

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**PROPUESTA DE ALTERNATIVA PARA LA EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE PARA EL PERÍODO 2021-
2030.**

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

KEVIN PATRICIO LÓPEZ EUGENIO

DIRECTOR: M.Sc. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES

CODIRECTOR: Dr.-Ing. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

Quito, septiembre 2021

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Kevin Patricio López Eugenio, bajo nuestra supervisión.

M.Sc. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr.-Ing. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Kevin Patricio López Eugenio, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Kevin Patricio López Eugenio

DEDICATORIA

A mis padres y hermanas, mi más preciado tesoro.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por concederme la fortaleza y sabiduría necesaria para afrontar las situaciones de adversidad durante toda mi vida y sobre todo por bendecirme con los mejores padres y hermanas.

A mis padres Patricio y Magui, mi mayor ejemplo de superación, dedicación y abnegación, gracias por su amor, educación, apoyo incondicional y esfuerzo diario haciendo que nunca me falte nada, sin ustedes nada de esto habría sido posible. Los amo infinitamente.

A mis hermanas Vanessa y Karito, por su soporte, palabras de aliento y compartir conmigo innumerables e inolvidables anécdotas.

A mi directora M.Sc. Patricia Otero y codirector Dr. Hugo Arcos por su tiempo, dedicación, consejos y recomendaciones impartidas durante la realización de este proyecto.

Quiero hacer un extensivo, profundo y sincero agradecimiento a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. "EEASA"; y por su intermedio al departamento de planificación por brindarme las herramientas necesarias permitiéndome desarrollar el presente proyecto durante los últimos meses, en especial al Ing. Luis Marcial, Ing. Darío Muyulema, Ing. Adrián Torres e Ing. Bryan Mayorga por su guía, sugerencias y consejos brindados, Dios les pague.

A mis amigos, por los incontables momentos compartidos y hacer que esta etapa de mi vida sea inolvidable, de igual forma a todas las personas que confiaron en mí y de una u otra forma fueron parte de este proceso, infinitas gracias.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	4
2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS	5
2.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS	5
2.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS.....	5
2.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	6
2.3.1 SUBESTACIÓN DE POTENCIA.....	6
2.3.2 SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	6
2.3.2.1 Sistema de subtransmisión radial.....	7
2.3.2.2 Sistema de subtransmisión en anillo.....	7
2.3.2.3 Sistema de subtransmisión mallado.....	8
2.3.3 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	8
2.3.4 ALIMENTADORES PRIMARIOS	9
2.3.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	9
2.3.6 REDES SECUNDARIAS	9
2.4 PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	10
2.4.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	11
2.4.1.1 Técnica de micro áreas	11
2.4.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA	13

2.4.3	CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES	13
2.4.4	PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	13
2.4.4.1	Pérdidas técnicas.....	14
2.4.4.2	Pérdidas no técnicas	14
2.4.5	ÁREA DE UNA SUBESTACIÓN	14
2.4.6	EXPANSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN.....	15
2.4.7	UBICACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN.....	16
2.4.8	SOLUCIONES PARA AFRONTAR EL INCREMENTO DE DEMANDA	17
2.4.8.1	Soluciones relacionadas con las redes eléctricas	17
2.4.8.2	Soluciones no relacionadas con las redes eléctricas	18
2.4.9	INVERSIONES	18
2.5	DEFINICIONES REFERENTES A DISTRIBUCIÓN	18
2.5.1	CURVA DE CARGA DIARIA	18
2.5.2	DEMANDA MÁXIMA	19
2.5.3	FACTOR DE CARGA.....	19
2.5.4	FACTOR DE PÉRDIDAS	20
2.5.5	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA RED DE 69 KV	20
2.5.5.1	Pérdidas en líneas de subtransmisión	20
2.5.5.2	Pérdidas en transformadores de potencia	20
2.5.6	CAÍDA DE VOLTAJE.....	21
2.5.6.1	Niveles de voltaje.....	21
2.5.7	DENSIDAD DE CARGA	22
2.5.8	CENTROIDE O CENTRO DE GRAVEDAD.....	22
2.6	MINERÍA DE DATOS.....	22
2.6.1	MINERÍA DE DATOS ESPACIAL	23
2.6.1.1	Herramientas del análisis espacial.....	24
2.6.2	DIAGRAMA DE VORONOI	25
2.6.3	APRENDIZAJE SUPERVISADO	26
2.6.4	APRENDIZAJE NO SUPERVISADO	26
2.6.5	CLUSTERING.....	26
2.6.6	ALGORITMO K-MEANS	27
2.7	HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	28
2.7.1	CYME.....	28
2.7.1.1	CymDist.....	28
2.7.1.2	Interfaz de CymDist	29
2.7.1.3	Módulo para modelación detallada de subestaciones	29

2.7.1.4	Módulo administrador avanzado de proyectos	30
2.7.1.5	Módulo de mapas de fondo en línea	30
2.7.1.6	Módulo de flujos de carga.....	30
3	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA.....	32
3.1	ÁREA DE CONCESIÓN.....	32
3.2	PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	32
3.3	SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	33
3.3.1	SUBESTACIONES	33
3.3.2	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	34
3.3.3	ALIMENTADORES PRIMARIOS	35
3.4	ANÁLISIS EN LA RED DE 69 KV.....	36
3.4.1	DEMANDA MÁXIMA	36
3.4.2	FLUJO DE CARGA	37
3.4.3	CÁLCULO FACTOR DE CARGA.....	39
3.4.4	METODOLOGÍA PARA CALCULAR PÉRDIDAS RESISTIVAS	39
3.4.5	PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	40
3.4.6	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES.....	40
3.4.7	CÁLCULO DE FACTOR DE PÉRDIDAS.....	41
4	METODOLOGÍA.....	42
4.1	DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA	43
4.1.1	DIAGRAMA DE VORONOI	43
4.1.2	DIAGRAMA DE VORONOI PONDERADO.....	45
4.2	ZONAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN O NUEVA SUBESTACIÓN	47
4.2.1	CRITERIO DE CARGABILIDAD DE UNA SUBESTACIÓN	47
4.2.2	ZONAS QUE PRESENTAN CAÍDAS DE VOLTAJE EN LA RED PRIMARIA	49
4.3	UBICACIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES.....	54
4.3.1	MODIFICACIÓN AL ALGORITMO K-MEANS.....	55
4.4	CONEXIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES A LA RED EXISTENTE...57	
4.4.1	FUNDAMENTOS DEL ALGORITMO DE DIJKSTRA.....	57
4.5	PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	58
5	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
5.1	PRONÓSTICO DE LA DEMANDA PERÍODO 2021-2030	60
5.2	ÁREA DE INFLUENCIA DE LAS SUBESTACIONES.....	61
5.3	ZONAS CANDIDATAS PARA LA INCLUSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN	65

5.3.1	CAPACIDAD FIRME	66
5.3.2	CAÍDAS DE VOLTAJE	66
5.3.3	PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES	70
5.3.3.1	Implementación de equipos de regulación de voltaje	70
5.3.3.2	Subestación Pilahuin	71
5.3.3.3	Subestación Península	71
5.3.3.4	Subestación Ahuano y expansión de Tena	71
5.3.3.5	Subestación Norte	72
5.4	UBICACIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES	72
5.4.1	ALTERNATIVA 1	73
5.4.2	ALTERNATIVA 2	76
5.4.3	PARÁMETROS ELÉCTRICOS	77
5.4.4	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	78
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
6.1	CONCLUSIONES	86
6.2	RECOMENDACIONES	87
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
8	ANEXOS	90

RESUMEN

El presente proyecto de titulación muestra una alternativa a la expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. comprendido en el período 2021-2030. La ejecución de este trabajo toma lugar en tres etapas, la primera contempla la evaluación de los parámetros eléctricos más relevantes del sistema actual, para ello se actualizó el modelo unifilar de 69 kV en el software CymDist.

En segunda instancia se implementa una metodología de análisis espacial (diagrama de Voronoi ponderado) que permite segmentar el sistema según las áreas de servicio de cada subestación existente, tomando en cuenta sus densidades de carga y ubicaciones geográficas. Posteriormente se desarrolla un algoritmo que permite restringir las zonas de influencia bajo las condiciones de cargabilidad y caídas de voltaje en alimentadores primarios, delimitando así las superficies candidatas para la inclusión de nuevos centros de suministro eléctrico.

En la tercera fase se localizan las nuevas subestaciones haciendo uso de la minería de datos y su técnica de conglomerados, k-means; de este modo se ubican los nuevos puntos de abastecimiento en el centro de gravedad de las zonas de influencia. Adicionalmente, se implementó un algoritmo que permite conectar las nuevas subestaciones con la red actual.

Finalmente, se realizó una evaluación técnica en CymDist que permite definir la mejor alternativa valorando pérdidas y caídas de voltaje en la red de 69 kV.

PALABRAS CLAVE: Área de servicio, subtransmisión, diagrama de Voronoi ponderado, clustering, k-means.

ABSTRACT

This project shows an alternative to the expansion of the sub-transmission system of Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. for the period 2021-2030. The execution of this work takes place in three stages, the first one covers the evaluation of the most relevant electrical parameters of the current system, for which the 69 kV single-line model was updated in the CymDist software.

Secondly, a spatial analysis methodology (weighted Voronoi diagram) is implemented to segment the system according to the service areas of each existing substation, considering their load densities and geographical locations. Subsequently, an algorithm is developed to restrict the areas of influence under the conditions of loadability and voltage drops in primary feeders, thus delimiting the candidate areas for the inclusion of new power supply centers.

In the third phase, the new substations are located using data mining and its clustering technique, k-means; in this way, the new supply points are in the gravity center of the influence zones. In addition, an algorithm was implemented to connect the new substations with the current network.

Finally, a technical evaluation was carried out in CymDist to define the best alternative, evaluating losses and voltage drops in the 69 kV network.

KEYWORDS: Service area, subtransmission, weighted Voronoi diagram, clustering, k-means

1 INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) es el ente encargado de elaborar el plan maestro de electricidad y por lo tanto de planificar, gestionar y garantizar el normal abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional. Para cumplir su objetivo, las empresas distribuidoras estructuran proyectos de expansión y distribución, bajo el cumplimiento de indicadores estipulados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) [1]. En este sentido y considerando que la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA) es un referente a nivel nacional por los bajos porcentajes de pérdidas de energía que se producen en sus redes eléctricas y la calidad del producto técnico que brinda a sus usuarios, se plantea realizar el presente trabajo de titulación sustentado en el estudio técnico de los parámetros de cargabilidad y caídas de voltaje en los alimentadores primarios del sistema para los próximos diez años, con la finalidad de conocer las zonas de influencia en donde podría existir un desabastecimiento a la demanda eléctrica y posicionar nuevos centros de suministro eléctrico.

Para emplear la metodología fue imprescindible conocer la proyección de demanda por micro áreas en el área de concesión de la empresa distribuidora y la ubicación georreferenciada de las subestaciones actuales. Una vez que se han cumplido estos requerimientos se ha desarrollado un algoritmo en ambiente Matlab que permite segmentar y limitar las zonas de influencia de las subestaciones actuales en el período de análisis para de esta forma identificar las zonas de influencia que requieran aumentar la capacidad de su subestación o de ser el caso implementar una nueva subestación.

La decisión de ubicar una nueva subestación en el proceso de planificación del sistema de distribución es el principal desafío. La zona urbana a diferencia de la rural suele contar con varias subestaciones de distribución, el número y la ubicación de las subestaciones dependen de varios factores, como la densidad de carga, limitaciones geográficas, consideraciones medioambientales, disponibilidad de derechos de paso o de transmisión, entre otros [2]. Incluir todas estas condiciones sería el escenario ideal, sin embargo, mucha de esta información se encuentra fuera del alcance del planificador, por lo que se ha visto factible implementar el método de conglomerados, k-means, que involucra la distancia y magnitud de la carga en el intento de optimizar localmente la ubicación de las nuevas subestaciones.

Se han planteado dos alternativas de expansión, para definir la mejor se ha realizado un análisis técnico mediante el modelado de ambas opciones en el software Cymdist, en

donde se han evaluado los parámetros más relevantes como son: pérdidas técnicas de potencia y caídas de voltaje en la red de 69 kV.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una alternativa a la expansión del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica Ambato para el período 2021-2030, tomando como referencia las regulaciones vigentes respecto a pérdidas técnicas y caídas de voltaje en la red de 69kV.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estructurar una base de datos actualizada de la red de subtransmisión de la EEASA en el software CYMDIST.
- Aplicar una metodología para encontrar la ubicación óptima de subestaciones conociendo la demanda proyectada en micro áreas 2021-2030 dentro del área de concesión de la EEASA.
- Analizar las condiciones operativas del sistema considerando la inclusión de las nuevas subestaciones a la red de 69 kV para el período 2021-2030 mediante la utilización del paquete computacional CYMDIST.
- Establecer la alternativa del plan de expansión del sistema de distribución a 69 kV de la Empresa Eléctrica Ambato.

1.2 ALCANCE

En el presente estudio se estructurará una alternativa a la expansión de la red de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato mediante una metodología para posicionar nuevas subestaciones en la red de 69 kV basada en el cumplimiento con los parámetros de límites de caída de voltaje y pérdidas técnicas en el sistema.

Se investigará métodos de optimización que permitan encontrar las ubicaciones adecuadas de las subestaciones que dotarán de suministro eléctrico a toda el área de cobertura de la EEASA en los próximos 10 años considerando la demanda proyectada en este período.

Se implementarán escenarios en el software Cymdist con diferentes ubicaciones de las nuevas subestaciones para suministro de energía eléctrica y se analizará la influencia de cada escenario en la red de 69 kV.

El análisis técnico, de los escenarios implementados, incluirá determinar las pérdidas técnicas y caídas de voltaje en la red de subtransmisión, para establecer la mejor alternativa que se encontraría dentro de los lineamientos de calidad de energía.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los sistemas de suministro de energía eléctrica se encuentran divididos en: generación, transmisión y distribución, Figura 2.1, y cumplen con el objetivo de satisfacer la demanda de consumo eléctrico a todos los usuarios que lo requieran.

En el sistema de generación se produce la energía por medio de plantas o centrales eléctricas, el voltaje a nivel de generación es elevado de tal forma que sea posible transmitir grandes cantidades de potencia a distancias suficientemente largas al menor costo posible, por otro lado el sistema de transmisión tiene como función entregar el suministro eléctrico a los centros de carga o subestaciones a través de líneas de transmisión, finalmente el sistema de distribución por su parte está compuesto por dos segmentos ligados, uno de medio voltaje, que conecta las subestaciones de distribución con los transformadores de distribución, y otro de bajo voltaje que enlaza los transformadores de distribución con el usuario final [3].

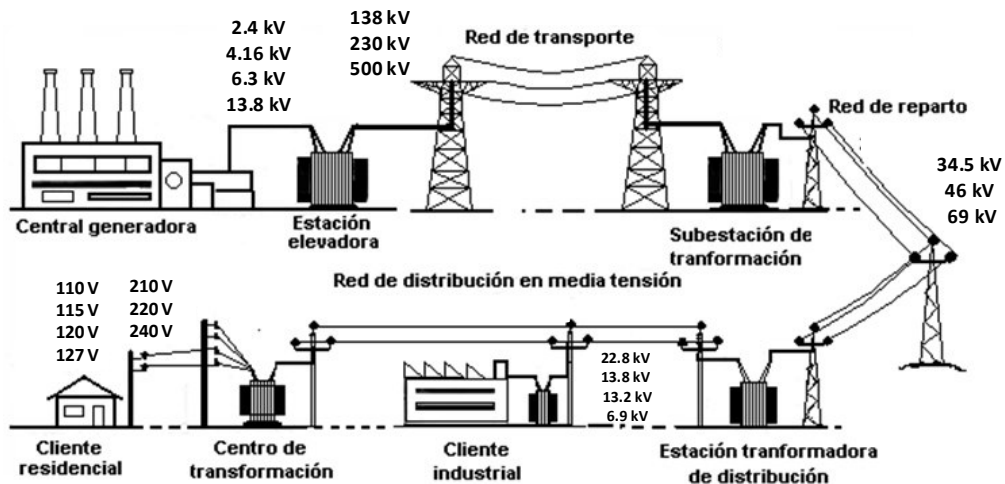


Figura 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [4].

2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se trata del elemento que enlaza físicamente todos los componentes de un SEP desde el sistema de generación hasta el de distribución; se encarga de transportar la energía eléctrica de un sitio a otro y está compuesta por aisladores, estructuras metálicas, conductores, entre otros equipos que se apoyan en torres u otras estructuras de soporte. Las líneas de transmisión pueden agruparse dependiendo su longitud de tres formas:

- Líneas de transmisión cortas
- Líneas de transmisión medias
- Líneas de transmisión largas

2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

La longitud máxima que admite este grupo de líneas es 80 km. Debido a que la distancia no es significativamente alta, en el modelo de esta línea se suele despreciar el efecto capacitivo mostrándose como la Figura 2.2.

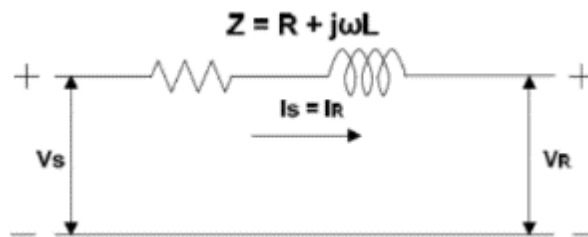


Figura 2.2. Modelo equivalente de la línea de transmisión corta [5].

2.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS

Una línea de transmisión tiene lugar en este grupo cuando su longitud es superior a los 80 km e inferior a los 240 km. En este modelo si se considera el efecto capacitivo, y el circuito equivalente se ilustra en la Figura 2.3, también conocido como equivalente π .

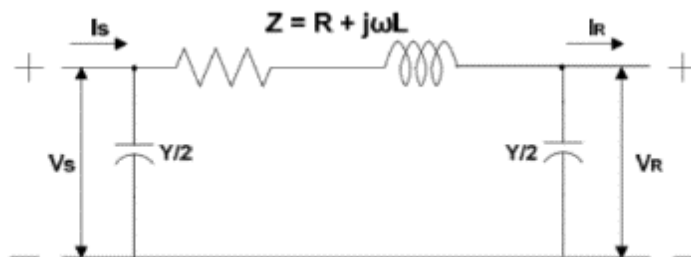


Figura 2.3. Modelo equivalente de la línea de transmisión media [5].

2.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS

Las líneas que superen los 240 km de longitud se consideran como líneas de transmisión largas y en su modelo equivalente se consideran como parámetros distribuidos uniformemente en toda la línea, el efecto capacitivo en paralelo y la admitancia en serie. Este tipo de línea presenta mayor complejidad en los cálculos de voltaje y corriente y el esquema representativo de este tipo de línea se encuentra en la Figura 2.4.

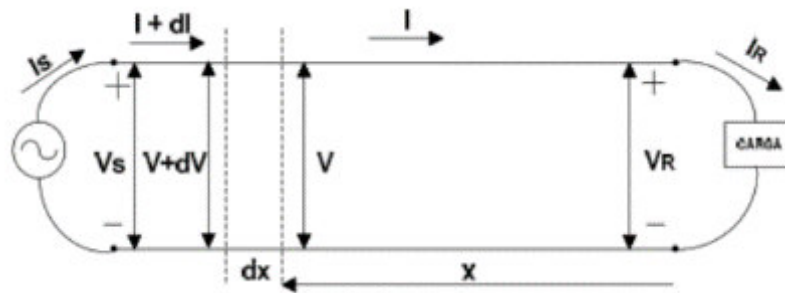


Figura 2.4. Representación para una línea de transmisión larga [5].

2.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con la ARCERNNR, ente regulador actual del suministro eléctrico en nuestro país, el sistema de distribución está compuesto por líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y el resto de equipos que componen la red eléctrica hasta llegar al consumidor final [6].

Así mismo, [7] menciona que un sistema de distribución es aquel compuesto por:

- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias

Cada componente del sistema de distribución cumple con una función en específico. A continuación, se definirá cada una de ellas haciéndose hincapié en el sistema de subtransmisión y las subestaciones de distribución.

2.3.1 SUBESTACIÓN DE POTENCIA

Enlaza el sistema de transmisión con el de subtransmisión, maneja niveles de voltaje nominal de 138 kV, 230 kV, 500 kV y los transforma a 69 kV para el caso de la EEASA. Estas subestaciones forman parte del sistema nacional interconectado (SNI) en nuestro país y sus capacidades nominales rondan los cientos de MVA [7].

2.3.2 SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión está compuesto por las líneas de subtransmisión y son las encargadas de transportar la energía eléctrica desde una subestación de transmisión del SNI a una subestación de distribución, generalmente son propiedad de las empresas

distribuidoras. Los niveles de voltaje típico que maneja el país son: 69 kV, 46 kV, entre otros.

Los sistemas de subtransmisión conforme su tipo de instalación pueden ser subterráneos y en su mayoría aéreos; mientras que topológicamente, estos pueden configurarse de forma radial, mallada o en anillo.

2.3.2.1 Sistema de subtransmisión radial

En el sistema radial, los circuitos se distribuyen desde las subestaciones de transmisión hasta las subestaciones de distribución, Figura 2.5. El sistema radial es sencillo y tiene un bajo coste inicial, sin embargo, presenta los índices más bajos de confiabilidad en comparación con cualquier otra configuración, es decir, una falla ocasionaría la interrupción en el servicio de varias subestaciones y por lo tanto a sus abonados.

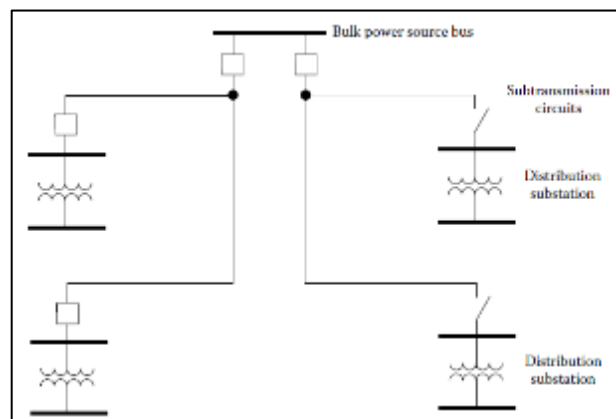


Figura 2.5. Esquema radial en una red de subtransmisión [8].

2.3.2.2 Sistema de subtransmisión en anillo

En este diseño existe un único circuito que se origina en una subestación de transmisión, pasa por varias subestaciones de distribución y vuelve a la subestación de origen. Como es apreciable en la Figura 2.6, este esquema presenta mayor confiabilidad que el sistema radial, puesto que cuenta con dos alternativas para cumplir con el abastecimiento de la carga en caso de existir una falla.

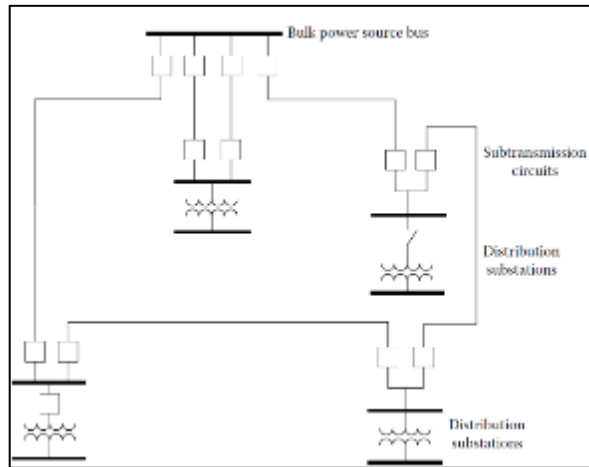


Figura 2.6. Esquema en anillo en una red de subtransmisión [8].

2.3.2.3 Sistema de subtransmisión mallado

En este sistema las subestaciones se encuentran interconectadas y gracias a su configuración puede tener más de una fuente de suministro, como se puede observar en la Figura 2.7. Por lo tanto, tiene mayor confiabilidad; aunque requiere de mayor costo de inversión y control es la configuración más utilizada en redes de subtransmisión [8].

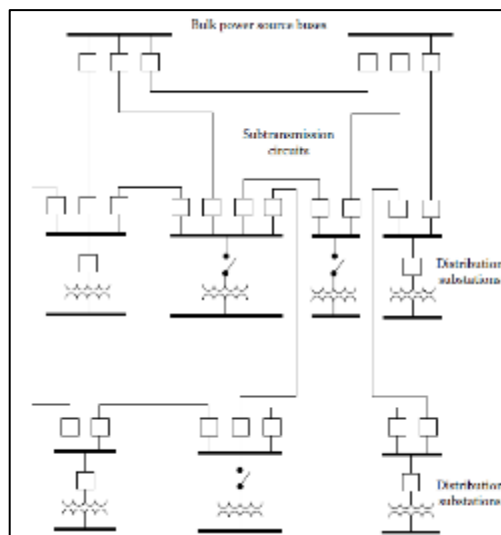


Figura 2.7. Esquema mallado en una red de subtransmisión [8].

2.3.3 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Son los puntos en la red de un SEP donde se enlazan los sistemas de subtransmisión con las redes primarias de distribución, aquí se encuentran interconectados varios equipos eléctricos como barras de alto y medio voltaje, disyuntores, y equipos de medición y control [8]. Sin embargo, el equipo más importante es el transformador de potencia, este reduce el

nivel de voltaje de subtransmisión tales como 69 kV, 46 kV a niveles de alimentadores primarios como 6,9 kV; 13,2 kV; 13,8 kV; 22,8 kV; entre otros, Figura 2.8.

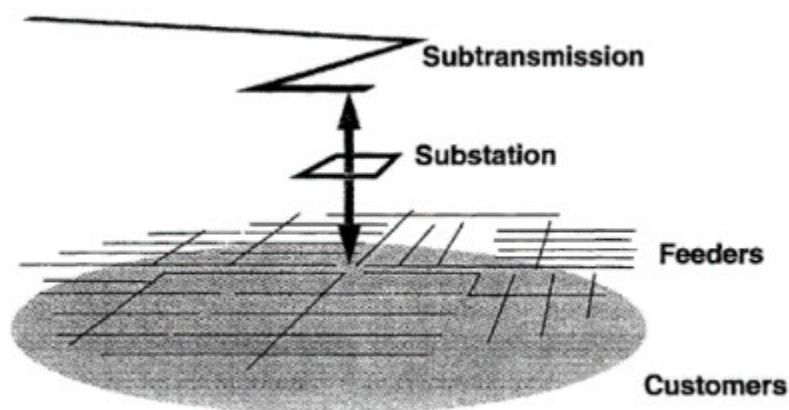


Figura 2.8. Estructura de un sistema de Subtransmisión y Distribución [2].

2.3.4 ALIMENTADORES PRIMARIOS

Son los circuitos eléctricos encargados de transportar la energía desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. Los voltajes de operación más comunes son: 4,6; 6,3 kV; 6,9 kV; 13,2 kV; 13,8 kV; 22,8 kV; 34,5 kV; entre otros [4]. Los alimentadores primarios se clasifican en redes troncales y ramales.

La red troncal o alimentador principal suele ser trifásico y conducir gran cantidad de potencia por lo que el calibre de los conductores suele ser de gran dimensión (2/0 a 4/0 AWG); mientras que los ramales son derivaciones laterales del alimentador principal que no necesitan de calibres robustos para abastecer la demanda, por lo general son redes monofásicas, bifásicas o trifásicas que emplean conductores 1/0 y 2 AWG [9].

2.3.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución reducen el voltaje de los alimentadores primarios a nivel del consumidor, generalmente son: 110 V, 120 V, 127 V, 220, 208 V, 240 V, 400 V. La potencia nominal de estos transformadores suele ser normalizada dependiendo si la red es área o subterránea [7].

2.3.6 REDES SECUNDARIAS

Son los circuitos que se originan en el secundario del transformador de distribución y terminan su recorrido en la acometida del cliente o abonado. Dependiendo el tipo de consumidor, estos circuitos acostumbran a ser monofásicos para usuarios residenciales y

trifásicos para comerciales o industriales, sin embargo esto depende mucho de la carga instalada que se tenga [7].

2.4 PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas eléctricas distribuidoras a fin de cumplir la meta de proveer el servicio de energía a todos sus clientes de tal forma que el suministro sea continuo, satisfaga la demanda en sus condiciones máximas de carga y cumpla con todos los parámetros de calidad de la energía, planifican acciones correctivas de corto (1 a 5 años), mediano (10 años) y largo plazo (15 a 20 años) en su sistema. El objetivo principal en la planificación de un sistema de distribución es establecer cuándo, dónde y cómo satisfacer estos requerimientos [10]. Como complemento, se puede precisar los siguientes objetivos con más relevancia:

- Cumplir con el crecimiento de carga bajo los lineamientos de calidad de suministro eléctrico.
- Proporcionar un suministro eficiente y confiable.
- Maximizar el rendimiento de los equipos que componen sistema de distribución.
- Satisfacer los medios más rentables de desarrollo del sistema de distribución.
- Minimizar el precio de la electricidad a los clientes escogiendo la solución más rentable y minimizando los costos de inversión y mantenimiento [3].

En adición, esta actividad consiste en determinar el crecimiento de la demanda y su localización geográfica en un horizonte de tiempo predeterminado, esto implica identificar zonas donde no se cumple con los parámetros de calidad del servicio de energía eléctrica y la densidad de carga tenga un incremento tal que amerite la expansión del sistema de distribución o a su vez repotenciar sus equipamientos existentes [8].

Por lo tanto, la planificación de los sistemas de distribución se basa en los siguientes aspectos claves:

- Proyección de demanda
- Calidad de energía eléctrica
- Cumplimiento de estándares
- Inversión con mayores beneficios
- Pérdidas de energía [3].

2.4.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Dos son las razones principales por las cuales puede existir crecimiento en la demanda eléctrica:

- Aparición de nuevos clientes. La demanda eléctrica incrementará con la aparición de nuevas urbes y por ende la construcción de nuevas edificaciones.
- Nuevos usos de la energía eléctrica. Los clientes actuales pueden aumentar su consumo energético con la adquisición de nuevos aparatos electrónicos o reemplazo de algunos existentes.

El crecimiento espacial de la demanda a la cual da servicio una empresa distribuidora es el factor más influyente en la expansión del sistema de distribución, su estimación definirá los requerimientos y el horizonte de tiempo para realizar las inversiones necesarias. La proyección de la demanda depende principalmente del desarrollo económico y geográfico de la ciudad [11]. Dado su alto grado de importancia se han desarrollado diversas técnicas matemáticas de pronóstico de la demanda: estadísticas, inteligencia artificial, micro áreas, etc. Dentro de la técnica de micro áreas, sobresalen dos métodos, tendenciales y uso de suelos [12].

El resultado ideal que se esperaría al aplicar estas técnicas sería predecir el consumo energético a nivel de consumidor, sin embargo, en la práctica este trabajo resulta muy complejo y lo que se suele hacer es determinar cantidades de carga por unidad de área (densidad de carga) a partir de conocer el área de servicio, los niveles de consumo, número y tipos de clientes, entre otros [8]. Las densidades se asocian a una grilla de coordenadas para la zona de interés, esta grilla se encuentra dividida en micro áreas cuadradas [2]. Este proceso se lo realiza con el fin de que la información contenida en cada micro área sea más digerible para el planificador y le resulte mucho más fácil manejarla en los métodos de planificación espacial.

2.4.1.1 Técnica de micro áreas

Con la finalidad de localizar espacialmente como se encuentra distribuida la demanda energética de los consumidores, se divide el área de análisis en pequeña zonas, denominadas micro áreas, pueden ser de distinta forma y dimensiones [2]. Por lo general, en técnicas modernas se ha hecho muy común la utilización de micro áreas simétricas de dimensiones: $0,25 \text{ km}^2$; $0,5 \text{ km}^2$; 1 km^2 ; 5 km^2 .

De igual forma, también existen casos en donde se requiere trabajar a nivel de alimentador o subestación, para ello, las micro áreas se delimitan por la zona de influencia o área de

servicio del equipo, como se ilustra en la Figura 2.9. El pronóstico bajo estas condiciones no es muy acertado puesto que el sistema es dinámico y en ocasiones puede darse transferencias de carga entre un equipo y otro [13].

Esta técnica resulta ser muy atractiva por la fusión de información geográfica con herramientas computacionales. La superposición de una cuadrícula o grilla sobre un área geográfica puede arrojar información muy valiosa como: la ubicación de los usuarios existentes, consumo energético, cantidad de infraestructura eléctrica, proporción de uso de suelo, etc. [12].

