debido a que puede existir algunos nodos de carga que por sí solos tengan una demanda lo suficientemente considerable para ejercer un impacto en el estudio y no es necesario que se los agrupe con otros nodos de carga.

A partir de lista L_{nce} se agrupara en p listas L_{nce_p} cada una de las cuales contendrá nodos de carga que posean la misma etiqueta, es decir, varios nodos de



carga pertenecerán a una p – ésima lista si cada uno de ellos en su codificación poseen el mismo número de S/E y el mismo nombre del alimentador, posteriormente para cada p – ésima lista se agregara el termino CE_i a cada nodo de carga perteneciente a la p – ésima lista donde i pertenece a un número desde 0 hasta una cantidad $n - 1$ de nodos de carga de la p – ésima lista. Por ejemplo, para ilustrar de una mejor manera la agrupación y etiquetado para los nodos de carga que superan un umbral dl se realiza el siguiente caso de estudio:

Si dentro de un conjunto de datos existe 6 nodos de carga que son mayores o iguales a un valor umbral dl y cada nodo de carga se lo ha etiquetado de la siguiente manera:

Nodo de carga 1=0500030V01

Nodo de carga 2=0500030V02

Nodo de carga 3=0500030V02

Nodo de carga 4=0500040V01

Nodo de carga 5=0500040V01

Nodo de carga 6=0500040V01

Entonces el paso 2 correspondiente a las cargas cuya demanda son mayores o iguales a un valor umbral se etiquetarán como sigue:

El primer paso es agrupar y separar por lista aquellos nodos de carga que posean el mismo código por lo que existirán 3 listas:

$$L_{nce_0} = \{0500030V01\}$$

$$L_{nce_1} = \begin{cases} 0500030V02 \\ 0500030V02 \end{cases}$$

$$L_{nce_2} = \begin{cases} 0500040V01 \\ 0500040V01 \\ 0500040V01 \end{cases}$$

El segundo y último paso es agregar CE_i por lo que:

$$L_{nce_0} = \{0500030V01CE0\}$$

$$L_{nce_1} = \begin{cases} 0500030V02CE0 \\ 0500030V02CE1 \end{cases}$$

$$L_{nce_2} = \begin{cases} 0500040V01CE0 \\ 0500040V01CE1 \\ 0500040V01CE2 \end{cases}$$



El criterio de agrupación y partición de la lista L_{ncn} en p listas denominadas L_{ncn_p} es el mismo que se tomó en consideración para la lista L_{nce} , no obstante, a diferencia de las listas L_{nce_p} cuyas longitudes son mínimas las dimensiones de las listas L_{ncn_p} son enormes y los nodos de carga pertenecientes a dichas listas presentan en su gran mayoría magnitudes de carga demasiado bajas, por tanto al conjunto de nodos de carga pertenecientes a cada una de las listas L_{ncn_p} son a las cuales se les aplicara un algoritmo comunidad/cluster .

En el paso 3 se tiene 2 opciones, la primera es seleccionar cada una de las listas pertenecientes a L_{ncn_p} y aplicarles cualquier método de cluster convencional por ejemplo k - Means, AHC, etc., la segunda es aplicar un método de agrupamiento basado en grafos que es la que mejor se adapta a nuestro problema y que se describirá a continuación. Para cada conjunto de nodos de carga pertenecientes a L_{ncn_p} si la longitud de la lista es menor o igual a 4 se procede a aplicar el método k - Means, caso contrario se procede a crear el grafo que lo representa, para esto en primera instancia se crean los nodos del grafo a partir de las posiciones X e Y de los elementos que conforman el conjunto en análisis, posteriormente a cada nodo se le agrega un atributo correspondiente a la posición X e Y , la magnitud de carga y la etiqueta de cada elemento, luego, las aristas se construye en base a una triangulación de Delaunay para todos los nodos y los pesos que tendrá cada una de las aristas son las siguientes:

1.- Distancia euclídea entre 2 nodos: Para cada par de nodos que se conecten mediante una arista se procede a calcular la distancia euclídea tomado como referencia las posiciones X e Y de cada nodo, posteriormente se guardará esta distancia como atributo a la arista en cuestión.

2.-Inversa de la distancia euclídea entre 2 nodos: También se guardará para cada arista la inversa de la distancia euclídea.

Para resumir, para cada conjunto de datos perteneciente a L_{ncn_p} se crea un grafo $G(V, E)$ el cual tiene un numero de nodos igual al número de elementos del conjunto de análisis, además, para cada nodo se tendrá referencias tanto en X como en Y así como atributos relacionados a la magnitud de la carga y la etiqueta que lo identifica, así mismo G tendrá un numero de aristas determinado por la triangulación de Delaunay y para cada arista se guardará la distancia euclídea y la inversa de la distancia euclídea.

Posteriormente, a partir de cada grafo G se crea un árbol de mínima expansión T el cual tiene los mismos nodos del grafo G , pero tiene un número de arista igual al número de nodos menos uno. Una vez conseguido un árbol de mínima expansión



T se procede a aplicar un algoritmo de agrupamiento basado en grafos. El algoritmo que se escogió para realizar el agrupamiento es el algoritmo Lukes (véase [86]) el cual genera una partición eficiente de árboles. A continuación, se realiza una breve descripción.

Considere un grafo $T(V, E)$ el cual posee un conjunto de nodos V y un conjunto de bordes E , además considere que los nodos de T tienen pesos enteros no negativos y aristas cuyos valores son positivos, entonces una partición de T se define como una colección de k grupos de nodos $\{c_i\}, i = 1, 2, \dots, k$ tal que [86]:

$$\bigcup_{i=1}^k c_i = V \quad (4-8)$$
$$c_i \cap c_j = \emptyset \quad \forall i \neq j$$

Ahora [86] define un problema concreto con las siguientes características:

- **Nodos:** Se asocia un peso entero no negativo w_i con cada i –ésimo nodo de T , además se impone una restricción de peso W a cada grupo de T de tal manera que la suma de los pesos de los nodos de cualquier grupo no exceda W [86].
- **Aristas:** Se establece que una arista (i, j) de T está cortada por una partición de T si los nodos i y j no pertenecen al mismo grupo, además un valor positivo u_{ij} está asociado con cada arista (i, j) de T [86].
- **Valor y costo:** El valor de una partición de T es igual a la suma de los valores de las aristas de T que están dentro de sus grupos en tanto que el costo de una partición de T es igual a la suma de los valores de las aristas de T que son cortados por la partición de T . En general, el valor más el costo de una partición de T es igual a la suma de los valores de los bordes de T [86].

Llegando a establecer que una partición óptima de T , $pT(opt) = \{c_1, c_2, \dots, c_k\}$, es uno en el que cada grupo c_i satisface la restricción de peso presentada por la inecuación (4-9):

$$\sum_{j \in c_j} w_j \leq W \quad (4-9)$$

En el que el costo:



$$\sum_{i \in c_f, j \in c_g} u_{ij} \text{ es mínimo} \quad (4-10)$$

Donde:

$$i \in c_f, j \in c_g, f, g = 1, 2, \dots, k \text{ y } f \neq g.$$

O equivalentemente el valor:

$$\sum_{i \in c_f} u_{ij} \text{ es máximo} \quad (4-11)$$

Donde:

$$i \in c_f, f = 1, 2, \dots, k$$

Las restricciones presentadas desde la ecuación (4-9) a (4-11) presentan una agrupación que se consideraría opuesto a la definición formal de un algoritmo de agrupamiento, además, si se agrega que el algoritmo Lukes solo considera pesos enteros en los nodos, entonces se debe preparar los datos de entrada de tal manera que se acoplen con nuestros propósitos y se define a continuación:

1. Para garantizar que cada grupo perteneciente a c_i sea lo más homogéneo posible y que además los grupos sean los más heterogéneos entre sí, es decir, lo opuesto a lo establecido por (4-10) y (4-11), entonces se aplica el siguiente criterio: Sea u_{ij} un valor perteneciente a cualquier arista de T , si $u'_{ij} = \frac{1}{u_{ij}}$ y además se utiliza como criterio de comparación para el algoritmo Lukes u'_{ij} entonces se garantiza con ello conglomerados homogéneos y que los costos en términos de Lukes sean máximos.
2. Como nuestro propósito es agrupar nodos cuyos atributos contenga valores en decimal (magnitud de la demanda) entonces se aplica el siguiente criterio: Sea un peso w_i no entero asociado a cada nodo entonces se le multiplicará a cada nodo un factor 10^m de tal manera que haga que todos los elementos de w_i sean enteros. También el valor W será multiplicado por el factor 10^m , finalmente para obtener los resultados en función de valores decimales a cada grupo obtenido por el algoritmo Lukes se le dividirá por el factor 10^m .

Todos los procesos desde la construcción del grafo hasta la generación de los grupos mediante Lukes fueron realizados utilizando las librerías: SciPy y NetworkX, además una representación gráfica se presentó con ayuda de la librería Matplotlib.



Una vez generado un número de grupos mediante el algoritmo Lukes y k - Means según corresponda se procede a realizar el paso cuatro el cual consiste en escoger un representante de cada grupo mediante el centro medio ponderado. Finalmente, al igual que se etiqueto cada nodo de carga pertenecientes a las listas L_{nce_p} los nodos pertenecientes a las agrupaciones que se generaron mediante el algoritmo Lukes y k - Means se deben etiquetar, es decir, al código de cada representante se le agregara el término C_i donde i es el número de agrupaciones generados por los algoritmos Lukes y k - Means según corresponda. Como resultado final se creará una lista $l_cluster_n$ que contendrá a cada representante de los k – ésimos grupos formado por Lukes / k - Means, esta lista se concatenará con una lista $l_cluster_n$ creada a partir de cada elemento de las p – ésimas listas de L_{nce_p} formando una lista denominada $l_cluster$. Después, para el quinto paso se toma la lista $l_cluster$ y se le aplica el algoritmo polígonos de Thiessen creando para cada representante un área de influencia el cual servirá en posteriores procesos de diferentes maneras. De aquí en adelante a los puntos representantes los cuales poseen un área de influencia mediante el algoritmo polígonos de Thiessen, una posición X e Y , una magnitud de demanda y una etiqueta que lo identifica se les denominará clusters.

El sexto y último paso se centra en establecer una distancia existente entre un cluster a cada una de las subestaciones nuevas y existentes, con este fin se utiliza la herramienta matriz de coste OD de ArcGis la cual encuentra y mide las trayectorias de menor coste a lo largo de la red desde varios orígenes a varios destinos. En nuestro caso los orígenes serán los clusters y los destinos serán las subestaciones nuevas y existentes en análisis, finalmente la red será la representación mediante un grafo de la red de MV área y subterránea que está construida en el año base en tanto que el resultado final será una matriz. Por ejemplo, lo anterior mencionado se presenta en el siguiente caso de estudio:

Tabla 4-5 Ejemplo de la matriz de distancia OD.

CLUS/SUB		Vz1		Vz2		Vz3
0500030V01CE0	03	19288,78	04	23674,45	07	25387,43
0500030V02C1	03	27105,07	04	31490,75	07	33203,72857
0500030V02C2	03	7444,53	04	11830,22	07	13027,67677
0500040V01CE0	04	4612,34	07	5203,35	03	5506,06359
0500040V01CE1	04	4312,13	03	5205,85	07	5896,368772
0500040V02C0	03	4032,28	04	4045,68	07	5714,415747
0500070V01C0	07	59994,5	03	61603,72	04	66669,89025
0500070V01C1	07	5713,29	03	7322,50	04	12388,66847
0500070V01C2	05	3535,92	03	6375,79	04	9198,78419

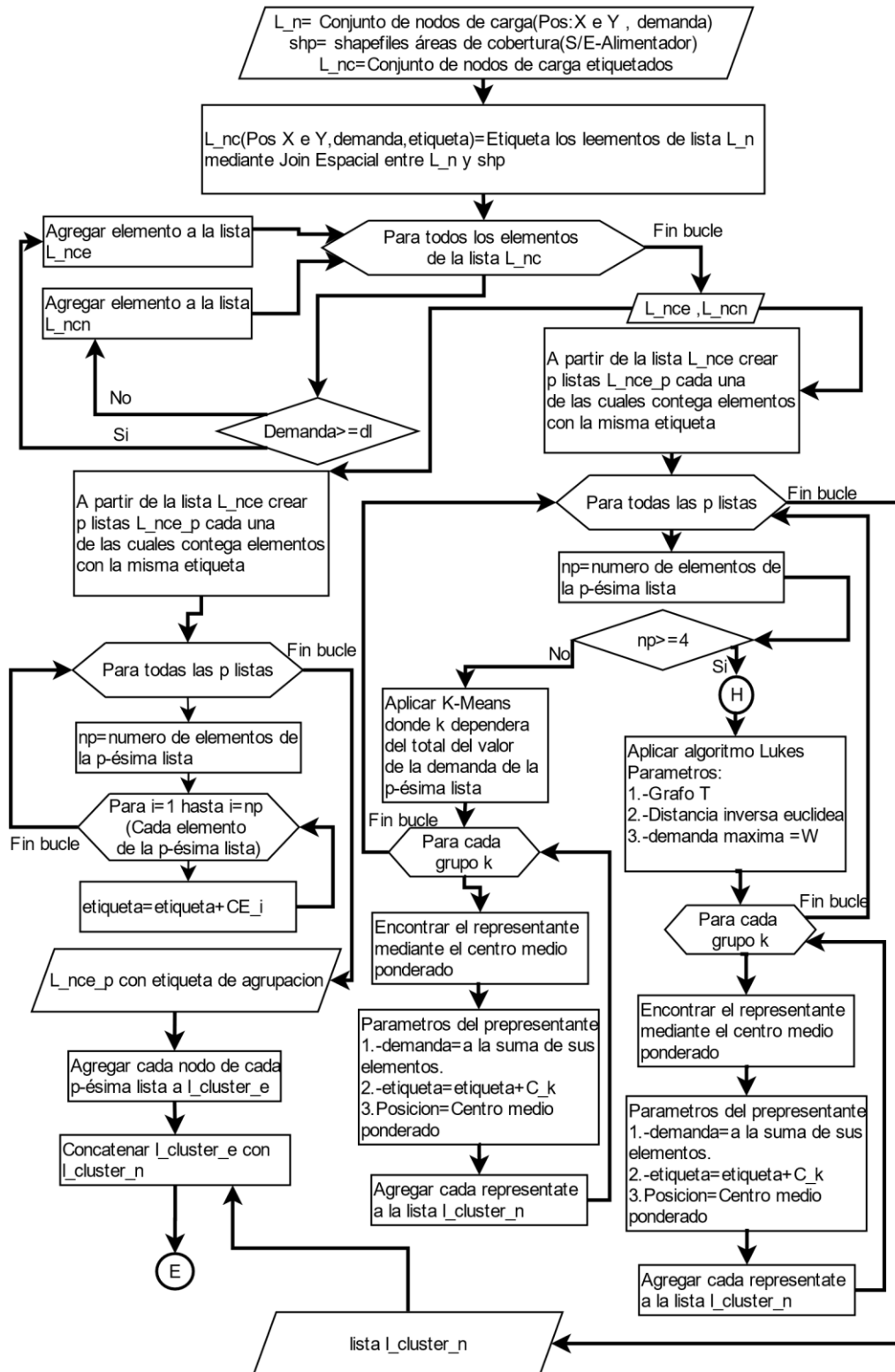


Figura 4-13 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD Parte 1.

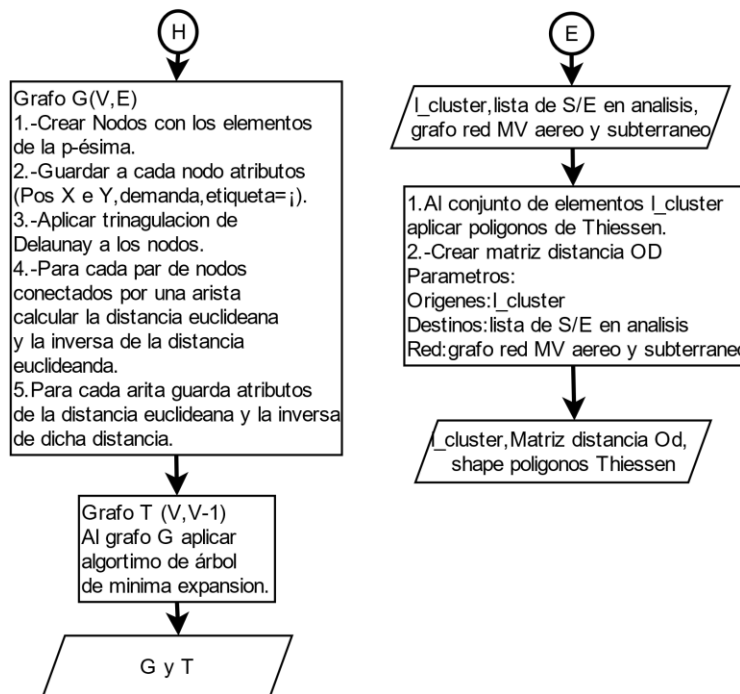


Figura 4-14 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD Parte 2 (subprocesos H y E).

En una corrida del algoritmo “agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD” se han creado 11 clusters, si además se cuenta con 3 subestaciones en análisis siendo estas: S/E 03, S/E 04, S/E 07, entonces los resultados se muestran Tabla 4-5.

La Tabla 4-5 muestra el resultado final del algoritmo en donde se observa la distancia desde un cluster a cualquiera de las subestaciones por la red, por ejemplo, para el cluster “0500030V01CE0” la subestación más cercana es la S/E 03 la cual está a una distancia por la red de 19288,78 m, la segunda más cercana es la S/E 04 la cual está a una distancia por la red de 23674,4578 m. Finalmente, la más alejada es la S/E 07 la cual está a una distancia por la red de 25387,43 m. En resumen, una matriz distancia OD debe presentar a todos los clusters estableciendo también la distancia que tiene cada uno de ellos por la red con respecto a cada subestación nueva o existente, además, Vz_i será la columna que indique con que subestación está conectado un determinado cluster siendo $i = 1$ la columna que contenga la subestación más cercana e $i = \text{número total de subestaciones}$ para la columna que contenga a la S/E más alejada. Aunque no se presente una tabla en este ejemplo, vale la pena aclarar que cada cluster lleva consigo una posición X e Y , un área de influencia determinada por los polígonos de Thiessen y una magnitud

de carga y una etiqueta que variará dependiendo del estudio PES. El diagrama de flujo relacionado a la agrupación de carga y generación de la matriz de distancia OD se muestra en la Figura 4-13 y la Figura 4-14.

4.4.2 Adecuación de los datos de entrada a las condiciones del problema.

- **Codificación para la identificación de un cluster.**

Cada cluster tiene varios atributos mismos que se los ha agrupado en una sola codificación y que servirá para diferenciar un cluster de otro independiente del orden que se los agrupe. En la Figura 4-15 se presenta la estructura de la codificación empleada y sus respectivos atributos.

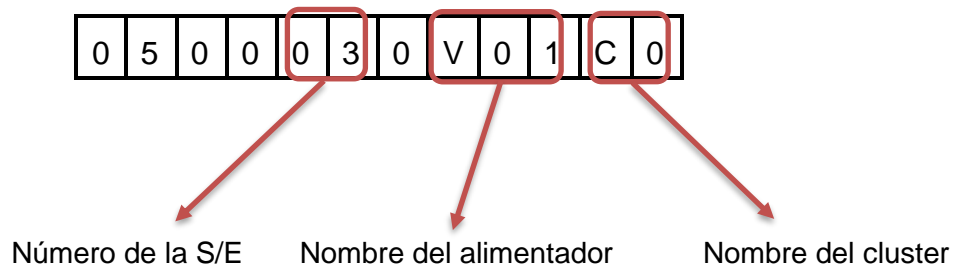


Figura 4-15 Codificación para la identificación de clusters.

- **Determinación de clusters adyacentes.**

Este proceso consiste en determinar el número de clusters adyacentes con los cuales un cluster en estudio comparte uno o varios límites coincidentes. La estrategia se basa en encontrar todas las fronteras que pertenecen al cluster analizado y a su vez forman parte de otro cluster, una vez determinado dichos límites se puede identificar los clusters adyacentes con su respectiva codificación y a partir de ello podemos determinar todos los atributos pertenecientes a los clusters aledaños como se mostró en la Figura 4-15.

Por ejemplo, para comprender mejor este concepto a continuación se presenta un caso de estudio donde se puede apreciar los clusters adyacentes correspondientes a un determinado cluster en estudio.

En la Figura 4-16 se observa que el cluster en estudio codificado con "0500050V03CE0" tiene 4 clusters adyacentes todos pertenecientes a la S/E 05 pero de diferentes alimentadores. Para determinar los clusters aledaños se utilizó la herramienta denominada "Polygon Neighbors" utilizada para realizar análisis espacial de datos en ArcGIS [87].

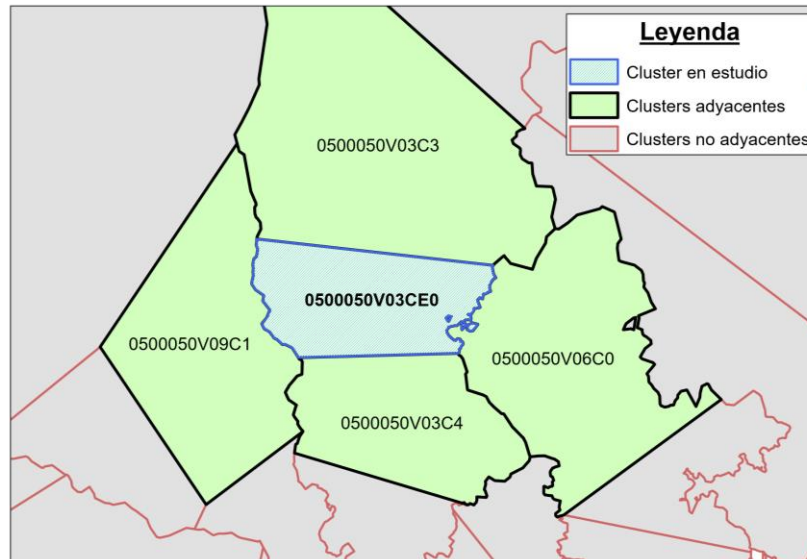


Figura 4-16 Identificación de Clusters adyacentes.

- **Clasificación de clusters.**

Este proceso tiene como objetivo clasificar los clusters en fijos y variables de tal forma que los tiempos de simulación se reduzcan considerablemente debido a la menor carga computacional que se requiere al tener una menor cantidad de clusters (variables) en juego y por tanto un menor número de combinaciones para ser evaluada por la función objetivo, además, no tiene ningún sentido realizar combinaciones con clusters que no tienen otra mejor opción que ser suministrados por sus respectivas subestaciones de origen.

El proceso de selección de clusters fijos se realiza tanto para subestaciones existentes como para subestaciones nuevas, estas últimas debido a que necesariamente tiene que ingresar tomando un cierto porcentaje de carga de las subestaciones existentes debido a requerimientos técnicos y económicos.

El conjunto de clusters fijos pertenecientes a las subestaciones nuevas pueden o no pertenecer al grupo de clusters fijos de las subestaciones existentes todo dependerá de la combinación o configuración de subestaciones que se presente, al hablar de configuración nos referimos al orden de expansión o ingreso de una o varias subestaciones en los diferentes periodos de planificación.

Para ilustrar esta agrupación se presenta a continuación un caso de estudio que muestra el ingreso de tres subestaciones nuevas (A, B, C) donde se puede apreciar los diferentes grupos de clusters.

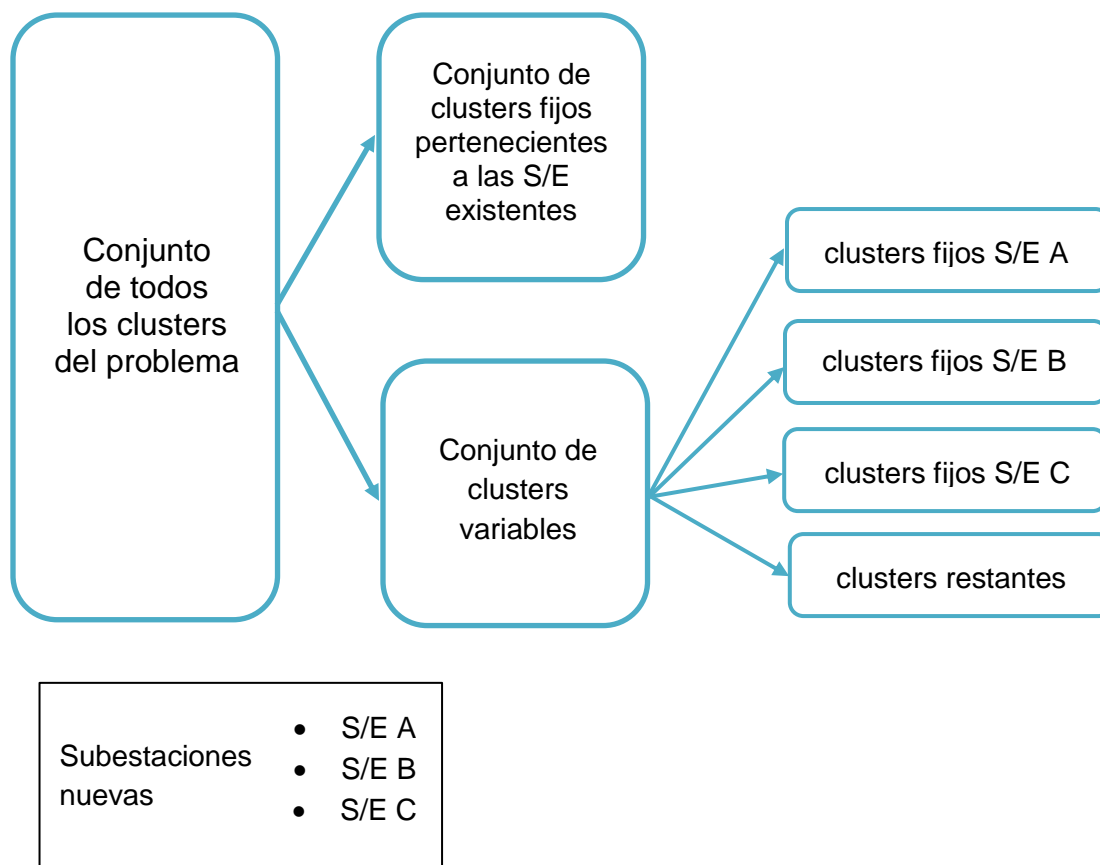


Figura 4-17 Clasificación de los clusters.

En la Figura 4-17 se observa que los clusters fijos de las subestaciones nuevas pertenecen en un comienzo al grupo de clusters variables, en el caso de que, en un determinado periodo la subestación “A” ingrese, entonces los clusters que se clasificaron como fijos de “A” y que formaban parte del conjunto de clusters variables pasan ahora a formar parte del grupo general de clusters fijos. Posteriormente, para las futuras etapas se considerará como clusters variables los conjuntos de los clusters fijos pertenecientes a las subestaciones “B”, “C” y los “clusters restantes”.

Para clasificar los clusters se ha implementado diferentes algoritmos mismos que se detallan a continuación.

- **Determinación de clusters fijos para subestaciones existentes.**

El algoritmo consiste en tomar una lista que inicialmente contendrá a todos los clusters NC (a medida que avanza el proceso, el tamaño de la lista se irá decrementando) y de este grupo filtrar aquellos clusters que pertenezcan a la i –ésima S/E a la cual se le asignará un conjunto de clusters fijos, posteriormente se ordenará la lista filtrada de menor a mayor en base a la distancia (recorrida por la



red) existente entre un cluster perteneciente a lista filtrada y la i – *ésima* S/E. Para cada j – *ésimo* cluster perteneciente a la lista filtrada y ordenada $L1$ se procede a encontrar sus clusters adyacentes con lo cual se encontrará también a que S/E pertenece cada uno, en el caso de que un cluster adyacente pertenezca a una subestación que no sea la i – *ésima* S/E analizada, es decir el j – *ésimo* cluster y alguno de sus cluster adyacentes no pertenece a la misma S/E, entonces el j – *ésimo* cluster no pertenecerá al conjunto de clusters fijos y se continuará con el siguiente elemento de la lista $L1$.

Una vez comprobado que todos los clusters adyacentes pertenecientes al j – *ésimo* cluster son suministrados por la i – *ésima* S/E se avanza a la siguiente etapa la cual consiste en determinar la demanda correspondiente al primer periodo del j – *ésimo* cluster de la lista $L1$ y almacenar su valor en una variable acumuladora misma que servirá como criterio de parada en el determinado caso de que su valor exceda un cierto porcentaje L_i de la capacidad nominal de la i – *ésima* S/E.

En resumen, la totalidad de clusters fijos asignados a la i – *ésima* S/E deben pertenecer a la i – *ésima* S/E y a la vez sus clusters aledaños también deben pertenecer a la i – *ésima* S/E, finalmente, de todos los clusters que cumplan dichas condiciones se escogerá de entre ellos los más próximos a la i – *ésima* S/E considerando además solo los clusters que hagan que la sumatoria de sus potencias no supere un porcentaje de la capacidad nominal de la i – *ésima* S/E. Este proceso se repite para todo el conjunto de subestaciones existentes obteniéndose al final una lista LCF que incluye todos los cluster fijos de dichas subestaciones. La variable L_i utilizada en este algoritmo permite restringir el porcentaje de carga que puede tomar una S/E durante el proceso de selección, lo cual influirá directamente en el número de clusters fijos que se obtendrá al final. En la Figura 4-18 se presenta el flujograma para la selección de los cluster que serán parte de la lista de clusters fijos y que perteneces a subestaciones existentes. Por ejemplo, para entender mejor el flujograma correspondiente a la selección de clusters fijos pertenecientes a subestaciones existentes se presenta un caso de estudio el cual considera dos subestaciones (A, B) existentes donde se ha encontrado el conjunto de clusters fijos para cada una de ellas.

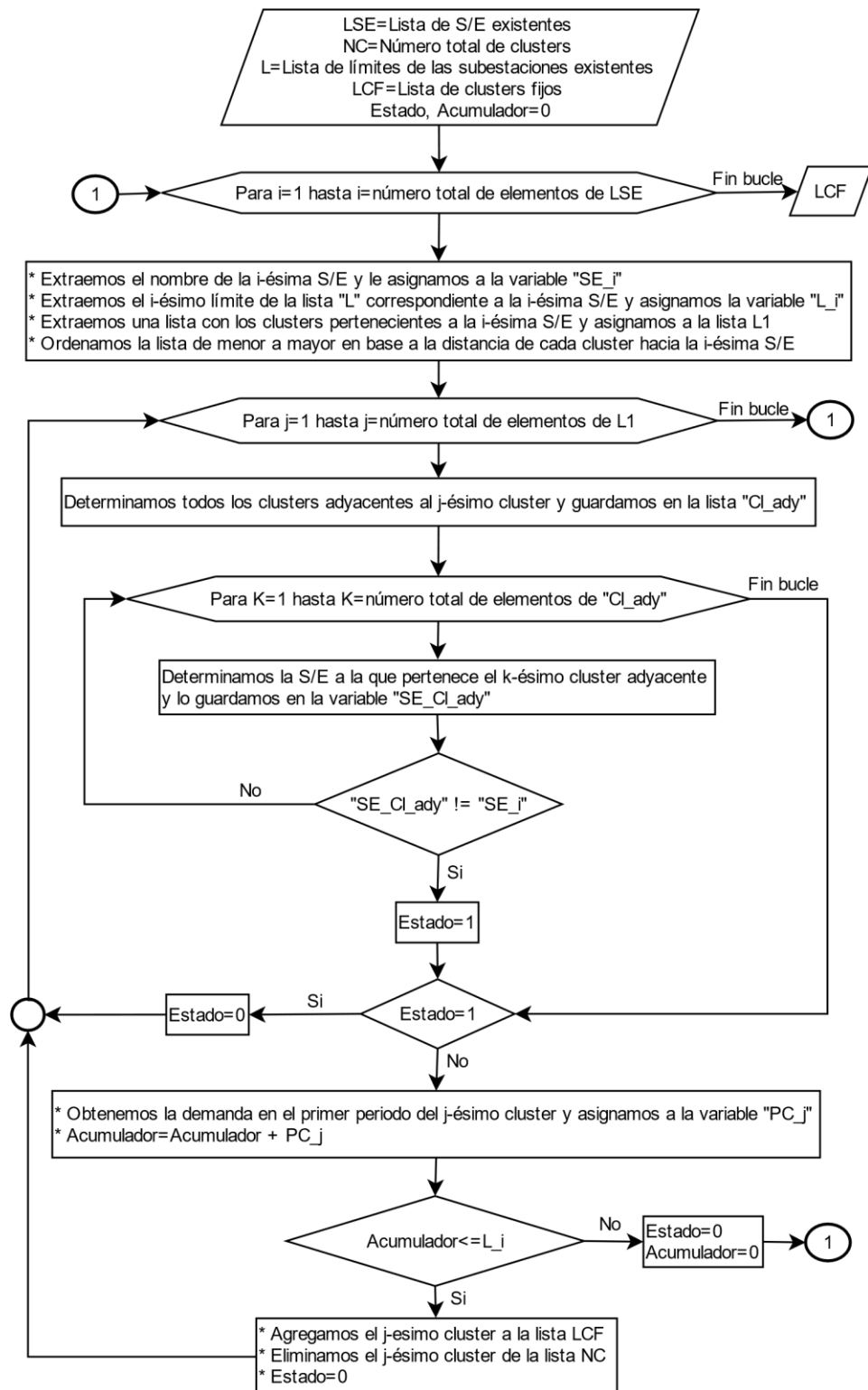


Figura 4-18 Flujograma para la selección de clusters fijos pertenecientes a S/E existentes.

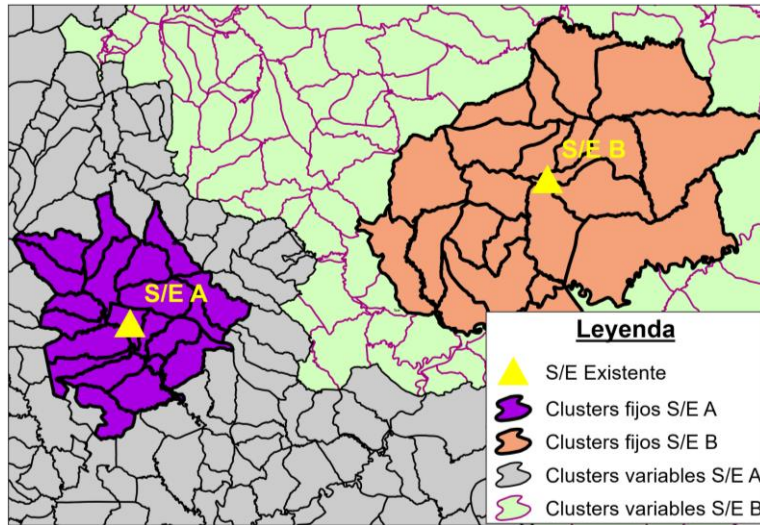


Figura 4-19 Selección de clusters fijos para 2 subestaciones existentes.

Como se observa en la Figura 4-19, todos los clusters fijos están rodeados por clusters aledaños pertenecientes a la misma subestación y se van agregando uno tras otro desde el clusters más próximo a la subestación en análisis, también se puede ver que existen otros clusters que cumplen con tales características pero que no fueron seleccionados debido al porcentaje de carga máxima permitida definido para cada subestación.

- **Determinación de clusters fijos para subestaciones nuevas.**

Una vez determinado la lista de clusters fijos LCF , se crea una lista de clusters variables LCV con todos los clusters que no fueron considerados en el algoritmo anterior y a partir de esta lista se realizará el proceso de selección de clusters fijos para las subestaciones nuevas. El proceso que se describirá a continuación se realizará iterativamente para todas las subestaciones nuevas obteniéndose al final varias listas que contendrán los clusters fijos de dichas subestaciones.

El proceso comienza por extraer de la lista LCV todos los clusters que tienen como subestación vecina a la i –ésima S/E nueva para la cual se pretende obtener sus clusters fijos y almacenarlo en una i –ésima lista denominada LCN_i , luego a esta lista se la ordena de menor a mayor en base a la distancia (recorrida por la red) existente entre un cluster perteneciente a lista LCN_i y la i –ésima S/E, a continuación, para cada j –ésimo cluster de la lista LCN_i se determina la demanda correspondiente al primer periodo de dicho cluster y se agrega a una variable acumuladora misma que servirá para restringir el número máximo de clusters que se puede asignar a la i –ésima S/E nueva en base al valor de potencia acumulada. En el caso de que el valor de potencia acumulado exceda un cierto porcentaje L_i

de la capacidad nominal de la i – ésima S/E se terminará la asignación de clusters a la i – ésima S/E y se continuará a la siguiente subestación de turno.

En la Figura 4-20 se presenta el flujograma para la selección de los cluster que serán parte de la lista de clusters fijos y que pertenecen a las subestaciones nuevas.

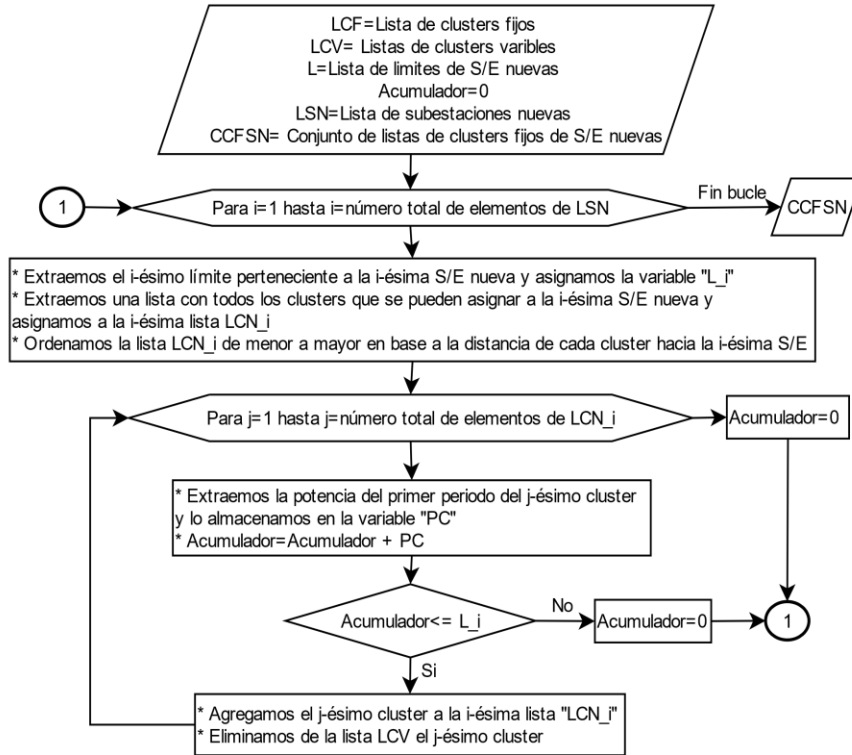


Figura 4-20 Flujograma para la selección de Clusters fijos pertenecientes a S/E nuevas.

Por ejemplo, para entender mejor el flujograma para la selección de clusters fijos pertenecientes a subestaciones nuevas se presenta un caso de estudio el cual considera dos subestaciones (A, B) existentes y una tercera subestación (C) nueva donde se ha encontrado el conjunto de clusters fijos para cada una de ellas.

Como se observa en la Figura 4-21 los clusters que fueron asignados a la subestación (C) se van agregando uno tras otro dependiendo de la proximidad que tengan dichos clusters con la subestación en análisis, además para que puedan ser considerados como clusters fijos de la subestación (C) es necesario que la subestación en análisis figure como una subestación vecina del cluster en cuestión, por otra parte, se puede observar que la subestación (C) tiene un área de servicio limitada por el porcentaje de carga máxima permitida definido para cada subestación nueva.

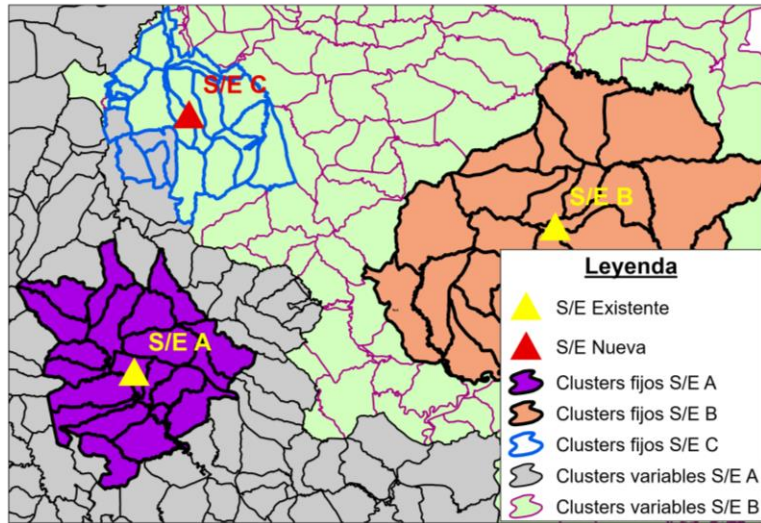


Figura 4-21 Selección de clusters fijos para 2 subestaciones existentes y una subestación nueva.

4.4.2.1 Estructura del “Vector de Solución”.

El vector solución lleva la información de la configuración de las subestaciones candidatas (expansión o construcción) así como del área de servicio de todas las subestaciones de estudio, mismas que se encuentran representadas por la asignación de los clusters a las diferentes subestaciones. En la Figura 4-22 se puede ver los diferentes atributos del vector solución.

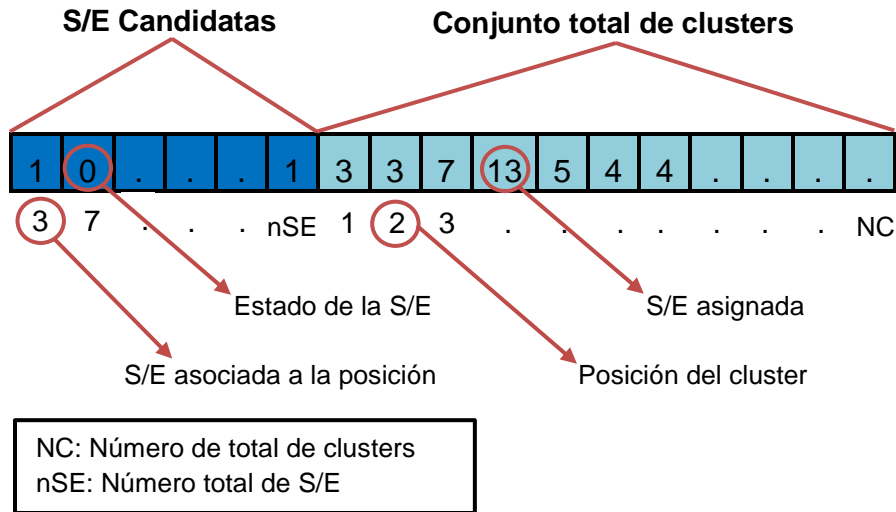


Figura 4-22 Estructura del “Vector Solución”.

Como se puede observar en la Figura 4-22, el vector solución consta de dos secciones, la primera utiliza variables binarias que indica si una subestación se expande o se construye (previamente se establecerá las subestaciones asociadas

para cada posición del vector solución). La segunda sección utiliza variables enteras que indica el número de subestación que se asignó a un determinado cluster.

Para la planificación multietapa, la estructura de la Figura 4-22 se repite N veces donde N representa el número de etapas de planificación como se describió en capítulos anteriores, por lo tanto, para cada etapa se determina una configuración de subestaciones y su respectiva asignación de clusters.

4.4.3 Algoritmo para la generación de la solución inicial y búsqueda Tabu.

El algoritmo de solución propuesto se lo estructuró de forma modular, el cual consta de cuatro subprocesos o funciones mismos que se mencionan a continuación:

1. Generación de combinaciones de subestaciones candidatas.
2. Generación de la solución Inicial.
3. Proceso de Búsqueda tabú.
4. Comparación de soluciones mediante la técnica del factor de penalización.

- **Generación de combinaciones de Subestaciones Candidatas.**

Para determinar el número de combinaciones que se podría generar a partir de un cierto número de subestaciones candidatas, se realizó un análisis en base a la Figura 4-23.

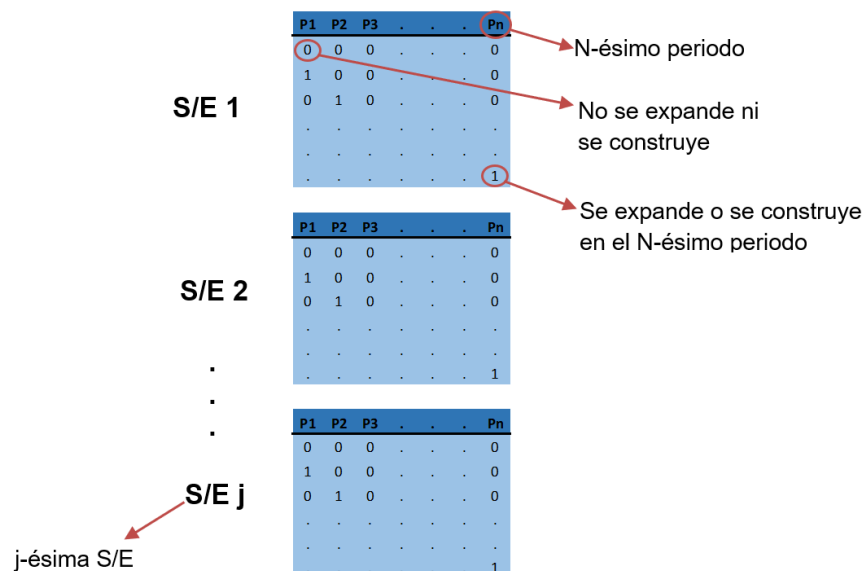
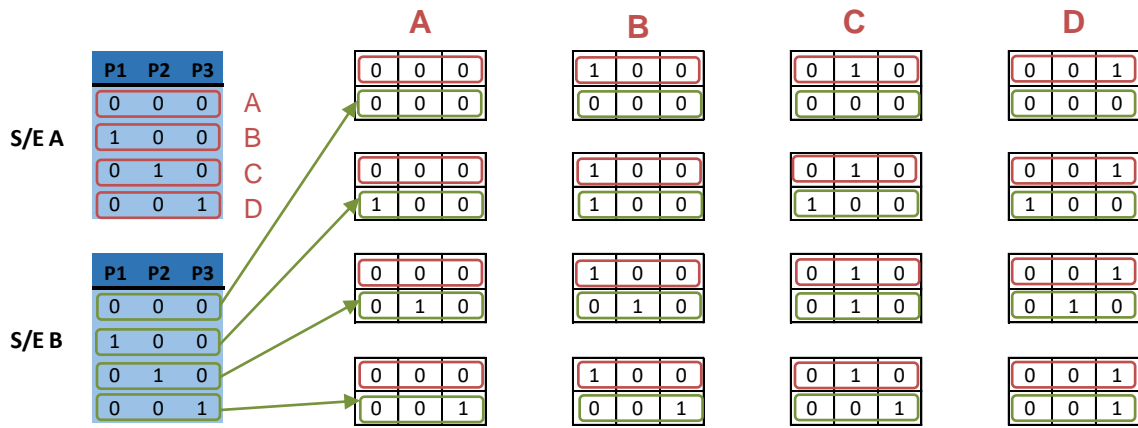


Figura 4-23 Alternativas de ingreso o expansión de subestaciones en los diferentes periodos

Como se puede ver en la Figura 4-23 cada subestación candidata puede o no expandirse o construirse en un periodo en específico, pero no puede realizarlo en

dos o más periodos a la vez, por ejemplo, si la S/E 1 es candidata a expandirse y se lo realizó en el periodo 1 entonces ya no puede expandirse en los próximos periodos, el mismo criterio se utiliza para el caso de una subestación nueva. Finalmente, una subestación candidata tendrá $N + 1$ posibilidades debido a que también tiene la opción de no expandirse o no construirse en ningún periodo.

Ahora bien, si tenemos un número j de subestaciones candidatas, cada una de ellas tendrá $N + 1$ posibilidades para ingresar o expandirse además no existe ninguna restricción de que 2 o más subestaciones estén presentes en el mismo periodo, por lo tanto, se podrá realizar combinaciones dejando como pivote a una determinada asignación e intercambiando las demás asignaciones de otras subestaciones como se muestra en la siguiente figura en el cual se considera 3 periodos y 2 subestaciones candidatas.



A, B, C, D son las posibles alternativas que presenta una S/E

- A

0	0	0
---	---	---

 No se expande
- B

1	0	0
---	---	---

 Se expande en el periodo 1
- C

0	1	0
---	---	---

 Se expande en el periodo 2
- D

0	0	1
---	---	---

 Se expande en el periodo 3

Figura 4-24 Generación de combinaciones para un caso particular de 2 subestaciones y 3 periodos.

En la Figura 4-24 se observa que el número de combinaciones depende directamente de las posibles alternativas que pueda tener una subestación, así como del número total de subestaciones candidatas que exista en el problema. por lo tanto, la ecuación que determina el número de combinaciones posibles se expresa mediante la ecuación (4-12).

$$\text{Número de Combinaciones} = (N + 1)^{nSE} \tag{4-12}$$

Donde:



$N + 1$: Representa el número alternativas de expansión de una S/E.

nSE : Representa el número de subestaciones candidatas.

- **Generación de la “Solución Inicial”.**

El proceso parte de una combinación o configuración de subestaciones candidatas y de las listas de clusters fijos y variables. Como primer paso se determina las subestaciones candidatas que ingresaron o se expandieron en los diferentes periodos y se codifica en el vector solución, además se agrega a la lista general de clusters fijos los clusters pertenecientes a las subestaciones nuevas en caso de que haya algún ingreso de dichas subestaciones. Una vez definido la lista de clusters fijos LCF y la lista de clusters variables LCV se procede a concatenar las dos listas en una lista común denominada $L1$.

A continuación, el algoritmo ingresa en el subproceso (1) cuyo diagrama de flujo se muestra en la Figura 4-26 mismo que consiste en asignar todos los clusters a sus respectivas subestaciones en los diferentes periodos. Para realizar este proceso se analiza cada uno de los clusters de la lista $L1$ y se determina mediante la codificación de los clusters cuál es su subestación de origen y también si pertenece al grupo de clusters fijos de una de las subestaciones nuevas que se haya ingresado, una vez determinado esos dos parámetros se asigna el cluster ya sea a la subestación de origen o a la subestación nueva. Un cluster se puede asignar a la subestación de origen porque no pertenece al grupo de clusters fijos de una subestación nueva o porque dicha subestación no se ingresó en ese periodo, por lo tanto, si un cluster pertenece al grupo de clusters fijos de una subestación nueva y esta subestación se ingresó en el mismo periodo se asignará directamente a la subestación nueva. Este proceso se lo realiza con todos los clusters de la lista $L1$ y para todos los periodos obteniéndose al final la asignación de todos clusters a sus respectivas subestaciones y por ende el vector solución.

Ahora, como siguiente paso se procede a verificar que todas las capacidades de las subestaciones se encuentren en rangos adecuados, es decir, que la demanda no supere la capacidad nominal de la subestación en todos los periodos. En el determinado caso de que una o más subestaciones tengan problemas de cargabilidad el algoritmo ingresa en el subproceso número “2” el cual consiste básicamente en realizar una reasignación de clusters de la subestación sobrecargada a otra subestación que tenga capacidad disponible.

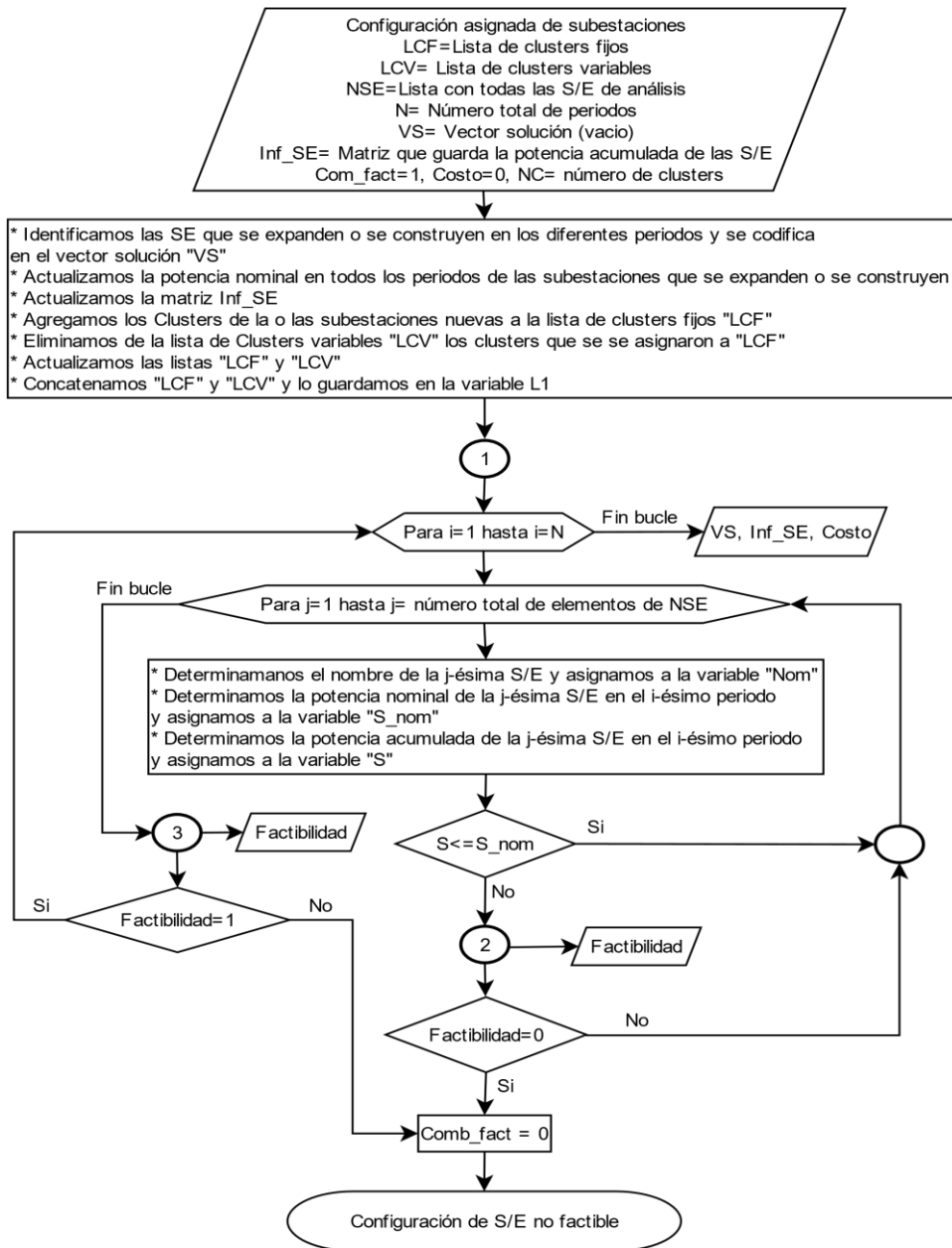


Figura 4-25 Proceso principal para la generación de la “Solución Inicial”.

Para realizar el subproceso número “2” primero se tiene que determinar todos los clusters que fueron asignados a la subestación sobrecargada y a partir de ello verificar para el *j* –ésimo cluster sus respectivos clusters adyacentes y la asignación de subestaciones respectivas para cada uno de ellos, si algún cluster adyacente tiene asignada una subestación diferente a la subestación sobrecarga entonces verificar que dicha subestación pueda aceptar el *j* –ésimo cluster sin que haya problemas de sobrecarga en los diferentes periodos. En el caso de que la subestación vecina acepte el cluster entonces se actualiza el vector solución y la

capacidad de cada subestación y se verifica si se superó el problema de cargabilidad, de no ser así se continua con los próximos clusters de turno hasta superar el problema. Si el problema persiste una vez evaluado todos los clusters asignados a la subestación sobrecargada entonces se determina que la combinación o configuración de subestaciones que se ingresó no es factible. En la Figura 4-27 se puede ver la secuencia de tareas ejecutadas para realizar el intercambio de clusters entre subestaciones vecinas.

