

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PÉRDIDAS POR EFECTO
CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV DEL SISTEMA
NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO EN EL TRAMO
COCA-CODO EL INGA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

VÍCTOR ANDRÉS ORTIZ ÁVILA

vicortiz@hotmail.es

DIRECTOR: Ing. RAÚL CANELOS MSc.

raul.canelos@celec.gob.ec

Quito, Marzo 2015

DECLARACIÓN

Yo, Víctor Andrés Ortiz Ávila, declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o certificación profesional y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por el reglamento de la Ley de Propiedad Intelectual y por la normativa institucional vigente.

Víctor Andrés Ortiz Ávila

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Proyecto de Titulación ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Víctor Andrés Ortiz Ávila.

Ing. Raúl Canelos. MSc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por darme la vida y la suficiente capacidad para culminar este proyecto, a mi madre Victoria Ávila, su comprensión y apoyo incondicional cada día de mi vida, ha sido el pilar donde descansa mi ánimo, a mi padre, Eduardo Ortiz, por siempre alentarme y formar mi carácter, por darme el valor de hacer lo correcto.

A mis amigos del HDC, con lo que hemos compartidos tantos años de nuestra vida, su apoyo, amistad y presión fueron una gran motivación para seguir adelante.

Un agradecimiento especial a Sebastián Dávalos por su valiosa ayuda en la creación de mapas y cartas geográficas indispensables en este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Ivonne Salomé Bastidas Ortiz, que con su ternura e inocencia, me hace mejorar cada día.

CONTENIDO

1	ANÁLISIS DE LA RUTA PROPUESTA – CLASIFICACIÓN CLIMÁTICA.....	3
1.1	RUTA ESTABLECIDA POR CELEC EP TRANSELECTRIC.....	3
1.2	PERFIL ALTIMÉTRICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	9
1.3	CARACTERIZACIÓN CLIMÁTICA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	13
1.3.1	ECOSISTEMAS	13
1.3.1.1	Bosque Siempreverde Piemontano del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes	17
1.3.1.2	Bosque Siempreverde Montano Bajo del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes	20
1.3.1.3	Bosque Siempreverde Montano del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes.	22
1.3.1.4	Bosque Siempreverde Montano Alto del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes	25
1.3.1.5	Herbazal del Páramo	27
1.3.1.6	Herbazal y Arbustal Siempreverde Subnival del Páramo.....	30
1.3.1.7	Arbustal Siempreverde Montano del Norte de Los Andes	32
1.3.2	MICROCLIMA	35
1.4	FENÓMENO CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	36
1.4.1	FACTORES QUE INTERVIENEN Y FAVORECEN LA APARICIÓN DEL EFECTO CORONA.....	37
1.4.1.1	Efecto del viento, distancia entre conductores, radio del conductor y la densidad del aire.	38
1.4.1.2	Efecto del agua en el conductor	46
1.4.1.3	Efecto de partículas aéreas cercanas al conductor	47
1.4.1.4	Efecto de las heladas, nieve y aguanieve.....	49
1.4.2	PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA.....	50
1.4.2.1	Método de F.W. Peek.....	51
1.4.2.2	Método de la Électricité de France para condiciones favorables de clima	52
1.4.2.3	Método de la Électricité de France para condiciones desfavorables de clima	53
2	CONDUCTOR ESPECIFICADO Y SU COMPORTAMIENTO	57
2.1	CONDUCTOR ESPECIFICADO	57
2.1.1	GRADIENTE DE POTENCIAL EN UN HAZ DE CONDUCTORES.....	67

2.2	COMPORTAMIENTO DE LA LÍNEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE PIEMONTANO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES	71
2.3	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO BAJO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES	73
2.4	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES	75
2.5	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO ALTO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES	76
2.6	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA HERBAZAL DEL PÁRAMO.....	78
2.7	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA HERBAZAL Y ARBUSTAL SIEMPREVERDE SUBNIVAL DEL PÁRAMO	80
2.8	COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA ARBUSTAL SIEMPREVERDE MONTANO DEL NORTE DE LOS ANDES	82
3	CÁLCULO DEL CONDUCTOR ÓPTIMO.....	84
3.1	TORRES UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS	84
3.2	CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 3 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs 1.200 MCM.....	86
3.3	CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 4 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs ACAR 1.200 MCM	87
3.4	CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 6 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs 1.200 MCM.....	88
3.5	COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA ENTRE LA CONFIGURACIÓN DE TRANSELECTRIC Y LA CONFIGURACIÓN PROPUESTA	89
4	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS CORONA	93
4.1	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL	96
4.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	97
4.2.1	VALOR ACTUAL NETO	97
4.3	COMPARACIÓN ENTRE LA CONFIGURACIÓN DE TRANSELECTRIC Y LA PROPUESTA	99
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	100
5.1	CONCLUSIONES.....	100
5.2	RECOMENDACIONES.....	102
6	ANEXOS	I

I.	CORRDENADAS GEORREFERENCIADAS DE LOS CIRCUITOS 1-A Y 2-B DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COCA CODO SINCLAIR – EL INGA.....	I
II.	ANEXO: NOMENCLATURA DE LOS ECOSISTEMAS DEL ECUADOR.....	VII
III.	ANEXO: TIPO DE TORRES	IX
IV.	ANEXO: GRADIENTES SUPERFICIALES EN LAS TORRES PROPUESTAS POR TRANSELECTRIC	X
V.	ANEXO: COEFICIENTE DE IRREGULARIDAD SUPERFICIAL DE LOS DIFERENTES ECOSISTEMAS	XVI
VI.	ANEXO: COMPARACIÓN DE PÉRIDAS CORONA vs PÉRIDAS JOULE	XVI

RESUMEN

El presente proyecto se enfoca en determinar la magnitud de las pérdidas técnicas que provoca el Efecto Corona al transmitir energía eléctrica por medio de líneas aéreas de corriente alterna en sistemas de extra alto voltaje. Se ha tomado como caso de estudio la línea de transmisión a 500 kV, comprendida desde la Central Coca Codo Sinclair hasta la subestación El Inga del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.

Se ha investigado cómo reacciona una línea de transmisión bajo diferentes variables climáticas, atmosféricas, altitudinales, condiciones especiales de temperaturas cercanas al congelamiento y presencia de partículas aéreas como ceniza volcánica. Por esta razón se desarrolló una clasificación por ecosistemas.

Se realizó un estudio del comportamiento del campo eléctrico en diferentes haces de conductores para averiguar cuál será el comportamiento de la línea con configuraciones diferentes. También se probó varias configuraciones de torres tipo y se propuso una configuración que minimiza las pérdidas técnicas.

Finalmente, se realizó un análisis financiero de las pérdidas, con la intención de llamar la atención a los organismos gubernamentales para que tomen en cuenta los efectos de este tipo de pérdidas para proyectos en el futuro cercano.

INTRODUCCIÓN

En el Ecuador, por primera vez en su historia, se van a construir líneas de transmisión a un nivel de voltaje de 500 kV, las cuales están destinadas a evacuar la energía producida en la que será la central hidroeléctrica más grande e importante del país, el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

A este nivel de voltaje, las pérdidas por efecto corona son muy relevantes en el diseño y operación de una línea de transmisión, tal es el caso, que éstas superan ampliamente a las pérdidas Joule. Las pérdidas corona dependen de las condiciones climáticas y atmosféricas; a lo largo del trayecto de la línea en estudio, se presentan varias zonas con diferentes tipos de clima, vegetación, condiciones atmosféricas, topográficas y geográficas.

En el trabajo realizado por Mena (2008), *Efecto Corona en Líneas de 500 kV*, se exponen algunos factores que favorecen la aparición del efecto corona y se realiza una clasificación climática bastante ligera. En contraste, este trabajo propone una profunda clasificación climática, un método para relacionar las variables atmosféricas presentes, un diseño enfocado a mitigar este tipo de pérdidas y un cálculo teórico adecuado de las pérdidas por efecto corona, así como, su valor económico.

Ya que las pérdidas corona dependen de la geometría de las torres, la configuración y calibre de conductores, así como, de las zonas climáticas, éste estudio busca determinar un arreglo de torres, haces y calibres de conductores que se enfoquen en mitigar las pérdidas corona, con soluciones técnicas que sean económicamente asequibles.

CAPÍTULO 1

1 ANÁLISIS DE LA RUTA PROPUESTA – CLASIFICACIÓN CLIMÁTICA

El proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair ha sido declarado por el Gobierno del Ecuador como “emblemático” e indispensable para alcanzar los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir. Esta central tiene una potencia instalada de 1.500 MW que será despachada hacia el Sistema Nacional Interconectado por medio de líneas aéreas de extra alto voltaje, 500 kV, que atraviesan una gran variedad de clima, topología, condiciones de humedad y alturas sobre el nivel del mar; condiciones que son determinantes cuando se requiere conocer y mitigar la intensidad del Efecto Corona presente, mismo que determina en gran medida el diseño de torres de transmisión y la configuración de conductores.

Una línea de transmisión presenta campos eléctricos fuertemente no uniformes que en conjunto con el extra alto voltaje, producen descargas corona responsables de originar pérdidas de potencia significativas. (Kuffel, Zaengl, & Kuffel, 2000). Por lo tanto, el correcto estudio de la ruta que atraviesa la línea de transmisión y de las condiciones climáticas a las que está sometida, permite un correcto diseño electromecánico y la ejecución de medidas para reducir este tipo de pérdidas.

1.1 RUTA ESTABLECIDA POR CELEC EP TRANSELECTRIC

El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair alimentará al Sistema Nacional Interconectado por medio de dos líneas a simple circuito de 500kV que interconectarán la subestación El Inga, en Quito; la subestación San Rafael, ubicada a 7 km de la central; y, la central Coca Codo Sinclair.

La subestación San Rafael se construye por falta de espacio en la zona del proyecto Coca Codo Sinclair de manera que la configuración de las dos líneas de 500 kV queda determinada de la siguiente manera: Coca Codo Sinclair-San

Rafael de 7 km cada una y San Rafael-El Inga de 119 km aproximadamente cada una, como se observa en el diagrama unifilar de la Figura 1.1 (Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, 2013).

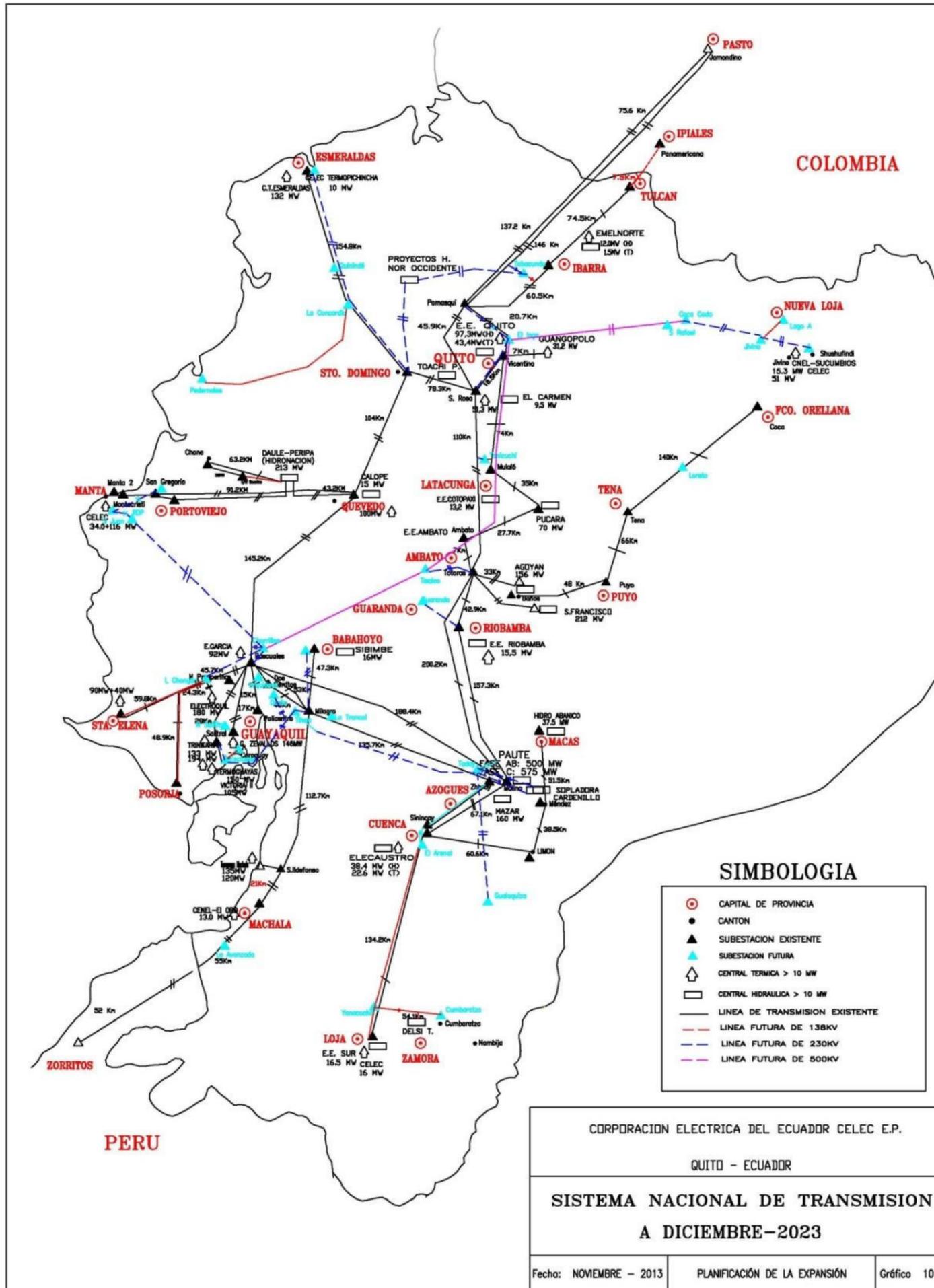


Figura 1.1: Sistema Nacional de Transmisión a Diciembre del 2023¹

¹ Fuente: CELEC EP, 2013

En la Figura 1.1, no se distingue de manera clara, ni mucho menos detallada, la ruta de las líneas de transmisión, por lo tanto es necesario contar con un sistema georreferenciado y de una herramienta adecuada para poder analizar la ruta de las líneas de transmisión que interconectarán la subestación El Inga y la Central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.

El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair de 1.500 MW está ubicado en la República del Ecuador, provincias de Napo, en el cantón El Chaco, y Sucumbíos, en el cantón Gonzalo Pizarro. Las obras de captación están ubicadas aguas abajo de la confluencia de los ríos Quijos y Salado, en las coordenadas 9'.978.200 N, 201.200 E. La casa de máquinas está ubicada frente al llamado Codo Sinclair, en las coordenadas 9'.985.300 N; 226,800 E (Proyecto Coca Codo Sinclair EP, 2013). En este proyecto se considera que las líneas de transmisión parten desde las coordenadas de la casa de máquinas hasta la subestación San Rafael y desde aquí hasta la subestación El Inga.

La subestación San Rafael, se localizará geográficamente en la jurisdicción del cantón El Chaco de la provincia de Napo, en un terreno de aproximadamente 28 Ha, de las cuales 12 Ha serán útiles para la implementación de la subestación. En la Tabla 1.1 se presenta una descripción de la subestación San Rafael. (Empresa Estatal China CRCC 14 TH BUREAU GROUP ECUADOR CO. LTD. y CONSULSUA CIA. LTDA. Consultoría Suárez, 2013)

Tabla 1.1: Ubicación de la subestación San Rafael 230/500 kV²

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN	ALTITUD (msnm)	COORDENADAS UTM (WGS 84) ZONA 17S	
		Este	Norte
San Rafael	1.800	888.300	9'.988.549
		COORDENADAS UTM (WGS 84) ZONA 18S	
		Este	Norte
		220.319	9'.988.559

² Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, 2013

La subestación El Inga se localizará geográficamente en la jurisdicción del cantón Quito de la provincia de Pichincha, en un terreno de un área total aproximada de 18 Ha, tal como lo muestra la Tabla 1.2. Además para el trazado de las líneas se utilizó las coordenadas georreferenciadas que se muestran en el Cuadro 1 del Anexo I, mismas que fueron proporcionadas por CELEC EP TRANSELECTRIC.