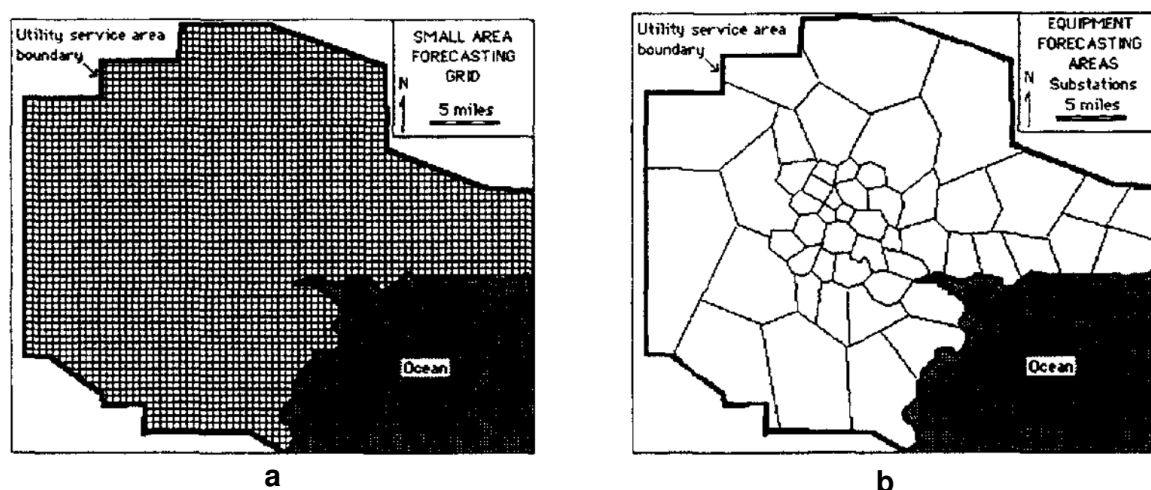


Figura 2.9. División de una superficie territorial en a) micro áreas simétricas y b) micro áreas irregulares definidas por la zona de influencia de los equipos eléctricos [2].

El análisis por micro áreas permite realizar el pronóstico de la demanda tomando en cuenta dos parámetros fundamentales: el uso de suelos, e información histórica sobre el consumo energético de un determinado territorio (tendenciales).

- El uso de suelos radica en transformar insumos de relevancia geográfica, económica, geomorfológica e incluso satelital en información de demanda eléctrica. Son los que mayor precisión presentan a la hora de pronosticar y su manejo permite implementar varios escenarios de análisis a largo plazo [13].
- También conocidos como tendenciales, son aquellos que utilizan de base la información sobre la demanda eléctrica histórica y bajo el precedente de que la historia se repite [12], extrapolan las curvas características de crecimiento de carga, que se presenta en la Figura 2.10 y obtienen la demanda futura. A pesar de presentar errores de pronóstico altos en comparación con los de uso de suelos, su

implementación resulta ser atractiva por los planificadores debido a la facilidad y rapidez de su ejecución. La carencia más grande que presenta el método reside en la escasez de información histórica, sin embargo, este hecho ha sido solventado estableciendo un área de control [13].

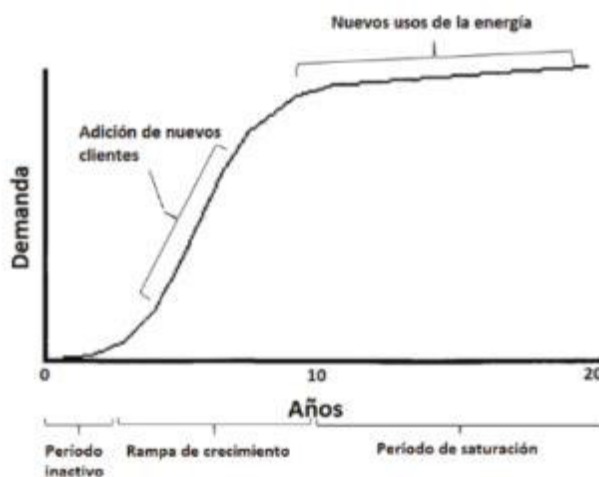


Figura 2.10. Curva de crecimiento de la demanda (MWh/año) [12].

2.4.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA

Conocer el pronóstico de demanda en planificación es la etapa más importante pero no es condición suficiente para asegurar un buen plan del sistema. La calidad de la energía debe ser evaluada en base a índices que analicen los correctos niveles de voltaje, factor de potencia, contenido armónico en la red, frecuencia, entre otros [3].

2.4.3 CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES

El planificador deberá contemplar las reglas y lineamientos en los cuales regir su diseño del sistema. La infraestructura, tales como líneas, conductores subterráneos, interruptores y transformadores; el rendimiento; y la confiabilidad del sistema tendrán que cumplir con estándares internacionales [3].

2.4.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Resultan ser consecuencia inevitable en la distribución de la energía entre las subestaciones y el consumidor, no proveen ningún beneficio económico a las empresas distribuidoras, sin embargo, suelen ser un factor determinante a la hora de evaluar distintas alternativas de planificación y estrategias de operación. El nivel de pérdidas puede verse influenciado en gran parte por la configuración de la red actual, características de la carga, subestaciones que se encuentran en servicio y la calidad de energía requerida [3].

Así mismo, las pérdidas de energía pueden tratarse como la potencia que se pierde en los elementos que componen el sistema de distribución desde la fuente hasta el consumidor final en un determinado intervalo de tiempo; pueden clasificarse en pérdidas técnicas y no técnicas.

2.4.4.1 Pérdidas técnicas

Se producen por efecto joule, histéresis y corrientes parásitas en el caso de transformadores, este tipo de pérdidas son imposibles de suprimir, pues dependen de las propiedades físicas de los equipos; sin embargo, es posible minimizarlas con una óptima distribución y balance de carga. De acuerdo con la función de los equipos pueden suceder por transporte y transformación.

Pérdidas por el transporte:

- Líneas de subtransmisión
- Alimentadores primarios
- Circuitos secundarios

Pérdidas por transformación:

- Transformadores en el sistema de transmisión
- Transformadores en el sistema de subtransmisión
- Transformadores en el sistema de distribución.

2.4.4.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se originan principalmente debido al hurto de energía y errores en la medición. Esta energía no es facturada y su aparición ocasiona que la empresa distribuidora incremente su índice de pérdidas total, por lo cual se debe planificar un control continuo en sus equipos de medición y la toma de lecturas.

2.4.5 ÁREA DE UNA SUBESTACIÓN

En la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia, cada subestación tiene su zona de abastecimiento de energía eléctrica, también llamada área de servicio. Por lo general el área de servicio para una subestación, alimentador u otro equipo de distribución es el área que se encuentra alrededor de su ubicación, y a menudo son contiguas y únicas, es decir todas las subestaciones servirán un área y carga diferente.

En este contexto, los usuarios que se encuentren dentro del área de servicio de una subestación determinarán la cantidad de carga, mientras que la demanda pico (máxima) coincidente definirá el máximo valor de potencia que necesita ser abastecido por la

subestación [2]. Este último valor es uno de los criterios más importante dentro del diseño y planificación de sistemas de distribución, generalmente define la capacidad nominal de los transformadores en las subestaciones. En la Figura 2.11 se puede apreciar la división de una superficie determinada en áreas de influencia para varias subestaciones.

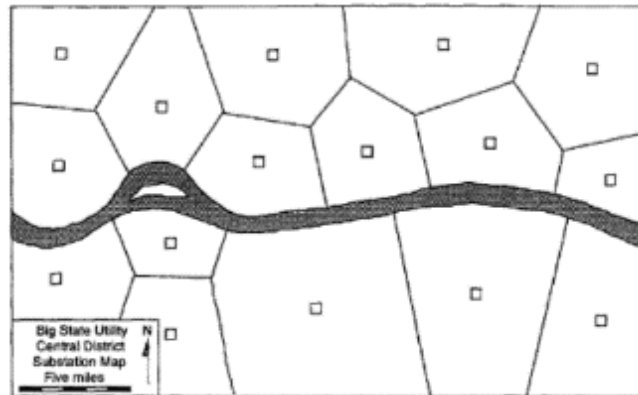


Figura 2.11. División del área de servicio de varias subestaciones [2].

2.4.6 EXPANSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

En la Figura 2.12 es posible distinguir los factores más relevantes que afectan a la expansión de una subestación. El planificador toma decisiones basadas en información tangible e intangible, tal es el caso, la demanda proyectada, densidad de carga, y el crecimiento de carga pueden requerir la expansión o la implementación de una nueva subestación; así mismo, la configuración del sistema actual, capacidad de la subestación y proyección de la demanda pueden incurrir en el plan de expansión de todo un sistema [8].

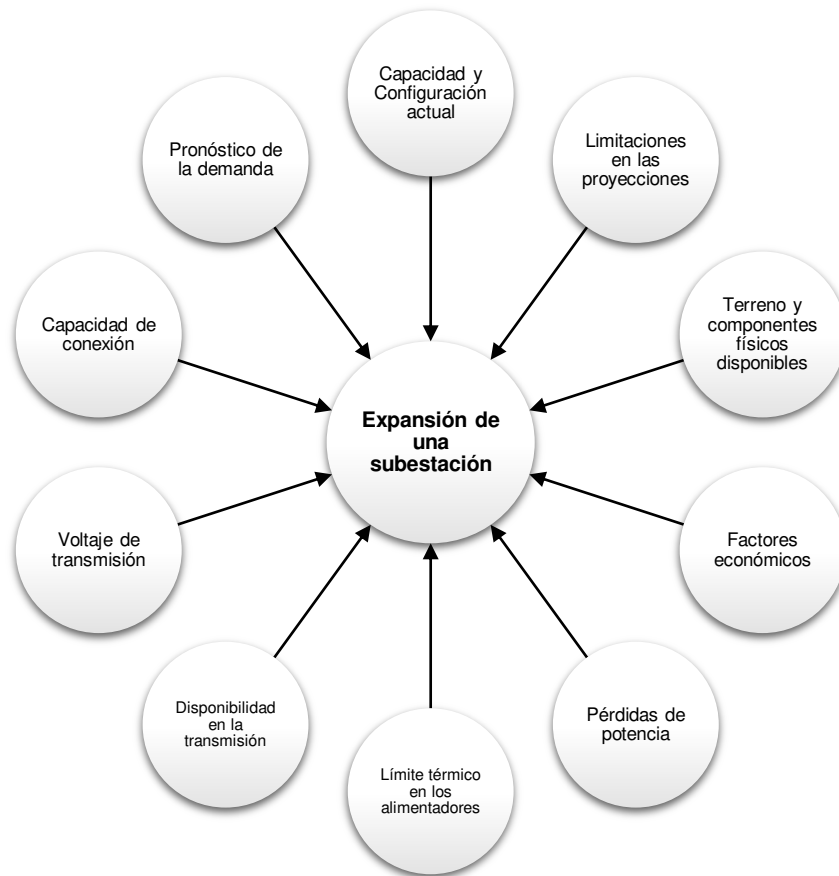


Figura 2.12. Factores que afectan la expansión de una subestación [8].

2.4.7 UBICACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

La distancia hacia los centros de carga y las líneas de subtransmisión existentes tienen mayor relevancia dentro del grupo. Esta actividad puede ser descrita como un proceso de selección donde existen varias alternativas de localización, y es preciso evaluar cada caso bajo parámetros como seguridad, factores económicos, estéticos, planificación de todo el sistema, entre otros; este paso descarta las zonas donde no es posible ubicar una subestación. La Figura 2.13 expone los factores más influyentes en la ubicación de una nueva subestación.

Los lugares candidatos pueden dividirse en tres grupos básicos, sitios donde: no existe un desarrollo futuro previsible; tienen una posibilidad, pero no son estudiados a detalle durante el proceso de planificación, ya sea por restricciones sobre derechos de vía, ambientales, entre otros; y finalmente aquellos candidatos que si pueden ser evaluados a profundidad o las restricciones del área son mínimas. Por tal razón, para considerar una alternativa sobre otra se debe analizar los efectos adversos frente a los beneficios, la calidad frente a la cantidad y los efectos relativos frente a los absolutos. Una evaluación completa del lugar

debería incluir varias de estas consideraciones y de este modo utilizar varias perspectivas [8].

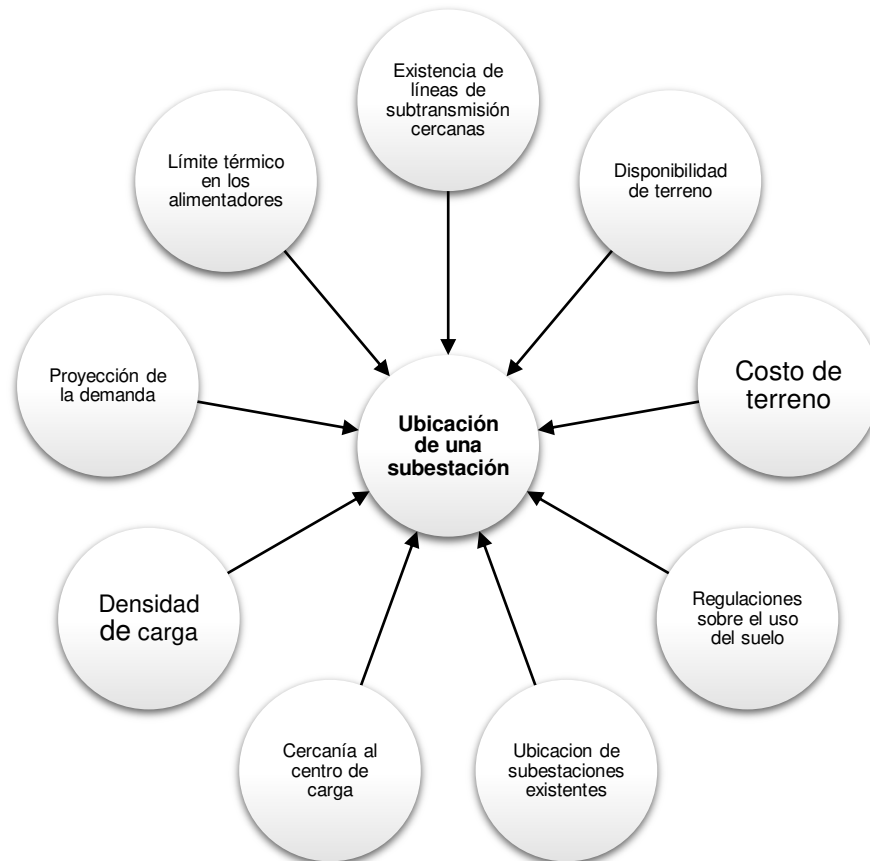


Figura 2.13. Factores influyentes en la localización de una nueva subestación [8].

2.4.8 SOLUCIONES PARA AFRONTAR EL INCREMENTO DE DEMANDA

Con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la carga en un período de tiempo determinado, se plantea dos categorías de soluciones: relacionadas con las redes y no relacionadas con las redes [3].

2.4.8.1 Soluciones relacionadas con las redes eléctricas

Esta solución tiene su origen en los puntos de carga donde se busca determinar si existe el equipamiento adecuado para soportar la demanda futura. En caso de que la demanda sobrepase la potencia instalada, el planificador debe considerar redimensionar los alimentadores como primera instancia, de no ser suficiente solución se debería aumentar el número de alimentadores o reconfigurar el trazado de los alimentadores primarios.

Posteriormente, las soluciones toman lugar en la red de alto voltaje con la inclusión o combinación de las siguientes alternativas:

- Adición de nuevas líneas de subtransmisión
- Repotenciación de una subestación
- Instalación de nuevas subestaciones

En complemento a estas alternativas, también se puede tomar en cuenta la implementación de capacitores o reguladores que ayuden a mejorar los perfiles de voltaje en la red [3].

2.4.8.2 Soluciones no relacionadas con las redes eléctricas

De existir la factibilidad de su implementación, estas soluciones suelen ser las más económicas de ejecutar. Entre las que destacan se encuentra la instalación de generación distribuida y el seguimiento de programas de eficiencia energética [3].

La generación distribuida puede ser añadida en puntos estratégicos donde se localice gran cantidad de densidad de carga dentro del sistema de distribución, lo cual representaría reducción de pérdidas e incremento de la confiabilidad del sistema.

La eficacia de los programas de eficiencia energética por su lado dependería de cuanto sean fomentados por la empresa distribuidora y el grado de aceptación por parte de los consumidores.

2.4.9 INVERSIONES

Las inversiones que sean requeridas para la infraestructura del sistema necesitarán ser estimadas previo a la implementación del plan. Esta etapa incluye un análisis financiero que englobe los costos de inversión y operación del sistema. Las inversiones pueden ser para expandir el sistema, es decir incorporar nuevos equipos a la red; o bien para remplazar equipos obsoletos por unos nuevos de similares características, esta acción es considerada como parte de mantenimiento del sistema [3].

2.5 DEFINICIONES REFERENTES A DISTRIBUCIÓN

2.5.1 CURVA DE CARGA DIARIA

Se trata de una representación gráfica sobre la variación que puede llegar a tener la demanda eléctrica en un intervalo de tiempo determinado. A nivel del sistema, una curva de carga típica se puede identificar en la Figura 2.14.

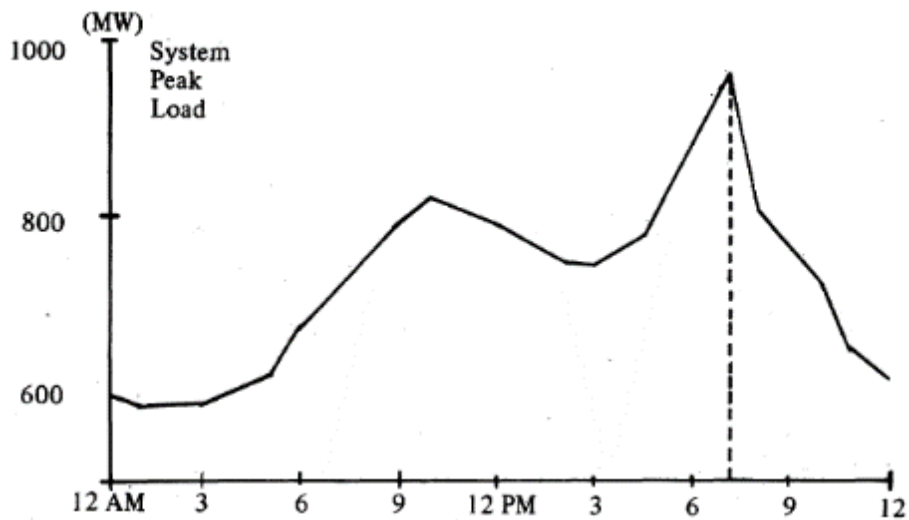


Figura 2.14. Curva de carga típica a nivel de sistema.

2.5.2 DEMANDA MÁXIMA

Se considera como demanda máxima a la mayor carga que se presenta durante un período de tiempo, el momento en que sucede se produce la mayor cantidad de pérdidas de energía y potencia; además se genera la mayor caída de voltaje en todo el sistema [9]. De ahí que para efectos de planificación se recurre a realizar el análisis cuando se registra la demanda máxima del sistema.

2.5.3 FACTOR DE CARGA

Hace referencia a la relación entre la demanda media en un intervalo específico de tiempo y la demanda máxima ocurrida en el mismo intervalo [9]. De igual forma, también puede expresarse como la razón entre la energía consumida y la demanda máxima que pudiera suceder en un intervalo de tiempo, ecuación (2.1) .

$$F_c = \frac{D_{media}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \cdot t} \quad (2.1)$$

Donde:

D_{media} : Demanda media [kW]

D_{max} : Demanda máxima [kW]

E : Energía consumida [kWh] en un período de tiempo.

t : Tiempo en horas del período de análisis; puede ser anual, mensual, semanal o diario.

2.5.4 FACTOR DE PÉRDIDAS

El factor de pérdidas puede representarse como la relación entre la potencia media y máxima que se disipa en forma de calor en un intervalo especificado [9], ecuación (2.2).

$$F_p = \frac{P_{PP}}{P_{PM}} \quad (2.2)$$

Donde:

P_{PP} : Pérdidas de potencia promedio

P_{PM} : Pérdidas de potencia a la hora pico

2.5.5 PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA RED DE 69 KV

Con objeto de determinar las pérdidas técnicas que se producen en la red de 69 kV que maneja la EEASA, se ha contemplado las pérdidas de potencia que se originan en las líneas de subtransmisión y en los transformadores de las subestaciones de distribución, las causas de dicho fenómeno se explican a continuación.

2.5.5.1 Pérdidas en líneas de subtransmisión

Las líneas de transmisión provocan pérdidas de potencia principalmente por dos razones, efecto Joule y corona. El efecto Joule resulta proporcional al cuadrado de la corriente y depende directamente de la resistencia eléctrica del conductor, también es conocido como la cantidad de energía que se disipa en forma de calor [14].

Así mismo, el efecto corona es un fenómeno que surge cuando la rigidez dieléctrica del aire posee un valor inferior al gradiente eléctrico del conductor, formando así descargas muy cercanas a las fases de la línea. Sin embargo, de acuerdo a ensayos experimentales se ha comprobado que la existencia de este fenómeno es relevante en líneas con voltaje nominal superior a 80 kV [5], por lo tanto y considerando que el voltaje con el que trabaja la EEASA en su red de subtransmisión es de 69 kV, se ha visto innecesario considerar este efecto para el cálculo de pérdidas.

2.5.5.2 Pérdidas en transformadores de potencia

Las pérdidas de potencia en los transformadores aparecen en el núcleo y en los devanados del equipo, sin embargo, es necesario mencionar que las pérdidas en los devanados, al igual que en las líneas de subtransmisión, también dependen de la corriente que circula por el equipo y guarda la misma proporcionalidad con la resistencia eléctrica del conductor, mientras que las del núcleo dependen de la densidad de flujo magnético, y este a su vez se ve influenciado por el nivel de voltaje con el que se alimenta al transformador [14]. Bajo estas consideraciones se puede señalar que las pérdidas producidas por el núcleo son

independientes de las variaciones de demanda que se puedan presentar durante el período de estudio.

2.5.6 CAÍDA DE VOLTAJE

Se refiere a la diferencia entre el voltaje medido de envío y el de recepción al final de un troncal, alimentador o acometida en un sistema de suministro eléctrico.

La ARCERNNR en su regulación 002/20 establece un índice mediante la ecuación (2.3) con el cual es posible determinar el cumplimiento de la calidad del nivel de voltaje.

$$V_d(\%) = \frac{V_e - V_N}{V_N} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Donde:

$V_d(\%)$: Variación de voltaje respecto al voltaje nominal.

V_N : Voltaje nominal en el punto de medición.

V_e : Voltaje de envío.

2.5.6.1 Niveles de voltaje

Según estipula la ARCERNNR en la regulación 002/20 los niveles de voltaje se designan de acuerdo con el rango establecido en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Niveles de voltaje

Bajo voltaje	$\leq 0,6$ [kV]
Medio voltaje	$0,6 < V \leq 40$ [kV]
Alto voltaje Grupo 1	$40 < V \leq 138$ [kV]
Alto voltaje Grupo 2	> 138 [kV]

Además, menciona que las variaciones admisibles para cumplir con el índice de calidad de nivel de voltaje, la empresa distribuidora no deberá sobrepasar los límites que se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Límites en el índice de nivel de voltaje

Nivel de voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y 2)	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 6.0 %
Bajo Voltaje	± 8.0 %

2.5.7 DENSIDAD DE CARGA

La densidad de carga es una unidad de medida utilizada para definir la cantidad de potencia existente en una superficie, este término es comúnmente utilizado en planificación para distinguir las zonas de estudio en el sistema de distribución, por lo general, las zonas más densas pertenecen a los sectores urbanos e industriales y las de menor densidad se encuentran en los lugares de tipo rural.

Para representar la carga contenida en una unidad de área es necesario calcular la potencia máxima diversificada del grupo de cargas contenido en esta superficie.

2.5.8 CENTROIDE O CENTRO DE GRAVEDAD

El centroide hace referencia al centro de gravedad de la carga existente en el área de servicio de una subestación específica, dicho de otra forma, es el punto donde todos los momentos eléctricos de las cargas dentro de la zona de servicio considerada, no difieren [13].

Es necesario notar que el centro de gravedad de la carga es diferente al centro geométrico del área de servicio de una subestación, pues idealmente sería el mismo si la distribución de la carga fuera uniforme, no obstante, en la realidad la distribución de la carga no guarda este comportamiento y se esparce de forma aleatoria.

En planificación la ubicación de una subestación debería ser en el centro de gravedad de su área de servicio, sin embargo, debido a la disponibilidad de terreno este hecho muy pocas veces sucede, pese a esto, lo que se trata es localizarla lo más cerca posible a este punto.

En sistemas existentes, es posible que la ubicación de la subestación difiera de su centro de gravedad, pues el desarrollo de la ciudad y por ende el apareamiento de nuevas cargas hacen que este hecho se vea bien marcado a lo largo del tiempo [13].

2.6 MINERÍA DE DATOS

Proceso en el que se utilizan diversas técnicas matemáticas, algoritmos o métodos a fin de extraer patrones de datos válidos. Este paso incluye la elección de la técnica más adecuada, el empleo y adaptación del algoritmo seleccionado al problema, mediante el ajuste de parámetros y procedimientos de validación necesarios [15].

La minería de datos en los últimos años se ha convertido en una herramienta poderosa para extraer gran cantidad de información útil alojada en base de datos comerciales y relacionados a la ingeniería. La fuerza que impulsa esta tendencia es el crecimiento

explosivo de los datos procedentes de diversos ámbitos de aplicación, además de las capacidades de almacenamiento que cada vez resultan ser más asequibles a menor costo.

Las técnicas utilizadas en la minería de datos se pueden clasificar de tipo predictivo o descriptivo, Figura 2.15. El primer grupo tiene relevancia en la resolución de problemas donde se pretende pronosticar valores de alguna índole; el segundo trata de extraer características representativas de varios datos, describir tendencias y determinar conductas que dirijan a nuevos hechos.

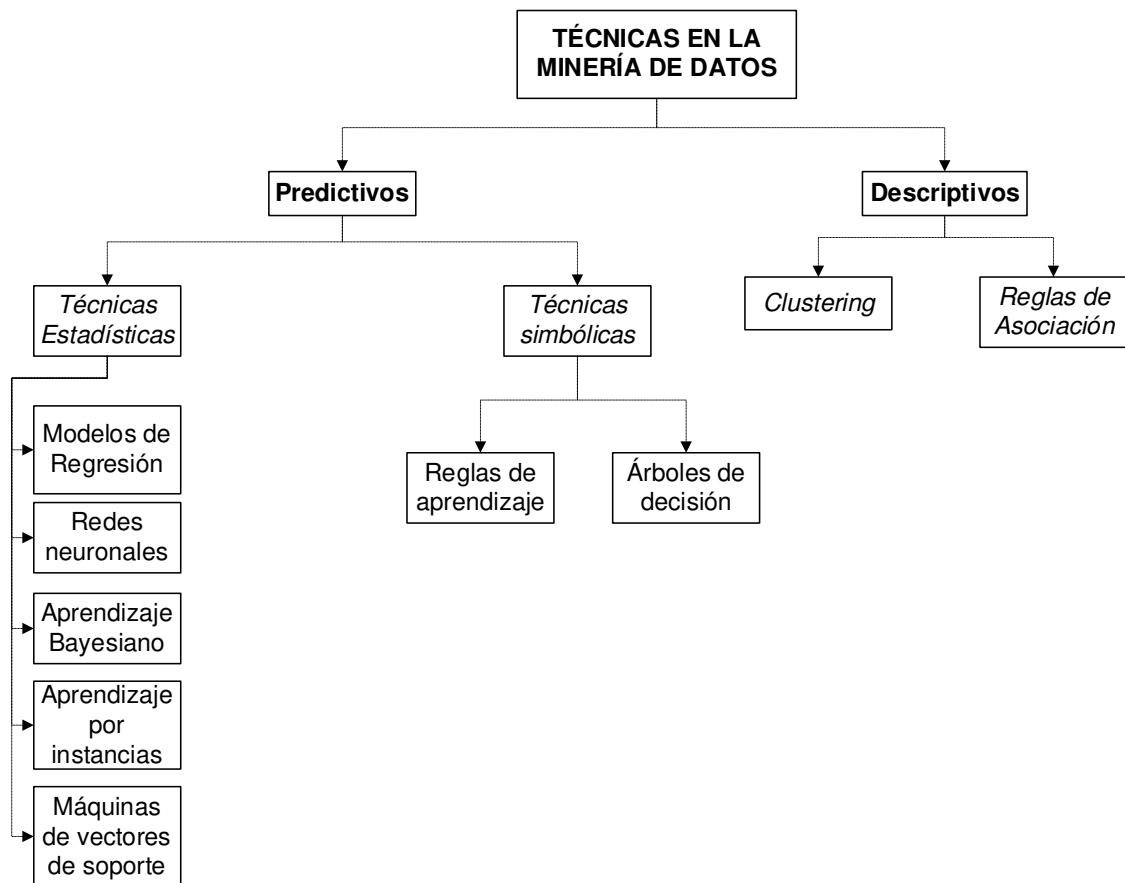


Figura 2.15. Técnicas en minería de datos más comunes [15].

2.6.1 MINERÍA DE DATOS ESPACIAL

Se trata del procedimiento en el cual se examina atributos, ubicaciones y semejanzas entre entidades en una base de datos espaciales. Se aplican análisis de superposición, proximidad, redes, estadísticas, temporales como se distingue en la Figura 2.17, con la intención de generar nuevo conocimiento que sea útil para el planificador a la hora de tomar decisiones. El esquema de la Figura 2.16 detalla este proceso [16].

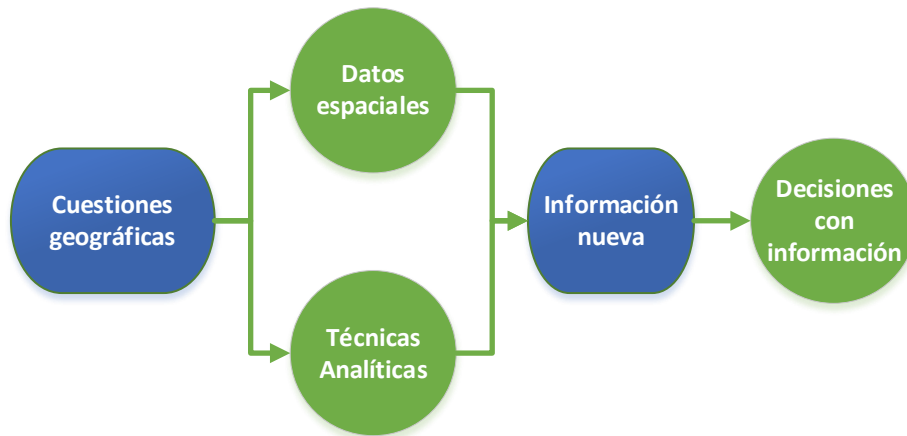


Figura 2.16. Proceso que sigue el análisis espacial

2.6.1.1 Herramientas del análisis espacial

Los tipos más frecuentes de análisis espacial se exponen en la Figura 2.17, las herramientas computacionales pueden involucrar uno solo o bien varios de ellos. A continuación, se detallan sus características más importantes:

Proximidad

- Busca semejanzas espaciales ente las entidades
- Establece la distancia entre entidades o la cercanía entre una entidad y un parámetro característico

Superposición

- Analiza las interacciones entre los atributos espaciales de distintas capas.
- Las herramientas de superposición combinan la información de varias capas y determinan nueva información

Redes

- Establece rutas para problemas de enrutamiento que necesiten optimizar los recursos al máximo.

Estadístico

- Reconoce patrones entre los datos y determina información que a simple vista no puede ser obvia en el estudio
- Pronostica datos sobre ubicaciones desconocidas o posibles relaciones entre las variables de datos.

Tercera dimensión

- Permite examinar la información en un plano 3D

Temporal

- Es posible extraer información sobre incidentes ocurridos en un tiempo específico.
- Añade información extra al análisis, lo que permite visualizar el comportamiento de los datos a lo largo del tiempo e identificar patrones relevantes.

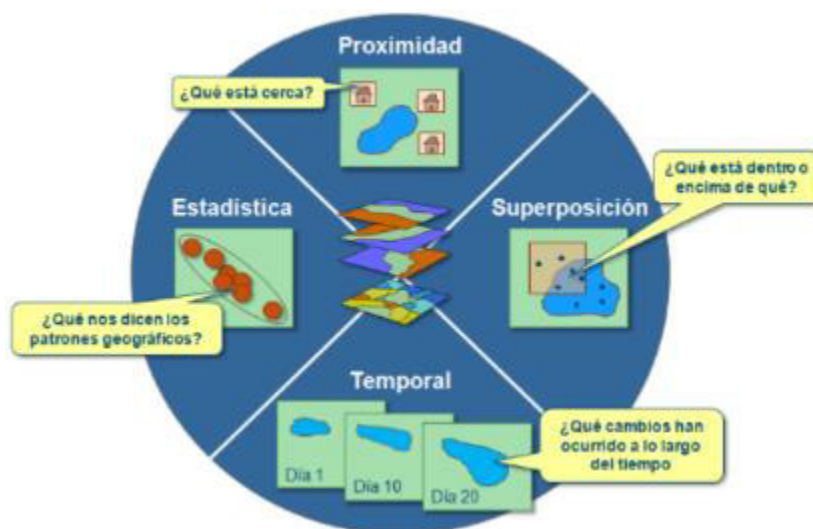


Figura 2.17. Tipos mas frecuentes de análisis espacial y las inquietudes que solventan [16].