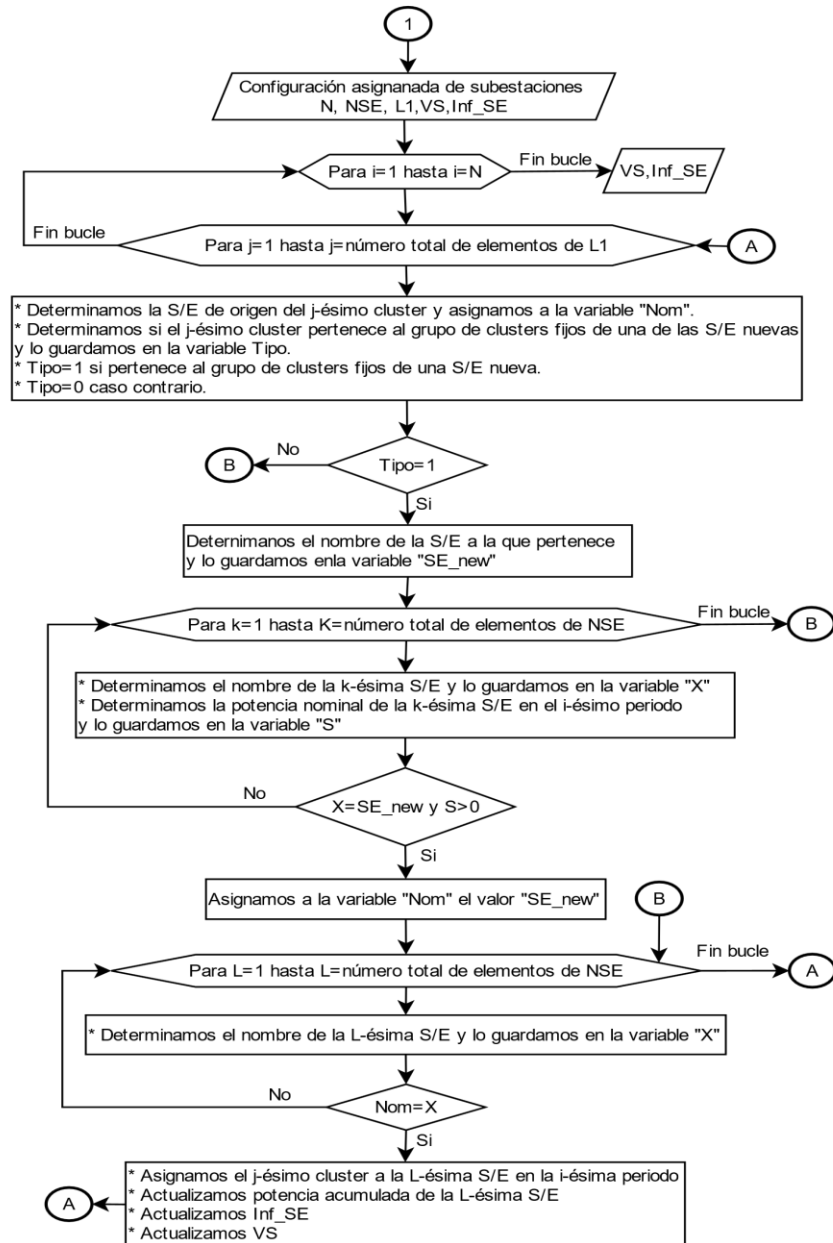


Figura 4-26 Subproceso (1) para la generación de la "Solución Inicial".

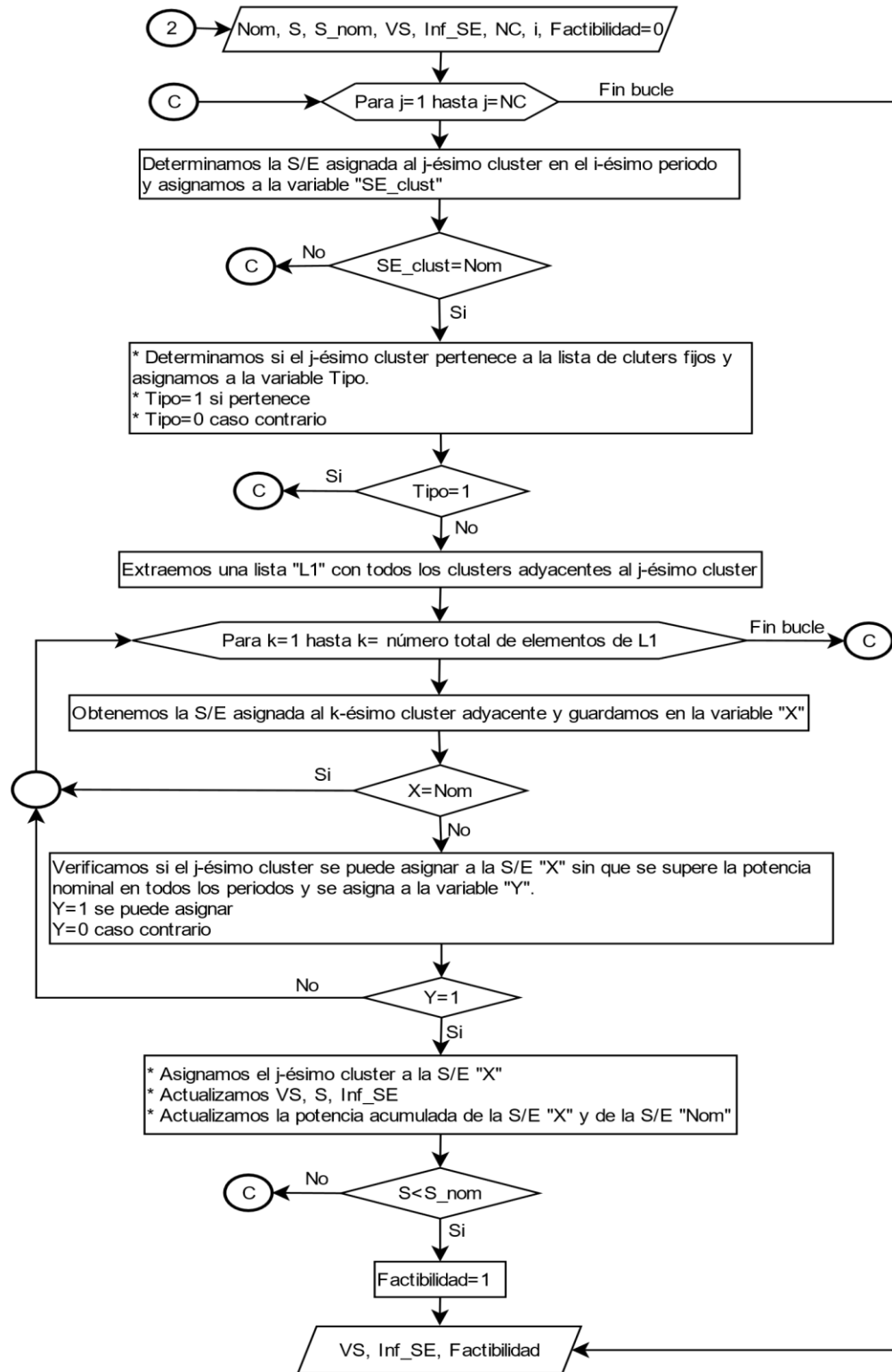


Figura 4-27 Subproceso (2) para la generación de la "Solución Inicial".

Como último paso, una vez que se determina que las capacidades de las subestaciones en estudio no tienen problemas de cargabilidad en ninguno de los periodos se procede a ejecutar el subproceso (3) el cual consiste en determinar los parámetros operativos del sistema mediante la ejecución de flujos de potencia utilizando el software “DIgSILENT PowerFactory”, en este proceso se determina todas las variables eléctricas como voltajes en las barras, cargabilidad en las líneas de subtransmisión y transformadores, convergencia de flujos de potencia, etc. En este punto se debe cumplir que todos los parámetros operativos de la red se encuentren en los rangos normales de operación caso contrario la solución se considera como no valida y se descarta la combinación de las subestaciones ingresadas. En el caso de que se cumpla con todas las restricciones operativas se procede a evaluar la función objetivo determinado así el costo asociado a dicha solución inicial.

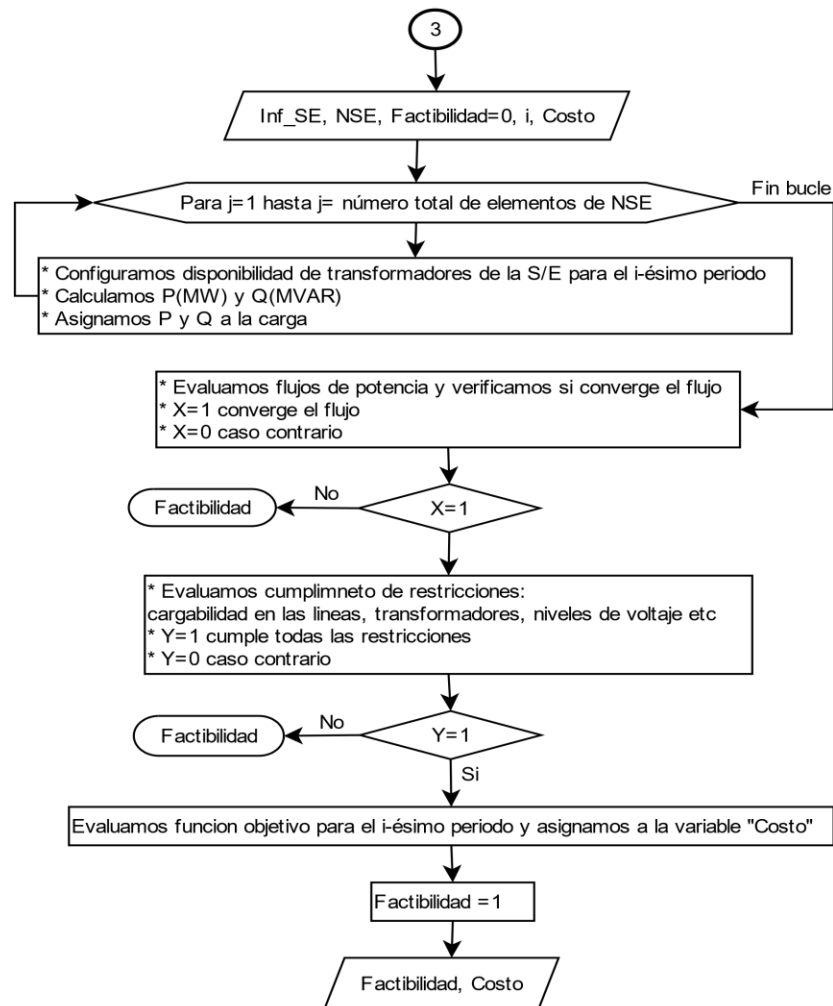


Figura 4-28 Subproceso (3) para la generación de la “Solución Inicial”.

- **Comparación de dos soluciones aplicando la técnica del factor de penalidad.**

Este método fue implementado con la finalidad de cuantificar de alguna manera el número de cambios de clusters de una subestación a otra y penalizarlo de acuerdo a la distancia desde dicho cluster hacia la subestación. Una vez calculado este factor para todos los clusters que presentaron cambios en las diferentes etapas, el valor acumulado de penalidad se le suma al costo total de la función objetivo. Este proceso se realiza para las soluciones involucradas en la comparación y se escoge la solución que tenga el menor costo total. Por ejemplo, para ilustrar el proceso de penalización se muestra un caso de estudio en el cual se tiene dos vectores de solución (A,B) cuyo análisis se realiza para el j -ésimo cluster tal y como se detalla a continuación.

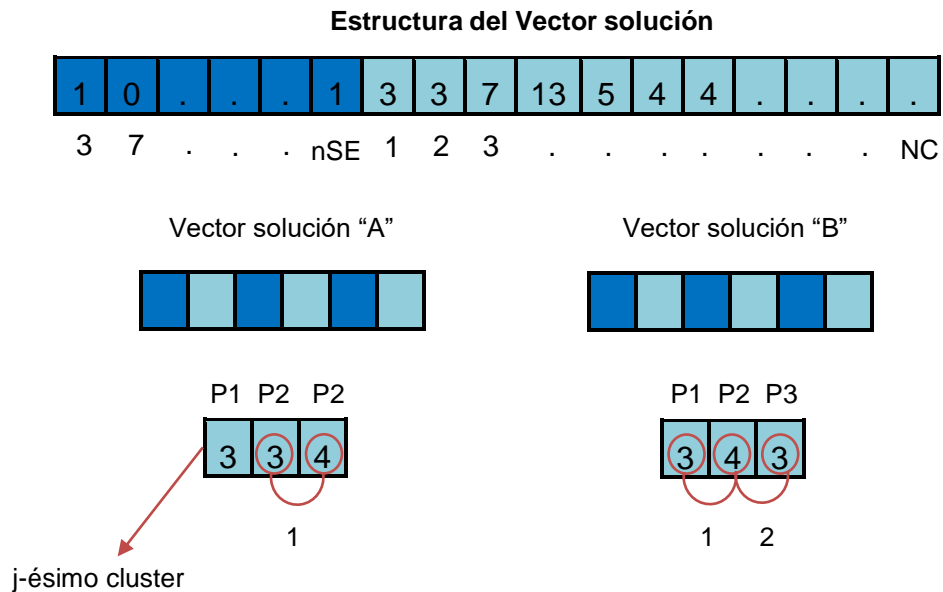


Figura 4-29 Técnica del factor de penalización

Como se puede ver en la Figura 4-29 la solución "A" tiene un solo cambio realizado durante los 3 periodos en comparación a la solución "B" que tiene dos cambios, por lo tanto la penalización para el j -ésimo cluster en la solución "A" será menor que para la solución "B", cabe mencionar que si un cluster no tiene ningún cambio en todos los periodos de planificación y está asignado a una subestación que no sea la de origen, también se le aplicará el factor de penalización. Para relajar la penalidad impuesta y obtener una mayor sensibilidad en la bondad de las soluciones se optó por implementar un factor de penalidad variable que depende del número de clusters adyacentes perteneciente a la subestación asignada, por ejemplo si un

cluster está asignado a una subestación X y está rodeado por B clusters adyacentes, además A de ellos también se encuentra suministrados por la subestación X entonces el factor de penalidad se ve afectado por un porcentaje que se encuentra en un rango $\left[0; 1 - \frac{A}{B}\right]$ por lo tanto a medida que un cluster se encuentra rodeado por más clusters que se encuentren suministrados por la misma subestación el factor se aproxima a cero ,es decir, $A \rightarrow B$, por lo que la influencia de la penalidad impuesta pierde su efecto. En la Figura 4-30 se presenta el diagrama de flujo donde se observa la secuencia de pasos necesarios para la implementación de la técnica de penalización.

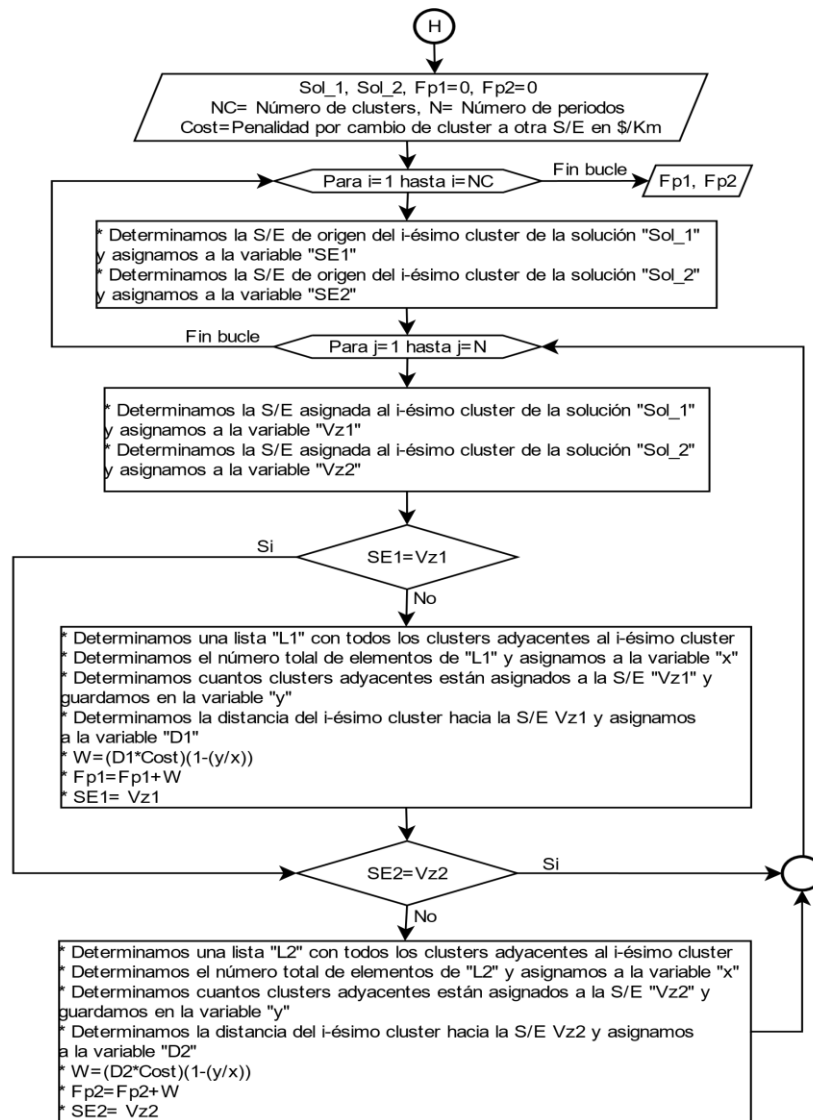


Figura 4-30 Secuencia de pasos para implementar la técnica del factor de penalización.



- **Proceso de búsqueda tabú (Tabu Search).**

El proceso de búsqueda tabú tiene como finalidad tratar de encontrar una mejor solución que la inicial, realizando varias combinaciones y asignaciones de clusters a otras subestaciones en los diferentes periodos de planificación. El proceso de búsqueda está basado en la memoria de corto plazo como se presentó en la Figura 3-6, donde los parámetros de entrada y las estrategias de búsqueda y control están relacionados con la solución inicial, periodo tabú, generación de soluciones vecinas y el criterio de aspiración los cuales se tendrán que definir para iniciar el algoritmo.

La solución inicial viene dada por la salida del algoritmo implementado para la generación de la solución inicial para una determinada combinación de subestaciones, esta solución viene asociada con su respectivo costo inicial y se los asigna como la mejor solución y costo al inicio del proceso de búsqueda, posteriormente se asignará otra solución a medida que avance el proceso y se encuentra soluciones de mejor calidad.

En cuanto a los parámetros relacionados con el periodo tabú y el criterio de aspiración, en este trabajo se ha optado por establecer un valor de 7 para el periodo tabú en base pruebas experimentales donde se ha podido comprobar el deterioro o mejora de la calidad de las soluciones y también la influencia que tiene este sobre los tiempos totales de ejecución del algoritmo. El criterio de aspiración implementado en este proceso fue la “aspiración por objetivo” el cual consiste en verificar si se ha encontrado una solución que mejora el valor asociado a la mejor solución encontrada hasta el momento, en ese caso se ignora la restricción de estado tabú y se asigna como la nueva mejor solución.

Para la generación de soluciones vecinas, la técnica implementada consiste en realizar cambios en la asignación de subestaciones al grupo de clusters variables, cada solución vecina generada consistirá en un cambio en la asignación de una subestación a un cluster, por ejemplo, si un cluster está asignado a una subestación “A” y tiene como subestaciones vecinas al grupo conformado por las subestaciones (B, C, D) entonces se podría generar tres soluciones vecinas ya sea asignando el cluster a la subestación B, C o D siempre que se cumpla con ciertas restricciones impuestas por el problema. En el caso de tener varios periodos el número de soluciones vecinas se incrementa exponencialmente debido a las múltiples combinaciones que se pueden generar entre las subestaciones vecinas y los diferentes periodos de estudio. Para ilustrar la técnica implementada, en la Figura 4-31 se presenta las posibles soluciones vecinas que se puede generar para un determinado cluster.

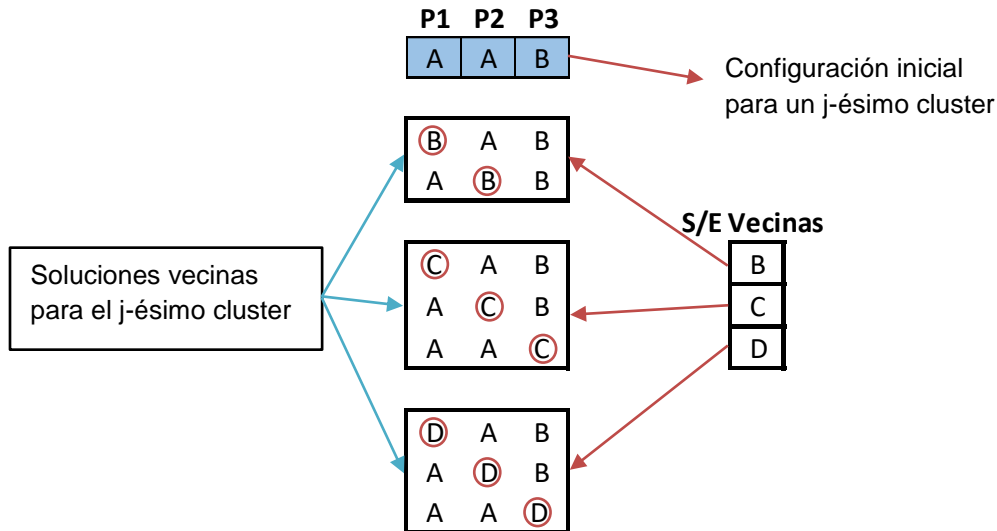


Figura 4-31 Generación de soluciones vecinas

Como se puede ver en la Figura 4-31 para una configuración inicial de un determinado cluster que tiene 3 subestaciones vecinas se podrá generar nuevas soluciones intercambiando una subestación vecina a la vez en los diferentes periodos, este proceso se lo realiza para cada uno de los clusters variables generando así una vecindad de soluciones.

Cabe mencionar que existe más combinaciones que se podría realizar, pero estas podrán o no llevarse a cabo en futuras iteraciones dependiendo de las nuevas configuraciones (solución semilla o incumbente) que se presenten en cada iteración y de la disponibilidad (estado tabú) que tengan los clusters para realizar intercambios.

El criterio de parada que se utilizó para terminar el proceso de búsqueda se basa en los siguientes criterios:

1. Número máximo de iteraciones
2. Número máximo de iteraciones de no mejora de la “mejor solución encontrada”.

Después de que se cumpla uno de los dos criterios mencionados anteriormente, el proceso de búsqueda terminará dando como resultado la “mejor solución encontrada” y el costo asociado a la misma.

Una vez definido los parámetros de entrada y la estrategia de generación de soluciones vecinas, se detallará la secuencia de tareas realizadas durante la



ejecución del proceso búsqueda tabú el cual también se puede ver en la Figura 4-32.

El algoritmo tiene como punto de partida una solución inicial W y un costo asociado al mismo $W1$, al inicio de las iteraciones estos valores se asignan como la mejor solución Z y el mejor costo $Z1$, posteriormente estas variables podrán tomar otros valores a medida que se encuentre soluciones de mejor calidad. A partir de la solución inicial denominada también solución semilla o incumbente se procede a realizar movimientos que generan soluciones vecinas X como se explicó en párrafos anteriores, una vez determinado dichas soluciones para un determinado cluster, se verifica que cumpla con algunas restricciones impuestas en el problema como son 1) restricciones de cargabilidad de subestaciones, 2) variación máxima de distancia y 3) criterios de espacialidad.

El primero consiste en verificar que la subestación vecina a la cual se pretende asignar el cluster tenga la capacidad suficiente para aceptar a dicho cluster y no presente problemas de cargabilidad en los periodos posteriores, la segunda restricción toma en consideración que la diferencia entre las distancias desde el cluster hacia la subestación vecina y la actual sea menor que un determinado valor, por ejemplo si la distancia de un cluster hacia la subestación actual es de 5 km y hacia la subestación vecina que se pretende asignar es de 12 km, además si se fija un rango máximo de 4 km entonces la diferencia de las distancias supera el rango impuesto, por lo tanto el cluster no cumple dicha restricción. Por último, la restricción de espacialidad tiene que ver con la distribución de clusters en el área de servicio de las subestaciones, es decir si un cluster j se asigna a una subestación vecina "A" y todos los clusters adyacentes a dicho cluster están asignados a la subestación "B" entonces espacialmente no habrá conexión entre el cluster j y la subestación vecina "A" por lo tanto la solución vecina no es válida.

Una vez que la solución vecina cumple todos los criterios mencionados, se procede a evaluar la validez de la configuración mediante el cálculo de flujos de potencia utilizando el software DlgSILENT Power Factory, el cual permitirá obtener todos los parámetros operativos de la red y verificar que se encuentren dentro de los rangos establecidos, en el caso de que algún elemento se encuentre fuera de los límites permitidos, la solución será considerada como no factible y se continua con la evaluación de la siguiente solución vecina, por el contrario si cumple todas las condiciones operativas del sistema, se calcula la función de costos y se determina el costo asociado a dicha solución.

A continuación, la solución vecina X se compara con la mejor solución de todo el vecindario Y evaluado hasta el momento teniendo en consideración además de los



costos también el factor de penalidad. Si la solución X resulta ser mejor que Y , entonces se asigna a X como la mejor solución vecina Y .

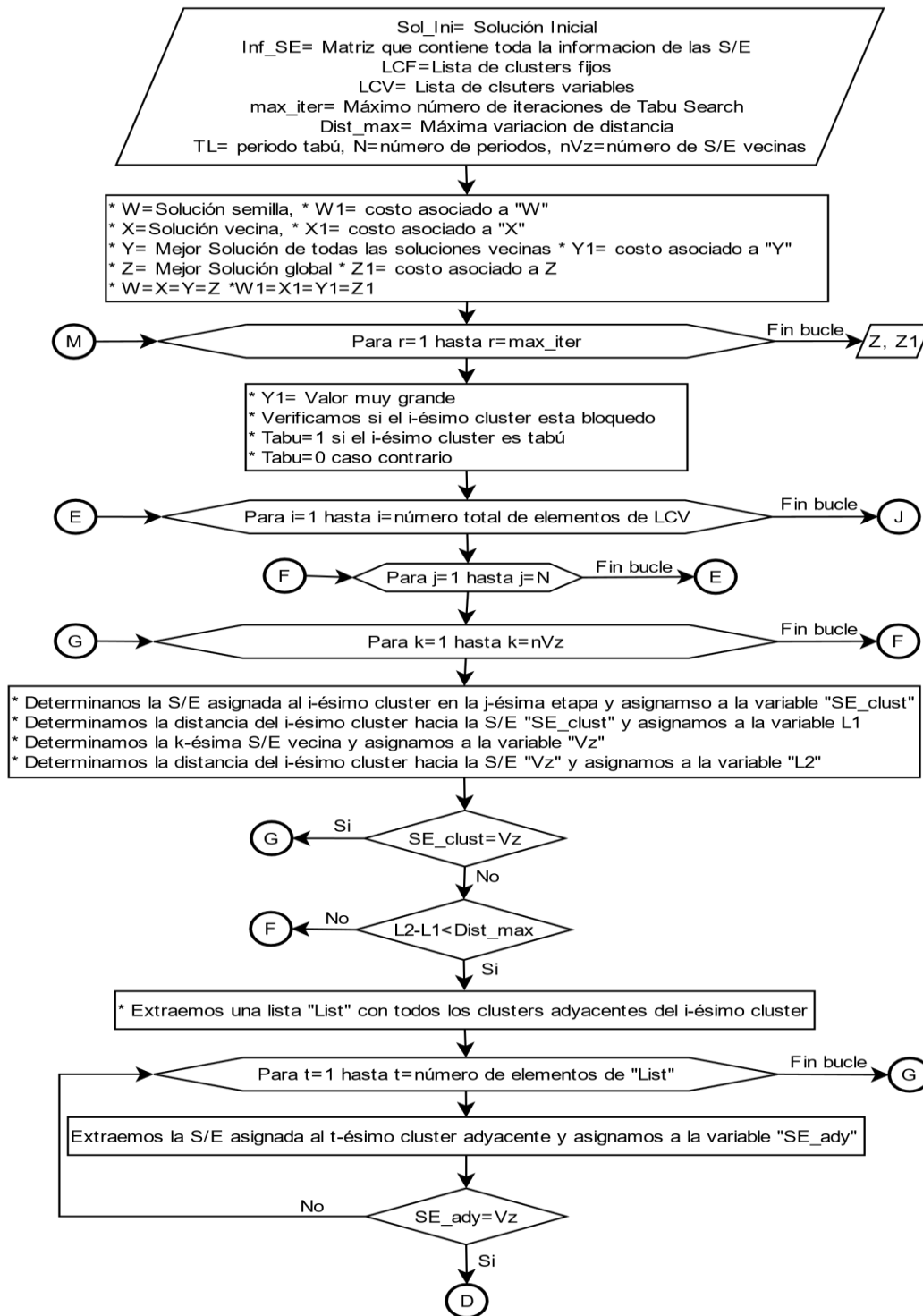


Figura 4-32 Proceso de búsqueda tabú.

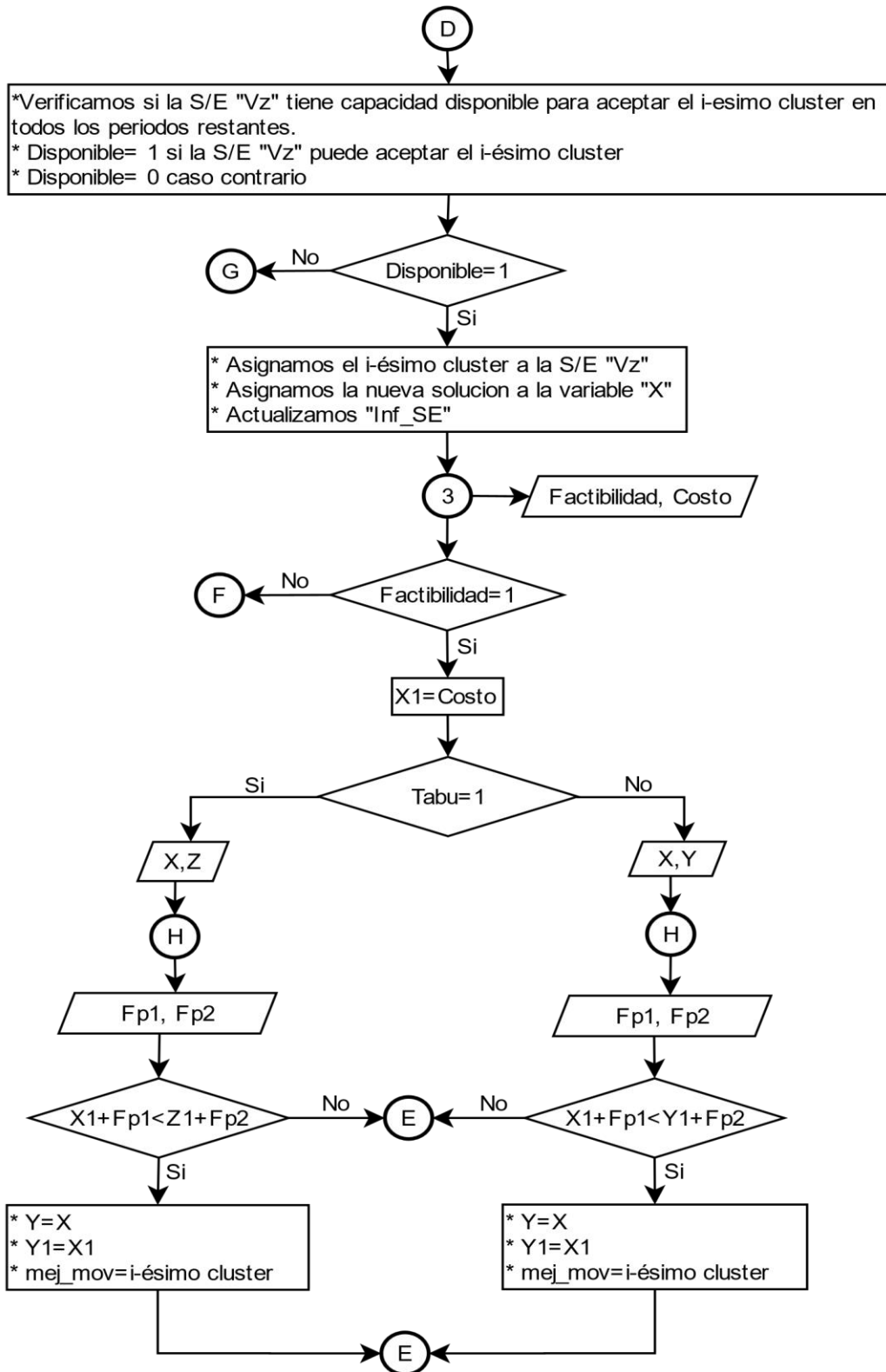


Figura 4-33 Continuación de la Figura 4-32 conexión con el punto (D)

Este proceso se realiza para el grupo de clusters variables. Cabe mencionar que antes de realizar la comparación se verifica que el cluster no pertenezca a la lista tabú, es decir no esté bloqueado de lo contrario el criterio de aspiración determinará si la solución entra al proceso de comparación o se ignora la solución vecina.

Cuando se haya encontrado la mejor solución del vecindario Y , se actualiza la lista tabú y se asigna a Y como la nueva solución semilla W a partir de la cual se realizará la búsqueda en la siguiente iteración. Como último paso se compara la solución W con la mejor solución encontrada hasta el momento Z , si W tiene mejores valores de la función objetivo incluyendo el factor de penalidad con respecto a Z , se asigna a W como la nueva mejor solución Z y se continua con la siguiente iteración. Este proceso se repite hasta cumplir uno de los criterios de parada obteniéndose al final la mejor solución y el mejor costo.

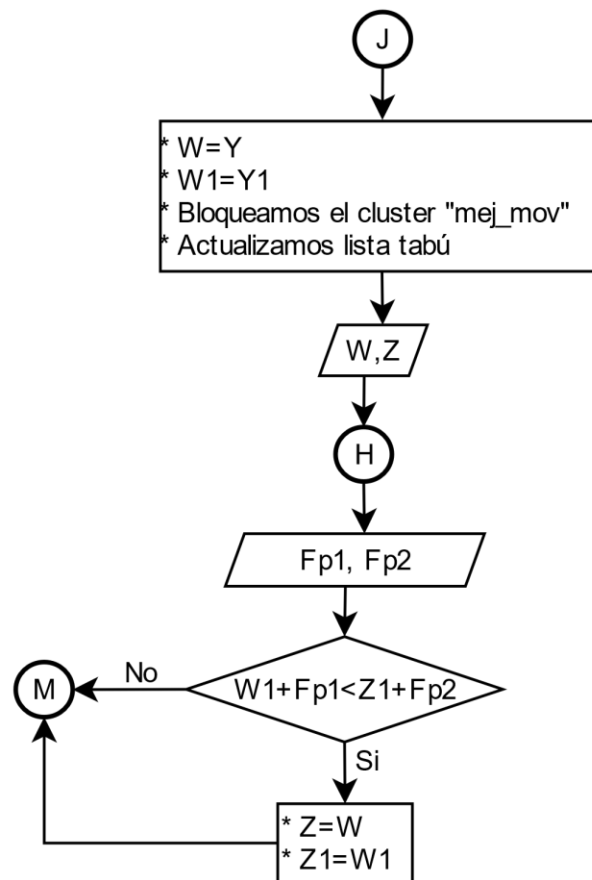


Figura 4-34 Continuación de la Figura 4-32 conexión con el punto (J).

4.4.4 Algoritmo principal.

El algoritmo principal es el encargado de ejecutar cada función descrita en las secciones anteriores, mismo que se lo implementó de una forma modular con la



finalidad de poder realizar cualquier tipo de modificación o agregar nuevas funciones sin que afecte a la estructura principal del mismo. A continuación, se explicará la secuencia de ejecución de las diferentes funciones involucradas en dicho algoritmo las cuales permitirán obtener la solución final al problema del PES.

El algoritmo parte de una generación de todas las combinaciones posibles de ingreso o expansión de subestaciones candidatas asignadas en los diferentes periodos y para cada combinación se realiza el siguiente procedimiento:

1. Tomando como dato de entrada una determinada combinación se busca generar una solución inicial (*Sol_Ini*) factible que cumpla todas las restricciones impuestas en el problema, en el determinado caso de que no sea posible encontrar una solución inicial se da paso a la siguiente combinación.
2. Una vez encontrada una solución inicial factible se procede a evaluar el costo asociado a dicha solución (*Cost_Ini*) y se avanza a la siguiente etapa que consiste en mejorar la solución inicial reasignando los dominios eléctricos (clusters) a otras subestaciones pero manteniendo la misma combinación o configuración de subestaciones en los diferentes periodos, para realizar esta tarea se aplicó la metaheurística búsqueda tabú misma que tiene como parámetro de entrada una solución inicial (*Sol_Ini*) y un costo asociado a la misma (*Cost_Ini*).
3. Una vez terminado el proceso de búsqueda se obtiene una mejor solución parcial (*Mej_Sol*) y un costo asociado (*Mej_Cost*) y se procede a determinar unos factores de penalidad (*Fp1, Fp2*) con respecto a la mejor solución encontrada mediante la búsqueda y la mejor solución global encontrada hasta el momento (*Mej_Sol_Global*), cada valor se suma al costo asociado respectivamente y se realiza una comparación para determinar si la solución encontrada mediante la búsqueda es mejor que la solución global, de ser así, se actualiza los valores del vector solución y el costo de la mejor solución global a los nuevos valores encontrados mediante "Tabu Search" y se avanza a la siguiente combinación.

En la Figura 4-35 se presenta un diagrama de flujo donde se puede comprender de mejor manera la secuencia de ejecución de los diferentes procesos mencionados en los párrafos anteriores.

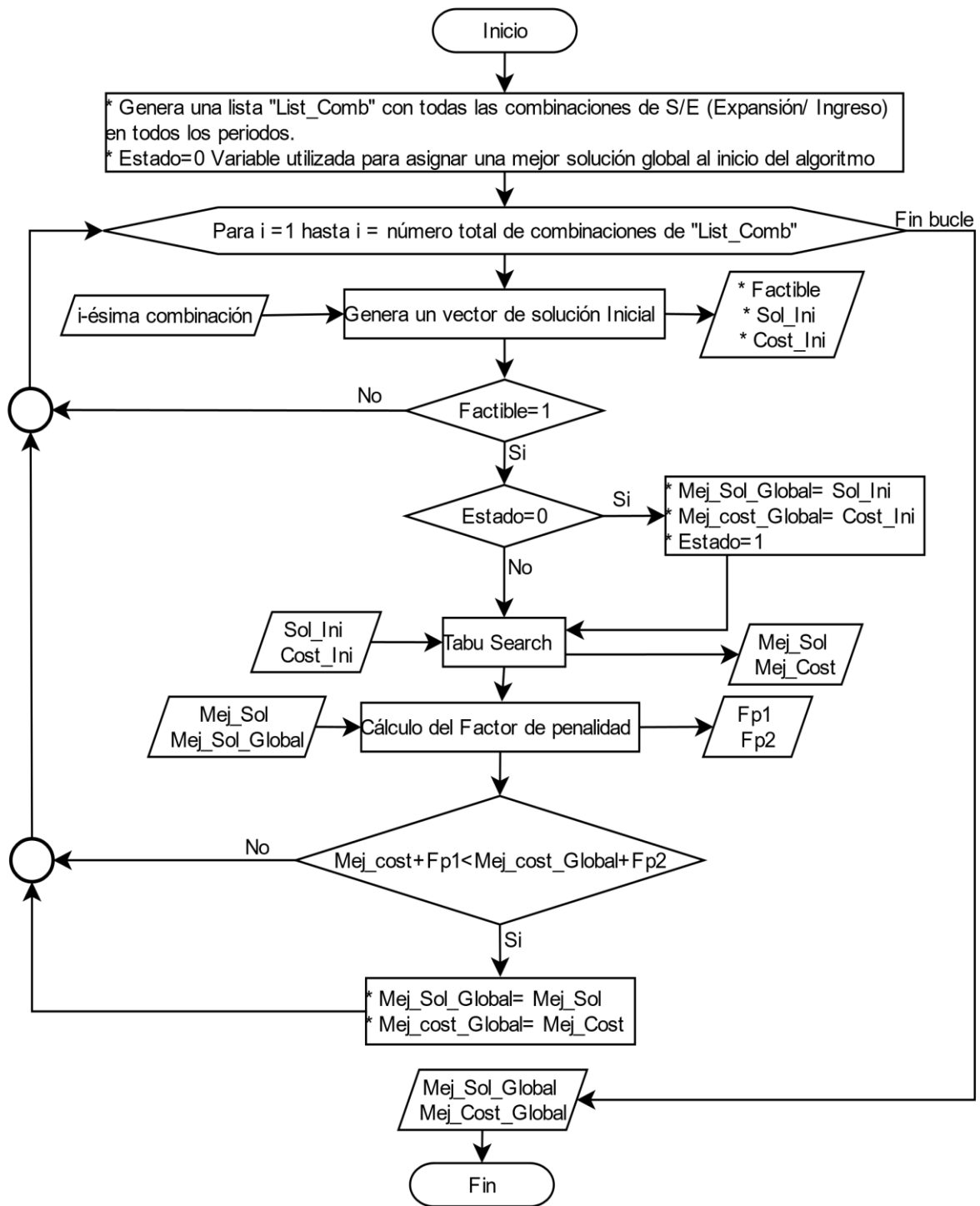


Figura 4-35 Flujograma del algoritmo principal.



CAPÍTULO V: ANALISIS EXPERIMENTAL.

5.1 Introducción.

En los capítulos anteriores se han revisado las bases teóricas y los algoritmos utilizados para la implementación tanto de la función de costos como de la metodología de solución al problema de la planificación de la expansión de subestaciones (PES).

En este capítulo se realiza la descripción del caso de estudio planteado y los resultados obtenidos de los diferentes algoritmos que se implementaron para dar solución a la problemática, los cuales fueron obtenidos al aplicar el PES a la red de subtransmisión propuesta por la E.E.R.C.S.C.A con la finalidad de determinar una configuración óptima de expansión y así atender la creciente demanda de los próximos años correspondientes al horizonte de planificación establecido.

Para mostrar los resultados obtenidos, al capítulo se lo ha dividido en cuatro secciones. En la primera sección se detalla todos los aspectos tanto técnicos como económicos relacionados con el caso de estudio, mismos que servirán como parámetros de entrada en los algoritmos implementados. En la segunda sección se detalla el estudio preliminar realizado al sistema de subtransmisión con la finalidad de determinar las desviaciones que presentan los parámetros operativos en respuesta al incremento de la demanda durante el horizonte de planificación. En la tercera sección se presenta un resumen de las alternativas propuestas por la E.E.R.C.S.C.A. para dar solución a los problemas operativos de los diferentes elementos del sistema de subtransmisión determinados durante el estudio preliminar. Por último, en la cuarta sección se presenta los resultados obtenidos de los diferentes algoritmos utilizados para determinar la configuración óptima de la expansión de subestaciones la cual servirá para seleccionar de entre las alternativas presentadas en la tercera sección aquellas que garanticen un equilibrio entre la parte técnica y económica.

5.2 Caso de estudio.

Para verificar la validez del modelo matemático y el algoritmo propuesto se ha tomado el área que cubre la red de subtransmisión perteneciente al anillo central mismo que abarca en su gran mayoría la provincia del Azuay, específicamente aquellas áreas que cubren la zona urbana y rural del cantón Cuenca como se muestra en la Figura 5-1.

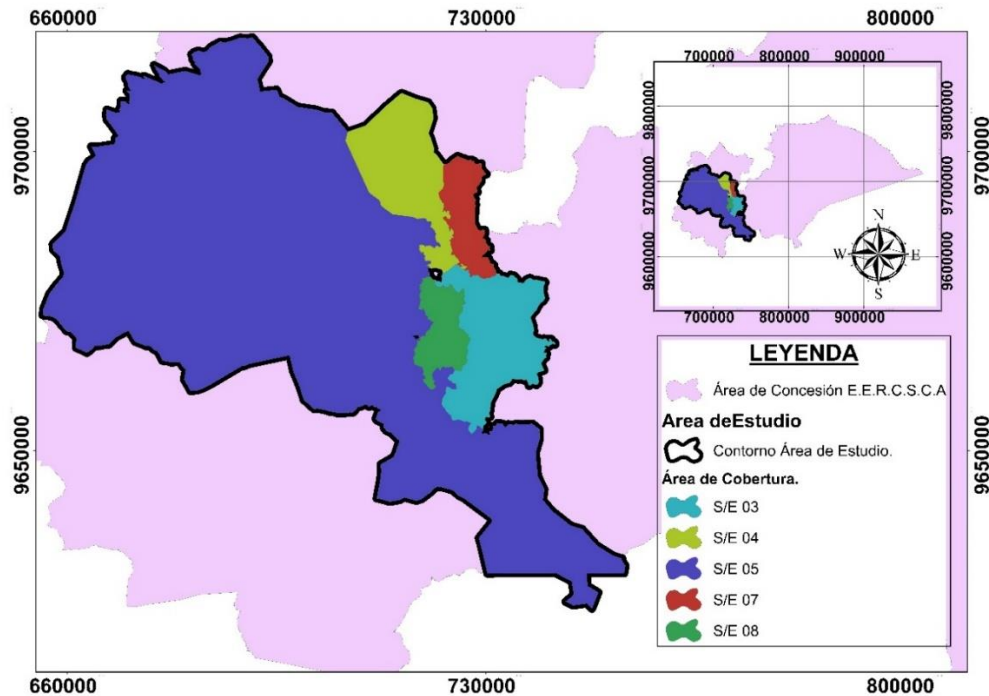


Figura 5-1 Área de estudio.

5.2.1 Sistema de subtransmisión para el caso de estudio.

El sistema de subtransmisión en estudio es aquel perteneciente al anillo central de la E.E.R.C.S.C.A. mismo que consta de seis subestaciones de reducción 69/22 kV las cuales poseen una capacidad total instalada de 200.5/261.5 MVA ONAN y ONAF respectivamente. Este sistema toma energía desde dos puntos de interconexión con el Sistema Nacional de Trasmisión (Cuenca, Sinincay) mediante el patio de 69 kV así como de las centrales de generación pertenecientes a la empresa “ElecAustro” para energizar las diferentes subestaciones que forman parte del caso de estudio.

Como se puede observar en la Figura 5-1, al año base existen cinco áreas de cobertura pertenecientes a las diferentes subestaciones en análisis a pesar de que se mencionó un total de seis subestaciones conectadas al anillo, este hecho se debe a que la S/E 06 (“Verdillo”) tiene como única carga a la S/E 01 (“Luis Cordero”) con un nivel de voltaje de 22/6.3 kV que alimenta a una determinada área del centro histórico de la ciudad Cuenca y que no es considerada en el caso de estudio. A continuación, se presentan figuras y tablas que muestran en detalle las características del sistema en estudio.

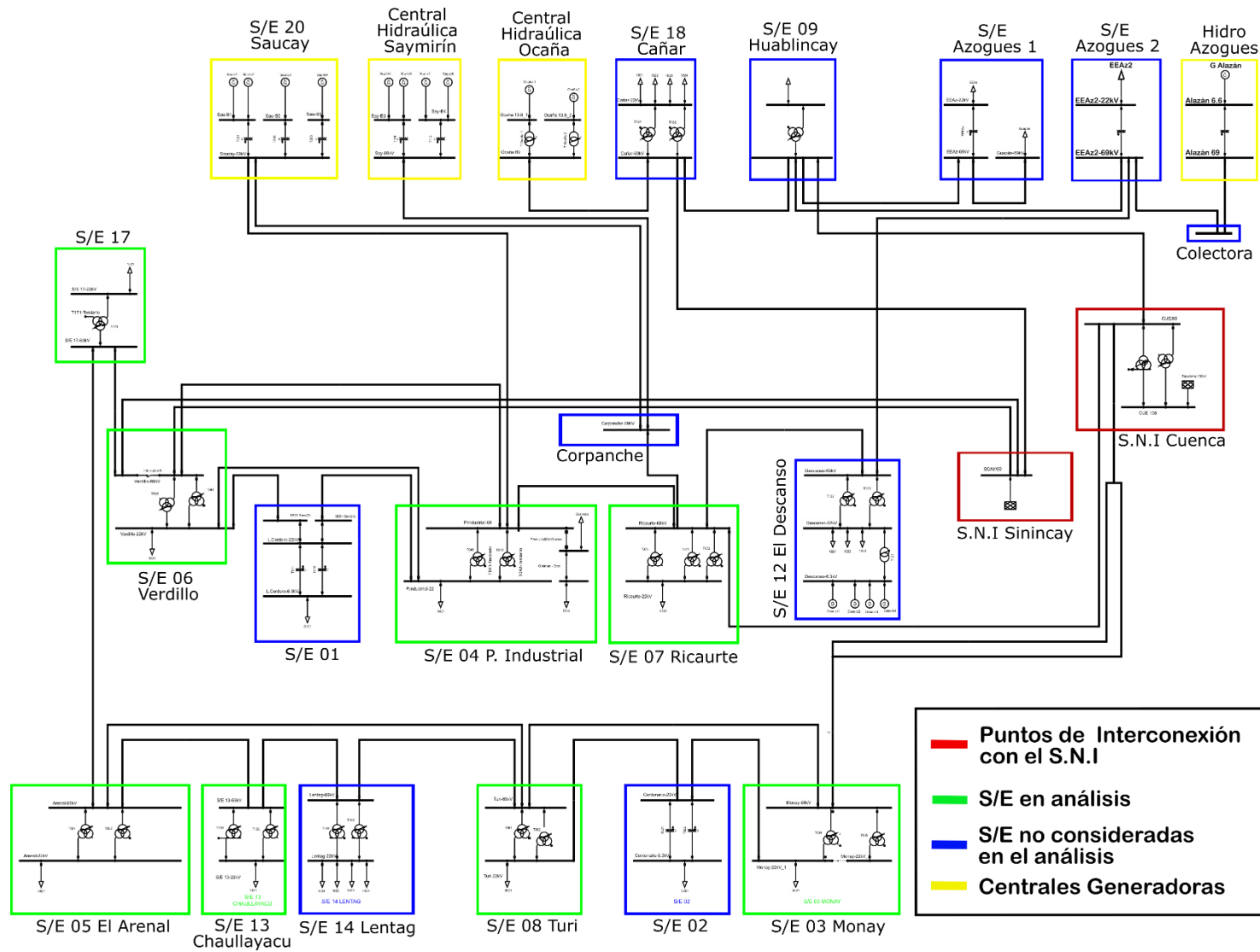


Figura 5-2 Diagrama unifilar para el caso de estudio.



Tabla 5-1 Características operativas de las subestaciones implicadas en el caso de estudio.

Descripción		Nivel de Voltaje [kV]		Transformador de potencia		
				Nombre	Capacidad [MVA]	
Código	Nombre	V_p	V_s			ONAN
S/E 03	Monay	69	22	T034	24	32
S/E 03	Monay	69	22	T035	24	32
S/E 04	Parque Industrial	69	22	T041	24	32
S/E 04	Parque Industrial	69	22	T042	24	32
S/E 05	El Arenal	69	22	T051	24	32
S/E 05	El Arenal	69	22	T052	24	32
S/E 06	Verdillo	69	22	T061	10	12.5
S/E 07	Ricaurte	69	22	T071	10	12.5
S/E 07	Ricaurte	69	22	T072	12,5	12.5
S/E 08	Turi	69	22	T081	24	32
Total					200,5	261,5

Tabla 5-2 Alimentadores primarios considerados para el caso de estudio.

Descripción		Alimentadores Primarios										Total
		Código	Nombre									
S/E 03	Monay	0321	0322	0323	0324	0325	-	-	-	-	-	5
S/E 04	Parque Industrial	0421	0422	0423	0424	0425	0426	0427	-	-		7
S/E 05	El Arenal	0521	0522	0523	0524	0525	0526	0527	-	0529	05210	9
S/E 06	Verdillo	S/E 01	-	-	-	-	-	-	-	-		0
S/E 07	Ricaurte	0721	0722	0723	-	-	-	-	-	-		3
S/E 08	Turi	0821	0822	0823	0824	-		-	-	-		4
Total											28	

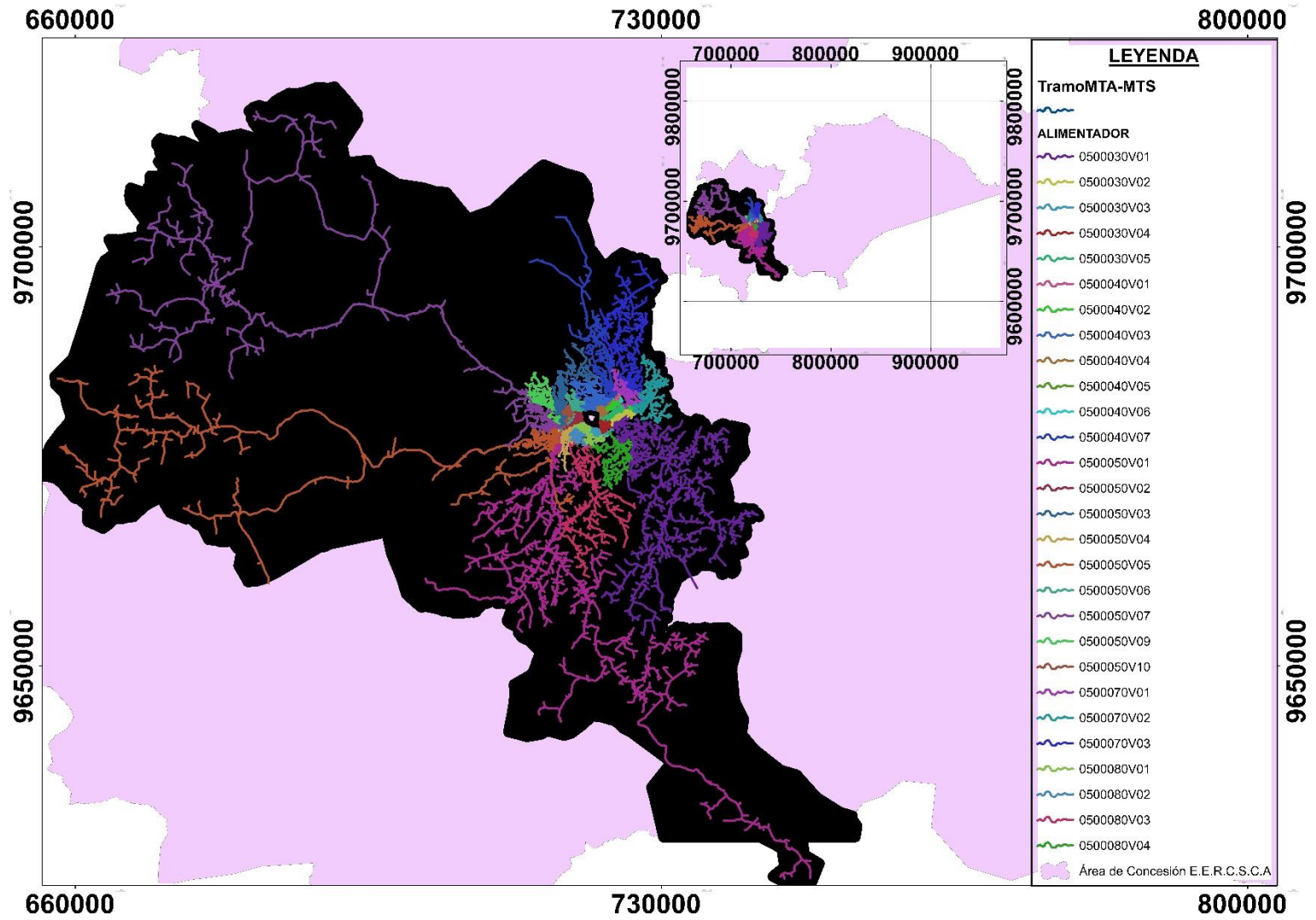


Figura 5-3 Distribución de la Red de MV área y subterránea para el caso de estudio.

5.2.2 Horizonte de planificación para el caso de estudio.

La metodología empleada para dar solución a la problemática planteada se fundamenta en la planificación dinámica a largo plazo (multietapa coordinado), en el cual se ha definido un horizonte de planificación de 16 años, mismo que se ha dividido en 3 etapas de 4 años cada una, tomando como base el año 2020 tal y como se muestra en la Figura 5-4.

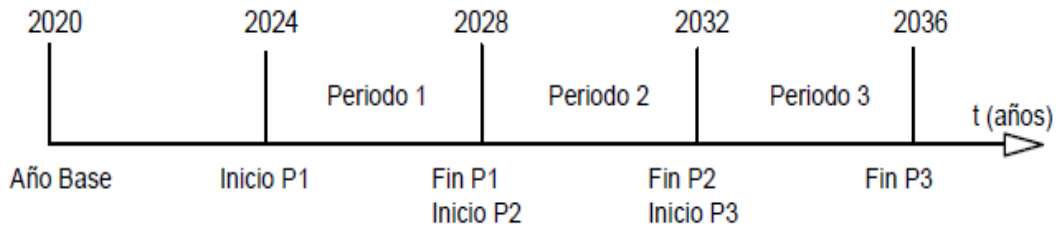


Figura 5-4 Periodos de planificación.