Tabla 1.2: Ubicación de Subestación El Inga³

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN	ALTITUD (msnm)	COORDENADAS UTM (WGS 84) ZONA 17S	
		Este	Norte
El Inga	2.831	795.944	9'.966.038

Por medio de la herramienta computacional ArcGIS 10.2, de ArcMap TM, se procesan las coordenadas georreferenciadas de la ruta de las líneas de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga de 500 kV, tal como lo muestra la Figura 1.2, además es posible observar las áreas protegidas Cayambe – Coca, Antisana y Sumaco Napo – Galeras. La Figura 1.3 muestra la ruta de la línea de transmisión en el mapa del Ecuador.

³ Fuente: CELEC EP – TRANSELECTRIC, 2013

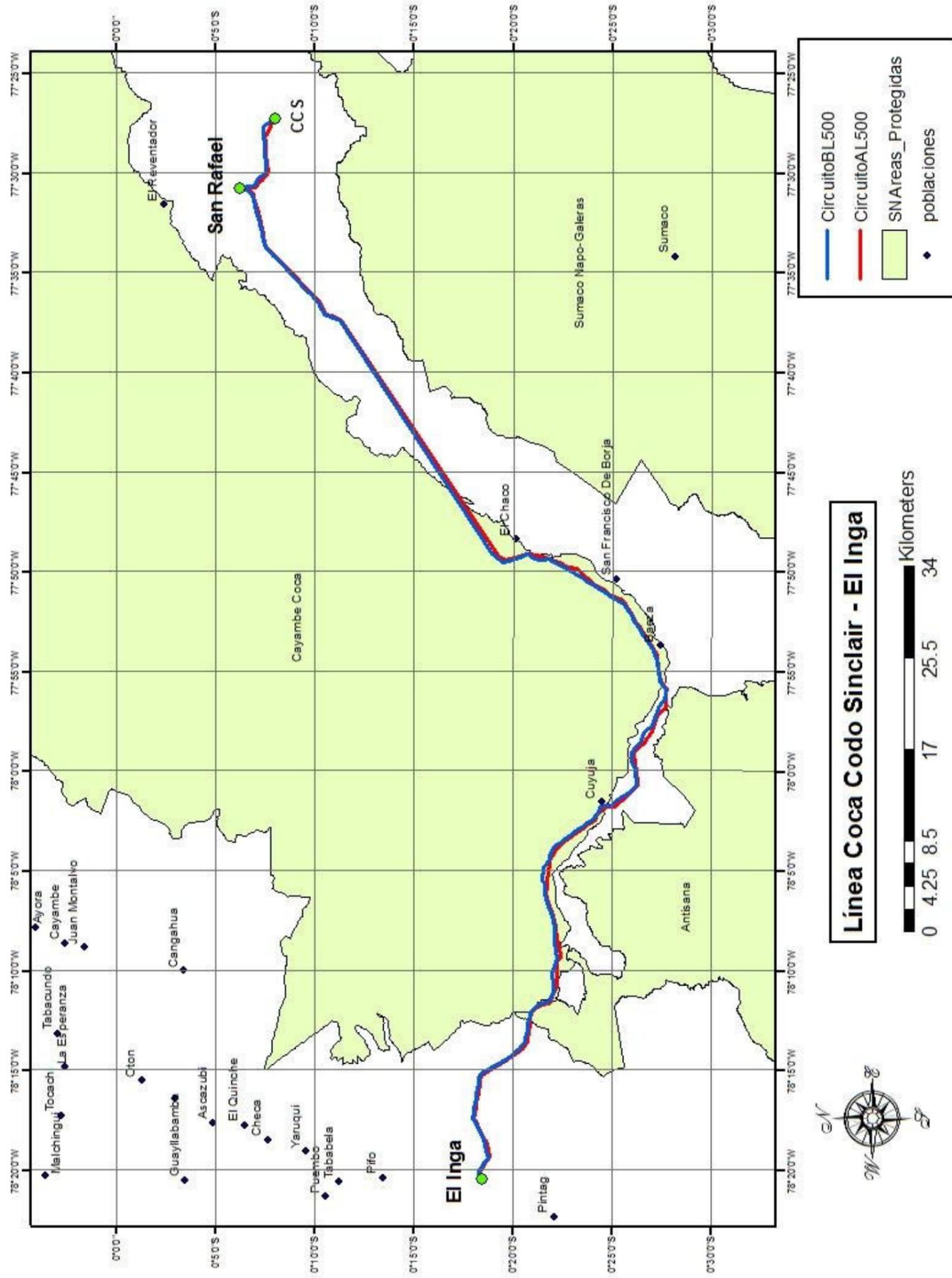


Figura 1.2: Línea de transmisión Coca Codo - San Rafael - El Inga a través de las áreas protegidas

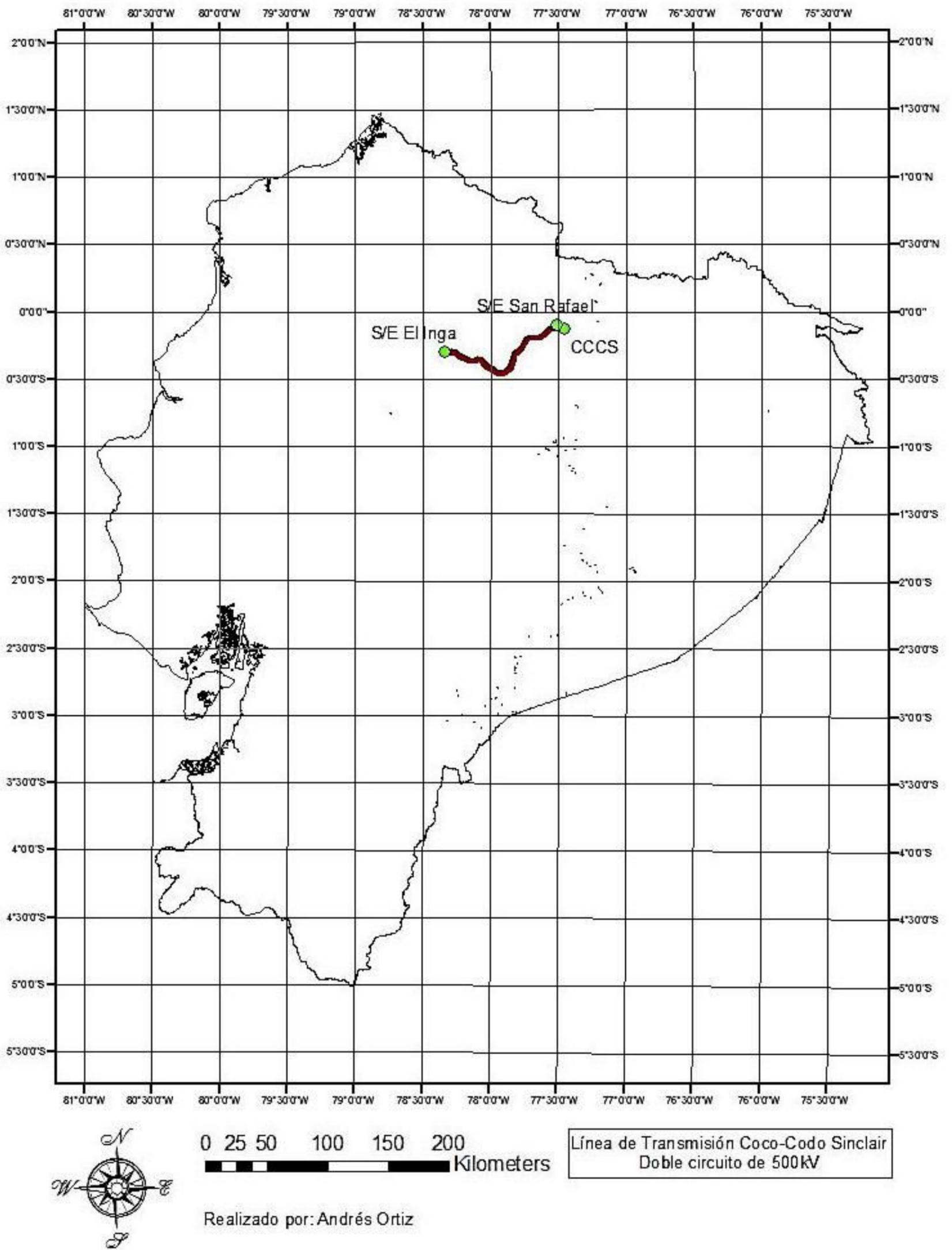


Figura 1.3: Ruta de las Líneas de Transmisión 500 kV Coca Codo – San Rafael - El Inga

1.2 PERFIL ALTIMÉTRICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ArcMap 10.2 es una herramienta computacional muy poderosa, en el presente estudio permitió realizar un perfil altitudinal de las líneas de transmisión. En la Figura 1.5 se muestra el Circuito 1-A, en donde se puede identificar, en el eje de las ordenadas, la altura sobre el nivel de mar, y en el eje de las abscisas, la longitud correspondiente de la línea, medida desde la subestación El Inga hasta la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. De igual manera, la Figura 1.6 muestra el perfil altitudinal del Circuito 2-B. Para realizar estas gráficas la herramienta ArcMap 10.2, realiza una interpolación entre capas de las líneas de transmisión y la capa de curvas de nivel, mostradas en la Figura 1.7.

La Figura 1.4 muestra en alto relieve la línea de transmisión desde la central Coca Codo Sinclair hasta la subestación El Inga.

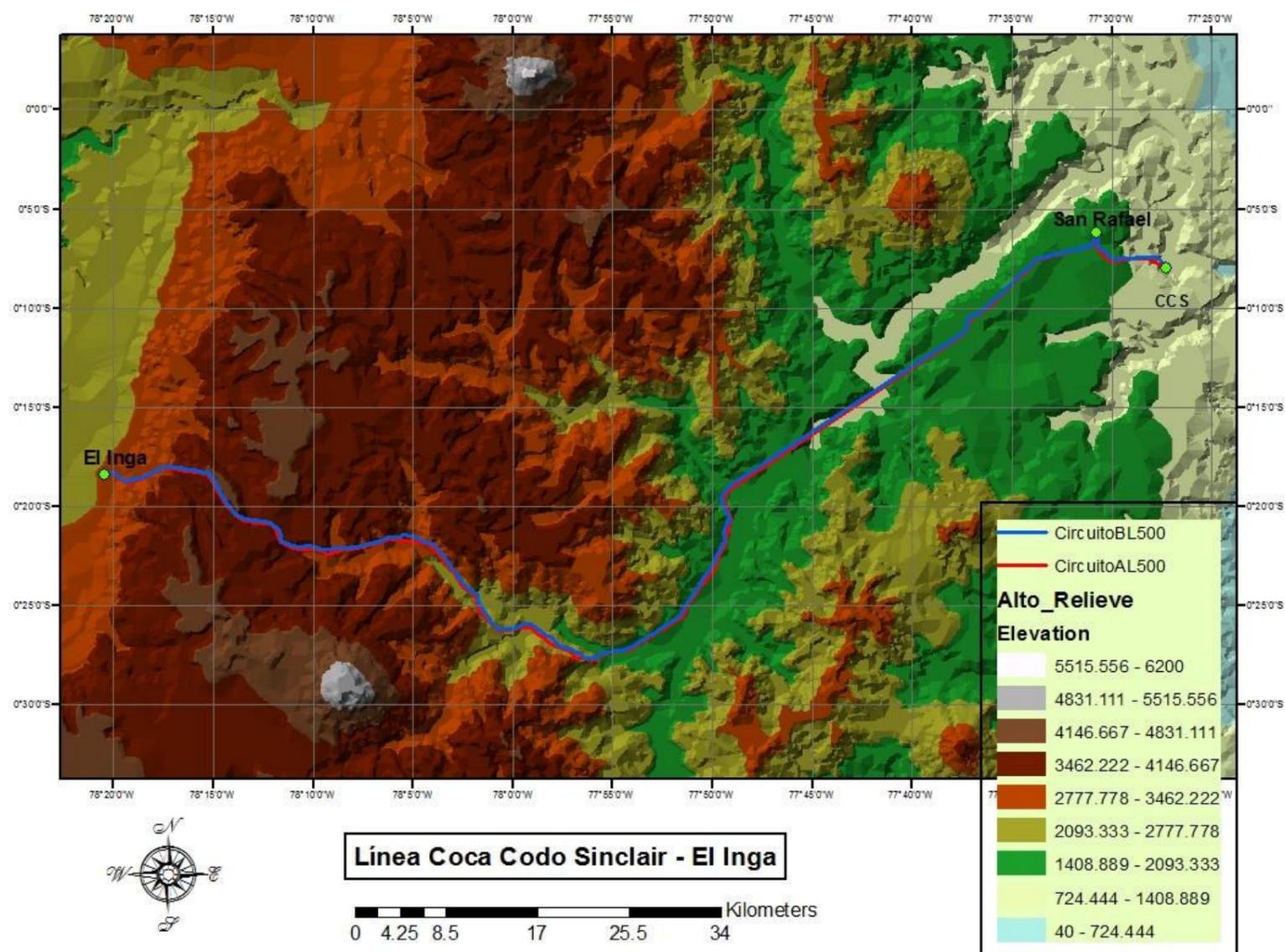


Figura 1.4: Alto relieve de la línea

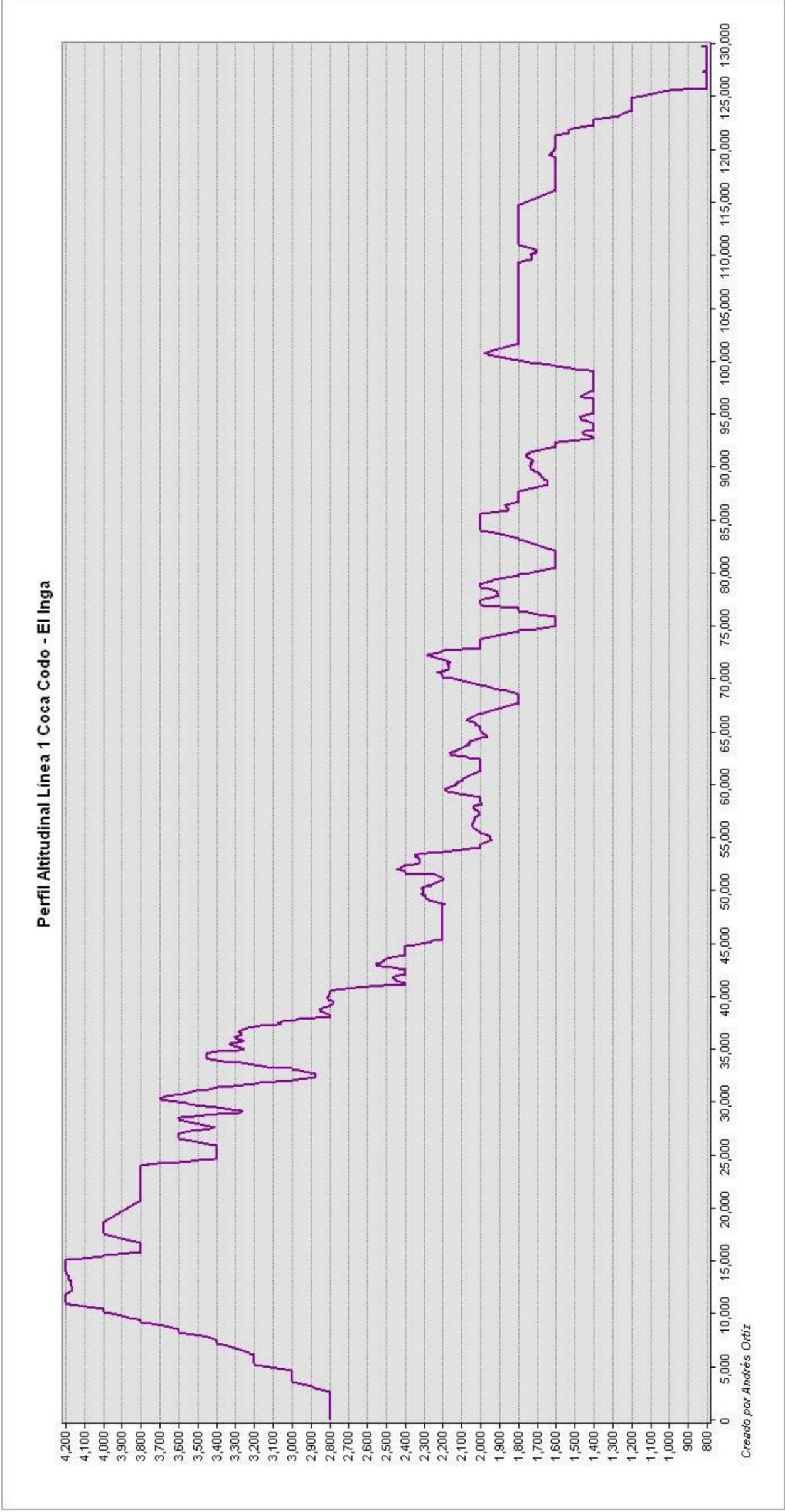


Figura 1.5: Perfil altimétrico Circuito 1-A Coca Codo Sinclair – San Rafael– El Inga