2.6.2 DIAGRAMA DE VORONOI

El diagrama de Voronoi es una de las principales ramas de la geometría computacional y aparece como una alternativa para atender la necesidad de interactuar con el análisis espacial. Este concepto ha sido estudiado desde inicios de los noventa, el primer matemático en publicar información relevante fue Georgy Voronoi en 1908, los algoritmos que involucraban el análisis espacial y la geometría computacional tuvieron su deslumbramiento en los años setenta, con el apareamiento del computador. El diagrama de Voronoi ha sido utilizado en un sin número de áreas, entre las que destacan se encuentran: la geofísica, meteorología, gráficos computacionales, entre otros campos que involucra la geografía espacial [17].

Los diagramas de Voronoi ofrecen una forma de modelar un espacio geográfico según las relaciones que guardan los puntos contenidos en el área de estudio. Es decir, el espacio está dividido por regiones formadas a partir de instalaciones como hospitales, estaciones

de servicio, puntos de venta o distribución. Las regiones resultantes de esta segmentación son conocidas también como zonas de influencia.

Los sistemas eléctricos de potencia y la geometría computacional empezaron a relacionarse en los últimos años con mayor intensidad, el método permite establecer las áreas de servicio adecuadas de una subestación, reducir sustancialmente el tiempo de cálculo computacional y mejorar eficazmente el proceso de planificación respecto a la ubicación y localización de nuevas subestaciones.

2.6.3 APRENDIZAJE SUPERVISADO

El aprendizaje supervisado tiene como objeto descubrir la relación que guardan los atributos de entrada (a menudo llamados variables) con los de salida (también llamados clase). La relación que se busca se representa en una estructura llamada modelo. Por lo general este modelo describe y explica hechos, que pueden estar ocultos en los datos y además pueden ser utilizados para predecir las clases. Los problemas más básicos de aprendizaje supervisado son la: clasificación y regresión [15].

En la clasificación, se manejan atributos de entrada y salida finitos. Es decir, hay un número definido de categorías para predecir una muestra por medio de algún algoritmo con este tipo de aprendizaje.

El problema de regresión presenta más complejidad que el de clasificación, pues predecir un número dentro de un intervalo específico deja una brecha con una infinidad de posibilidades, por lo tanto, el enfoque de aprendizaje supervisado aquí tiene que ajustarse a un modelo que le permita determinar las clases deseadas.

2.6.4 APRENDIZAJE NO SUPERVISADO

A diferencia del aprendizaje supervisado aquí no se cuenta con atributos de entrada y de salida, las variables de entrada son las únicas disponibles. Sin duda, los modelos que se ajustan a este tipo de aprendizaje pueden presentar mayor complejidad que el anterior, principalmente porque no se cuenta con resultados conocidos o etiquetas de referencia [15]. Los problemas más típicos aquí son el clustering y reglas de asociación.

2.6.5 CLUSTERING

Consiste en una técnica dentro de la minería de datos donde se pretende encontrar automáticamente grupos (clústeres) que compartan características comunes significativas. Desempeña un papel muy importante, ya que es posible analizar, interpretar y utilizar la información inmersa en los grupos; dicha información sirve de base para una serie de

técnicas de procesamiento de datos, como la síntesis y búsqueda del vecino más cercano [18].

El análisis de clustering o conglomerados proporciona información sobre los datos dividiendo los objetos en grupos, de forma que los objetos de un clúster son más similares entre sí que los de otros clústeres.

Los conglomerados pueden concentrarse en tres categorías de agrupamiento: aglomerativo, divisivo y particiones. Los dos primeros son de tipo jerárquico opuestos entre sí, es decir, el divisivo aplica fraccionamientos recursivos a todo el conjunto de datos, mientras que los aglomerativos empiezan por considerar cada observación como un clúster y realizan una fusión iterativa de clústeres hasta que se logre satisfacer un criterio. Por otra parte, el clustering particional busca obtener una partición de los objetos en grupos o conglomerados de tal forma que cada objeto pertenezca a uno de los k clústeres predefinidos y además se rijan a una medida que minimice la distancia inter clúster y maximice la distancia intra clúster [15], Figura 2.18. En esta categoría sobresale el algoritmo K-means.

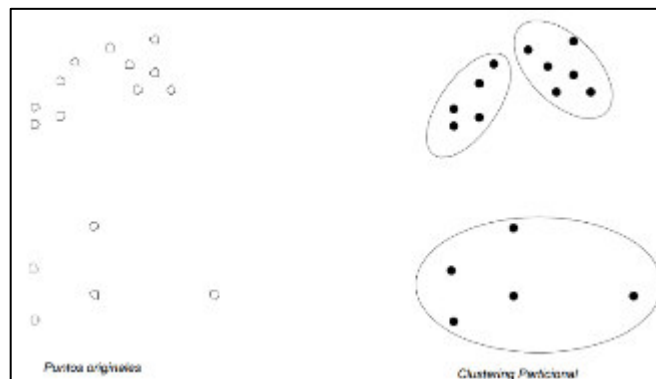


Figura 2.18. Clustering particional

2.6.6 ALGORITMO K-MEANS

K-means es uno de los algoritmos de clustering más antiguos y utilizados en el campo de la ingeniería. Su aparición e investigación se remonta a mediados del siglo pasado, entre los investigadores que destacan se encuentra Lloyd (1957,1982), Forgey (1965), y MacQueen (1967). Se trata de un algoritmo de agrupación en clústeres particional simple que intenta encontrar un número definido de k clústeres no superpuestos, estos grupos están representados por sus centroides (un centroide de un grupo es típicamente la media de los puntos de ese grupo).

2.7 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

2.7.1 CYME

CYME es un conjunto de herramientas computacionales que permiten trabajar, a base de simulación, con redes eléctricas industriales, de distribución y transporte. Su creación tiene como objetivo solventar la gran cantidad de dificultades que atraviesan los ingenieros día tras día en temas de planificación y operación de redes.

Para cumplir con este propósito CYME compone una gama de aplicaciones como: editor de redes, módulos de análisis y bibliotecas de modelos personalizables que permitirán al usuario encontrar la solución más eficaz.

La potencialidad del software radica en la modelación esquemática y georreferenciada de subestaciones, redes eléctricas equilibradas y desequilibradas que operan en configuración radial, anillo o mallada; estos análisis se sustentan gracias a una base de equipos normalizados con la que cuenta el programa.

Además, los resultados de los estudios pueden ser presentados en forma de reportes preestablecidos en el software o bien configurarlos en base a la necesidad del usuario, esto es posible gracias a la presencia de palabras clave que relacionan el tipo de análisis con sus parámetros de simulación.

2.7.1.1 CymDist

CymDist es un paquete computacional creado para el análisis de redes eléctricas de distribución de CYME. Incluye gran cantidad de herramientas de modelación y análisis necesarias para estudios de planificación.

Los modelos de los sistemas de distribución que soporta CymDist pueden ser balanceados o desbalanceados; trifásicos, bifásicos o monofásicos; y pueden operar bajo configuraciones topológicas radiales, malladas o en anillo.

Los módulos con mayor apertura para temas de planificación y operación en este paquete son los siguientes: distribución y estimación de carga, flujo de carga balanceado y desbalanceado, análisis de fallas, balance de carga, dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores y análisis por lotes.

El software puede ser complementado con la adición de algunos módulos desarrollados en los últimos años, en el presente proyecto se ha incluido los módulos de modelación detallada de subestaciones, mapas de fondo en línea y el administrador avanzado de proyectos.

2.7.1.2 Interfaz de CymDist

La ventana principal del software se muestra en la Figura 2.19, aquí se puede apreciar las principales herramientas con las que cuenta el software.

La sección menús abarca todas las funciones del software, desde crear un proyecto o cargar una base de datos hasta la edición, análisis y obtención de reportes de un estudio.

La barra de exploración permite al usuario visualizar los diferentes equipos que se encuentran instalados en la red modelada, así como también las condiciones anormales que presenta el sistema luego de realizar un análisis de red.

En el área de reportes se alojan todos los resultados, errores y mensajes de advertencia que puedan llegar a ocurrir durante el estudio de un determinado proyecto.

La barra de herramientas permite personalizar las propiedades del proyecto, es decir editar las capas de visualización, colores, etiquetas, unidades del sistema, entre otros aspectos.

En la barra de estado se puede apreciar las características más relevantes de un equipo sin necesidad de ingresar a las propiedades de este, sino tan solo seleccionar el dispositivo en el área de trabajo.

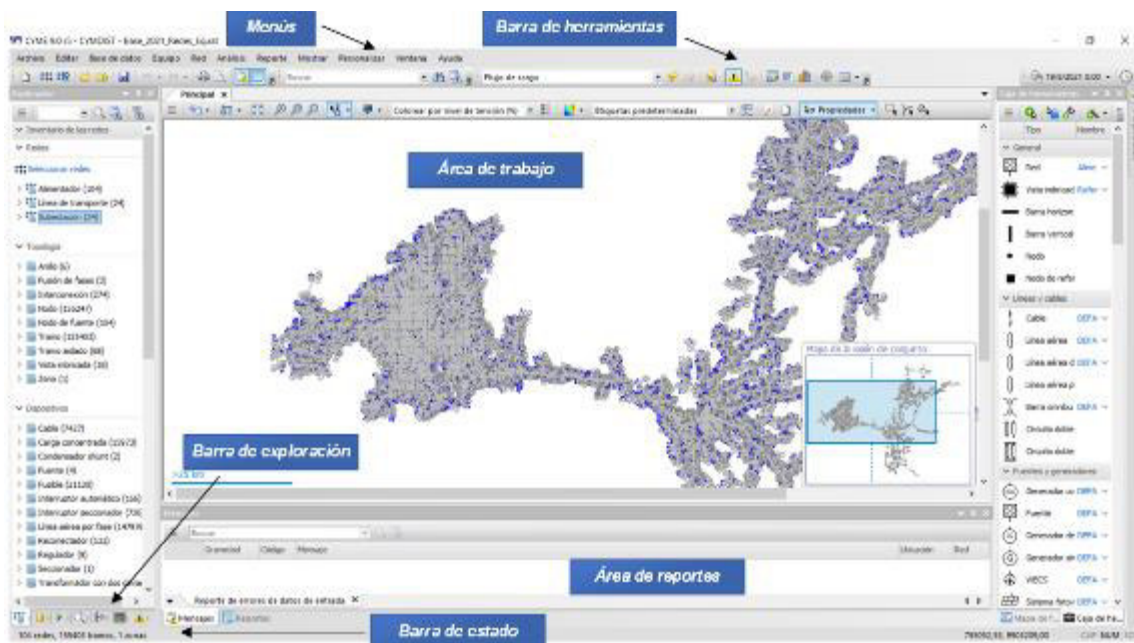


Figura 2.19. Interfaz del software CymDist.

2.7.1.3 Módulo para modelación detallada de subestaciones

Este módulo permite la implementación de un modelo completo que contiene todos los componentes necesarios en una subestación con el objeto de poder simular y apreciar el

flujo de potencia en la red, cargabilidad de los equipos, perfiles de voltaje, entre otros efectos que se producen en el sistema. Además, es posible representar esquemáticamente mediante una red imbricada todos los elementos de una subestación y de esta forma evitar la contaminación visual que podría producirse en la ventana principal donde se encuentra modelada la red de subtransmisión.

2.7.1.4 Módulo administrador avanzado de proyectos

Con el objetivo de evaluar varias alternativas y escenarios en la planificación, CYME ha desarrollado este módulo que permite al planificador trabajar con varios proyectos a la vez sin necesidad de crear un sin número de estudios autónomos, de esta forma es posible evaluar los efectos técnicos y económicos de cada alternativa facilitando y reduciendo los recursos y tiempo en el proceso de planificar.

2.7.1.5 Módulo de mapas de fondo en línea

En su mayoría, las empresas distribuidoras guardan la información geográfica de las redes eléctricas en programas GIS, cuando se requiere analizar el sistema de distribución, esta información migra a CYME, sin embargo, la ubicación de las carreteras o direcciones no viene incluida en este traslado. Durante el proceso de planificación muchas de las veces es necesario implementar nuevas redes en el sistema y el planificador requiere de aplicaciones externas para poder ubicarse geográficamente y así trazar la red requerida. A fin de integrar esta información en CYME se ha desarrollado el módulo de mapas de fondo en línea, donde el usuario puede establecer conexión con MapQuest Open y mapas de Google. Esto permite al planificador ubicar más fácilmente los equipos utilizando direcciones o coordenadas geográficas. Además, es posible superponer mapas en línea y sin conexión a la vez, con esto se puede realizar un levantamiento geográfico de terrenos, hidrografía, densidad poblacional, derechos de vía entre otra información requerida en la planificación de sistemas de distribución.

2.7.1.6 Módulo de flujos de carga

Lo que se busca con la utilización de este módulo es apreciar el comportamiento de las redes eléctricas en diversas condiciones de funcionamiento durante un régimen de estado estable.

Conociendo el consumo de energía en todas las barras y la producción de energía en cada generador, lo que se busca es determinar la amplitud de voltaje y el ángulo de fase en cada barra, además la potencia que fluye en cada línea y transformador. Para cumplir con este objetivo el módulo utiliza varios algoritmos de solución, entre los cuales se tiene:

Para redes desequilibradas:

- Caída de voltaje
- Newthon Raphson

Para redes equilibradas:

- Caída de voltaje
- Newthon Raphson desacoplado rápido
- Newthon Raphson
- Gauss Seidel

3 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA

3.1 ÁREA DE CONCESIÓN

La EEASA en el año 2020 abarca una superficie aproximada de 40.805 km² en toda su área de concesión comprendida entre las provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo y parte de Morona Santiago. Brinda servicio alrededor de 286.000 clientes y posee una cobertura eléctrica del 98,5 %. En la Tabla 3.1 es posible apreciar la infraestructura eléctrica con la que cuenta la empresa, conjuntamente con su capacidad instalada [19].

Tabla 3.1. Infraestructura eléctrica

Descripción	Año 2020
Número de subestaciones	19
Potencia instalada en subestaciones (MVA)	286
Longitud de líneas de subtransmisión 69 kV (km)	147
Longitud de líneas de medio voltaje (km)	5.752
Longitud de líneas de bajo voltaje (km)	7.876
Transformadores de distribución (número)	16.290
Potencia instalada en transformadores de distribución (MVA)	442
Número de medidores	285.174

3.2 PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La EEASA dispone de cinco puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), tres en la provincia de Tungurahua, uno para Napo y el que resta para Pastaza y Morona Santiago; todos los puntos de entrega son a nivel de 69 kV y la capacidad disponible se detalla en Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Puntos de conexión EEASA - SNI

Nombre de la Subestación	Nivel de voltaje [kV]	Posiciones disponibles SNI	Capacidad disponible [MVA]
Ambato Transelectric	138/69	Ambato 1	86
		Ambato 2	
Totoras Transelectric	230/138/69	Montalvo	100
		Ambato	
		Baños	
Baños Transelectric	138/69	Baños 2	33
Puyo Transelectric	138/69	Puyo	33
Tena Transelectric	138/69	Tena	33
		Tena Norte	

3.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

La red de subtransmisión de la EEASA se compone por subestaciones y líneas que unen el sistema de transmisión con su sistema de distribución, en condiciones normales se encuentra operando de forma radial, siendo los emisores las bahías de las subestaciones de Transmisión y los receptores las subestaciones de Subtransmisión; es decir en total se dispone de nueve redes trabajando a un voltaje nominal de 69 kV. En la Figura 3.1 se puede apreciar el sistema de subtransmisión georreferenciado en el software ArcGIS Pro.

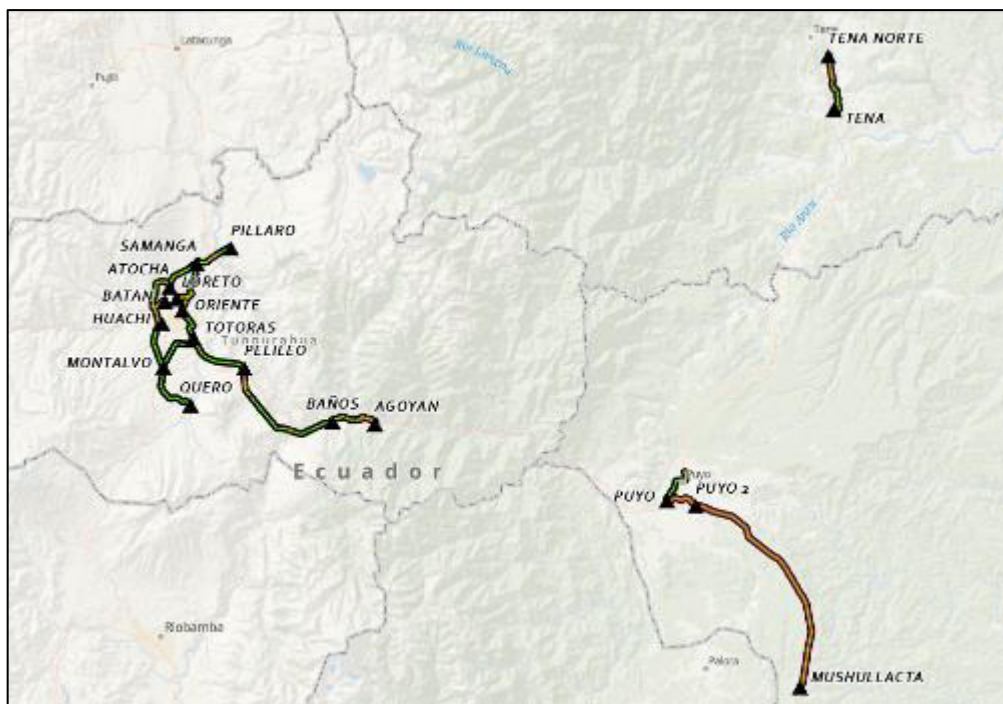


Figura 3.1. Ubicación espacial del sistema de subtransmisión EEASA

3.3.1 SUBESTACIONES

El sistema de subtransmisión está formado por 19 subestaciones de distribución, una de ellas se encuentra actualmente en mantenimiento, dejando así un total de 286 MVA de potencia instalada; todas son reductoras y transforman un nivel de voltaje de 69 kV a 13.8 kV; la capacidad instalada de cada subestación es posible apreciarla en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Subestaciones EEASA

Nombre de la Subestación	VOLTAJE (kV)		CAPACIDAD (MVA)	
	Entrada	Salida	OA	FA
AGOYAN	69	13,8	5	6,25
ATOCHA	69	13,8	20	25
BAÑOS	69	13,8	10	12,5
BATAN	69	13,8	15	18,75
HUACHI	69	13,8	32	40
LORETO	69	13,8	32	40
MONTALVO	69	13,8	10	12,5
MUSHULLACTA	69	13,8	5	6,25
ORIENTE	69	13,8	24	30
PELILEO	69	13,8	16	20
PILLARO	69	13,8	10	12,5
PUYO1	69	13,8	15	18,75
PUYO 2	69	13,8	16	20
QUERO	69	13,8	10	12,5
SAMANGA	69	13,8	24	33
TENA	69	13,8	10	12,5
TENA NORTE	69	13,8	16	20
TOTORAS	69	13,8	16	20

3.3.2 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Existen 21 líneas de subtransmisión a un nivel de voltaje nominal de 69 kV que enlazan las subestaciones con los puntos de entrega del SNI y forman la red de subtransmisión, sus características se encuentran en la Tabla 3.4. Gracias a la disponibilidad y localización de tres puntos de alimentación por parte del SNI, la configuración topológica de las subestaciones Huachi, Totoras, Oriente, Samanga y Atocha forma un anillo alrededor del casco urbano de la ciudad de Ambato, y en complemento con la disposición radial de Batán, Loreto, Píllaro, Quero, Pelileo, Baños y Agoyán es posible brindar el suministro de energía a toda la provincia de Tungurahua. En la zona oriental las líneas se encuentran configuradas de tal forma que se logra conectar las subestaciones Puyo1, Puyo2 y Mushullacta a fin de atender la demanda en las provincias de Pastaza y parte de Morona Santiago. Finalmente, en la provincia de Napo se cuenta con un solo punto de alimentación y abastece al área de servicio de las subestaciones Tena y Tena Norte.

Tabla 3.4. Líneas de subtransmisión EEASA

Nombre de la Línea	NOMBRE DE SUBESTACIÓN		Voltaje (kV)	Material del conductor	Calibre del conductor (MCM)	Longitud (km)
	S/E Salida	S/E Llegada				
Totoras SNI - Montalvo	Totoras SNI	Montalvo	69	ACSR	477	5,63
Montalvo - Huachi	Montalvo	Huachi	69	ACSR	477	8
Samanga - Ambato SNI	Ambato SNI	Samanga	69	ACSR	559,5	4,8
Atocha - Samanga	Atocha	Samanga	69	ACSR	477	4,5
Ambato SNI - Oriente	Ambato SNI	Oriente	69	ACSR	300	4,21
Totoras SNI - Pelileo	Totoras SNI	Pelileo	69	ACSR	266,8	10,2
Pelileo - Baños	Pelileo	Baños	69	ACSR	266,8	20,4
Oriente - Loreto	Oriente	Loreto	69	ACSR	300	6,1
Samanga - Píllaro	Samanga	Píllaro	69	ACSR	266,8	5,68
Baños - Agoyán	Baños	RVC	69	ACSR	266,8	4,4
Baños - Agoyán	RVC	Agoyán	69	ACSR	266,8	2,6
Puyo SNI - Puyo 1	Puyo SNI	Puyo 1	69	ACSR	266,8	5
Montalvo - Quero	Montalvo	Quero	69	ACAR	300	8,35
Totoras SNI - Totoras	Totoras SNI	Totoras EEASA	69	ACSR	266,8	1,2
Puyo 1 - Puyo 2	Puyo 1	Puyo 2	69	ACSR	300	5
Tena SNI - Tena	Tena SNI	Tena	69	ACAR	300	0,05
Tena SNI - Tena Norte	Tena SNI	Tena Norte	69	ACAR	300	9,5
Baños SNI - Agoyán	Baños SNI	Agoyán	69	ACSR	266,8	0,5
Puyo 2 - Mushullacta	Puyo 2	Mushullacta	69	ACSR	300	32,84
Batán doble	Batán	Derivación Huachi-Atocha	69	ACAR	500	2,1
Huachi - Batan doble	Huachi	Derivación Huachi-Atocha	69	ACSR	477	3,38
Atocha - Batan doble	Atocha	Derivación Huachi-Atocha	69	ACSR	477	5,02
Totoras - Oriente	Totoras EEASA	Oriente	69	ACSR	266,8	5,03

3.3.3 ALIMENTADORES PRIMARIOS

La EEASA cuenta con 104 alimentadores primarios que forman la red de medio voltaje y son abastecidos por las 19 subestaciones existentes, sin embargo, dado que la subestación Península se encuentra fuera de servicio, su carga ha sido transferida a las subestaciones aledañas. El voltaje nominal de todos sus alimentadores es de 13,8 kV.

3.4 ANÁLISIS EN LA RED DE 69 KV

Las principales características de la carga requeridas para el cálculo de pérdidas son la demanda máxima, factor de carga y factor de pérdidas [20]. Con objeto de evaluar las condiciones de pérdidas de energía y caídas de voltaje en la red de subtransmisión durante el período 2021-2030 y dado que el sistema de subtransmisión se encuentra operando de forma radial, es necesario determinar los factores de pérdidas y carga para cada punto frontera con el SNI. Para llevar a cabo este propósito es necesario modelar y simular el sistema de 69 kV.

3.4.1 DEMANDA MÁXIMA

Según el centro de operación y mantenimiento (CECOM) de la EEASA, la demanda máxima del sistema alcanzó un valor de 126,2 MW y ocurrió en noviembre 25 del 2020, por otro lado, el consumo energético durante este año bordeó los 695,8 GWh. El valor de demanda máxima señalado hace referencia a toda la demanda atendida en el área de concesión de la EEASA, por lo tanto, cabe destacar que la carga industrial FAIRIS se alimenta directamente del SNI y al no ser abastecida por la empresa distribuidora su consumo es excluido en el análisis del presente proyecto. De esta forma el valor de demanda máxima sin la inclusión de FAIRIS es de 123,7 MW y la curva de carga se puede apreciar en la Figura 3.2.

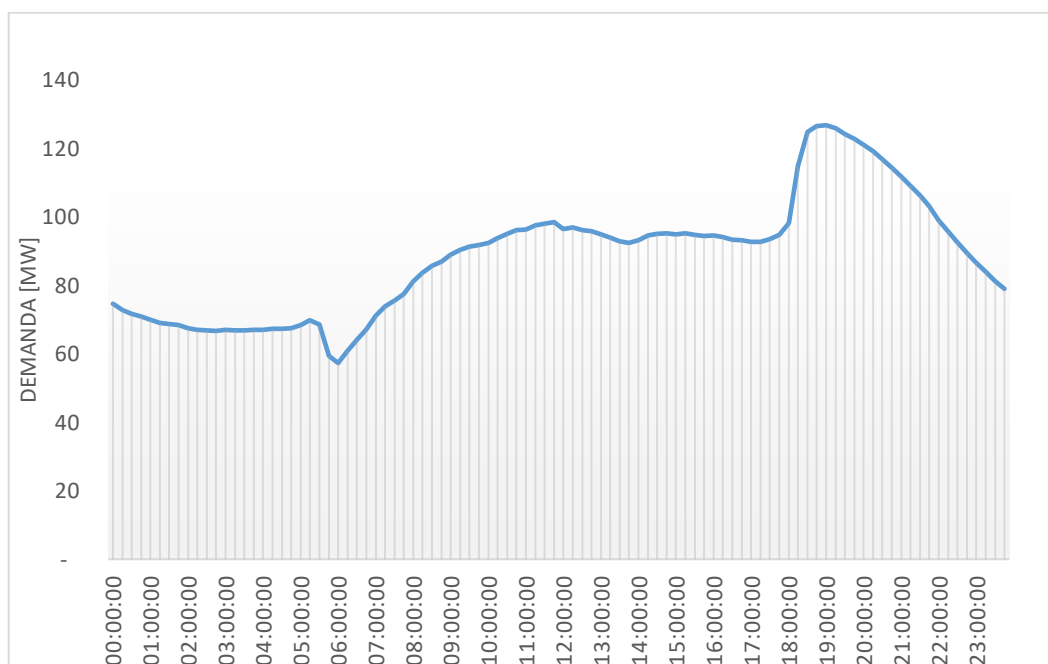


Figura 3.2. Curva de carga diaria en el año 2020 a nivel de sistema.

3.4.2 FLUJO DE CARGA

A fin de evaluar el estado actual de la red de subtransmisión, la herramienta computacional CymDist permite ejecutar flujos de carga y determinar los parámetros más relevantes para el cálculo de pérdidas de energía. Bajo este precedente, se ha actualizado el modelo de la red de 69 kV con el que cuenta la EEASA, es decir, se han configurado los valores de demanda en las cabeceras de los alimentadores y los parámetros eléctricos de los tramos de líneas y transformadores de potencia que entraron en servicio durante el último año, información que ha sido extraída del CECOM de la EEASA. El método utilizado para el análisis de flujo de carga es el de caída de tensión desequilibrada, cuya configuración se muestra en la Figura 3.3. El modelo de todo el sistema de subtransmisión se encuentra en la Figura 3.4.

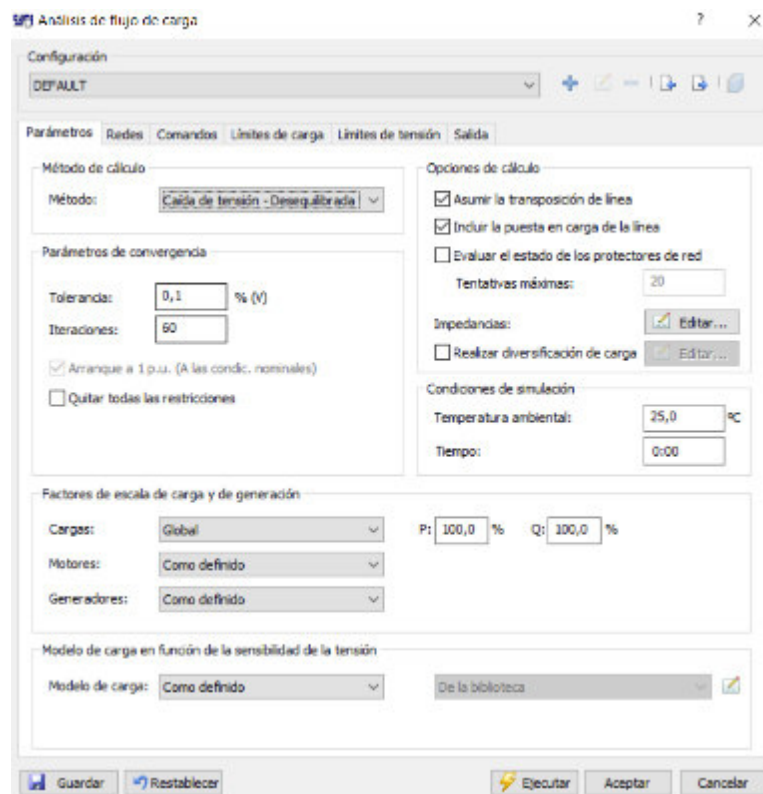


Figura 3.3. Configuración para el análisis de flujo de carga

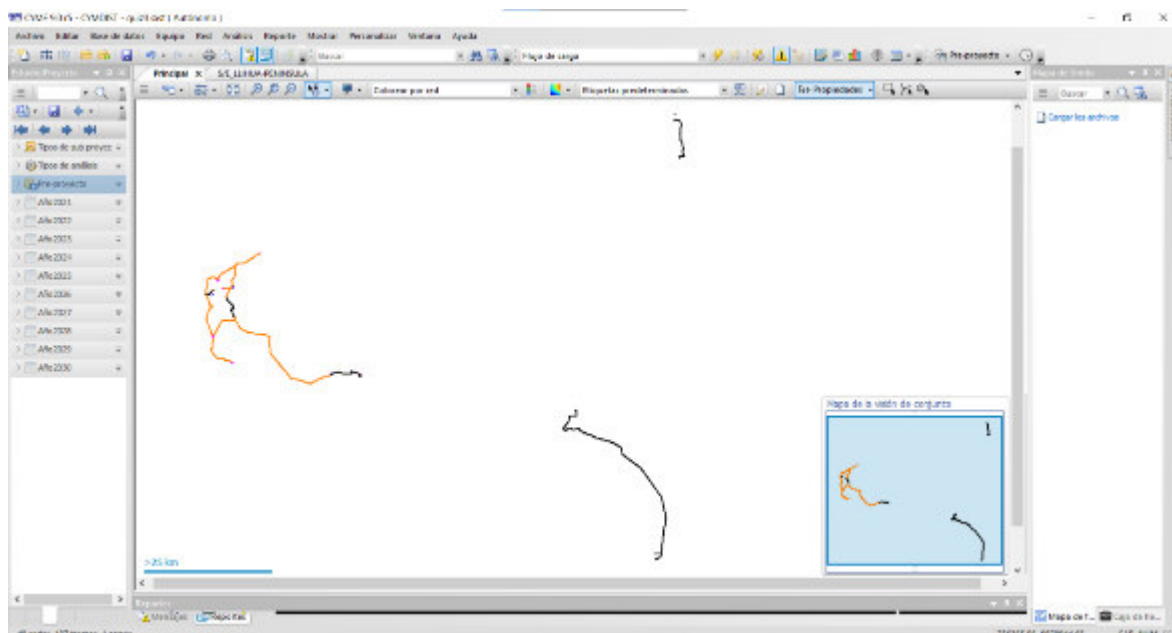


Figura 3.4. Sistema de Subtransmisión modelado en CymDist

De igual forma, la herramienta reporte permite extraer los resultados tras correr el flujo de carga de acuerdo con la información que sea requerida. Como se ha mencionado, los parámetros más relevantes para el presente estudio son las pérdidas de potencia en la red y caídas de voltaje; y se presentan en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6.