5.2.3 Pronóstico de carga para el caso de estudio.

El pronóstico de carga presentado a continuación como dato de entrada fue realizado mediante el método “Proyección Espacial de la Demanda” (PED) el cual incluye una estimación de la magnitud y ubicación geográfica de la carga para diferentes años (Véase [88]). Para nuestro caso de estudio se ha tomado la proyección de carga para los años 2024, 2028 y 2032. Desde la Figura 5-5 a la Figura 5-8 se presenta espacialmente la densidad de carga para cada periodo establecido, finalmente, en la Tabla 5-3 y la Figura 5-9 se presenta la proyección de potencia máxima coincidente (kW) para la hora de demanda máxima, con el cual se realizará el estudio preliminar.

Tabla 5-3 Escenario de crecimiento de carga esperado por S/E para el caso de estudio.

Descripción		Año 2020	Año 2024	Año 2028	Año 2032
Código	Nombre	Potencia Máxima Coincidente [kW].	Potencia Máxima Coincidente [kW].	Potencia Máxima Coincidente [kW].	Potencia Máxima Coincidente [kW].
S/E 03	Monay	22781,83256	25710,76302	28700,78656	31907,26051
S/E 04	Parque Industrial	27140,84717	31334,62188	35306,73922	39778,38999
S/E 05	El Arenal	43380,37088	51752,09591	60902,24529	71536,83931
S/E 07	Ricaurte	17190,25921	20282,18811	23936,31531	28233,09331
S/E 08	Turi	14492,1374	16596,45611	18987,04399	21644,32773
Total		124985,4472	145676,125	167833,1304	193099,9109

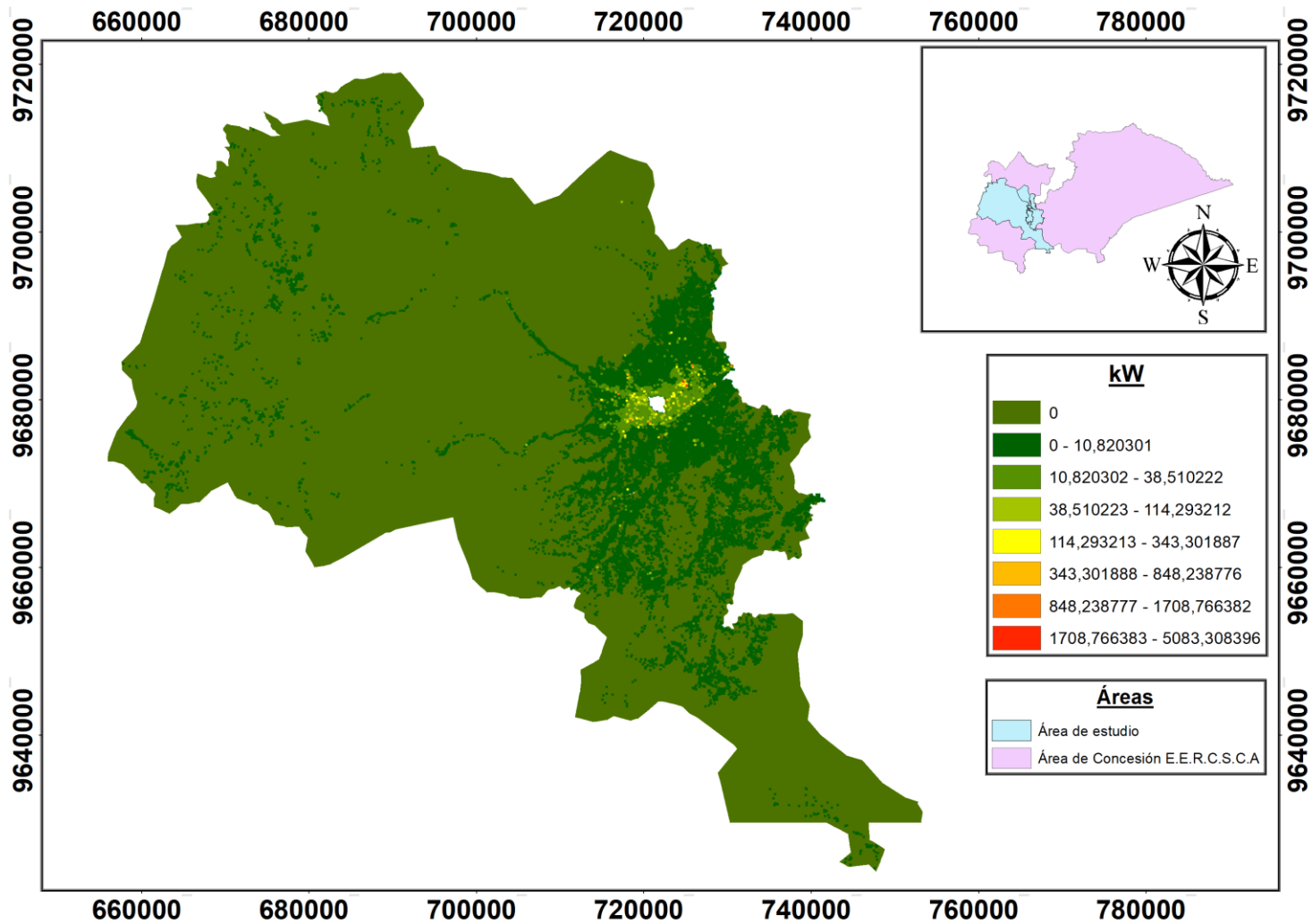


Figura 5-5 Mapa de densidad de carga al año base.

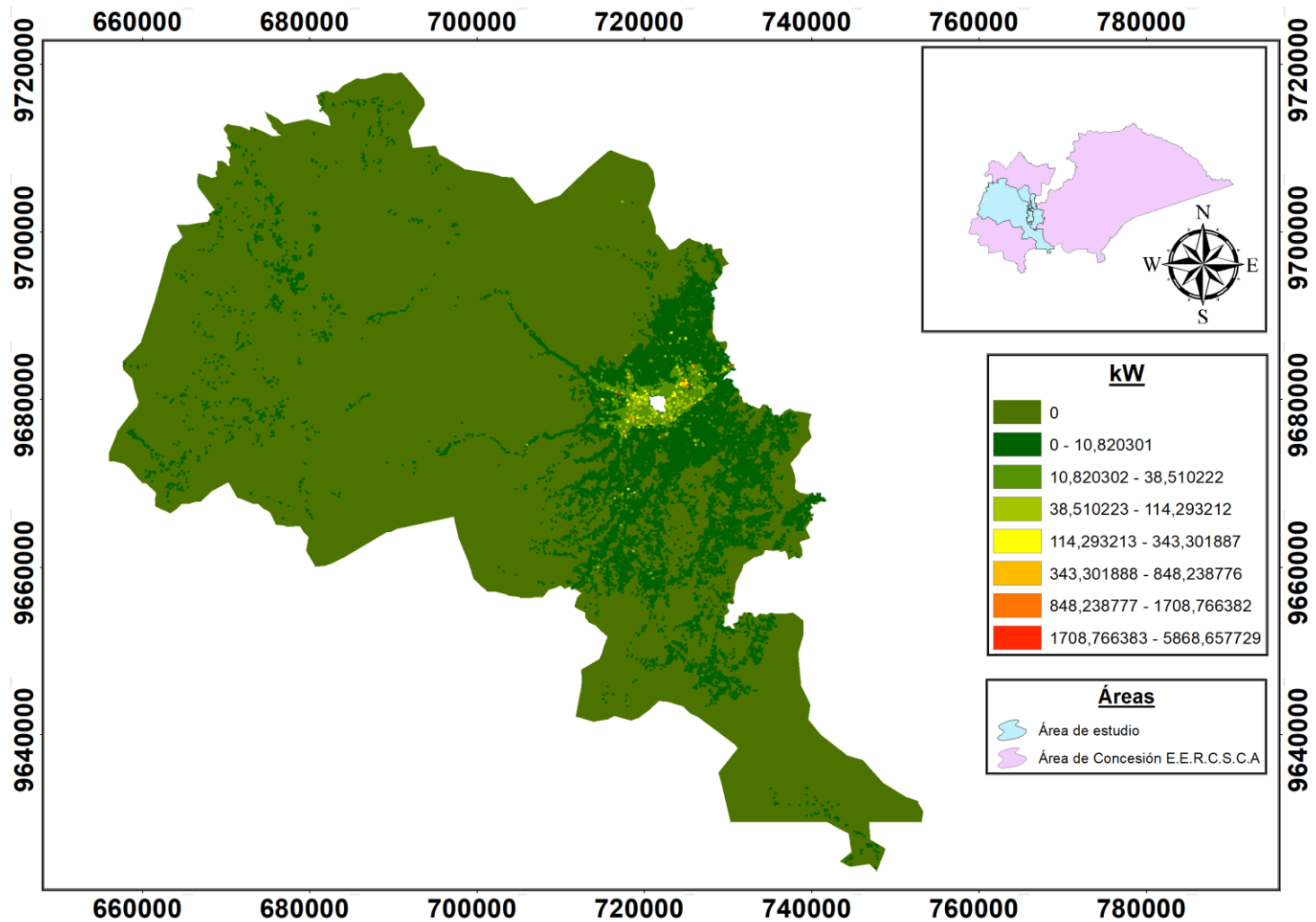


Figura 5-6 Mapa de densidad de carga al año 2024 (Periodo 1).

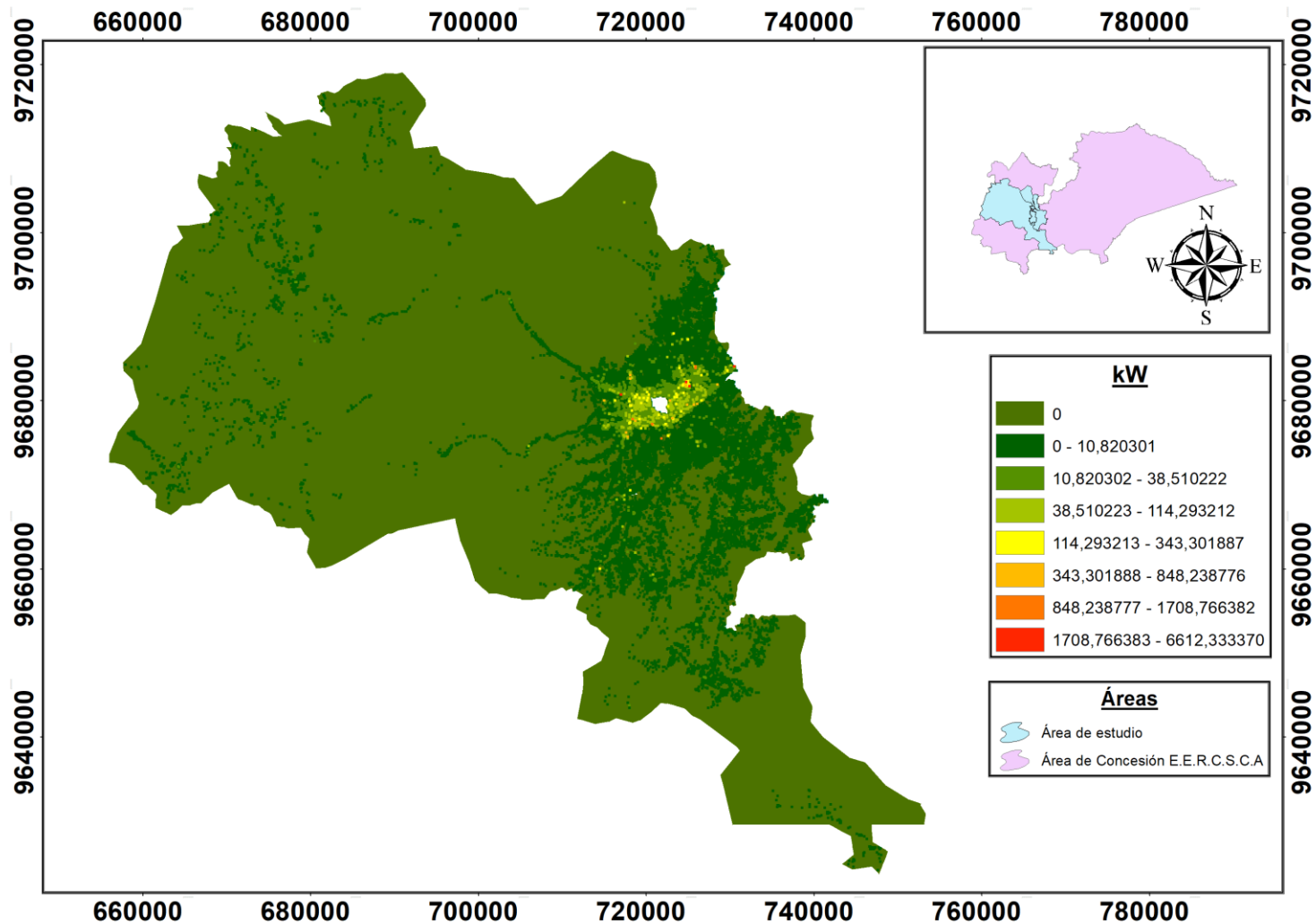


Figura 5-7 Mapa de densidad de carga al año 2028 (Periodo 2).

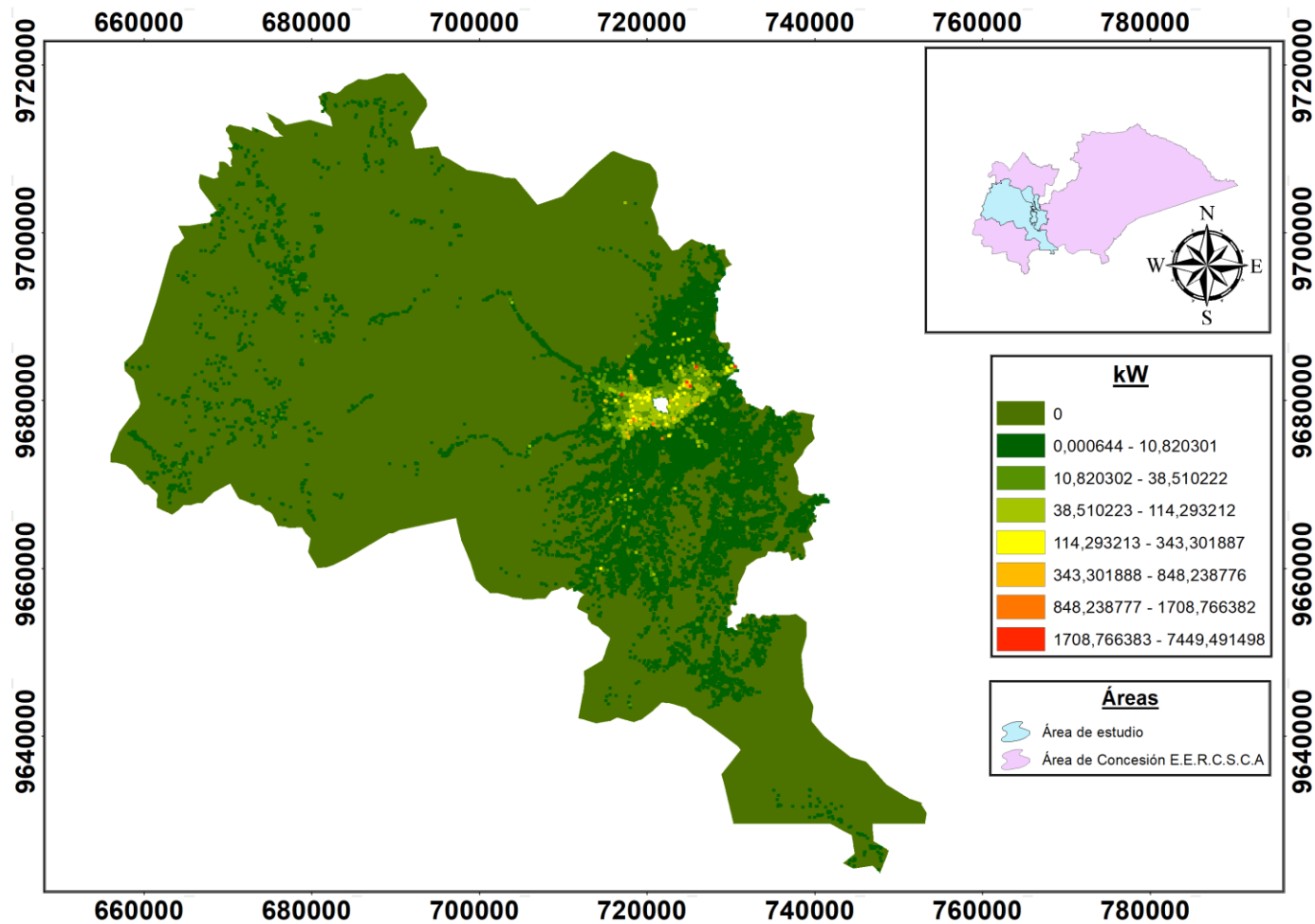


Figura 5-8 Mapa de densidad de carga al año 2032 (Periodo 3).

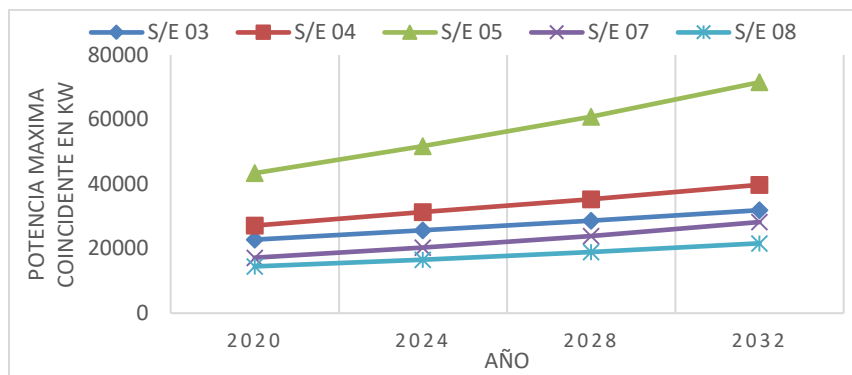


Figura 5-9 Escenario de crecimiento de carga esperado por S/E para el caso de estudio.

En la Tabla 5-4 se presenta un escenario de crecimiento de carga esperado por alimentadores para el caso de estudio.

Tabla 5-4 Escenario de crecimiento de carga esperado por alimentadores primarios.

Alimentador	Año 2020 Potencia Máxima Coincidente [kW].	Año 2024 Potencia Máxima Coincidente [kW].	Año 2028 Potencia Máxima Coincidente [kW].	Año 2032 Potencia Máxima Coincidente [kW].
0500030V01	7236,700019	8167,073008	9116,919209	10135,52696
0500030V02	3535,937336	3990,497402	4454,540015	4952,163593
0500030V03	3526,566611	3979,922029	4442,734865	4939,039671
0500030V04	3881,187587	4380,131068	4889,482977	5435,694708
0500030V05	4601,441004	5193,139512	5797,109496	6444,835574
0500040V01	2498,354498	2884,339547	3249,842727	3661,290864
0500040V02	2633,510612	3040,730171	3426,92942	3861,823748
0500040V03	4533,60213	5234,204813	5897,762934	6644,768661
0500040V04	2825,118271	3261,586921	3674,894845	4140,156941
0500040V05	5083,308396	5868,657729	6612,33337	7449,491498
0500040V06	5601,2356	6466,602464	7286,049594	8208,503937
0500040V07	3965,71766	4578,500236	5158,926332	5812,354345
0500050V01	5829,836562	6955,058399	8184,890753	9614,267914
0500050V02	3870,880088	4618,033951	5434,645588	6383,761038
0500050V03	5893,841856	7031,466016	8274,847299	9719,98025
0500050V04	4658,601238	5556,38534	6537,817316	7678,249495
0500050V05	5737,637137	6845,110801	8055,538701	9462,371238
0500050V06	4271,813548	5096,302394	5997,407372	7044,71876
0500050V07	3587,775883	4280,285221	5037,172408	5916,872487
0500050V09	5331,119974	6360,128053	7484,795961	8791,953047
0500050V10	4198,864591	5009,325734	5895,129895	6924,665082
0500070V01	4168,119852	4913,4355	5787,91228	6814,91283
0500070V02	7147,728379	8435,596649	9961,056979	11755,45324
0500070V03	5874,410976	6933,155964	8187,346056	9662,72724
0500080V01	5851,394067	6699,641648	7662,985978	8733,445371
0500080V02	4413,566193	5056,190846	5786,218917	6598,105399
0500080V03	2046,071127	2343,033646	2680,552489	3055,705651
0500080V04	2181,106013	2497,589972	2857,28661	3257,071311
Total	124985,4472	145676,125	167833,1304	193099,9109

5.2.4 Información técnica y económica.

- **Información técnica de las S/E en estudio.**

Los datos técnicos de las S/E en estudio corresponden a la capacidad nominal, factor de potencia, variación de voltaje en las barras y disponibilidad de la infraestructura civil para posibles expansiones. En la Tabla 5-5 se presenta la información técnica de todas las subestaciones implicadas en el caso de estudio.

Tabla 5-5 Datos técnicos de las diferentes subestaciones en estudio

Subestaciones			Transformadores		Disponibilidad	
Código	Nombre	Factor de potencia	Nombre	Capacidad [MVA] ONAN	Tipo	Expansión/Construcción
3	Monay	0,982	T034	24	-	-
			T035	24	-	-
4	Parque Industrial	0,996	T041	24	-	-
			T042	24	-	-
5	El Arenal	0,979	T051	24	-	-
			T052	24		
6	Verdillo	0,987	T061	10	Candidata	Expansión
7	Ricaurte	0,984	T071	10	Candidata	Expansión
			T072	12,5		
8	Turi	0,983	T081	24	Candidata	Expansión
13	Chaulayacu	0,983	T131	10	Candidata	Construcción
17	Los Cerezos	0,983	T171	24	Candidata	Construcción

Cabe mencionar que la subestación 13 “Chaulayacu” a pesar de que en el año base forma parte del anillo central del sistema de subtransmisión tomando un pequeño porcentaje de carga, se lo ha clasificado como una subestación candidata a construcción debido a la variedad de adecuaciones que se requiere para que entre en operación.

Para simplicidad en la planificación, se ha optado por unificar el valor del factor de potencia de los diferentes alimentadores a un valor referencial que fue determinado a partir de las mediciones realizadas por la E.E.R.C.S.C.A en las diferentes subestaciones de estudio para el periodo 2019-2020 durante el día de la demanda máxima.

En cuanto a la variación de los niveles de voltaje en las barras, la E.E.R.C.S.C.A se rige a los lineamientos establecidos por la ARCONEL y por lo tanto como ya se presentó en Tabla 2-2, la variación permitida depende del nivel de voltaje que se



manejo, en este caso en específico, la red de subtransmisión opera a un nivel de voltaje de 69 KV y los alimentadores primarios a un nivel de 22 kV, por lo tanto la variación permitida corresponde a +/-5% y +/-6% del voltaje nominal respectivamente.

- **Información Económica**

Los costos de inversión referenciales que se utilizó en este trabajo fueron tomados de [37] y hacen referencia a los costos que se incurren al construir o expandir una subestación mismos que se presentan en la Tabla 5-6.

Tabla 5-6 Costos involucrados en la construcción o expansión de una S/E.

Inversiones	Valores referenciales
Un Módulo 24/32 [MVA] para una S/E existente	\$ 593.420
Construcción de una nueva S/E con 1 x 24/32 [MVA]	\$ 2.048.966
Construcción de una nueva S/E con 2 x 24/32 [MVA]	\$ 2.598.429
Vida útil (años)	35
Tasa efectiva	8,0%
Costos de operación y mantenimiento	3,0%

El costo de operación y mantenimiento depende directamente de los costos de inversión en los cuales se incurre durante la planificación y su valor se lo calcula como el 3% del costo de inversión.

5.3 Estudio preliminar.

Para determinar el comportamiento de todos los elementos del sistema de subtransmisión para los próximos años que comprenden el horizonte de planificación, se realizó una simulación de flujos de potencia utilizando el software “DIgSILENT Power Factory” considerando el crecimiento de carga en las diferentes subestaciones de análisis y para todos los periodos del horizonte de planificación, obteniéndose como resultado los diferentes parámetros operativos de los elementos que conforman el sistema en estudio.

5.3.1 Cargabilidad en los elementos del sistema de subtransmisión.

Para el cálculo de la cargabilidad de los elementos del sistema de subtransmisión (líneas de subtransmisión, transformadores de potencia) se tomó como referencia el valor de la capacidad nominal de los diferentes elementos mismos que son dados

por el fabricante. A continuación, se presenta los niveles de cargabilidad de dichos elementos para los diferentes periodos de estudio.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.**

En la Tabla 5-7 se presenta los niveles de cargabilidad de las líneas de subtransmisión pertenecientes a la E.E.R.C.S.C.A calculadas a partir de la relación entre la potencia total transmitida desde una barra hacia otra y su respectiva capacidad nominal.

Tabla 5-7 Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.

Líneas de Subtransmisión	Cargabilidad [%]			
	2020	2024	2028	2032
Azogues (09)-Cañar (18)	27,09	27,64	28,22	28,91
Sinincay- Verdillo (06)	28,16	33,88	40,30	47,94
Sinincay - Verdillo (06)- 2	16,25	19,48	22,81	26,66
Cuenca-Monay (03)	49,32	55,61	62,52	70,50
Cuenca-Monay (03)-1	47,85	53,96	60,66	68,41
Cuenca-Ricaurte (07)	54,86	60,64	66,88	74,17
El Arenal (05)-Léntag (14)	6,29	5,94	5,57	5,15
El Arenal (05)-Turi (08)	31,34	36,70	42,72	50,03
Monay (03)-Turi (08)	67,98	76,56	86,28	97,81
P. Industrial (04)-Ricaurte (07)	22,73	24,40	25,79	27,32
Ricaurte (07)-El Descanso (12)	29,87	29,38	28,85	28,22
Verdillo (06)-El Arenal (05)	28,20	33,92	40,34	47,99
S/E 09-EEAz2	14,21	13,89	13,53	13,11
S/E12-EEAz2	13,06	12,73	12,37	11,95
S/E 07 S/E 19	12,21	12,02	11,86	11,69
Sinincay – S/E18	5,44	5,26	5,09	4,94
Turi (08)-Lentag (14)	8,98	9,28	9,61	10,02
Turi (08)-P. Centenario (02)	42,29	42,53	42,82	43,18
Verdillo (06)-P. Industrial (04)	10,51	13,74	17,07	20,93
SE01-Verdillo (06)	27,55	27,58	27,61	27,65

Como se puede ver, en cada uno de los periodos ninguna línea presenta problemas de sobrecarga, por lo tanto, no es necesario realizar ningún tipo de análisis para estos elementos.

- **Cargabilidad en los transformadores de potencia.**

En la Tabla 5-8 se presenta los niveles de cargabilidad de los transformadores de potencia pertenecientes a cada una de las subestaciones en estudio. Como se puede ver, desde el primer periodo la S/E 05 y S/E 08 superan la capacidad máxima permitida por lo que se requiere tomar acciones para corregir el problema presentado. En el segundo periodo la S/E 07 se suma a la lista de subestaciones sobrecargadas haciéndose notar que es necesario realizar procesos de planificación para la implementación de proyectos como reconfiguración de la red, expansión o construcción de subestaciones de tal forma que el sistema pueda atender a las cargas futuras con los niveles de calidad requeridos.

Tabla 5-8 Cargabilidad en los transformadores de potencia.

Subestaciones		Transformadores		Cargabilidad [%]			
Código	Nombre	Nombre	Capacidad [MVA] ONAN	2020	2024	2028	2032
3	Monay	T034	24	48,77	55,16	61,72	68,80
		T035	24	48,77	55,16	61,72	68,80
4	Parque Industrial	T041	24	57,88	66,97	75,65	85,51
		T042	24	57,72	66,82	75,51	85,37
5	El Arenal	T051	24	96,17	115,85	137,94	164,50
		T052	24	96,17	115,85	137,94	164,50
6	Verdillo	T061	10	49,69	49,75	49,80	49,87
7	Ricaurte	T071	10	81,79	97,00	115,23	137,05
		T072	12,5	77,90	92,39	109,75	130,53
8	Turi	T081	24	91,07	100,81	112,04	124,79

- **Niveles de voltaje en las barras.**

Como se puede ver en la Tabla 5-9, ninguna subestación en estudio presenta problemas con respecto a las variaciones de voltaje ya sea en las barras de 69 kV cuyo rango de variación permitido es de $\pm 5\%$ o en el caso de las barras de 22 kV cuyo rango permitido es de $\pm 6\%$ con respecto a los valores nominales, por lo tanto, no se requiere realizar ningún correctivo con respecto a este parámetro operativo.

Tabla 5-9 Voltaje en las diferentes barras de las subestaciones en estudio.

Subestaciones		Barras		Voltaje [p.u]			
Código	Nombre	Nombre	Voltaje Nominal[kV]	2020	2024	2028	2032
3	Monay	Monay-69 kV	69	1,004	1,003	1,002	1,000
		Monay-22 kV	22	1,019	1,017	1,014	1,011
4	Parque Industrial	P. Industrial-69 kV	69	0,994	0,993	0,991	0,989
		P. Industrial-22 kV	22	1,012	1,009	1,006	1,002
5	El Arenal	Arenal-69 kV	69	0,984	0,979	0,974	0,968
		Arenal-22 kV	22	0,986	0,977	0,965	0,950
6	Verdillo	Verdillo-69 kV	69	0,995	0,994	0,993	0,992
		Verdillo-22 kV	22	1,015	1,014	1,013	1,011
7	Ricaurte	Ricaurte-69 kV	69	0,997	0,996	0,994	0,993
		Ricaurte-22 kV	22	0,978	0,973	0,966	0,958
8	Turi	Turi-69 kV	69	0,991	0,988	0,984	0,980
		Turi-22 kV	22	0,972	0,967	0,961	0,953

5.3.2 Determinación del factor de pérdidas.

El cálculo del factor de pérdidas se realizó utilizando la ecuación (2-9), misma que tiene como parámetros de entrada las pérdidas promedio del sistema y el valor máximo de pérdidas de energía.

Para determinar las pérdidas promedio del sistema, se tomó como referencia las mediciones de pérdidas realizadas por la E.E.R.C.S.C.A durante las 8760 horas del año correspondiente al periodo 2019-2020, además, de este conjunto de datos también se determinó las pérdidas máximas de energía. En la Tabla 5-10 se muestra los valores obtenidos de cada parámetro y a partir de ello se calculó el correspondiente factor de pérdidas.

Tabla 5-10 Parámetros para el cálculo del Factor de pérdidas.

Pérdidas promedio	17689,553	MWh /Año
Pérdidas en el día de la demanda máxima	2,948	MW/h
Factor de pérdidas (Fp)	0,685	

5.4 Alternativas de expansión.

El departamento de planificación de la E.E.R.C.S.C.A con la finalidad de atender adecuadamente a las cargas actuales y futuras, así como garantizar que las condiciones operativas del sistema se encuentren en niveles adecuados, tiene planificado diferentes alternativas a corto, mediano y largo plazo para dar solución a los problemas operativos que se presenten en el sistema durante los próximos años. Dentro de las alternativas que tiene planificado la E.E.R.C.S.C.A para resolver



problemas de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones pertenecientes a nuestro caso de estudio se puede mencionar los siguientes [89]:

- Construcción de la S/E 17 (Los Cerezos) con la finalidad de tomar carga de las subestaciones vecinas que se prevé que van a tener problemas de cargabilidad en los próximos años.
- Expansión de la S/E 07 (Ricaurte) mediante el cambio de la unidad de transformación de 12.5 MVA por una de 24/32 MVA 69/22 kV con el objetivo de atender la carga futura.
- Construcción de la S/E 13 (Chaulayacu) para cubrir el incremento de carga del Parque Industrial de Chaulayacu.
- Expansión de la S/E 08 (Turi) mediante el incremento de un módulo de transformación de 24/32 MVA 69/22 kV con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de los próximos años.
- Repotenciación de la S/E 06 (Verdillo) mediante el cambio de la unidad de transformación de 10 MVA por una de 24 MVA 69/22 kV de tal forma que pueda tomar carga de las subestaciones vecinas.

La solución óptima al problema planteado permitirá seleccionar de todas las alternativas mencionadas, aquellas que permitan garantizar el cumplimiento de las condiciones normales del sistema, así como, el periodo de ingreso de las mismas de tal forma que cumpla con las restricciones operativas en cada periodo y minimice los costos totales garantizando así un equilibrio entre la parte económica y la parte técnica.

5.5 Resultados de los algoritmos utilizados para dar solución al problema de la planificación de la expansión de subestaciones (PES).

5.5.1 Algoritmo para la agrupación de carga y generación de la matriz distancia OD.

Para establecer los datos de entrada del algoritmo se ha tomado en consideración los valores que se encuentran en Tabla 5-11:

Tabla 5-11 Datos de entrada para el agrupamiento de carga.

Parámetros	Valores
dl	0.5 MW
W	2.25 MW

Del conjunto de datos en análisis se han creado 110 clusters de los cuales 10 nodos de carga superaron la demanda umbral dl de 0.5 MW por lo que fueron etiquetados

como clusters directamente y por ende consigo llevaron las posiciones X e Y de cada nodo según corresponda. Un claro ejemplo son los clusters etiquetados como “0500040V05CE0” y “0500040V06CE0” cuyos nodos de carga pertenece a las industrias Cartopel y Graitman respectivamente. En la Tabla 5-12 se presenta todos los clusters con sus respectivos parámetros asociados al proceso de etiquetado CE_i .

Tabla 5-12 Clusters pertenecientes a la etiqueta CE_i .

C/D	2020[kW]	2024[kW]	2028[kW]	2032[kW]	X	Y
0500070V03CE0	1197,976461	1413,887738	1669,656396	1970,532847	725874,4516	9684101,72
0500070V03CE1	697,3165304	822,9938767	971,8713533	1147,005114	725874,4516	9683901,72
0500070V02CE0	1708,766382	2016,737317	2381,559914	2810,723242	730474,4516	9684101,72
0500050V03CE0	526,3931364	627,9970757	739,0464368	868,1147229	718074,4516	9682601,72
0500040V05CE0	5083,308396	5868,657729	6612,33337	7449,491498	724774,4516	9682201,72
0500040V06CE0	4472,320358	5163,274661	5817,56424	6554,100181	725174,4516	9681701,72
0500050V09CE0	1614,910469	1926,619065	2267,305072	2663,270961	716974,4516	9680701,72
0500050V04CE0	848,2387761	1011,965077	1190,91189	1398,894703	718374,4516	9677801,72
0500080V02CE0	1083,677578	1240,93268	1419,669047	1618,328855	720674,4516	9677201,72
0500080V03CE0	696,4935337	797,5634127	912,4395771	1040,120794	721774,4516	9675501,72

Desde Tabla 5-13 a la Tabla 5-15 se presentan todos los clusters con sus respectivos parámetros asociados al proceso de etiquetado C_i , donde se puede observar que ningún cluster para los diferentes años supera la demanda máxima permitida W de 2.25 MW.

Tabla 5-13 Clusters pertenecientes a la etiqueta C_i (Métodos K - Means y Lukes) parte 1.

C/D	2020[kW]	2024[kW]	2028[kW]	2032[kW]	X	Y
0500040V06C0	1128,915242	1303,327803	1468,485354	1654,403755	725013,1163	9681810,87
0500040V01C0	1224,834366	1414,066019	1593,256305	1794,971402	724813,1998	9682062,04
0500040V01C1	1273,520132	1470,273527	1656,586422	1866,319463	724596,5892	9681838,7
0500040V04C0	356,0028225	411,0037308	463,0860769	521,7153461	723772,1776	9681416,75
0500040V04C1	1273,793437	1470,589056	1656,941935	1866,719986	722720,3604	9680675,16
0500040V04C2	1195,322012	1379,994133	1554,866833	1751,72161	723101,271	9680106,51
0500030V04C0	1385,04159	1563,094688	1744,86214	1939,783397	722871,3591	9678847,58
0500030V04C1	1416,531707	1598,632995	1784,533087	1983,886048	723373,6986	9678322,34
0500030V04C2	1079,61429	1218,403384	1360,087749	1512,025263	723455,9611	9679081,98
0500050V02C0	1212,564678	1446,612844	1702,418864	1999,732096	719611,3447	9679537,35
0500050V02C1	1168,831029	1394,437765	1641,017612	1927,607628	719898,599	9679116,19
0500050V02C2	350,5121372	418,167681	492,112697	578,0560684	718816,0818	9678669,66
0500050V02C3	1138,972243	1358,815661	1599,096416	1878,365245	720205,1277	9679890,82
0500030V02C0	1413,205054	1594,878687	1780,342202	1979,226992	724593,4826	9679351,94
0500030V02C1	1422,459303	1605,32261	1792,000616	1992,187786	726003,5938	9680097,02
0500030V02C2	700,2729793	790,296105	882,1971972	980,7488152	724915,6907	9679836,19
0500030V03C0	1424,978281	1608,165414	1795,174001	1995,715674	722434,7159	9677698,46

Tabla 5-14 Clusters pertenecientes a la etiqueta C_i (Métodos K - Means y Lukes) parte 2.



C/D	2020[kW]	2024[kW]	2028[kW]	2032[kW]	X	Y
0500070V02C4	1200,542742	1416,91654	1673,233099	1974,754083	729469,9914	9684554,86
0500070V02C5	765,0516283	902,93687	1066,275829	1258,421523	728310,7738	9681999,59
0500080V03C0	1349,577593	1545,470233	1768,112912	2015,584857	720474,9782	9671816,21
0500040V07C0	1378,797176	1591,815423	1793,530093	2020,600963	722531,0997	9688404,81
0500040V07C1	1361,515986	1571,960578	1771,39831	1995,946462	723782,8257	9683789,2
0500040V07C2	1225,404498	1414,724235	1593,997929	1795,80692	723845,1	9682713,03
0500050V05C0	1204,064923	1436,472474	1690,485361	1985,714507	716886,5811	9677747,66
0500050V05C1	1209,550907	1443,017357	1698,187583	1994,761858	717578,9919	9677046,53
0500050V05C2	1204,392155	1436,862868	1690,944789	1986,25417	705737,966	9675949,05
0500050V05C3	468,9793721	559,5013572	658,4385508	773,429343	717005,4316	9671181,54
0500050V05C4	839,7546975	1001,843409	1179,000397	1384,902967	715085,763	9677075,21
0500050V05C5	810,8950819	967,413336	1138,482019	1337,308393	716703,7183	9676919,47
0500050V07C0	373,6254251	445,7422753	524,5633349	616,1739391	678269,047	9696515,67
0500050V07C1	1221,304589	1457,039724	1714,68954	2014,145743	713422,1329	9682269,05
0500050V07C2	1211,669393	1445,544751	1701,161898	1998,255612	715503,8821	9678953,11
0500050V07C3	781,1764759	931,9584708	1096,757634	1288,297193	717429,4216	9678551,19
0500070V03C0	1238,360248	1461,549894	1725,940513	2036,95951	725080,3433	9688368,93
0500070V03C1	1205,95157	1423,300201	1680,771548	1983,650979	726454,7523	9684569,44
0500070V03C2	1089,665332	1286,055696	1518,699865	1792,373555	726519,214	9683298,71
0500070V03C3	445,1408339	525,3685587	620,4063804	732,2052337	726490,5818	9692743,58
0500050V01C0	1240,6303	1480,095667	1741,822488	2046,017234	716243,9146	9671999,87
0500050V01C1	1200,218975	1431,884183	1685,085719	1979,371862	717626,1547	9676014,6
0500050V01C2	434,1742197	517,9781449	609,5727468	716,0295345	718079,2645	9677562,46
0500050V01C3	1140,939468	1361,162598	1601,858364	1881,609545	715800,7646	9664369,41
0500050V01C4	1234,359125	1472,565957	1732,923601	2035,518599	719209,956	9659705,46
0500050V01C5	579,5144746	691,3718477	813,6278342	955,7211383	728284,8086	9648722,12
0500030V01C0	1542,965066	1741,319911	1943,812623	2160,958947	733109,0473	9672093,83
0500030V01C1	487,3480288	549,9987295	613,9563824	682,5424027	729471,0773	9663608,61
0500030V01C2	1434,061273	1618,479909	1806,810452	2008,794613	727267,0268	9675631,24
0500030V01C3	1189,013009	1341,865783	1497,907209	1665,240748	726481,7613	9678565,1
0500030V01C4	1420,351808	1602,944187	1789,345614	1989,236189	725540,6061	9679426,3
0500030V01C5	1162,960835	1312,464489	1465,086929	1628,754064	724889,5696	9678177,26

Una representación espacial mediante polígonos de Thiessen de los clusters se presenta en la Figura 5-10. Aunque en la Figura 5-10 se presentan los 110 clusters mediante áreas, es necesario recalcar que cada área cubrirá a los nodos de carga que forman parte de un cluster determinado, este hecho se puede observar de mejor manera en la Figura 5-11, la cual presenta a las áreas atribuidas a los clusters y por cada área los nodos de carga que los conforman.

Para cada grupo de nodos que forman los diferentes clusters en la Figura 5-12 se muestran los representantes generados por el centro medio ponderado correspondiente. La matriz de distancia OD para todos los clusters y las subestaciones en estudio se presenta en la Tabla 5-16, misma que servirá al igual que los polígonos de Thiessen y los centros medios ponderados para los procesos subsiguientes.

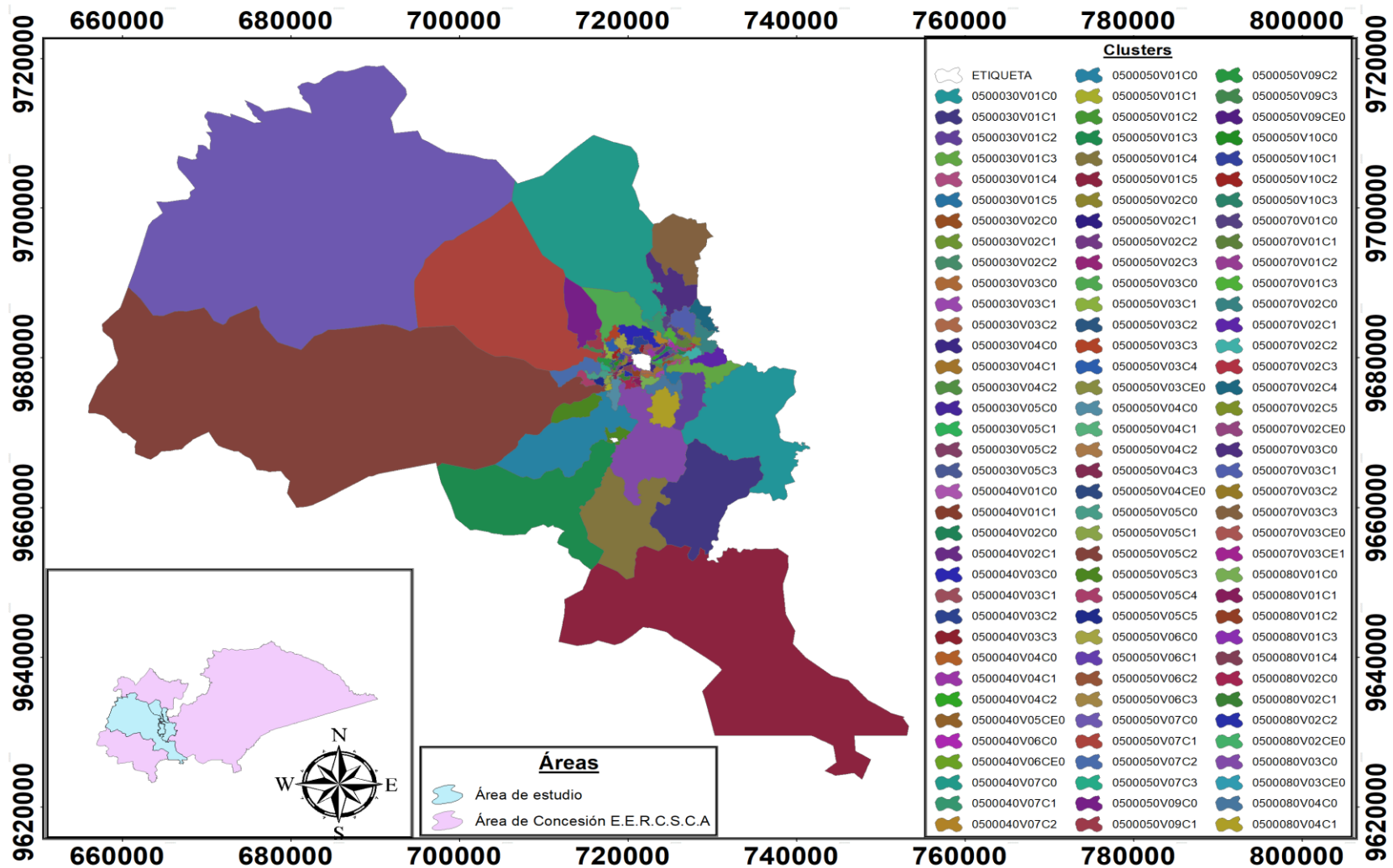


Figura 5-10 Representación de los cluster mediante polígonos de Thiessen.

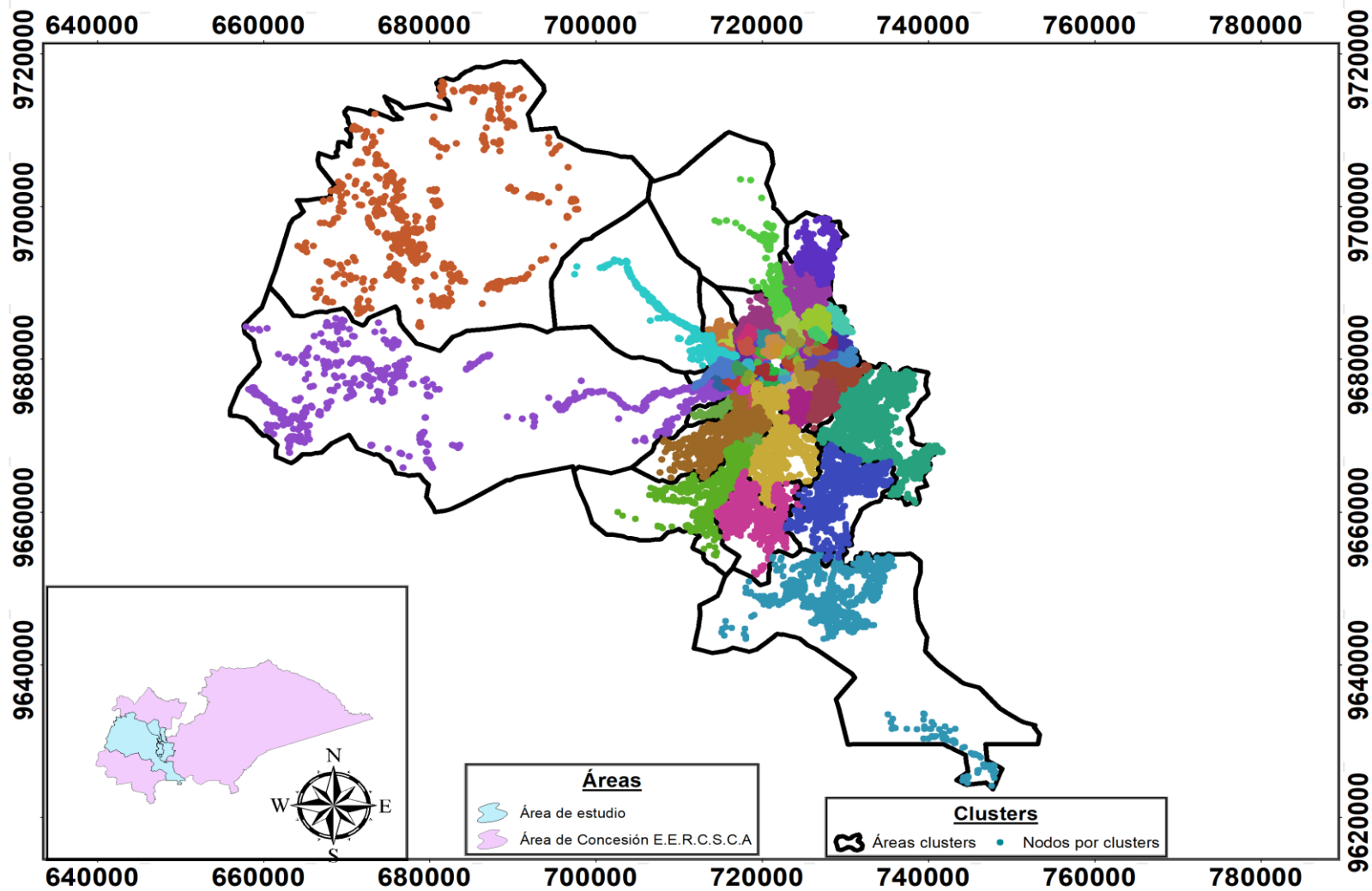


Figura 5-11 Distribucion espacial de los nodos de carga que conforman los diferentes clusters.

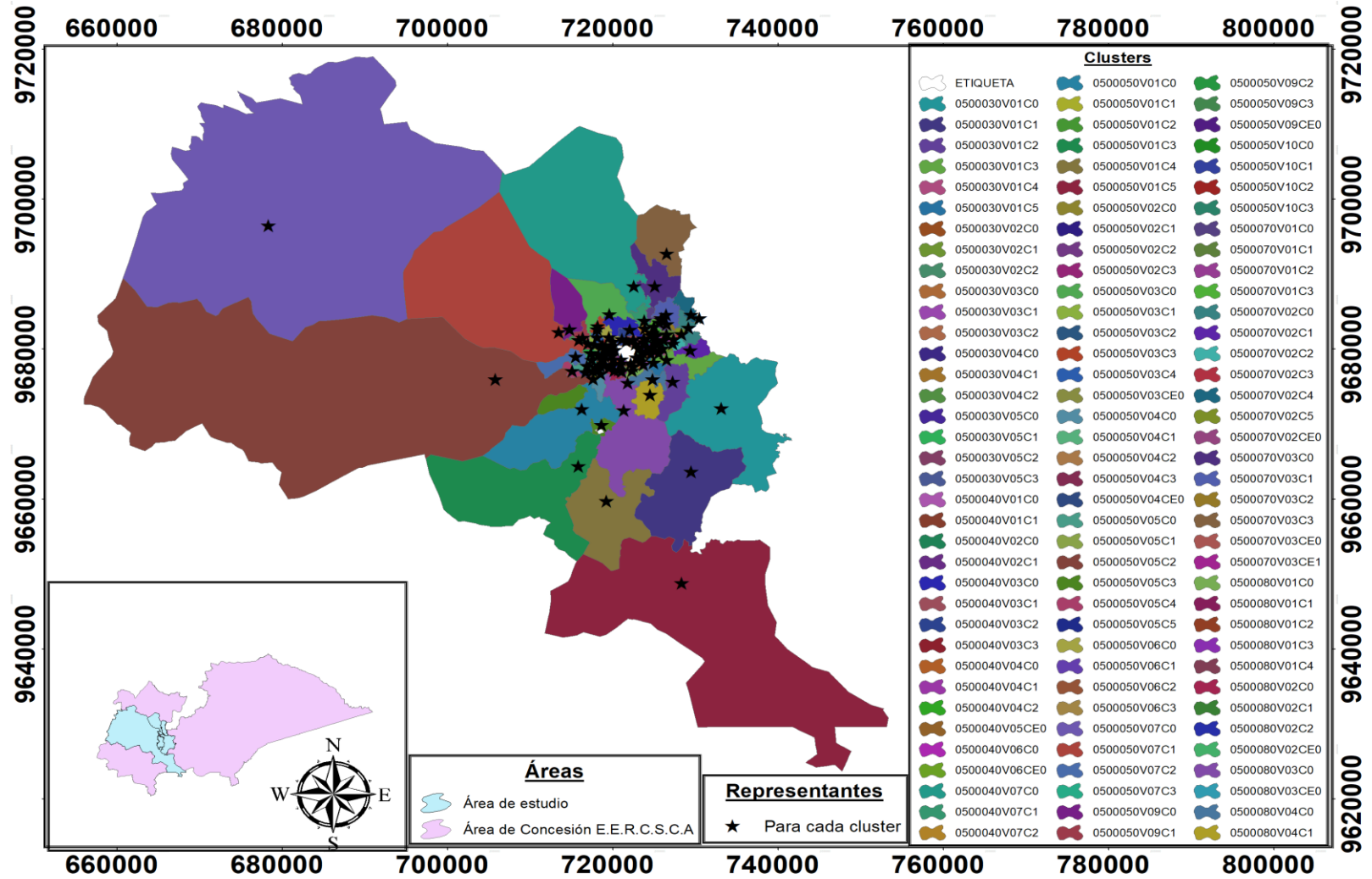


Figura 5-12 Representantes para los diferentes clusters.



Tabla 5-16 Matriz de distancia OD Parte 1.

CLUS/SUB	Vz1		Vz2		Vz3		Vz4		Vz5		Vz6		Vz7		Vz8	
	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km
0500030V01C0	S/E 03	19,29	S/E 08	23,67	S/E 07	25,39	S/E 04	25,42	S/E 05	25,98	S/E 17	26,75	S/E 06	31,27	S/E 13	34,42
0500030V01C1	S/E 03	27,11	S/E 08	31,49	S/E 07	33,20	S/E 04	33,24	S/E 05	33,80	S/E 17	34,57	S/E 06	39,09	S/E 13	42,24
0500030V01C2	S/E 03	7,44	S/E 08	11,83	S/E 07	13,03	S/E 04	13,23	S/E 05	14,14	S/E 17	14,90	S/E 06	19,43	S/E 13	22,58
0500030V01C3	S/E 03	3,35	S/E 07	7,65	S/E 04	7,86	S/E 08	10,22	S/E 17	11,44	S/E 05	11,70	S/E 06	14,45	S/E 13	20,14
0500030V01C4	S/E 03	2,00	S/E 07	6,30	S/E 04	6,51	S/E 08	8,87	S/E 17	10,09	S/E 05	10,35	S/E 06	13,10	S/E 13	18,79
0500030V01C5	S/E 03	1,31	S/E 04	7,55	S/E 08	8,18	S/E 07	8,32	S/E 05	9,66	S/E 17	10,43	S/E 06	13,95	S/E 13	18,11
0500030V02C0	S/E 03	2,25	S/E 04	6,40	S/E 07	6,90	S/E 08	9,12	S/E 17	9,98	S/E 05	10,60	S/E 06	12,99	S/E 13	19,04
0500030V02C1	S/E 03	3,34	S/E 07	5,29	S/E 04	5,86	S/E 08	10,21	S/E 17	10,56	S/E 05	11,69	S/E 06	13,43	S/E 13	20,13
0500030V02C2	S/E 03	2,57	S/E 04	6,05	S/E 07	7,17	S/E 17	9,44	S/E 08	9,44	S/E 05	10,86	S/E 06	12,45	S/E 13	19,36
0500030V03C0	S/E 03	2,55	S/E 08	6,49	S/E 05	6,80	S/E 04	7,23	S/E 17	7,25	S/E 07	10,04	S/E 06	11,78	S/E 13	15,24
0500030V03C1	S/E 03	1,14	S/E 08	6,36	S/E 04	7,28	S/E 05	7,84	S/E 17	8,60	S/E 07	8,64	S/E 06	13,13	S/E 13	16,28
0500030V03C2	S/E 03	3,38	S/E 08	6,38	S/E 05	6,56	S/E 17	7,01	S/E 04	8,07	S/E 07	10,88	S/E 06	11,54	S/E 13	15,00
0500030V04C0	S/E 03	3,73	S/E 04	4,77	S/E 08	7,68	S/E 17	8,16	S/E 07	8,88	S/E 05	9,16	S/E 06	11,17	S/E 13	17,60
0500030V04C1	S/E 03	2,85	S/E 04	5,48	S/E 08	6,80	S/E 05	8,28	S/E 17	8,86	S/E 07	9,60	S/E 06	11,88	S/E 13	16,72
0500030V04C2	S/E 03	3,55	S/E 04	4,54	S/E 17	7,93	S/E 08	8,22	S/E 07	8,66	S/E 05	9,35	S/E 06	10,94	S/E 13	18,14
0500030V05C0	S/E 03	2,60	S/E 04	5,06	S/E 07	7,26	S/E 17	8,78	S/E 08	9,47	S/E 05	10,20	S/E 06	11,79	S/E 13	19,39
0500030V05C1	S/E 03	2,91	S/E 04	4,49	S/E 17	7,88	S/E 07	7,90	S/E 08	8,82	S/E 05	9,30	S/E 06	10,89	S/E 13	18,74
0500030V05C2	S/E 03	3,30	S/E 04	5,29	S/E 07	7,42	S/E 17	9,98	S/E 08	10,17	S/E 05	11,40	S/E 06	12,86	S/E 13	20,09
0500030V05C3	S/E 03	3,85	S/E 04	4,49	S/E 07	6,68	S/E 17	9,19	S/E 05	10,60	S/E 08	10,73	S/E 06	12,06	S/E 13	20,30
0500040V01C0	S/E 04	4,61	S/E 07	5,20	S/E 03	5,51	S/E 17	9,31	S/E 05	10,73	S/E 06	10,89	S/E 08	12,38	S/E 13	20,42
0500040V01C1	S/E 04	4,31	S/E 03	5,21	S/E 07	5,90	S/E 17	9,01	S/E 05	10,43	S/E 06	10,96	S/E 08	12,08	S/E 13	20,12
0500040V02C0	S/E 03	4,03	S/E 04	4,05	S/E 07	5,71	S/E 17	8,74	S/E 05	10,16	S/E 08	10,90	S/E 06	11,62	S/E 13	19,85
0500040V02C1	S/E 04	2,73	S/E 03	5,45	S/E 07	6,91	S/E 17	7,31	S/E 05	8,73	S/E 06	10,31	S/E 08	10,77	S/E 13	18,42
0500040V03C0	S/E 06	5,25	S/E 04	5,34	S/E 17	8,06	S/E 03	8,18	S/E 05	9,48	S/E 07	11,03	S/E 08	13,50	S/E 13	19,17
0500040V03C1	S/E 04	2,78	S/E 17	5,44	S/E 03	5,62	S/E 05	6,86	S/E 06	8,00	S/E 07	8,47	S/E 08	10,94	S/E 13	16,55
0500040V03C2	S/E 06	4,63	S/E 17	5,89	S/E 05	7,43	S/E 04	8,07	S/E 03	10,71	S/E 08	12,22	S/E 07	13,76	S/E 13	17,12
0500040V03C3	S/E 06	2,65	S/E 17	5,98	S/E 05	7,52	S/E 04	8,16	S/E 03	10,80	S/E 08	12,31	S/E 07	13,85	S/E 13	17,21
0500040V04C0	S/E 04	1,02	S/E 03	6,18	S/E 17	6,93	S/E 07	7,93	S/E 05	8,35	S/E 06	9,81	S/E 08	11,50	S/E 13	18,04



Tabla 5-17 Matriz de distancia OD Parte 2.