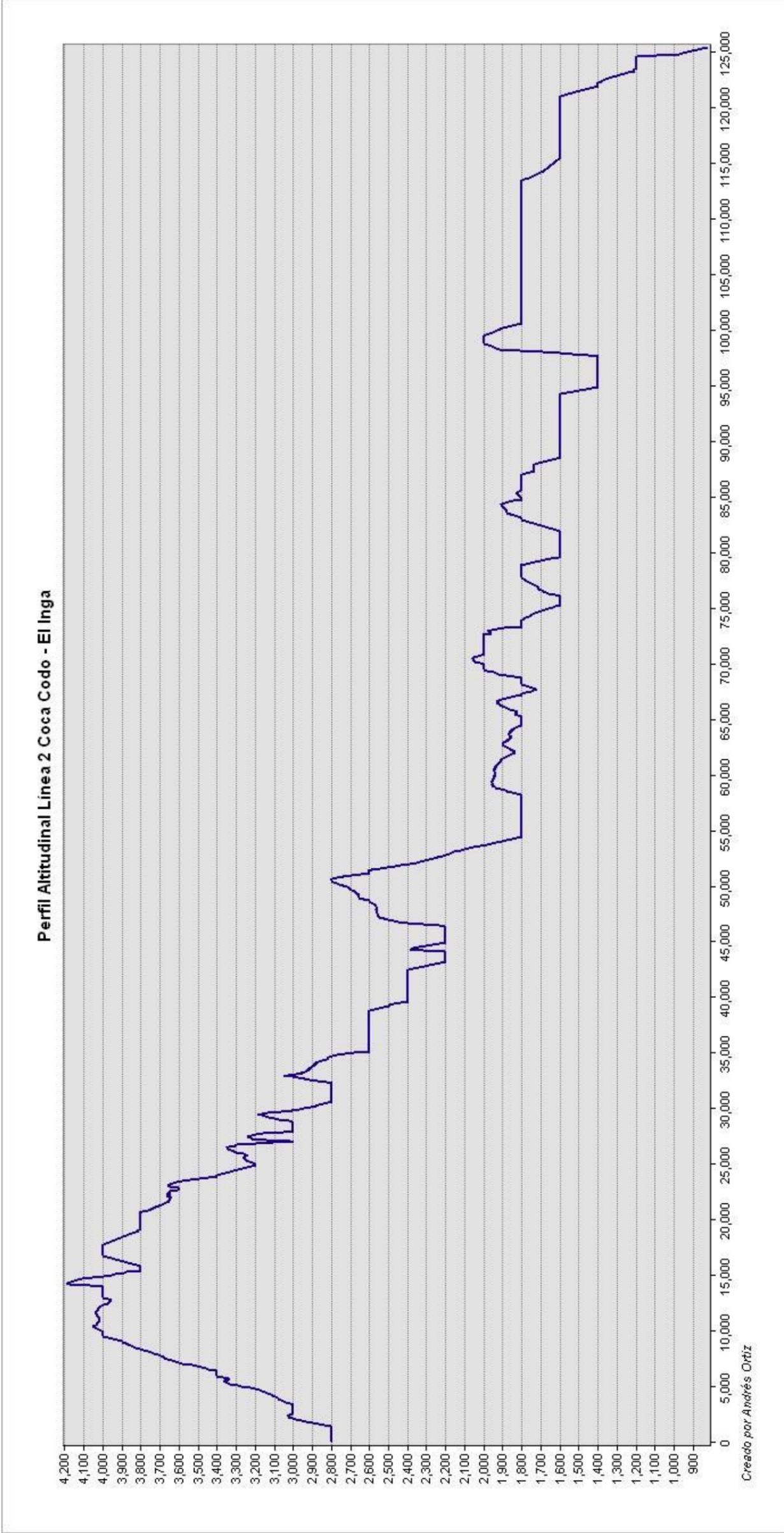


Figura 1.6: Perfil altimétrico Circuito 2-B Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga

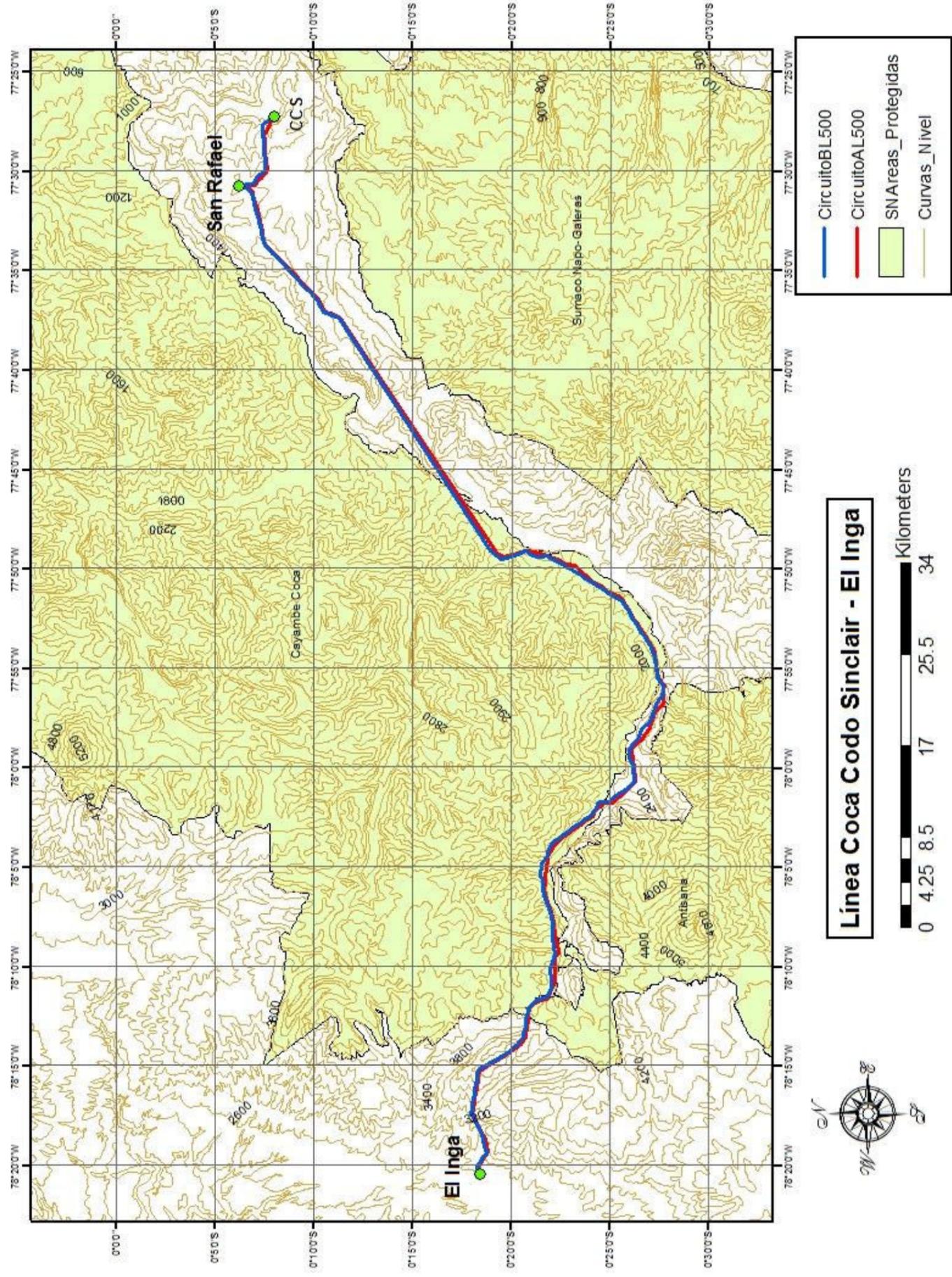


Figura 1.7: Curvas de nivel en la ruta de la línea Coca Codo Sinclair - El Inga

1.3 CARACTERIZACIÓN CLIMÁTICA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Con el objetivo de utilizar parámetros climáticos adecuados como altura sobre el nivel del mar, presión barométrica, humedad relativa y un adecuado coeficiente de irregularidad superficial, se dividió la línea en varios segmentos, que corresponden a los ecosistemas que ésta atraviesa. De esta manera se puede estudiar el fenómeno corona a lo largo de la línea de transmisión y estimar convenientemente las pérdidas. En los lugares donde la intervención del ser humano es alta y no es posible dar una clasificación de ecosistema adecuada, se utiliza el mapa de ubicación geográfica que proporciona el Ministerio del Ambiente del Ecuador.

1.3.1 ECOSISTEMAS

Existen muchas definiciones de ecosistema que relacionan flora, fauna, bacterias, parásitos, hongos, variables abióticas como temperatura, geomorfología, precipitaciones, etc.; y, cómo estos factores interactúan entre sí para definir zonas muy bien delimitadas y con características especiales. Para poder clasificar climáticamente la línea de transmisión, se utiliza el concepto de ecosistema que hace énfasis en la vegetación y las variables que permiten catalogarla. Así, “un ecosistema es un grupo de comunidades de vegetación a escala local que tiende a coexistir dentro de paisajes con variables biofísicas, gradientes ambientales y procesos dinámicos similares” (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

Los conjuntos de factores climáticos que hacen referencia a la interrelación, entre temperatura, precipitación y evaporación a escalas regionales y su correspondencia con diferentes tipos de vegetación, se conoce como Bioclima. Para estudiar las consecuencias del efecto Corona es útil limitar por zonas el trayecto. Estas zonas deben guardar alguna relación a lo largo del año, así como, un valor de precipitación y temperatura que se relaciona con una determinada comunidad vegetal (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013).

“Es totalmente evidente que las montañas situadas entre los trópicos poseen un ritmo solar anual equinoccial, es decir prácticamente los días duran casi el mismo tiempo que las noches. En consecuencia, el ritmo diario de temperaturas en las altas montañas tropicales se ajusta a lo largo del año a un casi continuo ritmo de fuertes heladas nocturnas y elevadas temperaturas diurnas, lo que conlleva a una alternancia diaria de hielo/deshielo” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013), así también, una variación bastante marcada en la densidad del aire. Factores que intervienen fuertemente en la intensidad del efecto corona.

“La temperatura, la precipitación total anual, y la variación mensual o estacional de ambas variables, son factores que definen en un grado elevado la distribución de los ecosistemas y por lo tanto de manera directa la influencia sobre los patrones fenológicos” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013). Razón por la cual se clasificó a la línea de transmisión por medio de ecosistemas que resaltan el comportamiento estacional de la vegetación.

“Dentro de los eventos periódicos, las hojas representan una unidad de observación muy útil para el análisis del crecimiento de la vegetación, ya que se identifican con facilidad y a veces se pueden contar en un muestreo en campo. En los sistemas de clasificación tanto de ecosistemas como de cobertura de tierra, el conocer la fenología foliar ayuda a discriminar diferentes tipos de bosque” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013).

“La presencia de la Cordillera de los Andes en el Ecuador Continental crea tres zonas distintas a nivel de paisaje, geomorfología, geología, y clima, lo que contribuye a la diferenciación, formación y distribución de hábitats específicos para los organismos, que en conjunto dan lugar a los ecosistemas” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013). Se conocen como unidades geomorfológicas a las cordilleras, montañas, valles, llanuras, piedemontes, penillanuras, etc. La línea de transmisión de 500 kV atraviesa varias unidades geomorfológicas en su recorrido desde la Central Coca Codo Sinclair hasta la subestación El Inga.

“Los regímenes pluviométricos e hidrológicos, así como los caudales anuales, presentan una gran variación espacial en relación a los importantes cambios fisiográficos de sus cuencas por ejemplo relieve y clima. Las precipitaciones

tienen un comportamiento más regular hacia la zona amazónica con respecto a los andes, y aumenta desde los 1.300 mm/año en las estribaciones de la Cordillera Oriental de los Andes, a 3.000 mm/año hacia la planicie amazónica” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013). La intensidad de las precipitaciones anuales da lugar a la formación de ecosistemas, y por tanto se convierte en una variable muy importante a considerar al momento de segmentar a la línea de transmisión.

En la Figura 1.8 se pueden observar todos los tipos de ecosistemas con los que cuenta el Ecuador continental, y en la Figura 1.9 se puede observar a la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga sobrepuesta en los Ecosistemas del país. Así se puede hacer una segmentación que permita realizar un análisis adecuado de las pérdidas.