Tabla 3.5. Pérdidas resistivas en los puntos fronteras con el SNI a demanda máxima

Equipos	Ambato1	Ambato2	Montalvo	Ambato	Baños	Baños2	Puyo	Tena	Tena Norte	Total
L/ST [kW]	167,13	25,65	124,90	17,24	71,53	20,88	88,34	0,75	19,14	535,56
Transf. con Carga[kW]	91,49	16,05	48,75	20,47	19,43	69,48	37,41	25,63	10,14	338,86
Transf. en vacío [kW]	91,85	26,48	47,95	36,96	7,21	20,02	34,86	13,60	13,31	292,24

Tabla 3.6. Niveles de voltaje y cargabilidad en las líneas de 69 kV

Nombre de la línea de S/T	V (kVLL)	Cargabilidad %
Totoras - Oriente	70,6	10,2
Atocha - Batán doble	68,4	9,3
Puyo 1 - Puyo 2	68,5	14
Atocha - Samanga	68,8	20,5
Samanga - Píllaro	68,5	18,6
Puyo 2 - Mushullacta	68,5	11,8
Ambato SNI - Oriente	68,1	4,2
Tena SNI - Tena Norte	68,9	20,5
Totoras SNI - Pelileo	68,7	12,2
Batán doble	68,3	0,1
Agoyán - RVC	68,3	9,6

Nombre de la línea de S/T	V (kVLL)	Cargabilidad %
Baños SNI - Agoyán	71,2	20
Tena SNI - Tena	69	14,3
Totoras SNI - Montalvo	70,4	29
Montalvo - Quero	70,3	8,7
Totoras SNI - Totoras	70,7	24,5
Puyo SNI - Puyo 1	68,6	29,7
Samanga - Ambato SNI	68,6	38,7
Pelileo - Baños	70	7,6
Montalvo - Huachi	70,1	17,3

3.4.3 CÁLCULO FACTOR DE CARGA

El factor de carga ha sido determinado considerando la relación entre la potencia media y total consumida durante el día de demanda máxima en cada punto frontera con el SNI, y sus valores se visualizan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Factor de carga en puntos frontera SNI

Punto frontera	Factor de carga
Ambato1	0,75
Ambato2	0,69
Montalvo	0,65
Ambato	0,70
Baños	0,63
Baños 2	0,94
Puyo	0,67
Tena	0,68
Tena Norte	0,69

3.4.4 METODOLOGÍA PARA CALCULAR PÉRDIDAS RESISTIVAS

Las fuentes principales de pérdidas técnicas de energía en el sistema de subtransmisión provienen especialmente de líneas y transformadores de potencia [14].

La metodología implementada para el cálculo de pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión parte de conocer la curva diaria y las pérdidas de la red cuando sucede la demanda máxima del sistema [14]. Estos parámetros han sido expuestos anteriormente gracias a la información proporcionada por el CECOM y la simulación de la red de 69 kV en el software CymDist. De esta forma, con la ecuación (3.1) y considerando un intervalo de registro de demanda cada 15 minutos se ha logrado encontrar las pérdidas de energía.

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} \cdot \cos \varphi_{max}}{D_{Pmax} \cdot \cos \varphi_i} \right)^2 \cdot D_{RL-max} \quad (3.1)$$

Donde:

D_{RL-i} : Pérdidas resistivas en el intervalo de demanda i .

D_{Pi} : Demanda en el intervalo i .

D_{Pmax} : Demanda máxima registrada durante el período de análisis.

$\cos \varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i de demanda.

$\cos \varphi_{max}$: Factor de potencia en demanda máxima.

D_{RL-max} : Pérdidas resistivas en demanda máxima

Una vez encontradas las pérdidas de potencia en cada intervalo de registro, se conseguirá determinar la energía perdida durante este lapso y su sumatoria definirá el total de energía perdida en el período de análisis.

3.4.5 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Puesto que en todo el sistema de subtransmisión ninguna línea sobrepasa los 80 km, todas las líneas de subtransmisión son consideradas como líneas cortas y es preciso considerar la ecuación (3.1) para determinar las pérdidas técnicas que se producen en este elemento durante la transmisión de la energía. La Tabla 3.8 detalla las pérdidas de energía producidas por las líneas de subtransmisión en cada red que forma el sistema de 69 kV.

Tabla 3.8. Pérdidas de energía en líneas de subtransmisión

Tena SNI [kWh]	Puyo SNI [kWh]	Baños SNI [kWh]	Totoras SNI [kWh]	Ambato SNI [kWh]	Pérdida de energía total [kWh]
239,11	993,87	444,64	2399,88	2626,61	6704,11

3.4.6 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES

De igual forma, las pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores han sido calculadas con la metodología mencionada anteriormente; sin embargo, las pérdidas que se producen en el núcleo al no ser dependientes de las variaciones de demanda permanecen constantes durante todo el intervalo de análisis. En la Tabla 3.9 se encuentran las pérdidas de energía generadas por cada transformador de potencia que compone la red de 69 kV.

Tabla 3.9. Pérdidas de energía en transformadores de potencia

Condición	Tena SNI	Puyo SNI	Baños SNI	Totoras SNI	Ambato SNI	Pérdida de energía total
Con carga (kWh)	430,10	420,94	1479,36	995,73	1465,23	4791,36
En vacío (kWh)	645,63	836,65	480,47	2211,08	2839,89	7013,72

3.4.7 CÁLCULO DE FACTOR DE PÉRDIDAS

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas de demanda promedio y la potencia perdida cuando ocurre la demanda máxima, esta relación deja como resultado los factores mostrados en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Factores de pérdidas en cada punto frontera con el SNI.

Punto frontera	Factor de pérdidas
Ambato1	0,69
Ambato2	0,71
Montalvo	0,57
Ambato	0,76
Baños	0,49
Baños 2	0,91
Puyo	0,59
Tena	0,67
Tena Norte	0,67

4 METODOLOGÍA

En este capítulo se pretende ahondar las etapas necesarias para ubicar nuevas subestaciones en la red de subtransmisión de la EEASA. El procedimiento se divide en cuatro fases; la primera, parte de conocer la proyección espacial de la demanda en micro áreas para el período de análisis y delimitar el área de servicio de cada subestación; la segunda trata sobre identificar las zonas en donde existen concentraciones de carga y caídas de voltaje significativas; la tercera enfoca el análisis en la inclusión de nuevas subestaciones en la red de 69 kV y finalmente la cuarta enfatiza una metodología que permite conectar las nuevas subestaciones con el sistema de subtransmisión existente.

Puesto que el presente proyecto se basa en un análisis espacial se ha utilizado el software computacional Matlab para la ejecución de cada etapa gracias a la variedad de funciones gráficas y numéricas con las que cuenta. Además, al trabajar con un lenguaje de programación de alto nivel es posible interactuar con el paquete de Microsoft, pues la empresa distribuidora almacena gran parte de su información en archivos tipo Excel y para su evaluación es necesario acceder a ella. En la Figura 4.1 se puede apreciar el procedimiento a seguir para todo el período de análisis.

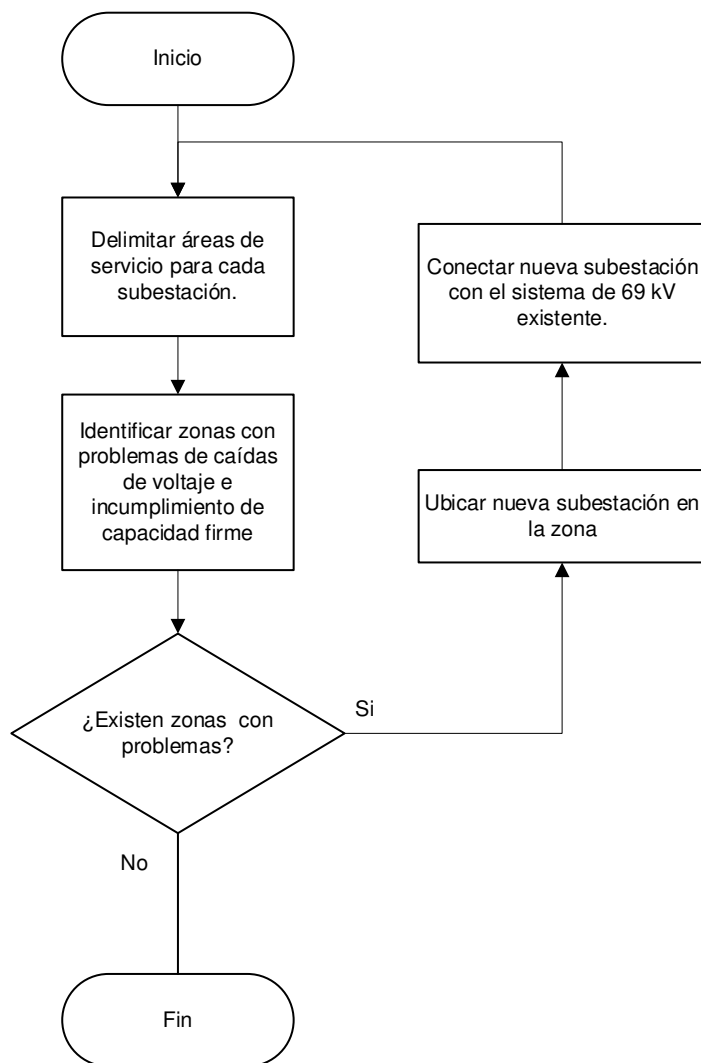


Figura 4.1. Diagrama de flujo del procedimiento a seguir

4.1 DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA

4.1.1 DIAGRAMA DE VORONOI

Con el fin de precisar la expansión de la red de subtransmisión de la EEASA, es imprescindible delimitar la zona de servicio con la que cuenta cada subestación y así determinar aquellas que podría llegar a exceder sus límites de cargabilidad durante el período de análisis. Definir el área de servicio espacialmente puede llegar a ser un desafío dentro del proceso de planificación, pues debido a la ubicación dispersa y número de usuarios no es preciso agruparlos de forma manual y limitar así la zona de servicio, para ello se ha implementado un proceso de macro optimización mediante la aplicación de polígonos de Thiessen o diagrama de Voronoi.

Los diagramas de Voronoi han sido utilizados en una variedad de formas para representar y analizar datos, el éxito del método radica en su capacidad para dividir de manera uniforme y sistemática una región geográfica [21]. Por lo tanto, si se considera un grupo de puntos o coordenadas distintos entre sí en un plano euclidiano $\{p_1, \dots, p_i, \dots, p_n\}$, llamados puntos generadores; se dice que un punto x pertenece a un polígono de Voronoi o región de servicio V_i , solo si la distancia entre x y p_i es la más corta en comparación con los demás puntos generadores. Esto es evidente en la ecuación (4.1) [22] y gráficamente se encuentra en la Figura 4.2.

$$V_i = \bigcap_{j \neq i} \{x / \|x - p_i\| < \|x - p_j\|, \forall j \neq i\} \quad (4.1)$$

Cada punto generador representa la ubicación geográfica de una subestación, mientras que cada polígono su área de servicio. Por otro lado, los puntos x destinados a agruparse a cada polígono en el mejor de los casos deberían ser las ubicaciones geográficas de todos los clientes, sin embargo, dado que trabajar a nivel de consumidor se convierte en un proceso complejo, además de que el cúmulo de información sería demasiado grande, el departamento de planificación de la EEASA ha desarrollado un programa donde es posible evidenciar la ubicación espacial de pequeñas zonas que agrupa cierto número de usuarios y establece la cantidad de potencia demandada bajo la metodología de micro áreas. De esta forma el área de servicio de cada subestación quedaría delimitada espacialmente bajo la regla del vecino más cercano. No obstante, la distribución que el diagrama de Voronoi realiza es ideal, es decir no considera restricciones de capacidad y asume que todos los puntos de carga tienen una misma ponderación o peso.

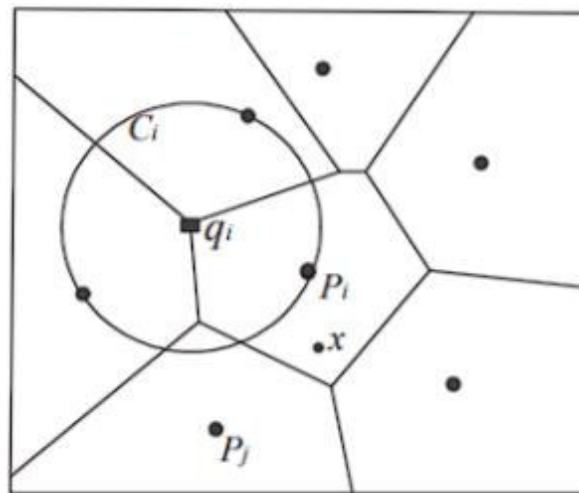


Figura 4.2. Diagrama de Voronoi [23].

4.1.2 DIAGRAMA DE VORONOI PONDERADO

En un sistema eléctrico de potencia, el área de servicio de una subestación no solo está relacionada con la distancia a la carga, sino también con la capacidad del transformador de potencia y la densidad de carga que se presenta en la zona [24]. Con intención de incluir estos parámetros en el diagrama de Voronoi convencional, se implementó el diagrama de Voronoi Ponderado en el análisis espacial; la principal variación respecto al modelo simple radica en la consideración de pesos w_i en las distancias euclidianas para cada punto generador o subestación p_i , la Ecuación (4.2) incluye este parámetro y este enfoque es potencialmente más realista que usar el diagrama con pesos unitarios [21].

$$V(p_i, w_i) = \bigcap_{j \neq i} \{x / w_i \|x - p_i\| < w_j \|x - p_j\|, \forall j \neq i\} \quad (4.2)$$

A fin de demostrar la robustez del método, los autores en [21] han evaluado la precisión de agrupamiento espacial en un área de servicio que cuenta con una muestra de 10.000 puntos ubicados aleatoriamente mediante la utilización de distintos enfoques; los resultados se evidencian en la Tabla 4.1 y se puede apreciar que la técnica del diagrama de Voronoi Ponderado (WVD, por sus siglas en inglés) presenta la mejor precisión con cerca del 69 %.

Tabla 4.1. Precisión a través del análisis de puntos aleatorios [21].

Metodología de agrupamiento	Precisión (%)
Polígonos de Thiessen	54,1
Diagrama de Voronoi ponderado	68,9
Autómata celular	52,3
Autómata celular ponderado	59,5

A pesar de que utilizar esta metodología ha resultado satisfactorio en varios análisis realizados por distintos autores, el determinar el valor de w_i resulta ser un proceso empírico [25], pues dado que este valor llega a incluir aspectos que reflejan el impacto de cargas desiguales, capacidad de suministro, disponibilidad de terreno, restricciones viales y otras barreras geográficas, en los últimos años se han desarrollado métodos de ajuste automático y dinámico considerando la capacidad máxima de cada subestación ante contingencias N-1, factor de potencia de la subestación, densidad de carga en el área de servicio e incluso factores espaciales y de expansión [25] [26] [27]. En base a estas consideraciones y análisis experimentales como manifiesta [25] estos valores han sido concluyentes en un rango aproximado entre 0.9 y 1.1.

Para efecto de análisis y a fin de definir las áreas de servicio de todo el territorio que abarca la EEASA, los pesos w_i de las subestaciones han sido establecidos de acuerdo con el tipo de área donde se brinda el suministro eléctrico como se muestran en la Tabla 4.2. Esta información ha sido proporcionada por el departamento de planificación de la empresa distribuidora.

Tabla 4.2. Pesos de acuerdo con el tipo de área de una subestación [28]

Tipo de área	Factor (w_i)
Rural	0,9
Rural Urbano (Predominio rural)	0,95
Urbano Rural	1
Rural Urbano (Predominio urbano)	1,05
Urbano	1,1

Como medida de evaluación sobre la precisión del método se ha calculado el error medio absoluto, también conocido como AAV por sus siglas del inglés Average Absolut Value, en base a la demanda estimada por subestación y la obtenida en los medidores de las subestaciones, para ello se utilizó la expresión de la ecuación (4.3).

$$\%AAV = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |S_i - P_i| \quad (4.3)$$

Donde:

n : Número de subestaciones

S_i : Valor de potencia calculado mediante el WVD.

P_i : Valor de potencia real obtenido de los medidores de las subestaciones.

Los errores de impacto en la planificación mostrados como un promedio entre los errores que se producen a nivel de subestación, alimentador o subtransmisión, obtenidos por efecto del tipo de método utilizado en el pronóstico de la demanda, se muestran en la Tabla 4.3, estos datos han sido establecidos por Willis contemplando dos tipos de área, una urbana y otra rural, además detalla el margen de mejora que se puede generar respecto al método de curva polinómica utilizado para su proyección de demanda[29].

Tabla 4.3. Error de impacto que generan los métodos de pronóstico de demanda más representativos [29].

Método	Tipo	Error de Impacto	Margen
Polynomial Curve	Tendencial	37,0%	-

Método	Tipo	Error de Impacto	Margen
<u>Template trending</u>	<u>Tendencial</u>	<u>26.0%</u>	<u>3.66%</u>
LTCCT trending	Tendencial	23,5%	4,25%
Manual simulation	Manual	25,5%	3,83%
2-2-1 simplistic	Simulación	22,0%	5,00%
2-3-2 the basic	Simulación	18,0%	6,33%
3-3-3 comprehensive simulation	Simulación	11,0%	8,66%

4.2 ZONAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN O NUEVA SUBESTACIÓN

Identificar las zonas donde es necesario la incorporación de nuevas instalaciones o equipamiento en un sistema eléctrico llega a ser un procedimiento complejo en el marco de la planificación, ya que su ejecución deberá ser realizada previo a conocer las ubicaciones exactas y magnitudes de la nueva carga que será atendida en esta zona [30], además de que no es posible evaluar la calidad del servicio en un sistema que se desconoce.

Instalar una nueva subestación puede ser consecuencia principalmente de dos aspectos, caídas de voltaje excesivas y concentraciones de carga en zonas específicas [31], ambos son parámetros de evaluación que permitirán identificar donde es necesario la inclusión de un nuevo centro de suministro.

4.2.1 CRITERIO DE CARGABILIDAD DE UNA SUBESTACIÓN

El sistema de distribución a menudo puede llegar a sufrir contingencias en alguno de sus transformadores, el objetivo en el proceso de planificación es abastecer la demanda ante cualquier emergencia que podría presentarse o en su defecto disminuir al máximo el tiempo de interrupción durante este escenario. Con base a ello, los autores en [10], [11], [28] han considerado incluir este hecho como un factor determinante al momento de decidir si es necesario o no la inclusión de una nueva subestación, varios de ellos nombran como capacidad firme de una subestación a este criterio.

Lo que estipula este concepto se basa en las normas American National Standards Institute (ANSI), apéndice C 57.92 y menciona que un transformador de potencia, en condiciones de emergencia, puede soportar una sobrecarga del 30% de su capacidad nominal durante un período de 8 horas y la pérdida en promedio de su vida útil sería del 1 %; siempre y cuando se encuentre operando a una temperatura ambiente de 35 °C y la carga antes del

pico haya sido del 70 % de su capacidad nominal [10]. Bajo esta consideración, si llegase a existir alguna contingencia en una subestación, la capacidad firme de la subestación podría expresarse de la siguiente manera:

$$C = 1,3 \cdot \left(\sum_{k=1}^N P_k - P_{max} \right) \quad (4.4)$$

Donde:

P_k : Potencia nominal con aire forzado del transformador k instalado en una subestación.

P_{max} : Potencia del transformador de mayor capacidad en una subestación.

N : Número de transformadores instalados en una subestación.

De este análisis es importante aludir que las subestaciones que cuentan con un solo transformador no poseen capacidad firme, sin embargo, es muy probable que exista al menos una subestación aledaña la cuál pueda suplir su salida en cualquier emergencia. En este caso la capacidad firme dependerá de la subestación vecina más cercana.

De aquí también se precisa que la cantidad de carga, que puede ser abastecida de forma permanente por una subestación respecto a su capacidad nominal, dependerá de las potencias nominales de los transformadores instalados en cada subestación. Es decir, si se contempla la existencia de dos transformadores de la misma capacidad en una subestación se esperaría que la demanda máxima que puede abastecer esta subestación sea del 65% respecto a su capacidad nominal y de esta forma abastecer su carga en caso de que un transformador saliera de servicio [11]. En este sentido la Tabla 4.4 muestra el porcentaje de demanda máxima que una subestación con transformadores de igual dimensión puede soportar continuamente.

Tabla 4.4. Cantidad de carga que puede ser abastecida continuamente por una subestación

Nº Transformadores	% Carga
1	0
2	65
3	86,7
4	97,5

Este criterio refleja su importancia en el año horizonte de planificación, donde se busca que la demanda máxima no sobrepase la capacidad firme de todas las subestaciones para de

esta forma garantizar el abastecimiento de toda la carga incluso en condiciones de emergencia.

4.2.2 ZONAS QUE PRESENTAN CAÍDAS DE VOLTAJE EN LA RED PRIMARIA

Westinghouse (1959) [32], Reys y Denton (1955) [30] exponen una metodología basada en el crecimiento de carga por micro áreas donde no es necesario conocer la ubicación y magnitudes exactas de las cargas futuras para llegar a un sistema económico que permita servir las cargas cuando se desarrollen; con ese fin, se conciben sistemas de distribución hipotéticos equivalentes y de esta forma se analiza la calidad del servicio (caída de voltaje) y la viabilidad económica de los planes de crecimiento o proyección de la demanda del sistema de distribución que serán aplicados a las zonas de carga del sistema real que se está estudiando.

El sistema equivalente de Westinghouse (1959) [32] se basa en las siguientes suposiciones: la densidad de carga es uniforme dentro del área de servicio de una subestación, esta zona puede aproximarse a un polígono regular de superficie igual al área de servicio y con tantos lados como alimentadores. Es decir, si se considera un polígono de seis lados, se supondría que existen seis alimentadores primarios y cada uno abastecería la misma cantidad de demanda que los demás; además, la distribución de la red de medio voltaje se mostraría como en la Figura 4.3.

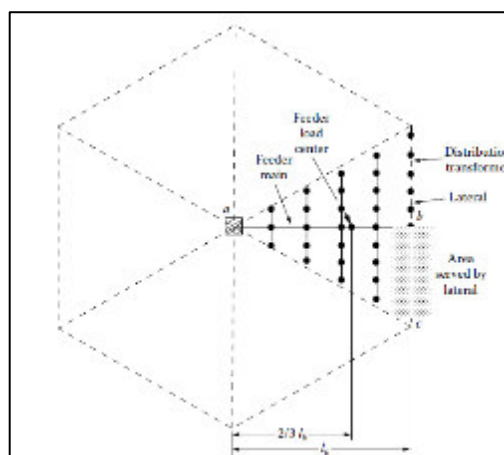


Figura 4.3. Área de servicio de una subestación con seis alimentadores primarios [8]

Bajo estos supuestos Gönen (2014) [8] en la Figura 4.4 muestra el área de servicio de una subestación que es atendida por n alimentadores y menciona que una carga infinitesimal dS servida por un alimentador en un área infinitesimal dA puede ser determinada a partir de la Ecuación (4.5).

$$dS = D \cdot dA \text{ [kVA]} \quad (4.5)$$

Donde:

dS : carga infinitesimal servida por un alimentador en un área infinitesimal dA (kVA).

D : densidad de carga (kVA/km²).

dA : área de servicio infinitesimal del alimentador (km²).

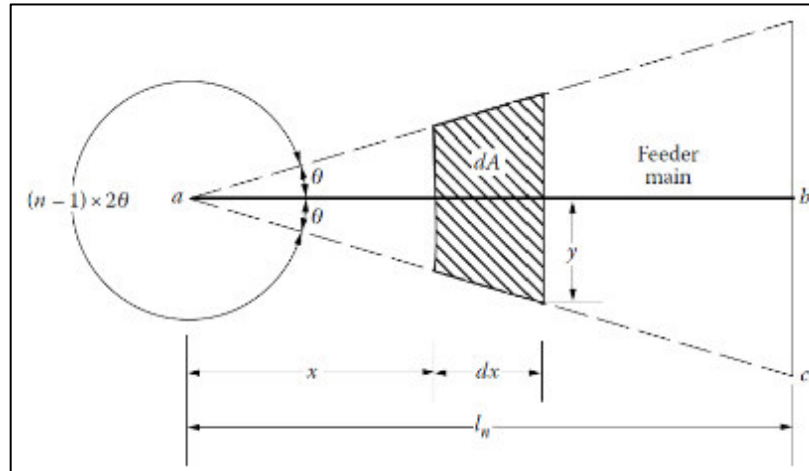


Figura 4.4. Área de servicio de una subestación atendida por n alimentadores [8]

De la Figura 4.4 además se puede denotar la relación trigonométrica existente entre la base y , y la altura x de la figura geométrica que se forma en la mitad del área de servicio de un alimentador:

$$\begin{aligned} y &= (x + dx) \tan\theta \\ y &\cong x \cdot \tan\theta \end{aligned} \quad (4.6)$$

Asimismo, el área de servicio de un alimentador puede ser calculado mediante la Ecuación (4.7).

$$\begin{aligned} A_n &= \int_{x=0}^{l_n} dA \\ A_n &= l_n^2 \cdot \tan\theta \end{aligned} \quad (4.7)$$

Donde:

A_n = Área de servicio de un alimentador (km²).

l_n = longitud del ramal troncal del alimentador primario (km).

Y de esta forma, considerando la ecuación (4.5) y (4.7), se establece el total de carga que será abastecida por un alimentador mediante la ecuación (4.8).

$$S_n = \int_{x=0}^{l_n} dS$$

$$S_n = D \cdot l_n^2 \cdot \tan\theta \quad (4.8)$$

Para determinar la caída de voltaje en el troncal de un alimentador, el método introduce una constante K definida como el porcentaje de caída de voltaje por cada kVA/km, se dimensiona en función del calibre, espaciamiento entre conductores, factor de potencia y el voltaje línea neutro de la red primaria [8]. Este factor simplifica significativamente el cálculo de la caída de voltaje, la ecuación (4.9) especifica cada parámetro necesario para el cálculo.

$$K \cong \frac{(r \cdot \cos\theta + x \cdot \sin\theta) \left(\frac{1}{3} \cdot 1000\right)}{V_r^2} \quad (4.9)$$

$$x = x_a + x_d \quad (4.10)$$

Donde:

K : porcentaje de caída de voltaje por cada kVA-km [%VD/kVA – km].

r : Resistencia del conductor [Ω /km].

$\cos\theta$: Factor de potencia de la red.

x_a : Reactancia inductiva del conductor [Ω /km].

x_d : Factor de espaciamiento de la reactancia inductiva [Ω /km].

V_r : Voltaje línea neutro de la red primaria [kV].

La ecuación (4.10) representa el efecto inductivo que produce el conductor como tal, y el espaciamiento entre conductores. Además, al tratarse de carga uniformemente distribuida, Westinghouse establece que la carga se encuentra concentrada a 2/3 de longitud del troncal, como se evidencia en las Ecuaciones (4.11) y (4.12) [32], este criterio utiliza la empresa distribuidora para efectos de planificación.

$$\%VD_n = \frac{2}{3} \cdot l_n \cdot K \cdot S_n \quad (4.11)$$

$$\%VD_n = \frac{2}{3} \cdot l_n \cdot K \cdot \frac{S}{n} \quad (4.12)$$

Donde

$\%VD_n$: porcentaje de caída de voltaje en el alimentador

l_n : longitud del troncal del alimentador (km)

K : porcentaje de caída de voltaje kVA/km característico para un tipo de conductor

S_n : carga servida por un alimentador (kVA).

S : carga servida por toda la subestación (kVA).

n : número de alimentadores de una subestación, con $n \geq 3$.

A fin de establecer las zonas en donde el sistema puede requerir la expansión o instalación de una nueva subestación en el año horizonte, se plantea estructurar un algoritmo que introduzca las condiciones de cargabilidad y caídas de voltaje antes expuestas y de esta forma lograr identificar gráficamente los sectores con problemas de abastecimiento. Este proceso se evidencia en el diagrama de flujo de la Figura 4.6.

Una vez definidas las micro áreas con inconvenientes resulta beneficioso diferenciar los sectores en base al tipo de clientes existentes en la zona y por ende la densidad de carga inmersa. Para tener un panorama más claro sobre este hecho es factible elaborar un mapa de calor en el software ArcGis que contiene la superficie de toda el área de concesión dividida en micro áreas y de acuerdo con la cantidad de demanda contenida en cada una se colorean, aquellas de amarillo representan las zonas con poca densidad de carga mientras que las de rojo reflejan las zonas con alta densidad de carga, Figura 4.5. Este mapa se encuentra en el Anexo B.









<i>Símbolo</i>	<i>Demanda [kW]</i>
	0,0 - 20,9
	21,0 - 71,3
	71,4 - 179,6
	179,7 - 408,8
	408,9 - 768,9
	769,0 - 1533,4
	1533,5 - 2940,0
	2940,1 - 9143,5

Figura 4.5. Designación de clases de acuerdo a la cantidad de demanda por micro área.

4.3 UBICACIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES

Una vez que se han localizado las posibles zonas donde es necesario la inclusión de una subestación, lo que se pretende es ubicarla en el centro de carga del área de servicio que alimentará, esto con la intención de que las pérdidas de potencia generadas por las largas distancias sean mínimas. Para definir un clúster o área de servicio se utilizó el diagrama de Voronoi ponderado, sin embargo, este no permite definir un nuevo centroide en el área de estudio; con ese fin los autores en [33] proponen utilizar la técnica de agrupamiento k-means con ligeras modificaciones respecto al algoritmo original. Para comprender este hecho se plantea la función objetivo del algoritmo base como se muestra en la ecuación (4.13) .

$$C = \sum_{j=1}^{nL} \min \sum_{i=1}^k (||CL_j - CS_i||) \quad (4.13)$$

$$CL_j = \begin{bmatrix} x_j^d \\ y_j^d \end{bmatrix}, CS_i = \begin{bmatrix} x_i^s \\ y_i^s \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Donde:

(x_i^s, y_i^s) : Coordenadas del centroide o subestación i

(x_j^d, y_j^d) : Coordenadas de la micro área j

$||CL_j - CS_i||$: Distancia euclidiana entre la micro área j y la subestación i

El proceso de agrupamiento que sigue el método de K-means es el siguiente:

Paso 1: Determinar aleatoriamente el centroide k de un clúster en la iteración $m = 1$.

$$CS_{1,1}, CS_{1,2}, \dots, CS_{1,k}$$

Paso 2: Asignar cargas a los clústeres con los que se presenta la menor distancia.

$$G_{m,i} = \{j \in G_{m,i} / \min ||CL_j - CS_{m,i}||\}, \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (4.15)$$

Donde:

$G_{m,i}$: Grupo de micro áreas asociadas a un clúster i en la iteración m .

CL_j : Coordenadas x e y de una micro área j .

$CS_{m,i}$: Coordenadas x e y de una subestación i en la iteración m .

Paso 3: Calcular las nuevas coordenadas para cada clúster en la iteración m .

$$CS_{m,i} = \frac{\sum_{j \in G_{m,i}} (x_j^d, y_j^d)}{N_{m,i}}, i = 1, 2, \dots, k \quad (4.16)$$

Donde:

$N_{m,i}$: Número de cargas que pertenecen a la subestación i en la iteración m .

Paso 4: Si los centroides son inmovilizados, el algoritmo finaliza caso contrario es necesario regresar al paso 2.

4.3.1 MODIFICACIÓN AL ALGORITMO K-MEANS

En general el algoritmo K-means puede determinar la ubicación óptima de un número determinado de subestaciones en el centro de carga y establecer su zona de servicio en base al cálculo de las distancias entre centroide-micro área. No obstante, este no considera algunas características importantes en la planificación como que las subestaciones existentes no pueden ser trasladadas y la demanda de potencia de cada micro área debe ser incluida en el cálculo de los nuevos centroides.

Con el propósito de solventar estas condiciones se ha establecido los siguientes cambios en los pasos 1 y 3 del algoritmo original:

Paso 1: Los centroides iniciales dejarán de ser aleatorios, en cada iteración m , deberán ser actualizados con las ubicaciones de las subestaciones existentes a excepción de las nuevas subestaciones.

$$N_{ns} = k - N_{es} \quad (4.17)$$

Donde:

N_{ns} : número de subestaciones nuevas.

N_{es} : número de subestaciones existentes.

Paso 3: A fin de considerar la demanda de potencia de cada micro área se ha implementado la ecuación (4.18) y de este modo ha sido posible ubicar las nuevas subestaciones en el centro de carga de su área de servicio minimizando las pérdidas en los alimentadores primarios. La ecuación (4.18) utiliza un factor de impacto α para ajustar la inclusión de la demanda cuando se trata de ubicar una nueva subestación. Este factor ha sido determinado empíricamente, y los mejores resultados han sido registrados cuando $\alpha = 2$ [33].

$$x_i^s = \frac{\sum_{j \in G_i} (S_j^D)^\alpha \cdot x_j^d}{\sum_{j \in G_i} (S_j^D)^\alpha}, y_i^s = \frac{\sum_{j \in G_i} (S_j^D)^\alpha \cdot y_j^d}{\sum_{j \in G_i} (S_j^D)^\alpha}, i > N_{es} \quad (4.18)$$

Donde:

S_j^D : Potencia demandada por la micro área j .