CLUS/SUB	Vz1		Vz2		Vz3		Vz4		Vz5		Vz6		Vz7		Vz8	
	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km
0500040V04C1	S/E 04	2,80	S/E 03	5,22	S/E 17	5,77	S/E 05	7,18	S/E 07	8,49	S/E 06	8,64	S/E 08	10,54	S/E 13	16,88
0500040V04C2	S/E 04	2,85	S/E 03	4,60	S/E 17	6,53	S/E 05	7,95	S/E 07	8,24	S/E 06	9,54	S/E 08	9,92	S/E 13	17,64
0500040V05CE0	S/E 04	5,10	S/E 03	5,99	S/E 07	6,03	S/E 17	9,79	S/E 06	10,90	S/E 05	11,21	S/E 08	12,86	S/E 13	20,91
0500040V06C0	S/E 04	4,21	S/E 03	5,10	S/E 07	5,74	S/E 17	8,90	S/E 05	10,32	S/E 06	11,08	S/E 08	11,97	S/E 13	20,02
0500040V06CE0	S/E 04	4,13	S/E 03	5,02	S/E 07	5,71	S/E 17	8,82	S/E 05	10,24	S/E 06	11,32	S/E 08	11,89	S/E 13	19,93
0500040V07C0	S/E 04	12,65	S/E 07	12,85	S/E 03	13,54	S/E 06	16,54	S/E 17	17,34	S/E 05	18,76	S/E 08	20,41	S/E 13	28,46
0500040V07C1	S/E 04	6,85	S/E 07	7,34	S/E 03	7,75	S/E 06	8,31	S/E 17	11,55	S/E 05	12,96	S/E 08	14,62	S/E 13	22,66
0500040V07C2	S/E 04	6,77	S/E 07	7,26	S/E 03	7,67	S/E 06	9,94	S/E 17	11,47	S/E 05	12,88	S/E 08	14,54	S/E 13	22,58
0500050V01C0	S/E 13	6,52	S/E 05	10,37	S/E 17	12,70	S/E 08	12,75	S/E 03	15,42	S/E 04	16,27	S/E 06	17,22	S/E 07	21,96
0500050V01C1	S/E 05	4,70	S/E 17	7,03	S/E 08	7,48	S/E 13	9,05	S/E 03	9,76	S/E 04	10,61	S/E 06	11,56	S/E 07	16,30
0500050V01C2	S/E 05	2,87	S/E 17	5,20	S/E 08	6,54	S/E 03	7,93	S/E 04	8,77	S/E 06	9,73	S/E 13	10,05	S/E 07	14,47
0500050V01C3	S/E 13	8,36	S/E 08	18,08	S/E 05	18,85	S/E 17	21,18	S/E 03	23,76	S/E 04	24,75	S/E 06	25,70	S/E 07	30,45
0500050V01C4	S/E 13	15,83	S/E 08	25,55	S/E 05	26,32	S/E 17	28,65	S/E 03	31,24	S/E 04	32,22	S/E 06	33,17	S/E 07	37,92
0500050V01C5	S/E 13	32,62	S/E 08	42,33	S/E 05	43,10	S/E 17	45,43	S/E 03	48,02	S/E 04	49,00	S/E 06	49,95	S/E 07	54,70
0500050V02C0	S/E 17	2,94	S/E 05	2,99	S/E 04	6,51	S/E 03	6,87	S/E 06	7,46	S/E 08	7,85	S/E 07	12,21	S/E 13	12,82
0500050V02C1	S/E 05	3,06	S/E 17	3,72	S/E 03	6,57	S/E 04	7,29	S/E 08	7,46	S/E 06	8,24	S/E 13	12,89	S/E 07	12,99
0500050V02C2	S/E 05	1,93	S/E 17	4,06	S/E 08	6,65	S/E 04	7,63	S/E 03	8,04	S/E 06	8,58	S/E 13	11,62	S/E 07	13,32
0500050V02C3	S/E 17	3,44	S/E 05	3,89	S/E 04	7,01	S/E 06	7,97	S/E 03	8,00	S/E 08	8,74	S/E 07	12,71	S/E 13	13,71
0500050V03C0	S/E 17	6,72	S/E 06	7,64	S/E 04	10,71	S/E 05	11,36	S/E 03	13,55	S/E 07	13,96	S/E 08	17,06	S/E 13	21,97
0500050V03C1	S/E 17	1,99	S/E 05	3,47	S/E 04	8,67	S/E 08	9,59	S/E 06	9,62	S/E 03	9,95	S/E 07	14,36	S/E 13	14,51
0500050V03C2	S/E 05	1,29	S/E 17	3,35	S/E 08	7,41	S/E 04	7,99	S/E 03	8,79	S/E 06	8,94	S/E 13	12,33	S/E 07	13,68
0500050V03C3	S/E 17	2,63	S/E 06	7,24	S/E 05	7,27	S/E 04	9,06	S/E 03	11,71	S/E 08	12,98	S/E 07	14,76	S/E 13	17,88
0500050V03C4	S/E 17	1,26	S/E 05	5,90	S/E 06	7,84	S/E 04	8,97	S/E 03	10,92	S/E 08	11,60	S/E 07	14,66	S/E 13	16,51
0500050V03CE0	S/E 17	2,27	S/E 06	6,88	S/E 05	6,91	S/E 04	8,70	S/E 03	11,35	S/E 08	12,61	S/E 07	14,40	S/E 13	17,52
0500050V04C0	S/E 05	3,96	S/E 08	5,21	S/E 17	6,79	S/E 03	7,94	S/E 04	10,37	S/E 13	10,42	S/E 06	11,32	S/E 07	15,44
0500050V04C1	S/E 05	2,65	S/E 17	5,49	S/E 08	5,67	S/E 03	7,71	S/E 04	9,06	S/E 06	10,01	S/E 13	10,48	S/E 07	14,75
0500050V04C2	S/E 05	2,51	S/E 08	5,09	S/E 17	5,34	S/E 03	6,48	S/E 04	8,92	S/E 06	9,87	S/E 13	11,03	S/E 07	13,97
0500050V04C3	S/E 05	2,28	S/E 17	5,11	S/E 08	5,95	S/E 03	7,33	S/E 04	8,69	S/E 06	9,64	S/E 13	11,09	S/E 07	14,38



Tabla 5-18 Matriz de distancia OD Parte 3.

CLUS/SUB	Vz1		Vz2		Vz3		Vz4		Vz5		Vz6		Vz7		Vz8	
	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km
0500050V04CE0	S/E 05	2,21	S/E 17	5,05	S/E 08	5,88	S/E 03	7,27	S/E 04	8,62	S/E 06	9,57	S/E 13	11,03	S/E 07	14,32
0500050V05C0	S/E 05	4,09	S/E 17	6,84	S/E 08	7,65	S/E 03	9,14	S/E 04	10,42	S/E 06	11,37	S/E 13	11,42	S/E 07	16,11
0500050V05C1	S/E 05	3,63	S/E 08	5,91	S/E 17	6,38	S/E 03	8,65	S/E 13	9,69	S/E 04	9,96	S/E 06	10,91	S/E 07	15,65
0500050V05C2	S/E 05	16,20	S/E 17	16,59	S/E 08	18,41	S/E 03	21,14	S/E 13	22,18	S/E 04	23,11	S/E 06	24,06	S/E 07	28,64
0500050V05C3	S/E 13	3,31	S/E 05	9,92	S/E 17	12,25	S/E 08	12,31	S/E 03	14,98	S/E 04	15,83	S/E 06	16,78	S/E 07	21,52
0500050V05C4	S/E 05	6,54	S/E 08	8,19	S/E 17	9,31	S/E 03	10,92	S/E 13	11,96	S/E 04	12,89	S/E 06	13,84	S/E 07	18,42
0500050V05C5	S/E 05	4,90	S/E 08	6,55	S/E 17	7,67	S/E 03	9,29	S/E 13	10,32	S/E 04	11,25	S/E 06	12,20	S/E 07	16,78
0500050V06C0	S/E 17	4,98	S/E 06	5,33	S/E 05	6,52	S/E 04	7,16	S/E 03	9,81	S/E 08	11,31	S/E 07	12,85	S/E 13	16,21
0500050V06C1	S/E 17	2,58	S/E 05	4,00	S/E 04	5,31	S/E 06	6,26	S/E 03	7,96	S/E 08	8,79	S/E 07	11,01	S/E 13	13,69
0500050V06C2	S/E 05	2,41	S/E 17	3,46	S/E 04	7,03	S/E 08	7,13	S/E 03	7,90	S/E 06	7,98	S/E 13	12,04	S/E 07	12,73
0500050V06C3	S/E 17	3,99	S/E 06	4,95	S/E 05	5,40	S/E 04	6,04	S/E 03	8,69	S/E 08	10,19	S/E 07	11,74	S/E 13	15,10
0500050V07C0	S/E 17	59,99	S/E 05	61,60	S/E 04	66,67	S/E 06	67,62	S/E 08	67,72	S/E 03	68,62	S/E 07	72,37	S/E 13	72,98
0500050V07C1	S/E 17	5,71	S/E 05	7,32	S/E 04	12,39	S/E 06	13,34	S/E 08	13,44	S/E 03	14,34	S/E 07	18,08	S/E 13	18,70
0500050V07C2	S/E 05	3,54	S/E 17	6,38	S/E 08	9,20	S/E 03	10,58	S/E 04	11,27	S/E 06	12,22	S/E 13	14,61	S/E 07	16,97
0500050V07C3	S/E 05	1,42	S/E 17	4,67	S/E 08	7,08	S/E 03	8,46	S/E 04	9,15	S/E 06	10,10	S/E 13	12,49	S/E 07	14,85
0500050V09C0	S/E 17	5,37	S/E 05	7,75	S/E 04	12,04	S/E 06	12,99	S/E 08	13,87	S/E 03	13,99	S/E 07	17,74	S/E 13	18,79
0500050V09C1	S/E 17	3,22	S/E 05	5,61	S/E 04	9,89	S/E 06	10,84	S/E 08	11,72	S/E 03	11,85	S/E 07	15,59	S/E 13	16,65
0500050V09C2	S/E 05	2,09	S/E 17	3,91	S/E 08	8,21	S/E 04	8,80	S/E 03	9,60	S/E 06	9,75	S/E 13	13,36	S/E 07	14,50
0500050V09C3	S/E 17	2,86	S/E 05	5,25	S/E 04	9,54	S/E 06	10,49	S/E 08	11,37	S/E 03	11,49	S/E 07	15,23	S/E 13	16,29
0500050V09CE0	S/E 17	1,83	S/E 05	4,22	S/E 04	8,50	S/E 06	9,45	S/E 08	10,33	S/E 03	10,46	S/E 07	14,20	S/E 13	15,25
0500050V10C0	S/E 05	1,91	S/E 17	3,28	S/E 08	7,26	S/E 04	7,83	S/E 03	8,65	S/E 06	8,78	S/E 13	12,17	S/E 07	13,52
0500050V10C1	S/E 17	1,80	S/E 05	3,15	S/E 04	6,49	S/E 06	7,44	S/E 03	8,32	S/E 08	8,91	S/E 07	12,19	S/E 13	13,81
0500050V10C2	S/E 17	1,22	S/E 05	3,62	S/E 04	7,48	S/E 06	8,43	S/E 03	8,79	S/E 08	9,38	S/E 07	13,18	S/E 13	14,28
0500050V10C3	S/E 17	1,17	S/E 05	3,78	S/E 04	6,54	S/E 06	7,49	S/E 03	8,49	S/E 08	9,17	S/E 07	12,23	S/E 13	14,08
0500070V01C0	S/E 07	4,41	S/E 04	6,68	S/E 03	7,57	S/E 17	11,37	S/E 06	11,87	S/E 05	12,79	S/E 08	14,44	S/E 13	22,49
0500070V01C1	S/E 07	3,61	S/E 04	6,91	S/E 03	7,81	S/E 17	11,61	S/E 05	13,03	S/E 06	13,85	S/E 08	14,68	S/E 13	22,72
0500070V01C2	S/E 07	4,19	S/E 04	5,06	S/E 03	5,83	S/E 17	9,75	S/E 05	11,17	S/E 06	12,63	S/E 08	12,70	S/E 13	20,87
0500070V01C3	S/E 07	4,66	S/E 04	5,84	S/E 03	6,74	S/E 17	10,54	S/E 06	10,98	S/E 05	11,95	S/E 08	13,61	S/E 13	21,65



Tabla 5-19 Matriz de distancia OD Parte 4.

CLUS/SUB	Vz1		Vz2		Vz3		Vz4		Vz5		Vz6		Vz7		Vz8	
	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km	S/E	km
0500070V02C0	S/E 07	4,24	S/E 03	9,08	S/E 04	10,48	S/E 17	15,17	S/E 08	15,95	S/E 05	16,59	S/E 06	18,05	S/E 13	25,87
0500070V02C1	S/E 07	5,23	S/E 03	8,80	S/E 04	11,08	S/E 08	15,67	S/E 17	15,77	S/E 05	17,15	S/E 06	18,65	S/E 13	25,59
0500070V02C2	S/E 07	3,81	S/E 03	4,48	S/E 04	6,13	S/E 17	10,83	S/E 08	11,35	S/E 05	12,24	S/E 06	13,70	S/E 13	21,27
0500070V02C3	S/E 07	3,01	S/E 03	6,44	S/E 04	7,84	S/E 17	12,54	S/E 08	13,31	S/E 05	13,95	S/E 06	15,41	S/E 13	23,23
0500070V02C4	S/E 07	5,69	S/E 03	10,53	S/E 04	11,93	S/E 17	16,63	S/E 08	17,40	S/E 05	18,05	S/E 06	19,50	S/E 13	27,32
0500070V02C5	S/E 07	2,52	S/E 03	7,00	S/E 04	8,76	S/E 17	13,46	S/E 08	13,87	S/E 05	14,88	S/E 06	16,34	S/E 13	23,79
0500070V02CE0	S/E 07	5,48	S/E 03	10,32	S/E 04	11,72	S/E 17	16,42	S/E 08	17,19	S/E 05	17,84	S/E 06	19,29	S/E 13	27,11
0500070V03C0	S/E 07	9,97	S/E 04	12,76	S/E 03	13,65	S/E 06	16,65	S/E 17	17,46	S/E 05	18,87	S/E 08	20,52	S/E 13	28,57
0500070V03C1	S/E 07	4,95	S/E 04	8,53	S/E 03	9,43	S/E 17	13,23	S/E 06	14,36	S/E 05	14,65	S/E 08	16,30	S/E 13	24,34
0500070V03C2	S/E 07	3,03	S/E 04	7,77	S/E 03	8,66	S/E 17	12,46	S/E 06	13,77	S/E 05	13,88	S/E 08	15,53	S/E 13	23,58
0500070V03C3	S/E 07	17,43	S/E 04	19,85	S/E 03	20,74	S/E 06	23,73	S/E 17	24,54	S/E 05	25,96	S/E 08	27,61	S/E 13	35,65
0500070V03CE0	S/E 07	4,45	S/E 04	7,40	S/E 03	8,29	S/E 17	12,09	S/E 06	13,23	S/E 05	13,51	S/E 08	15,16	S/E 13	23,21
0500070V03CE1	S/E 07	4,97	S/E 04	7,26	S/E 03	8,15	S/E 17	11,95	S/E 06	12,65	S/E 05	13,37	S/E 08	15,02	S/E 13	23,06
0500080V01C0	S/E 03	2,78	S/E 08	4,97	S/E 05	6,45	S/E 04	7,65	S/E 17	8,15	S/E 07	10,28	S/E 06	12,68	S/E 13	14,89
0500080V01C1	S/E 08	3,55	S/E 03	4,24	S/E 05	5,37	S/E 17	8,15	S/E 04	9,12	S/E 07	11,74	S/E 06	12,67	S/E 13	13,81
0500080V01C2	S/E 03	4,67	S/E 08	5,39	S/E 05	5,57	S/E 17	7,00	S/E 04	9,39	S/E 06	11,53	S/E 07	12,16	S/E 13	14,01
0500080V01C3	S/E 17	4,78	S/E 05	4,78	S/E 03	5,62	S/E 08	7,28	S/E 04	8,35	S/E 06	9,30	S/E 07	13,11	S/E 13	14,05
0500080V01C4	S/E 05	5,15	S/E 03	5,25	S/E 17	5,29	S/E 08	6,90	S/E 04	8,86	S/E 06	9,81	S/E 07	12,74	S/E 13	13,67
0500080V02C0	S/E 05	4,44	S/E 08	5,08	S/E 03	5,40	S/E 17	7,28	S/E 04	10,27	S/E 06	11,80	S/E 13	12,89	S/E 07	12,89
0500080V02C1	S/E 05	3,26	S/E 08	4,50	S/E 03	5,68	S/E 17	6,09	S/E 04	9,67	S/E 06	10,62	S/E 13	11,70	S/E 07	13,18
0500080V02C2	S/E 05	3,80	S/E 08	4,81	S/E 03	5,71	S/E 17	6,64	S/E 04	10,21	S/E 06	11,16	S/E 13	12,24	S/E 07	13,20
0500080V02CE0	S/E 08	4,60	S/E 05	4,84	S/E 03	5,29	S/E 17	7,67	S/E 04	10,16	S/E 06	12,20	S/E 07	12,78	S/E 13	13,28
0500080V03C0	S/E 13	7,64	S/E 05	14,61	S/E 17	16,94	S/E 08	16,99	S/E 03	19,66	S/E 04	20,51	S/E 06	21,46	S/E 07	26,21
0500080V03CE0	S/E 08	1,96	S/E 03	8,33	S/E 05	8,42	S/E 17	11,26	S/E 04	13,20	S/E 13	15,51	S/E 06	15,78	S/E 07	15,82
0500080V04C0	S/E 03	3,87	S/E 08	8,26	S/E 04	10,00	S/E 05	10,56	S/E 17	11,33	S/E 07	11,36	S/E 06	15,85	S/E 13	19,00
0500080V04C1	S/E 03	8,26	S/E 08	12,64	S/E 04	14,39	S/E 05	14,95	S/E 17	15,72	S/E 07	15,75	S/E 06	20,24	S/E 13	23,39

Hasta ahora se han mostrado los resultados finales del algoritmo para todos los clusters, sin embargo, no se ha inferido nada sobre el proceso de agrupación mediante “Lukes”, por lo que a continuación se muestra el proceso para la generación de los clusters mediante grafos. Para lo anteriormente mencionado se ha escogido el subconjunto de nodos de carga “0500040V03” que forman los clusters “0500040V03C0”, “0500040V03C1”, “0500040V03C2” y “0500040V03C3”, esto debido a que presentar los resultados para cada subconjunto de nodos de carga de los cuales se desprende cada uno de los clusters formados por “Lukes” tornarían a esta sección muy extensa, sin embargo, el proceso para los demás clusters se mostrarán en los Anexos del 1 al 26.

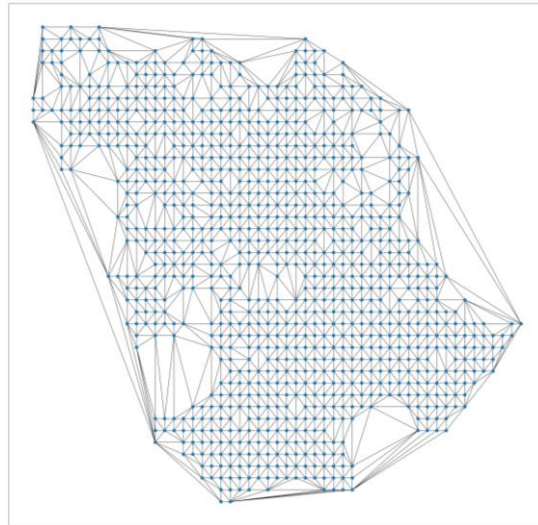


Figura 5-13 Generación de grafo G para el subconjunto 0500040V03

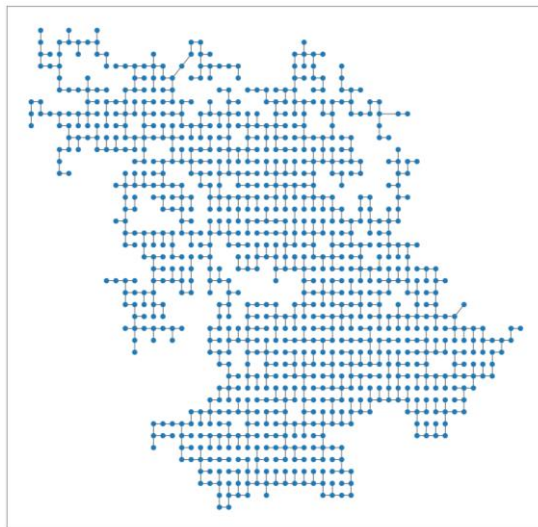


Figura 5-14 Generación de grafo T para el subconjunto 0500040V03

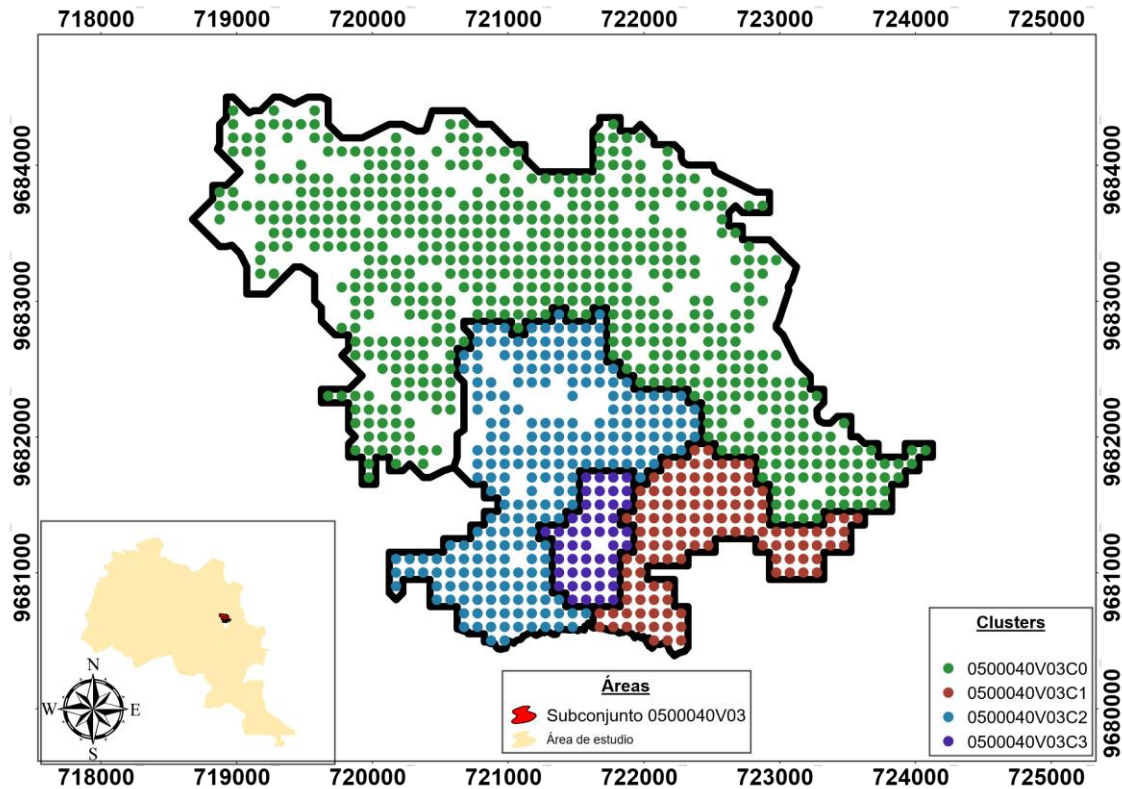


Figura 5-15 Generación de los clusters 0500040V03C0, 0500040V03C1, 0500040V03C2, 0500040V03C3.

- **Análisis de resultados para la agrupación de carga y matriz distancia OD.**

La agrupación realizada por el algoritmo es eficiente y cumple con todas las condiciones preestablecidas. Con respecto a los clusters cuya etiqueta viene expresada por CE_i se puede ver en la Tabla 5-12 que para cada etapa ningún cluster es menor a la demanda umbral dl . Así mismo para los clusters cuyas etiquetas vienen expresadas por C_i se verifica que para cada etapa los valores de carga máxima de cada cluster son inferiores a W , además, se puede observar a través de la Tabla 5-20 que los valores de carga de los clusters pertenecientes a la etiqueta C_i para cada etapa son tales que si se generasen movimientos de una subestaciones a otra este movimiento puede generar un impacto en el sistema tanto en forma económica, técnica y espacial. Otro hecho relevante se puede observar a través de la Figura 5-10 y Figura 5-11 mismas que muestran como las áreas de cobertura de los clusters que pertenecen a zonas rurales, es decir, aquellos localizados en los límites del área de estudio son más amplios que aquellos que se encuentran ubicadas en la parte central del área de estudio (Zona urbana del cantón Cuenca), esto es debido a que en las zonas rurales las cargas son más dispersas

y la magnitud de la carga asociada a cada una de ellas es menor que en las zonas urbanas, por lo que, para generar una agrupación de cargas acorde a los parámetros establecidos se tiene que abordar una mayor área de cobertura para las zonas rurales. Finalmente, desde la Figura 5-13 a la Figura 5-15 se puede observar que la agrupación formada a través de un método mediante grafos genera soluciones que siguen un patrón establecido por la triangulación de Delaunay, la creación de MST y por último el algoritmo Lukes obteniéndose al final conjuntos con formas irregulares pero que buscan siempre ser cohesivos y acordes a los parámetros establecidos.

Tabla 5-20 Análisis de los cluster obtenidos por Lukes/K-Means.

C/A	2020[kW]	2024[kW]	2028[kW]	2032[kW]
Mínimo	307,3103996	366,6271821	431,4582394	506,8088164
Mediana	1193,006022	1405,568798	1635,594021	1883,828711
Máximo	1542,965066	1741,319911	1943,812623	2160,958947

5.5.2 Agrupación de clusters fijos para subestaciones nuevas y existentes.

- **Agrupación de clusters fijos para subestaciones existentes.**

En el algoritmo planteado para la agrupación de clusters fijos de las subestaciones existentes el valor de la variable que establece el porcentaje máximo de clusters fijos que se puede asignar a una subestación se estableció en el 55% de la capacidad nominal para cada subestación existente, este valor se determinó en base a pruebas en busca de conseguir un porcentaje común para todas las S/E que hagan que el número determinado de clusters que cumplan los criterios establecidos sea máximo de tal manera que se reduzcan considerablemente los tiempo de cálculo y memoria para PES, no obstante, este porcentaje puede ser menor para casos de estudio a pequeña escala en que los tiempos de cálculo de PES no son relevantes. En las siguientes tablas se muestran los resultados de los clusters fijos asignados a cada una de las subestaciones existentes.

Tabla 5-21 Clusters fijos para la S/E 03.

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500030V01C4	3	3	3	725540,606	9679426,3
0500030V02C0	3	3	3	724593,483	9679351,94
0500030V02C2	3	3	3	724915,691	9679836,19
0500030V04C0	3	3	3	722871,359	9678847,58
0500030V04C1	3	3	3	723373,699	9678322,34
0500030V04C2	3	3	3	723455,961	9679081,98
0500030V05C2	3	3	3	724653,698	9680063,39



Tabla 5-22 Clusters fijos para la S/E 04.

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500040V01C1	4	4	4	724596,589	9681838,7
0500040V03C1	4	4	4	722485,839	9681223,04
0500040V04C0	4	4	4	723772,178	9681416,75
0500040V04C1	4	4	4	722720,36	9680675,16
0500040V05CE0	4	4	4	724774,452	9682201,72
0500040V06CE0	4	4	4	725174,452	9681701,72

Tabla 5-23 Clusters fijos para la S/E 05

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500050V01C2	5	5	5	718079,264	9677562,46
0500050V03C2	5	5	5	718221,623	9679195,89
0500050V04C1	5	5	5	718095,641	9677379,51
0500050V04C3	5	5	5	718435,892	9677784,66
0500050V04CE0	5	5	5	718374,452	9677801,72
0500050V05C0	5	5	5	716886,581	9677747,66
0500050V05C1	5	5	5	717578,992	9677046,53
0500050V05C4	5	5	5	715085,763	9677075,21
0500050V05C5	5	5	5	716703,718	9676919,47
0500050V06C2	5	5	5	718959,835	9679138,9
0500050V07C2	5	5	5	715503,882	9678953,11
0500050V07C3	5	5	5	717429,422	9678551,19
0500050V09C2	5	5	5	717333,078	9679454,34
0500050V10C0	5	5	5	718677,505	9679225,62

Tabla 5-24 Clusters fijos para la S/E 07

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500070V01C1	7	7	7	726490,349	9681960,24
0500070V02C0	7	7	7	729149,839	9682849,3
0500070V02C3	7	7	7	727366,021	9681315,16
0500070V02C4	7	7	7	729469,991	9684554,86
0500070V02C5	7	7	7	728310,774	9681999,59
0500070V02CE0	7	7	7	730474,452	9684101,72
0500070V03C1	7	7	7	726454,752	9684569,44
0500070V03C2	7	7	7	726519,214	9683298,71
0500070V03CE0	7	7	7	725874,452	9684101,72
0500070V03CE1	7	7	7	725874,452	9683901,72

Tabla 5-25 Clusters fijos para la S/E 08

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500080V01C1	8	8	8	721037,22	9677033,1
0500080V02CE0	8	8	8	720674,452	9677201,72
0500080V03CE0	8	8	8	721774,452	9675501,72

De la Tabla 5-21 a la Tabla 5-25 se observa que existen algunas subestaciones que toman más clusters como fijos que otras, tal es el caso de la S/E 05 la cual posee una gran cantidad de clusters que cumplen con los criterios de cercanía y adyacencia establecidos y que además la sumatoria de sus cargas no supera el

55% de la capacidad nominal de dicha subestación. Por otra parte, existen subestaciones que tienen una cantidad reducida de clusters fijos asignados, tal es el caso de la S/E 08 que tiene solamente tres clusters que cumplen con las restricciones impuestas debido a que la mayor parte de los clusters cercanos a la S/E 08 se encuentran ubicadas en áreas que son adyacentes a áreas de servicio de otras subestaciones.

Cabe mencionar que existen algunos clusters que son asignados directamente a las subestaciones de origen, aunque no cumplan las restricciones impuestas debido a su categoría como carga especial, es decir aquellas con etiqueta CE_i . En la Figura 5-16 se muestra las áreas de servicio iniciales de las diferentes subestaciones existentes conformada por los grupos de clusters fijos asignados a cada subestación.

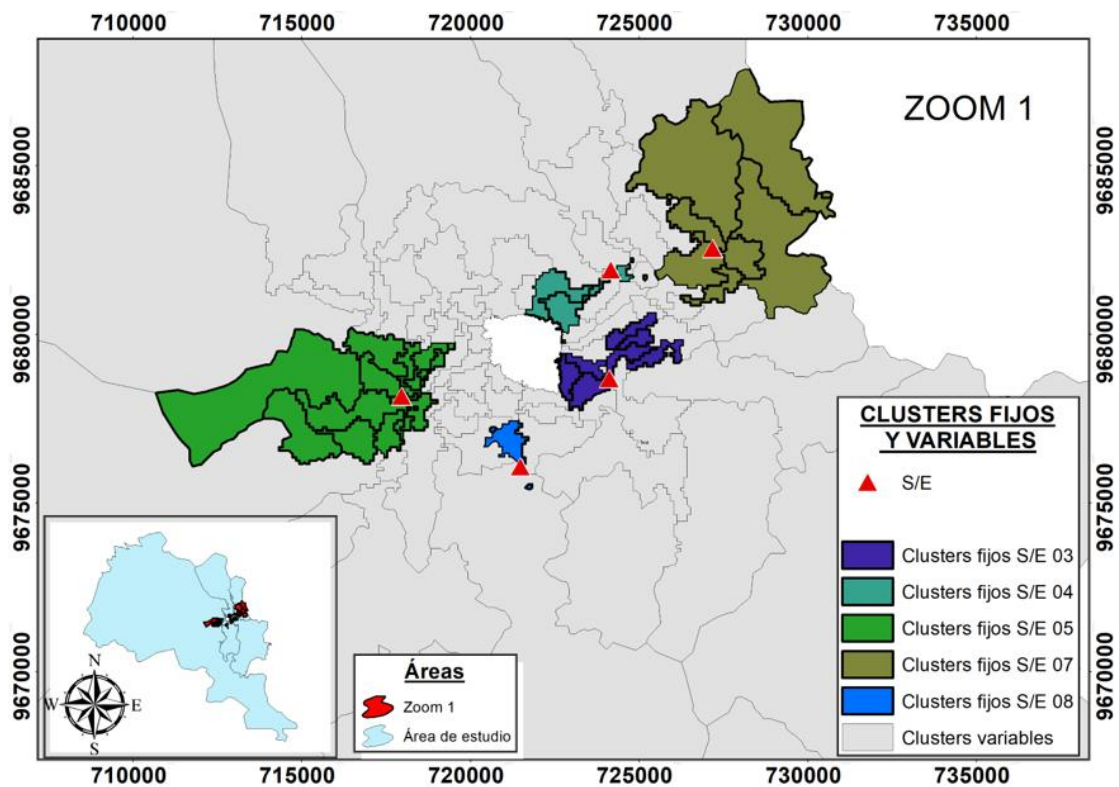


Figura 5-16 Clusters fijos y variables de las subestaciones existentes.

- **Agrupación de clusters fijos para subestaciones nuevas.**

En el algoritmo planteado para la agrupación de clusters fijos de las subestaciones nuevas el valor de la variable que establece el porcentaje máximo de clusters fijos que se puede asignar a una subestación se estableció en el 40% de la capacidad nominal para cada subestación nueva en base a criterios tanto técnicos como



económicos, es decir, cuando una subestación candidata se construye en un cierto periodo, esta ingresará inicialmente tomando carga de las subestaciones vecinas hasta un límite del 40% de su capacidad nominal, posteriormente se podrá asignar mayor cantidad de carga si es que el algoritmo así lo considera. A diferencia de los clusters fijos asignados para las subestaciones existentes, en los clusters fijos para las subestaciones nuevas no es posible tener un cierto valor constante de clusters fijos establecidos, esto debido a que no se tiene información sobre el periodo de ingreso de dichas subestaciones puesto que estos dependen a su vez de la configuración de las subestaciones candidatas que se tenga durante una cierta iteración, por lo tanto, el número de clusters correspondientes al 40% podrá ser más o menos, todo dependerá del periodo de ingreso de la subestación.

5.5.3 Alternativa de solución a los problemas de cargabilidad.

En base a la ecuación (4-6), para un conjunto de 5 subestaciones candidatas (expansión/ construcción) y tres periodos de planificación, se puede generar un total de 1024 combinaciones y para cada una de ellas se ha evaluado la validez de la combinación resultando al final en un total de 87 combinaciones factibles. A partir de cada combinación y su respectiva solución inicial se ha realizado el proceso de búsqueda tabú realizando intercambios de clusters con otras subestaciones de tal forma de minimizar los costos asociados a dicha combinación.

Para el proceso de búsqueda tabú se ha fijado como límite máximo un total de 200 iteraciones y un periodo tabú de 7, además se ha implementado otra condición de parada que viene relacionado con el número máximo de iteraciones de no mejora, en este caso el valor se ha fijado en 30, es decir, si después de 30 iteraciones (contadas a partir de haber encontrado la última mejor solución) no se encuentra otra mejor solución que la actual, el algoritmo de búsqueda tabú termina y avanza con la evaluación de la próxima combinación o configuración de subestaciones.

En la Figura 5-17 se presenta la curva obtenida a partir de las evaluaciones de cada combinación factible y su costo asociado, en la curva se puede apreciar que para cada nueva combinación generada existe un cambio brusco en los costos debido al movimiento en la configuración de subestaciones y por lo tanto en el costo asociado, además, se puede ver también que para cada combinación existe un pequeño rizado, este efecto viene dado por la aplicación del proceso de la búsqueda tabú que afecta directamente a los costos asociados con las pérdidas del sistema tratando de reducir dicho costo mediante el intercambio de clusters y dado que los cambios producen variaciones relativamente pequeñas en el orden de las decenas de miles su efecto no es tan notorio en comparación con los costos de inversión que se encuentran en el orden de los millones de dólares.

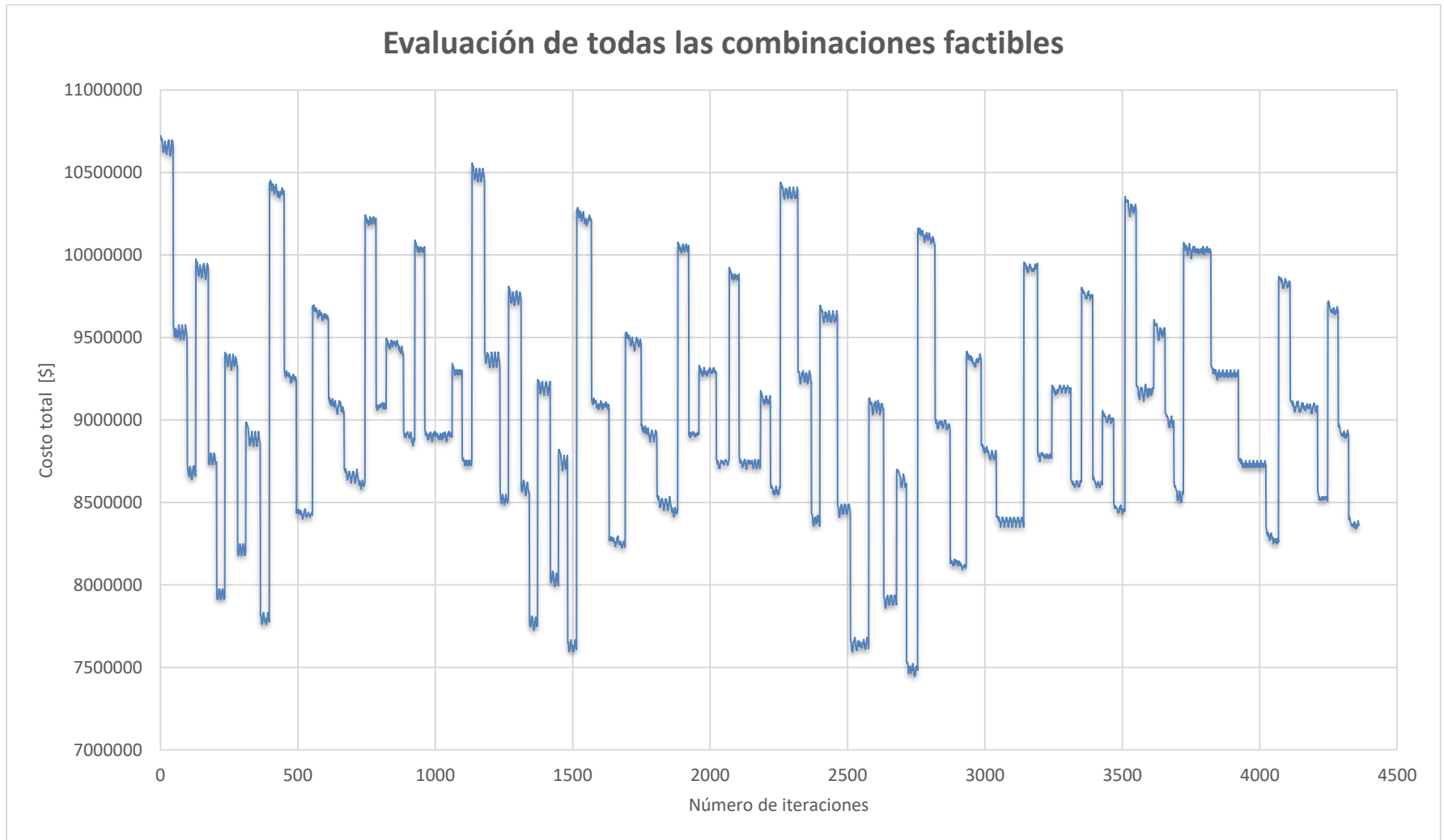


Figura 5-17 Curva de costos asociada a cada combinación factible.

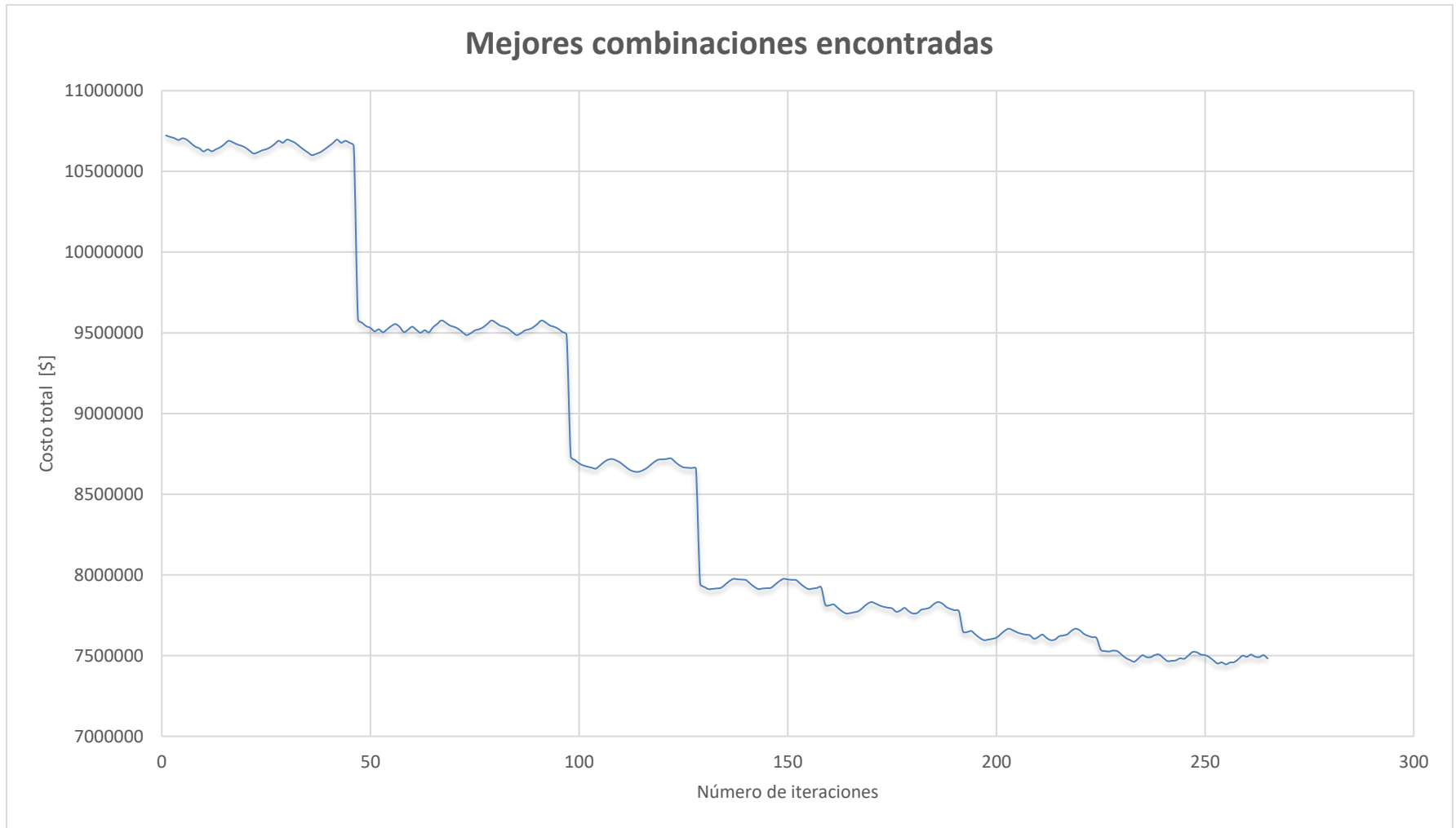


Figura 5-18 Costo asociado a las mejores combinaciones encontradas.



Durante el proceso de evaluación de las combinaciones se fue almacenado aquellas combinaciones que tuvieron mejores valores de la función objetivo como se observa en la Figura 5-18, y encontrándose al final que la combinación 909 es la que genera el menor costo total.

- **Análisis económico de la mejor solución encontrada.**

La combinación 909 tiene un costo asociado de \$ 7'445.985,955 cuya combinación (expansión/construcción) se presenta en la Tabla 5-26, donde se observa que para el primer periodo se realiza la expansión de la subestación 08 (Turi), misma que consiste en la incorporación de una unidad de transformación de 24/32 MVA, para el segundo periodo se realiza la construcción de la subestación 17 (Los cerezos) con una potencia nominal de 24/32 MVA y por último en el tercer periodo, se realiza la expansión de la subestación 07 (Ricaurte) que consiste en el cambio de la unidad de transformación de 12.5 MVA por una de 24/32 MVA.

Tabla 5-26 Configuración de subestaciones candidatas para la mejor combinación encontrada.

S/E Candidatas		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	S_nom [MVA]	
Código	Nombre	2024	2028	2032	Anterior	Nueva
06	Verdillo				10	10
07	Ricaurte			Expansión	22.5	34
08	Turi	Expansión			24	48
13	Chaulayacu				10	10
17	Los cerezos		Construcción		-	24

Desde la Tabla 5-27 a la Tabla 5-29 se muestra el vector solución y a partir de ello se ha decodificado dicho vector obteniéndose al final el área de servicio de las diferentes subestaciones en estudio para cada uno de los periodos de planificación.

En la Tabla 5-28 y la Tabla 5-29 se observa que para la primera etapa se realizó una reasignación de clusters de la subestación 05 hacia las subestaciones 08 y 04, esto con la finalidad de superar los problemas de cargabilidad de la subestación 05 sin tener que recurrir a la expansión de la subestación 17 debido al alto costo que ello implica.

Según el análisis preliminar realizado en la sección 5.3, en el primer periodo las subestaciones 05 y 08 tienen problemas de cargabilidad y para superar estos problemas la solución encontrada ha determinado que la mejor opción consiste en expandir la subestación 08 y reasignar carga de la subestación 05 a la subestación 08 logrando así superar dichos problemas incurriendo en un menor costo.



En el segundo periodo, surge el ingreso la subestación 17 tomando carga de la subestación 05 misma que en dicho periodo posee una mayor área de servicio y por ende presenta un mayor aumento en el pronóstico de la carga. En cuanto a la subestación 07 que tenía problemas de cargabilidad en este periodo, se ha realizado la reasignación de algunos clusters a la subestación 03 y 04 logrando así superar el problema de cargabilidad y desplazando los costos de inversión que se hubieran incurrido en el caso de una expansión en esta etapa.

Tabla 5-27 Vector Solución parte (a)

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500030V01C0	3	3	3	733109,047	9672093,828
0500030V01C4	3	3	3	725540,606	9679426,296
0500030V02C0	3	3	3	724593,483	9679351,944
0500030V02C2	3	3	3	724915,691	9679836,189
0500030V04C0	3	3	3	722871,359	9678847,576
0500030V04C1	3	3	3	723373,699	9678322,335
0500030V04C2	3	3	3	723455,961	9679081,978
0500030V05C2	3	3	3	724653,698	9680063,392
0500040V01C1	4	4	4	724596,589	9681838,704
0500040V03C1	4	4	4	722485,839	9681223,037
0500040V04C0	4	4	4	723772,178	9681416,746
0500040V04C1	4	4	4	722720,36	9680675,159
0500040V05CE0	4	4	4	724774,452	9682201,72
0500040V06CE0	4	4	4	725174,452	9681701,72
0500050V01C2	5	5	5	718079,264	9677562,461
0500050V02C0	5	5	5	719611,345	9679537,349
0500050V02C3	5	5	5	720205,128	9679890,824
0500050V03C2	5	5	5	718221,623	9679195,89
0500050V04C1	5	5	5	718095,641	9677379,505
0500050V04C3	5	5	5	718435,892	9677784,664
0500050V04CE0	5	5	5	718374,452	9677801,72
0500050V05C0	5	5	5	716886,581	9677747,658
0500050V05C1	5	5	5	717578,992	9677046,529
0500050V05C2	5	5	5	705737,966	9675949,049
0500050V05C4	5	5	5	715085,763	9677075,207
0500050V05C5	5	5	5	716703,718	9676919,467
0500050V06C2	5	5	5	718959,835	9679138,901
0500050V07C2	5	5	5	715503,882	9678953,107
0500050V07C3	5	5	5	717429,422	9678551,193
0500050V09C2	5	5	5	717333,078	9679454,342
0500050V10C0	5	5	5	718677,505	9679225,616
0500050V10C1	5	5	17	719206,599	9680128,198
0500070V01C1	7	7	7	726490,349	9681960,243
0500070V02C0	7	7	7	729149,839	9682849,305
0500070V02C3	7	7	7	727366,021	9681315,165
0500070V02C4	7	7	7	729469,991	9684554,858
0500070V02C5	7	7	7	728310,774	9681999,595



Tabla 5-28 Vector Solución parte (b)

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500070V02CE0	7	7	7	730474,5	9684102
0500070V03C1	7	7	7	726454,8	9684569
0500070V03C2	7	7	7	726519,2	9683299
0500070V03CE0	7	7	7	725874,5	9684102
0500070V03CE1	7	7	7	725874,5	9683902
0500080V01C1	8	8	8	721037,2	9677033
0500080V02C0	8	8	8	720166,1	9677117
0500080V02CE0	8	8	8	720674,5	9677202
0500080V03CE0	8	8	8	721774,5	9675502
0500050V03C1	5	17	17	717802,7	9680568
0500050V03C3	5	17	17	718125,2	9683057
0500050V03C4	5	17	17	718102,3	9681572
0500050V03CE0	5	17	17	718074,5	9682602
0500050V06C1	5	17	17	719857,6	9680423
0500050V09CE0	5	17	17	716974,5	9680702
0500050V10C2	5	17	17	718608,1	9680351
0500050V10C3	5	17	17	718777,1	9680486
0500030V01C1	3	3	3	729471,1	9663609
0500030V01C2	3	3	3	727267	9675631
0500030V01C3	3	3	3	726481,8	9678565
0500030V01C5	3	3	3	724889,6	9678177
0500030V02C1	3	3	3	726003,6	9680097
0500030V03C0	3	3	3	722434,7	9677698
0500030V03C1	3	3	3	723774,2	9677859
0500030V03C2	3	3	3	722142,9	9678093
0500030V05C0	3	3	3	724154,4	9680223
0500030V05C1	3	3	3	723576,2	9679478
0500030V05C3	3	3	3	725140,7	9680752
0500040V01C0	4	4	4	724813,2	9682062
0500040V02C0	3	3	3	725225,6	9680906
0500040V02C1	4	4	4	723757,3	9680931
0500040V03C0	4	4	4	722083,4	9682556
0500040V03C2	4	4	4	721128,6	9681295
0500040V03C3	4	4	4	721612,6	9681060
0500040V04C2	4	4	4	723101,3	9680107
0500040V06C0	4	4	4	725013,1	9681811
0500040V07C0	4	4	4	722531,1	9688405



Tabla 5-29 Vector Solución parte (c)

Etiqueta	Sol_P1	Sol_P2	Sol_P3	X	Y
0500040V07C1	4	4	4	723782,8	9683789
0500040V07C2	4	4	4	723845,1	9682713
0500050V01C0	8	8	8	716243,9	9672000
0500050V01C1	8	8	8	717626,2	9676015
0500050V01C3	5	5	5	715800,8	9664369
0500050V01C4	5	5	5	719210	9659705
0500050V01C5	5	5	5	728284,8	9648722
0500050V02C1	5	5	5	719898,6	9679116
0500050V02C2	5	5	5	718816,1	9678670
0500050V03C0	4	4	4	719550,2	9684650
0500050V04C0	8	8	8	718500,7	9676696
0500050V04C2	8	8	8	718904,9	9677864
0500050V05C3	5	5	5	717005,4	9671182
0500050V06C0	4	17	17	719533,9	9681572
0500050V06C3	4	17	17	719968	9680980
0500050V07C0	5	5	5	678269	9696516
0500050V07C1	5	5	5	713422,1	9682269
0500050V09C0	5	5	5	714746,9	9682610
0500050V09C1	5	17	17	716348	9681532
0500050V09C3	5	5	17	715879,1	9681216
0500070V01C0	7	7	7	725587,1	9683501
0500070V01C2	3	3	3	726156,3	9681216
0500070V01C3	7	4	4	724975	9682991
0500070V02C1	7	7	7	729380,1	9679833
0500070V02C2	3	3	3	727218,6	9680713
0500070V03C0	7	7	7	725080,3	9688369
0500070V03C3	7	7	7	726490,6	9692744
0500080V01C0	8	8	8	722338,3	9677132
0500080V01C2	8	8	8	720931,1	9678024
0500080V01C3	8	8	8	721008,6	9678601
0500080V01C4	8	8	8	720046,3	9678608
0500080V02C1	8	8	8	719537,8	9677499
0500080V02C2	8	8	8	719933,3	9677872
0500080V03C0	8	8	8	720475	9671816
0500080V04C0	8	8	8	724824,5	9675954
0500080V04C1	8	8	8	724470	9673877

En el último periodo se presenta una expansión por parte de la subestación 07 debido a que el problema de cargabilidad no puede ser superado reasignando clusters ya que no existe la suficiente cantidad de clusters necesarios para superar dicho problema.

Vale la pena mencionar que los cambios de clusters se realizan sola vez durante todo el periodo, esto debido al factor de penalidad que determina el número de cambio realizados durante los diferentes periodos y en base a ello genera un costo adicional que se lo considera al momento de comparar dos soluciones y escoger de entre ellas la que menor cantidad de cambios presente.

Desde la Figura 5-19 a la Figura 5-21 se presentan las áreas de servicio asociadas a las subestaciones correspondiente a cada periodo, determinadas a partir de la decodificación del vector solución.