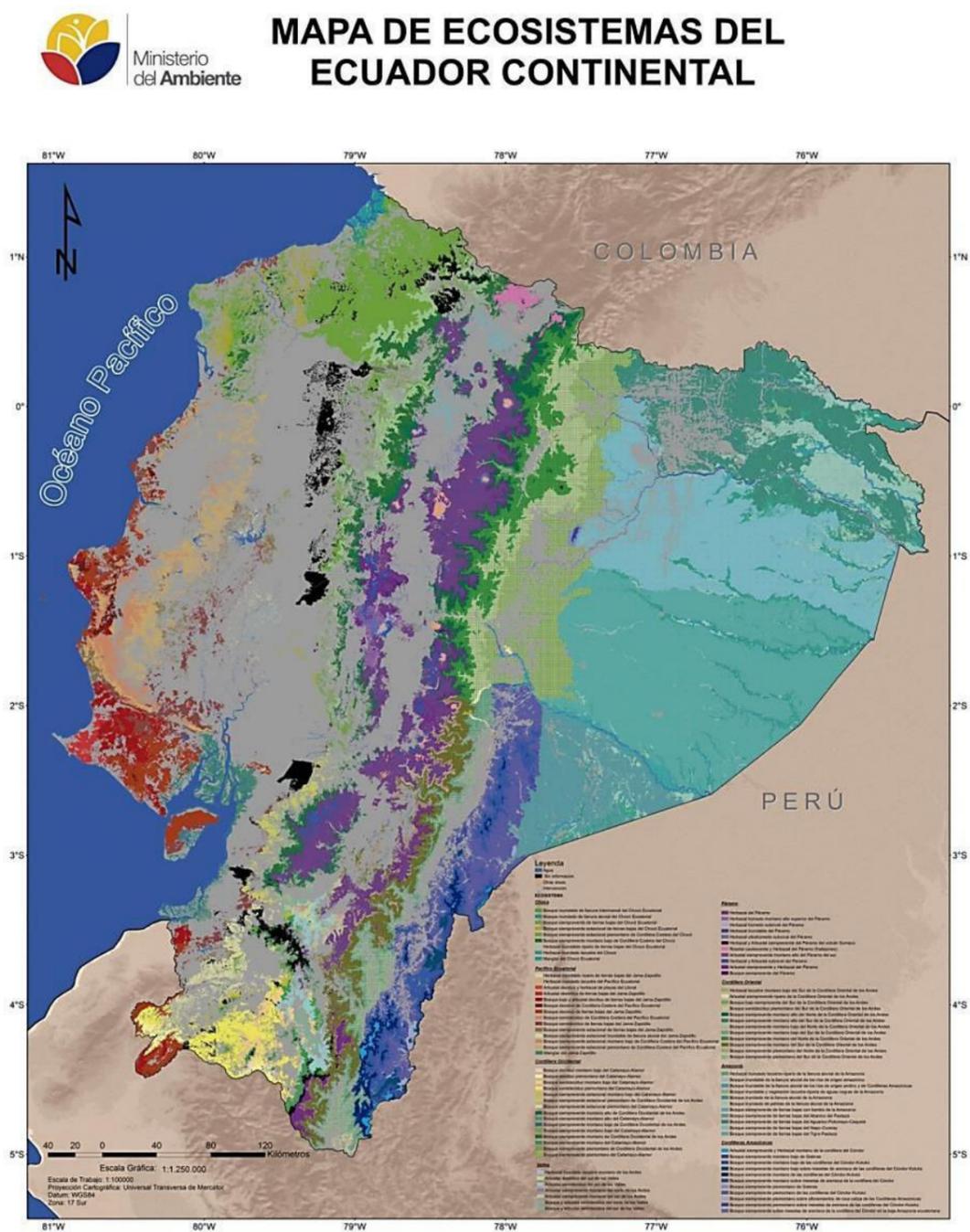


Figura 1.8: Ecosistemas del Ecuador Continental

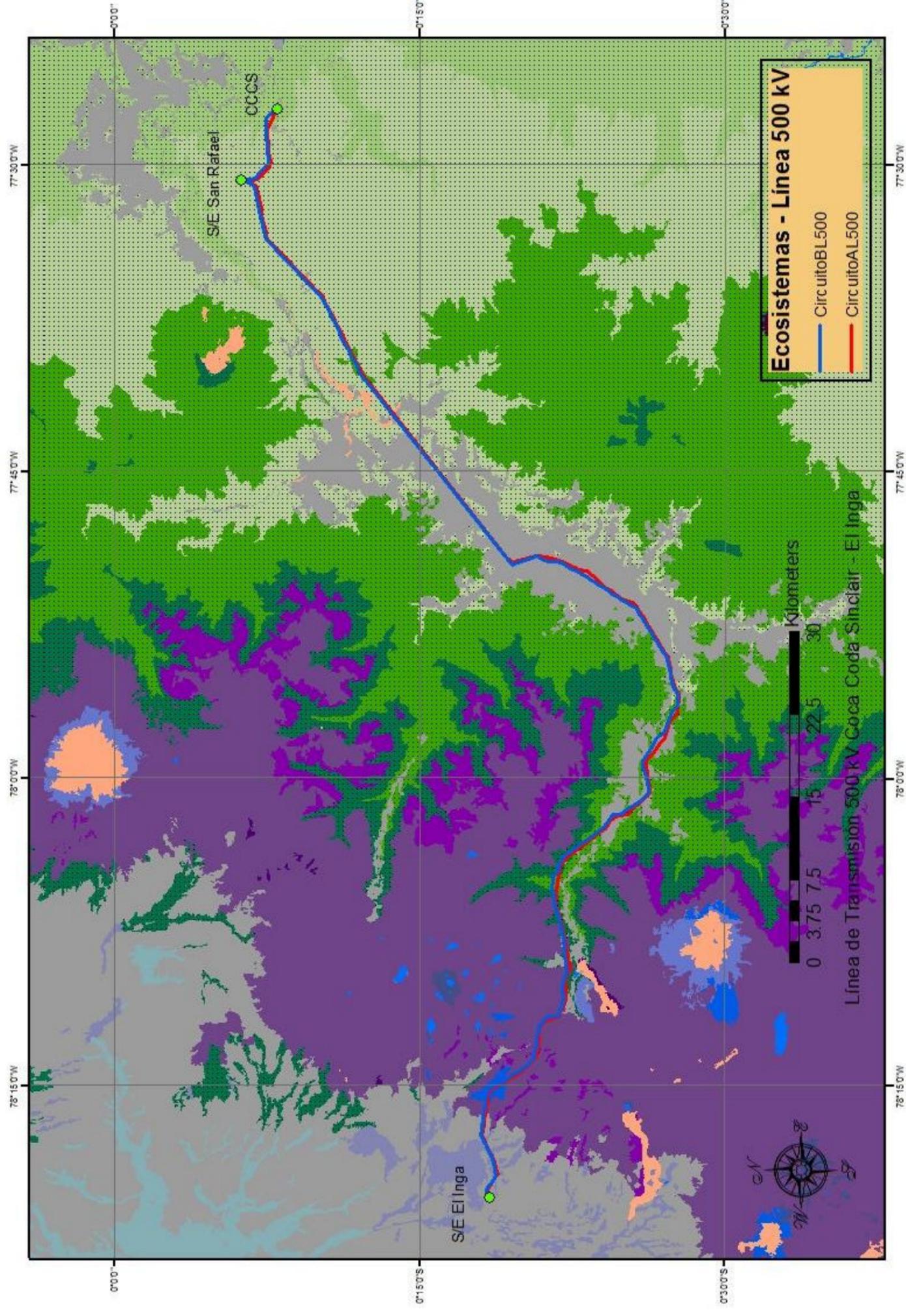


Figura 1.9: Ecosistemas que atraviesa la línea de 500 kV

En la Figura 1.9 se puede observar que la línea de transmisión de 500 kV atraviesa 8 ecosistemas diferentes, además, una zona que se especifica como “Intervención” que indica actividades desarrolladas por el ser humano. A continuación se describirá cada uno de los ecosistemas y sus variables representativas para poder analizar las pérdidas por efecto corona. En el Anexo II se puede observar la descripción de cada ecosistema.

1.3.1.1 Bosque Siempreverde Piemontano del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes

Ecosistema formado por un bosque denso de 15 a 35 m de alto, la vegetación presenta una cobertura densa de estructura compleja con varios estratos. Se asienta sobre sustratos relativamente ácidos y suelos bien drenados. El paisaje está dominado por colinas altas y medias de crestas agudas y redondeadas, relacionadas con rocas volcánicas y sedimentarias de origen más reciente (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

Siempreverde: Es una clasificación fenológica para la vegetación leñosa en regiones tropicales con estaciones secas (períodos de nula o baja precipitación) que duran menos de un mes al año y que mantienen el follaje a lo largo del año (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013). Es decir no pierden sus hojas para conservar la hidratación.

Piemontano o Piedemonte: Partes bajas de montañas y serranías hasta el punto de inflexión con el valle o llanura. Hace referencia al piedemonte Andino (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013).

Ombrotipo: Es un indicador de la cantidad de lluvia que se precipita sobre una determinada región. Mide la disponibilidad relativa y efectiva del monto anual de precipitaciones en relación a las temperaturas anuales (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013).

En la Figura 1.10 se puede observar las características principales de éste ecosistema, su ubicación en el territorio ecuatoriano y la forma de la vegetación dominante. En la Figura 1.11 se puede observar la distribución de la temperatura a lo largo del año así como también la cantidad de precipitación. La Central del

Coca Codo Sinclair estará ubicada dentro de este ecosistema como lo indica la Figura 1.12. Es cierto que dentro de la clasificación general suministrada por el Ministerio del Ambiente de Ecuador, la Central cae dentro de un “Área intervenida”, pero debido a su cercanía se la analiza bajo las mismas condiciones.



Figura 1.10: Características del Ecosistema Bosque Siempreverde Piemontano⁴

⁴ Figura tomada del Ministerio del Ambiente

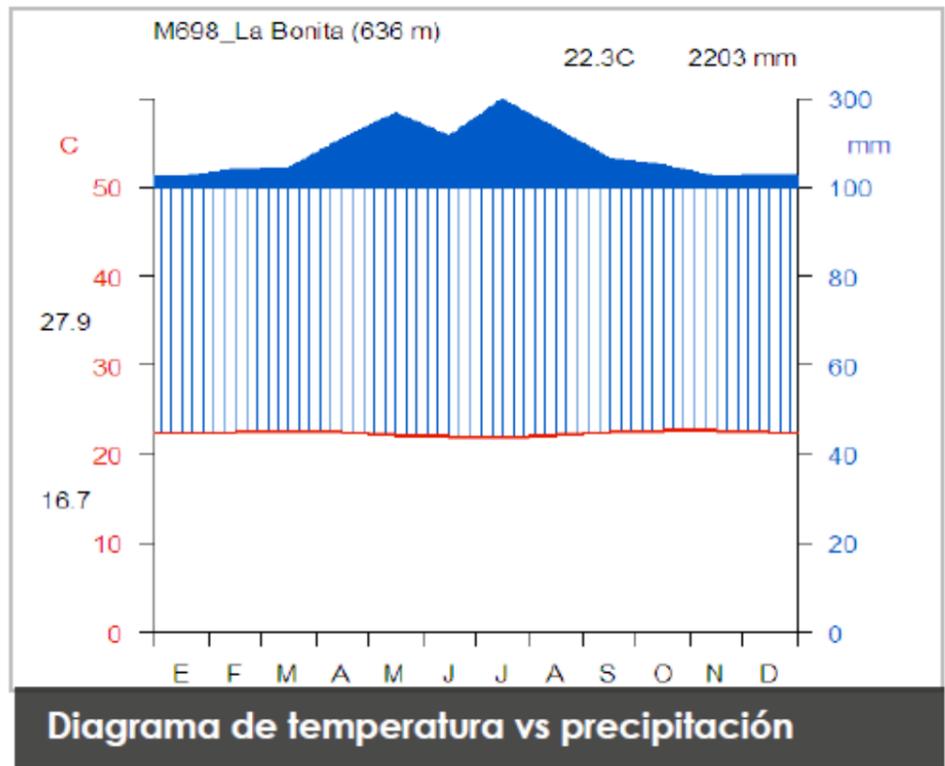


Figura 1.11: Bosque Siempreverde Piemontano - Temperatura vs Precipitación⁵

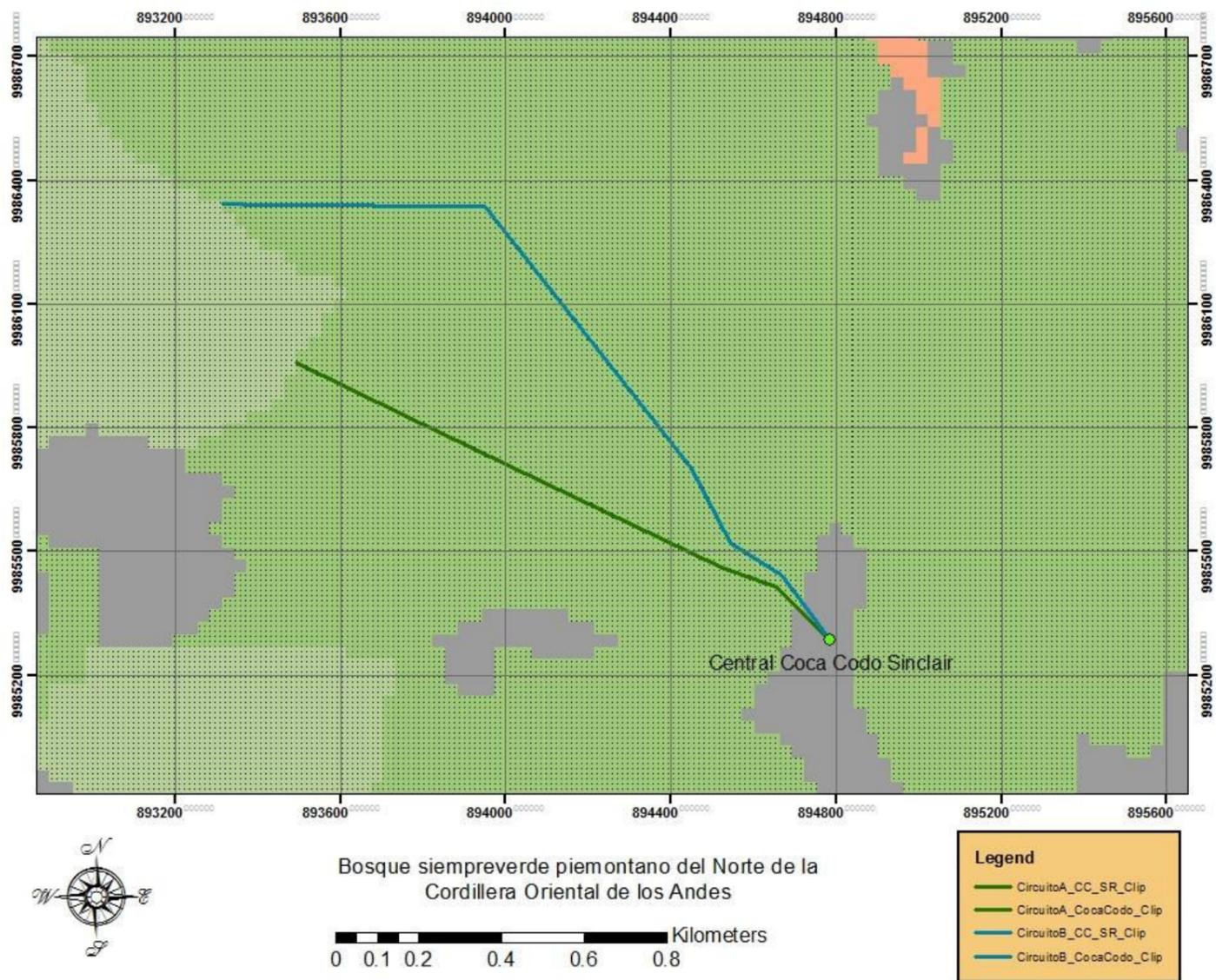


Figura 1.12: Segmento Línea 500 kV Bosque Siempreverde Piemontano

⁵ Figura tomada del Ministerio del Ambiente

1.3.1.2 Bosque Siempreverde Montano Bajo del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes

Bosques siempreverdes que alcanzan los 20 a 35 m de altura. Hacia los límites superiores de este ecosistema se incrementa la abundancia de plantas epifitas (plantas no parásitas que crecen sobre otras) en los troncos y ramas de los árboles. Estos bosques conjugan la flora de los Andes con la de la Amazonía. La deforestación es muy notoria en áreas relativamente planas y en los declives de las colinas. Los bosques han sido talados para extraer madera y establecer pastizales y zonas de cultivo (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

Montano bajo: Son elevaciones debido a procesos orogénicos (choques de placas tectónicas) que van desde 0 a 1.000 msnm.

En la Figura 1.14 se puede observar las características de éste ecosistema, su ubicación y las formas de vegetación dominantes. En la Figura 1.13 se puede observar el comportamiento de la temperatura y de las precipitaciones a lo largo del año.