El proceso de clustering bajo el cual se ha establecido las nuevas ubicaciones de las subestaciones se encuentra detallado en el diagrama de flujo de la Figura 4.7.

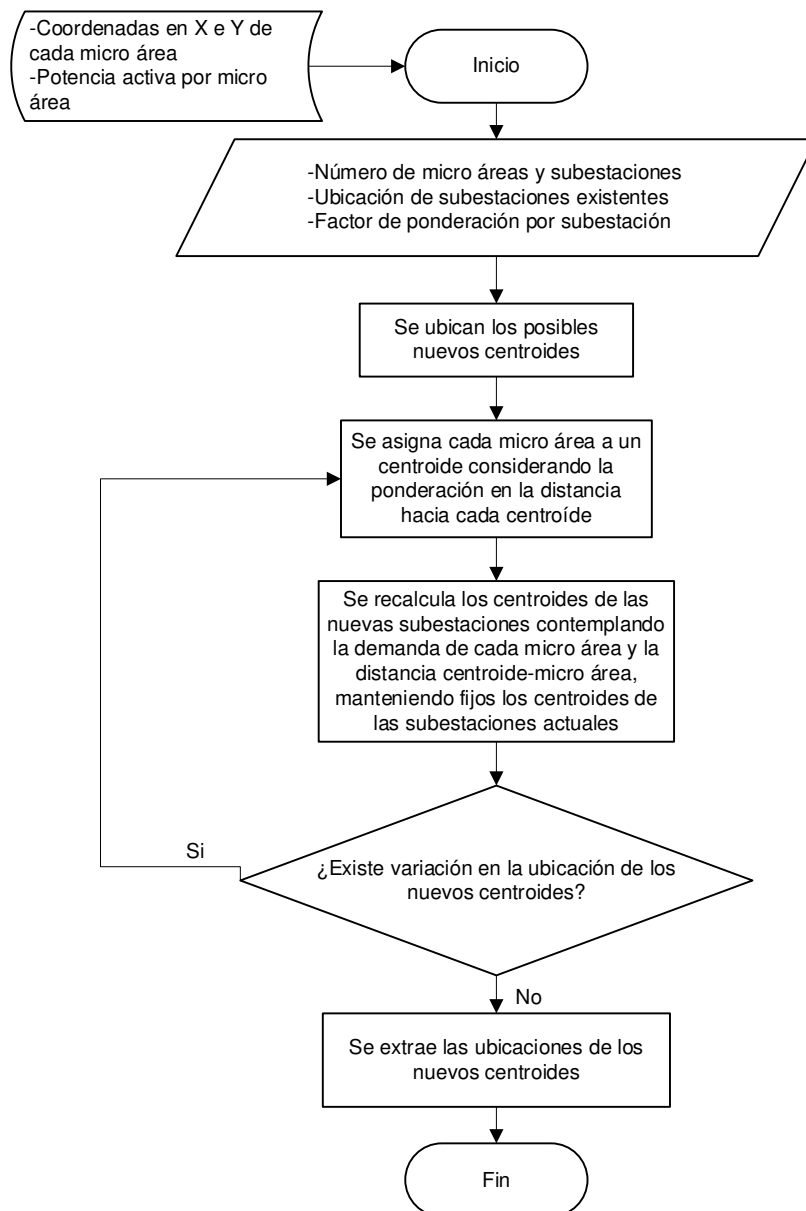


Figura 4.7. Diagrama de flujo del algoritmo K-means implementadtado

4.4 CONEXIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES A LA RED EXISTENTE

Conociendo la ubicación de los nuevos centroides, es preciso establecer la conexión de las nuevas subestaciones con el sistema de subtransmisión existente de la EEASA, para lo cual se pretende trazar posibles líneas de subtransmisión y evaluar los kVA-m entre el punto de alimentación que abastecerá la nueva subestación y su ubicación final. Este problema se reduce a encontrar la ruta más corta en un grafo donde se conoce un vértice de origen, otro de llegada y cada arista tiene un peso específico, como se observa en la Figura 4.8. La solución a este inconveniente ha sido implementar el algoritmo de Dijkstra, considerando cada sistema radial de 69 kV como un grafo distinto.

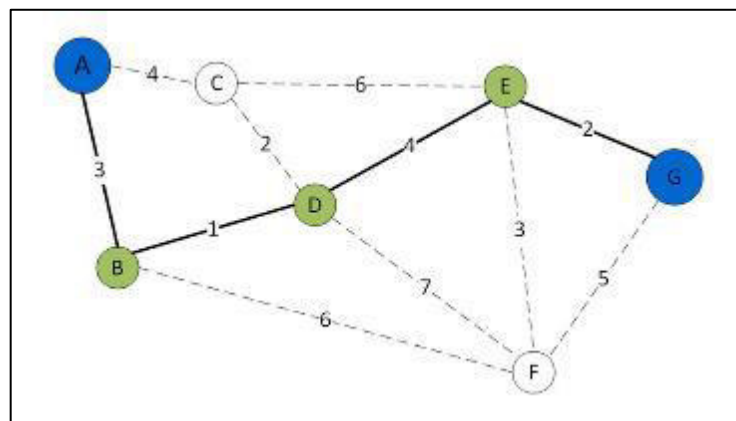


Figura 4.8. Representación de una ruta determinada por el algoritmo de Dijkstra.

4.4.1 FUNDAMENTOS DEL ALGORITMO DE DIJKSTRA

- El Algoritmo de Dijkstra básicamente comienza en el vértice que se elige (nodo origen) y analiza el grafo para encontrar el camino más corto entre ese vértice y todos los demás vértices del grafo
- El algoritmo mantiene un registro de la ruta más corta conocida actualmente entre cada vértice y el vértice de origen, y actualiza estos valores si encuentra un camino más corto.
- Una vez que el algoritmo ha encontrado el camino más corto entre el vértice de origen y otro vértice, ese vértice se marca como visitado y se añade a la ruta.

- El proceso continúa hasta que todos los vértices del grafo se han añadido al camino. De este modo, se tiene un camino que conecta el vértice de origen con todos los demás vértices siguiendo el camino más corto posible para llegar a cada uno.

En adición, el algoritmo de Dijkstra sólo puede funcionar con grafos que tengan pesos positivos, esto se debe a que, durante el proceso, hay que sumar los pesos de las aristas para encontrar el camino más corto, de existir un peso negativo en el grafo, el peso total puede verse influenciado y la ruta encontrada puede no ser la más corta.

4.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Con la deducción de las ecuaciones (2.2) y (3.1) referente a la metodología que faculta el cálculo de pérdidas resistivas de potencia, se puede inferir las siguientes expresiones que permiten determinar la cantidad de energía que se pierde en demanda máxima:

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^N (D_{L-i} + D_{Cu-i} + D_{Fe-i})}{96 \cdot (D_{L-max} + D_{Cu-max} + D_{Fe-max})} \quad (4.19)$$

$$F_p = \frac{D_{Fe-max} \cdot 96 + (D_{L-max} + D_{Cu-max}) \cdot \left(\frac{\cos \varphi_{max}}{D_{Pmax}}\right)^2 \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{D_{Pi}}{\cos \varphi_i}\right)^2}{96 \cdot (D_{L-max} + D_{Cu-max} + D_{Fe-max})} \quad (4.20)$$

$$\sum_{i=1}^N \left(\frac{D_{Pi}}{\cos \varphi_i}\right)^2 = \frac{96 \cdot [F_p \cdot (D_{L-max} + D_{Cu-max} + D_{Fe-max}) - D_{Fe-max}]}{(D_{L-max} + D_{Cu-max}) \cdot \left(\frac{\cos \varphi_{max}}{D_{Pmax}}\right)^2} \quad (4.21)$$

Donde:

D_{L-i} : Pérdida de potencia en las líneas durante el intervalo i .

D_{Cu-i} : Pérdida de potencia en el cobre del transformador durante el intervalo i .

D_{Fe-i} : Pérdida de potencia en el hierro del transformador durante el intervalo i .

D_{L-max} : Pérdida máxima de potencia en las líneas durante el período de análisis.

D_{Cu-max} : Pérdida máxima de potencia en el cobre del transformador durante el período de análisis.

D_{Fe-max} : Pérdida máxima de potencia en el hierro del transformador durante el período de análisis.

D_{Pi} : Demanda registrada en el intervalo i .

D_{Pmax} : Demanda máxima registrada durante el período de análisis.

$\cos \varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i de demanda.

$\cos \varphi_{max}$: Factor de potencia en demanda máxima.

N : Número de medidas registradas durante el día.

5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA PERÍODO 2021-2030

La EEASA en los últimos años ha desarrollado un insumo de pronóstico para la demanda, el cual se basa en la técnica de micro áreas de tipo tendencial. Gracias a esta herramienta es posible contar con el pronóstico de demanda para el período de análisis requerido, la información que se obtiene en este proceso contiene la zona de estudio dividida en micro áreas de un kilómetro, acompañada de la ubicación geográfica y su densidad de carga. Dicha información se encuentra referenciada bajo el sistema de coordenadas World Geodetic System 1984 (WGS) UTM zona 17 Sur.

En este punto es importante aclarar que la proyección de demanda que se obtuvo por parte de la empresa distribuidora es de tipo corporativo, es decir abarca espacialmente toda su área de concesión sin discriminar aquellos usuarios que se alimentan directamente del SNI o de fuentes fotovoltaicas. Con objeto de evidenciar los efectos que llegase a sufrir el sistema de subtransmisión con el incremento de demanda, resulta pertinente identificar la ubicación geográfica de este tipo de abonados y excluir sus valores de demanda del pronóstico actual.

Se percibió que existe un único cliente que es abastecido por el SNI y se encuentra dentro del área de concesión de la distribuidora, FAIRIS, este usuario es de tipo industrial y cuenta con una unidad de transformación propia, por lo que es necesario localizar su ubicación geográfica en el software ArcGis de tal forma que sea posible identificar la micro área a la que pertenece y la densidad de carga existente en esta superficie. Por otra parte, se lograron distinguir cerca de 750 abonados que son abastecidos por fuentes fotovoltaicas, puesto que este tipo de clientes no reciben suministro de las fuentes convencionales y además su ubicación se encuentra alejada de las urbes, no han sido contemplados en la proyección de carga.

En complemento a lo mencionado, el departamento de planificación de la EEASA en los últimos meses ha recibido una solicitud por parte de la Universidad IKIAM indicándose que su consumo energético para el año 2023 crecería radicalmente debido a la adquisición de nuevos equipos en sus instalaciones, a fin de cumplir con este requerimiento, el incremento en su demanda ha sido considerado para el pronóstico de carga que se utilizará en el presente proyecto. De esta manera en la Tabla 5.1 se puede apreciar anualmente la proyección de demanda a nivel corporativo; sin considerar la carga de FAIRIS y los

usuarios fotovoltaicos; y el incremento de consumo por parte de IKIAM, bajo la premisa de que sus instalaciones empiecen a funcionar en el año 2023.

Tabla 5.1. Proyección de la demanda período 2021-2030

Año	Demanda Corporativa [kW]	Demanda sin FAIRIS [kW]	Demanda sin FAIRIS con la inclusión de IKIAM [kW]
2021	128.741,4	126.667,0	126.667,0
2022	131.205,2	129.070,4	129.070,4
2023	134.360,5	132.165,2	137.421,9
2024	137.747,6	135.491,9	140.747,6
2025	141.372,0	139.055,9	144.309,9
2026	145.210,3	142.833,8	148.085,7
2027	149.298,5	146.861,6	152.112,0
2028	153.640,6	151.143,2	156.390,6
2029	158.267,3	155.709,5	160.953,5
2030	163.015,3	160.397,1	165.636,9

5.2 ÁREA DE INFLUENCIA DE LAS SUBESTACIONES

La delimitación de las zonas de influencia bajo la aplicación del WVD requiere como información de entrada los puntos generadores o subestaciones y la localización geográfica de las micro áreas, además la ponderación o peso de acuerdo con el tipo de área a la que brinda el servicio cada subestación. En la Figura 5.1 se encuentra la zona de estudio dividida de acuerdo con el área de influencia que presenta cada punto generador luego de aplicar la segmentación espacial.

En vista preliminar se puede acotar que las áreas de servicio con los puntos más alejados respecto a las subestaciones se encuentran en la zona Oriental, este criterio será de utilidad más adelante para identificar las zonas con deficiencias en la calidad del servicio eléctrico.

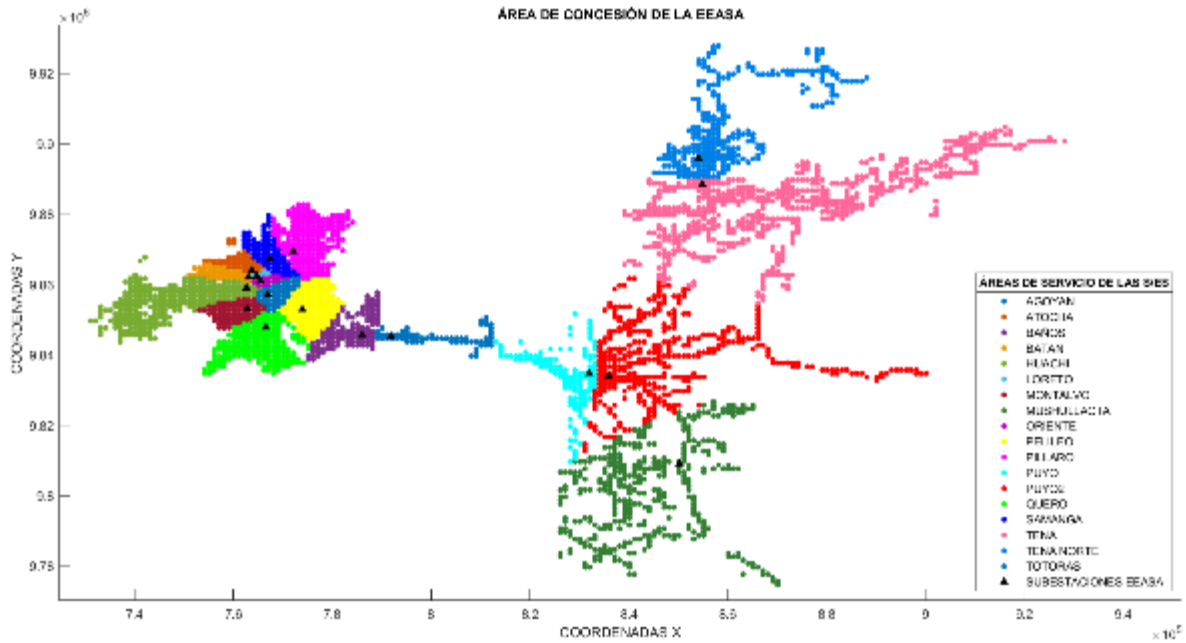


Figura 5.1. Áreas de influencia de las subestaciones existentes en la EEASA

La inclusión de esta metodología permite además definir la cargabilidad de cada subestación sumando las demandas de las micro áreas asociadas a su zona de servicio. En la Figura 5.2 se puede distinguir la cantidad de carga a la que se encuentra abasteciendo cada subestación mediante la división del diagrama de Voronoi Ponderado.

En la Figura 5.3 es apreciable la asignación de carga que se produce para cada subestación luego de aplicar la división de área de la zona de estudio con la técnica del WVD contrastada con la cargabilidad real de las subestaciones en el año base. Para determinar qué cantidad de carga se encuentra abasteciendo cada subestación en el año base, ha sido necesario extraer las lecturas registradas por sus medidores en el momento en que ocurrió la demanda máxima coincidente, Tabla 5.2.

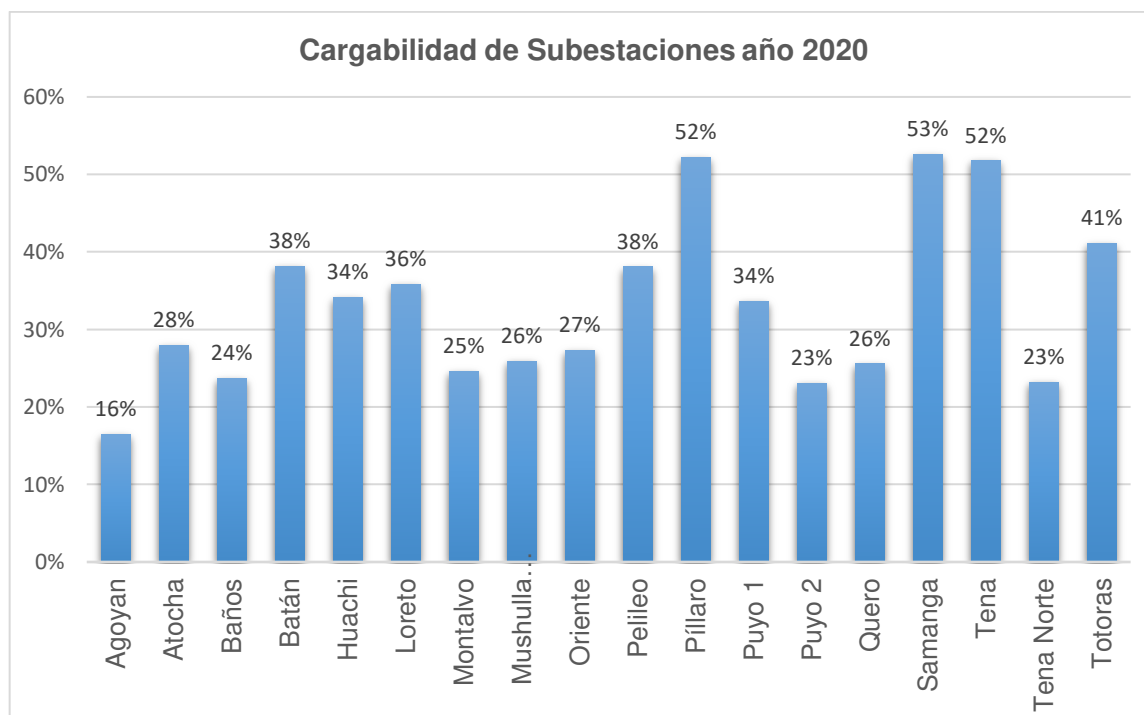


Figura 5.2. Cargabilidad de las subestaciones bajo la metodología de WVD.

Tabla 5.2. Registro de demanda máxima en las subestaciones de la EEASA año 2020

Subestación	Potencia Activa [kW]	Potencia Aparente [kVA]	Factor de potencia
Agoyán	1.831	1.893	0,97
Atocha	7.295	7.349	0,99
Baños	4.231	4.287	0,99
Batán	7.315	7.354	0,99
Huachi	13.870	14.058	0,99
Loreto	11.073	11.180	0,99
Montalvo	4.668	4.674	1,00
Mushullacta	2.273	2.349	0,97
Oriente	5.711	5.741	0,99
Pelileo	6.650	6.718	0,99
Píllaro	6.386	6.464	0,99
Puyo 1	8.205	8.500	0,97
Puyo 2	5.136	5.310	0,97
Quero	4.807	4.823	1,00
Samanga	12.185	12.375	0,98
Tena	7.219	7.620	0,95
Tena Norte	6.304	6.620	0,95
Totoras	7.917	7.990	0,99

En este ejercicio, se puede distinguir ciertas discrepancias entre el método aplicado y las mediciones reales; las razones que justifican este hecho son varias, en primera instancia

la división de área que realiza el método es bajo la premisa de que existe carga concentrada en cada micro área y una sola subestación podrá suministrar servicio a esta carga; esto en realidad no sucede, especialmente en los sectores urbanos, donde dentro de una micro área puede existir el abastecimiento de más de una subestación, sin embargo, en las zonas rurales este acontecimiento es muy común. Por otro lado, la diferencia se puede producir en la toma de lecturas, en este punto es posible que mientras ocurría la demanda máxima coincidente algunos tramos hayan estado operando en transferencia, esto afectaría en la determinación real de la cargabilidad de una subestación. Finalmente, dado que la técnica utilizada por la empresa distribuidora para realizar el pronóstico de demanda emplea los consumos energéticos de sus clientes, en el proceso de convertir los consumos de energía (kWh) a potencia (kW) intervienen factores empíricos que pueden influir en la correcta estimación de las densidades de carga en cada micro área.

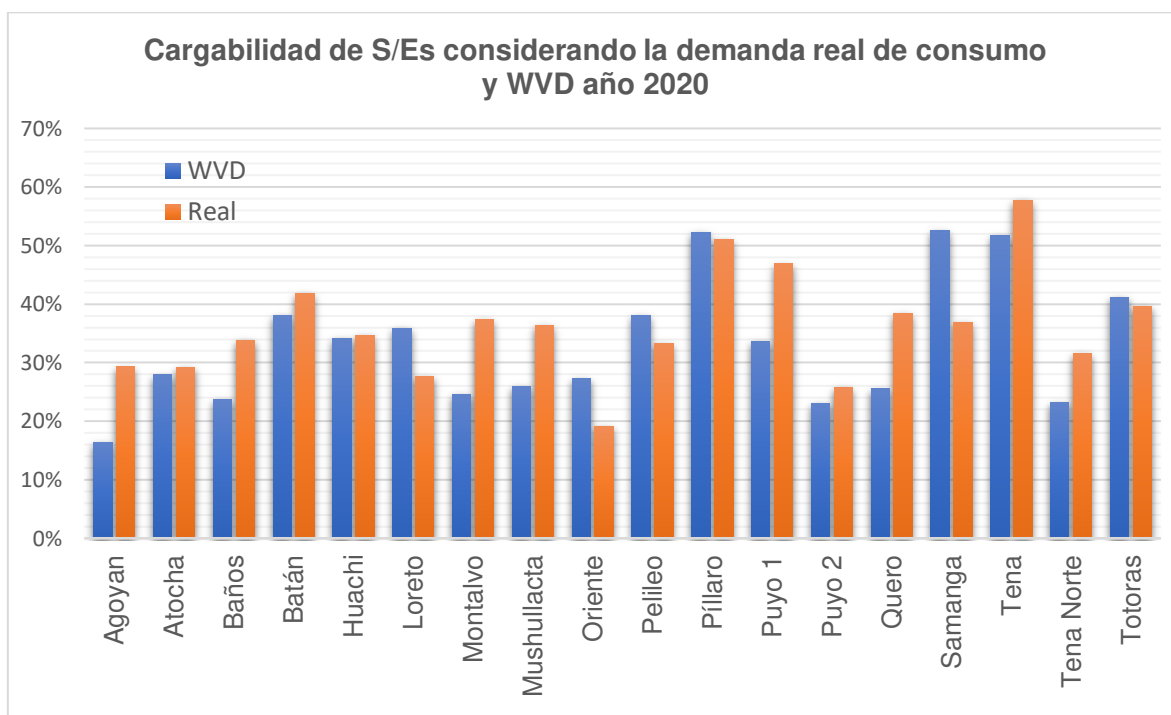


Figura 5.3. Comparación de cargabilidad mediante WVD y consumos reales.

El AAV conseguido en esta actividad ha sido del 22%, valor que se justifica con la Tabla 4.3, como se mencionó el método con el cual trabaja la EEASA es de tipo tendencial, con lo cual se esperaría que el error de impacto circunde un 26% en promedio durante el proceso de planificación.

Considerando las áreas de influencia actuales obtenidas mediante la segmentación espacial del WVD y los valores de demanda proyectados por micro área para el año 2030, se logra establecer la cargabilidad del sistema para el año horizonte, Figura 5.4. De este

modo es perceptible el estado del sistema en caso de que no llegase a existir ninguna inversión a largo plazo.

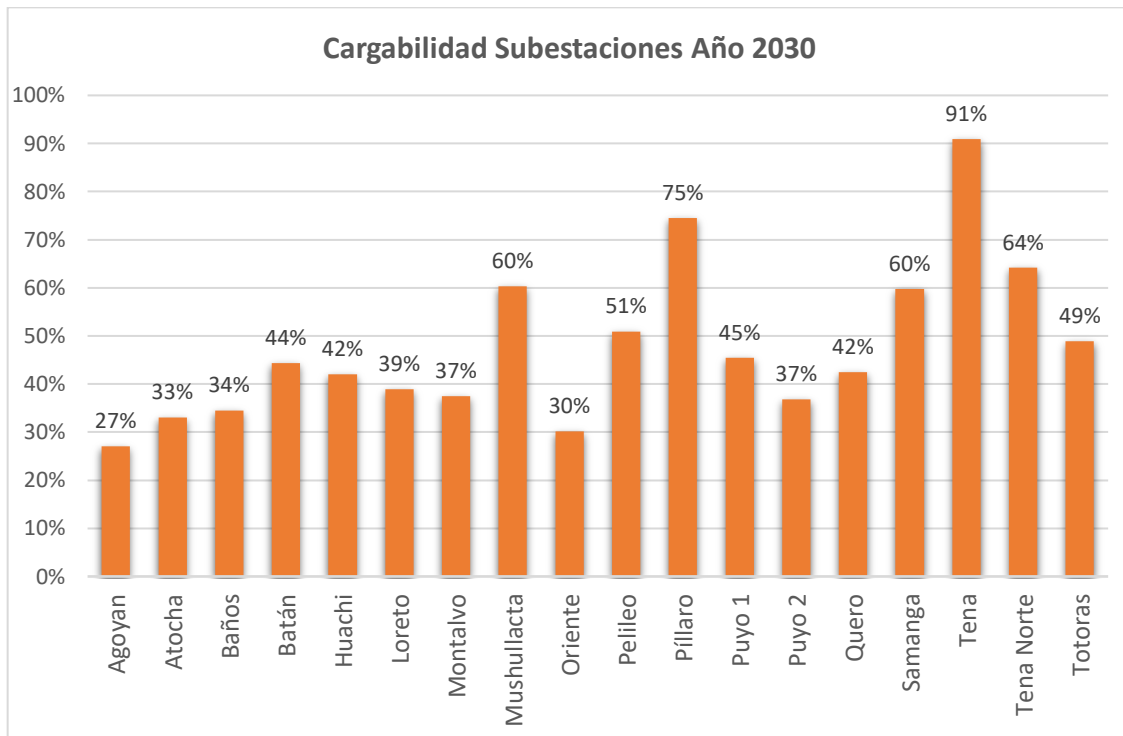


Figura 5.4. Cargabilidad subestaciones año 2030

5.3 ZONAS CANDIDATAS PARA LA INCLUSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

Para definir las zonas donde el sistema puede requerir la implementación de una nueva subestación o la expansión de aquellas existentes, se han contemplado los siguientes aspectos: el sistema debe ser lo suficientemente capaz de soportar el incremento de demanda que se produzca durante el período de análisis incluso en condiciones de emergencia, y la regulación de voltaje en los alimentadores primarios no debería sobrepasar los límites establecidos por la ARCERNR.

Para dar cumplimiento a estos requerimientos, se ha estructurado un algoritmo de tal forma que sea posible incluirlos como condición de análisis en el año horizonte de planificación, y así identificar los sectores donde el sistema podría llegar a tener deficiencia durante el período de estudio.

5.3.1 CAPACIDAD FIRME

El criterio que permite evaluar la capacidad del sistema para soportar la demanda en el horizonte de planificación es el de capacidad firme, este concepto tiene un justificativo muy acertado, puesto que en el proceso de planificación lo que se busca es garantizar el funcionamiento de todo el sistema, aunque sufra algún tipo de contingencia, en este caso la pérdida del transformador de mayor capacidad en una subestación resulta ser una condición de análisis crítica.

En la Tabla 5.3 se especifica la capacidad firme de aquellas subestaciones que cuentan con más de un transformador y para el caso de las subestaciones aisladas se han agrupado a sus vecinos más cercanos, si se incluye esta restricción en el análisis espacial para el año 2030 se logra cumplir con la demanda del sistema.

Tabla 5.3. Capacidad firme de la zona de estudio

Subestación	Número de transformadores	Capacidad respecto al tipo de refrigeración [MVA]		Capacidad Firme [MVA]	% Carga admisible
		OA	FA		
Atocha	2	20	25	39	92%
Batán	2	15	17,5		
Huachi	2	32	40	26	65%
Loreto	2	32	40	26	65%
Oriente	2	24	30	19,5	65%
Píllaro	2	10	12,5	8,125	65%
Samanga	2	24	33	21,45	65%
Agoyán	1	5	6,25	8,125	50%
Baños	1	10	12,5		
Montalvo	1	10	12,5	16,25	65%
Quero	1	10	12,5		
Tena	1	10	12,5	16,25	50%
Tena Norte	1	16	20		
Pelileo	1	16	20	26	65%
Totoras	1	16	20		
Mushullacta	1	5	6,25	30,9	71%
Puyo 2	1	16	20		
Puyo 1	2	15	17,5		

5.3.2 CAÍDAS DE VOLTAJE

Esta condición ha sido establecida mediante la metodología de Westinghouse para definir las zonas donde podría presentarse caídas de voltaje significativas en el horizonte de

planificación. Como se mencionó en la sección 4.2, la inclusión de esta técnica requiere predefinir ciertos parámetros, entre ellos se encuentra establecer el área de servicio, la densidad de carga, el número de alimentadores y la longitud del troncal de cada subestación. A continuación, se encuentra el detalle de los parámetros que han sido considerados para la implementación del algoritmo.

Como primer paso se han definido las potencias aparentes en cada subestación, para ello se ha considerado los valores de potencia activa de las micro áreas inmersas en su zona de servicio y el factor de potencia registrado en el año base que se detalla en la Tabla 5.2.

Se ha contemplado también el número de alimentadores y el calibre de los conductores, en este apartado es importante volver a mencionar que la técnica trabaja bajo la suposición de que la densidad de carga dentro de una subestación se encuentra uniformemente distribuida, se maneja un mismo calibre de conductor para toda la zona de influencia de una subestación con un sistema trifásico balanceado, en la realidad estas condiciones son poco probables, es así que para efecto de la estimación y lograr cumplir el propósito del proyecto, los calibres de los alimentadores han sido definidos de acuerdo al más típico existente en los ramales troncales.

Bajo estas consideraciones, en la Tabla 5.4 se presenta los valores asignados del factor K para los calibres más utilizados en los ramales troncales a un nivel de voltaje de 13,8 kV en la EEASA mediante la aplicación de las ecuaciones (4.9) y (4.10), los valores de resistencia y reactancia para los conductores han sido extraídos de los datos del fabricante ubicados en el Anexo C, considerando un factor de potencia de 0,9 y una separación entre conductores de 0,025 metros [32], cantidades sugeridas por Westinghouse.

Tabla 5.4. Cálculo de factor K para los conductores más típicos de la EEASA

Parámetros	Calibre conductor ACSR			
	1/0	2/0	4/0	266,8
r	0,5518	0,4387	0,2765	0,2187
x_a	0,3529	0,3983	0,3256	0,3759
x_d	0,0849	0,0849	0,0849	0,0849
x	0,4378	0,4832	0,4105	0,4608
K	0,000361%	0,000318%	0,000225%	0,000209%

Con este antecedente, resulta oportuno asignar un tipo de conductor para cada subestación, este proceso ha sido llevado a cabo mediante la utilización del software CYME, en donde se ha cargado la red de distribución proporcionada por la EEASA y de este modo los calibres más representativos de cada subestación fueron extraídos, en la

Tabla 5.5 se logra apreciar la asignación de los calibres de los alimentadores por subestación, para ello se ha obtenido la información de los ramales troncales de la red primaria existente y mediante el software Cymdist se ha identificado la sección de conductor que más se utiliza en cada zona de influencia actualmente, en adición, es importante mencionar que los conductores de mayor tamaño se encuentran abasteciendo a las zonas urbanas, mientras que los de dimensión inferior, brindan servicio a los sectores con densidad de carga baja.

Tabla 5.5. Calibre de conductor representativo en cada subestación

Subestación	Calibre de los alimentadores	Factor K
Agoyán	2/0	0,000318%
Atocha	2/0	0,000318%
Baños	2/0	0,000318%
Batán	4/0	0,000225%
Huachi	4/0	0,000225%
Loreto	266,8	0,000209%
Montalvo	2/0	0,000318%
Mushullacta	1/0	0,000361%
Oriente	266,8	0,000209%
Pelileo	4/0	0,000225%
Píllaro	2/0	0,000318%
Puyo 1	2/0	0,000318%
Puyo 2	2/0	0,000318%
Quero	2/0	0,000318%
Samanga	2/0	0,000318%
Tena	4/0	0,000225%
Tena Norte	2/0	0,000318%
Totoras	266,8	0,000209%

Una vez que se han definido todos los parámetros que permitirán incluir la condición de caída de voltaje mediante la ecuación (4.12), es preciso implementar el algoritmo de la Figura 4.6 y así evidenciar las zonas donde una subestación puede entrar en funcionamiento.