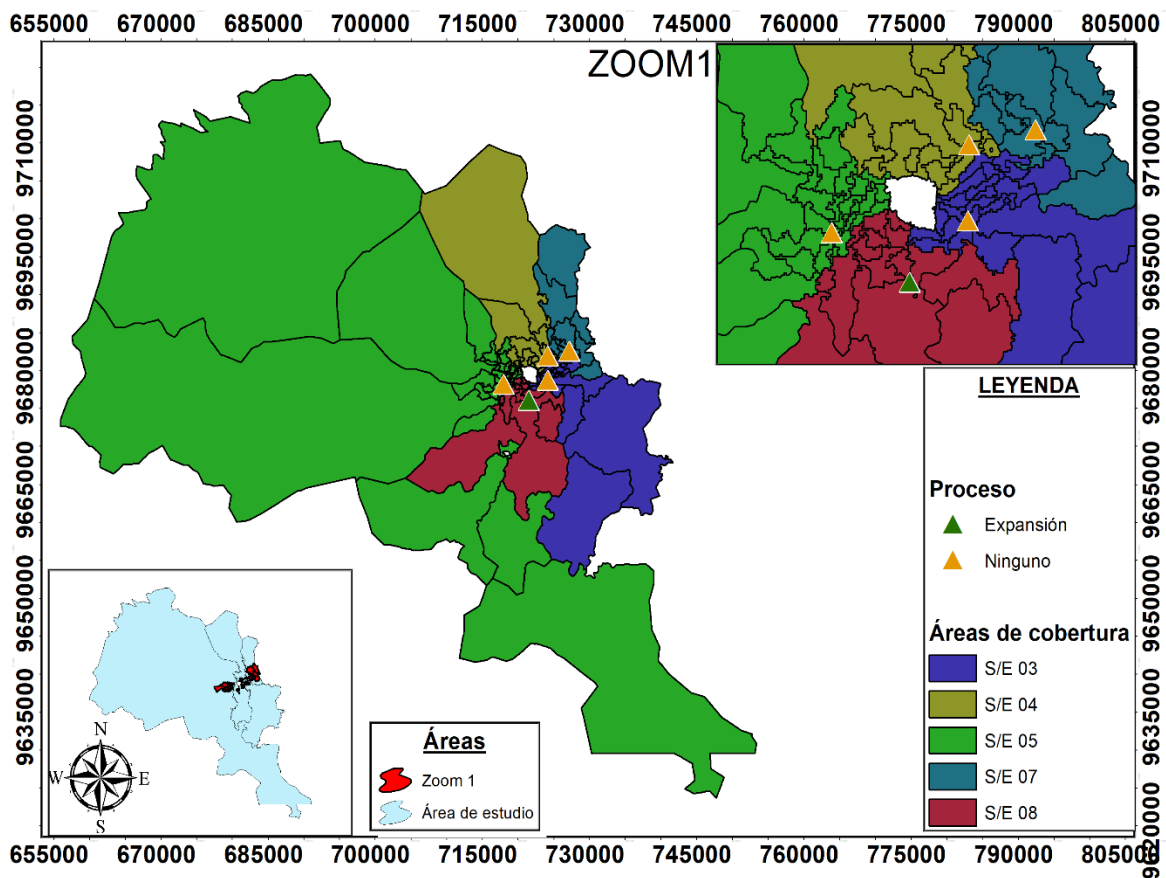


Figura 5-19 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al primer periodo.

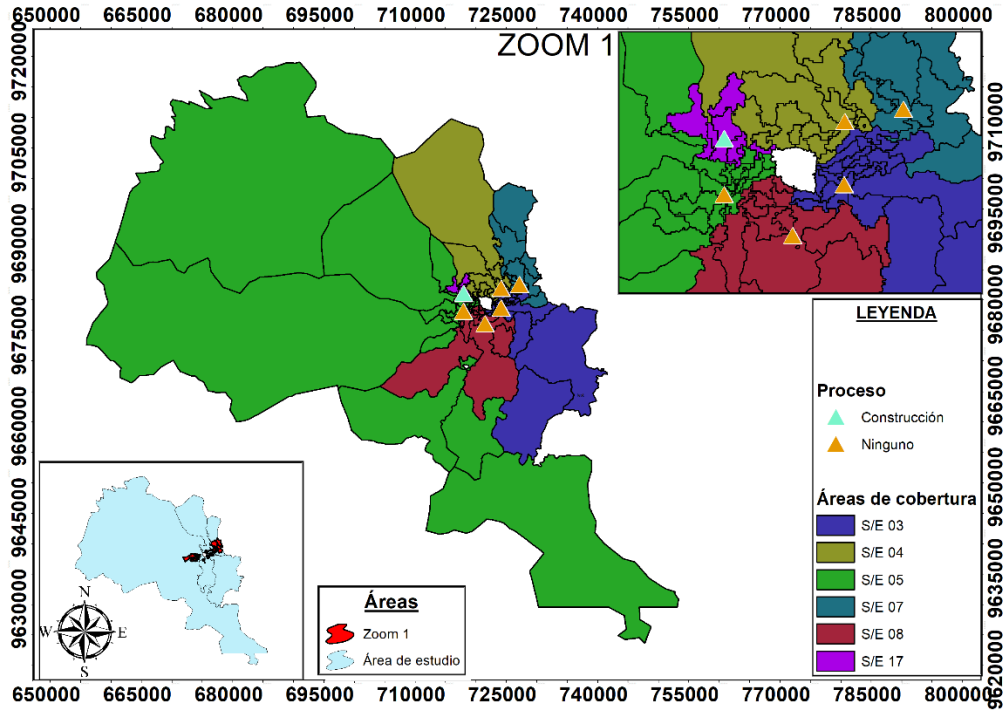


Figura 5-20 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al segundo periodo.

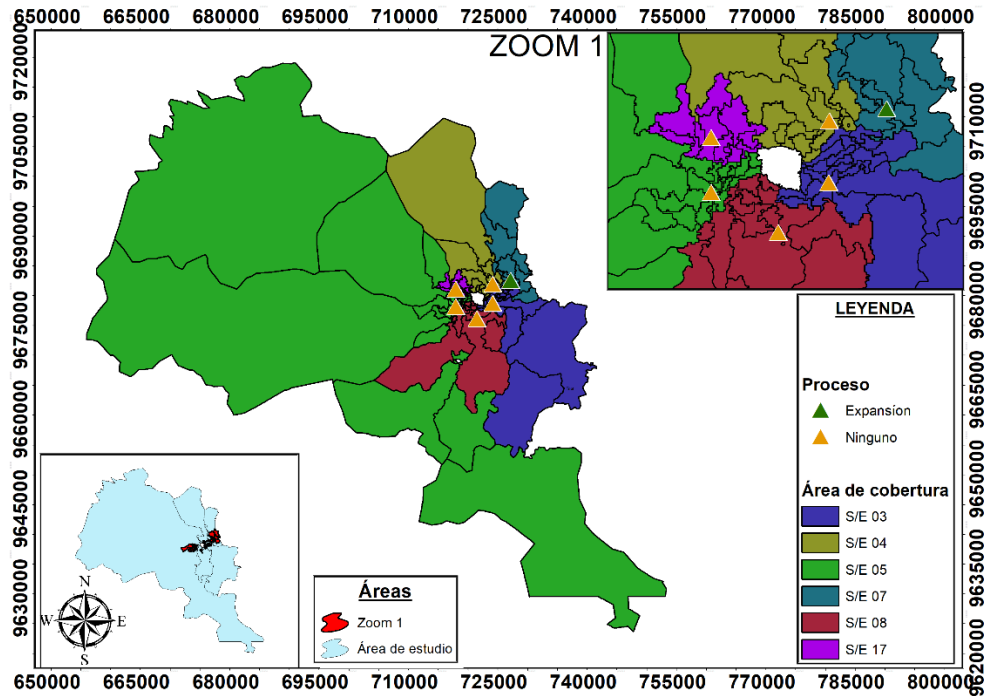


Figura 5-21 Área de servicio de las subestaciones en análisis correspondiente al tercer periodo.

5.5.4 Estado del sistema de subtransmisión en respuesta a la implementación de la alternativa de solución.

Mediante el software DIgSILENT se ha realizado simulaciones de flujos de carga considerando los proyectos de expansión o construcción en las diferentes etapas para determinar los parámetros operativos del sistema con la finalidad de comprobar que la alternativa planteada sea efectivamente una solución a los problemas de cargabilidad de las subestaciones.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.**

Tabla 5-30 Cargabilidad en las líneas de subtransmisión.

Líneas de Subtransmisión	Cargabilidad [%]			
	2020	2024	2028	2032
Azogues (09)-Cañar (18)	27,09	27,62	28,18	28,83
Sinincay- Verdillo (06)	28,16	30,18	37,30	44,05
Sinincay - Verdillo (06) 2	16,25	20,18	23,96	27,98
Cuenca-Monay (03)	49,32	56,73	62,47	70,16
Cuenca-Monay (03)-1	47,85	55,05	60,61	68,08
Cuenca-Ricaurte (07)	54,86	60,44	66,33	73,24
El Arenal (05)-Léntag (14)	6,29	6,59	6,45	6,16
El Arenal (05)-Turi (08)	31,34	27,44	29,33	33,84
Monay (03)-Turi (08)	67,98	73,95	80,55	90,58
P. Industrial (04)-Ricaurte (07)	22,73	26,69	29,85	32,22
Ricaurte (07)-El Descanso (12)	29,87	29,40	28,90	28,32
El Arenal (05)-Verdillo (06)	28,20	-	-	-
El Arenal (05)-SE 17 (Nueva)	-	30,21	23,38	27,61
SE 17-Verdillo (06) (Nueva)	-	30,19	37,31	44,07
SE09-EEAz2	14,21	13,90	13,57	13,20
SE12-EEAz2	13,06	12,75	12,42	12,04
SE_07-SE_19	12,21	11,72	11,34	11,06
Sinincay - SE18	5,44	5,25	5,09	4,89
Turi (08)-Léntag (14)	8,98	8,80	8,91	9,16
Turi (08)-P. Centenario (02)	42,29	41,53	41,69	41,93
Verdillo (06)-P. Industrial (04)	10,51	14,43	18,22	22,23
SE01-Verdillo (06)	27,55	27,58	27,62	27,65

Como se observa en la Tabla 5-30, las líneas de subtransmisión no presentan problemas de cargabilidad en ninguno de los periodos de planificación, además, todas las líneas se encuentran operando con niveles de cargabilidad por debajo del 91% de su capacidad nominal. Cabe mencionar que para el segundo periodo debido a la incorporación de la subestación 17, la línea “El Arenal (05)-Verdillo (06)” se ha dividido en dos segmentos el uno perteneciente al tramo “El Arenal (05)-SE 17” y el otro al tramo “SE 17-Verdillo (06)” manteniendo la topología en anillo.

- **Cargabilidad en los transformadores de potencia.**

Tabla 5-31 Cargabilidad en transformadores de potencia.

Subestaciones		Transformadores					Cargabilidad [%]			
Código	Nombre	Nombre	Capacidad [MVA] ONAN				2020	2024	2028	2032
			2020	2024	2028	2032				
3	Monay	T034	24	24	24	24	48,77	63,16	70,99	79,56
		T035	24	24	24	24	48,77	63,16	70,99	79,56
4	Parque Industrial	T041	24	24	24	24	57,88	72,78	85,83	93,81
		T042	24	24	24	24	57,72	72,64	85,69	93,81
5	El Arenal	T051	24	24	24	24	96,17	92,87	80,41	94,86
		T052	24	24	24	24	96,17	92,87	80,41	94,86
6	Verdillo	T061	10	10	10	10	49,69	49,69	49,69	49,69
7	Ricaurte	T071	10	10	10	10	81,79	86,20	95,26	65,54
		T072	12,5	12,5	12,5	24	77,90	82,10	90,73	76,39
8	Turi	T081	24	24	24	24	91,07	58,16	65,26	73,47
		T082	-	24	24	24	-	69,39	77,20	86,20
17	Los Cerezos	T171	-	-	24	24	-	-	56,8	71,92

En la Tabla 5-31 se observa que los niveles de cargabilidad se encuentran por debajo del valor nominal establecido en cada uno de los periodos por lo tanto la configuración propuesta resulta ser una buena alternativa para solucionar los problemas de sobrecarga. En cuanto a la subestación 17, se observa que al final del último periodo todavía posee un gran porcentaje de capacidad disponible que bien podría ser utilizado para tomar carga de las subestaciones vecinas como es el caso de la subestación 04 en los años posteriores al horizonte de planificación.

- **Niveles de voltaje en las barras.**

En la Tabla 5-32 se observa que los niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites establecidos, además, en comparación con el análisis preliminar estos se encuentran más cercanos al valor nominal, por lo tanto, con la configuración

planteada la variación de voltaje tiende a ser menor tanto en las barras de 69 y 22 kV.

Tabla 5-32 Niveles de voltaje en las barras.

Subestaciones		Barras		Voltaje [p.u]			
Código	Nombre	Nombre	Voltaje Nominal[kV]	2020	2024	2028	2032
3	Monay	Monay-69 kV	69	1,004	1,003	1,002	1,001
		Monay-22 kV	22	1,019	1,015	1,013	1,009
4	Parque Industrial	P. Industrial-69 kV	69	0,994	0,993	0,991	0,989
		P. Industrial-22 kV	22	1,012	1,008	1,004	1,000
5	El Arenal	Arenal-69 kV	69	0,984	0,983	0,981	0,976
		Arenal-22 kV	22	0,986	0,986	0,986	0,978
6	Verdillo	Verdillo-69 kV	69	0,995	0,994	0,993	0,992
		Verdillo-22 kV	22	1,015	1,014	1,012	1,011
7	Ricaurte	Ricaurte-69 kV	69	0,997	0,996	0,995	0,993
		Ricaurte-22 kV	22	0,978	0,976	0,972	0,996
8	Turi	Turi-69 kV	69	0,991	0,989	0,987	0,984
		Turi-22 kV	22	0,972	0,990	0,986	0,980
17	Los Cerezos	SE 17-69 kV	69	-	-	0,984	0,980
		SE 17-22 kV	22	-	-	0,999	0,993

Una vez verificado que todos parámetros operativos del sistema de subtransmisión se encuentren dentro de los límites establecidos, se ha comprobado que la alternativa encontrada representa una buena opción tanto técnica como económica para atender adecuadamente la demanda futura para un horizonte de tiempo de 16 años.

5.5.5 Relación entre el factor de penalidad y los costos de las pérdidas del sistema.

Como ya se ha venido mencionado, el factor de penalidad es un costo ficticio que se le suma a los costos de inversión de tal forma que se pueda cuantificar el impacto que tiene la reasignación de clusters a otras subestaciones. Para determinar el comportamiento que presenta el factor de penalidad con respecto a los costos relacionados a las pérdidas del sistema en la Figura 5-22 y Figura 5-23 se presente la tendencia que presenta los costos de pérdidas y el costo de penalidad respectivamente.

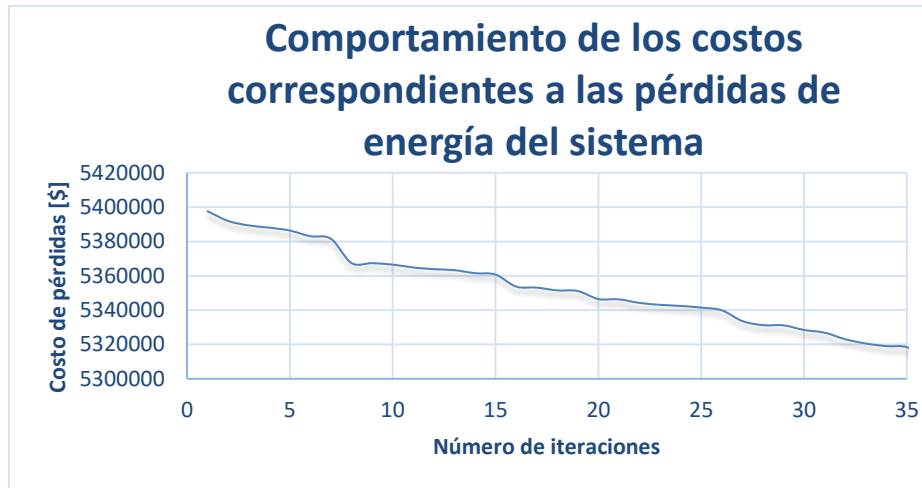


Figura 5-22 Tendencia de los costos de relacionados a las pérdidas del sistema.

Como se observa en la Figura 5-22 a medida que avanza el número de iteraciones de los mejores costos encontrados durante búsqueda tabú, los costos de pérdidas tienden a reducirse debido a los cambios o reasignaciones de clusters a otras subestaciones vecinas, por el contrario, en la Figura 5-23 se observa que el costo relacionado a la penalización se incrementa a medida que avanza el número de iteraciones, por lo tanto, para que los cambios de los clusters tengan influencia en el costo total, la variación de los costos de pérdidas deberá ser mayor a la variación que presenta el factor de penalidad.

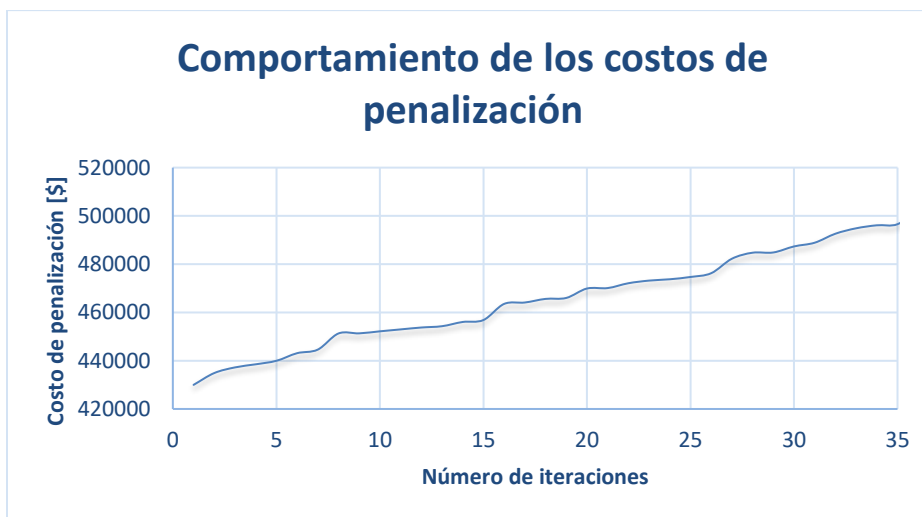


Figura 5-23 Tendencia de los costos de relacionados al factor de penalidad.

En la Figura 5-24 se presenta las curvas correspondientes a las variaciones que presenta los costos de pérdidas y los costos de penalidad. Como se puede ver, la

curva de color rojo que representa las variaciones en los costos del factor de penalidad siempre es menor que la curva de color azul que representa los cambios en los costos relacionados a las pérdidas del sistema, esto implica que para cualquier cambio de cluster el impacto que este genera en el costo asociado a las pérdidas debe superar a la penalización incurrida por realizar dicho cambio.

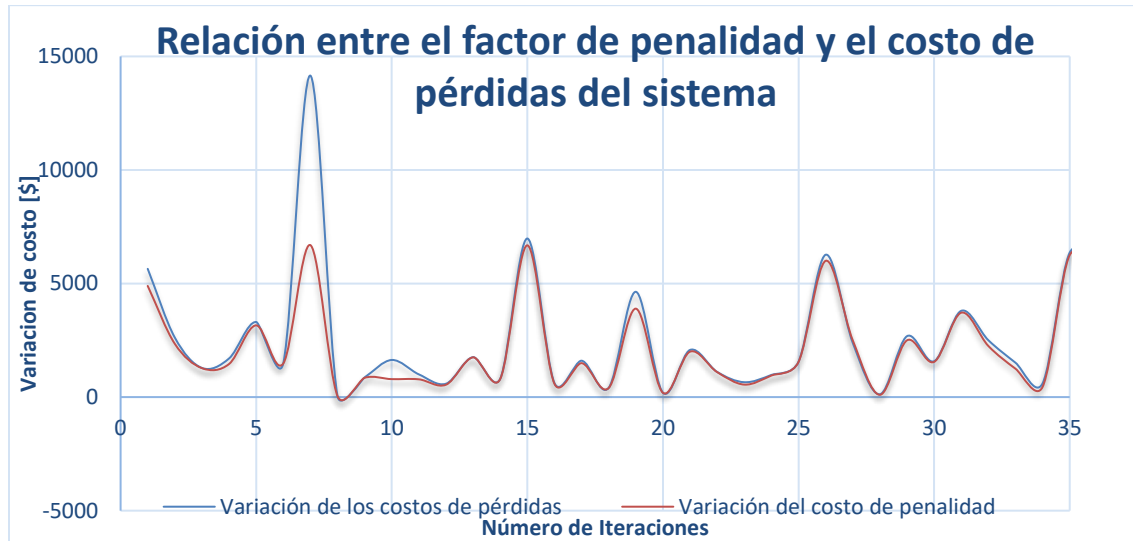


Figura 5-24 Variación en los costos de pérdidas y los costos de penalidad.

El valor de penalización que se imponga influirá en gran parte en la selección de la mejor alternativa de solución, ya que un valor de penalidad alto restringirá en gran medida el número de cambios que se podrá realizar durante la búsqueda tabú, por lo tanto se tendrá menores posibilidades de desplazar la inversión, es decir si el costo de penalidad supera al costo de inversión, entonces se considera como mejor opción la construcción o expansión de una subestación en comparación con la reasignación de clusters a otras subestaciones. Por el contrario, si se impone un costo de penalidad bajo, el algoritmo tendrá mayor libertad para realizar reasignación de clusters en diferentes periodos, es decir, para un cierto cluster se podría tener más de un cambio de subestación lo cual en la práctica no sería económicamente factible debido a los costos que se incurre en la construcción o expansión de un alimentador que servirá para atender la demanda de dicho cluster. En conclusión, la selección del valor de penalización dependerá mucho de la red de medio voltaje ya que para redes malladas el costo de reasignación de clusters es mucho menor en comparación con las redes radiales cuya reasignación de clusters implica construcción o expansión de alimentadores y por lo tanto mayores costos.



CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 Conclusiones.

- Como técnica de análisis de datos el término clustering es muy útil cuando se intenta reducir una compleja cantidad de información en subconjuntos de modo tal que los datos pertenecientes a un grupo sean los más similares posibles entre ellos y los datos pertenecientes a grupos separados sean los más diferentes entre sí, en este contexto, se han creado múltiples técnicas asociadas a un análisis clusters y cada uno de ellos dependerá de múltiples factores como la aplicación que se le dé, la forma del conjunto de datos, el tamaño del conjunto de datos, entre otros. En este trabajo se analizaron varios métodos para el análisis cluster con el fin de dar solución a la problemática siendo este generar grupos cohesivos y que presenten restricciones de tamaño en base a un atributo perteneciente a cada dato (magnitud de la carga), sin embargo, a medida que se evaluaron estos métodos se verificó que los mismo fallaban debido a que no eran aplicables o los tiempos de cálculo para un conjunto de datos a gran escala eran en exceso altos. La implementación de un análisis de agrupamiento basado en grafos es un proceso que se adapta de una mejor manera al problema “cluster” y si se combina con algoritmos basado en grafos como el árbol de expansión mínima (MST) entonces se genera una amplia gama de posibles procesos que den solución a la problemática cluster, en este contexto, el algoritmo Lukes implementado en este trabajo muestra que es un proceso versátil para generar soluciones adecuadas en un conjunto de datos que posee tanto sectores densos (zona urbana) como sectores dispersos (zona rural), no obstante, el problema que tiene este algoritmo es el tiempo de cálculo que es dependiente del número de nodos (cantidad de nodos de carga) por lo que se propuso un agrupamiento previo en base a superficies de cobertura que posee un caso de estudio con lo que se soluciona este inconveniente haciendo del algoritmo Lukes una opción viable para resolver problemas de clustering con restricciones de tamaño.
- El método de planificación multietapa coordinado (dinámico) implementado en este trabajo ha proporcionado resultados que minimizan los costos económicos para cada uno de los periodos de planificación donde se ha priorizado en gran medida el desplazamiento de los costos de mayor influencia, es decir, los costos incurridos en la construcción de subestaciones sin que se vea comprometido las condiciones operativas del sistema de subtransmisión. Por otra parte, a pesar de que un método de planificación multietapa conduce a soluciones optimas, la complejidad en la



implementación de los algoritmos de solución y los tiempos computacionales de ejecución son algunas de las desventajas que genera este método debido al número de variables que se incrementa en función del número de periodos en estudio además de la dependencia que existe entre todos los periodos existentes establecidos, en otras palabras, para cualquier cambio realizado en un cierto periodo se tendrá que verificar el impacto que este genera en las etapas posteriores para finalmente realizar la evaluación de la función objetivo y determinar el costo asociado.

- Las estrategias de selección de clusters fijos para subestaciones existentes y subestaciones nuevas implementadas en el algoritmo de solución con el propósito de reducir los tiempos computacionales restringiendo posibles combinaciones que se realicen con los clusters categorizados como fijos generan menores combinación a evaluar por la función objetivo lo cual implica indirectamente en la reducción de los tiempos de cálculo del algoritmo. Además, la selección de clusters fijos de subestaciones tanto existentes como nuevas es un proceso que selecciona un grupo de clusters, el más óptimo, de tal manera que este grupo cumpla con ciertas condiciones impuestas las cuales garantizan que las soluciones no se vean sesgadas debido a la asignación directa de este conjunto de clusters en el vector solución. Por otra parte, el número de clusters que pertenecen a una subestación existente dependerá en gran medida de la disposición espacial de las subestaciones dentro del área de concesión de la empresa distribuidora y también del área de servicio asociada a cada subestación, es decir, a medida que se incrementa el área de servicio y se considera una disposición espacial dispersa se tendrá una mayor cantidad de clusters que no se encuentren en el límite entre áreas de servicio de diferentes subestaciones existentes. En cuanto al número de clusters de subestaciones fijas, este vendrá directamente relacionado por la cantidad de clusters que tengan como primera opción a la subestación que se pretende construir además del límite de potencia con la que se pretenda que ingrese inicialmente la subestación.
- El algoritmo que genera la solución inicial para cada una de las combinaciones de subestaciones y que sirve como parámetro de entrada para la búsqueda tabú se implementó de tal forma que para cualquier tipo de combinación que se le genere, este busca un arreglo de clusters que permita que la combinación entrante cumpla con las restricciones operativas del sistema, además, la solución inicial generada también considera criterios de



espacialidad los cuales permiten que la reasignación de clusters no se lo realice aleatoriamente garantizando así que el área de servicio de subestaciones generada inicialmente sea una asignación espacialmente coherente.

- El método de búsqueda tabú ha permitido reducir los costos relacionados con las pérdidas del sistema mediante la reasignación de clusters a otras subestaciones vecinas sin dejar de lado el costo adicional que este involucra mediante la comparación de soluciones utilizando la técnica del factor de penalidad. Además, el método de búsqueda tabú evalúa todas las posibles reasignaciones de clusters a otras subestaciones vecinas que se pueden realizar para cada uno de los periodos de planificación seleccionándose al final de cada iteración el movimiento que mejore la función objetivo. Finalmente, los resultados obtenidos han permitido verificar según los valores de los costos de pérdidas que el algoritmo genera soluciones que convergen en el punto en que los costos de penalización superan a los costos de pérdidas de energía del sistema.
- El software DlgSILENT Power Factory y su vinculación con el lenguaje de programación Python ha tenido un rol importante en el desarrollo de este trabajo ya que ha permitido determinar el comportamiento del sistema ante los diversos cambios realizados durante la ejecución del algoritmo mediante la simulación de flujos de potencia determinando así los parámetros operativos del sistema y validando cada una de las soluciones vecinas presentadas. Por otra parte, debido a la gran cantidad de soluciones vecinas que es necesario evaluar para cada iteración, los tiempos computacionales se incrementaron esto último debido a que por cada movimiento realizado se tendrá que realizar modificaciones en el sistema y evaluar la convergencia de los flujos de potencia para cada uno de los periodos de planificación lo cual conlleva un costo computacional significativo.
- Las restricciones de espacialidad implementadas han permitido generar áreas de servicio coherentes para cada una de las subestaciones, es decir, cada uno de los clusters asignados a una determinada subestación en los diferentes periodos debe de tener por lo menos un punto conexión con la subestación a cuál se le asignó, este hecho ha sido posible implementarlo con la ayuda del software ArcGIS el cual, mediante la herramienta de análisis espacial de datos ha permitido obtener las características de adyacencia de cada uno de los clusters involucrados en el problema.



- La técnica del factor de penalización ha permitido considerar el costo asociado con la reasignación de clusters a otras subestaciones que, si bien no se les suma a los costos de inversión incurridos, si se lo considera como un costo ficticio a la hora de comparar diferentes tipos de soluciones vecinas. Además, el valor de penalización que se imponga será crucial al momento de seleccionar la mejor alternativa ya que un valor elevado restringirá en gran medida los cambios de clusters y por lo tanto existirá menores posibilidades de desplazar los costos de inversión, por el contrario un valor demasiado bajo traerá como consecuencia una mayor cantidad de cambios en los diferentes periodos de planificación debido a que si bien los costos se ven reducidos por el desplazamiento de la inversión, en la práctica este hecho no se lo considera como factible por los costos incurridos en la modificación de las redes de medio y bajo voltaje.
- La solución más económica encontrada al final de la ejecución del algoritmo ha demostrado solucionar los problemas de cargabilidad que presenta el sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S.C.A en los diferentes periodos de estudio, además en base a las áreas de servicio encontrada para cada subestación en los diferentes periodos de estudio se comprobó que el algoritmo prioriza el desplazamiento de los costos de inversión hacia las etapas cercanas al final del horizonte de planificación de tal forma que se minimice los costos sin comprometer la condiciones operativas del sistema.

6.2 Recomendaciones y Trabajos.

- Antes de la implementación del proceso que vincula el software DIgSILENT Power Factory y el lenguaje de programación Python (Spyder) es necesario revisar la guía del lenguaje de programación de DIgSILENT (DPL) en el cual se encuentra detallado los comandos que permiten la importación del módulo PowerFactory, así como las diferentes instrucciones que permiten obtener acceso a todas las funciones de DIgSILENT y a los parámetros de cada elemento involucrado en el modelo del sistema.
- Un punto importante a considerar durante la ejecución de flujos de potencia en DIgSILENT es la acumulación de datos en la memoria cache del programa correspondientes a los resultados de cada flujo de potencia que se ejecuta debido a la gran cantidad de simulaciones que se realizan en las diferentes iteraciones del algoritmo lo cual conlleva a que los tiempos de ejecución se incrementan considerablemente, para solucionar dicho problema, en este



trabajo se ha optado por eliminar e importar el modelo del sistema automáticamente desde Python (Spyder) cada cierto número de iteraciones lo cual ha generado tiempos de simulación constantes durante toda la ejecución del algoritmo de solución.

- En una próxima versión de este trabajo podría considerarse la implementación de un método híbrido entre algoritmos genéticos y búsqueda tabú mismo que es muy utilizado en la literatura especializada para la determinación de ubicaciones y áreas de servicio de subestaciones en sistemas a gran escala, la combinación de estas dos metaheurísticas permitirán obtener una rápida convergencia del algoritmo a la solución óptima del problema de tal forma que se pueda obtener resultados similares con el menor costo computacional y por lo tanto en un tiempo mucho menor.
- Un aspecto importante que también podría implementarse en futuros trabajos viene dado por la incorporación de nuevas fuentes de generación en los diferentes periodos lo cual permitiría tener resultados mucho más apegados a la realidad ya que esta consideración modificaría la distribución de los flujos de potencia, así como los respectivos niveles de voltaje en las diferentes barras de las subestaciones.
- Otro trabajo futuro, en base al procedimiento de agrupación de carga se encamina en generar un estudio exhaustivo de algoritmos para agrupación que sean compatibles con nuestra problemática de tal forma que se puedan comparar y seleccionar de entre todos aquel que genere soluciones adecuadas en tiempos adecuados sin tener que recurrir a divisiones previas del conjunto total de datos.
- Pese a que los resultados de agrupamiento generados por la combinación de los procesos pertenecientes a la triangulación de Delaunay y MST poseen múltiples características de la red, un trabajo futuro se encamina en la construcción de un grafo en función de la red eléctrica y aplicar a este grafo un algoritmo como Lukes de tal manera que se pueda implementar atributos que no fueron considerados para la agrupación.

**BIBLIOGRAFIA**

- [1] S. Mahdi Mazhari, H. Monsef, y H. Falaghi, «A hybrid heuristic and learning automata-based algorithm for distribution substations siting, sizing and defining the associated service areas», *Int. Trans. Electr. ENERGY Syst.*, vol. 24, pp. 433-456, 2014, doi: 10.1002/etep.
- [2] K. Kaewmamuang, A. Siritaratiwat, C. Surawanitkun, P. Khunkitti, y R. Chatthaworn, «A novel method for solving multi-stage distribution substation expansion planning», *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 371-383, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.109.
- [3] S. M. Mazhari y H. Monsef, «Dynamic sub-transmission substation expansion planning using learning automata», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 255-266, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.11.011.
- [4] M. Jalali, K. Zare, y M. T. Hagh, «Dynamic expansion planning of sub-transmission substations and defining the associated service area», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 116, pp. 218-230, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.06.014.
- [5] S. N. Ravadanegh y R. G. Roshanagh, «On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 487-497, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.008.
- [6] M. Ceraolo y D. Poli, *Fundamentals of Electric Power Engineering*. New Jersey: IEEE, 2014.
- [7] A. Sallam y O. P. Malik, *Electric Distribution Systems*. New Jersey: IEEE, 2011.
- [8] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-074/17», Quito, 2017.
- [9] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, y C. Cañizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. New York: The ELECTRIC POWER ENGINEERING Series, 2016.
- [10] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Primera Ed., vol. 52, n.º 1. México D.F: Universidad Autónoma Metropolitana, 2002.
- [11] V. . Quintana y N. Muller, «Overload and voltage control of power systems by line switching and generation rescheduling.», *Can. J. Elect. Comp. Eng.*, vol. 15, n.º 4, pp. 168-173, 1990.
- [12] L. Bam y W. Jewell, «Review: Power system analysis software tools», *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 1, pp. 139-144, 2005, doi: 10.1109/pes.2005.1489097.



- [13] M. Salgado Rodriguez, «Sistemas de distribución», Universidad de Cuenca, 2017.
- [14] H. Seifi y M. S. Sepasian, *Electric power system planning : Issues, algorithms and solutions*. Springer, 2011.
- [15] J. Galán, «Coste – Costo - Qué es, definición y concepto | Economipedia», may 27, 2016. <https://economipedia.com/definiciones/coste-costo.html> (accedido dic. 15, 2020).
- [16] J. C. Landaure, «Costos de inversión y de operación en la formulación de un proyecto | Gestión de Proyectos | Apuntes empresariales | ESAN», jun. 28, 2016. <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2016/06/costos-de-inversion-y-de-operacion-en-la-formulacion-de-un-proyecto/> (accedido dic. 15, 2020).
- [17] M. U. Mairena Bellorín, «El valor del dinero en el tiempo», *Rev. Multi-Ensayos*, vol. 6, n.º 11, pp. 25-30, 2020, doi: 10.5377/multiensayos.v6i11.9285.
- [18] F. H. Pellico, «La deducción inmediata ¿Un estímulo real?», Universidad de las Américas Puebla, 2004.
- [19] L. Blank y A. Tarquin, *Ingeniería Económica*, 7ma ed. México, D.F: McGraw-Hill, 2012.
- [20] J. Mejía, «Conceptos Ingeniería Industrial: Diagrama de Flujo en Caja o Flujo de Efectivo», abr. 01, 2015. <http://conceptosingindustrial.blogspot.com/2015/04/diagrama-de-flujo-en-caja-o-flujo-de.html> (accedido dic. 26, 2020).
- [21] G. Baca Currea, *Ingeniería Económica*, 8va ed. Bogotá: Editorial Educativa, 2009.
- [22] G. B. Vera, «La Tasa De Interés: Información Con Estructura», *Estud. Gerenciales*, vol. 19, n.º 86, pp. 39-50, 2003.
- [23] S. Pedrosa, «Interés simple - Qué es, definición y concepto | Economipedia», ene. 11, 2016. <https://economipedia.com/definiciones/interes-simple.html> (accedido dic. 16, 2020).
- [24] S. Pedrosa, «Interés compuesto - Qué es, definición y concepto | Economipedia», ene. 11, 2011. <https://economipedia.com/definiciones/interes-compuesto.html> (accedido dic. 16, 2020).
- [25] A. . Covarrubias, «La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos», *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, vol. 21, pp. 55-63, 1980.
- [26] F. Elkarmi y N. AbuShikhah, *Power System Planning Technologies and*



Applications. Engineering Science Reference, 2011.

- [27] S. R. Khuntia, B. W. Tuinema, J. L. Rueda, y M. A. M. M. van der Meijden, «Time-horizons in the planning and operation of transmission networks: an overview», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, n.º 4, pp. 841-848, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0791.
- [28] M. R. Haghifam y M. Shahabi, «Optimal location and sizing of HV/MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm.», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 63, n.º 1, pp. 37-50, 2002, doi: 10.1016/S0378-7796(02)00087-1.
- [29] A. M. Ariza Ramirez, «Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución.», Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [30] S. H. Hosseini, H. Kord, M. Parsa Moghaddam, y F. Merikh Bayat, «A new mathematical clustering-based approach for substation expansion planning», *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 21, n.º 2, pp. 997-1004, 2006.
- [31] S. M. Mazhari y H. Monsef, «A Hybrid Heuristic and Evolutionary Algorithm for Distribution Substation Planning», *IEEE Syst. J.*, vol. 9, n.º 4, pp. 1396-1407, 2015.
- [32] S. H. Hosseini, H. Kord, M. Parsa Moghaddam, y F. Merikh Bayat, «A new mathematical clustering-based approach for substation expansion planning», *Int. Rev. Model. Simulations*, vol. 5, n.º 1, pp. 385-393, 2012.
- [33] H. K. Rad y Z. Moravej, «Substation expansion planning based on BFOA», *Int. J. Smart Electr. Eng.*, vol. 4, n.º 3, pp. 177-184, 2015, doi: 10.1109/IPSC.2015.7827758.
- [34] H. K. Rad y Z. Moravej, «Substation expansion planning based on BFOA», *30th Power Syst. Conf. PSC 2015*, vol. 4, n.º 3, pp. 264-270, 2017, doi: 10.1109/IPSC.2015.7827758.
- [35] H. E. Salazar García, R. A. Hincapié Isaza, y R. A. Gallego Rendón, «Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda.», *Sci. Tech. Año XIX*, vol. 19, n.º 1, pp. 19-28, 2014.
- [36] H. Emmanuel, S. Garc, R. A. Hincapi, A. G. Rend, S. El, y S. El, «Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda Methodology to distribution system planning considering demand uncertainty», vol. 19, n.º 1, pp. 19-28, 2014.
- [37] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., «SOMOS – Centrosur», sep. 12, 2018. <https://www.centrosur.gob.ec/somos/> (accedido dic. 29, 2020).



- [38] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A - Dirección de Planificación, «Plan Estratégico 2017 - 2021», 2018.
- [39] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A - Dirección de Planificación, «Estructura de la CentroSur.CA», 2020.
- [40] B. A. Alvarado Morocho y E. S. Andrade Palacios, «Análisis de Factibilidad de la Reconfiguración del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S por la inserción de nuevas subestaciones y cambio de nivel de voltaje», Universidad de Cuenca, 2020.
- [41] ARCONEL, «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano», *Arconel*, p. 113, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/>.
- [42] J. Rivera, «Eficiencia eléctrica en alimentadores primarios de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.-Ecuador», Universidad de Cuenca, 2013.
- [43] S. SARAVANANS, K. KARUNANITHI, P. DURAI PANDY, y V. MAHESH, «APPLICATION OF DIFFERENTIAL EVOLUTION ALGORITHM TO SUBSTATION EXPANSION PLANNING», *J. Crit. Rev.*, vol. 7, n.º 14, pp. 2614-2621, 2020.
- [44] M. H. Abedi, H. Hosseini, y A. Jalilvand, «Sub-transmission substation expansion planning (SSEP) considering load uncertainties using a new clustering method», *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, n.º 7, pp. 1-21, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12421.
- [45] Z. Moravej y H. K. Rad, «New Method for Solving Substation Expansion Planning Problem Using Fuzzy Clustering Algorithms», *Majlesi J. Electr. Eng.*, vol. 8, n.º 4, pp. 27-35, 2014.
- [46] R. Jiao, Z. Yang, R. Shi, y B. Lin, «A multistage multiobjective substation siting and sizing model based on operator-repair genetic algorithm», *IEEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 9, n.º S1, pp. S28-S36, 2014, doi: 10.1002/tee.22042.
- [47] H. Kiani Rad y Z. Moravej, «An approach for simultaneous distribution, sub-transmission, and transmission networks expansion planning», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 166-182, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.03.010.
- [48] S. N. Ravadanegh y R. G. Roshanagh, «A heuristic algorithm for optimal multistage sizing, siting and timing of MV distribution substations», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp. 134-141, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.019.
- [49] M. Sedghi, A. Ahmadian, y M. Aliakbar-Golkar, «Assessment of optimization



- algorithms capability in distribution network planning: Review, comparison and modification techniques.», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 415-434, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.08.027.
- [50] F. Glover y M. Laguna, *Tabu Search*. Colorado: Kluwer Academic Publishers, 1997.
- [51] F. Glover, «Tabu Search: A Tutorial», *Interfaces (Providence)*, vol. 20, n.º 4, pp. 74-94, 1990, doi: 10.1287/inte.20.4.74.
- [52] A. Hernández, F. Guerrero, R. Caballero, y J. Molina, «Algoritmo Tabú para un problema de distribución de espacios», *Rev. métodos cuantitativos para la Econ. y la Empres.*, n.º 1, pp. 25-37, 2006.
- [53] M. B. Batista y F. Glover, «Introducción a la Búsqueda Tabú», en *Búsqueda Tabú*, vol. 03, Colorado, 2017, pp. 1-36.
- [54] A. Soloaga, «Python, los 5 usos más importantes de este lenguaje de programación», oct. 19, 2018. <https://www.akademus.es/blog/programacion/principales-usos-python/> (accedido ene. 11, 2021).
- [55] Python, «Applications for Python | Python.org», may 13, 2006. <https://www.python.org/about/apps/> (accedido ene. 16, 2021).
- [56] Python, «History and License — Python 3.9.1 documentation», oct. 31, 2012. <https://docs.python.org/3/license.html> (accedido ene. 11, 2021).
- [57] Y. Sierra, «¿Qué es data science? – ¿Cómo usar la ciencia de datos? - Legaltech», feb. 10, 2020. <https://blog.lemontech.com/que-es-data-science-como-usar-la-ciencia-de-datos/> (accedido ene. 16, 2021).
- [58] A.-T. Mohammed Zuhair y K. Seifedine, *Python for Graph and Network Analysis*. Springer, 2017.
- [59] W. McKinney, «Data Structures for Statistical Computing in Python», en *Proceedings of the 9th Python in Science Conference*, 2010, pp. 56-61, doi: 10.25080/majora-92bf1922-00a.
- [60] C. R. Harris *et al.*, «Array programming with NumPy», *Nature*, vol. 585, n.º 7825. Nature Research, pp. 357-362, sep. 17, 2020, doi: 10.1038/s41586-020-2649-2.
- [61] J. D. Hunter, «Matplotlib: A 2D graphics environment», *Comput. Sci. Eng.*, vol. 9, n.º 3, pp. 90-95, 2007, doi: 10.1109/MCSE.2007.55.
- [62] F. Pedregosa *et al.*, «Scikit-learn: Machine Learning in Python», *J. Mach. Learn. Res.*, vol. 12, n.º 85, pp. 2825-2830, 2011.



- [63] Aric A. Hagberg, Daniel A. Schult, y Pieter J. Swart, «Exploring Network Structure, Dynamics, and Function using NetworkX», en *Proceedings of the 7th Python in Science Conference (SciPy2008)*, ago. 2008, pp. 11-15.
- [64] PowerFactory - DlgSILENT, «PowerFactory 2020 User Manual», pp. 1-1253, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de>.
- [65] My Esri, «¿Qué es ArcGIS? | ArcGIS Resource Center», sep. 18, 2012. <https://resources.arcgis.com/es/help/getting-started/articles/026n00000014000000.htm> (accedido ene. 13, 2021).
- [66] My Esri, «¿Qué es ArcPy?—Help | ArcGIS for Desktop», abr. 21, 2016. <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/analyze/arcpy/what-is-arcpy-.htm> (accedido ene. 13, 2021).
- [67] My Esri, «ArcGIS Desktop | Documentation», abr. 10, 2015. <https://desktop.arcgis.com/es/> (accedido ene. 13, 2021).
- [68] PowerFactory - DlgSILENT, «PowerFactory - DlgSILENT», may 03, 2020. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (accedido ene. 16, 2021).
- [69] PowerFactory - DlgSILENT, «Features - DlgSILENT», ago. 12, 2020. <https://www.digsilent.de/en/features.html> (accedido ene. 16, 2021).
- [70] E. Andrade, «Polígonos de Thiessen. », sep. 24, 2011. <https://civilgeeks.com/2011/09/24/poligonos-de-thiessen/> (accedido ene. 27, 2021).
- [71] A. M. Muñoz, «Polígonos de Thiessen - Urbipedia - Archivo de Arquitectura», ago. 17, 2020. https://www.urbipedia.org/hoja/Poligonos_de_Thiessen (accedido ene. 27, 2021).
- [72] Wikiwand, «Triangulación de Delaunay». https://www.wikiwand.com/es/Triangulación_de_Delaunay (accedido ene. 27, 2021).
- [73] J. Vicente, «Introducción al Análisis de Clúster», Universidad de Salamanca, 2011.
- [74] S. De la Fuente, «Análisis Conglomerados», Universidad Autónoma de Madrid, 2011.
- [75] D. F. V. Huang, «Clustering de documentos con restricciones de tamaño», Universitat Politècnica de València, 2016.
- [76] D. M. L. K. Cheong, T. Fernando, H. C. Lu, M. Reynolds, y J. Fletcher, «Investigation of Alternative Power Distribution and Optimal Configuration through the Implementation of Clustering Algorithms-Based Microgrids for a Case Study», *J. Clean Energy Technol.*, vol. 6, n.º 3, pp. 258-262, 2018, doi:



10.18178/jocet.2018.6.3.471.

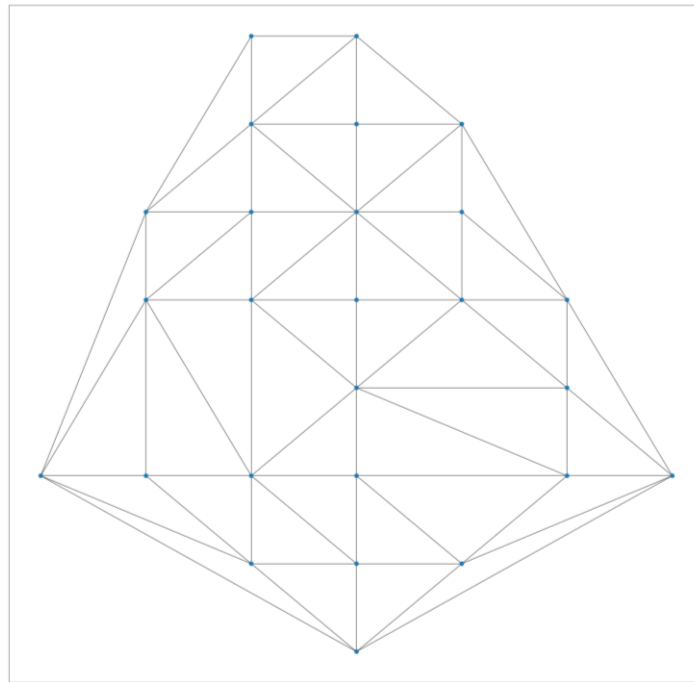
- [77] B. S. Everitt, S. Landau, M. Leese, y D. Stahl, *Cluster Analysis*, 5.^a ed. United Kingdom: Wiley Series in Probability and Statistics, 2011.
- [78] D. Peluffo, «Estudio comparativo de métodos de agrupamiento no supervisado de latidos de señales ECG», Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [79] D. M. L. K. Cheong, T. Fernando, H. C. Lu, M. Reynolds, y J. Fletcher, «Review of clustering algorithms for microgrid formation», *2017 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia Smart Grid Smart Community, ISGT-Asia 2017*, pp. 1-6, 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378350.
- [80] G. Casabianca, «Algoritmos de Clustering en Grafos Estáticos y Retos en Grafos Dinámicos», Universidad de los Andes, 2014.
- [81] F. Benavides, «Expansión óptima del sistema de transmisión mediante el algoritmo de Prim», Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, Cuenca, 2017.
- [82] R. Aldecoa, «Detección de comunidades en redes complejas», Universidad Politécnica de Valencia, 2012.
- [83] R. M. Assunção, M. C. Neves, G. Câmara, y C. Da Costa, «Efficient regionalization techniques for socio-economic geographical units using minimum spanning trees», n.º October 2014, pp. 37-41, 2007, doi: 10.1080/13658810600665111.
- [84] D. Cheng, Q. Zhu, J. Huang, Q. Wu, y L. Yang, «A Novel Cluster Validity Index Based on Local Cores», *IEEE Trans. Neural Networks Learn. Syst.*, vol. PP, pp. 1-15, 2018, doi: 10.1109/TNNLS.2018.2853710.
- [85] S. Zhou, Z. Xu, y F. Liu, «Method for Determining the Optimal Number of Clusters Based on Agglomerative», pp. 1-11, 2016.
- [86] J. A. Lukes, «Efficient Algorithm for the Partitioning of Trees.», *IBM J. Res. Dev.*, vol. 18, n.º 3, pp. 217-224, 1974, doi: 10.1147/rd.183.0217.
- [87] My Esri, «Polígonos vecinos—Ayuda | ArcGIS for Desktop», abr. 21, 2016. <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/analysis-toolbox/polygon-neighbors.htm> (accedido ene. 23, 2021).
- [88] S. Zambrano, M. Molina, W. Chumbi, y C. Patiño, «Modelo de Simulación Jerárquico para la Proyección Espacio Temporal de la Demanda Eléctrica: caso de estudio en CENTROSUR», *Rev. Técnica «Energía»*, vol. 14, n.º 1, pp. 7-16 pp., ene. 2018, doi: 10.37116/revistaenergia.v14.n1.2018.91.
- [89] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A - Dirección de Planificación,



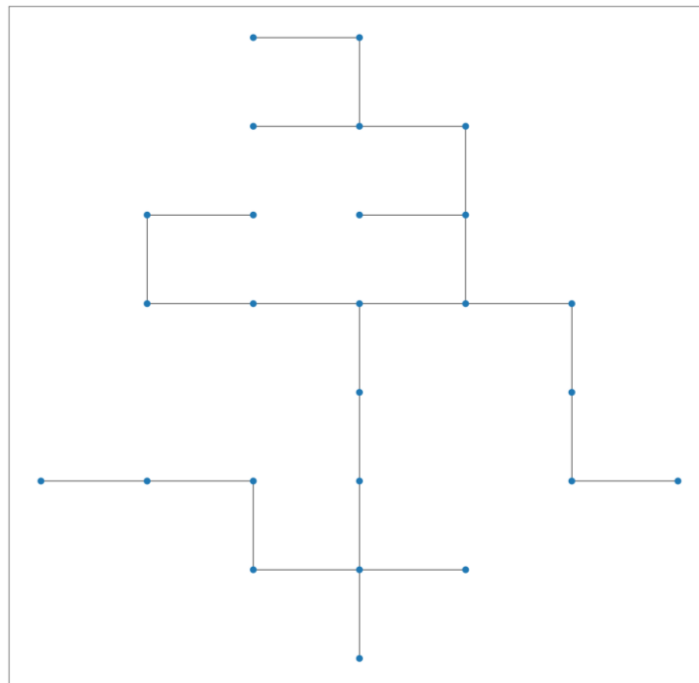
«Informe del plan de Expansión de corto, Mediano y Largo plazo», 2019.

ANEXOS

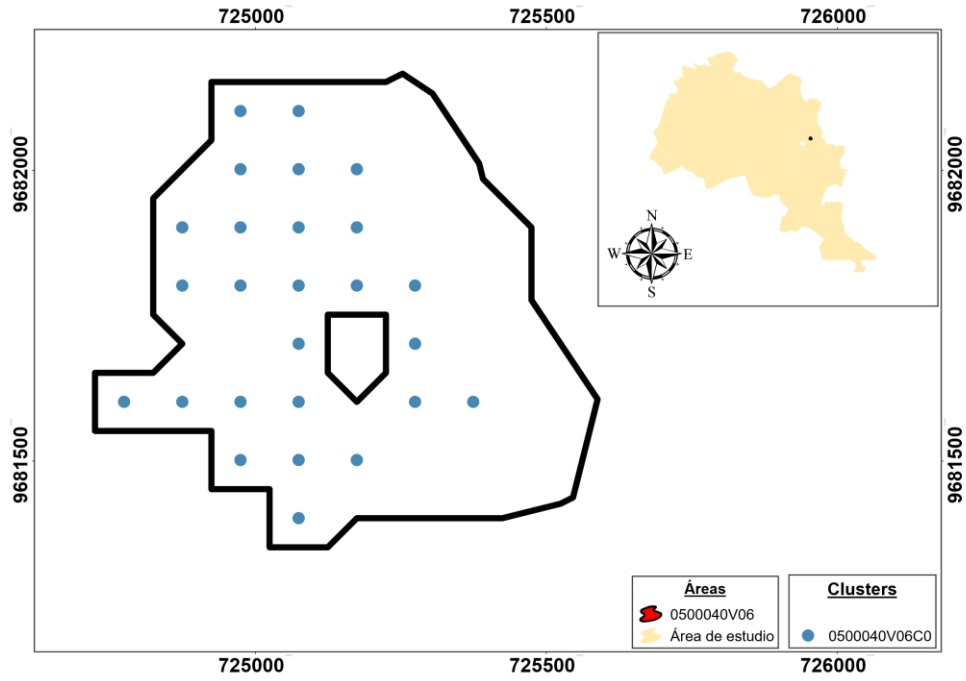
ANEXO 1 Resultados del Subconjunto 0500040V06.



Anexo 1.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500040V06.

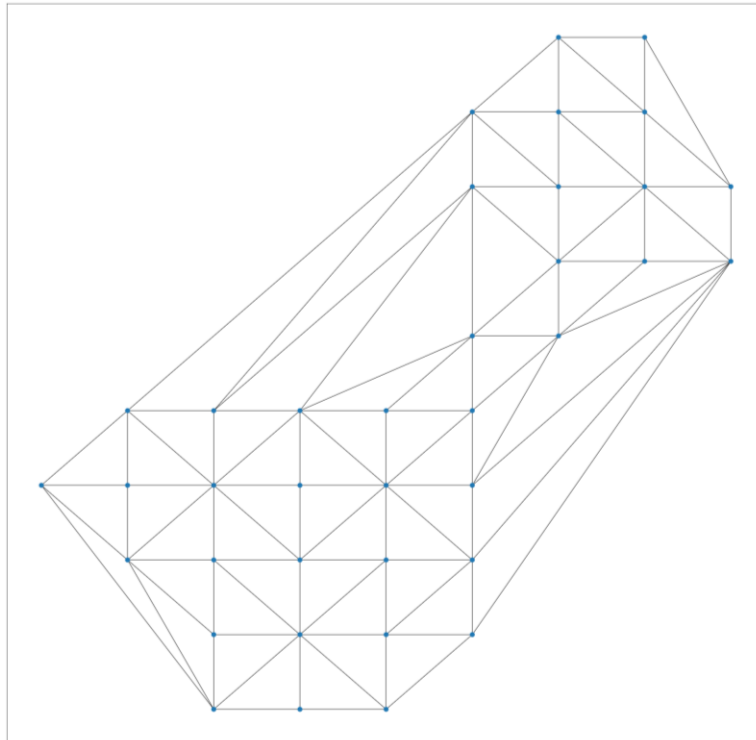


Anexo 1.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500040V06.

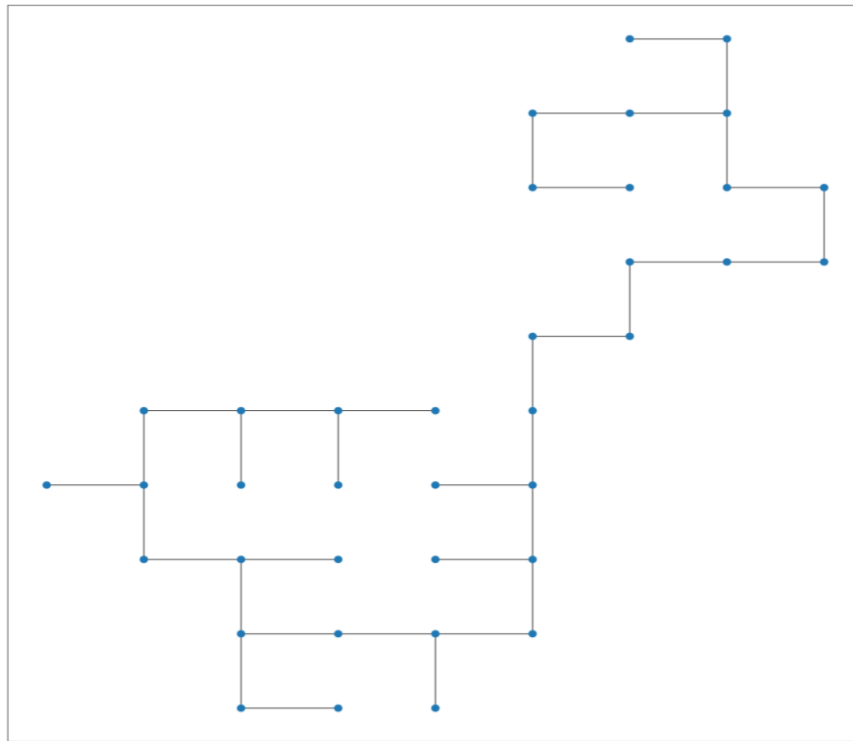


Anexo 1.3 Generación del cluster 0500040V06C0.