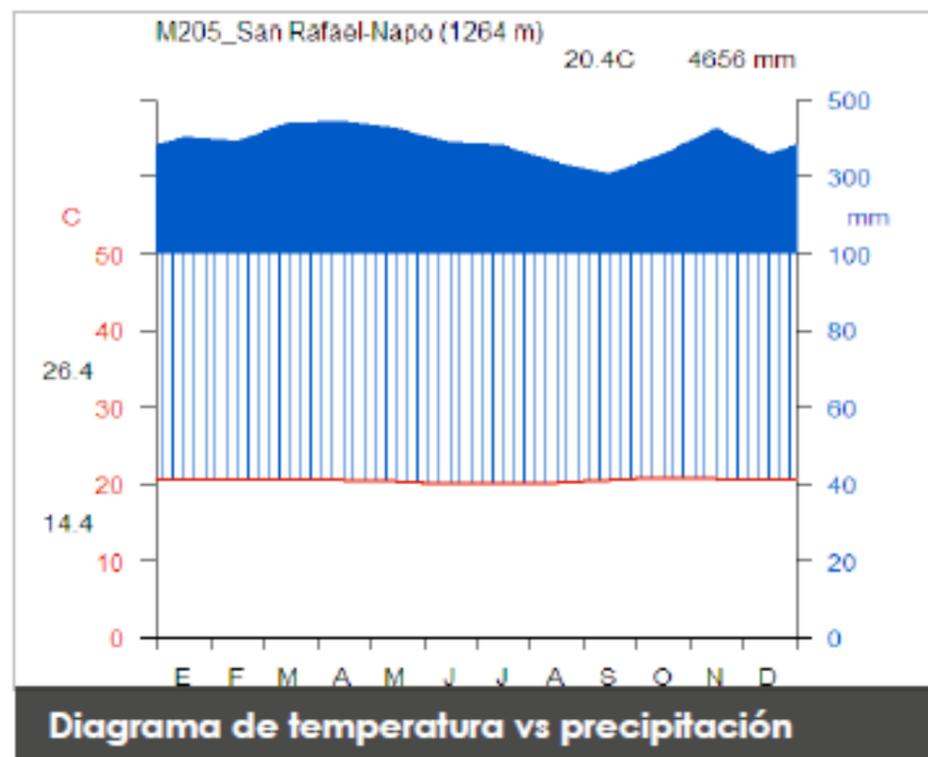


Figura 1.13: Bosque Siempreverde Montano Bajo - Temperatura vs Precipitación



Figura 1.14: Características del Ecosistema Bosque siempreverde Montano Bajo

En este ecosistema, como se muestra en la Figura 1.15, también se observa una alta intervención de los seres humanos. Sin embargo, se considera que las condiciones climáticas se mantienen constantes debido a la baja presencia industrial y que aún existen extensiones de bosque virgen que rodea a estas comunidades.

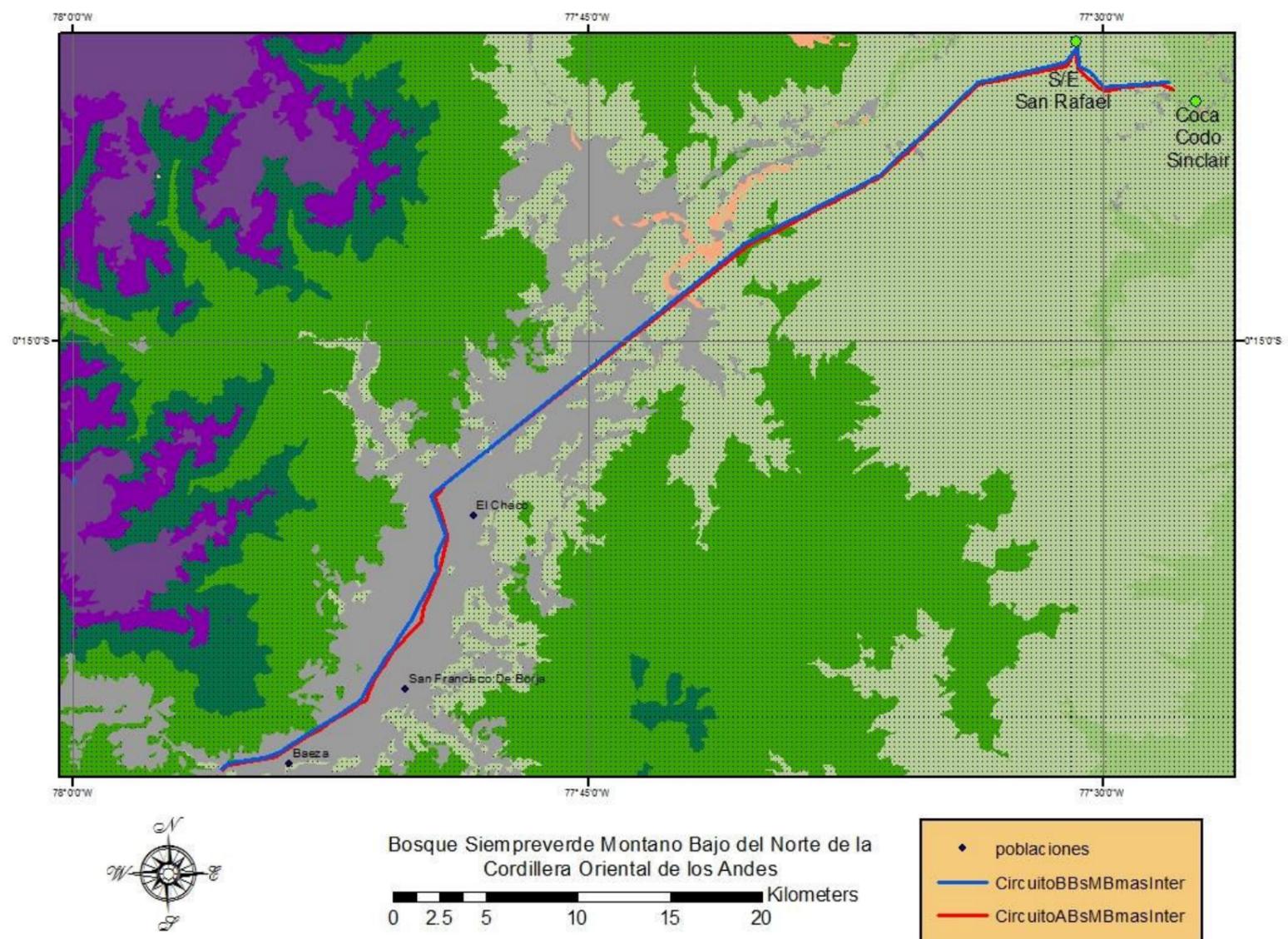


Figura 1.15: Segmento Línea 500 kV Bosque Siempreverde Montano Bajo

1.3.1.3 Bosque Siempreverde Montano del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes

Bosques siempreverdes que alcanzan los 15 a 25 m de alto. Los árboles tienden a tener troncos y ramas nudosas, copas densas y compactas. El ecosistema se incluye en la amplia clasificación de —bosques nublados (cloud forests). Este nombre se debe a que frecuentemente estos bosques tienen una cobertura de neblina o de nubes, ya sea constante, o durante las primeras horas de la mañana y las últimas horas de la tarde. El aporte de agua por la neblina o nubes se conoce como precipitación horizontal o lluvia incidental. Se puede observar algunas intrusiones graníticas, además proyecciones de cenizas volcánicas, formaciones metamórficas indiferenciadas y cobertura piroclástica discontinua. Las pendientes son fuertemente inclinadas a escarpadas (5° - 87°). En las zonas relativamente planas, especialmente a los largo de los ríos, estos bosques han

sido transformados para establecer pastizales y cultivos (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

Las condiciones climáticas de este ecosistema nos permiten concluir que corona va estar fuertemente presente en este trayecto de línea, por lo tanto, en esta zona el diseño debe estar fuertemente orientado a mitigar su intensidad en condiciones de lluvia casi constante, alta presencia de partículas aéreas, ceniza volcánica y alturas sobre los 2.000 msnm.

En la Figura 1.16 se pueden observar algunas de las características principales de éste ecosistema, su ubicación y extensión lo que nos ayuda también a concluir que el segmento de la línea de transmisión guarda relación con su entorno.



Figura 1.16: Características del Ecosistema Bosque Siempreverde Montano
Montaña o Montano: “Grandes elevaciones naturales del terreno que poseen un desnivel desde la línea de base hasta la cumbre mayor a 300 m, cuya altura y

formas se deben a plegamiento de las rocas superiores de la corteza terrestre. Su cima puede ser aguda, subaguda, semiredondeada, redondeada y tabular, su pendiente es $>30\%$. Las partes de una montaña son la cumbre y las laderas (vertientes)” (Ministerio del Ambiente de Ecuador, 2013).

La Figura 1.17 muestra el comportamiento de la temperatura así como la distribución mensual de las lluvias a lo largo del año. En la Figura 1.18 podemos observar al segmento de la Línea de Transmisión atravesando éste ecosistema. Se aprecia claramente la extensa intervención humana, pero debido a que está robustamente rodeada de bosque virgen se toman las mismas características climáticas para su análisis.

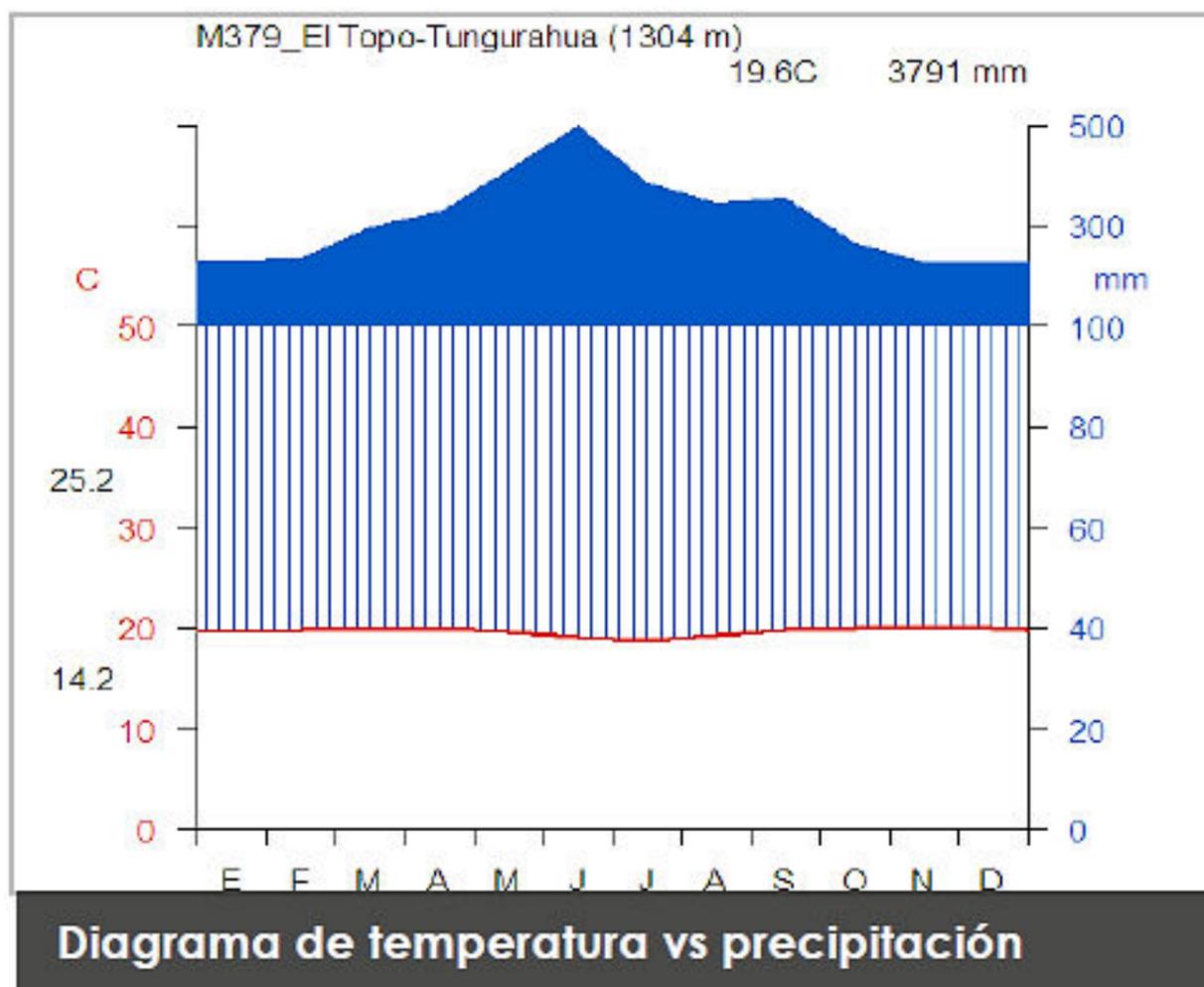


Figura 1.17: Bosque Siempreverde Montano - Temperatura vs Precipitación

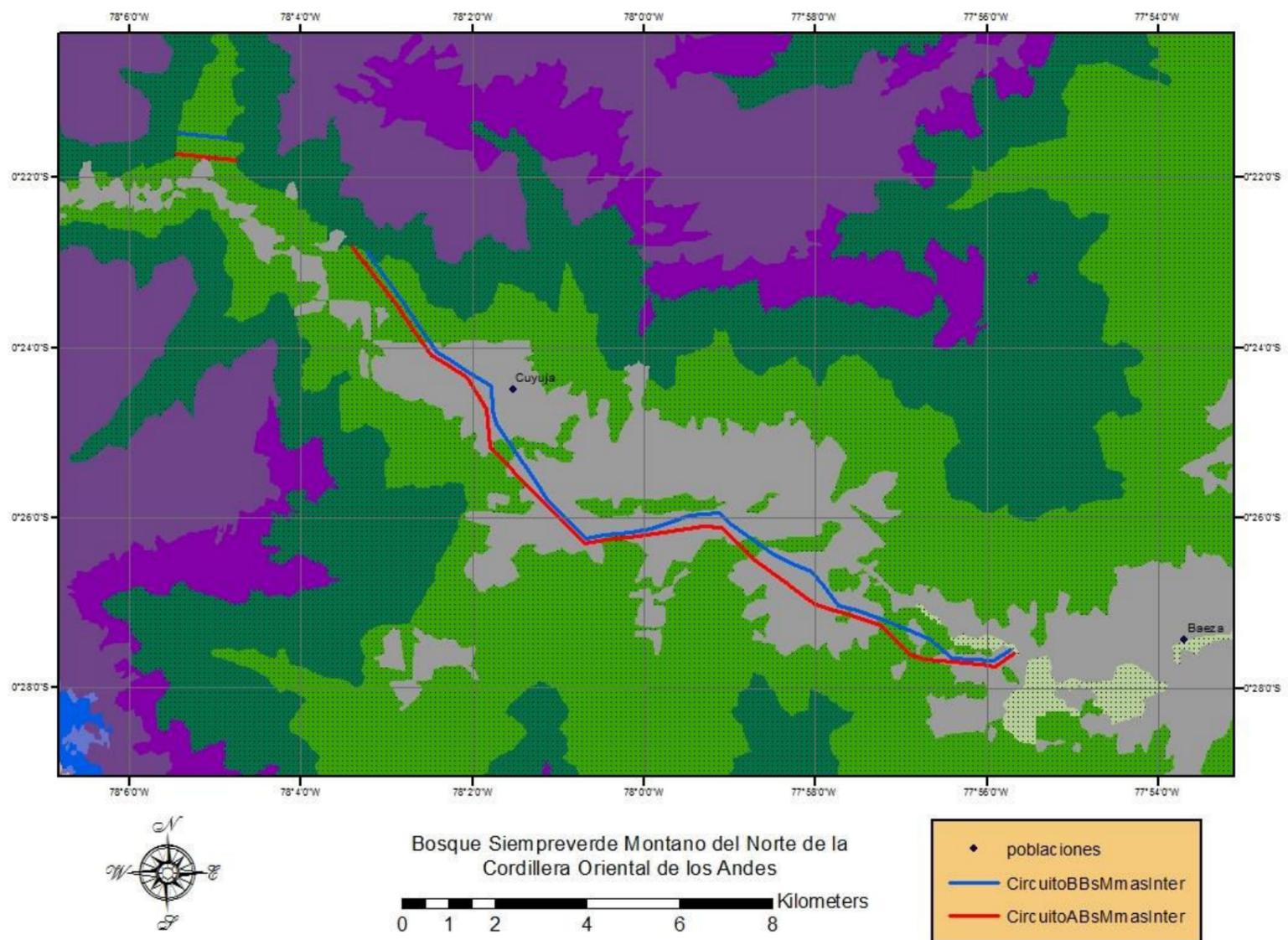


Figura 1.18: Segmento Línea 500 kV Bosque Siempreverde Montano

1.3.1.4 Bosque Siempreverde Montano Alto del Norte de la Cordillera Oriental de Los Andes

Bosques siempreverdes bajos a medios, con un dosel de 10 a 15 m de alto. Los árboles se caracterizan por tener troncos gruesos en ocasiones torcidos y con raíces adventicias. Utilizados frecuentemente para producir carbón. Normalmente están restringidos a zonas de topografía accidentada y pendientes que van desde muy inclinadas a escarpadas (15° a 87°) (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

En la Figura 1.19 se puede observar las características de éste ecosistema, su ubicación geográfica y una fotografía de la vegetación dominante. En la Figura 1.20 se puede observar el comportamiento de la temperatura versus la precipitación a lo largo de año.