Como resultado del análisis se obtiene la Figura 5.5, las micro áreas de color rojo y simbología romboidal muestran las zonas con problemas de abastecimiento por caídas de voltaje y cargabilidad de los transformadores para el año horizonte, en este sentido es notable que las subestaciones que no presentan mayor inconveniente son Agoyán, Atocha, Loreto, Oriente, Pelileo y Totoras, mientras que las de mayor problemática se encuentran en la zona oriental y áreas rurales de la ciudad de Ambato.

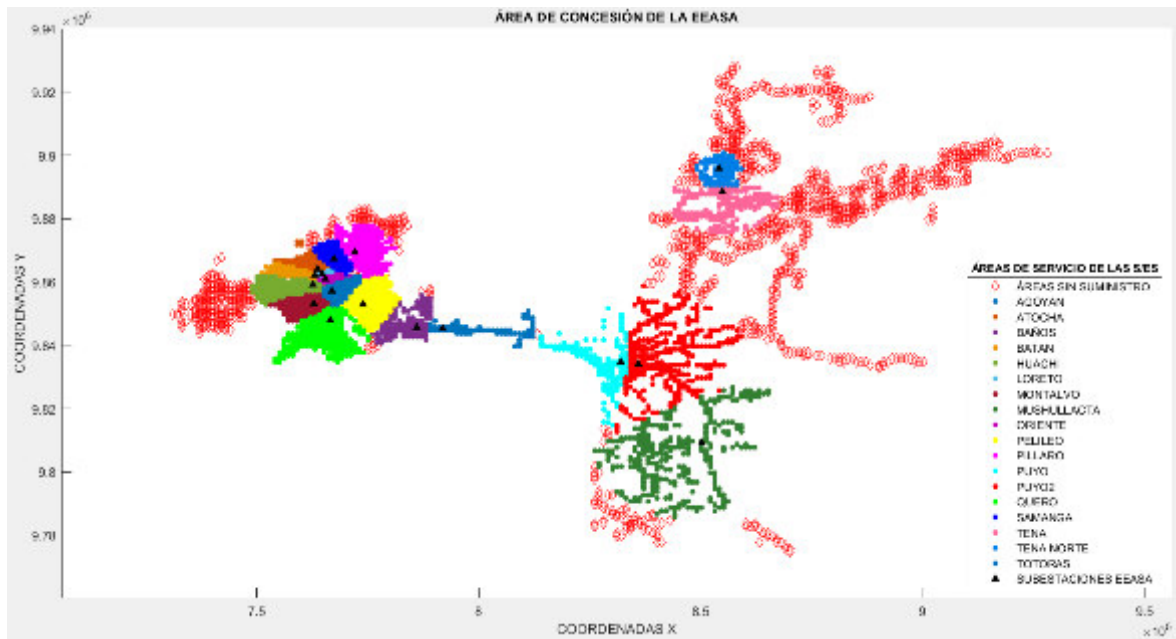


Figura 5.5. Zonas con problemas de abastecimiento en el año horizonte

En la Figura 5.6 se pueden apreciar las áreas de servicio donde podrían existir usuarios que no son abastecidos por el suministro eléctrico. En este apartado es preciso mencionar que para los sectores urbanos la condición de caída de voltaje ha sido establecida del 3%, mientras que para zonas rurales se ha ajustado un límite del 6%, estos valores han sido contemplados de acuerdo con el criterio de Westinghouse para planificación de sistemas de distribución, además de que son cantidades que se encuentran dentro del margen de la regulación vigente en nuestro país con respecto al nivel de voltaje.

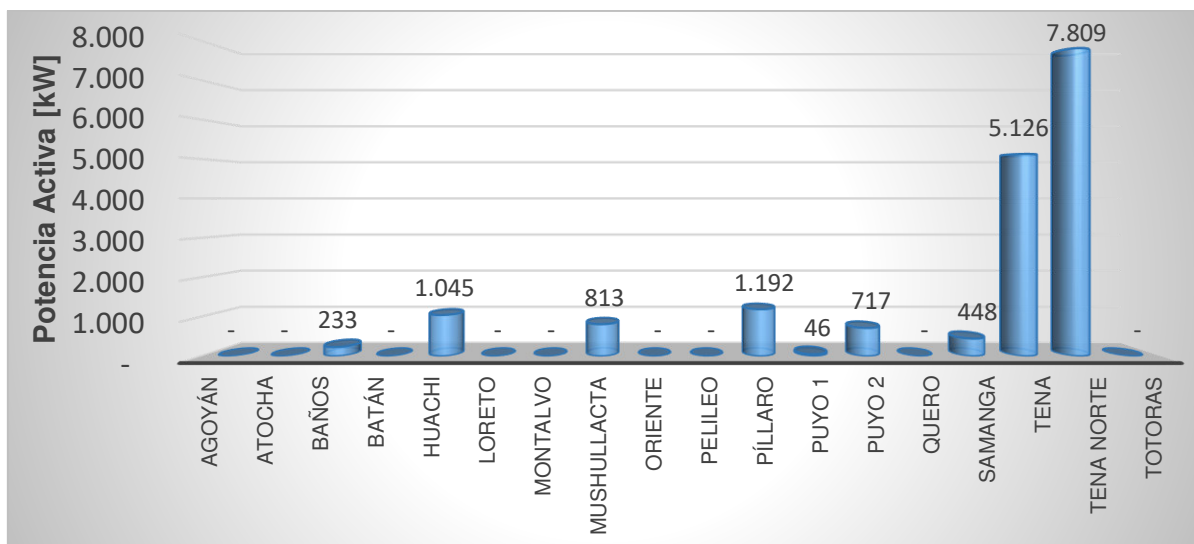


Figura 5.6. Zonas de influencia donde existe pérdida de carga, año 2030.

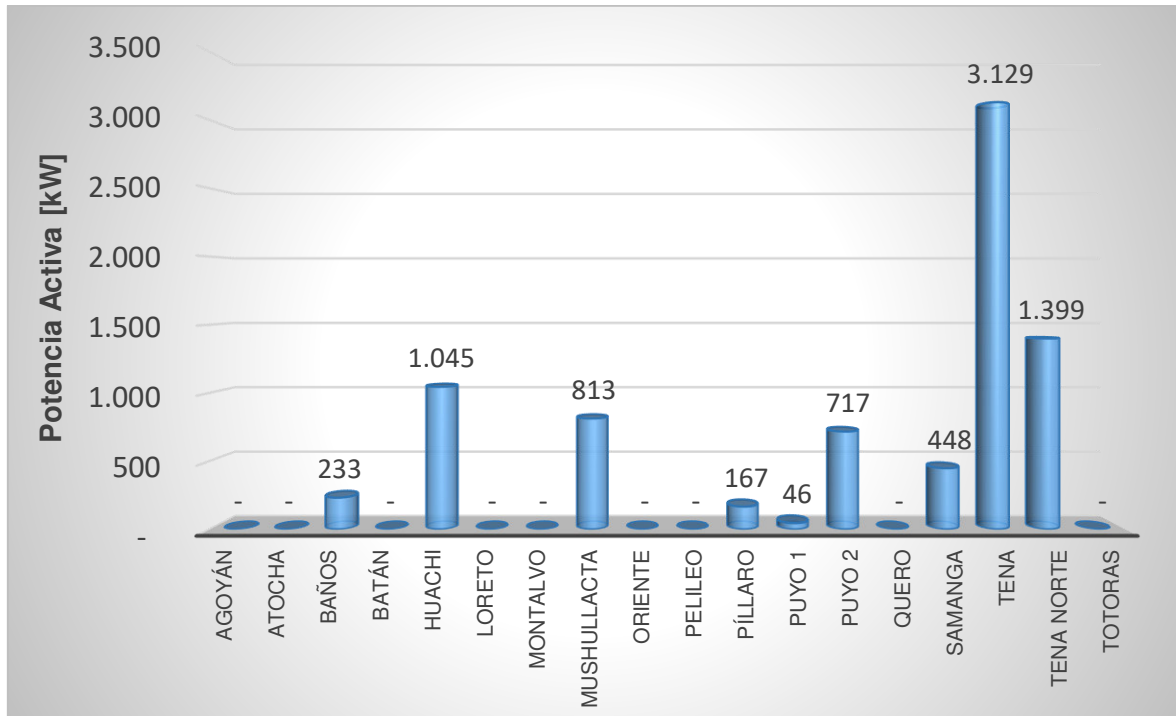


Figura 5.7. Pérdida de carga debido a la condición de caída de voltaje en las zonas de influencia, año 2030.

5.3.3 PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES

5.3.3.1 Implementación de equipos de regulación de voltaje

En la Figura 5.7 se puede distinguir solo las zonas de influencia donde es posible que se pierda carga debido a la condición de caída de voltaje, este análisis ha permitido optar entre la implementación de una nueva subestación en la zona, o la inclusión de equipos de regulación de voltaje en la red primaria del sector.

Las zonas que han superado un MW de potencia perdida han sido candidatas para la colocación de una nueva subestación mientras que para aquellas que han diferido en esta condición pueden tener la aplicación de equipos de regulación en sus alimentadores primarios, denotando la existencia de red trifásica se ha inferido que se implemente un regulador de voltaje por fase con una capacidad de 300 kVA, equipos que la empresa distribuidora suele manejar para estos fines, en este sentido se garantiza que la zona de influencia no tenga pérdida de carga debido a problemas de voltaje. Las zonas de influencia que forman parte de este grupo son: Tena Norte, Mushullacta y Puyo 2.

5.3.3.2 Subestación Pilahuin

Dado que la pérdida de carga que se presenta en la zona de influencia de la subestación Huachi por la condición de caída de voltaje es mayor a un MW, la EEASA ha ejecutado ya la inclusión de una nueva subestación, esta se encuentra al oeste de la ciudad y se esperaría que empiece su funcionamiento a partir del año 2022. En este sector se ha identificado un desarrollo industrial muy notorio, razón por la cual se prevé que la nueva subestación Pilahuin de soporte a la subestación Huachi con los alimentadores de la zona rural.

5.3.3.3 Subestación Península

La subestación Península durante la realización del presente proyecto se ha encontrado en mantenimiento; lo que se pretende es instalar un transformador de 10 MVA con la finalidad de que parte de la carga de la zona urbana que alimenta Loreto y Oriente sea atendida por esta subestación.

5.3.3.4 Subestación Ahuano y expansión de Tena

En la Figura 5.8 se aprecia que en las zonas de influencia de la subestación actual Tena Norte y Tena existe pérdida de carga en gran número respecto a las demás subestaciones, la razón se origina por el amplio número de clientes alojados en áreas rurales, esto significa que los alimentadores primarios deben recorrer largas distancias para abastecer a todos sus usuarios; además se debe tomar en cuenta el incremento de carga que se produce en la Universidad IKIAM.

El área de concesión de la empresa distribuidora en la provincia del Tena, en su mayoría es abastecida por la subestación Tena y Tena Norte, cada subestación cuenta con un solo transformador y pertenecen al grupo de subestaciones aisladas. Con el propósito de evaluar el criterio de cargabilidad se ha establecido la capacidad firme de acuerdo con el número de transformadores existentes en el sector.

De lo expuesto resulta pertinente manifestar que es necesario la implementación de una nueva subestación que dé servicio a los clientes que han dejado de ser abastecidos por Tena debido a las largas distancias entre el consumidor y el punto de suministro. Por otro lado, se debe tomar en cuenta el incremento de carga en la Universidad IKIAM como justificante para los abonados que no son abastecidos por la subestación Tena Norte. En este sentido, puesto que la capacidad de la subestación Tena es inferior a Tena Norte, es pertinente ampliar esta capacidad en los próximos años a fin de incrementar la capacidad firme de la zona y sobre todo el incremento de demanda en IKIAM.

5.3.3.5 Subestación Norte

Las áreas de influencia de las subestaciones Píllaro y Samanga también limitan el servicio de electricidad a varios usuarios, el motivo radica en un argumento clave y es que ambas zonas de influencia cubren al parque industrial más grande de Ambato, es decir la densidad de carga en esta demarcación es elevada. Como una alternativa para aliviar la carga de ambas subestaciones y además anticipar el incremento de carga que llegase a ocurrir por la aparición de nuevas industrias en el sector, se pretende incluir una subestación en este dominio.

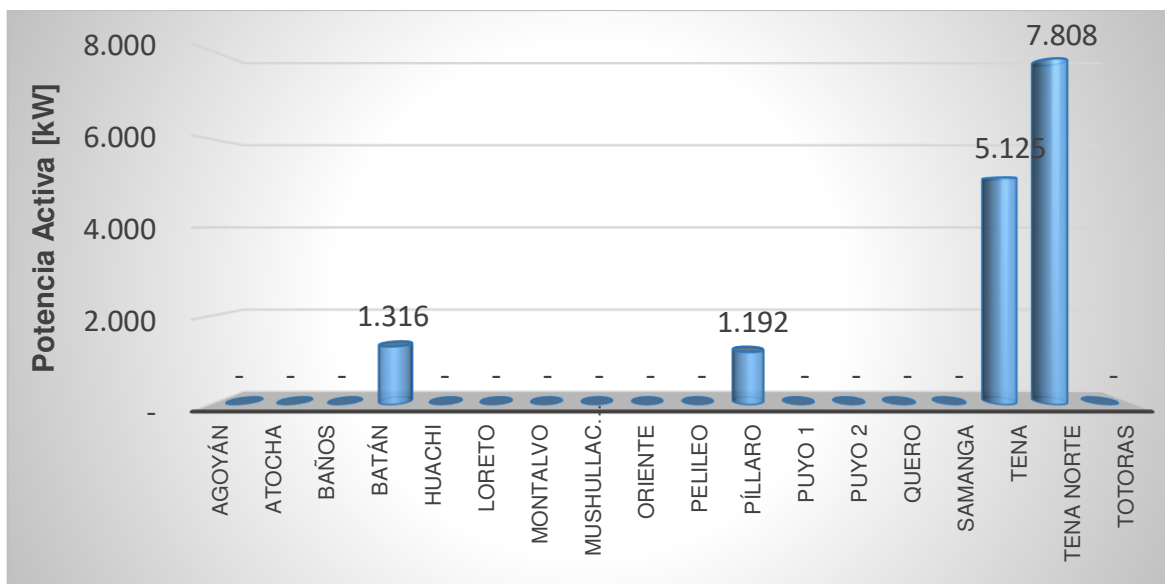


Figura 5.8. Pérdida de carga debido a la condición de cargabilidad, año 2030

5.4 UBICACIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES

Una vez identificados los sectores en los cuales es factible la incorporación de nuevas subestaciones en la red de subtransmisión, lo que se precisa es encontrar la ubicación más óptima dentro del sistema logrando que se localice en el centro de carga de su área de influencia, de tal forma que las caídas de voltaje en los alimentadores primarios sean mínimas; esto intrínsecamente ocasionaría que las pérdidas de potencia producidas en los conductores disminuyan debido a la relación directa que existe entre la longitud y la resistencia del material.

Como se mencionó en el capítulo cuatro, el algoritmo utilizado para la ubicación de los centros de suministro contempla la ubicación de las subestaciones existentes como fija, en este sentido es ineludible indicar que las subestaciones Pilahuin y Península ya se encuentran en fase de construcción, por lo tanto, su posición espacial también forma parte

del grupo de subestaciones existentes. Bajo esta condición lo que se intenta es encontrar las ubicaciones de las subestaciones restantes contempladas en el período de análisis, es decir Ahuano y Norte.

Para definir el año en el que cada subestación debe entrar en servicio se ha tomado en cuenta la cargabilidad de las subestaciones en caso de que no exista ninguna inversión durante el período de análisis, es decir se ha considerado la demanda proyectada para el período 2021-2030, omitiendo las condiciones de cargabilidad y caídas de voltaje se ha ejecutado el algoritmo de la Figura 4.6 y se han obtenido los resultados que se muestran en la Tabla 5.6. De este modo se puede identificar el año en el cual la condición de capacidad firme para cada subestación que se encuentra en la Tabla 5.3 es irrupida, y definir así el tiempo más oportuno en el que podrían entrar en operación las nuevas subestaciones.

Tabla 5.6. Cargabilidad de los transformadores de 69/13,8 kV sin inversión durante el período 2021-2030 y proyectos a ejecutarse en este lapso.

SUBESTACIÓN	PERÍODO DE ANÁLISIS									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Agoyán	17%	19%	20%	21%	22%	22%	23%	25%	26%	27%
Atocha	28%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	32%	32%	33%
Baños	24%	25%	26%	27%	28%	29%	31%	32%	33%	34%
Batán	39%	39%	40%	40%	41%	41%	42%	43%	43%	44%
Huachi	35%	35%	36%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%
Loreto	36%	36%	36%	36%	37%	37%	37%	38%	38%	39%
Montalvo	26%	26%	28%	29%	31%	32%	33%	35%	36%	37%
Mushullacta	29%	31%	34%	36%	39%	42%	47%	51%	56%	60%
Oriente	28%	28%	28%	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%
Pelileo	39%	40%	42%	43%	45%	46%	47%	48%	50%	51%
Pillaro	57%	58%	60%	62%	64%	66%	68%	70%	72%	75%
Puyo1	35%	36%	37%	38%	39%	41%	42%	43%	44%	45%
Puyo2	24%	25%	26%	27%	28%	30%	31%	33%	35%	37%
Quero	27%	28%	30%	32%	34%	35%	37%	39%	41%	42%
Samanga	53%	53%	54%	54%	55%	56%	56%	57%	59%	60%
Tena	56%	59%	62%	65%	68%	72%	77%	81%	86%	91%
Tena Norte	24%	26%	53%	54%	56%	57%	59%	61%	63%	64%
Totoras	42%	42%	43%	44%	45%	45%	46%	47%	48%	49%
Proyectos a ejecutar	Península	Pilahuin	Expansión Tena	Ahuano		Norte				

Con el afán de evaluar la ubicación óptima de las subestaciones se ha ejecutado el algoritmo bajo dos escenarios, el primero cuando el factor α de la ecuación (4.6) es igual a 1 y el segundo cuando es igual a 2.

5.4.1 ALTERNATIVA 1

La ejecución del algoritmo bajo el primer escenario ha arrojado la ubicación de las subestaciones que se muestran en la Figura 5.9, la convergencia de este escenario ha ocurrido después de 7 iteraciones, las coordenadas y tiempo de ejecución se detallan en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. Resultados de la alternativa 1

Subestaciones	Coordenadas		Número de iteraciones	Tiempo de Ejecución [s]
	x	y		
Ahuano	898145	9891740	7	4,3125
Norte	768145	9874740		

Una vez que se han ubicado las subestaciones, lo que se requiere es integrarlas a la red de 69 kV existente mediante la construcción de líneas de subtransmisión, tomando en cuenta los centros de suministro más cercanos y la disponibilidad del área de construcción. Para llevar a cabo esta acción se han estructurado las rutas que podrían seguir las líneas en el intento de conectar la red actual con las nuevas subestaciones, y por medio del algoritmo de Dijkstra se ha determinado la ruta más adecuada.

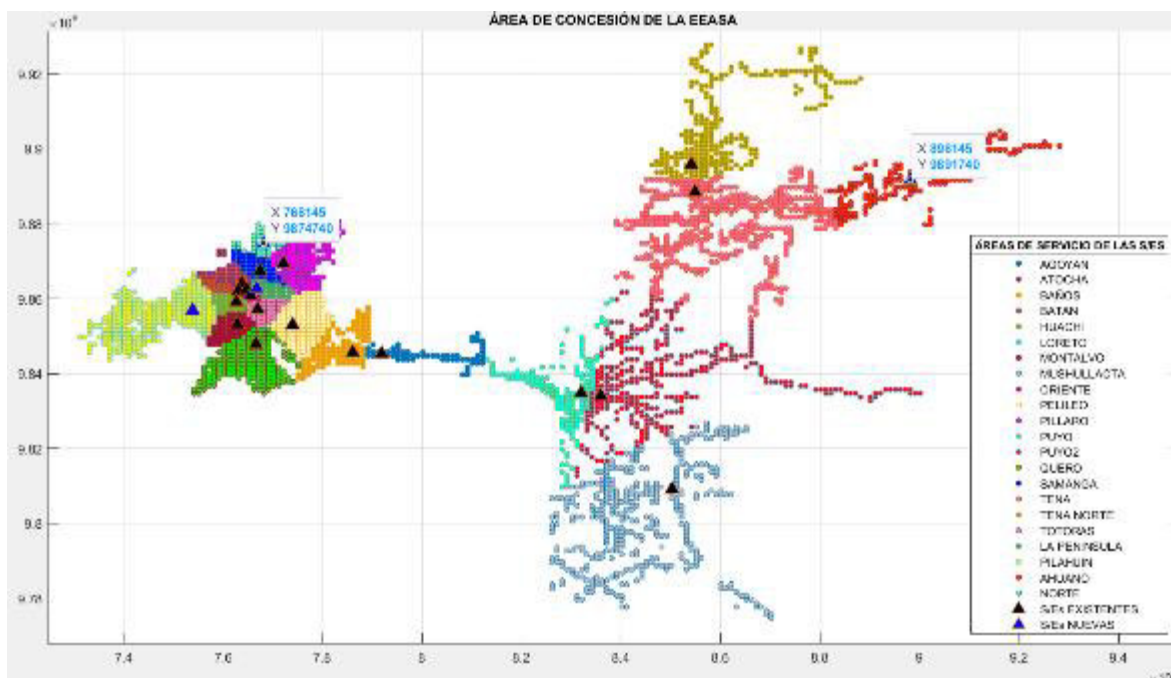


Figura 5.9. Ubicación de las nuevas subestaciones considerando la primera alternativa.

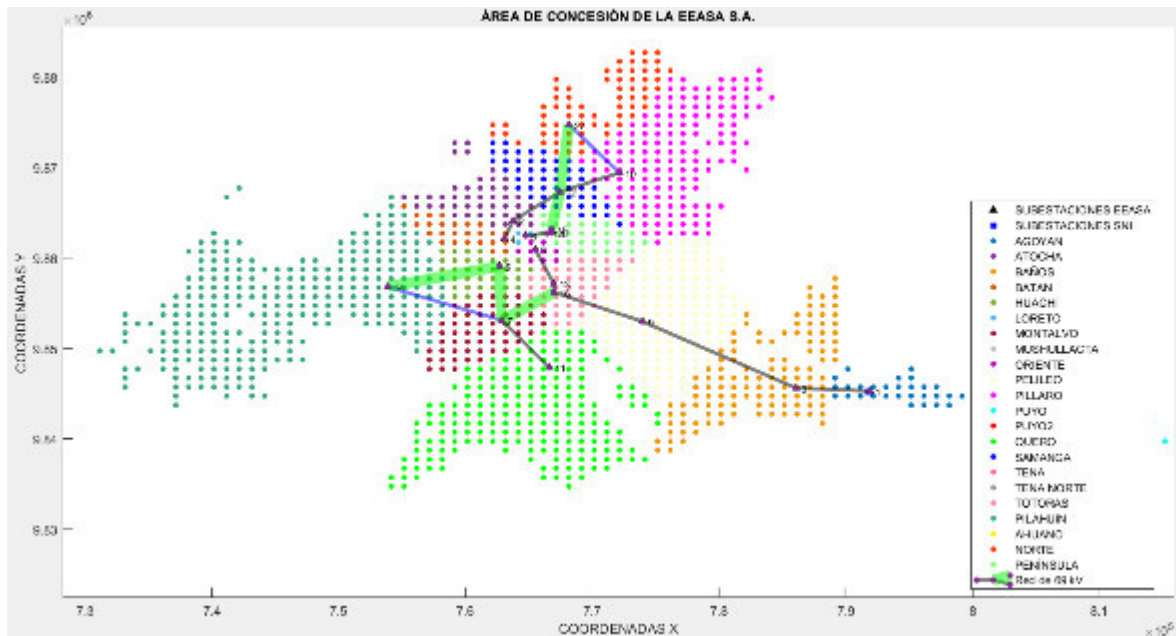


Figura 5.10. Red de subtransmisión en la provincia de Tungurahua, alternativa 1.

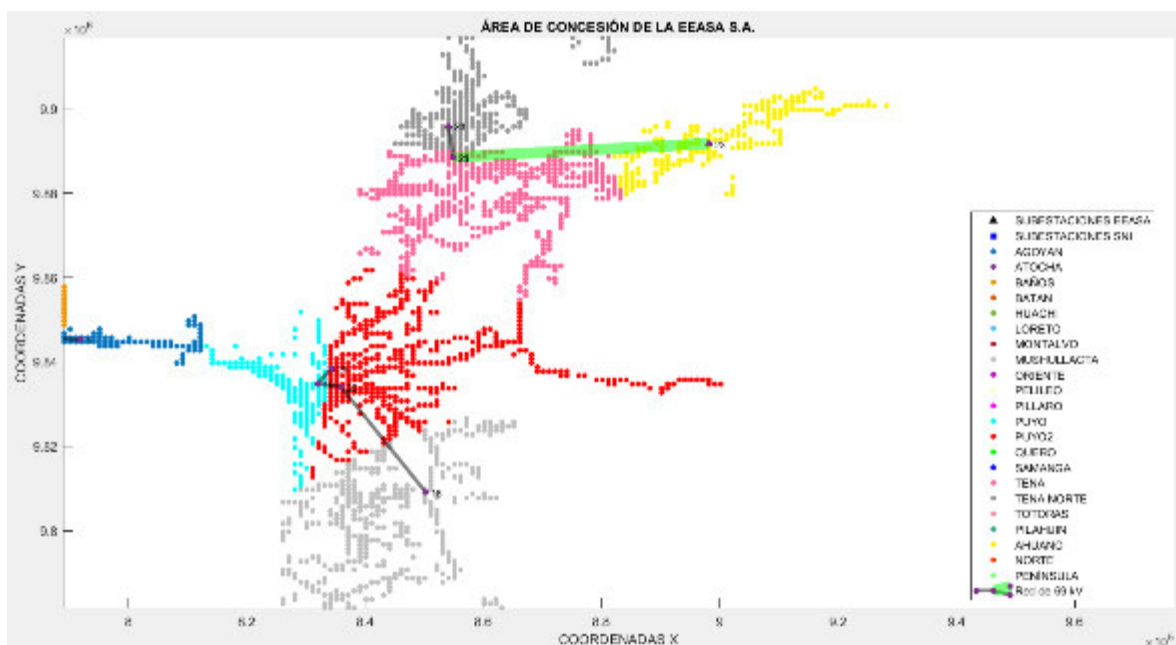


Figura 5.11. Red de subtransmisión en la zona Oriental, alternativa 1.

En la Figura 5.10 y Figura 5.11 se puede apreciar gráficamente la red de subtransmisión actual (color negro), las líneas proyectadas (color azul), y la ruta más apropiada (color verde) arrojada por el algoritmo. En este punto existe la necesidad de mencionar que los pesos de cada arista en el grafo se establecieron de acuerdo con la distancia entre cada vértice y los kVA que soportaría la línea idealmente.

5.4.2 ALTERNATIVA 2

En esta alternativa las coordenadas de las nuevas subestaciones se especifican en la Figura 5.12, sobre este escenario el número de iteraciones y el tiempo de ejecución del algoritmo han sido más eficientes respecto a la primera alternativa, Tabla 5.8.

Tabla 5.8. Resultados de la alternativa 2

Subestaciones	Coordenadas		Número de iteraciones	Tiempo de Ejecución [s]
	x	y		
Ahuano	889145	9886740	5	3,6094
Norte	767145	9873740		

Al igual que en la alternativa 1, se ha dispuesto conectar las locaciones de las subestaciones encontradas con la red actual, la diferencia es mínima como se puede apreciar en la Figura 5.13 y Figura 5.14, el algoritmo sugiere el enrutamiento de las líneas de subtransmisión similar al escenario anterior.

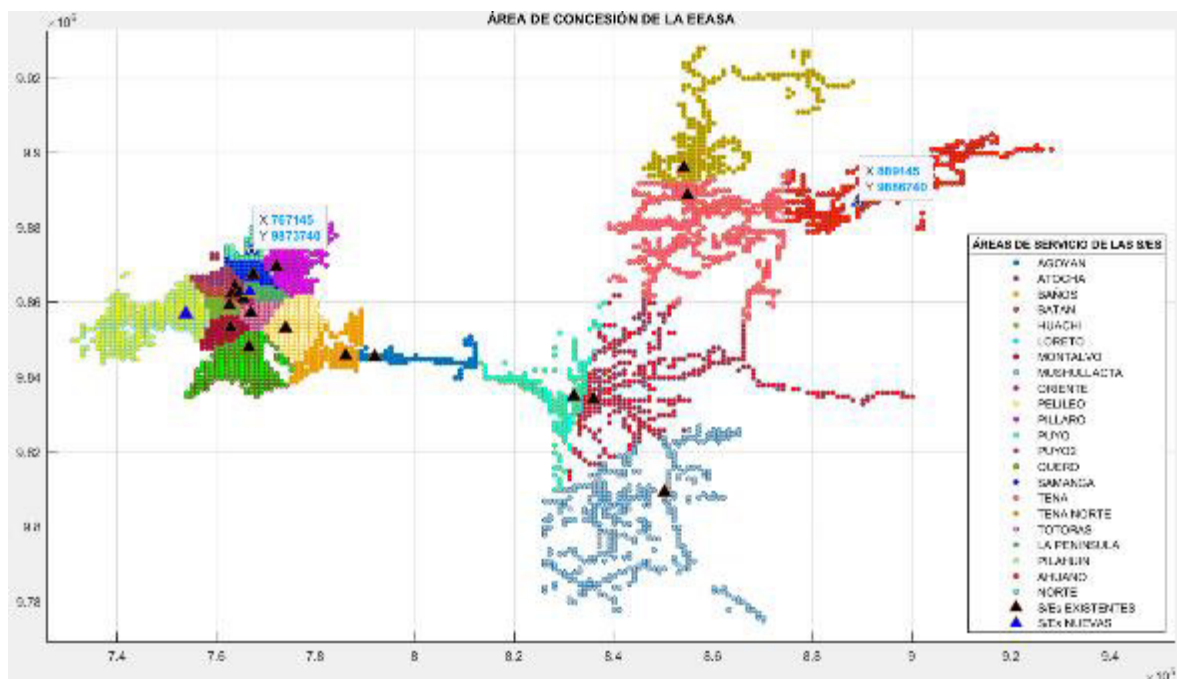


Figura 5.12. Ubicación de las nuevas subestaciones considerando la segunda alternativa.

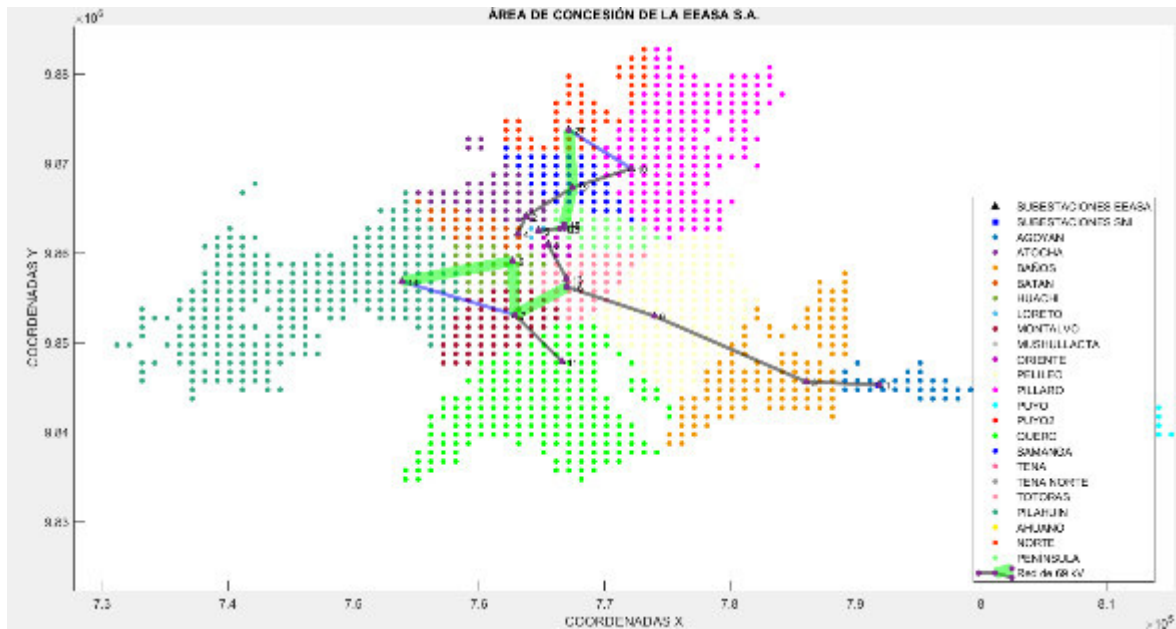


Figura 5.13. Red de subtransmisión en la provincia de Tungurahua, alternativa 2.