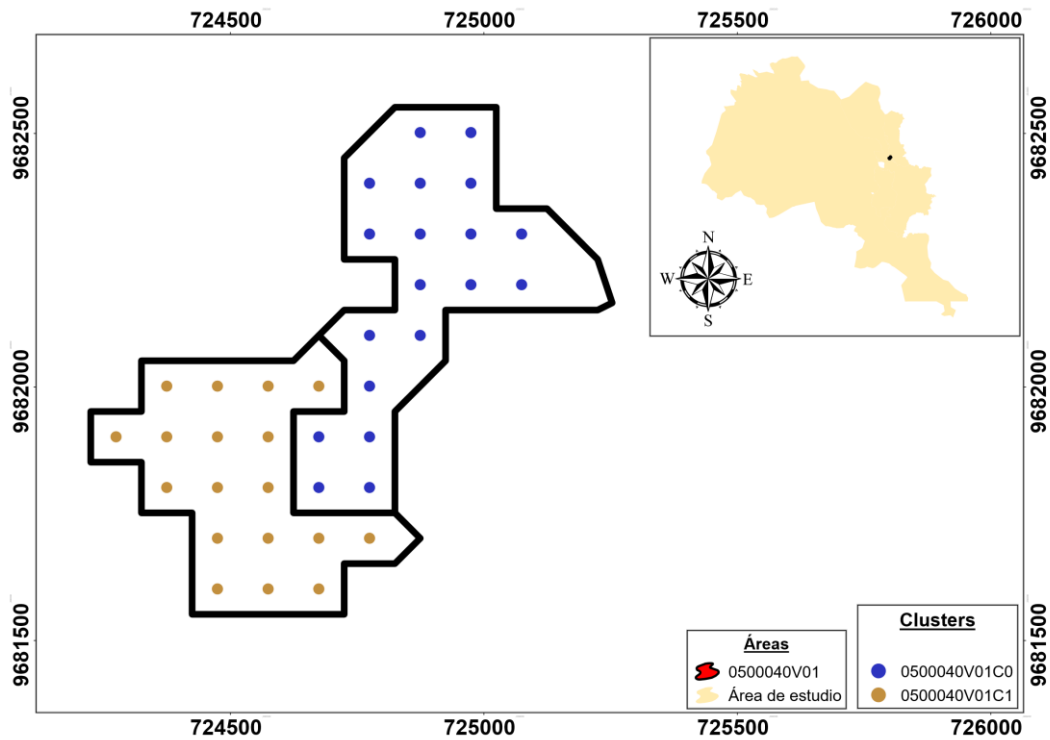
ANEXO 2 Resultados del Subconjunto 0500040V01.



Anexo 2.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500040V01.

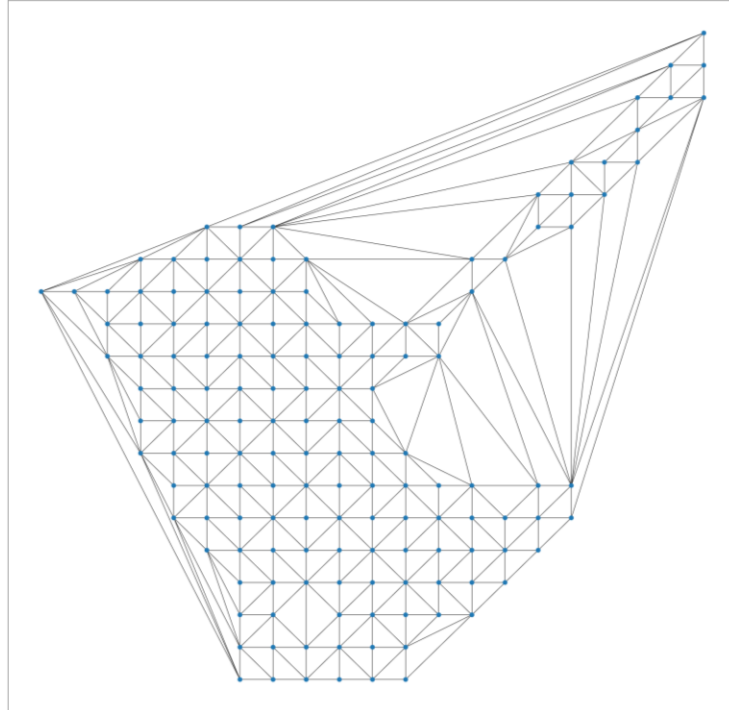


Anexo 2.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500040V01.

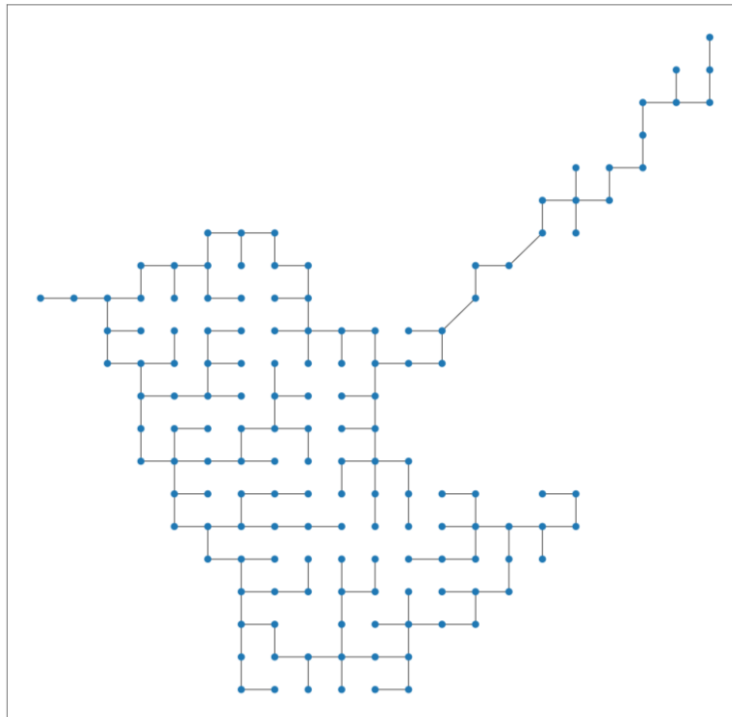


Anexo 2.3 Generación de los clusters 0500040V01C0 y 0500040V01C1.

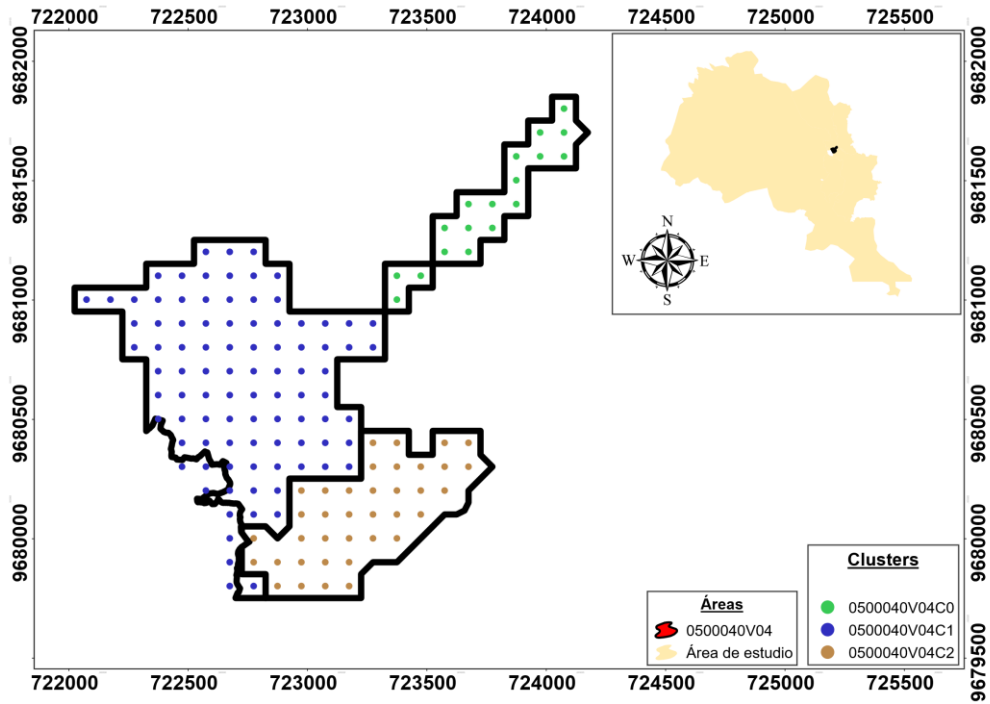
ANEXO 3 Resultados del Subconjunto 0500040V04.



Anexo 3.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500040V04.

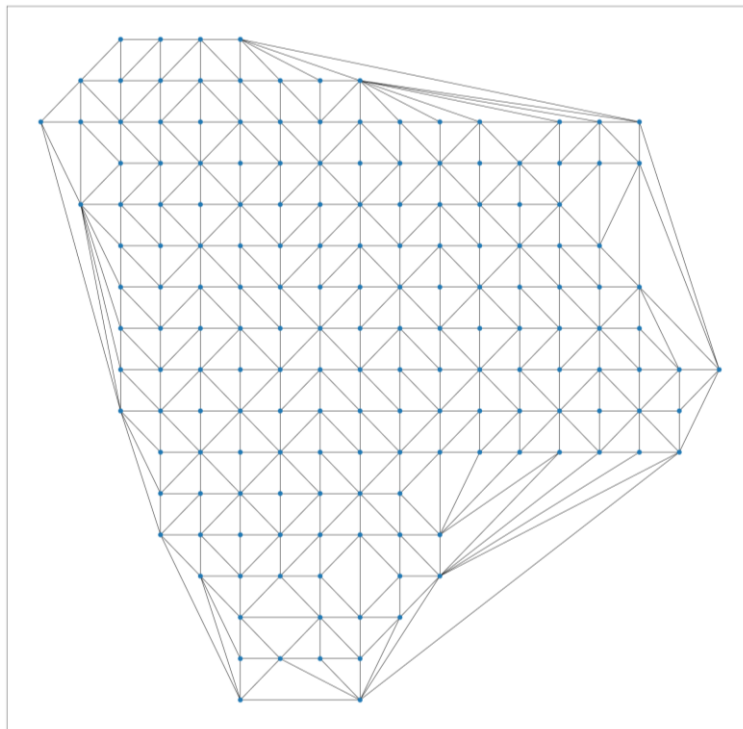


Anexo 3.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500040V04.

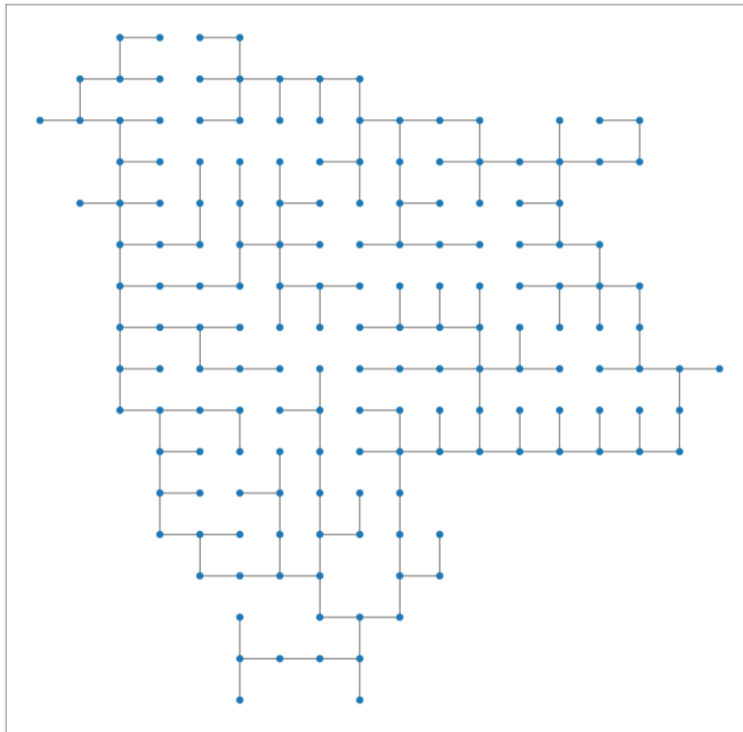


Anexo 3.3 Generación de los clusters 0500040V04C0, 0500040V04C1 y 0500040V04C2.

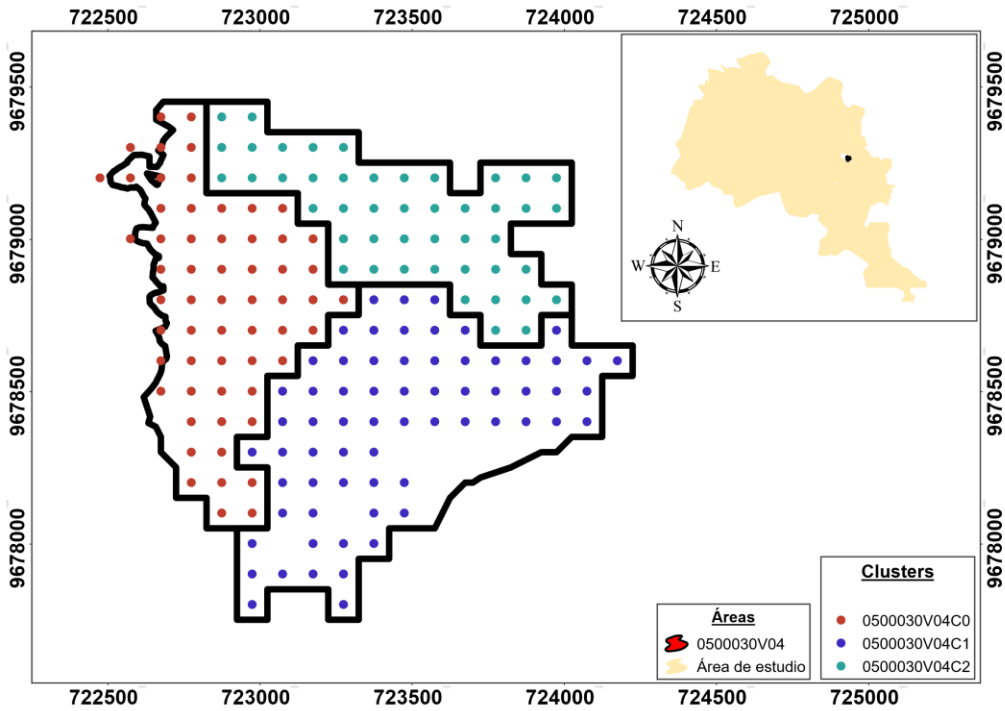
ANEXO 4 Resultados del Subconjunto 0500030V04.



Anexo 4.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500030V04.

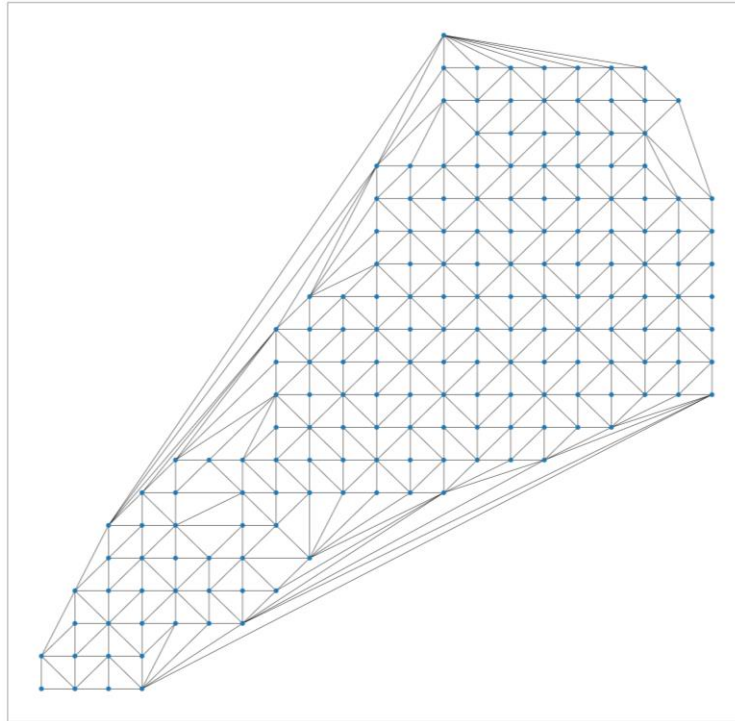


Anexo 4.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500030V04.

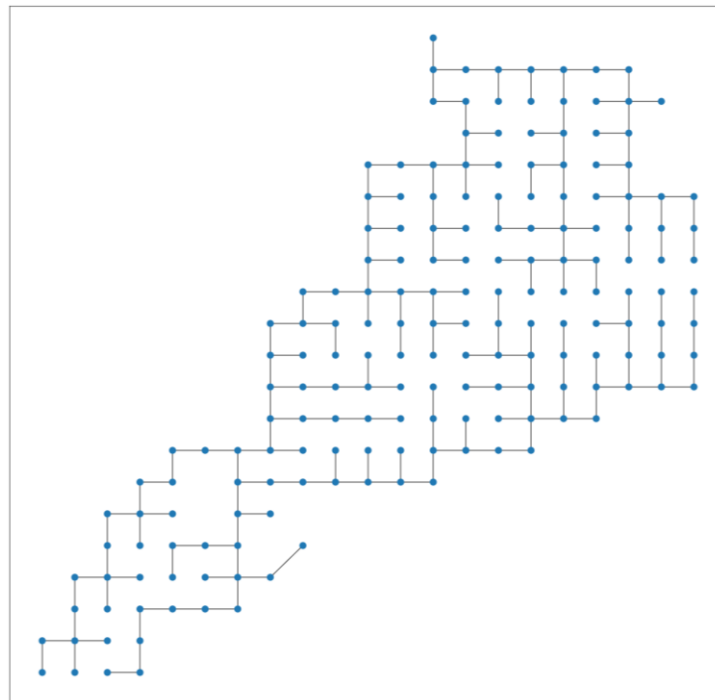


Anexo 4.3 Generación de los clusters 0500030V04C0, 0500030V04C1 y 0500030V04C2.

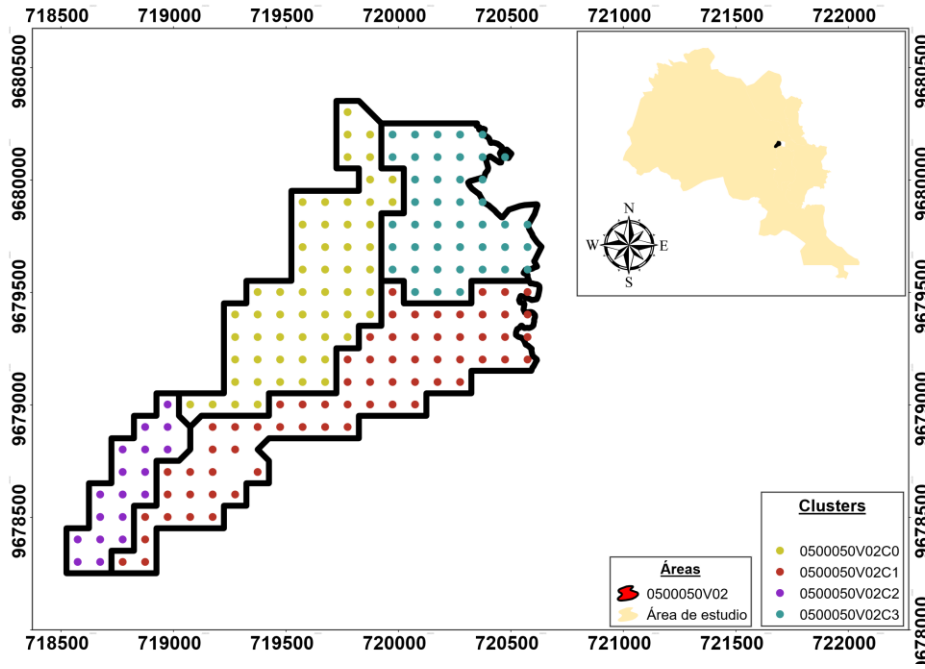
ANEXO 5 Resultados del Subconjunto 0500050V02.



Anexo 5.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V02.

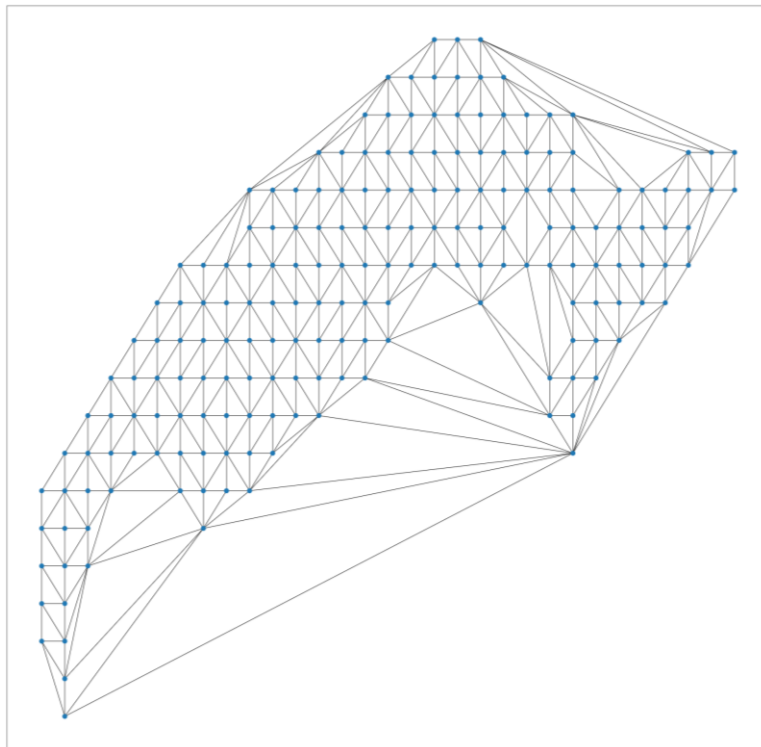


Anexo 5.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V02.

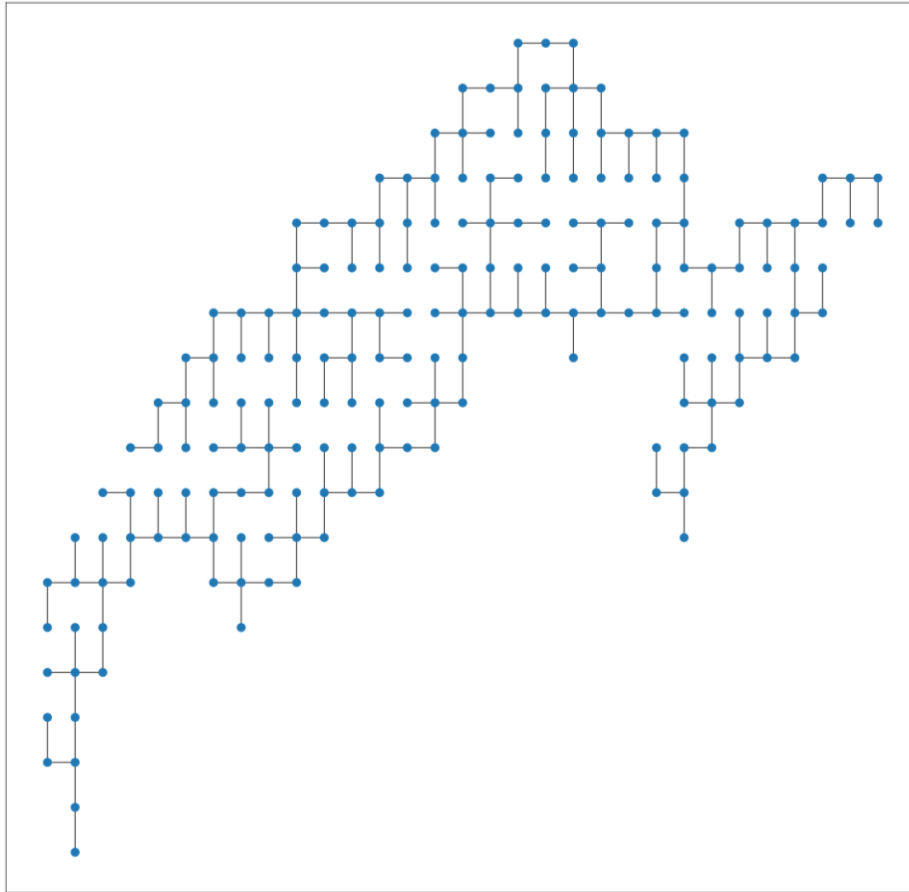


Anexo 5.3 Generación de los clusters 0500050V02C0, 0500050V02C1, 0500050V02C2 y 0500050V02C3.

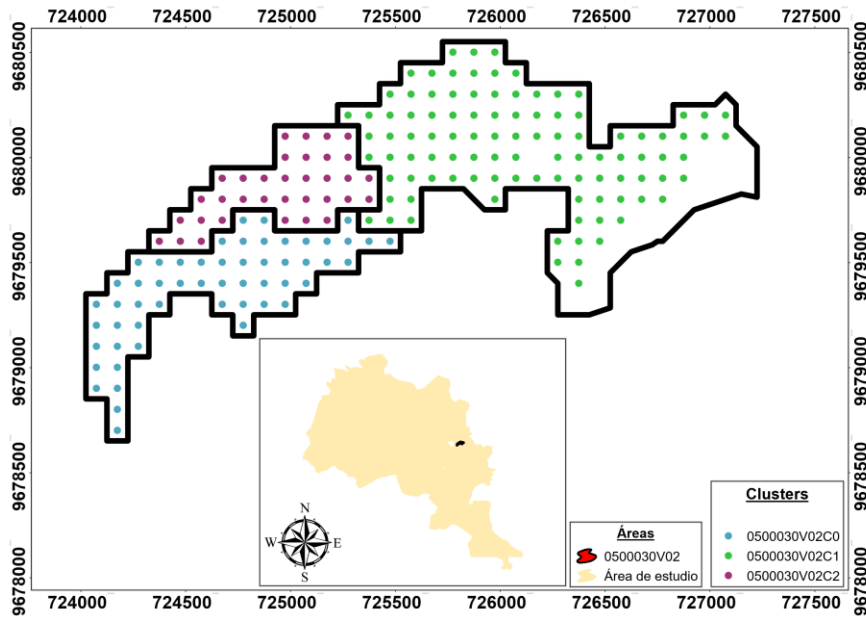
ANEXO 6 Resultados del Subconjunto 0500030V02.



Anexo 6.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500030V02.

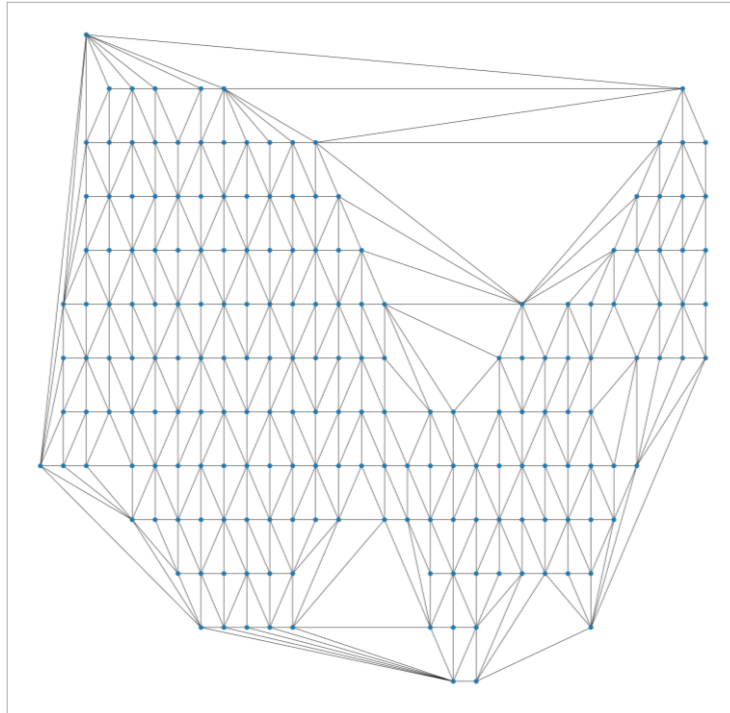


Anexo 6.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500030V02.

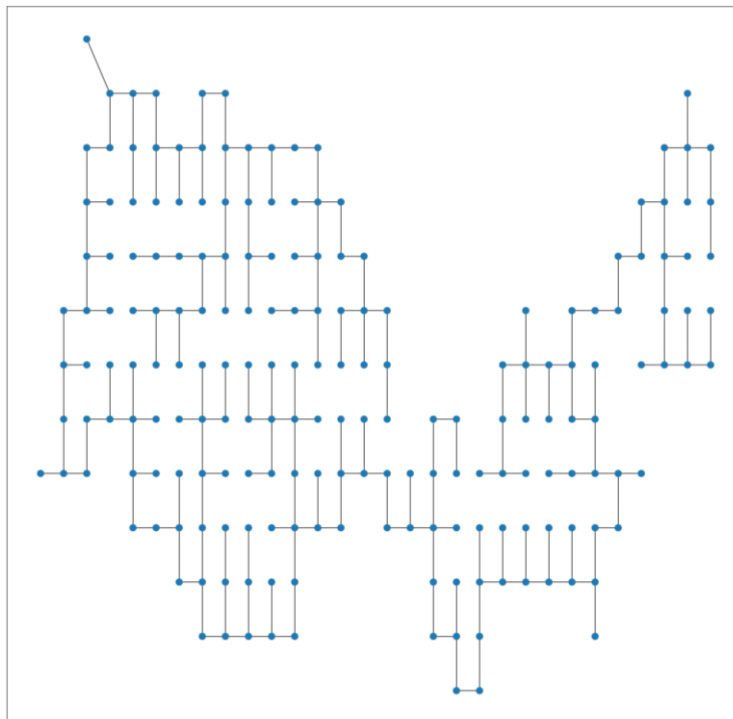


Anexo 6.3 Generación de los clusters 0500030V02C0, 0500030V02C1 y 0500030V02C2.

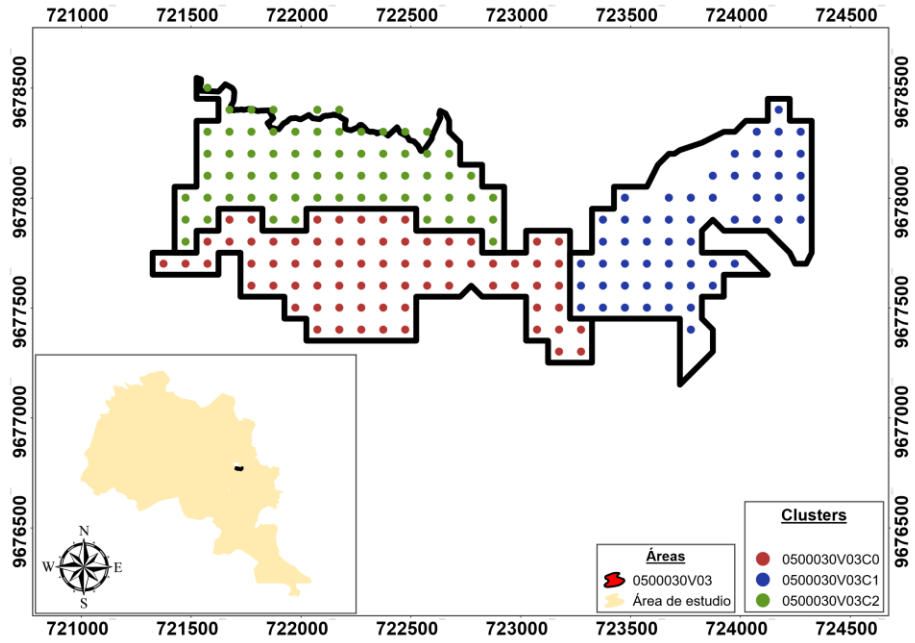
ANEXO 7 Resultados del Subconjunto 0500030V03.



Anexo 7.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500030V03.

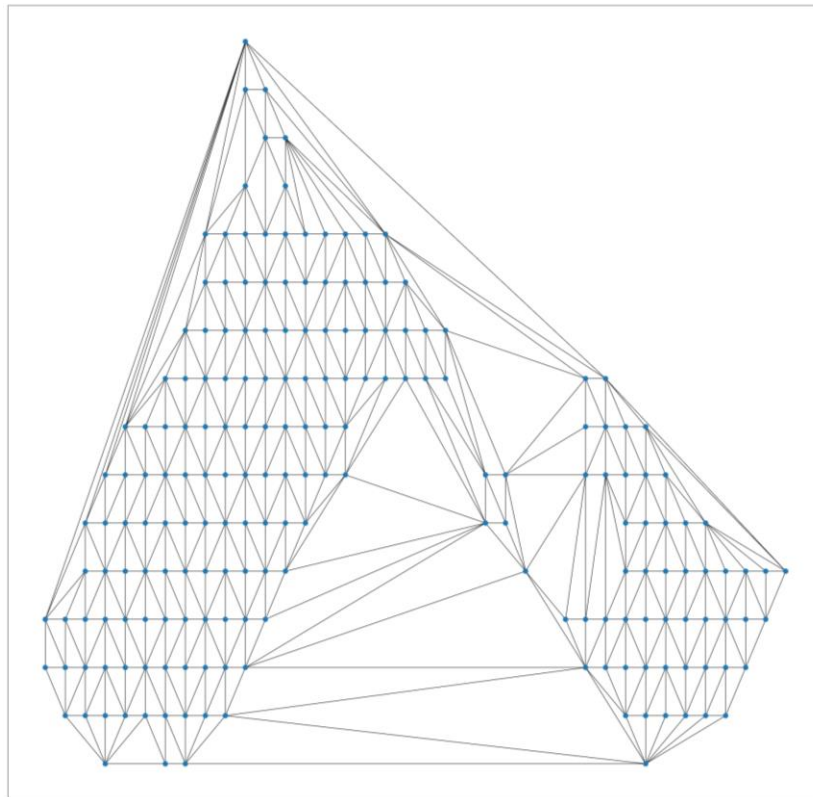


Anexo 7.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500030V03.

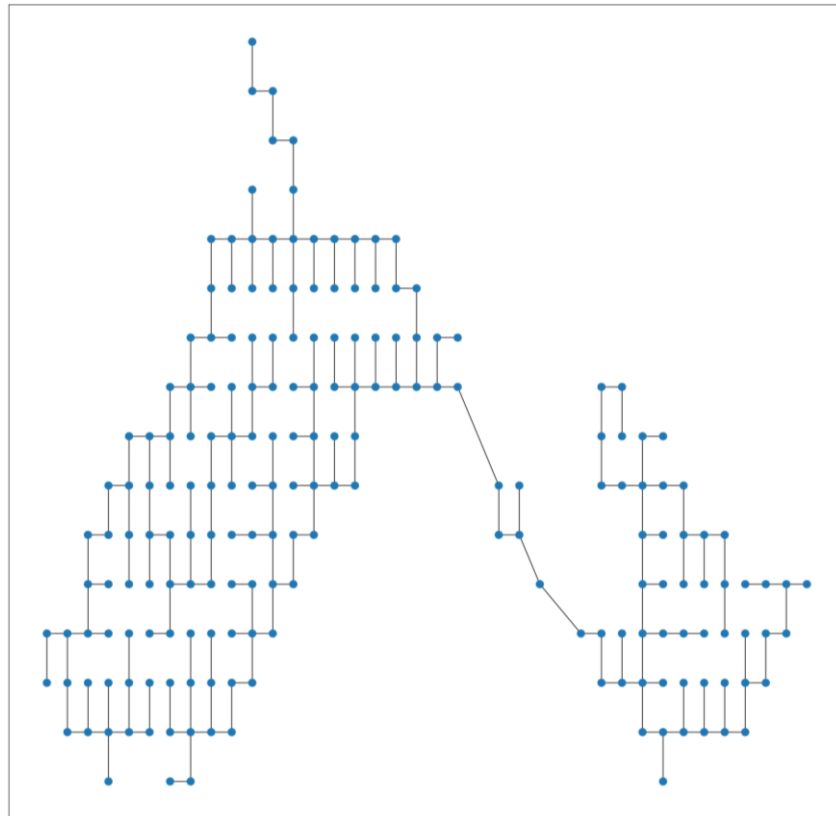


Anexo 7.3 Generación de los clusters 0500030V03C0, 0500030V03C1 y 0500030V03C2.

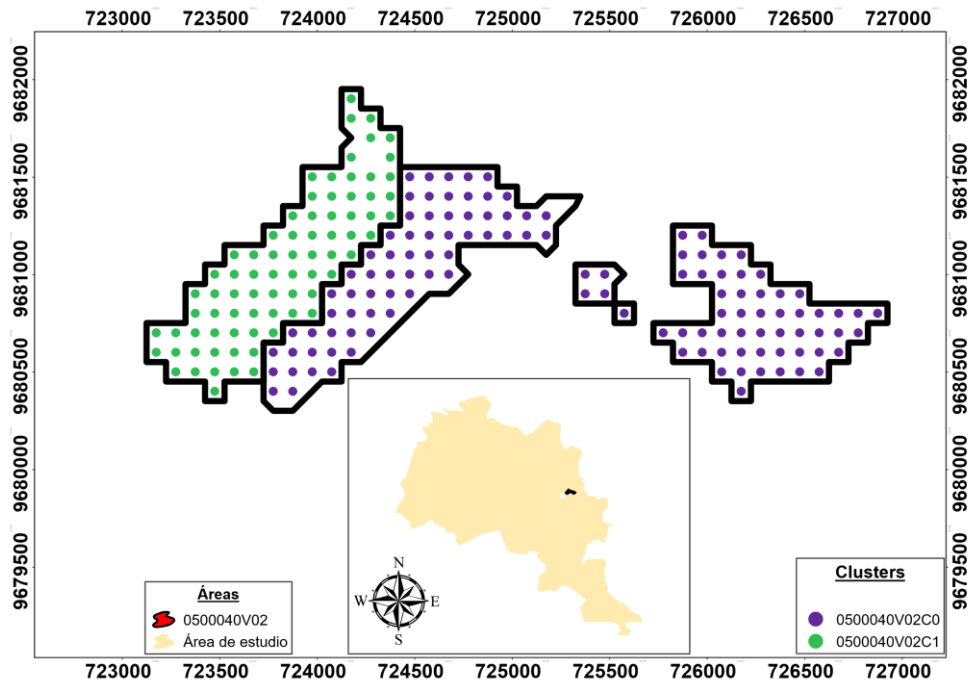
ANEXO 8 Resultados del Subconjunto 0500040V02.



Anexo 8.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500040V02.

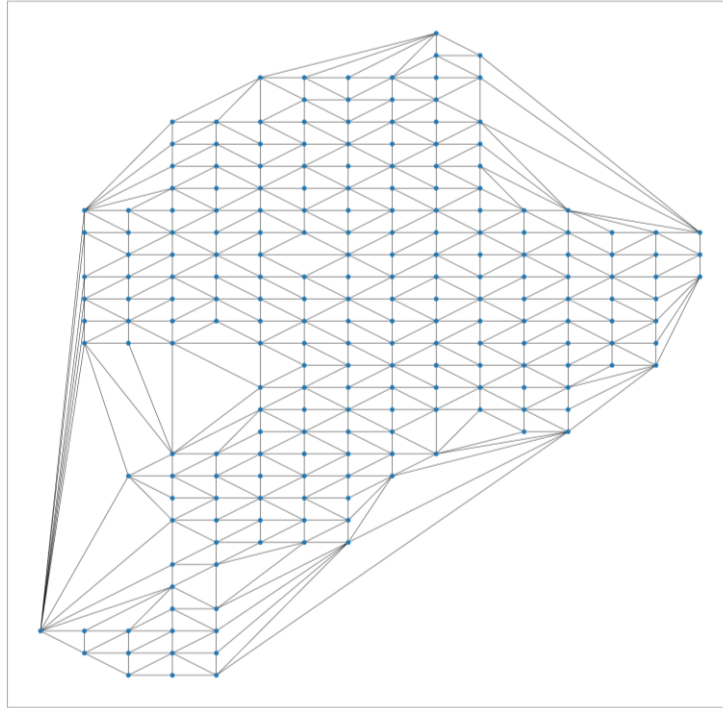


Anexo 8.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500040V02.

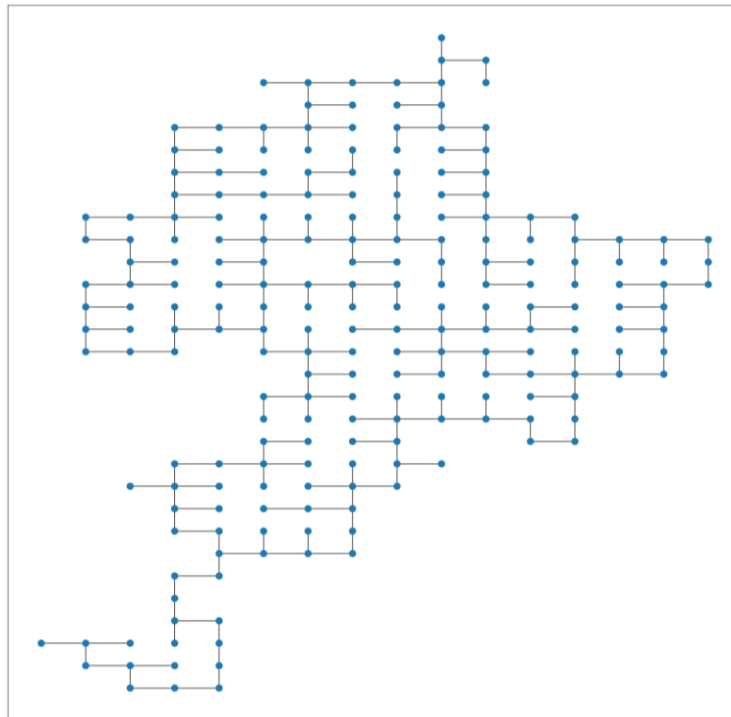


Anexo 8.3 Generación de los clusters 0500040V02C0 y 0500040V02C1.

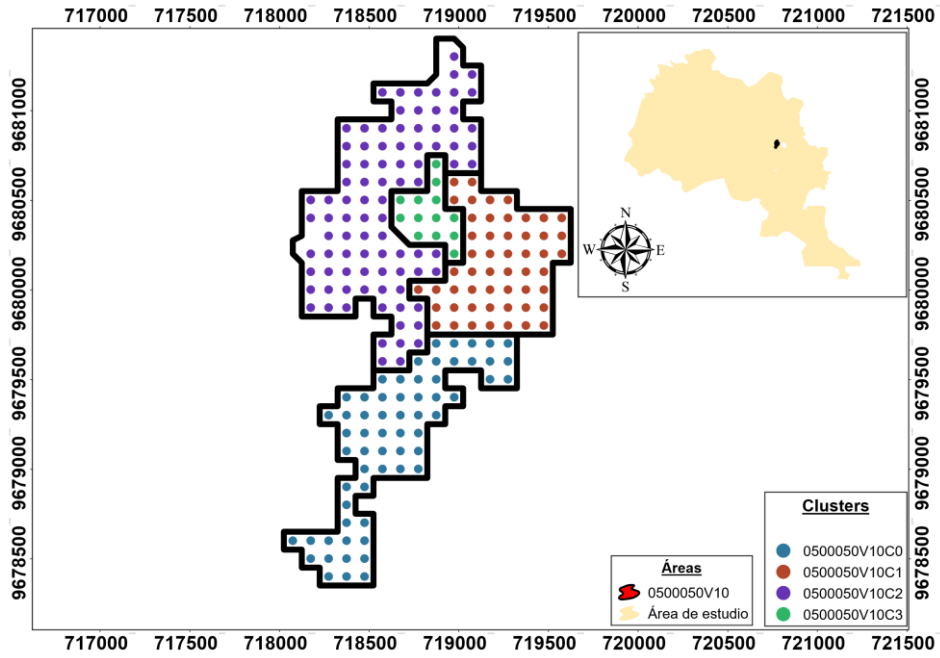
ANEXO 9 Resultados del Subconjunto 0500050V10.



Anexo 9.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V10.

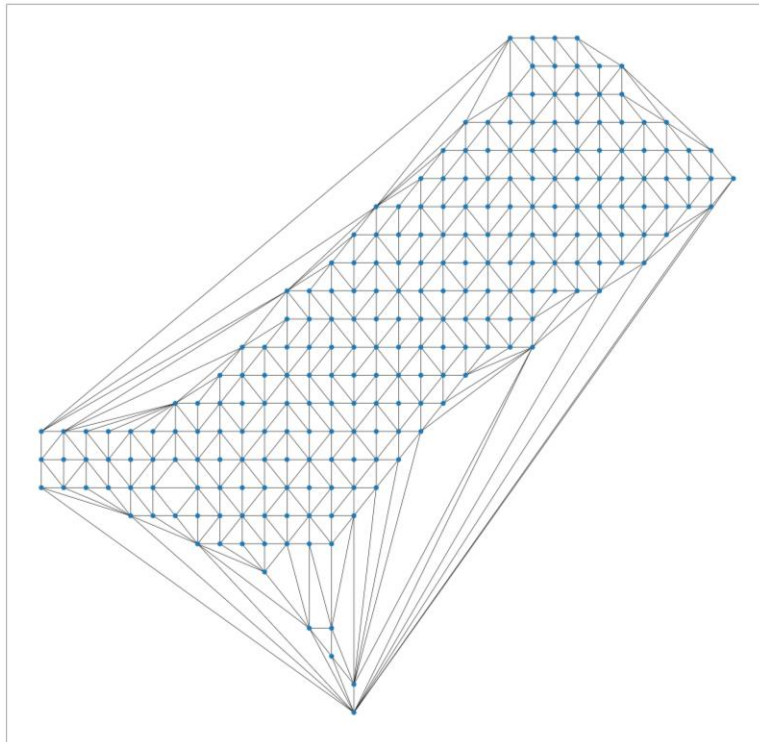


Anexo 9.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V10.

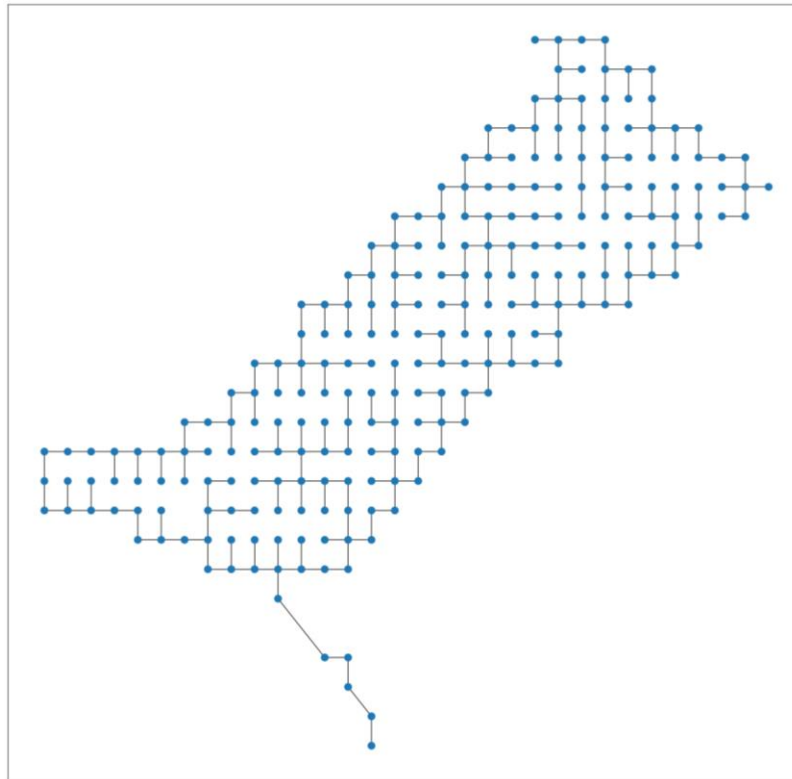


Anexo 9.3 Generación de los clusters 0500050V10C0, 0500050V10C1, 0500050V10C2 y 0500050V10C3.

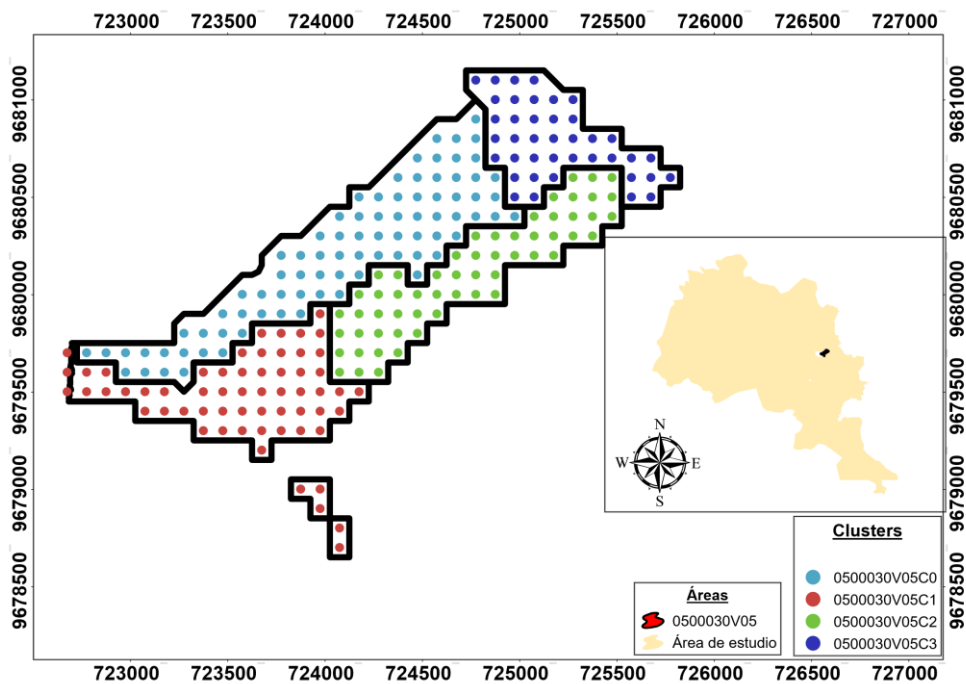
ANEXO 10 Resultados del Subconjunto 0500030V05.



Anexo 10.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500030V05.

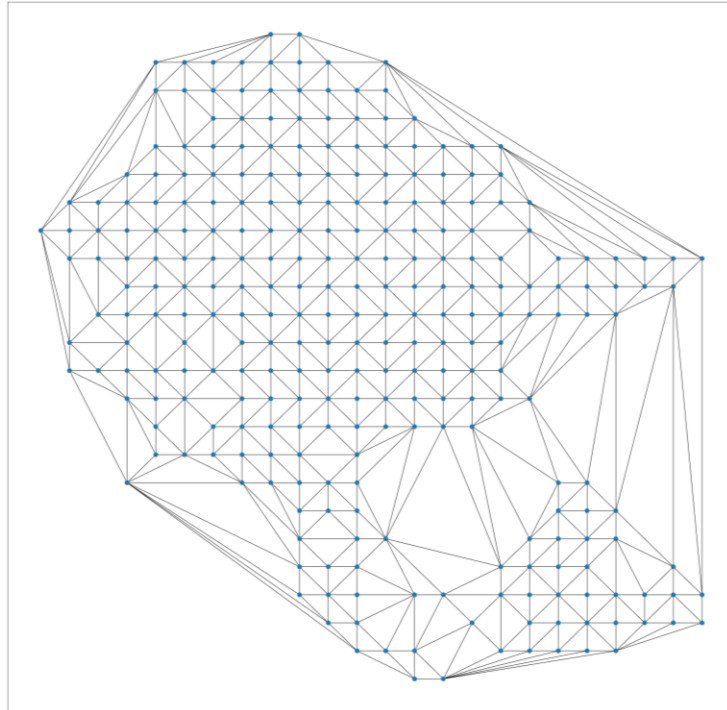


Anexo 10.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500030V05.

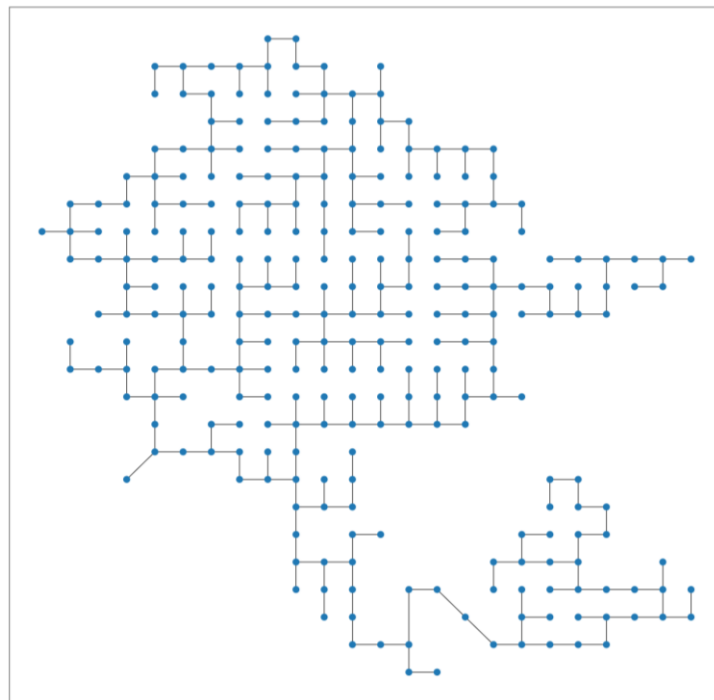


Anexo 10.3 Generación de los clusters 0500030V05C0, 0500030V05C1, 0500030V05C2 y 0500030V05C3.

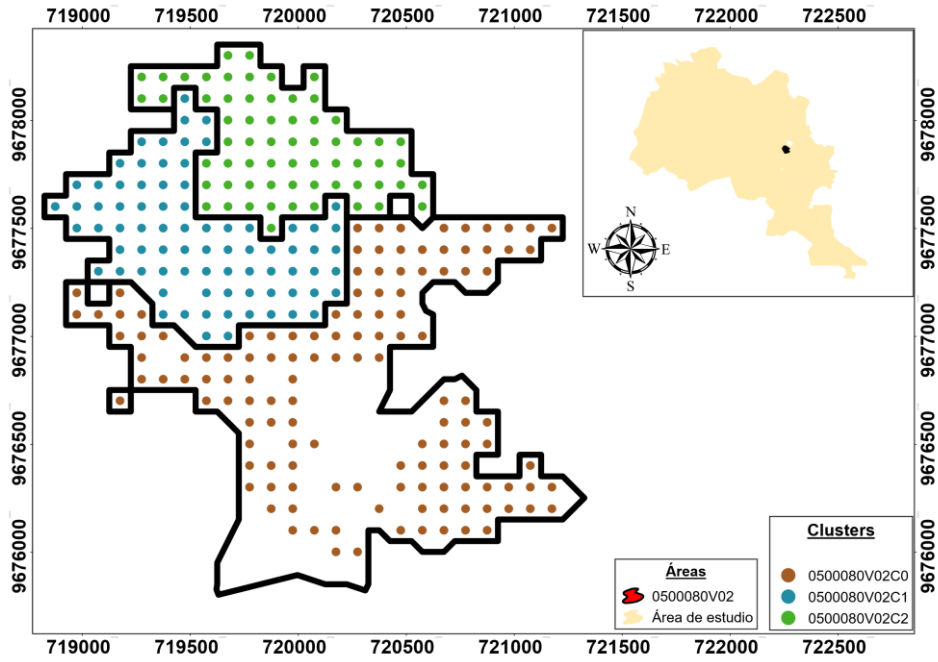
ANEXO 11 Resultados del Subconjunto 0500080V02.



Anexo 11.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500080V02.

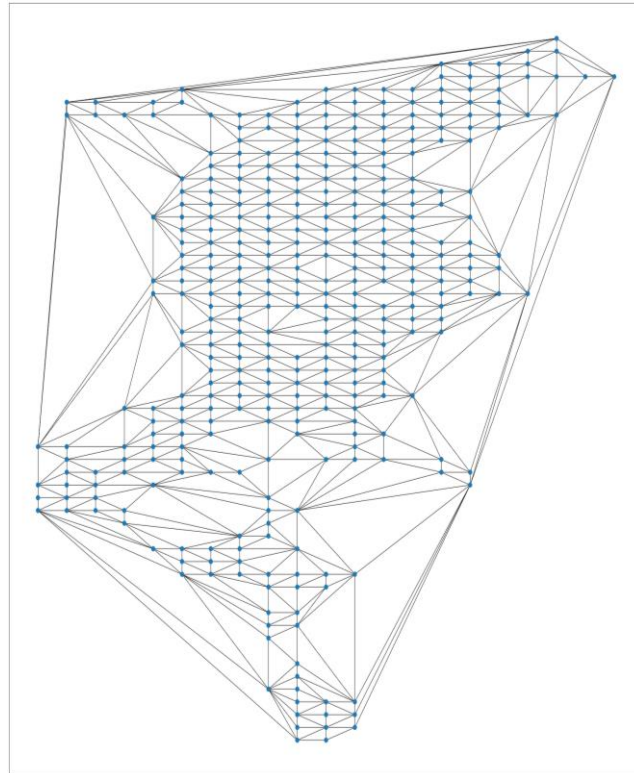


Anexo 11.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500080V02.