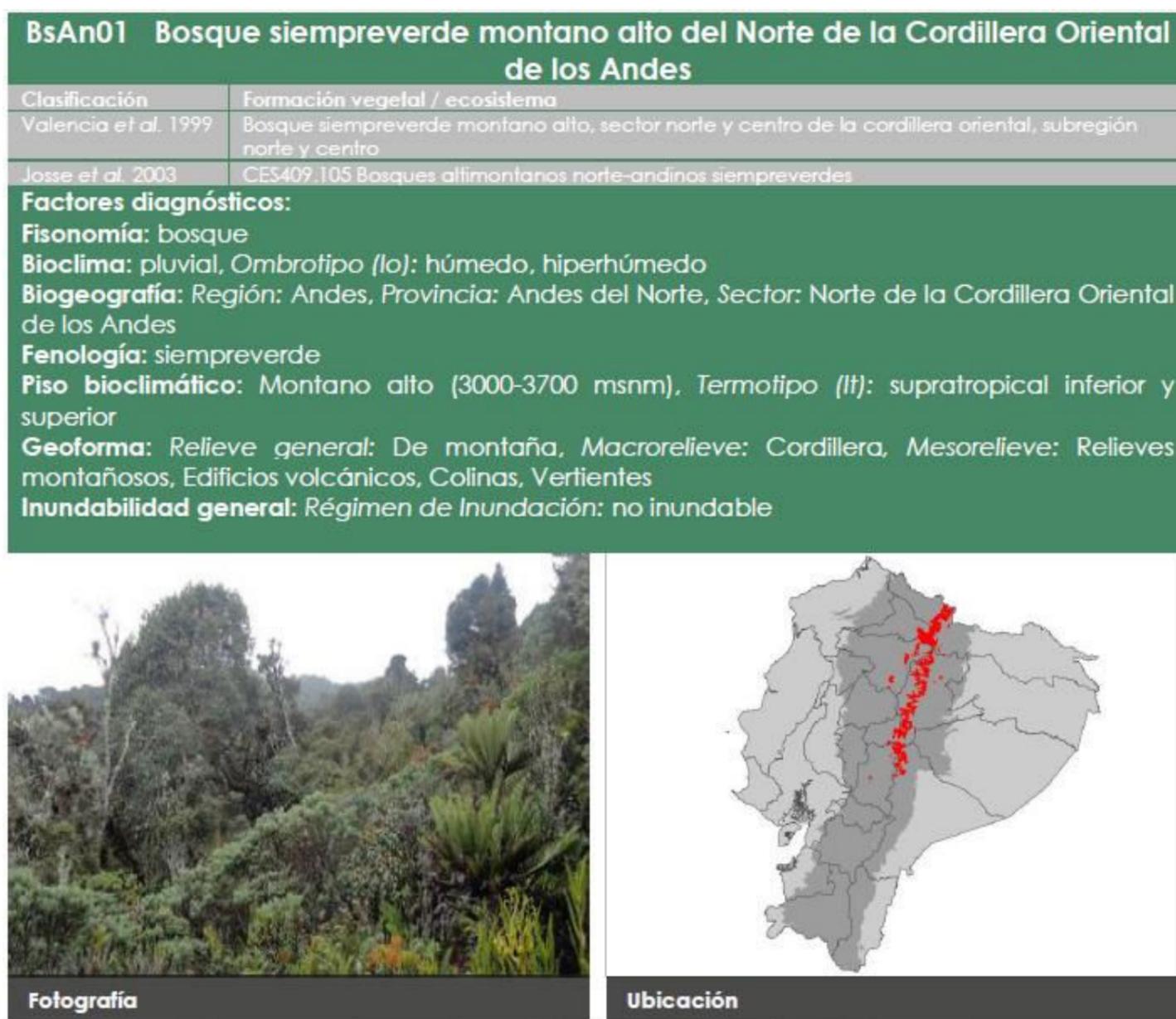


Figura 1.19: Características del Ecosistema Bosque Siempreverde Montano Alto

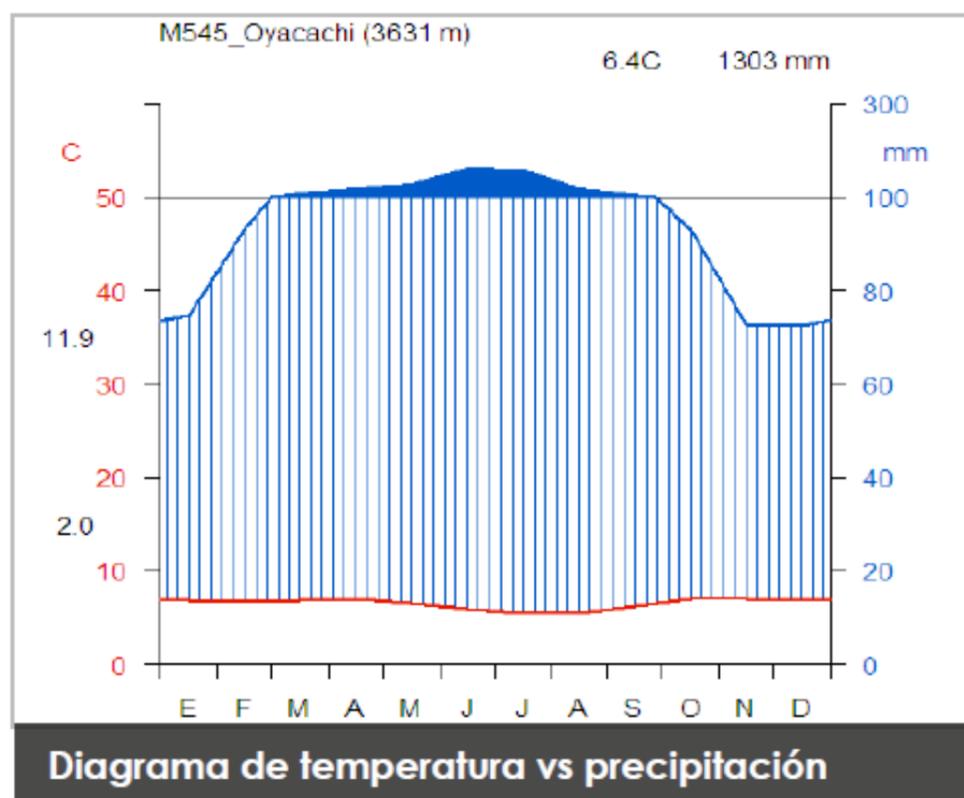


Figura 1.20: Bosque Siempreverde Montano Alto - Temperatura vs Precipitación

La Figura 1.21 muestra el segmento de línea que atraviesa éste ecosistema, se puede apreciar que existen áreas donde el ser humano ha intervenido. Sin embargo se consideran características similares para el análisis debido a la baja o nula concentración industrial y a que estos sectores se encuentran aún rodeados de bosque virgen.

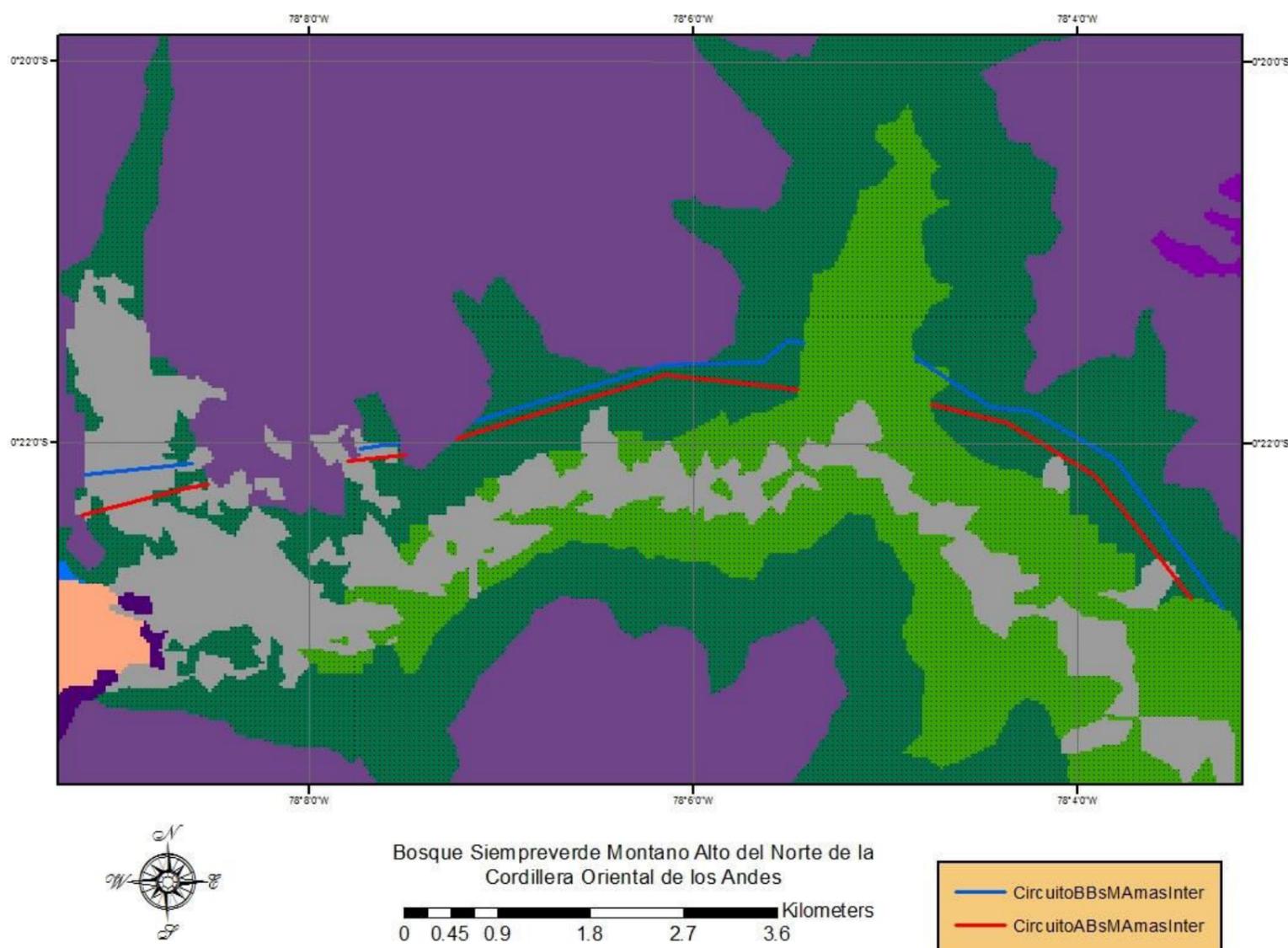


Figura 1.21: Segmento Línea 500 kV Bosque Siempreverde Montano Alto

1.3.1.5 Herbazal del Páramo

Herbazal denso dominado por gramíneas (plantas herbáceas, cereales) mayores a 50 cm de altura; este ecosistema abarca la mayor extensión de los ecosistemas de montaña en el Ecuador; se extiende a lo largo de los Andes desde el Carchi hasta Loja. Es característico del piso montano alto superior y se localiza generalmente en los valles glaciares, laderas de vertientes disectadas y llanuras subglaciares sobre los 3.400 msnm. Se caracteriza por tener suelos andosoles (suelos oscuros de origen volcánico) con un profundo horizonte, rico en materia

orgánica que puede alcanzar los 60 kg-carbono/m², debido a esto y a las condiciones climáticas de alta humedad contiene una gran cantidad de agua por unidad de volumen (80-90% por cm³) con una excepcional capacidad de regulación hídrica (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

Valle Glaciar: Está definido por unos rellanos escalonados o terrazas más o menos plano o cóncavo o en forma de U que se forma en procesos de glaciación.

En la Figura 1.23 se aprecian las principales características de éste ecosistema, su ubicación geográfica y una fotografía que muestra la vegetación dominante. Se puede concluir, que por su gran altura sobre el nivel del mar y las condiciones climáticas que imperan en este ecosistema, el fenómeno corona se manifestará con gran intensidad. Pero se considera un ecosistema donde las precipitaciones no son el factor determinante para el diseño, sino, la altura sobre el nivel del mar. En la Figura 1.22 se puede apreciar la distribución de las precipitaciones y de la temperatura a lo largo del año.

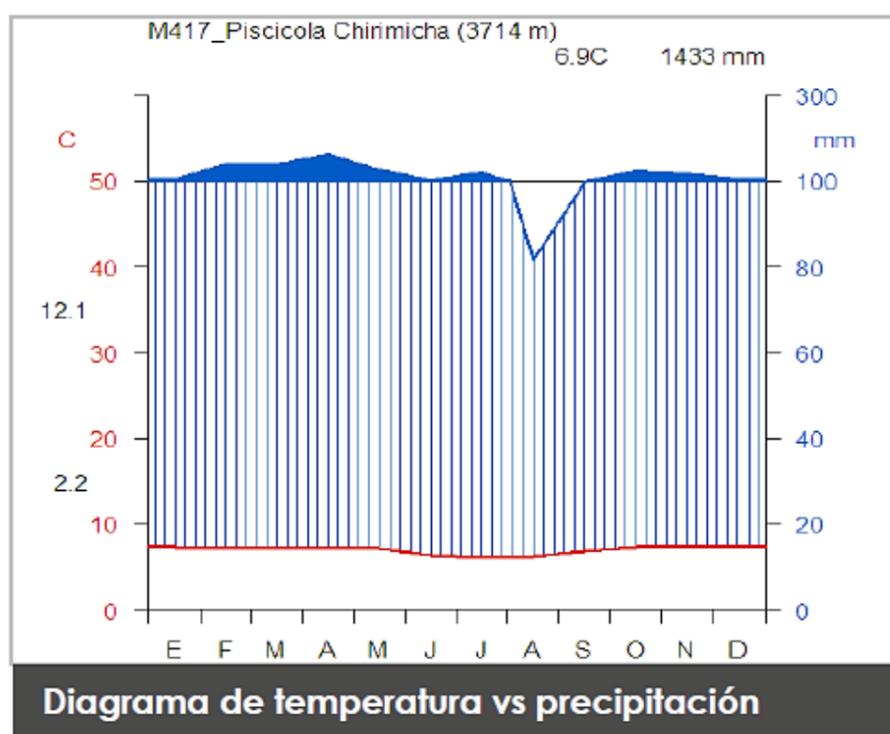


Figura 1.22: Herbazal del Páramo - Temperatura vs Precipitación

La Figura 1.24 muestra el segmento de la línea de 500 kV en éste ecosistema. Se puede apreciar que la trayectoria es casi libre de intervención humana, por lo que, en esta zona la clasificación es casi impecable y no se realizan suposiciones en base a la distribución geográfica del ecosistema.