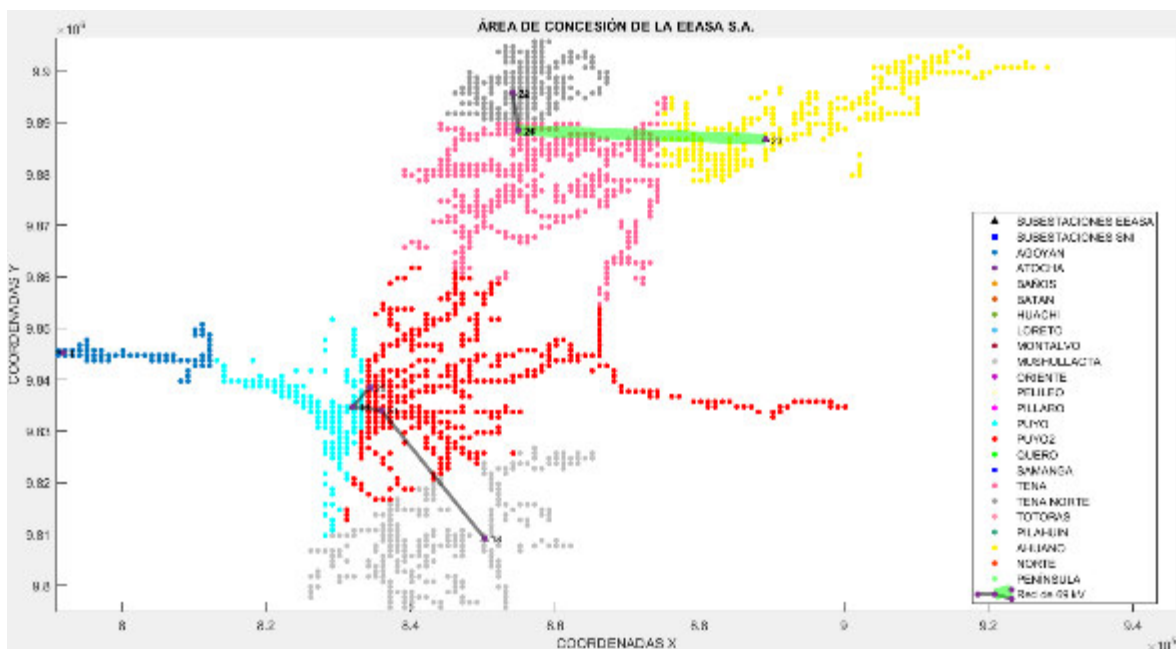


Figura 5.14. Red de subtransmisión en la zona Oriental, alternativa 2.

5.4.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

En la Tabla 5.9 se ubican los perfiles de voltaje y la cargabilidad que las líneas adoptarían en demanda máxima para el año horizonte de planificación, es evidente que todas ellas cumplen con el índice de nivel de voltaje que establece el ARCENNR para el grupo alto voltaje 1 correspondiente al $\pm 5.0\%$.

Tabla 5.9. Perfiles de voltaje y cargabilidad en las líneas de 69 kV año 2030.

Nombre de la línea de S/T	Alternativa 1		Alternativa 2	
	V (kVLL)	Cargabilidad (%)	V (kVLL)	Cargabilidad (%)
Totoras - Oriente	70,5	14,3	70,5	14,3
Atocha - Batan doble	68,1	9,7	68,1	9,7
Puyo 1 - Puyo 2	68,3	21,2	68,3	21,2
Oriente - Loreto	68,7	24,7	68,7	24,7
Atocha - Samanga	68,2	19,8	68,2	19,8
Samanga - Píllaro	68,2	12,7	68,2	12,9
Puyo 2 - Mushullacta	67,7	7,1	67,7	7,1
Ambato SNI - Oriente	68,9	30,3	68,9	30,3
Tena SNI - Tena Norte	68,3	25,5	68,3	25,5
Totoras SNI - Pelileo	70,2	26,3	70,2	26,3
Batán doble	68	10	68	10
Agoyán - RVC	71,1	25,8	71,1	25,8
Baños SNI - Agoyán	71,2	24,6	71,2	24,6
Tena SNI - Tena	69	21,8	69	21,8
Totoras SNI - Montalvo	70,4	33,8	70,4	33,8
Montalvo - Quero	70,2	9,7	70,2	9,7
Huachi - Pilahuin	69,8	7,2	69,8	7,2
Totoras SNI - Totoras	70,7	31,8	70,7	31,8
Puyo SNI - Puyo 1	68,5	36,4	68,5	36,4
Samanga - Ambato SNI	68,4	50,2	68,4	50,2
Pelileo - Baños	69,8	7,8	69,8	7,8
Montalvo - Huachi	70	22,1	70	22,1
Samanga - Norte	68,2	5,5	68,1	8,8
Ahuano - Tena	68,7	3,6	68,7	4,7

5.4.4 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Después de que se han establecido las ubicaciones y los puntos idóneos para su conexión con el sistema de subtransmisión actual, lo que sigue es calcular las pérdidas técnicas que llegasen a producirse en la red de 69 kV. Para cumplir con este parámetro, en el software CymDist se han creado subproyectos anuales comprendidos entre 2021 y 2030, cada uno contiene escenarios que simulan el incremento de demanda y en algunos casos la inclusión de una nueva subestación, además se han estructurado cinco escenarios anidados para el período de análisis que permiten valorar los parámetros eléctricos de cada red radial al ejecutar flujos de potencia. El modelo base bajo el cual se han realizado las modificaciones pertinentes corresponde al año 2020 y se encuentra en el pre-proyecto del estudio que se muestra en la Figura 5.15.

Con la intención de representar la carga anual de cada subestación se ha construido la Tabla 5.10 y Tabla 5.11 concerniente a la alternativa 1 y 2 respectivamente, en donde se puede distinguir la cargabilidad de cada subestación durante los 10 años de estudio con las soluciones implementadas, estos valores han sido configurados en cada escenario de incremento de demanda, contemplando la existencia de una carga concentrada para cada subestación.

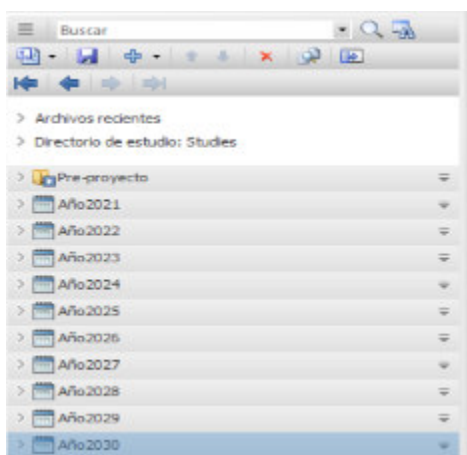


Figura 5.15. Estructura de subproyectos y escenarios de análisis

Tabla 5.10. Demanda proyectada a nivel de subestación de la alternativa 1, período 2021-2030

Subestación	2021 [kW]	2022 [kW]	2023 [kW]	2024 [kW]	2025 [kW]	2026 [kW]	2027 [kW]	2028 [kW]	2029 [kW]	2030 [kW]
Agoyán	1.073	1.161	1.220	1.298	1.347	1.395	1.463	1.534	1.597	1.688
Atocha	6.747	6.816	6.960	7.063	7.228	7.333	7.415	7.563	7.700	7.857
Baños	3.038	3.184	3.276	3.384	3.508	3.645	3.816	3.970	4.138	4.312
Batán	6.784	6.678	6.810	6.881	6.962	7.084	7.145	7.266	7.388	7.535
Huachi	13.990	12.414	12.502	12.618	12.784	12.945	13.053	13.239	13.429	13.674
Loreto	12.478	12.403	12.402	12.455	12.541	12.649	12.727	12.882	13.052	13.266
Montalvo	3.188	2.918	3.062	3.223	3.392	3.545	3.652	3.785	3.909	4.039
Mushullacta	1.784	1.941	2.099	2.258	2.435	2.614	2.968	3.218	3.486	3.750
Oriente	7.361	7.340	7.343	7.418	7.469	7.534	7.580	7.672	7.773	7.901
Pelileo	7.813	8.035	8.304	8.579	8.902	9.175	9.427	9.692	9.945	10.185
Píllaro	7.052	7.223	7.442	7.685	7.948	6.036	6.217	6.400	6.583	6.760
Puyo1	6.108	6.213	6.476	6.674	6.887	7.134	7.314	7.507	7.726	7.955
Puyo2	4.863	5.031	5.248	5.435	5.673	5.916	6.280	6.610	7.014	7.360
Quero	3.335	3.545	3.742	3.950	4.194	4.427	4.660	4.872	5.102	5.311
Samanga	15.329	15.468	15.607	15.847	16.025	15.985	16.189	16.466	16.749	17.095
Tena	7.022	7.423	7.790	7.089	7.383	7.707	8.154	8.564	9.010	9.470
Tena Norte	4.892	5.128	10.646	10.888	11.129	11.467	11.825	12.163	12.519	12.832
Totoras	8.290	8.360	8.507	8.676	8.830	8.977	9.105	9.271	9.461	9.660

Subestación	2021 [kW]	2022 [kW]	2023 [kW]	2024 [kW]	2025 [kW]	2026 [kW]	2027 [kW]	2028 [kW]	2029 [kW]	2030 [kW]
Península	5.521	5.552	5.611	5.728	5.815	5.898	5.950	6.040	6.141	6.271
Pilahuín	-	2.236	2.377	2.531	2.698	2.921	3.236	3.498	3.758	3.983
Ahuano	-	-	-	1.060	1.153	1.252	1.411	1.563	1.732	1.880
Norte	-	-	-	-	-	2.436	2.513	2.603	2.723	2.834

Tabla 5.11. Demanda proyectada a nivel de subestación de la alternativa 2, período 2021-2030

Subestación	2021 [kW]	2022 [kW]	2023 [kW]	2024 [kW]	2025 [kW]	2026 [kW]	2027 [kW]	2028 [kW]	2029 [kW]	2030 [kW]
Agoyán	1.073	1.161	1.220	1.298	1.347	1.395	1.463	1.534	1.597	1.688
Atocha	6.747	6.816	6.960	7.063	7.228	7.333	7.415	7.563	7.700	7.857
Baños	3.038	3.184	3.276	3.384	3.508	3.645	3.816	3.970	4.138	4.312
Batán	6.784	6.678	6.810	6.881	6.962	7.084	7.145	7.266	7.388	7.535
Huachi	13.990	12.414	12.502	12.618	12.784	12.945	13.053	13.239	13.429	13.674
Loreto	12.478	12.403	12.402	12.455	12.541	12.649	12.727	12.882	13.052	13.266
Montalvo	3.188	2.918	3.062	3.223	3.392	3.545	3.652	3.785	3.909	4.039
Mushullacta	1.784	1.941	2.099	2.258	2.435	2.614	2.968	3.218	3.486	3.750
Oriente	7.361	7.340	7.343	7.418	7.469	7.534	7.580	7.672	7.773	7.901
Pelileo	7.813	8.035	8.304	8.579	8.902	9.175	9.427	9.692	9.945	10.185
Píllaro	7.052	7.223	7.442	7.685	7.948	6.135	6.306	6.483	6.662	6.842
Puyo1	6.108	6.213	6.476	6.674	6.887	7.134	7.314	7.507	7.726	7.955
Puyo2	4.863	5.031	5.248	5.435	5.673	5.916	6.280	6.610	7.014	7.360
Quero	3.335	3.545	3.742	3.950	4.194	4.427	4.660	4.872	5.102	5.311
Samanga	15.329	15.468	15.607	15.847	16.025	14.389	14.549	14.774	15.012	15.303
Tena	7.022	7.423	7.790	6.685	6.952	7.242	7.636	8.001	8.400	8.817
Tena Norte	4.892	5.128	10.646	10.888	11.129	11.467	11.825	12.163	12.519	12.832
Totoras	8.290	8.360	8.507	8.676	8.830	8.977	9.105	9.271	9.461	9.660
Península	5.521	5.552	5.611	5.728	5.815	5.898	5.950	6.040	6.141	6.271
Pilahuín	-	2.236	2.377	2.531	2.698	2.921	3.236	3.498	3.758	3.983
Ahuano	-	-	-	1.464	1.584	1.716	1.929	2.126	2.342	2.533
Norte	-	-	-	-	-	3.914	4.046	4.195	4.367	4.531

Una vez que se han ajustado las cargas de las subestaciones y ubicado los nuevos centros de suministro, resulta oportuno incluir las líneas de subtransmisión mediante las cuales se conectarán a la red actual, esta acción se la ha realizado gracias a la utilización de la herramienta mapas de fondo en línea que ofrece CymDist, esto con el objetivo de estimar la longitud de las líneas bajo posibles restricciones geográficas existentes en la zona para de esta forma incrementar la exactitud en los resultados. En la Figura 5.16 se ilustra una de las líneas modeladas en el software con el manejo de esta herramienta y en la Figura

5.17 se muestran las propiedades de la línea y la opción que permite calcular la longitud del trazado.

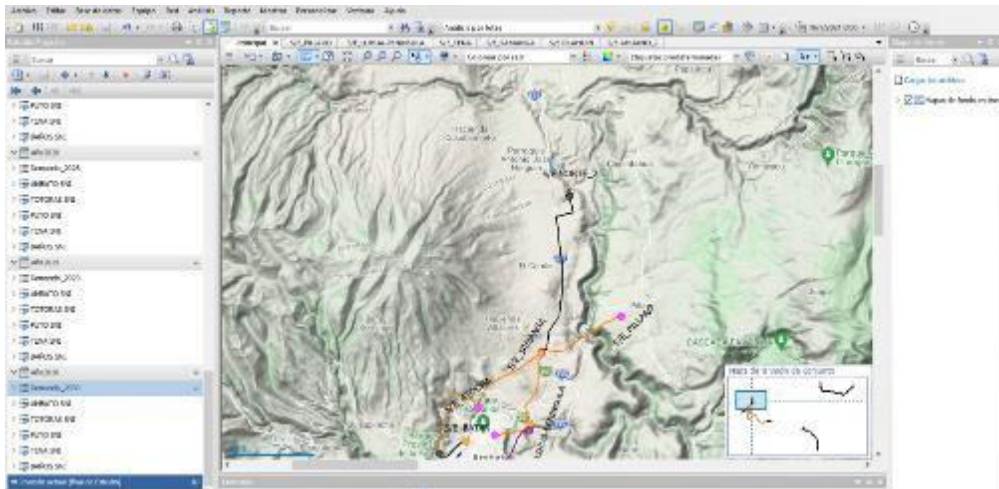


Figura 5.16. Modelado de la línea de subtransmisión Samanga-Norte

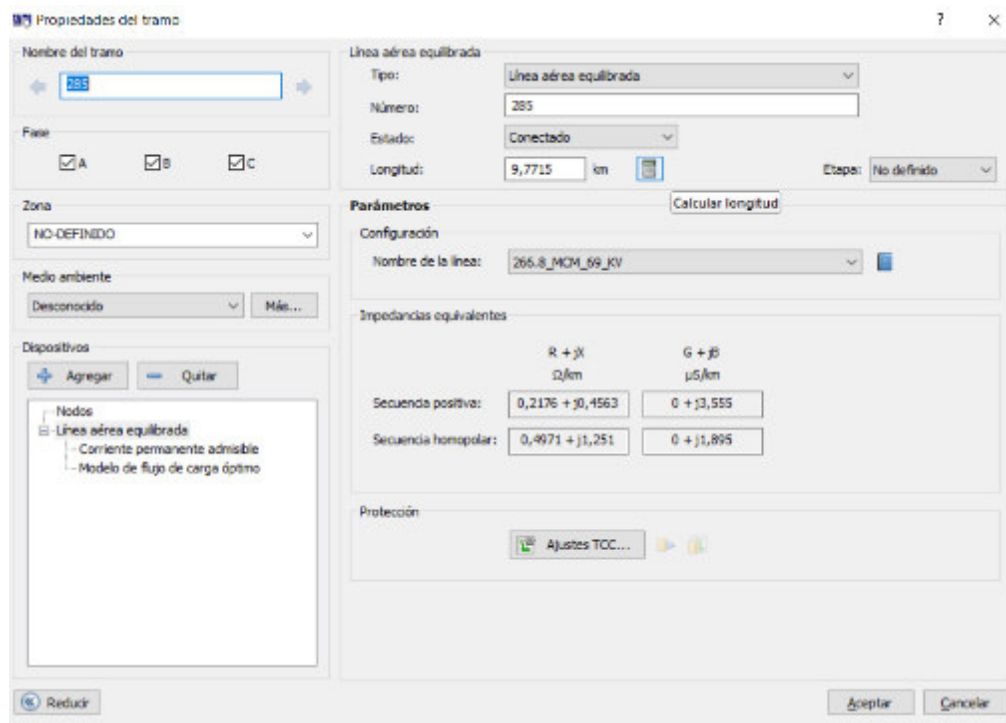


Figura 5.17. Propiedades de la línea Samanga-Norte

La valoración de las pérdidas de potencia surge del análisis de flujo de carga que se ha realizado sobre cada subproyecto, el módulo que ha asistido en este proceso es el de análisis por lotes, pues permite evaluar el sistema con todas sus modificaciones inmersas en cada año sin necesidad de crear nuevos estudios autónomos, en este apartado se han seleccionado las redes involucradas y configurado los requerimientos para los reportes de los resultados, en la Figura 5.18 se expone el ajuste que se ha utilizado en esta

herramienta.

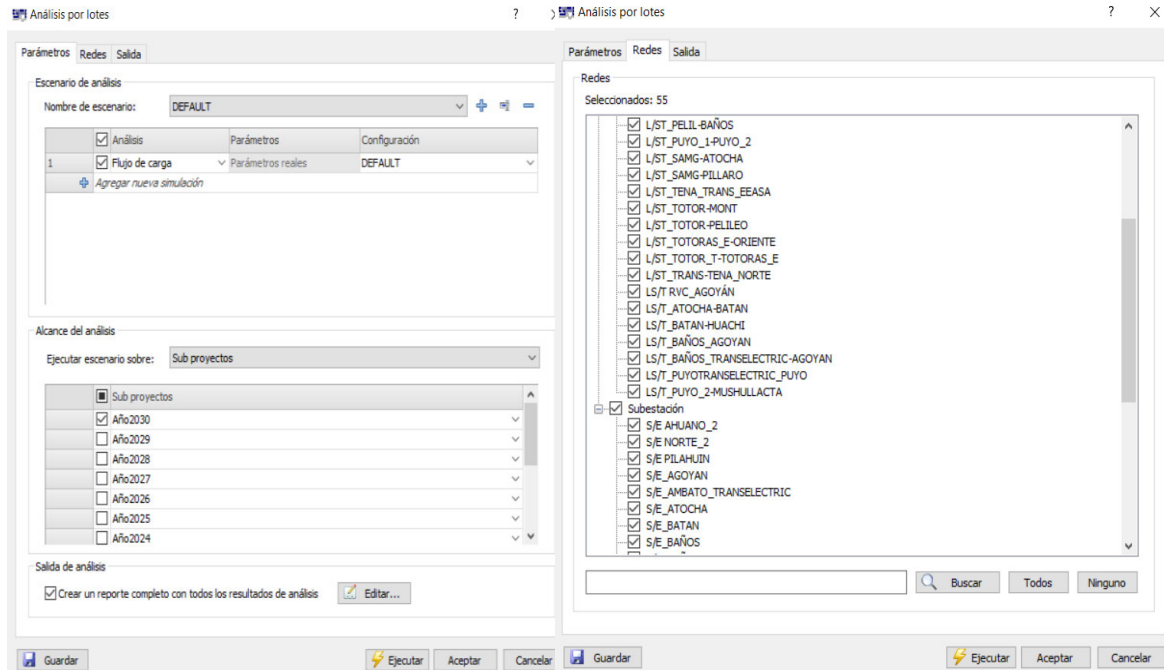


Figura 5.18. Módulo de análisis por lotes y su configuración

Del análisis por lotes se han obtenido las pérdidas máximas de potencia, puesto que se ha estado trabajando con la demanda diversificada, la Tabla 5.12 dispone las pérdidas calculadas por año en los equipos eléctricos representativos de la red de subtransmisión, líneas y transformadores, este último contiene las pérdidas producidas con carga y en vacío.

Tabla 5.12. Pérdidas de potencia máximas considerando la alternativa 1.

Año	Líneas S/T [kW]	Transformador		Pérdidas totales [kW]
		Con carga [kW]	En vacío [kW]	
2021	510,2	371,9	308,0	1.190,1
2022	532,2	380,0	321,4	1.233,5
2023	596,5	417,6	321,2	1.335,2
2024	628,3	428,6	328,6	1.385,5
2025	662,3	447,4	328,5	1.438,1
2026	694,0	444,8	335,2	1.474,0
2027	736,7	467,1	335,1	1.538,8
2028	781,9	491,3	334,9	1.608,1
2029	832,1	517,9	334,7	1.684,8
2030	884,1	545,8	334,5	1.764,5
				14.652,6

En la Tabla 5.13 se sitúan las pérdidas emitidas por la segunda alternativa, si se comparan estos valores con la primera opción se puede apreciar que existe una ligera diferencia entre ambas alternativas, el total de pérdidas en la segunda es menor en varios años.

Tabla 5.13. Pérdidas de potencia máximas considerando la alternativa 2.

Año	Líneas S/T [kW]	Transformador		Pérdidas totales [kW]
		Con carga [kW]	En vacío [kW]	
2021	510,2	371,9	308,0	1.190,1
2022	532,2	380,0	321,4	1.233,5
2023	596,5	417,6	321,2	1.335,2
2024	629,0	427,0	328,6	1.384,6
2025	663,1	445,7	328,5	1.437,2
2026	699,9	436,7	335,2	1.471,8
2027	743,2	458,5	335,0	1.536,7
2028	789,1	482,2	334,9	1.606,2
2029	840,0	508,5	334,7	1.683,2
2030	892,7	535,9	334,5	1.763,1
				14.641,5

Los resultados obtenidos permiten calcular además las pérdidas de energía anuales si se considera los factores de pérdida y carga establecidos en el año base (2020) en cada punto frontera con el SNI.

Con el manejo de las ecuaciones (4.21) y (3.1) es posible definir la cantidad de energía perdida durante el día en que ocurre la demanda máxima, así mismo, por medio del factor de carga se logra establecer el valor de energía que se esperaría sea consumida durante este lapso. Con la intención de contar con un panorama visible a largo plazo sobre la cantidad de energía pérdida respecto a la suministrada se presenta la Tabla 5.14 concerniente a la primera alternativa y la Tabla 5.15 a la segunda, que detallan dichas proporciones durante los 10 años de análisis.

Tabla 5.14. Pérdidas de energía, alternativa 1

Año	Líneas S/T	Transformador		Pérdidas totales
		Con carga	En vacío	
2021	0,31%	0,25%	0,35%	0,91%
2022	0,31%	0,25%	0,36%	0,92%
2023	0,33%	0,26%	0,34%	0,93%
2024	0,35%	0,26%	0,34%	0,94%
2025	0,36%	0,27%	0,33%	0,95%
2026	0,36%	0,26%	0,33%	0,95%
2027	0,38%	0,27%	0,32%	0,96%

Año	Líneas S/T	Transformador		Pérdidas totales
		Con carga	En vacío	
2028	0,39%	0,27%	0,31%	0,98%
2029	0,41%	0,28%	0,30%	0,99%
2030	0,43%	0,29%	0,29%	1,01%

Tabla 5.15. Pérdidas de energía, alternativa 2

Año	Líneas S/T	Transformador		Pérdidas totales
		Con carga	En vacío	
2021	0,31%	0,25%	0,35%	0,91%
2022	0,31%	0,25%	0,36%	0,92%
2023	0,33%	0,26%	0,34%	0,93%
2024	0,35%	0,26%	0,34%	0,94%
2025	0,36%	0,27%	0,33%	0,95%
2026	0,37%	0,25%	0,33%	0,95%
2027	0,38%	0,26%	0,32%	0,96%
2028	0,40%	0,27%	0,31%	0,97%
2029	0,42%	0,27%	0,30%	0,99%
2030	0,43%	0,28%	0,29%	1,01%

Si bien la diferencia con este criterio es mínima, el concepto en el cual se ve marcada la discrepancia radica en la cargabilidad de las subestaciones, es decir la distribución de carga que adoptan las subestaciones del sistema de subtransmisión con la primera alternativa es muy dispersa respecto a la segunda, este hecho se logra visualizar en la Tabla 5.16 y Tabla 5.17, lo que se busca con este criterio es priorizar que los transformadores de potencia mantengan una expectativa de vida lo más uniforme posible.

Tabla 5.16. Cargabilidad de los transformadores de 69/13.8 kV considerando la primera alternativa, período 2021-2030

SUBESTACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Agoyán	17%	19%	20%	21%	22%	22%	23%	25%	26%	27%
Atocha	27%	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%	31%
Baños	24%	25%	26%	27%	28%	29%	31%	32%	33%	34%
Batán	39%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	42%	42%	43%
Huachi	35%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%
Loreto	31%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%
Montalvo	26%	23%	24%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%
Mushullacta	29%	31%	34%	36%	39%	42%	47%	51%	56%	60%
Oriente	25%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%
Pelileo	39%	40%	42%	43%	45%	46%	47%	48%	50%	51%
Pillaro	56%	58%	60%	61%	64%	48%	50%	51%	53%	54%
Puyo1	35%	36%	37%	38%	39%	41%	42%	43%	44%	45%
Puyo2	24%	25%	26%	27%	28%	30%	31%	33%	35%	37%
Quero	27%	28%	30%	32%	34%	35%	37%	39%	41%	42%
Samanga	46%	47%	47%	48%	49%	48%	49%	50%	51%	52%
Tena	56%	59%	62%	35%	37%	39%	41%	43%	45%	47%
Tena Norte	24%	26%	53%	54%	56%	57%	59%	61%	63%	64%
Totoras	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%
Península	44%	44%	45%	46%	47%	47%	48%	48%	49%	50%
Pilahuin		18%	19%	20%	22%	23%	26%	28%	30%	32%
Ahuano				17%	18%	20%	23%	25%	28%	30%
Norte						19%	20%	21%	22%	23%

Tabla 5.17. Cargabilidad de los transformadores de 69/13.8 kV considerando la segunda alternativa, período 2021-2030.

SUBESTACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Agoyán	17%	19%	20%	21%	22%	22%	23%	25%	26%	27%
Atocha	27%	27%	28%	28%	29%	29%	30%	30%	31%	31%
Baños	24%	25%	26%	27%	28%	29%	31%	32%	33%	34%
Batán	39%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	42%	42%	43%
Huachi	35%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%
Loreto	31%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	32%	33%	33%
Montalvo	26%	23%	24%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%
Mushullacta	29%	31%	34%	36%	39%	42%	47%	51%	56%	60%
Oriente	25%	24%	24%	25%	25%	25%	25%	26%	26%	26%
Pelileo	39%	40%	42%	43%	45%	46%	47%	48%	50%	51%
Pillaro	56%	58%	60%	61%	64%	49%	50%	52%	53%	55%
Puyo1	35%	36%	37%	38%	39%	41%	42%	43%	44%	45%
Puyo2	24%	25%	26%	27%	28%	30%	31%	33%	35%	37%
Quero	27%	28%	30%	32%	34%	35%	37%	39%	41%	42%
Samanga	46%	47%	47%	48%	49%	44%	44%	45%	45%	46%
Tena	56%	59%	62%	33%	35%	36%	38%	40%	42%	44%
Tena Norte	24%	26%	53%	54%	56%	57%	59%	61%	63%	64%
Totoras	41%	42%	43%	43%	44%	45%	46%	46%	47%	48%
Península	44%	44%	45%	46%	47%	47%	48%	48%	49%	50%
Pilahuin		18%	19%	20%	22%	23%	26%	28%	30%	32%
Ahuano				23%	25%	27%	31%	34%	37%	41%
Norte						31%	32%	34%	35%	36%

Bajo este análisis y contemplando que los resultados de pérdidas de potencia que se han establecido reflejan ser los más bajos entre las dos opciones, la segunda alternativa apunta ser la más idónea para su implementación.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En este trabajo de titulación se presentó una propuesta a la expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., bajo el estudio de aspectos técnicos como pérdidas y caídas de voltaje se estableció la mejor alternativa y se determinó que es necesario la inclusión de cuatro subestaciones nuevas y la expansión de una existente para que den soporte al sistema actual de la empresa distribuidora.

Se estructuró una base de datos actualizada de la red de subtransmisión de la EEASA, considerando datos de demanda máxima en el año base del presente proyecto, incluyendo la potencia máxima de cada alimentador en el año 2020 y la distribución de las redes de 69 kV en condiciones normales.

Se aplicó una metodología que permitió segmentar las zonas de influencia reflejando el impacto de la densidad de carga no uniforme que se distribuye en el área de concesión del sistema de distribución y la capacidad de la subestación; y ubicar los nuevos centros de suministro considerando la proyección de demanda en micro áreas para el período 2021-2030, la cargabilidad de los transformadores de potencia y las caídas de voltaje en los alimentadores primarios inmersos en las zonas de influencia de las subestaciones actuales.

El módulo administrador avanzado de proyectos, parte del paquete computacional CymDist, permitió evaluar los escenarios planteados en el período de planificación sin necesidad de crear estudios autónomos individuales para cada año, esta herramienta simplificó significativamente el análisis, además se consiguió correr flujos de carga para cada red saliente de los puntos frontera gracias a la creación de escenarios anidados en todos los años.

Se analizó la inclusión de dos alternativas de expansión mediante la utilización del software CymDist y se estableció la segunda como la mejor opción, pues las pérdidas de potencia y energía son menores, asimismo la distribución de carga que adoptan las subestaciones es más uniforme, este hecho influye en la prolongación de la expectativa de vida de los transformadores de potencia.

Definir la ubicación exacta de una subestación, depende de varios factores geográficos y económicos como el acceso de redes eléctricas, la disponibilidad y capital de inversión para la adquisición del terreno, entre otros. Estos aspectos impiden que el sitio determinado

por la metodología sea el definitivo, sin embargo, su construcción deberá tener lugar en el punto disponible más cercano al calculado.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda incluir métodos de simulación o uso de suelos para definir la proyección de demanda corporativa, así los cálculos tendrían mayor precisión y por ende el impacto de error disminuiría.

Para análisis de planificación a nivel empresarial se recomienda utilizar programas informáticos que involucren lenguajes de programación libres como Python, pues ArcGis y CymDist manejan sus herramientas en este ambiente y vincularlas sería un proceso menos complejo.