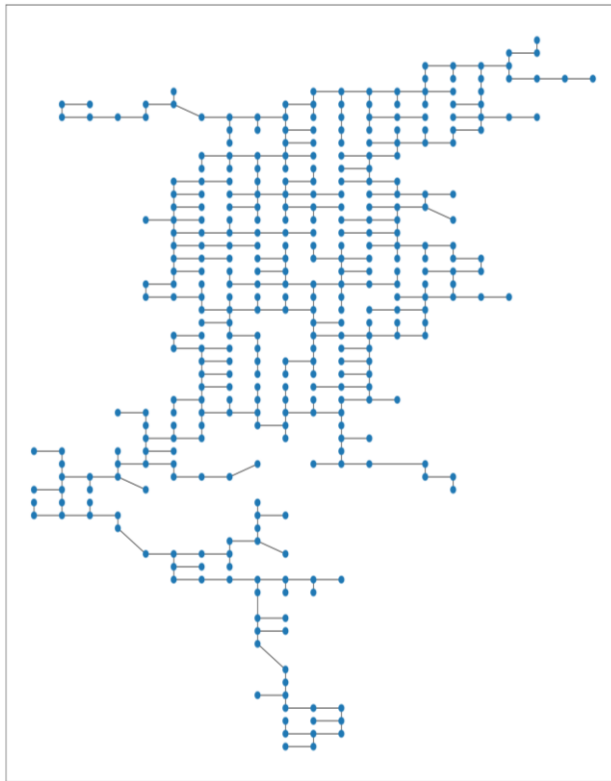


Anexo 11.3 Generación de los clusters 0500080V02C0, 0500080V02C1 y 0500080V02C2.

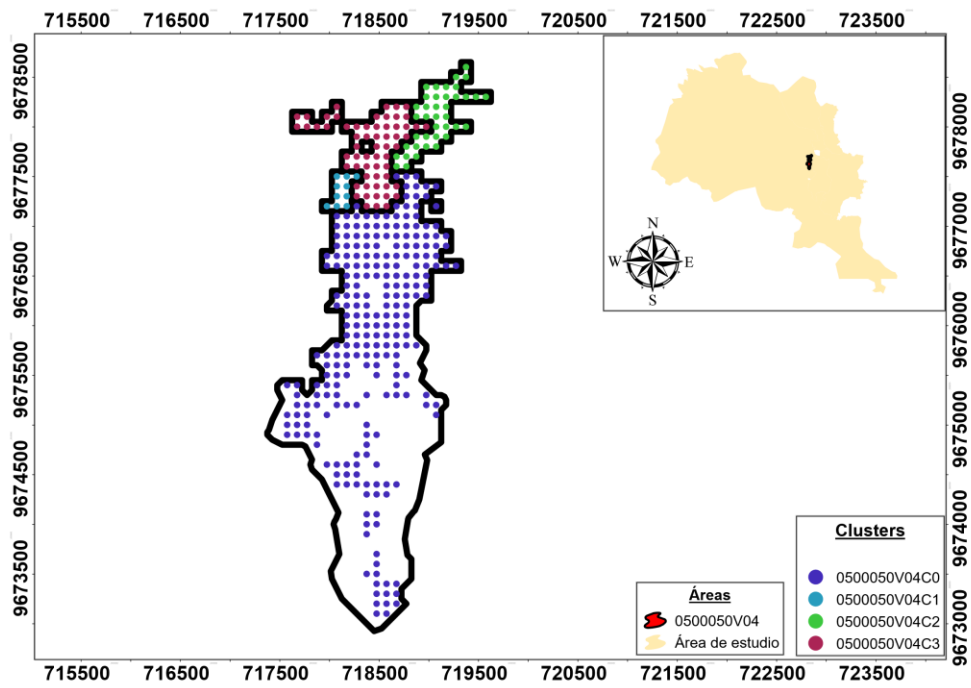
ANEXO 12 Resultados del Subconjunto 0500050V04.



Anexo 12.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V04.

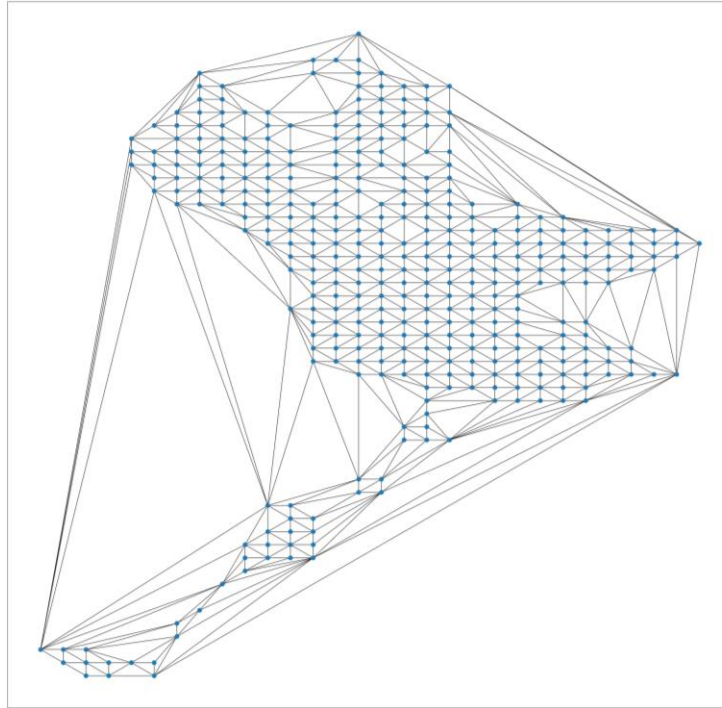


Anexo 12.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V04.

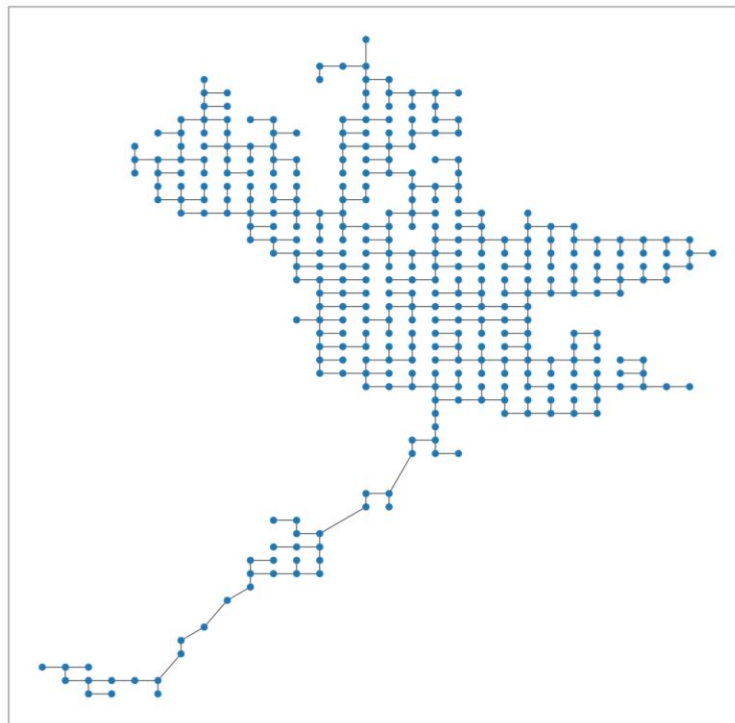


Anexo 12.3 Generación de los clusters 0500050V04C0, 0500050V04C1, 0500050V04C2 y 0500050V04C3.

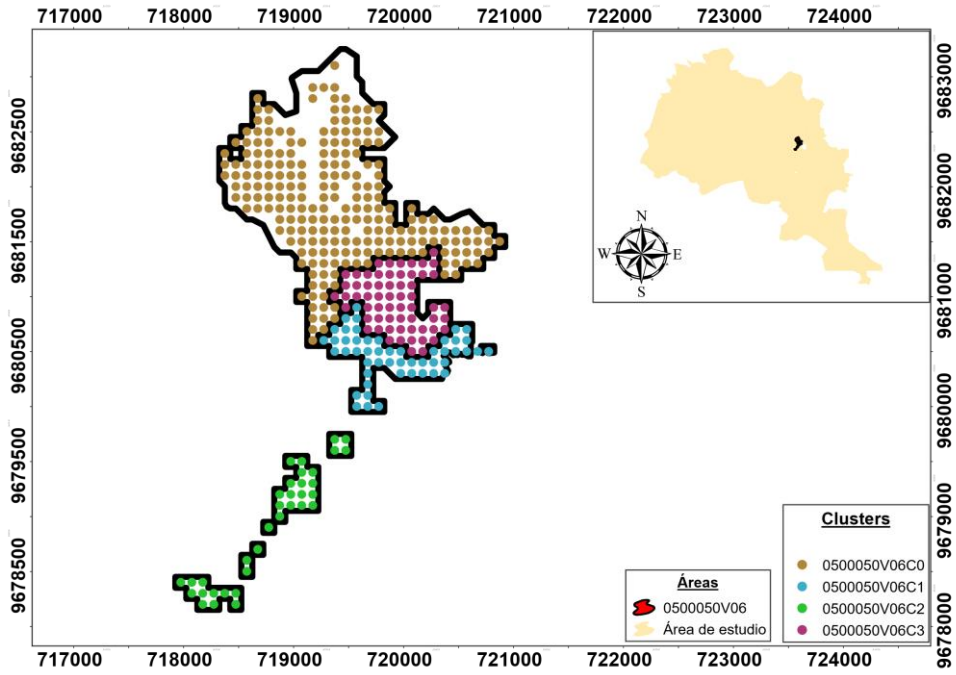
ANEXO 13 Resultados del Subconjunto 0500050V06.



Anexo 13.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V06.

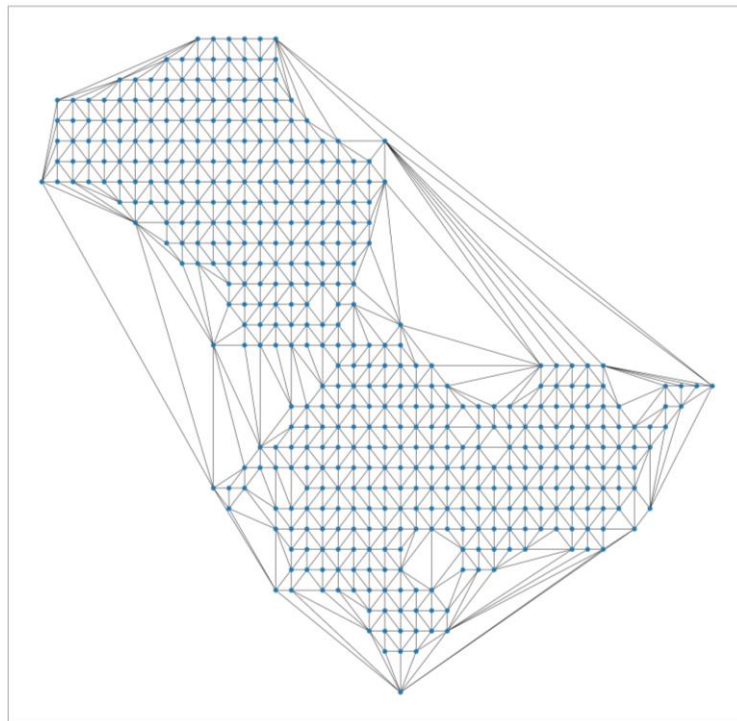


Anexo 13.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V06.

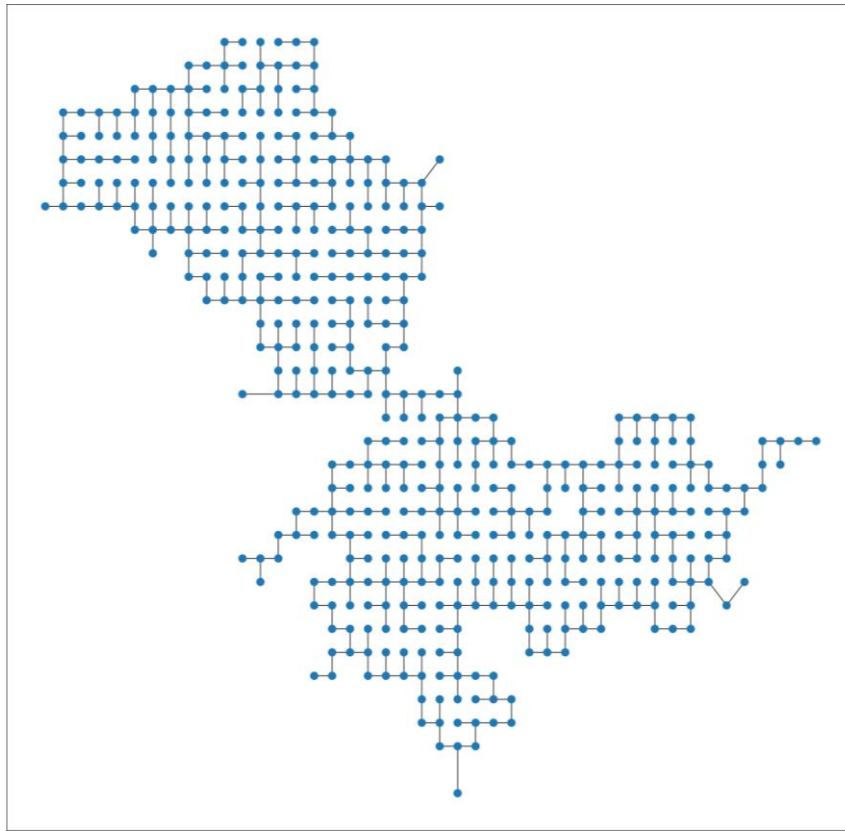


Anexo 13.3 Generación de los clusters 0500050V06C0, 0500050V06C1, 0500050V06C2 y 0500050V06C3.

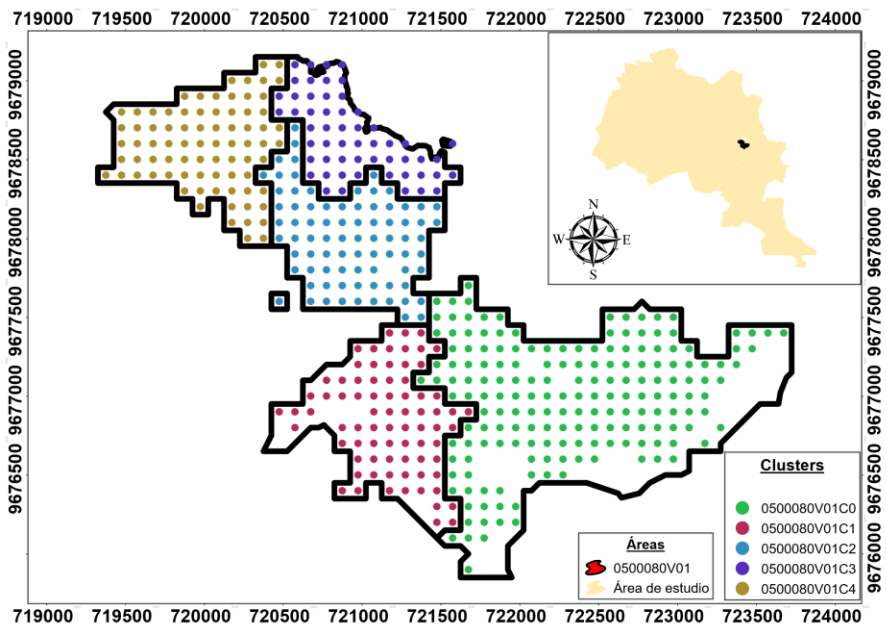
ANEXO 14 Resultados del Subconjunto 0500080V01.



Anexo 14.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500080V01.

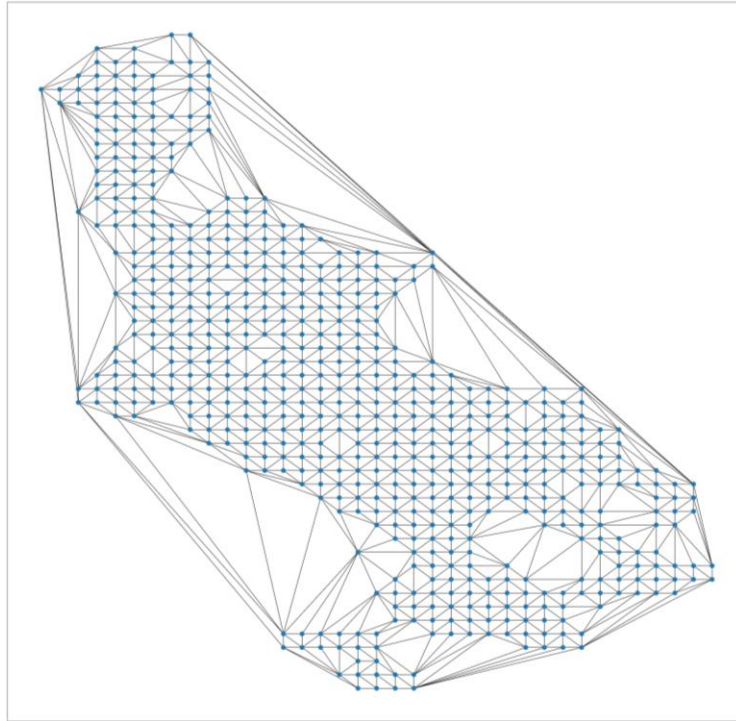


Anexo 14.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500080V01.

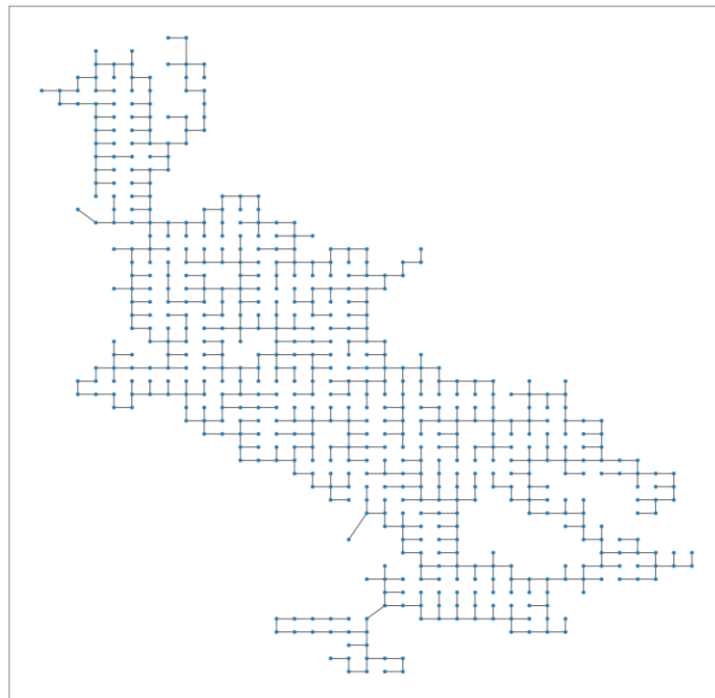


Anexo 14.3 Generación de los clusters 0500080V01C0, 0500080V01C1, 0500080V01C2, 0500080V01C3 y 0500080V01C4.

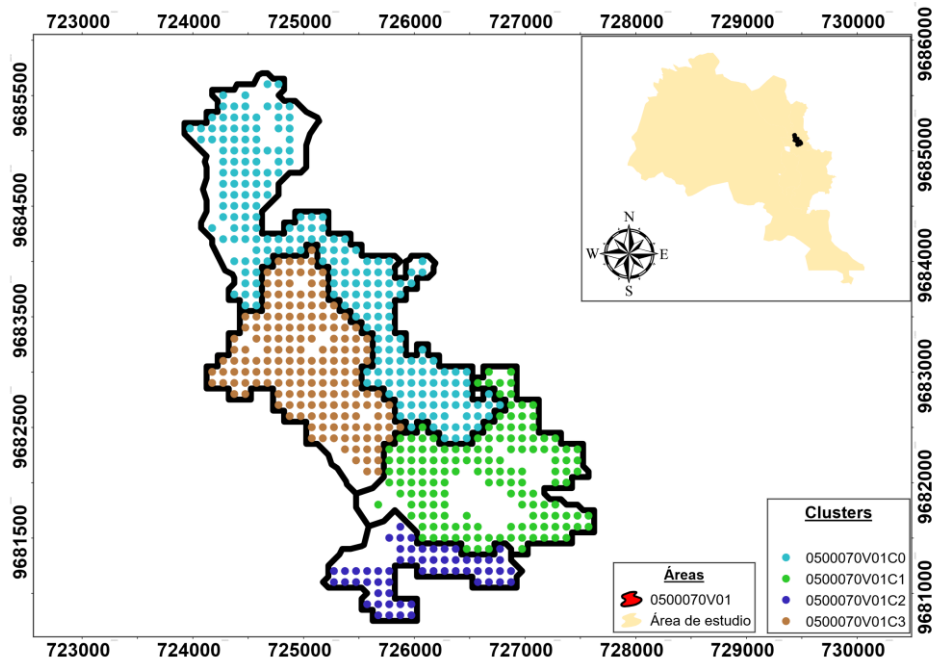
ANEXO 15 Resultados del Subconjunto 0500070V01.



Anexo 15.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500070V01.

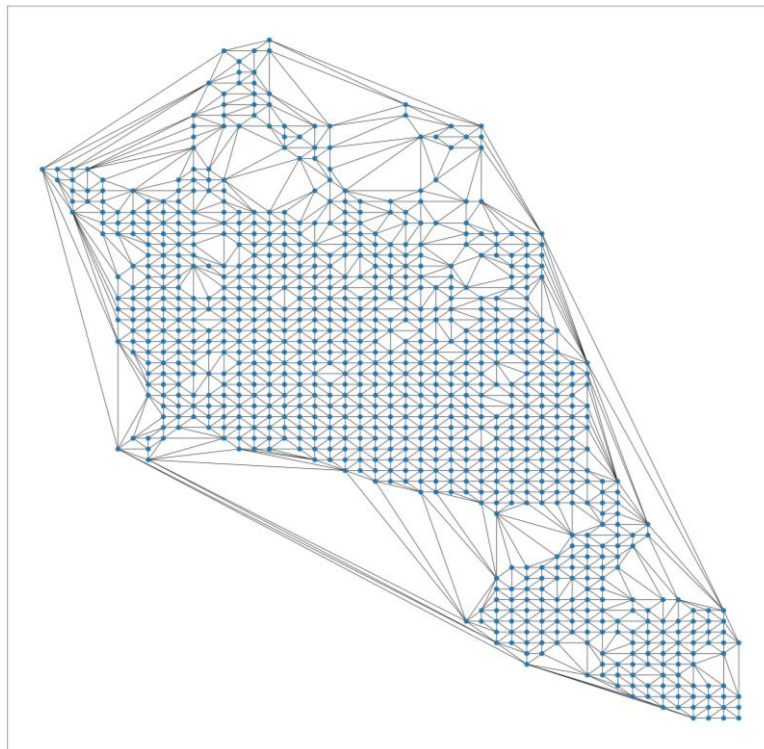


Anexo 15.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500070V01.

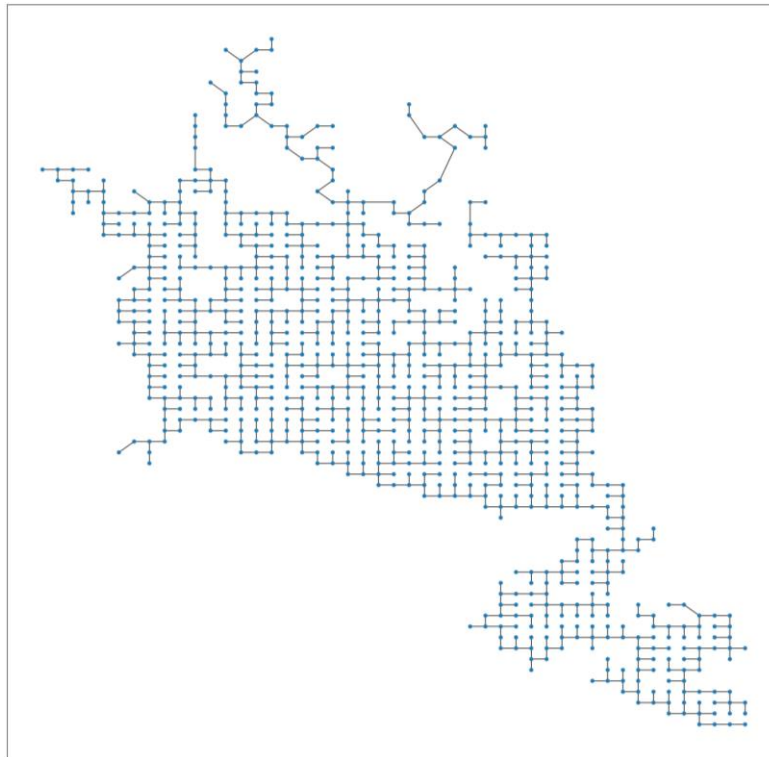


Anexo 15.3 Generación de los clusters 0500070V01C0, 0500070V01C1, 0500070V01C2 y 0500070V01C3.

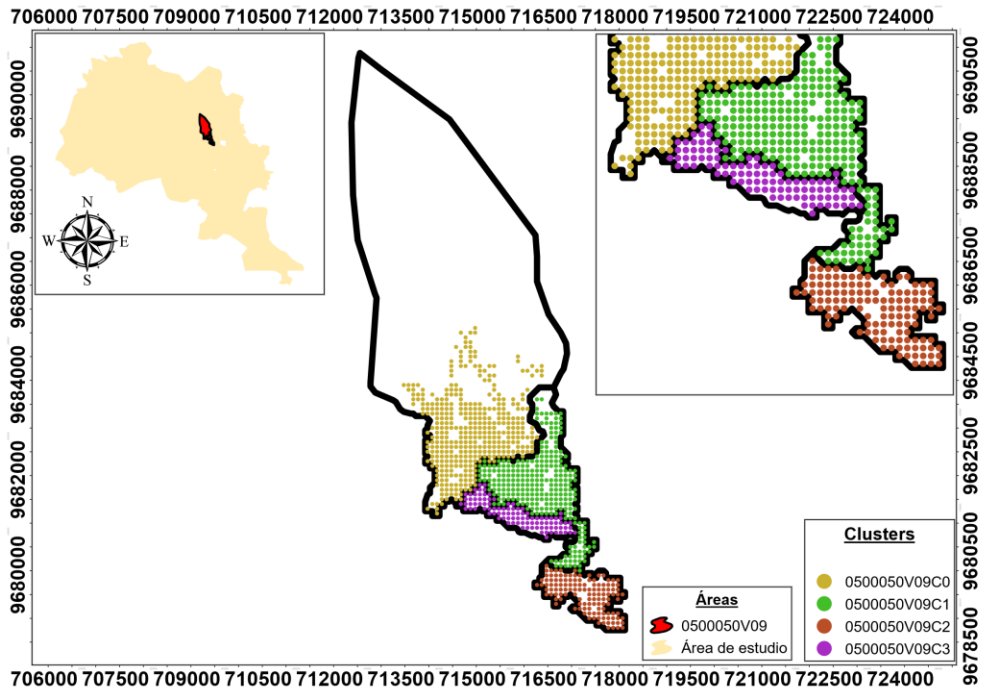
ANEXO 16 Resultados del Subconjunto 0500050V09.



Anexo 16.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V09.

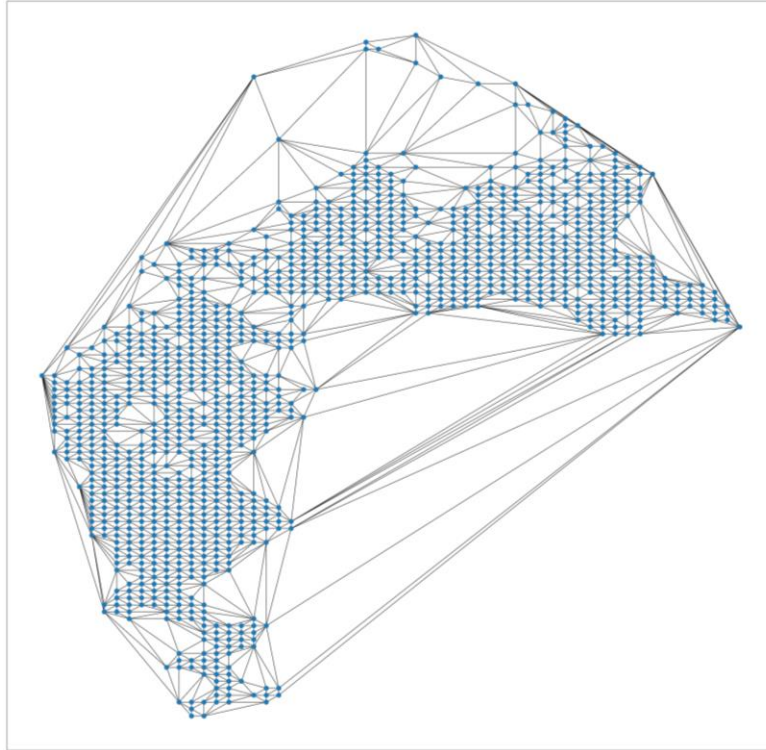


Anexo 16.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V09.

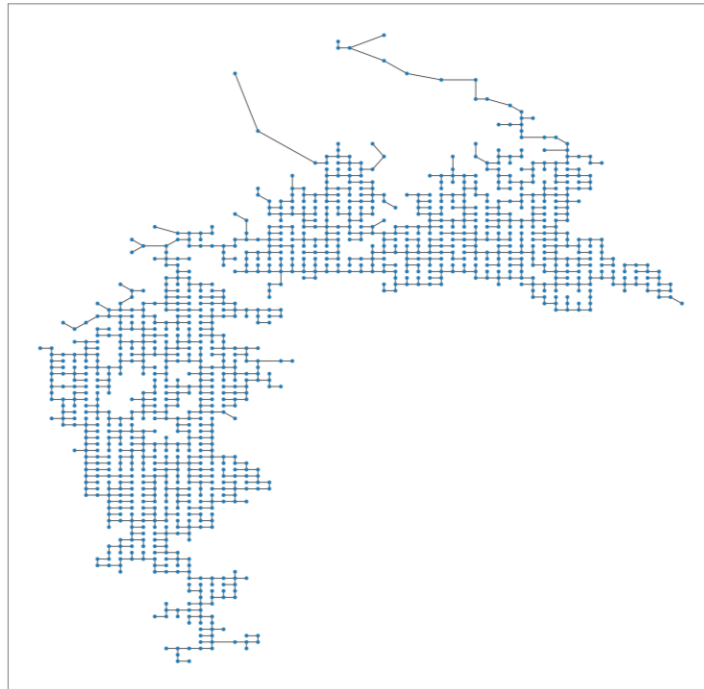


Anexo 16.3 Generación de los clusters 0500050V09C0, 0500050V09C1, 0500050V09C2 y 0500050V09C3.

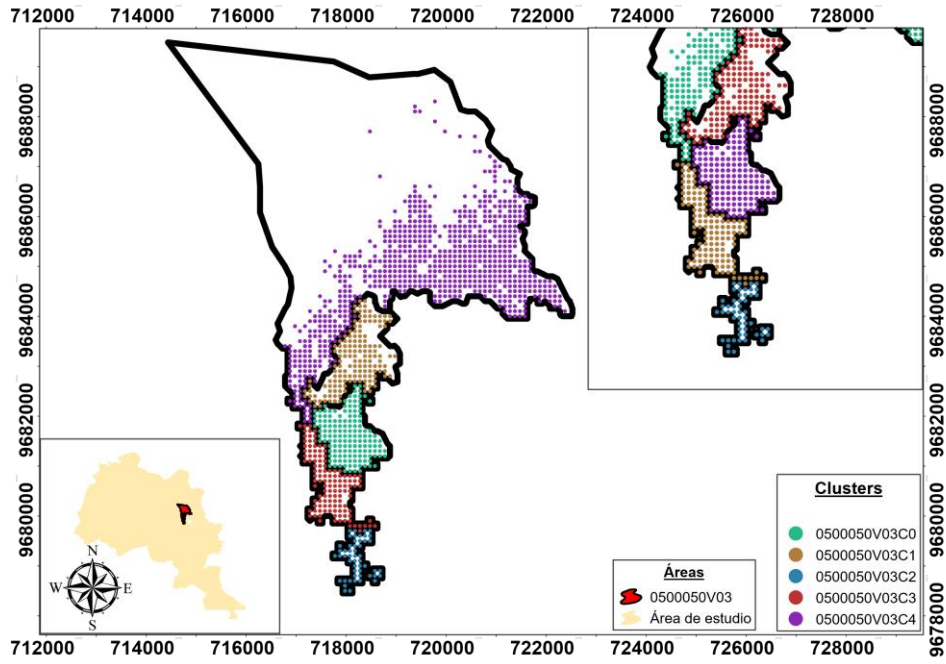
ANEXO 17 Resultados del Subconjunto 0500050V03.



Anexo 17.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V03.

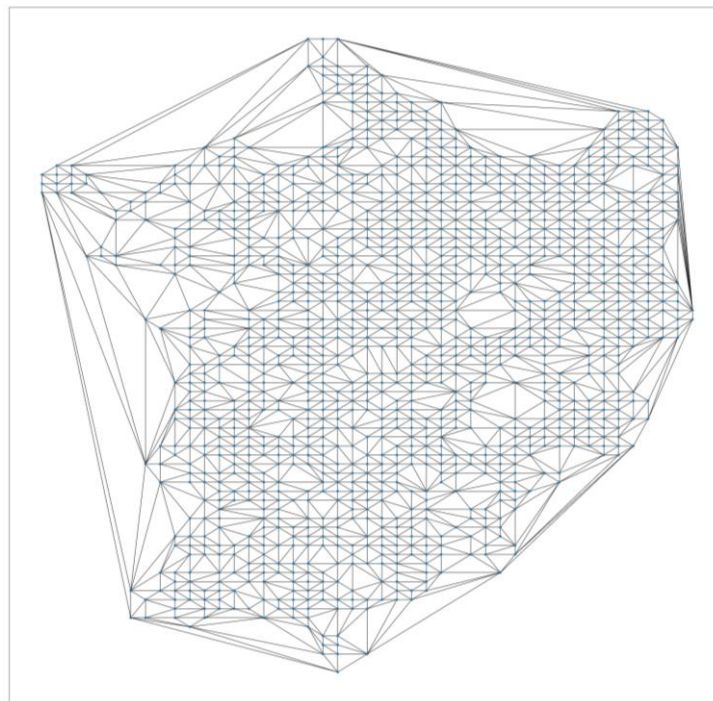


Anexo 17.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V03.

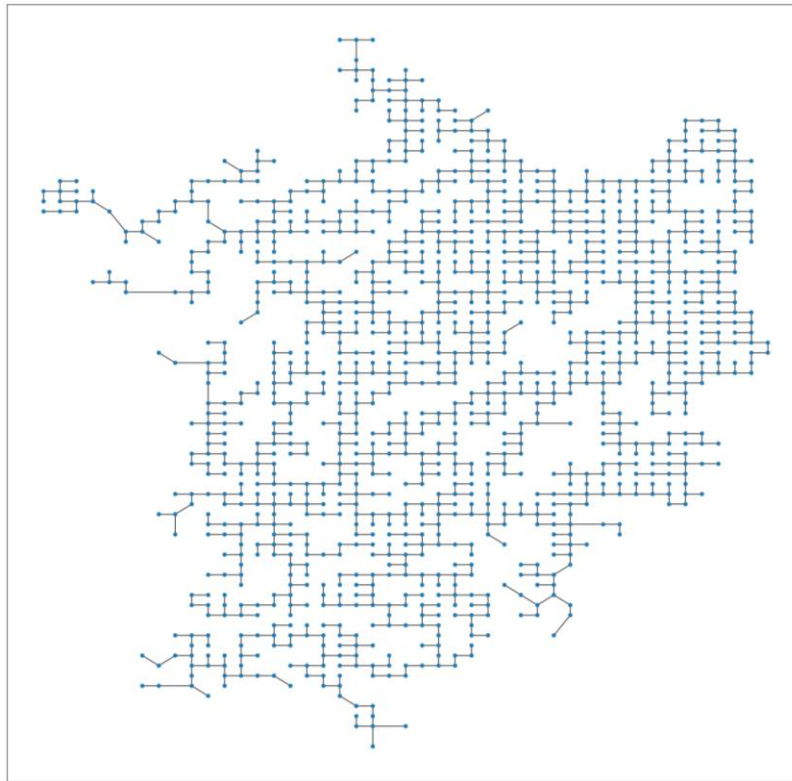


Anexo 17.3 Generación de los clusters 0500050V03C0, 0500050V03C1, 0500050V03C2, 0500050V03C3 y 0500050V03C4.

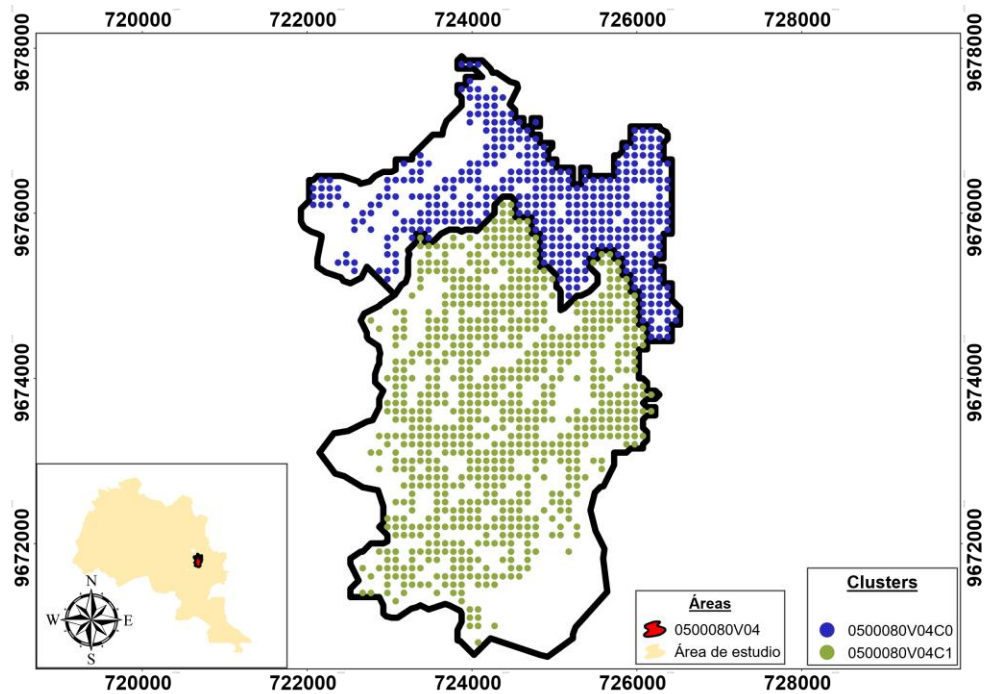
ANEXO 18 Resultados del Subconjunto 0500080V04.



Anexo 18.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500080V04.

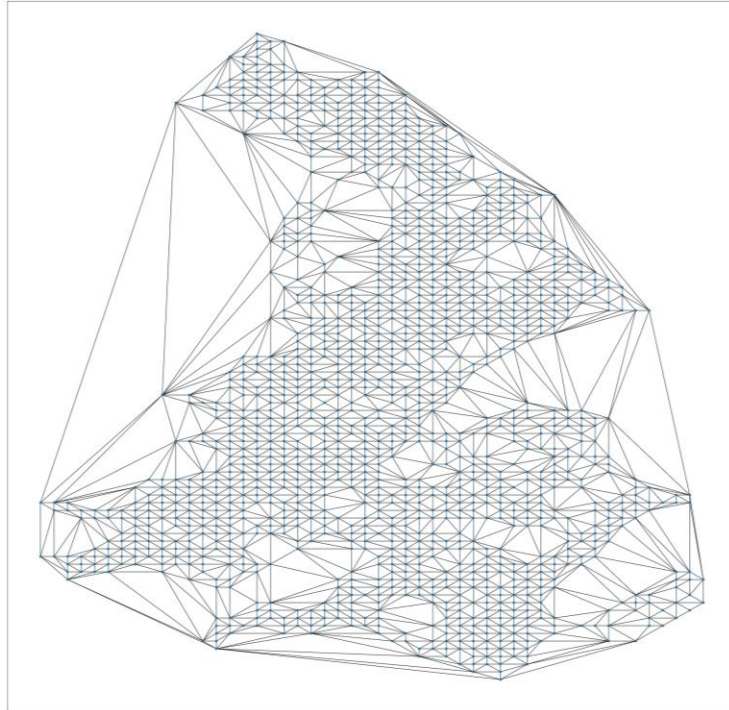


Anexo 18.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500080V04.

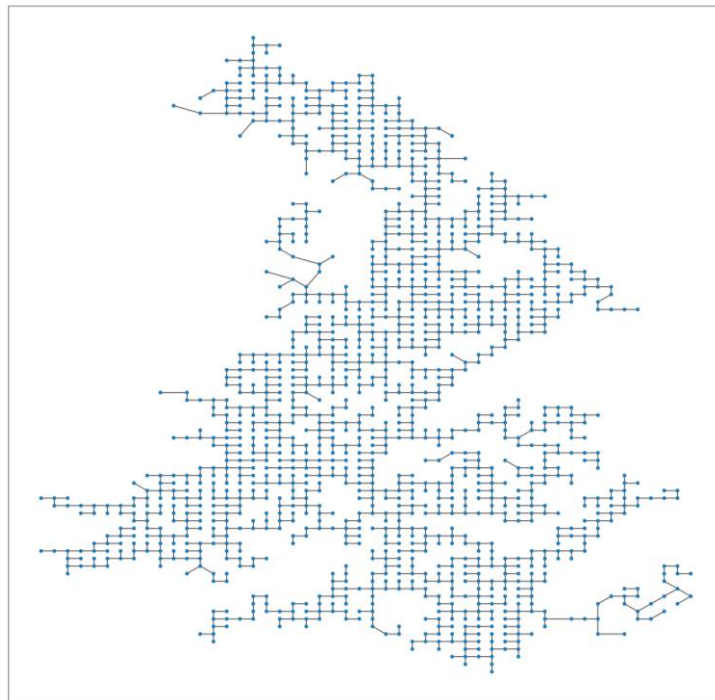


Anexo 18.3 Generación de los clusters 0500080V04C0 y 0500080V04C1.

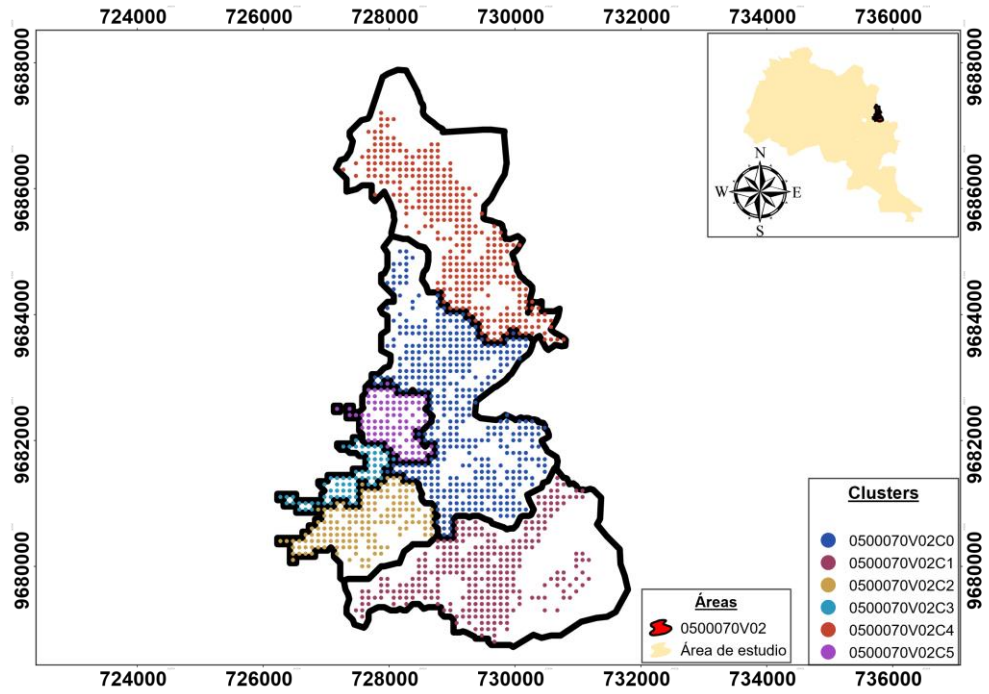
ANEXO 19 Resultados del Subconjunto 0500070V02.



Anexo 19.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500070V02.

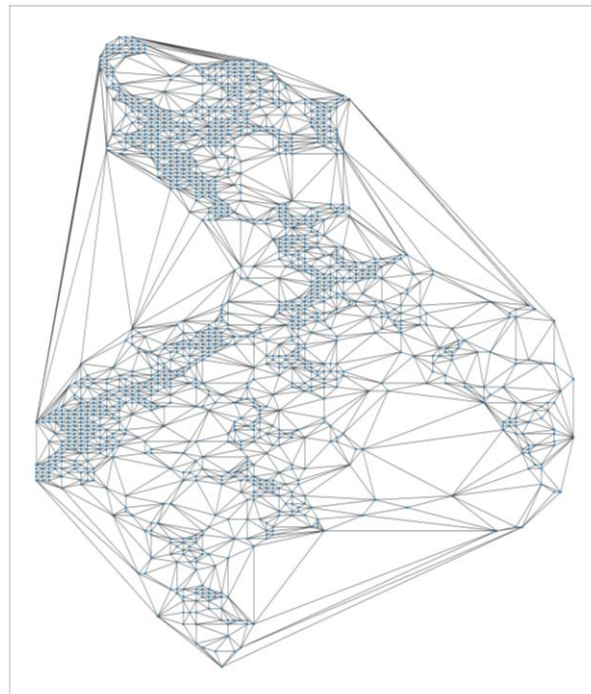


Anexo 19.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500070V02.

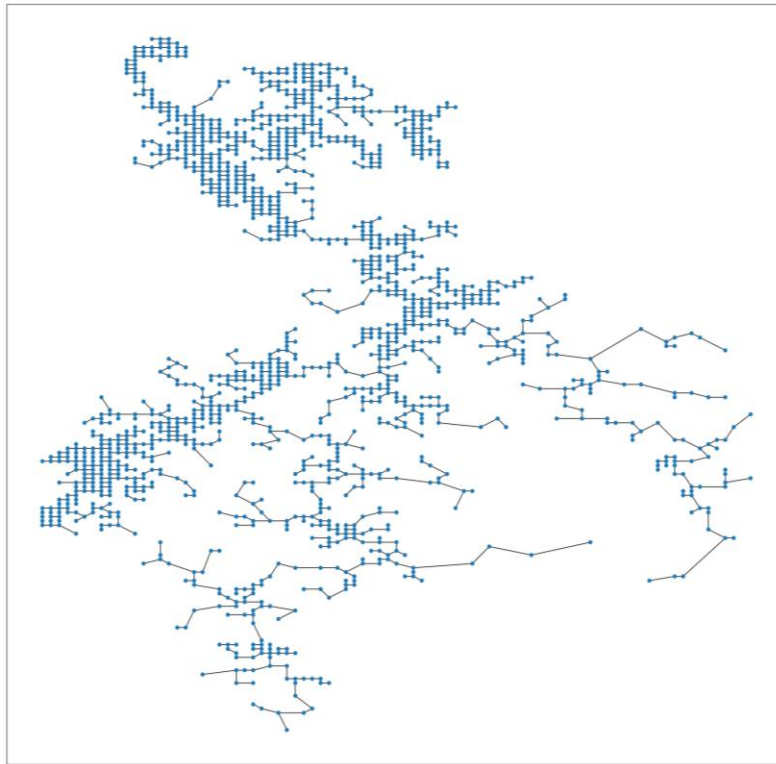


Anexo 19.3 Generación de los clusters 0500070V02C0, 0500070V02C1, 0500070V02C2, 0500070V02C3, 0500070V02C4 y 0500070V02C5.

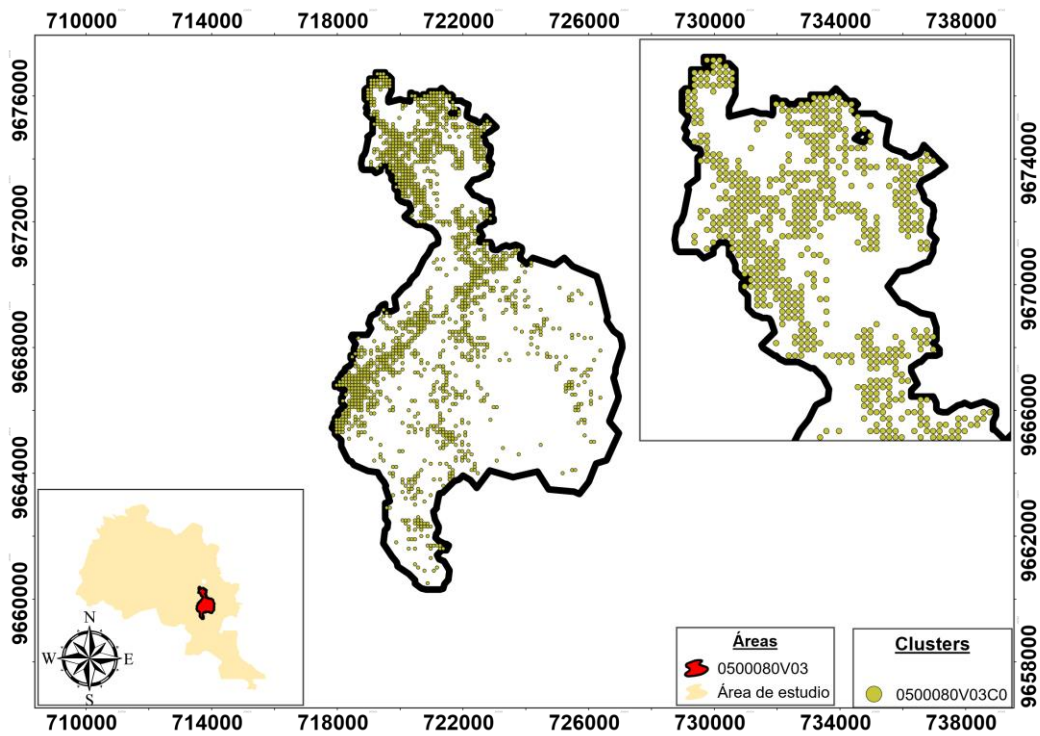
ANEXO 20 Resultados del Subconjunto 0500080V03.



Anexo 20.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500080V03.

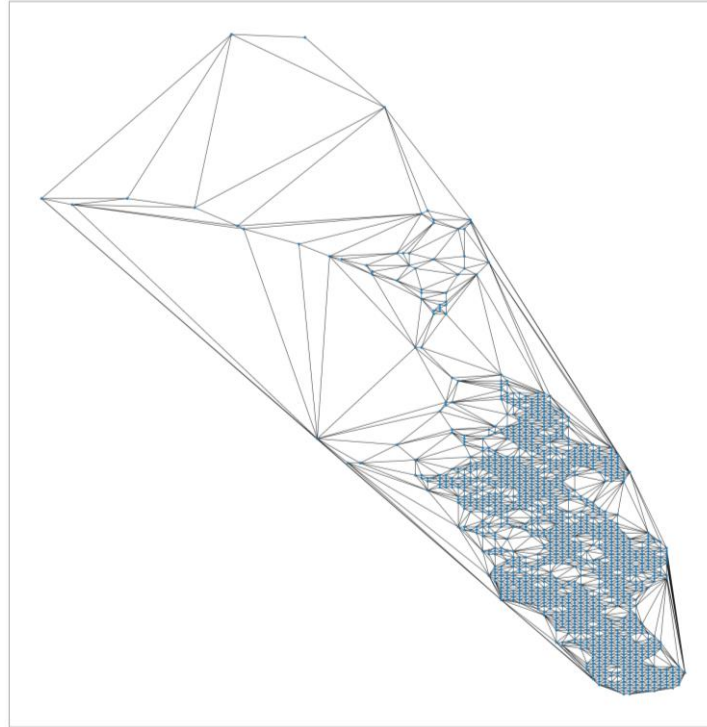


Anexo 20.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500080V03.

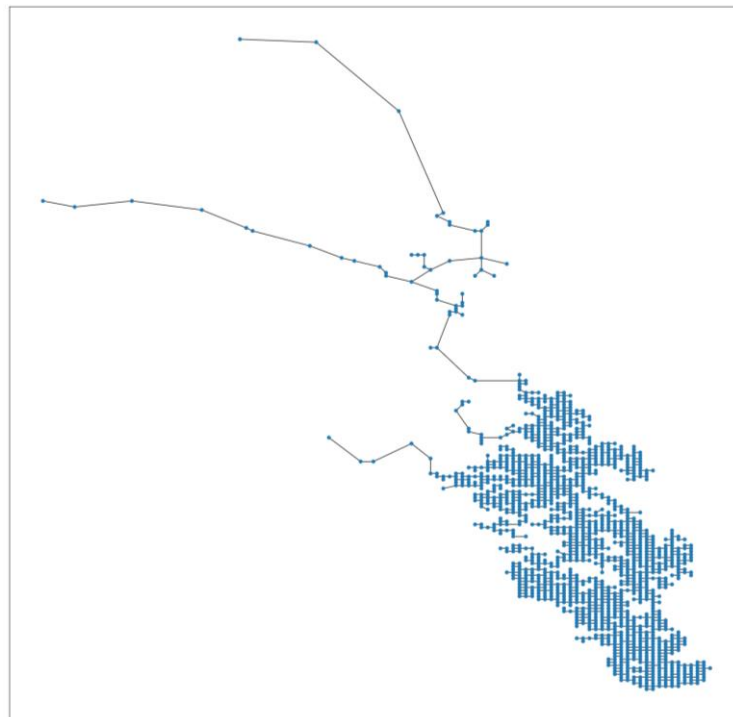


Anexo 20.3 Generación del cluster 0500080V03C0.

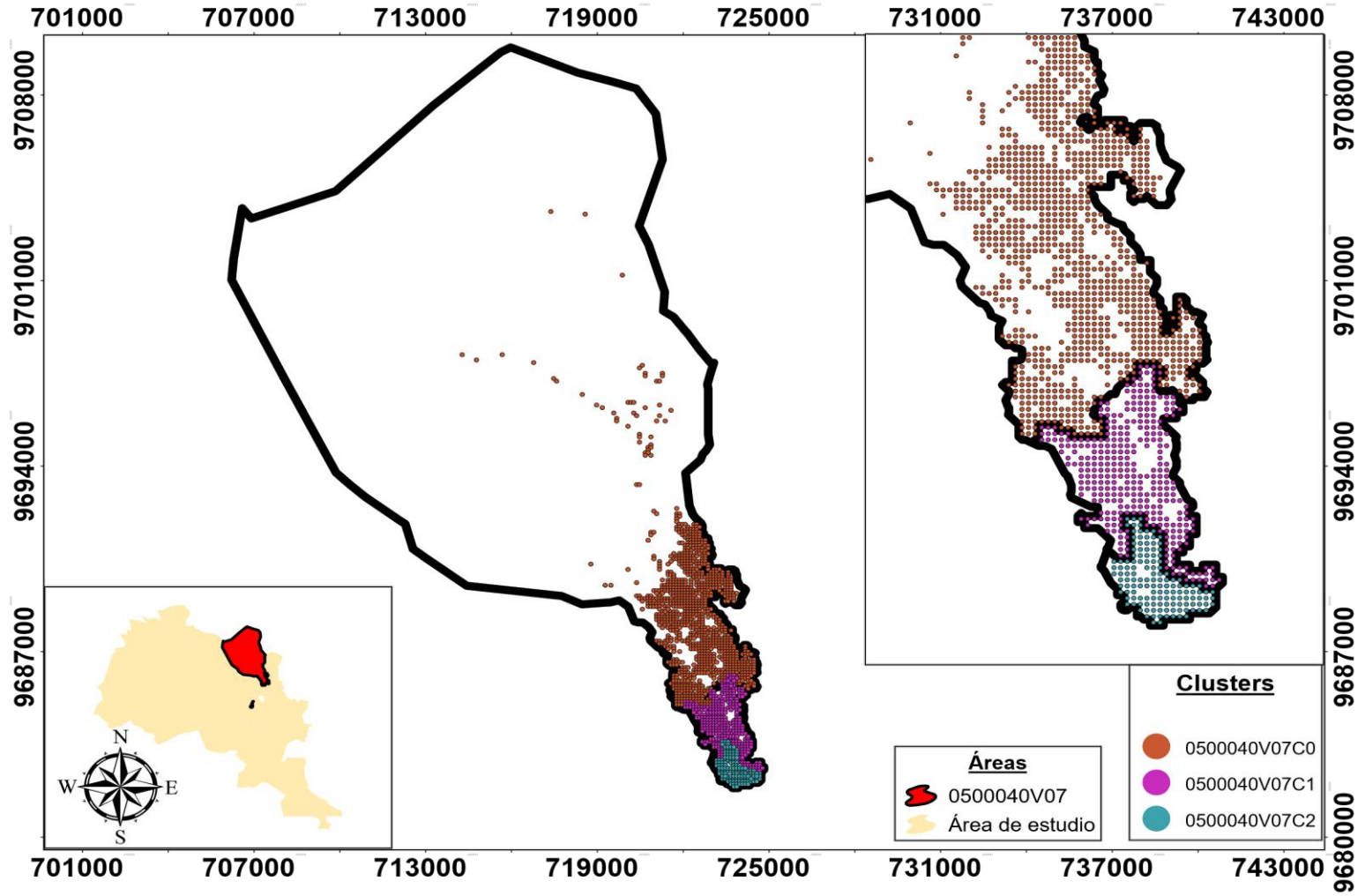
ANEXO 21 Resultados del Subconjunto 0500040V07.