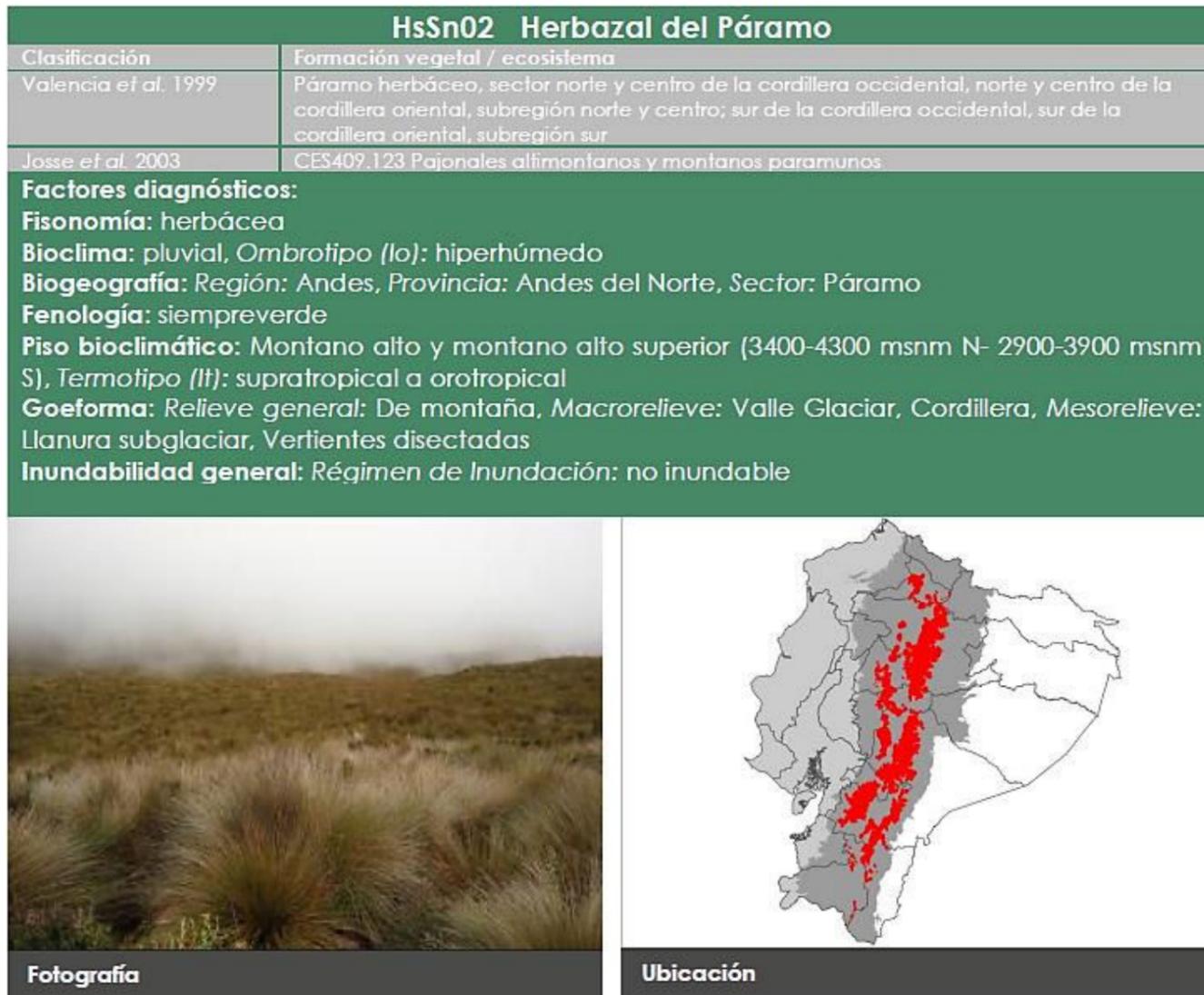


Figura 1.23: Características del Ecosistema Herbazal del Páramo

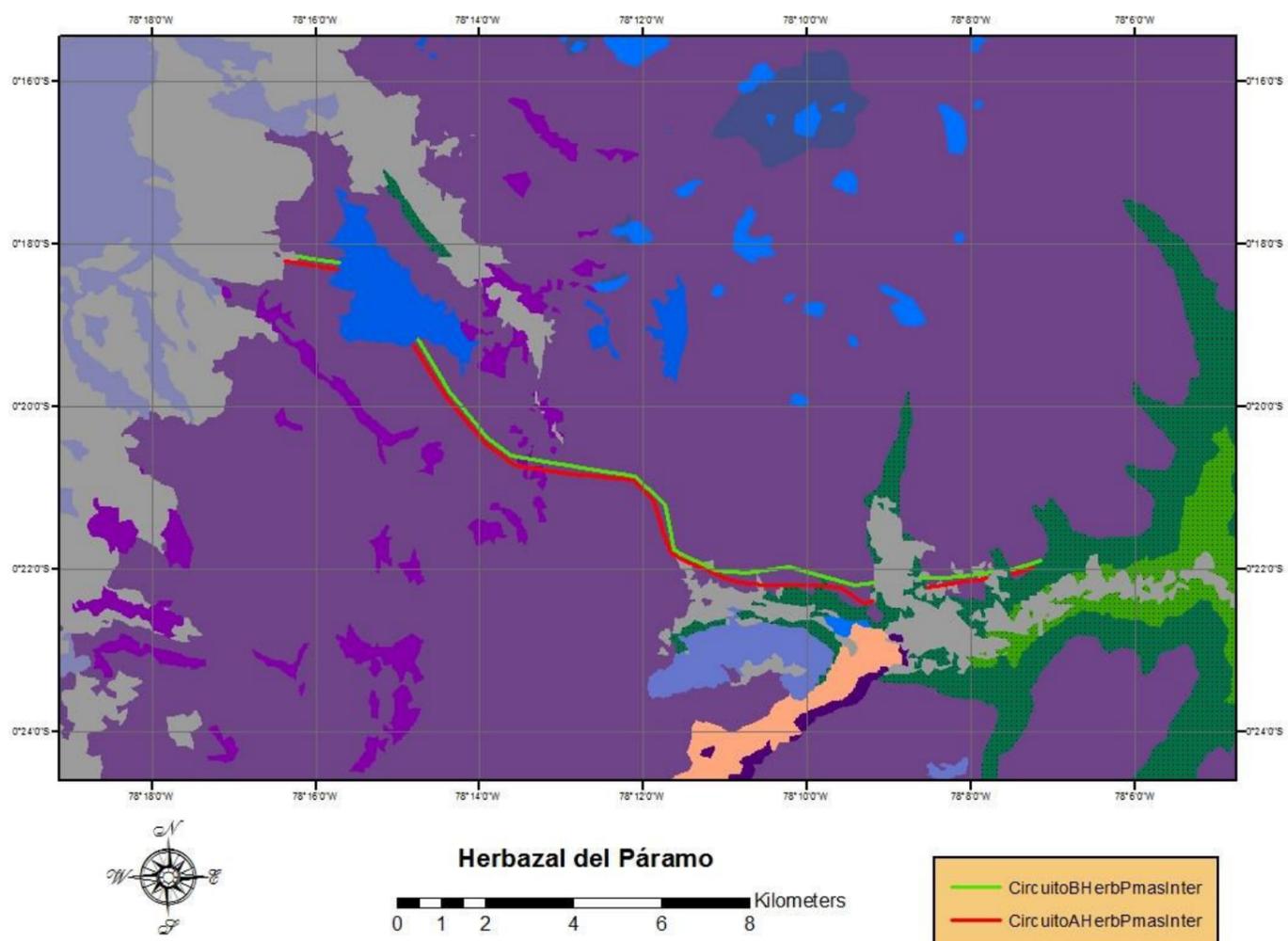


Figura 1.24: Segmento Línea 500 kV Herbazal del Páramo

1.3.1.6 Herbazal y Arbustal Siempreverde Subnival del Páramo

“Este ecosistema se caracteriza por tener una vegetación fragmentada, con suelo desnudo entre los parches de vegetación que se localiza en las cumbres más altas de la cordillera formando un sistema insular restringido al norte del Ecuador. Los suelos de este ecosistema son andosoles húmicos relativamente bien desarrollados, con un horizonte de profundidad que varía en promedio entre 30 a 50 cm producto del volcanismo cuaternario activo y el clima húmedo y frío” (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

“El ambiente subnival es extremo y se agudiza conforme incrementa la elevación, estas condiciones climáticas infringen una presión selectiva fuerte en las plantas sujetas a una gran variación de temperatura y de humedad, que puede incluir congelamiento y descongelamiento del agua en el suelo en un mismo día. Por estas razones, muchas de las especies presentes de este ecosistema han desarrollado adaptaciones fisiológicas singulares. El piso altitudinal subnival en el cual se desarrolla este ecosistema fue denominado como superpáramo.” (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretaría de Patrimonio Natural, 2013).

En este segmento de la línea de transmisión se esperan valores muy altos de corona. El factor predominante en el diseño, dentro de éste ecosistema, es la altura sobre el nivel del mar y la alta probabilidad de congelamiento de las gotas de lluvia o aguanieve que se precipite. Por lo que es necesario que el diseño se enfoque en mitigar las pérdidas por efecto corona tanto para condiciones de clima favorable como para las condiciones climáticas de lluvia y nieve.

En la Figura 1.25 se puede observar las características de éste ecosistema, su ubicación geográfica y una fotografía de las principales formas de vegetación que lo habitan. En este sector no existe intervención humana.

En la Figura 1.26 se observa la distribución de la temperatura y las precipitaciones a lo largo del año. Se aprecia el valor promedio anual de precipitación es 416 mm, que es un valor muy bajo, sin embargo, contribuye fuertemente a la presencia de efecto corona debido a las bajas temperaturas y por lo tanto la alta posibilidad de

congelación. En la Figura 1.27 se puede observar el segmento de la línea de 500 kV en éste ecosistema.

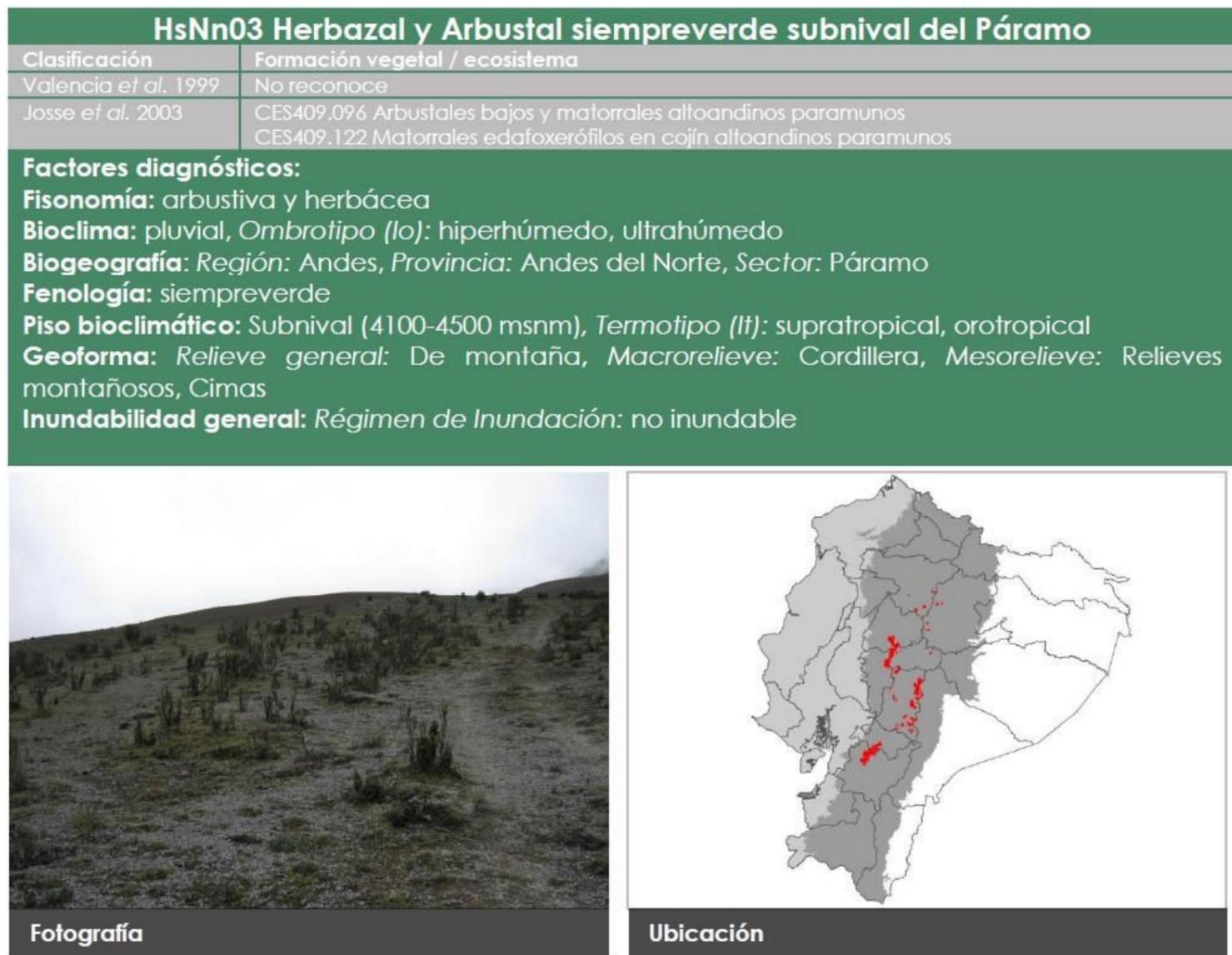


Figura 1.25: Características del Ecosistema Herbazal y Arbustal Siempreverde Subnival del Páramo

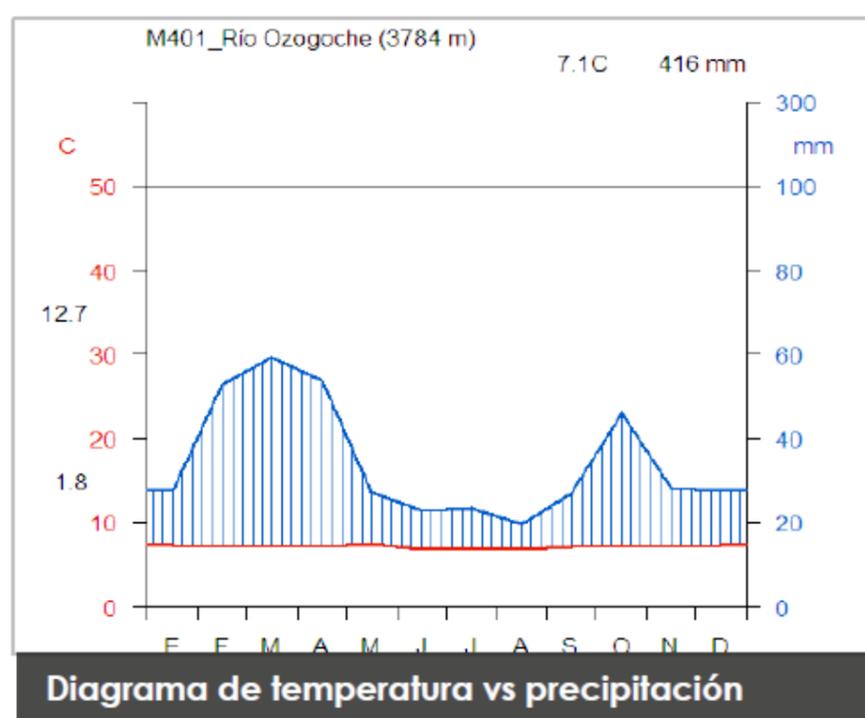


Figura 1.26: Herbazal y Arbustal Siempreverde Subnival del Páramo - Temperatura vs Precipitación