Se recomienda a la empresa distribuidora adquirir y aprovechar las bondades de geoprocésamiento y análisis espacial que incluye el software ArcGis Pro con el fin de manipular la base de datos de su sistema de distribución y obtener resultados contundentes en poco tiempo.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables.” <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/> (accessed Nov. 08, 2021).
- [2] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*. 2004.
- [3] A. Sallam and O. Malik, *Electric Distribution Systems*. Canadá, 2011.
- [4] A. López, “Propuesta de una metodología para determinar la capacidad de instalación de generación distribuida en redes eléctricas de distribución.”, Escuela Politécnica Nacional, 2021.
- [5] L. A. Paredes Tapia, “Análisis de pérdidas del sistema de subtransmisión anillado a 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito S.A.”, Escuela Politécnica Nacional, 2012.
- [6] “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.” <https://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/> (accessed Sep. 06, 2021).
- [7] J. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, vol. 52, no. 1. 2002.
- [8] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, Third edit. 2014.
- [9] S. Ramirez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- [10] M. Navas, “Estudio de planificación del sistema de distribución a corto y mediano plazo de la ciudad de rubio,” 2007.
- [11] S. Guerra González, “Estrategias de expansión en la red eléctrica para los valles del Tuy,” 2013.
- [12] B. J. Mayorga Márquez, “Pronóstico espacial de demanda eléctrica mediante la técnica de agrupamiento (clustering) de curvas ‘s’ históricas - aplicación a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”, 2017.
- [13] A. Ariza, “Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución,” *Univ. Tecnológica Pereira*, 2013.
- [14] M. Poveda, “A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 1999.
- [15] S. Garcia, J. Luengo, and F. Herrera, *Data Preprocessing in Data Mining*, vol. 10. 2015.
- [16] “Spatial Analyst en ArcGIS Pro.” <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/latest/help/analysis/spatial-analyst/basics/get-started-with-spatial-analyst-in-arcgis-pro.htm> (accessed Sep. 02, 2021).
- [17] M. Gahegan and I. Lee, “Data structures and algorithms to support interactive spatial analysis using dynamic Voronoi diagrams,” *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 24, no. 6, 2000, doi: 10.1016/S0198-9715(00)00007-7.
- [18] J. Wu, *Advances in K-means Clustering*. 2012.
- [19] “Revista EEASA - EEASA.” <https://www.eeasa.com.ec/publicaciones/> (accessed

- Jul. 28, 2021).
- [20] D. L. Nickel and H. R. Braunstein, "Distribution Transformer Loss Evaluation: II-Load Characteristics and System Cost Parameters," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 2, 1981.
 - [21] O. Pala, D. Wilson, R. Bent, S. Linger, and J. Arnold, "Accuracy of service area estimation methods used for critical infrastructure recovery," *IFIP Adv. Inf. Commun. Technol.*, vol. 441, pp. 173–191, 2014, doi: 10.1007/978-3-662-45355-1_12.
 - [22] A. Navarro, "Planificacion De Redes De Distribucion : Aproximacion Via Clustering , Diagramas De Voronoi y Búsqueda Tabú," *Pontif. Univ. Católica Chile*, 2007.
 - [23] L. Wang and W. Wang, "Substation optimization planning based on the improved orientation strategy of Voronoi diagram," 2010, doi: 10.1109/ICISE.2010.5688695.
 - [24] Y. Yan, F. Wang, K. Zhou, S. Chen, J. Huang, and B. Wen, "Substation Sower Supply Area Division Based on Voronoi Diagram and Road Grid," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, 2019, doi: 10.1088/1757-899X/677/4/042101.
 - [25] S. Wang, Z. Lu, S. Ge, and C. Wang, "An improved substation locating and sizing method based on the weighted voronoi diagram and the transportation model," *J. Appl. Math.*, 2014, doi: 10.1155/2014/810607.
 - [26] L. Wen-xia, Z. Jian-hua, Y. Xu, and F. Yongfeng, "The Dynamic Planning of Urban Substation Based on Weighted Voronoi Diagram," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2009.
 - [27] X. Zhu, W. Tang, Y. Liu, H. Yang, W. Cong, and W. Gai, "Distribution substation planning method based on weighted Voronoi diagram," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2016, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779819.
 - [28] S. Wang, Z. Lu, S. Ge, and C. Wang, "An improved substation locating and sizing method based on the weighted voronoi diagram and the transportation model," *J. Appl. Math.*, 2014, doi: 10.1155/2014/810607.
 - [29] H. L. Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*. New York, 2002.
 - [30] W. Denton and D. Reps, "Distribution-Substation and Primary-Feeder Planning," 1955.
 - [31] D. E. González Santizo, "Ubicación de subestaciones por medio de densidades de carga," 2006.
 - [32] Westinghouse Electric Corporation, *Electric Utility Engineers-Distribution systems*, Vol. 3. East Pittsburgh, 1959.
 - [33] S. Vahedi, M. Banejad, and M. Assili, "Optimal location, sizing and allocation of subtransmission substations using K-means algorithm," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2015, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286220.

8 ANEXOS

ANEXO A. Proyección de la demanda período 2021-2030 (archivo digital).

ANEXO B. Representación de la densidad de carga existente en el área de concesión de la EEASA.

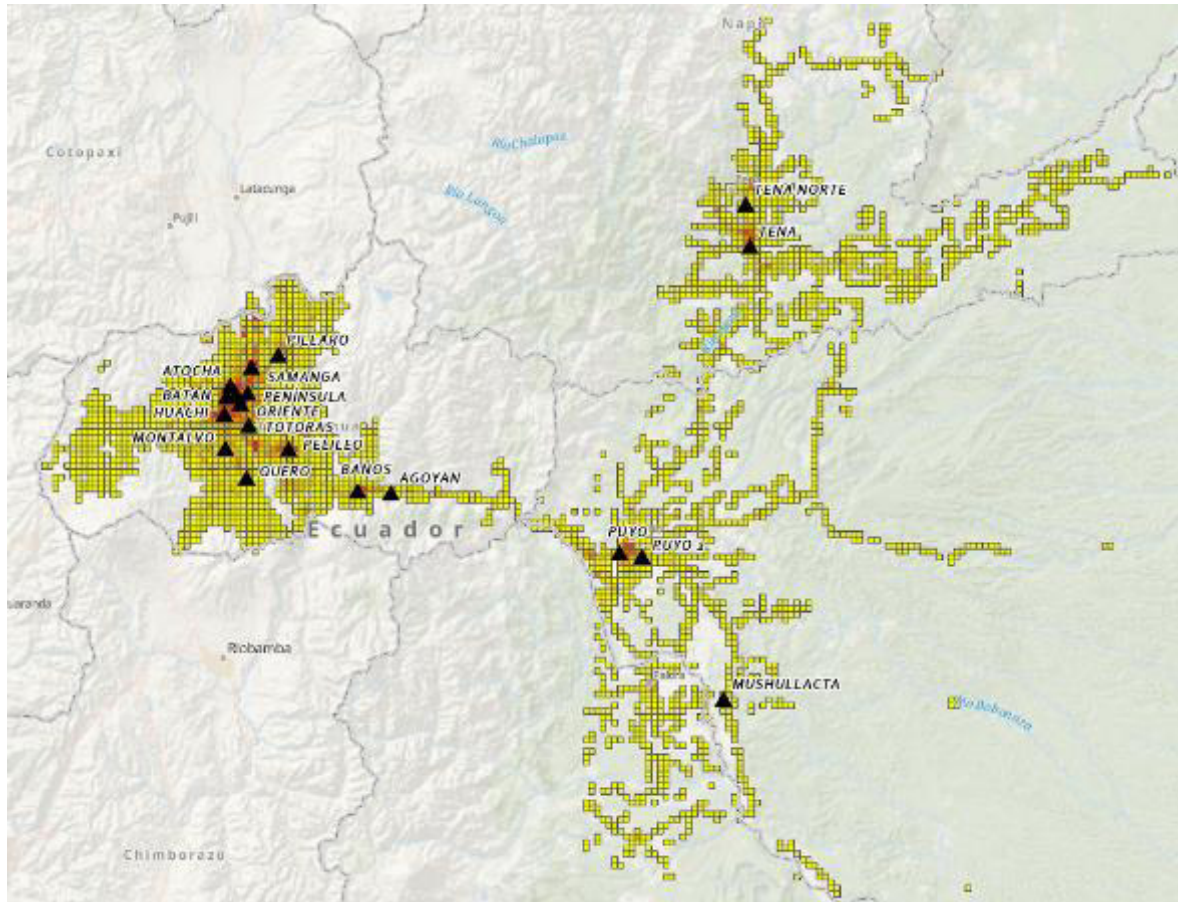


Figura 8.1. Mapa de calor de la densidad de carga existente en el área de concesión de la EEASA

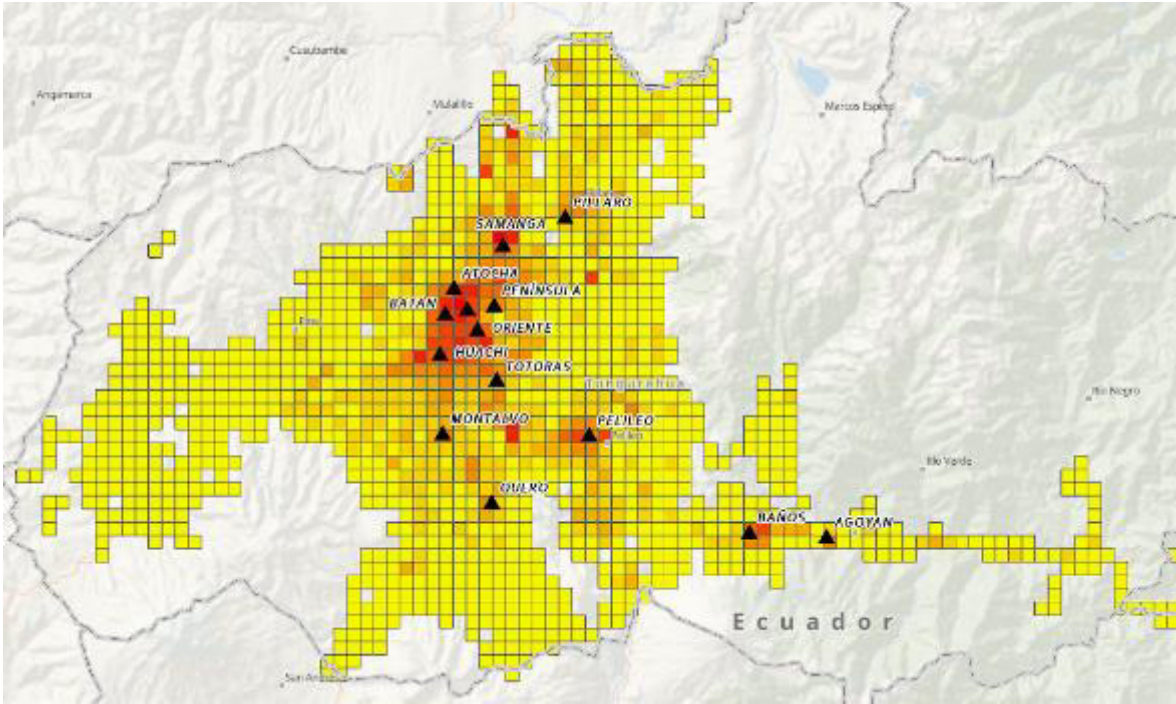


Figura 8.2. Mapa de calor de la densidad de carga existente en la provincia de Tungurahua

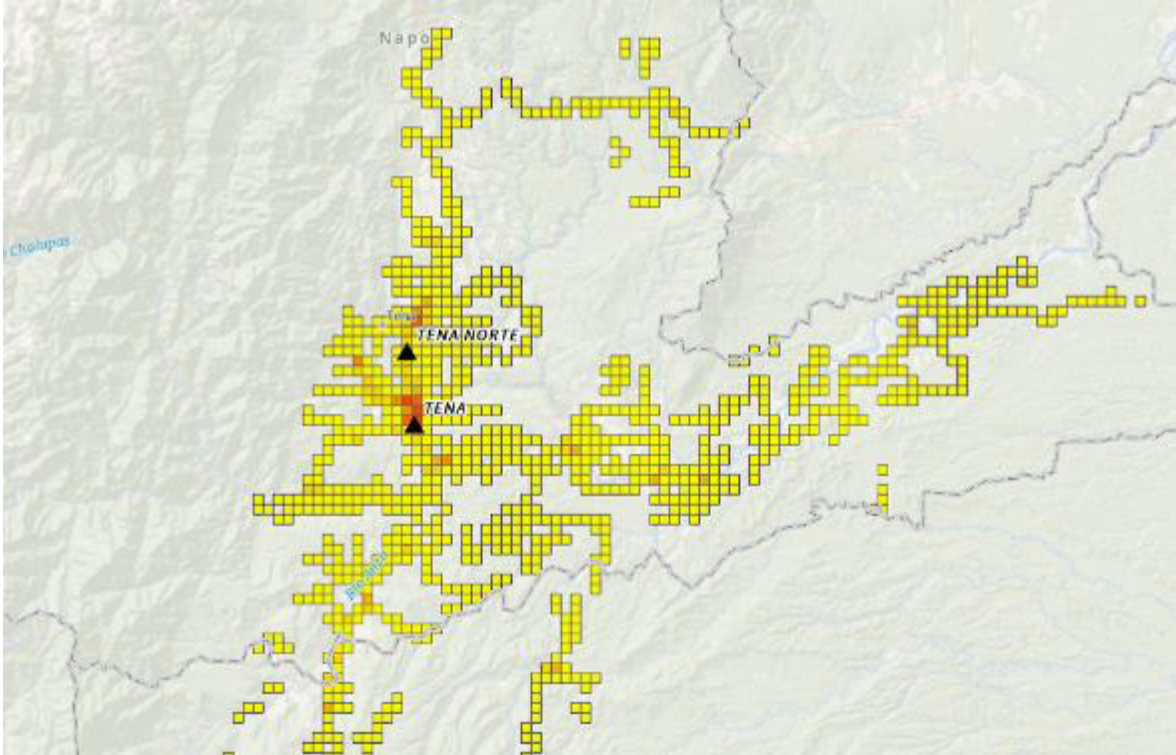


Figura 8.3. Mapa de calor de la densidad de carga existente en la provincia de Tena

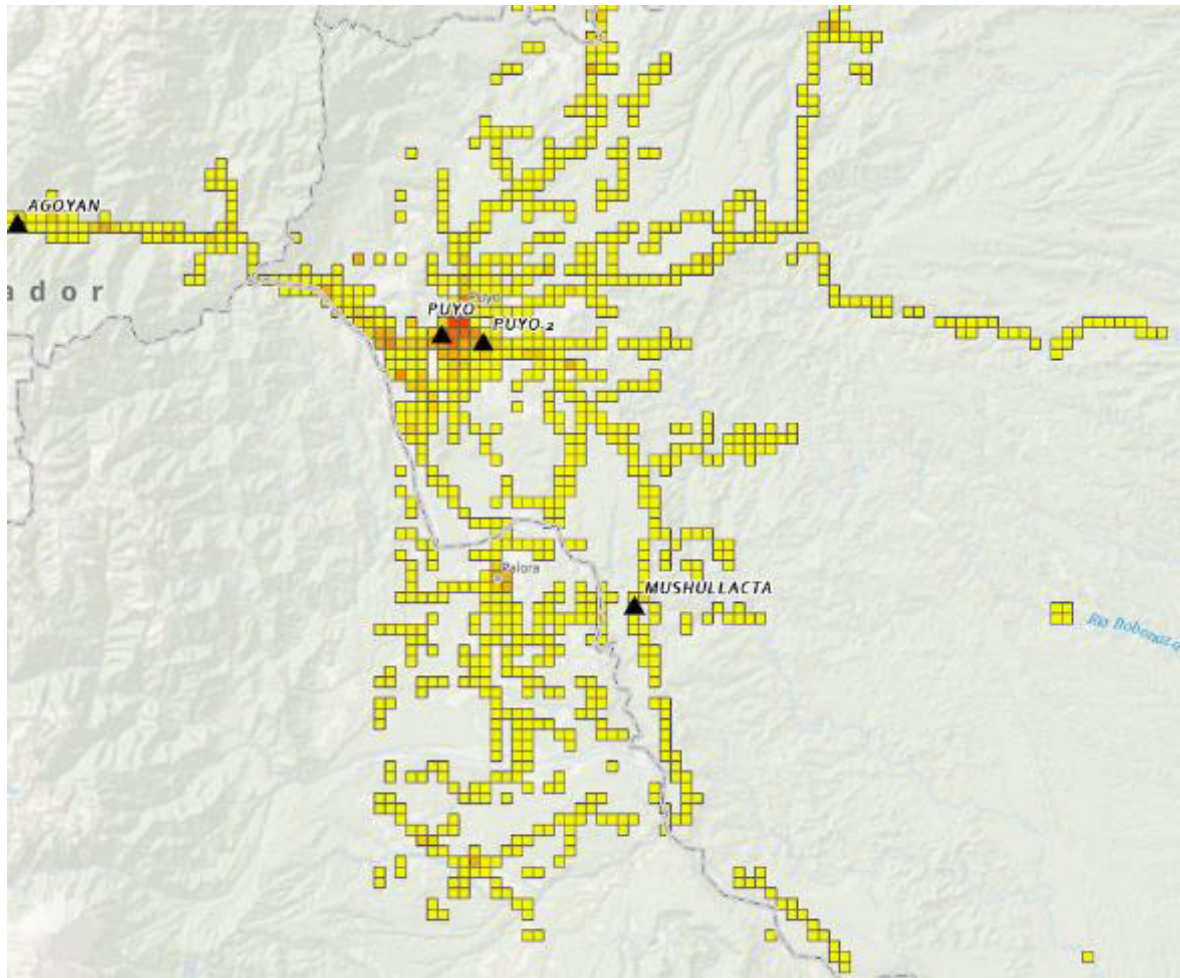


Figura 8.4. Mapa de calor de la densidad de carga existente en la provincia de Pastaza y parte de Morona Santiago

ANEXO C. Características eléctricas de los conductores ACSR

Circular Mils or A.W.G. Aluminum	Aluminum		Steel		Copper Equivalent* Circular Mils or A.W.G.	Ultimate Strength Pounds	Wt. Lbs. per Mile	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity Amps	Resistance R_a Ohms per Conductor per Mile												Inductive Reactance X_L Ohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing All Currents			Shunt Capacitive Reactance X_C Megohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing			
	Strands	Layers	Strand Dia. Inches	Strand Dia. Inches						Outside Diameter Inches	25°C. (77°F.) Small Currents						50°C. (122°F.) Current Approx. 75% Capacity						25 cycles			50 cycles		
											d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles				
																									Same as d-c			Same as d-c
1390 00054	3	0.1718	19.0	10.020	1.545	1000 000	55 000	10 177.0	0.520	1380	0.6387	0.0588	0.0590	0.0591	0.0616	0.0658	0.0675	0.0684	0.1495	0.289	0.359	0.1933	0.0977	0.0814				
1310 50034	3	0.1673	17.0	10.077	1.505	950 000	53 200	10 237.0	0.507	1310	0.0618	0.0619	0.0621	0.0622	0.0650	0.0690	0.0719	0.0730	0.1508	0.302	0.362	0.1971	0.0980	0.0821				
1431 00054	3	0.1628	19.0	10.077	1.465	900 000	50 400	9 695.0	0.493	1300	0.0652	0.0653	0.0655	0.0656	0.0718	0.0729	0.0749	0.0760	0.1522	0.304	0.365	0.1991	0.0986	0.0826				
1351 00054	3	0.1582	19.0	10.094	1.424	850 000	47 600	9 150.0	0.479	1250	0.0691	0.0692	0.0694	0.0695	0.0761	0.0771	0.0792	0.0803	0.1536	0.307	0.369	0.201	0.1000	0.0839				
1272 00054	3	0.1538	19.0	10.092	1.382	800 000	44 800	8 621.0	0.465	1200	0.0734	0.0735	0.0737	0.0738	0.0808	0.0819	0.0840	0.0851	0.1551	0.310	0.372	0.203	0.1016	0.0847				
1192 50054	3	0.1486	19.0	10.092	1.338	750 000	43 100	8 082.0	0.450	1150	0.0783	0.0784	0.0786	0.0788	0.0862	0.0872	0.0894	0.0906	0.1568	0.314	0.376	0.206	0.1028	0.0857				
1113 00054	3	0.1436	19.0	10.082	1.293	700 000	40 300	7 544.0	0.435	1100	0.0832	0.0834	0.0836	0.0838	0.0914	0.0924	0.0946	0.0957	0.1585	0.317	0.380	0.208	0.1040	0.0867				
1033 50054	3	0.1384	7.0	10.134	1.246	650 000	37 100	7 019.0	0.420	1050	0.0880	0.0882	0.0884	0.0886	0.0964	0.0974	0.1000	0.1011	0.1603	0.321	0.385	0.211	0.1053	0.0878				
954 00054	3	0.1332	7.0	10.184	1.199	600 000	34 200	6 479.0	0.405	1010	0.0929	0.0930	0.0931	0.0932	0.1012	0.1022	0.1048	0.1059	0.1616	0.325	0.390	0.214	0.1068	0.0889				
875 00054	3	0.1281	7.0	10.234	1.152	550 000	31 300	5 940.0	0.390	970	0.104	0.104	0.104	0.104	0.1143	0.1153	0.1179	0.1189	0.1639	0.328	0.393	0.216	0.1078	0.0898				
795 00054	3	0.1230	7.0	10.284	1.105	500 000	28 500	5 399.0	0.375	930	0.107	0.107	0.107	0.107	0.1176	0.1186	0.1212	0.1222	0.1648	0.329	0.395	0.217	0.1088	0.0908				
715 00026	2	0.1749	7.0	10.360	1.108	500 000	31 200	5 770.0	0.375	900	0.117	0.117	0.117	0.117	0.1288	0.1298	0.1324	0.1334	0.1660	0.332	0.399	0.219	0.1095	0.0912				
715 00030	2	0.1628	19.0	10.077	1.110	500 000	38 400	6 517.0	0.393	910	0.117	0.117	0.117	0.117	0.1288	0.1298	0.1324	0.1334	0.1660	0.332	0.399	0.219	0.1095	0.0912				
715 00054	3	0.1151	7.0	10.110	1.036	450 000	26 500	4 839.0	0.349	830	0.131	0.131	0.131	0.131	0.1442	0.1452	0.1478	0.1487	0.1687	0.339	0.407	0.224	0.1119	0.0932				
715 00026	2	0.1659	7.0	10.290	1.051	450 000	28 190	5 193.0	0.355	845	0.131	0.131	0.131	0.131	0.1442	0.1452	0.1478	0.1487	0.1687	0.337	0.405	0.223	0.1114	0.0928				
715 00030	2	0.1544	19.0	10.092	1.061	450 000	34 500	5 865.0	0.372	860	0.131	0.131	0.131	0.131	0.1442	0.1452	0.1478	0.1487	0.1687	0.333	0.399	0.221	0.1104	0.0920				
666 00034	3	0.1111	7.0	10.111	1.000	419 000	24 500	4 527.0	0.337	800	0.140	0.140	0.140	0.140	0.1544	0.1571	0.1591	0.1601	0.1715	0.343	0.419	0.231	0.1132	0.0936				
636 00054	3	0.1083	7.0	10.083	0.977	400 000	23 000	4 319.0	0.329	770	0.147	0.147	0.147	0.147	0.1618	0.1638	0.1678	0.1688	0.1729	0.345	0.414	0.228	0.1140	0.0940				
636 00026	2	0.1564	7.0	10.160	0.990	400 000	25 000	4 616.0	0.335	780	0.147	0.147	0.147	0.147	0.1618	0.1638	0.1678	0.1688	0.1729	0.344	0.412	0.227	0.1135	0.0938				
636 00030	2	0.1456	19.0	10.077	1.019	400 000	31 500	5 213.0	0.351	780	0.147	0.147	0.147	0.147	0.1618	0.1638	0.1678	0.1688	0.1729	0.339	0.409	0.225	0.1125	0.0927				
605 00054	3	0.1059	7.0	10.059	0.953	380 500	22 500	4 109.0	0.321	750	0.154	0.155	0.155	0.155	0.1685	0.1715	0.1755	0.1765	0.1739	0.348	0.417	0.230	0.1149	0.0947				
605 00026	2	0.1325	7.0	10.116	0.967	380 500	24 100	4 391.0	0.327	760	0.154	0.154	0.154	0.154	0.1700	0.1720	0.1760	0.1770	0.1730	0.346	0.415	0.229	0.1144	0.0943				
556 50026	2	0.1463	7.0	10.116	0.927	350 000	22 400	4 039.0	0.313	730	0.168	0.168	0.168	0.168	0.1849	0.1859	0.1859	0.1859	0.1751	0.350	0.420	0.232	0.1159	0.0963				
556 50030	2	0.1362	7.0	10.120	0.953	350 000	27 300	4 588.0	0.328	750	0.168	0.168	0.168	0.168	0.1849	0.1859	0.1859	0.1859	0.1728	0.346	0.415	0.230	0.1149	0.0937				
500 00030	2	0.1291	7.0	10.120	0.919	314 500	24 400	4 122.0	0.311	690	0.187	0.187	0.187	0.187	0.206	0.206	0.206	0.206	0.1754	0.351	0.421	0.234	0.1167	0.0972				
477 00026	2	0.1353	7.0	10.104	0.858	300 000	19 430	3 462.0	0.299	670	0.195	0.195	0.195	0.195	0.216	0.216	0.216	0.216	0.1790	0.358	0.430	0.237	0.1188	0.0988				
477 00030	2	0.1261	7.0	10.120	0.883	300 000	23 300	3 933.0	0.304	670	0.186	0.186	0.186	0.186	0.216	0.216	0.216	0.216	0.1765	0.353	0.424	0.235	0.1176	0.0960				
367 50026	2	0.1261	7.0	10.091	0.833	250 000	16 190	2 885.0	0.285	590	0.235	0.235	0.235	0.235	0.259	0.259	0.259	0.259	0.1850	0.367	0.441	0.244	0.1219	0.1013				
367 50030	2	0.1131	7.0	10.115	0.798	250 000	19 980	3 277.0	0.278	600	0.235	0.235	0.235	0.235	0.259	0.259	0.259	0.259	0.1812	0.362	0.435	0.242	0.1208	0.1006				
336 40026	2	0.1138	7.0	10.085	0.721	4/0	14 050	2 442.0	0.244	330	0.278	0.278	0.278	0.278	0.306	0.306	0.306	0.306	0.1872	0.376	0.451	0.250	0.1249	0.1069				
336 40030	2	0.1059	7.0	10.059	0.641	4/0	17 040	2 774.0	0.235	330	0.278	0.278	0.278	0.278	0.306	0.306	0.306	0.306	0.1855	0.371	0.445	0.248	0.1238	0.1032				
300 00026	2	0.1074	7.0	10.085	0.700	188 700	12 650	2 178.0	0.230	490	0.311	0.311	0.311	0.311	0.342	0.342	0.342	0.342	0.1908	0.382	0.458	0.254	0.1265	0.1057				
300 00030	2	0.1000	7.0	10.000	0.700	188 700	15 430	2 473.0	0.241	500	0.311	0.311	0.311	0.311	0.342	0.342	0.342	0.342	0.1863	0.377	0.452	0.252	0.1258	0.1049				
266 80026	2	0.1013	7.0	10.078	0.642	3/0	11 350	1 936.0	0.217	460	0.350	0.350	0.350	0.350	0.385	0.385	0.385	0.385	0.1938	0.387	0.465	0.258	0.1286	0.1074				

*Based on copper 97 per cent, aluminum 81 per cent conductivity.
 †For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency = 60 cycles.
 ‡Current Approx. 75% Capacity is 75% of the "Approx. Current Carrying Capacity in Amps." and is approximately the current which will produce 50°C. conductor temp. (25°C. rise) with 25°C. air temp., wind 1.4 miles per hour.

Figura 8.5. Características eléctricas de los conductores ACSR [32].

25 CYCLES

SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	-0.1250	-0.0906	-0.0701	-0.0555	-0.0443	-0.0350	-0.0273	-0.0205	-0.0145	-0.0092	-0.0044
1	0	0.0040	0.0078	0.0113	0.0145	0.0176	0.0205	0.0232	0.0258	0.0283	0.0306	0.0328
2	0.0350	0.0371	0.0391	0.0410	0.0428	0.0446	0.0463	0.0480	0.0498	0.0511	0.0527	0.0541
3	0.0555	0.0569	0.0583	0.0596	0.0609	0.0621	0.0633	0.0645	0.0657	0.0668	0.0679	0.0690
4	0.0701	0.0711	0.0722	0.0732	0.0741	0.0751	0.0760	0.0770	0.0779	0.0788	0.0797	0.0805
5	0.0814	0.0822	0.0830	0.0839	0.0846	0.0854	0.0862	0.0869	0.0877	0.0884	0.0892	0.0899
6	0.0908	0.0913	0.0920	0.0927	0.0933	0.0940	0.0946	0.0953	0.0959	0.0965	0.0972	0.0978
7	0.0984	0.0990	0.0998	0.1002	0.1007	0.1013	0.1019	0.1024	0.1030	0.1035	0.1041	0.1046
8	0.1051											
9	0.1111											
10	0.1164											
11	0.1212											
12	0.1256											
13	0.1297											
14	0.1334											
15	0.1369											
16	0.1402											
17	0.1432											

x_d at 25 cycles
 $x_d = 0.1164 \log_{10} d$
 $d = \text{separation, feet.}$
FUNDAMENTAL EQUATIONS
 $x_2 = x_3 = r_a + j(x_a + x_d)$
 $x_0 = r_a + r_e + j(x_a + x_e - 2x_d)$

50 CYCLES

SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	-0.2518	-0.1812	-0.1402	-0.1111	-0.0885	-0.0701	-0.0546	-0.0410	-0.0291	-0.0184	-0.0098
1	0	0.0081	0.0156	0.0226	0.0291	0.0352	0.0410	0.0465	0.0517	0.0566	0.0613	0.0658
2	0.0701	0.0742	0.0782	0.0820	0.0857	0.0892	0.0927	0.0960	0.0992	0.1023	0.1053	0.1082
3	0.1111	0.1139	0.1166	0.1192	0.1217	0.1242	0.1267	0.1291	0.1314	0.1337	0.1359	0.1380
4	0.1402	0.1423	0.1443	0.1463	0.1483	0.1502	0.1521	0.1539	0.1558	0.1576	0.1593	0.1610
5	0.1627	0.1644	0.1661	0.1677	0.1693	0.1708	0.1724	0.1739	0.1754	0.1769	0.1783	0.1798
6	0.1812	0.1820	0.1830	0.1839	0.1853	0.1866	0.1880	0.1893	0.1906	0.1918	0.1931	0.1943
7	0.1968	0.1980	0.1991	0.2003	0.2015	0.2028	0.2037	0.2049	0.2060	0.2071	0.2081	0.2092
8	0.2103											
9	0.2122											
10	0.2138											
11	0.2152											
12	0.2164											
13	0.2174											
14	0.2182											
15	0.2189											
16	0.2194											
17	0.2198											
18	0.2201											
19	0.2203											
20	0.2204											
21	0.2205											
22	0.2205											
23	0.2205											
24	0.2204											
25	0.2203											
26	0.2201											
27	0.2198											
28	0.2194											
29	0.2189											
30	0.2182											
31	0.2174											
32	0.2164											
33	0.2152											
34	0.2138											
35	0.2122											
36	0.2103											
37	0.2081											
38	0.2058											
39	0.2033											
40	0.2007											
41	0.1980											
42	0.1951											
43	0.1921											
44	0.1890											
45	0.1858											
46	0.1825											
47	0.1791											
48	0.1756											
49	0.1720											

x_d at 50 cycles
 $x_d = 0.2328 \log_{10} d$
 $d = \text{separation, feet.}$

60 CYCLES

SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	-0.3015	-0.2174	-0.1682	-0.1333	-0.1062	-0.0841	-0.0654	-0.0492	-0.0349	-0.0221	-0.0106
1	0	0.0097	0.0197	0.0271	0.0349	0.0423	0.0492	0.0558	0.0620	0.0679	0.0735	0.0789
2	0.0841	0.0891	0.0938	0.0984	0.1028	0.1071	0.1112	0.1152	0.1190	0.1227	0.1264	0.1299
3	0.1333	0.1366	0.1399	0.1430	0.1461	0.1491	0.1520	0.1549	0.1577	0.1604	0.1631	0.1657
4	0.1682	0.1707	0.1732	0.1756	0.1779	0.1802	0.1825	0.1847	0.1869	0.1891	0.1912	0.1933
5	0.1953	0.1973	0.1993	0.2012	0.2031	0.2050	0.2069	0.2087	0.2105	0.2123	0.2140	0.2157
6	0.2174	0.2194	0.2207	0.2224	0.2240	0.2256	0.2271	0.2287	0.2302	0.2317	0.2332	0.2347
7	0.2361	0.2376	0.2390	0.2404	0.2418	0.2431	0.2445	0.2458	0.2472	0.2485	0.2498	0.2511
8	0.2523											
9	0.2533											
10	0.2542											
11	0.2549											
12	0.2554											
13	0.2558											
14	0.2561											
15	0.2563											
16	0.2564											
17	0.2565											
18	0.2565											
19	0.2564											
20	0.2562											
21	0.2559											
22	0.2555											
23	0.2550											
24	0.2544											
25	0.2537											
26	0.2529											
27	0.2520											
28	0.2510											
29	0.2500											
30	0.2489											
31	0.2477											
32	0.2464											
33	0.2450											
34	0.2435											
35	0.2420											
36	0.2404											
37	0.2388											
38	0.2371											
39	0.2354											
40	0.2337											
41	0.2319											
42	0.2301											
43	0.2282											
44	0.2263											
45	0.2243											
46	0.2223											
47	0.2202											
48	0.2181											
49	0.2160											

x_d at 60 cycles
 $x_d = 0.2794 \log_{10} d$
 $d = \text{separation, feet.}$

Zero-Sequence Resistance and Inductive Reactance Factors (r_0, x_0)^{*}
 Ohms per Conductor per Mile

	Meter Ohm	FREQUENCY		
		25 Cycles	50 Cycles	60 Cycles
r_0	All	0.1192	0.2383	0.2880
x_0	1	0.921	1.736	2.050
	5	1.043	1.980	2.343
	10	1.095	2.085	2.469
	50	1.217	2.329	2.762
	100†	1.270	2.434	2.888
	500	1.392	2.679	3.181
	1000	1.444	2.784	3.307
	5000	1.568	3.028	3.600
	10 000	1.610	3.133	3.726

*From Formulas:

$$r_0 = 0.004784/f$$

$$x_0 = 0.006985/\log_{10} 4.685 600 \frac{p}{f}$$

where $f = \text{frequency}$
 $p = \text{Resistivity (meter, ohm)}$

†This is an average value which may be used in the absence of definite information.

Figura 8.6. Factor de separación de la reactancia inductiva x_d [32].

ORDEN DE EMPASTADO