Anexo 21.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500040V07.

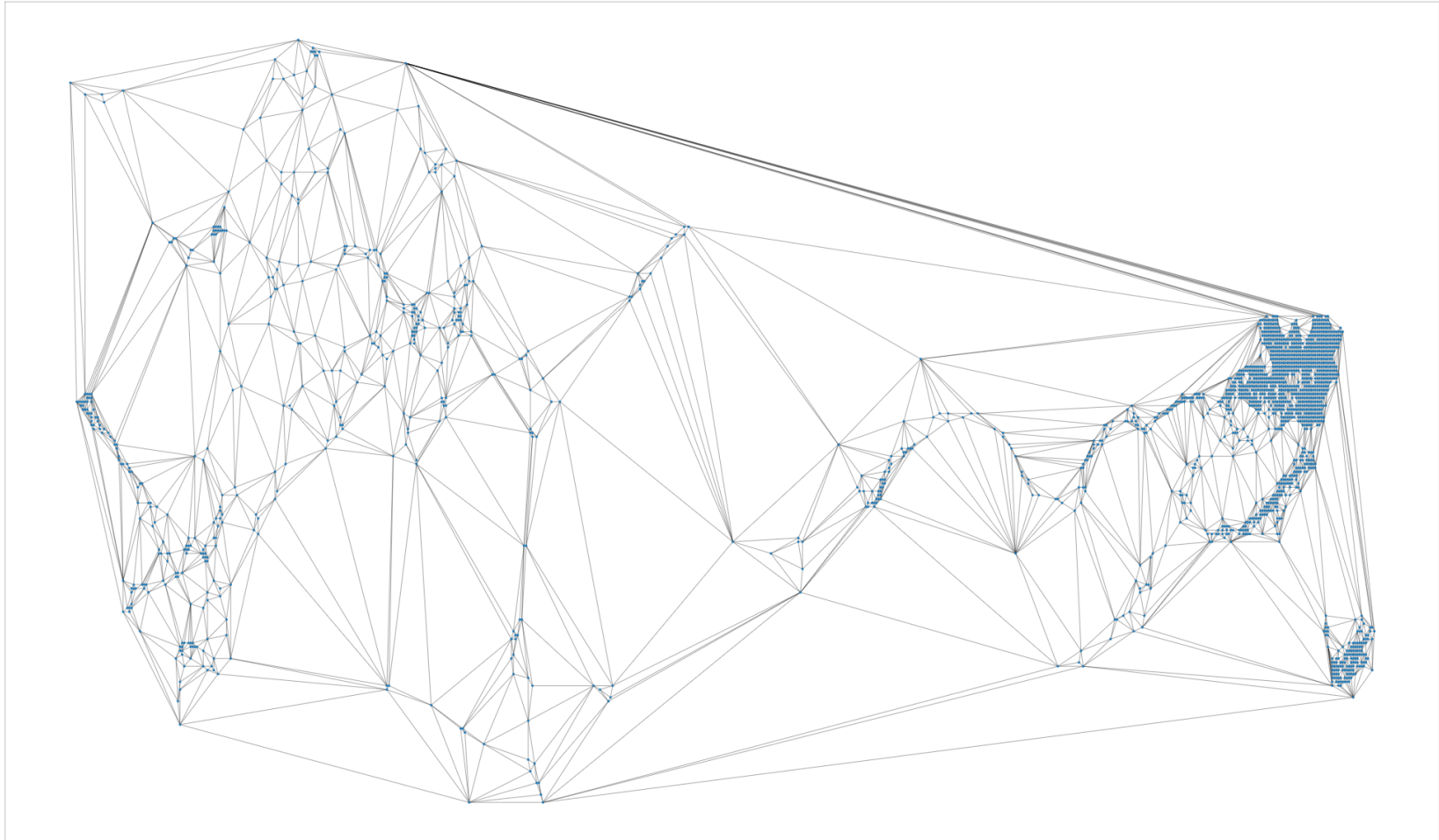


Anexo 21.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500040V07.

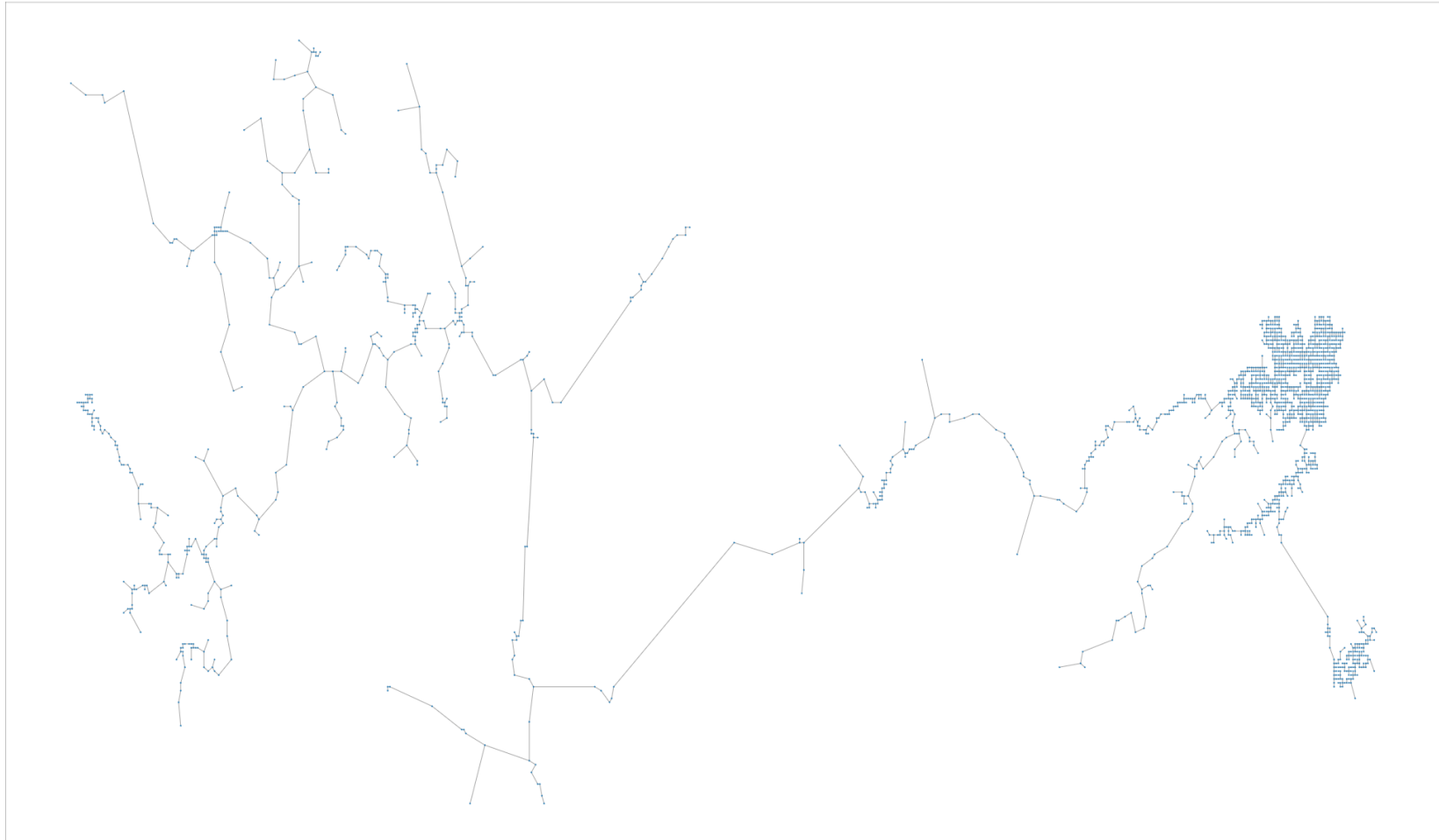


Anexo 21.3 Generación de los cluster 0500040V07C0, 0500040V07C1 y 0500040V07C2.

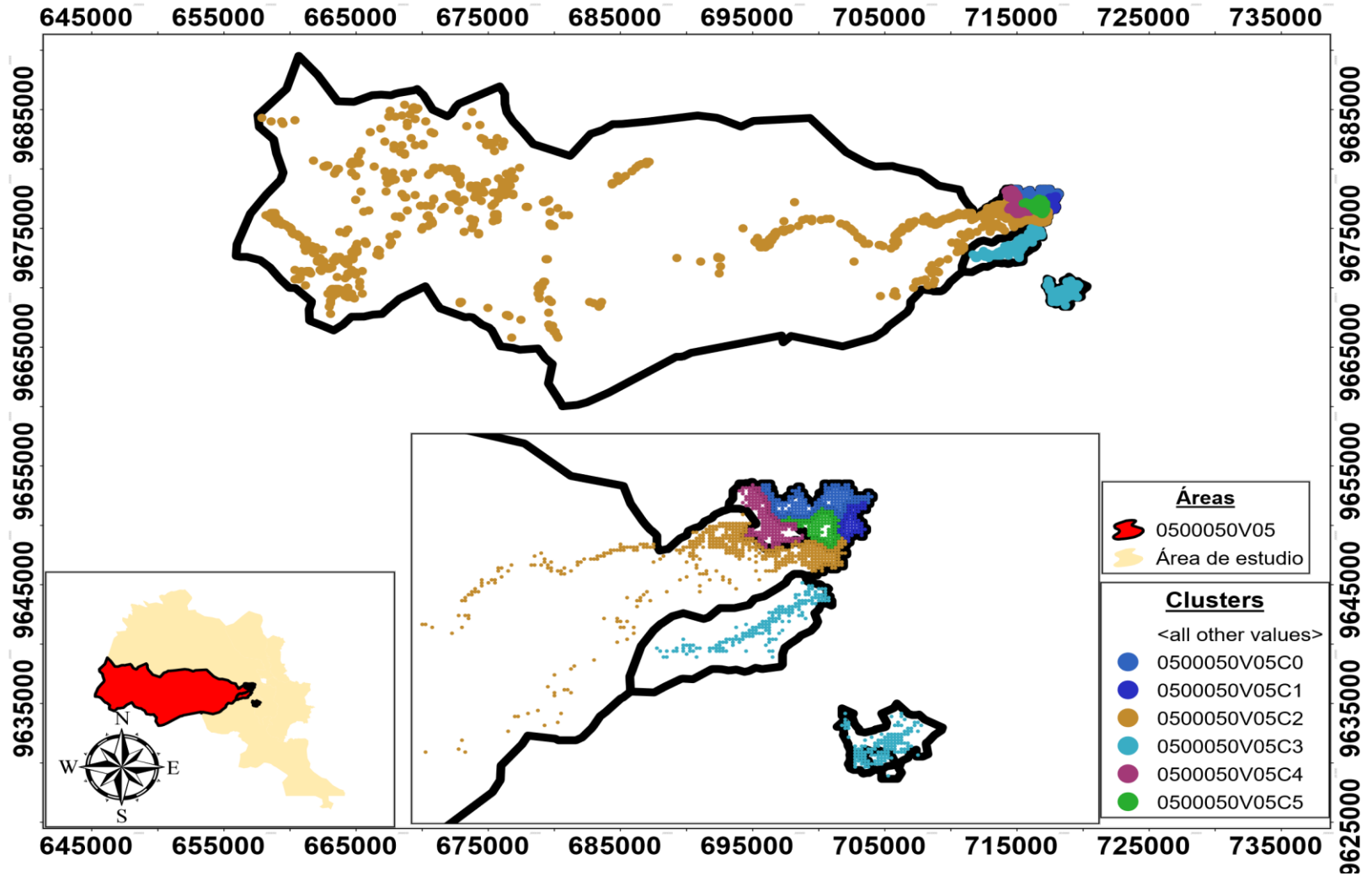
ANEXO 22 Resultados del Subconjunto 0500050V05.



Anexo 22.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V05.

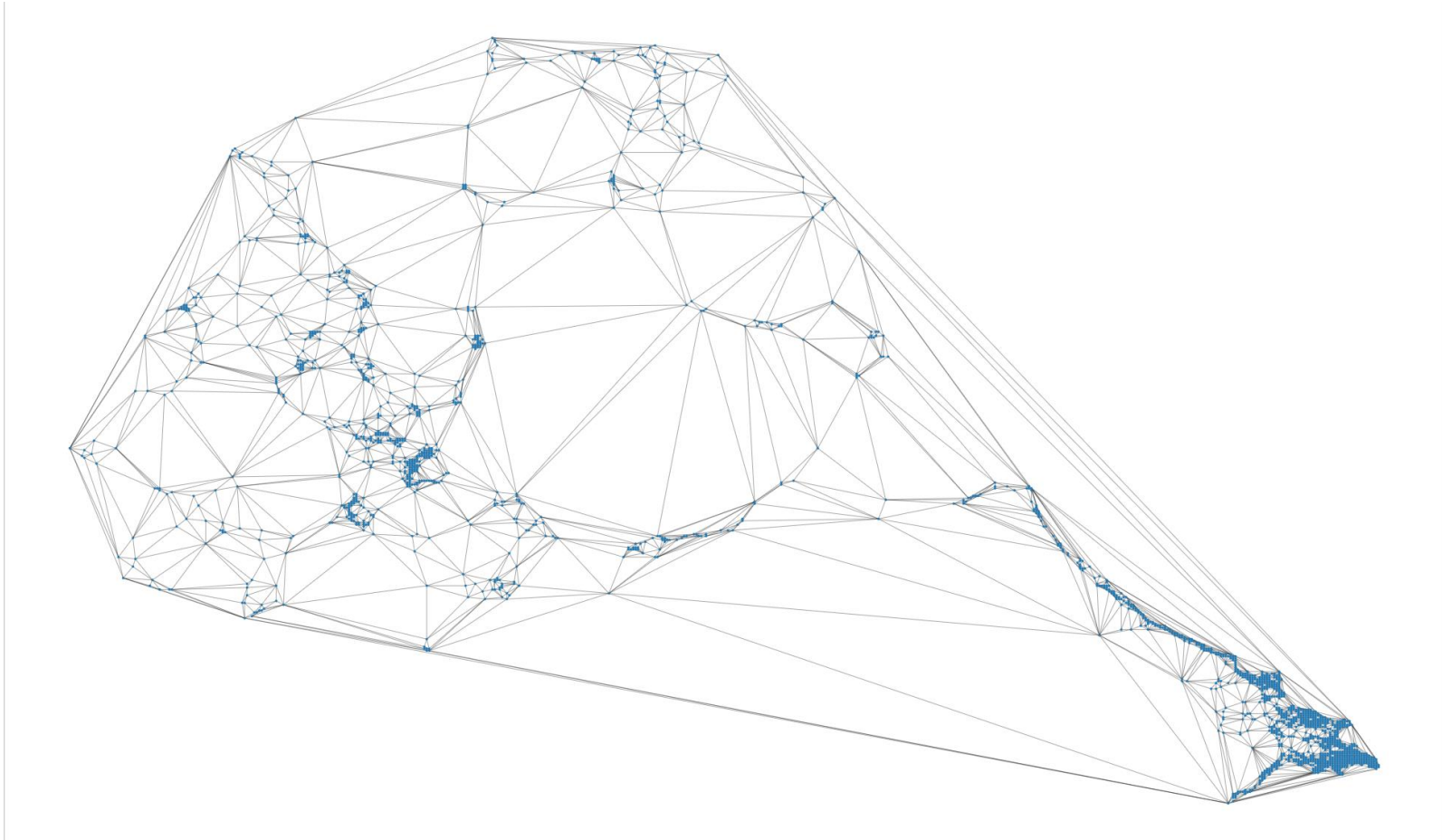


Anexo 22.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V05.

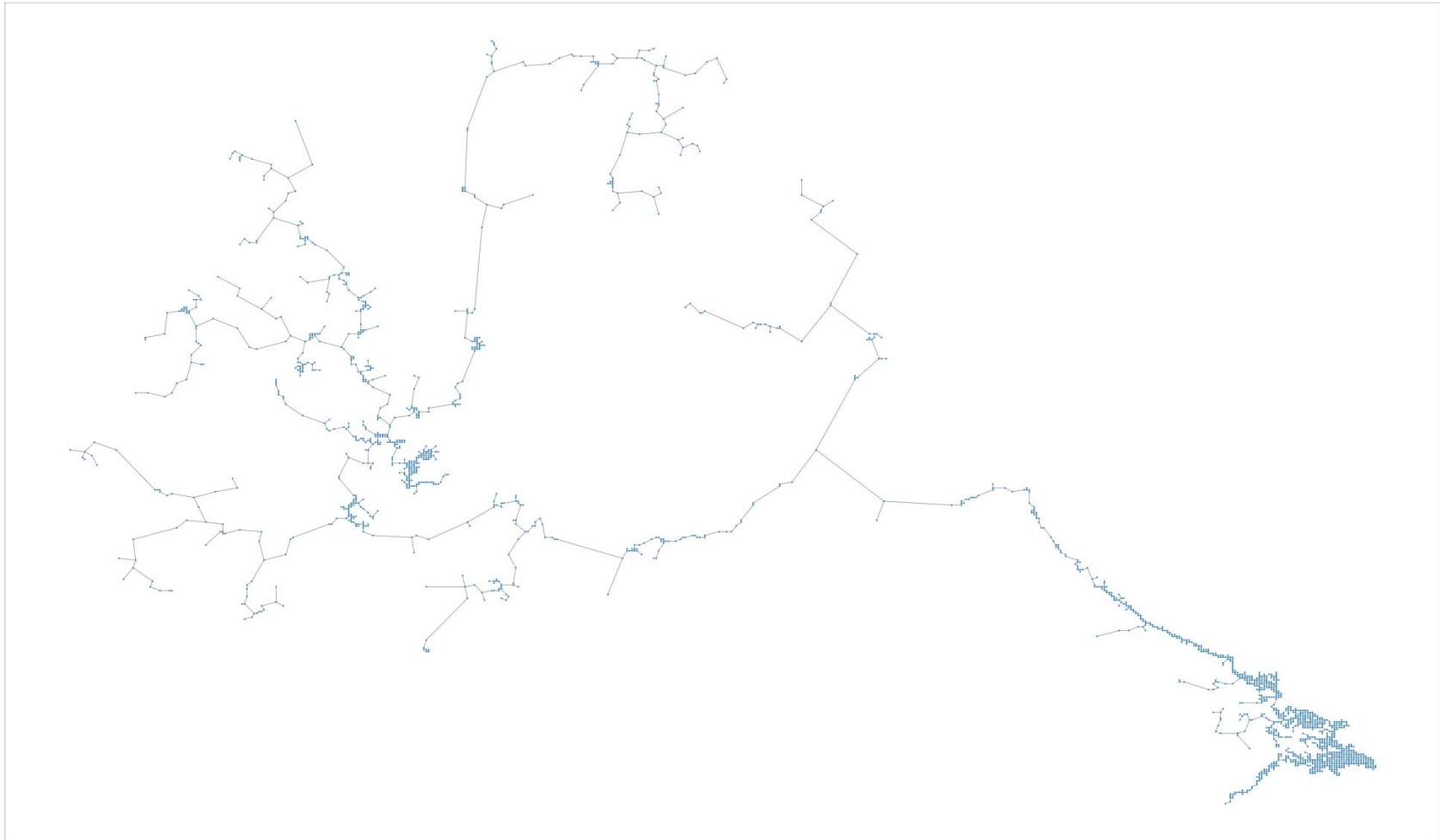


Anexo 22.3 Generación de los clusters 0500050V05C0, 0500050V05C1, 0500050V05C2, 0500050V05C3, 0500050V05C4 y 0500050V05C5

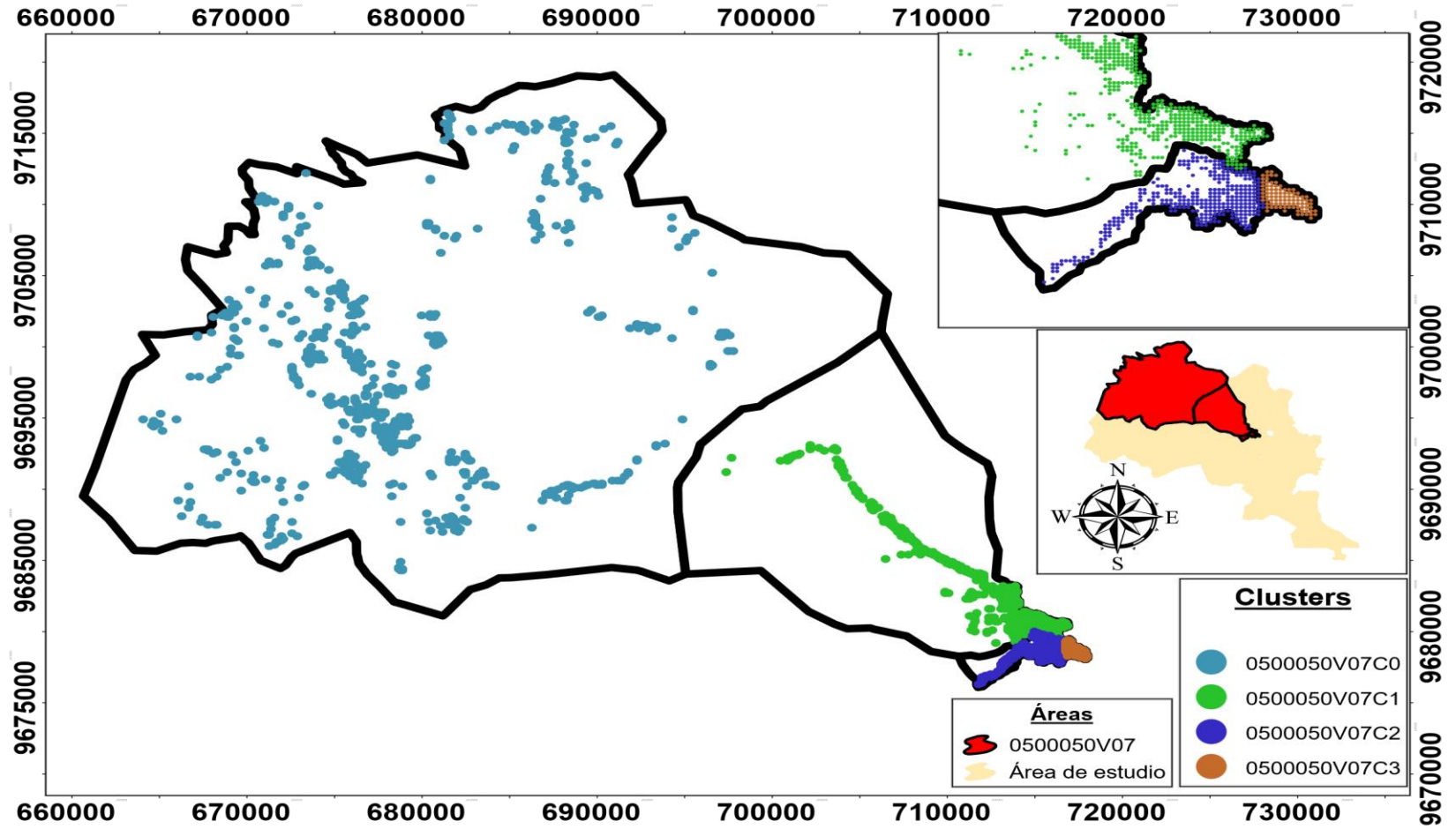
ANEXO 23 Resultados del Subconjunto 0500050V07.



Anexo 23.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V07.



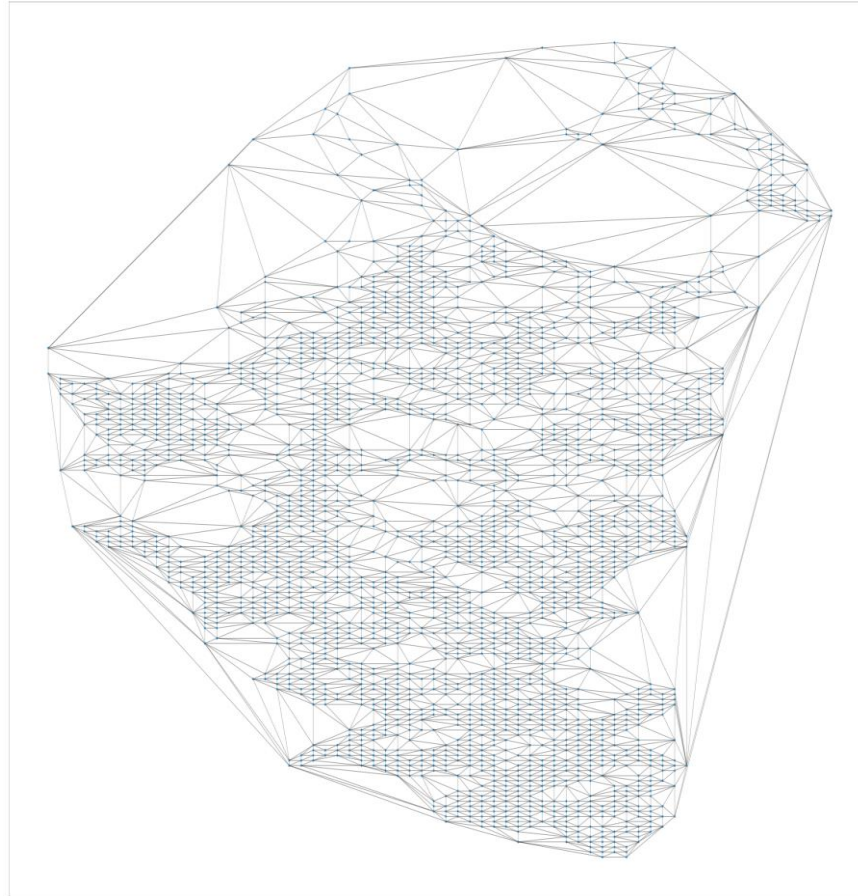
Anexo 23.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V07.



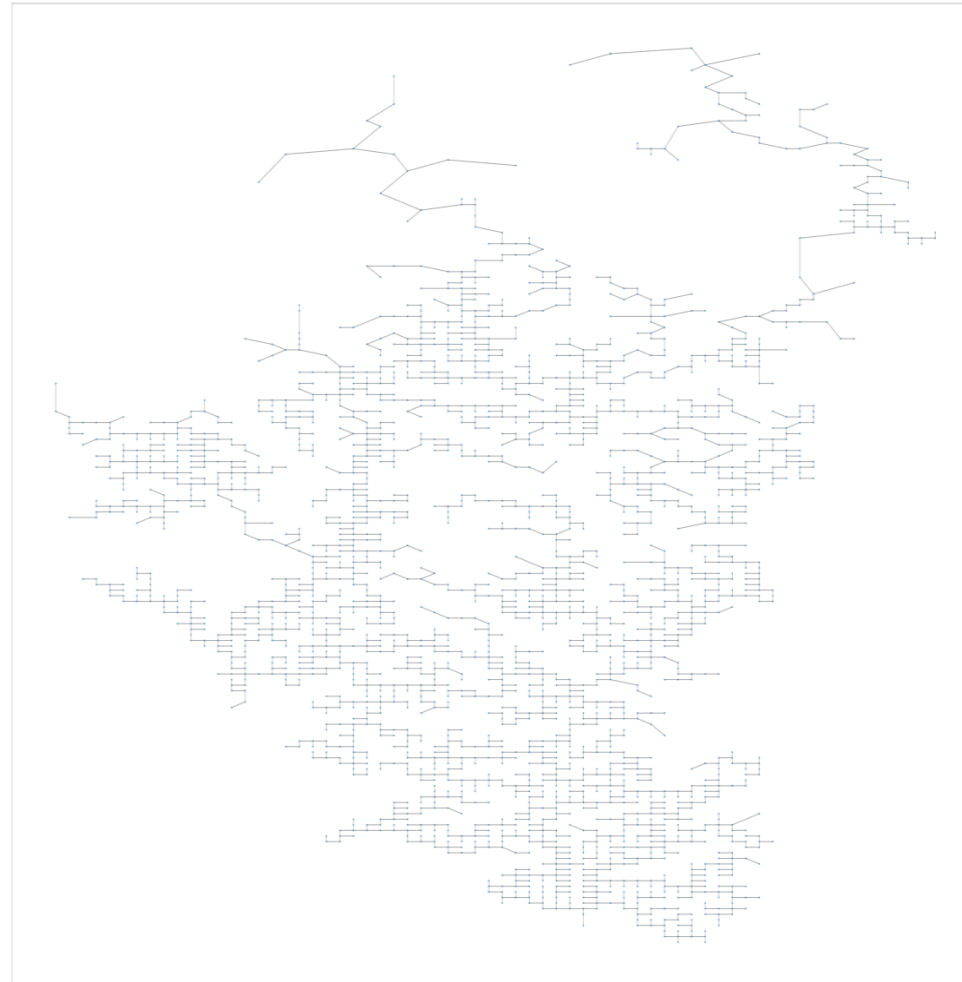
Anexo 23.3 Generación del cluster 0500050V07C0, 0500050V07C1, 0500050V07C2 y 0500050V07C3.



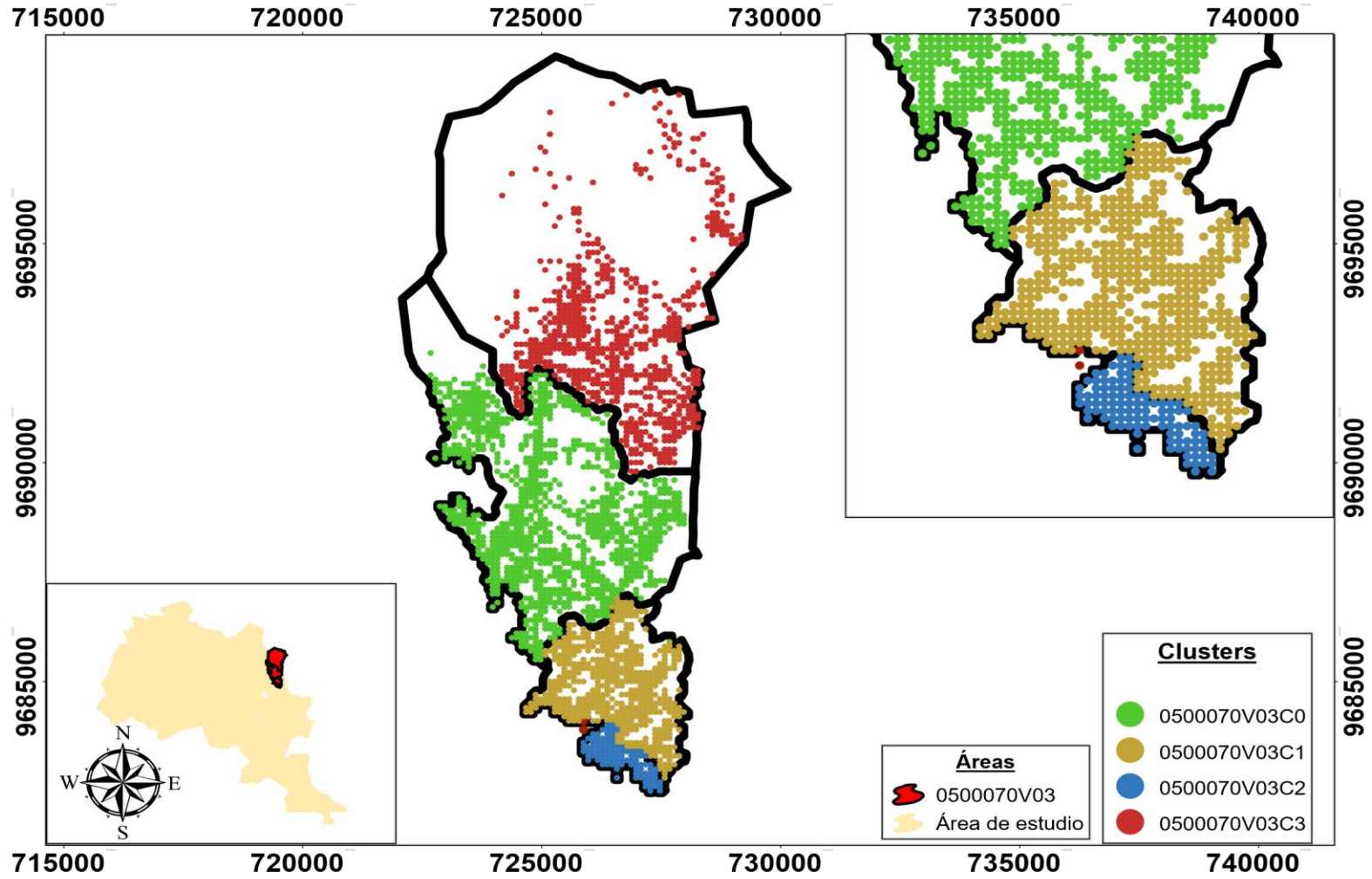
ANEXO 24 Resultados del Subconjunto 0500070V03.



Anexo 24.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500070V03.

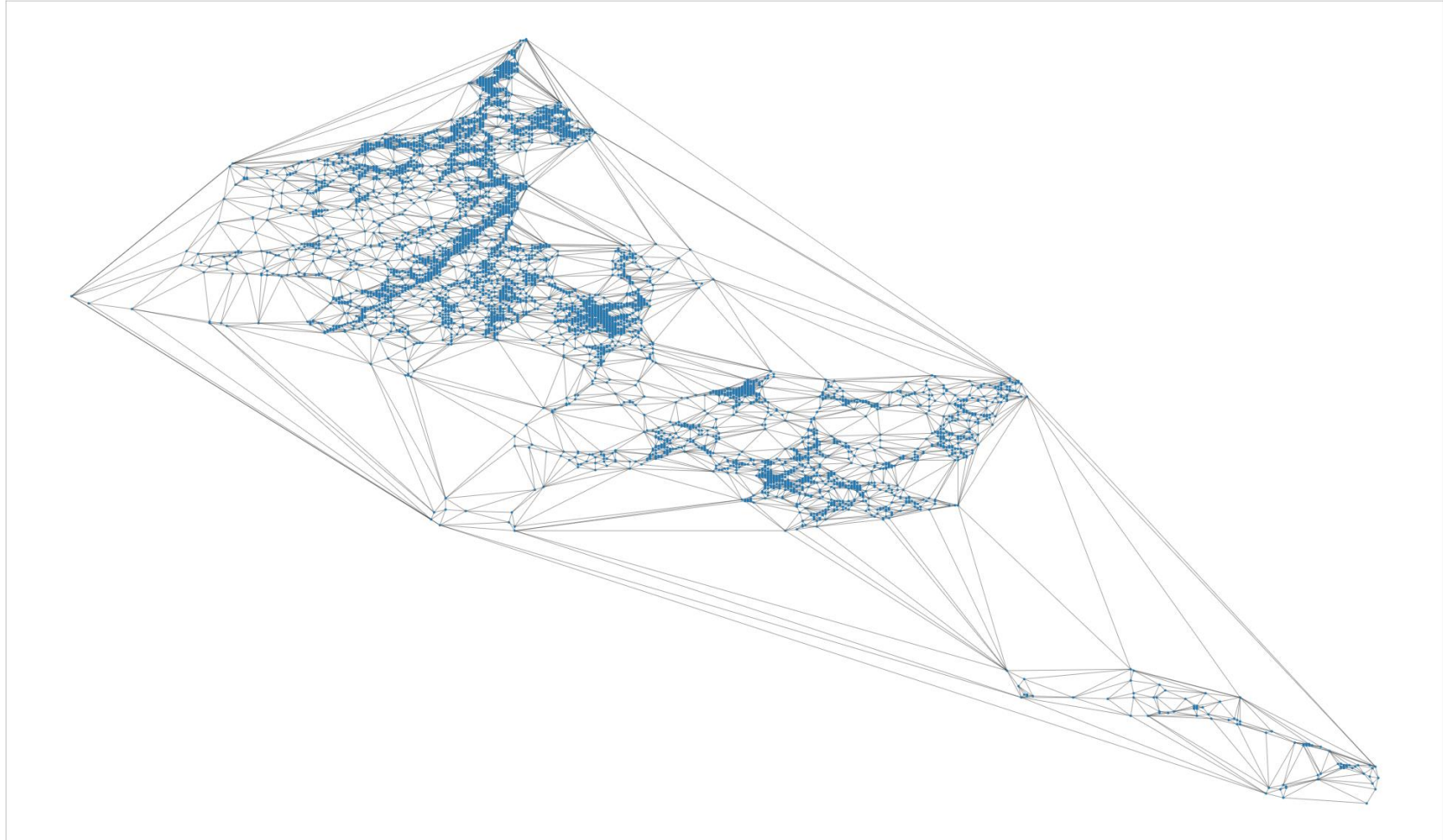


Anexo 24.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500070V03.

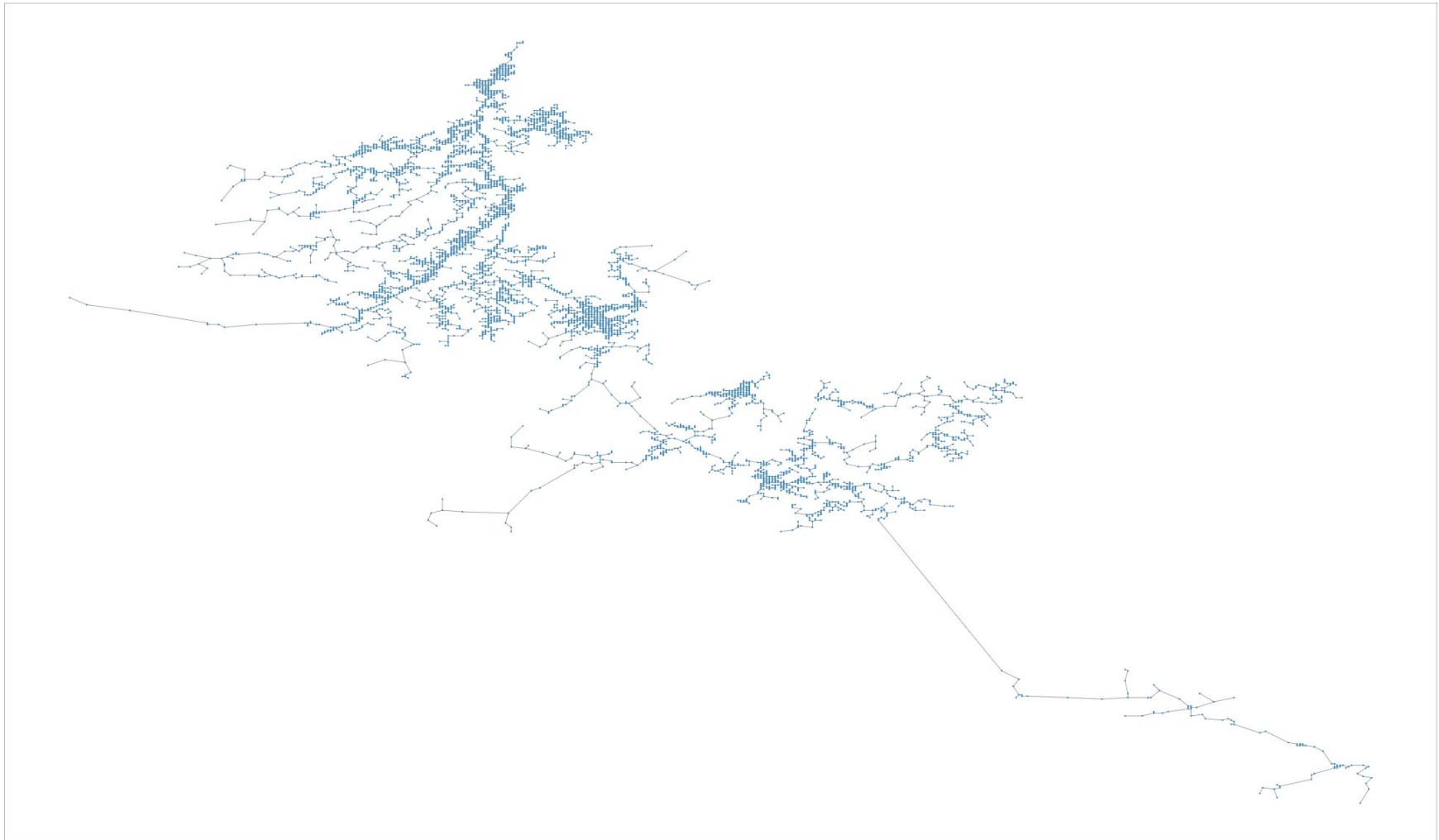


Anexo 24.3 Generación del cluster 0500070V03C0, 0500070V03C1, 0500070V03C2 y 0500070V03C3.

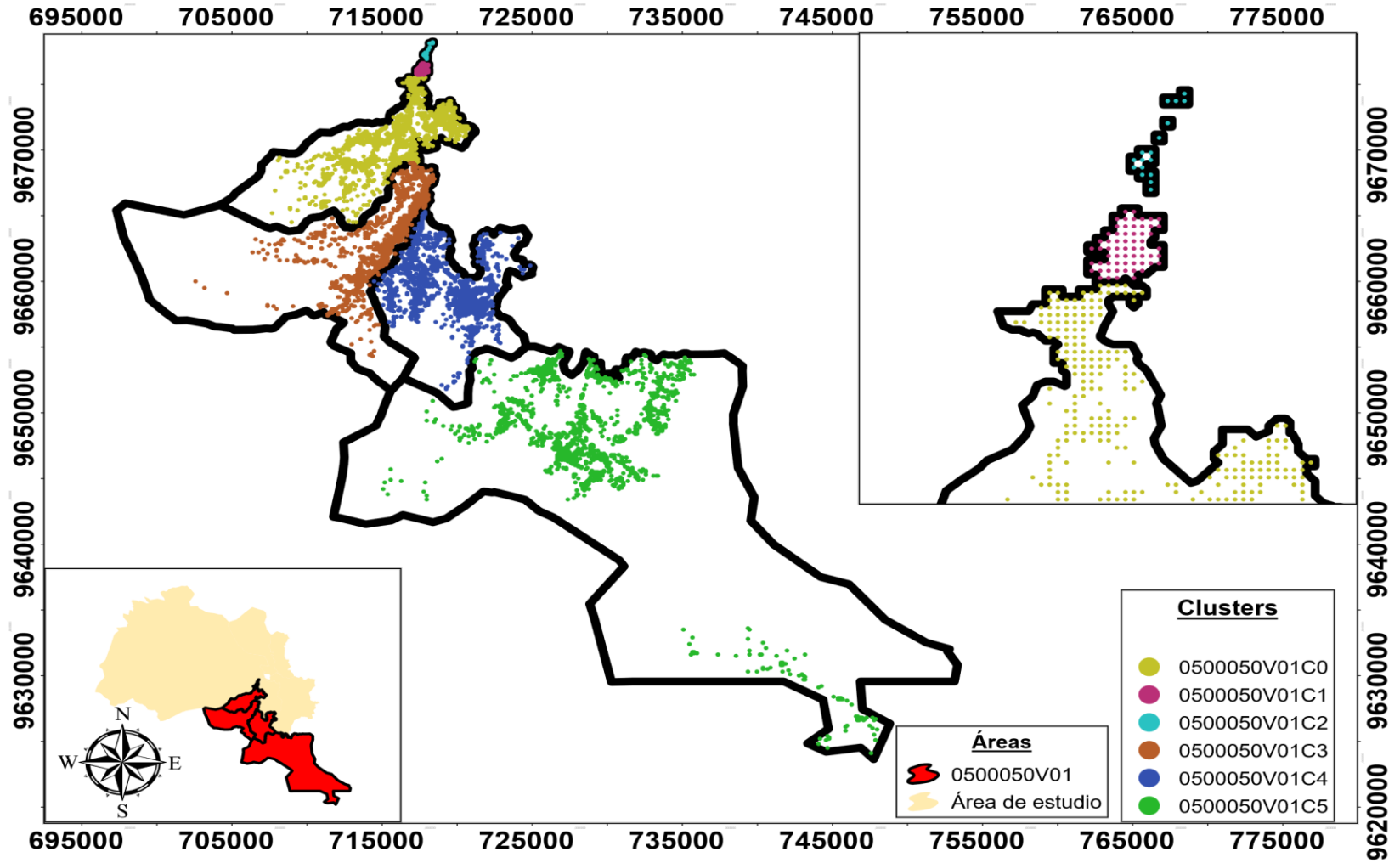
ANEXO 25 Resultados del Subconjunto 0500050V01.



Anexo 25.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500050V01.

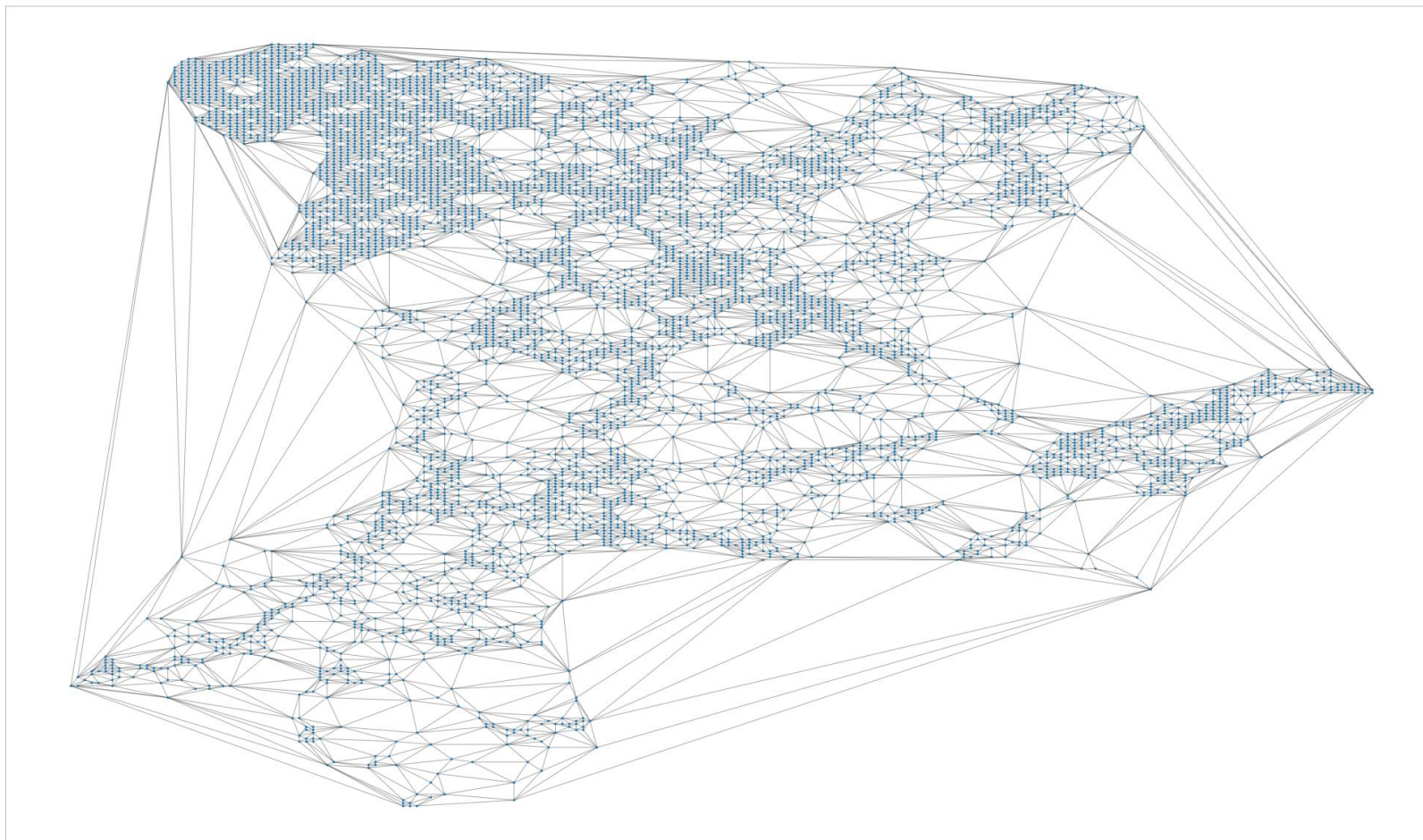


Anexo 25.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500050V01.

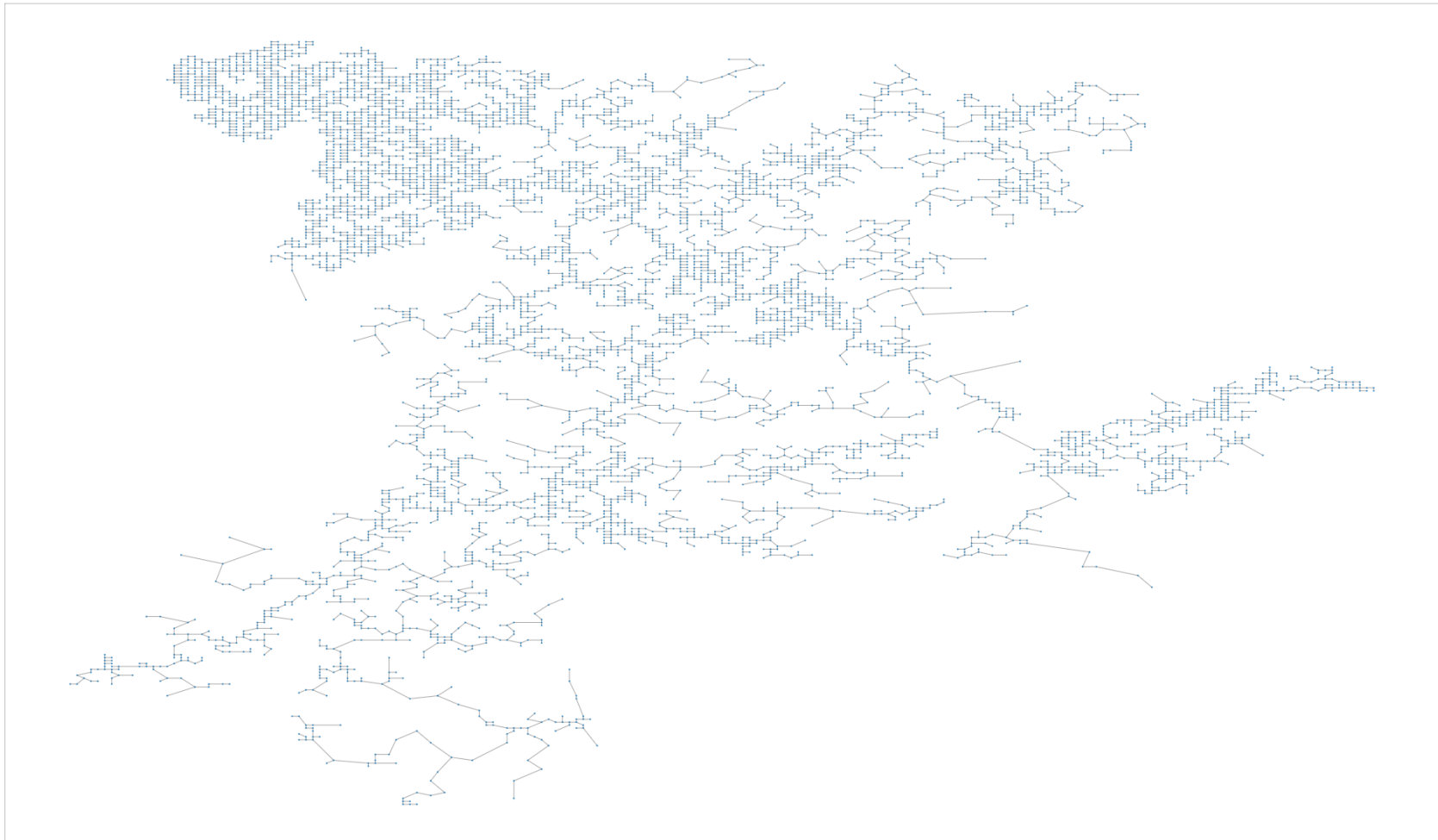


Anexo 25.3 Generación del cluster 0500050V01C0, 0500050V01C1, 0500050V01C2, 0500050V01C3, 0500050V01C4 y 0500050V01C5.

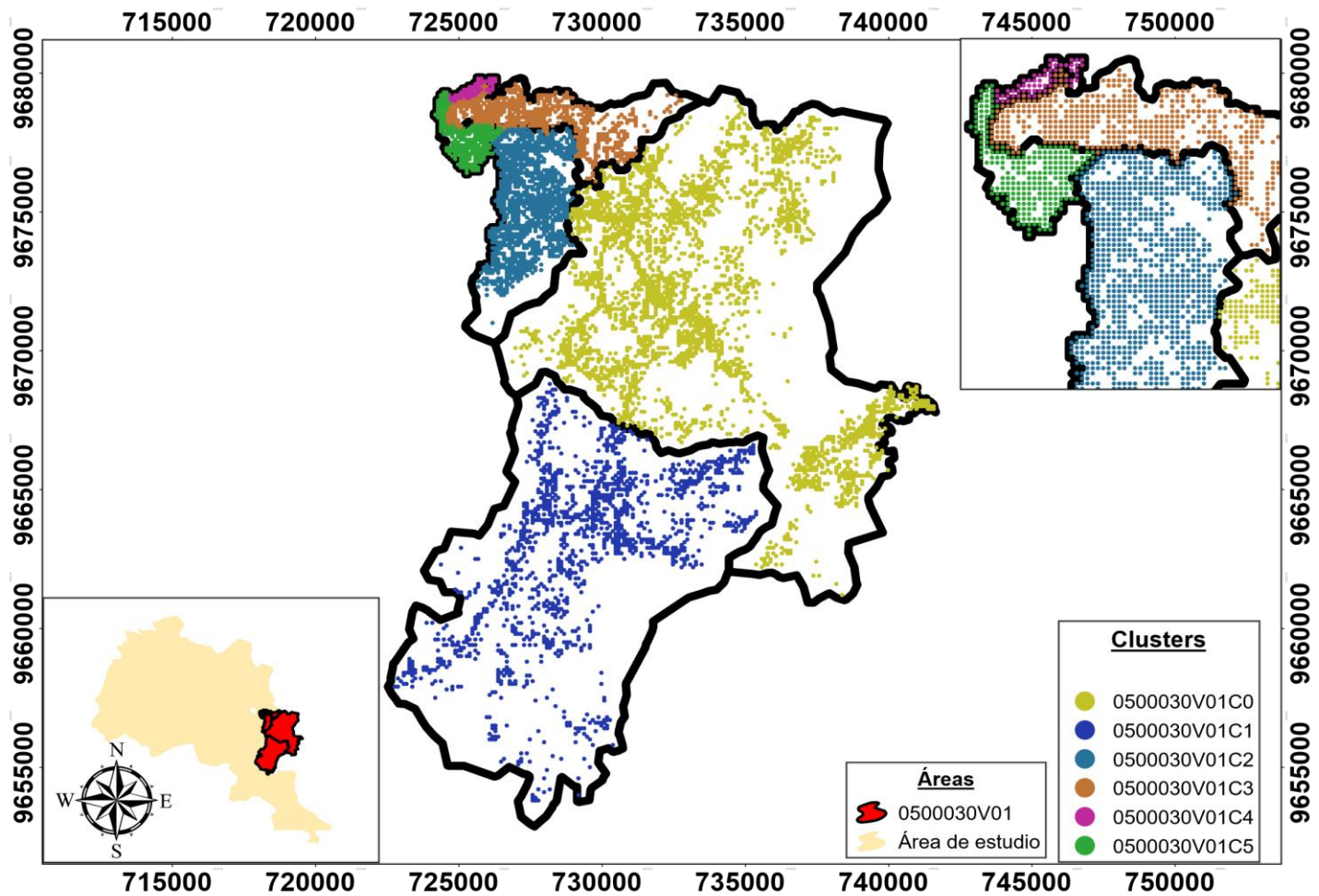
ANEXO 26 Resultados del Subconjunto 0500030V01.



Anexo 26.1 Generación del grafo G para el subconjunto 0500030V01.



Anexo 26.2 Generación del grafo T para el subconjunto 0500030V01.



Anexo 26.3 Generación del cluster 0500030V01C0, 0500030V01C1, 0500030V01C2, 0500030V01C3, 0500030V01C4 y 0500030V01C5