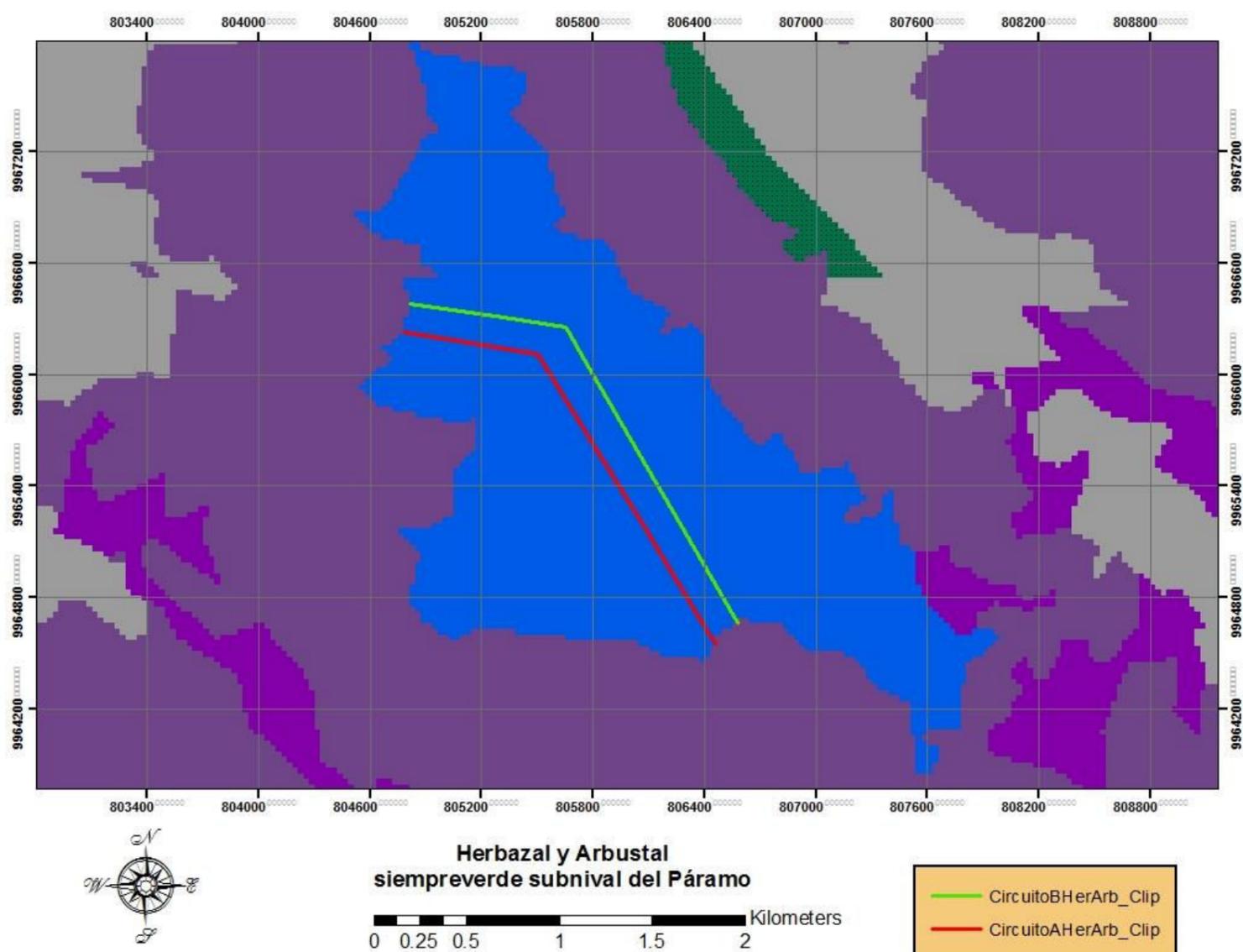


Figura 1.27: Segmento Línea 500 kV Herbazal y Arbustal siempreverde Subnivival del Páramo

1.3.1.7 Arbustal Siempreverde Montano del Norte de Los Andes

“Ecosistema discontinuo ubicado en quebradas y áreas de difícil acceso con pendientes de hasta 60°. Se encuentra en las vertientes internas y laderas occidentales montañosas húmedas de la cordillera de los Andes. Se caracteriza por estar compuesta de vegetación sucesional, donde los bosques montanos han sido sustituidos por cultivos entre los cuales quedan estos remanentes formados por una vegetación arbustiva alta de dosel muy abierto de aproximadamente 5 m y sotobosque arbustivo hasta 2 m, compuesta de un conjunto característico de especies andinas, entre ellas algunas espinosas” (Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretería de Patrimonio Natural, 2013).

La Figura 1.30 muestra que en ésta zona hay la mayor intervención del ser humano. Los espacios remanentes de vegetación autóctona son los que

proporcionan las características climáticas a este sector. Se consideran que las características generales de esta zona se mantienen muy similares a las áreas sin intervenir de éste ecosistema porque las poblaciones más cercanas son La Merced a 6,5 km y Alangasí a 7 km aproximadamente de la subestación El Inga.

La Figura 1.28 muestra las características de éste ecosistema, su ubicación geográfica y una fotografía de la vegetación predominante. La Figura 1.29 muestra el comportamiento de la temperatura y de las precipitaciones a lo largo del año.



Figura 1.28: Características del Ecosistema Arbustal Siempreverde Montano del Norte de los Andes

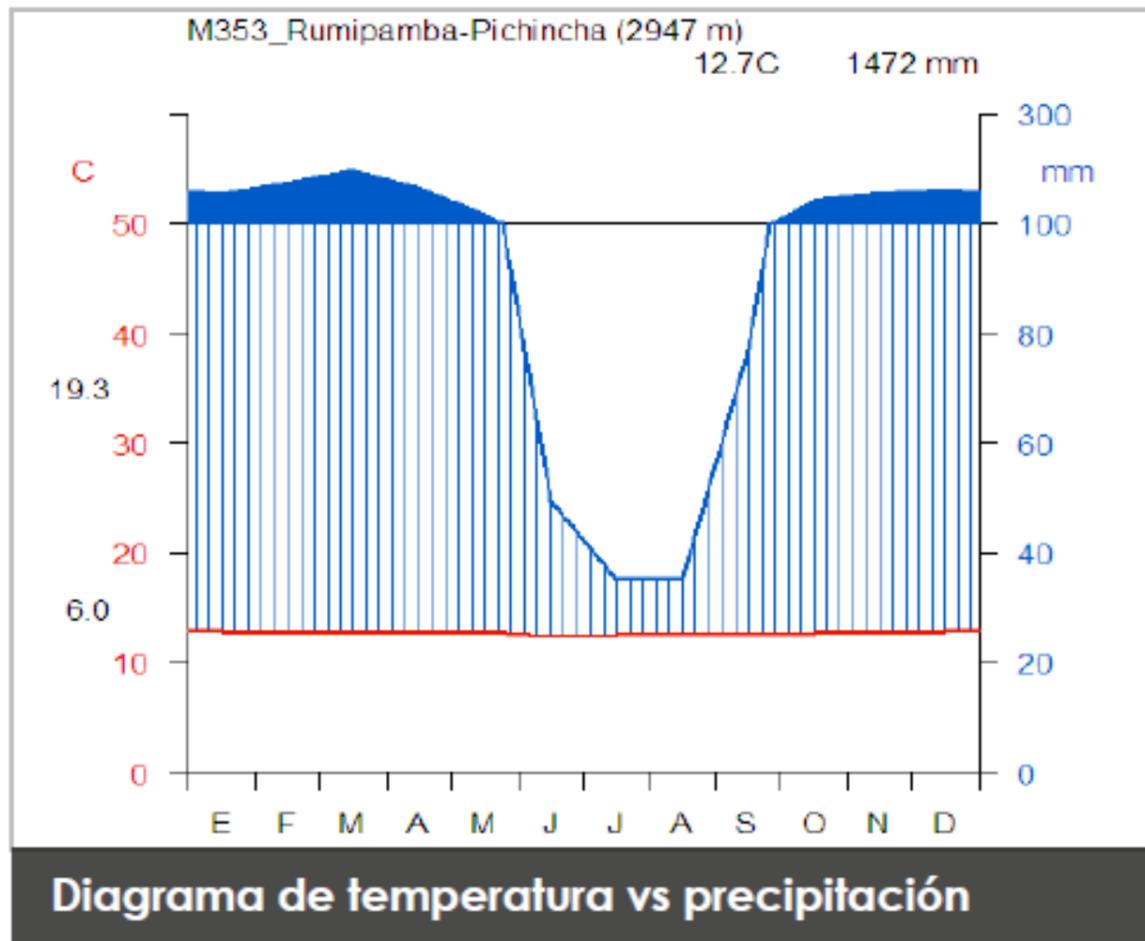


Figura 1.29: Arbustal siempreverde Montano - Temperatura vs Precipitación

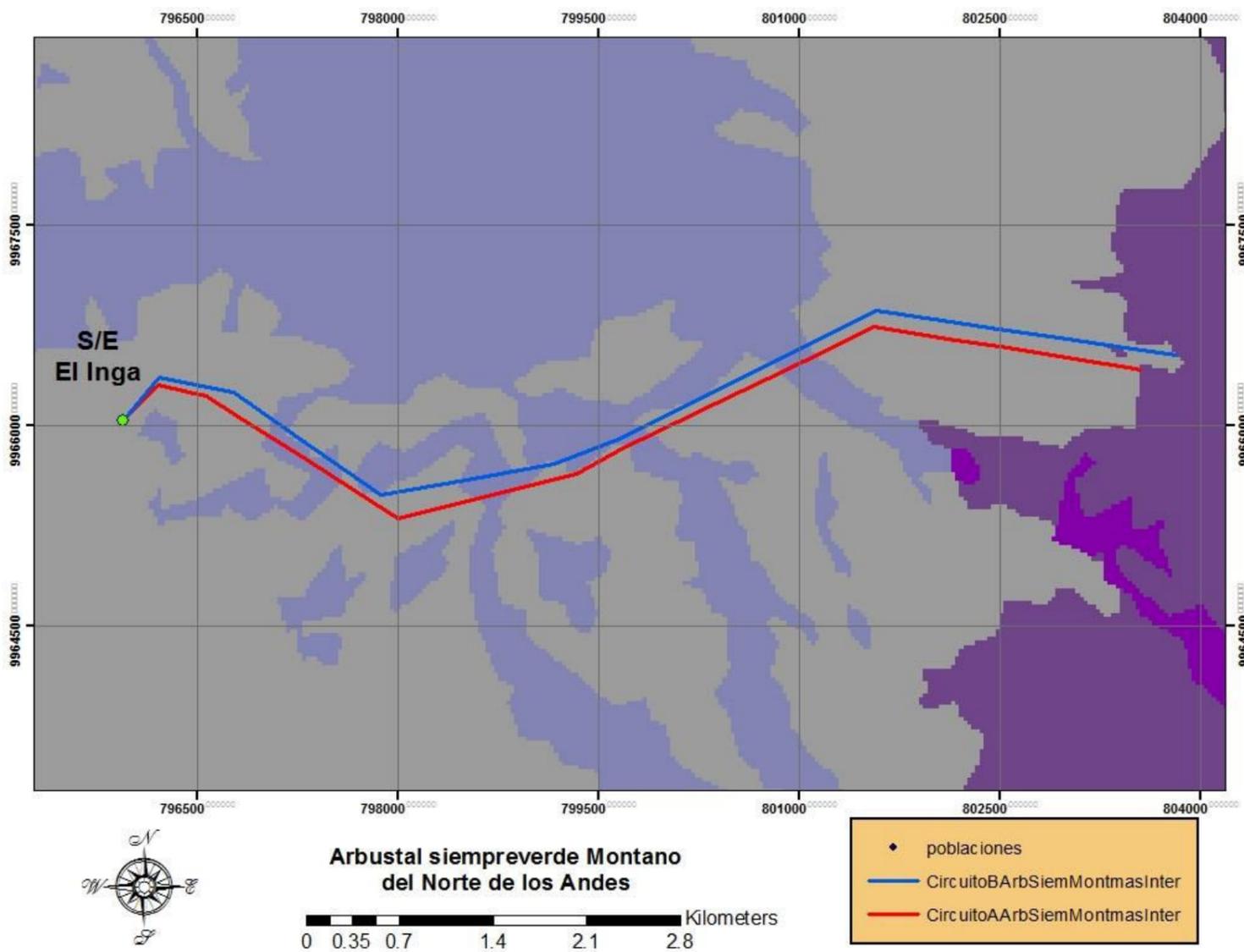


Figura 1.30: Segmento Línea 500 kV Arbustal Siempreverde Montano

1.3.2 MICROCLIMA

Es un clima característico en un área de menor escala, se puede presentar en un jardín, un parque, parte de una ciudad o un valle. Las variables climáticas como la temperatura, las precipitaciones, viento o humedad pueden ser ligeramente diferentes a las condiciones del área general imperante que lo rodea. Se puede esperar, razonablemente estas condiciones, debido a una variación de la presión atmosférica o por la presencia de nubes que cubran esa área. En efecto, la mezcla de varios, sutilmente diferentes, microclimas es lo que genera el clima de un pueblo, una ciudad o de una gran extensión de bosque (National Meteorological Library and Archive, 2011).

A lo largo de la trayectoria de la línea de transmisión se puede observar que ésta atraviesa zonas donde la intervención del ser humano ha provocado alteraciones en la vegetación de los ecosistemas, esto ha provocado sutiles alteraciones en los parámetros climáticos del lugar. No está dentro del alcance de este trabajo definir los microclimas que se han formado en las zonas intervenidas, pero debido a que la vegetación autóctona rodea dichos sectores se los considera muy similares a los del ecosistema circundante.

Dentro de las referencias bibliográficas publicadas por Ministerio del Ambiente del Ecuador, se pudo constatar la intención de éste organismo de realizar una clasificación micro-climática en las zonas intervenidas. En el futuro se podrá realizar una mejor segmentación de la línea de 500 kV y de otras de menores voltajes para un más acertado diseño no solo considerando el efecto corona, sino también, aislamiento, condiciones del suelo, problemas con cultivos etc.

En la trayectoria de la línea se puede observar una pequeña porción que atraviesa el ecosistema bien definido “Arbustal siempreverde y Herbazal del Páramo”, pero el segmento que cae dentro de éste es muy corto. La Figura 1.31 muestra que el ecosistema es bastante irregular y que la línea entra y sale en dos ocasiones.

No se lo considera importante dentro de la clasificación climática porque tiene una extensión de menos de 500 m en total considerando los 2 circuitos. En el Circuito

1-A la extensión es de 182 m aproximadamente y en el Circuito 2-B la extensión es 302 m aproximadamente.

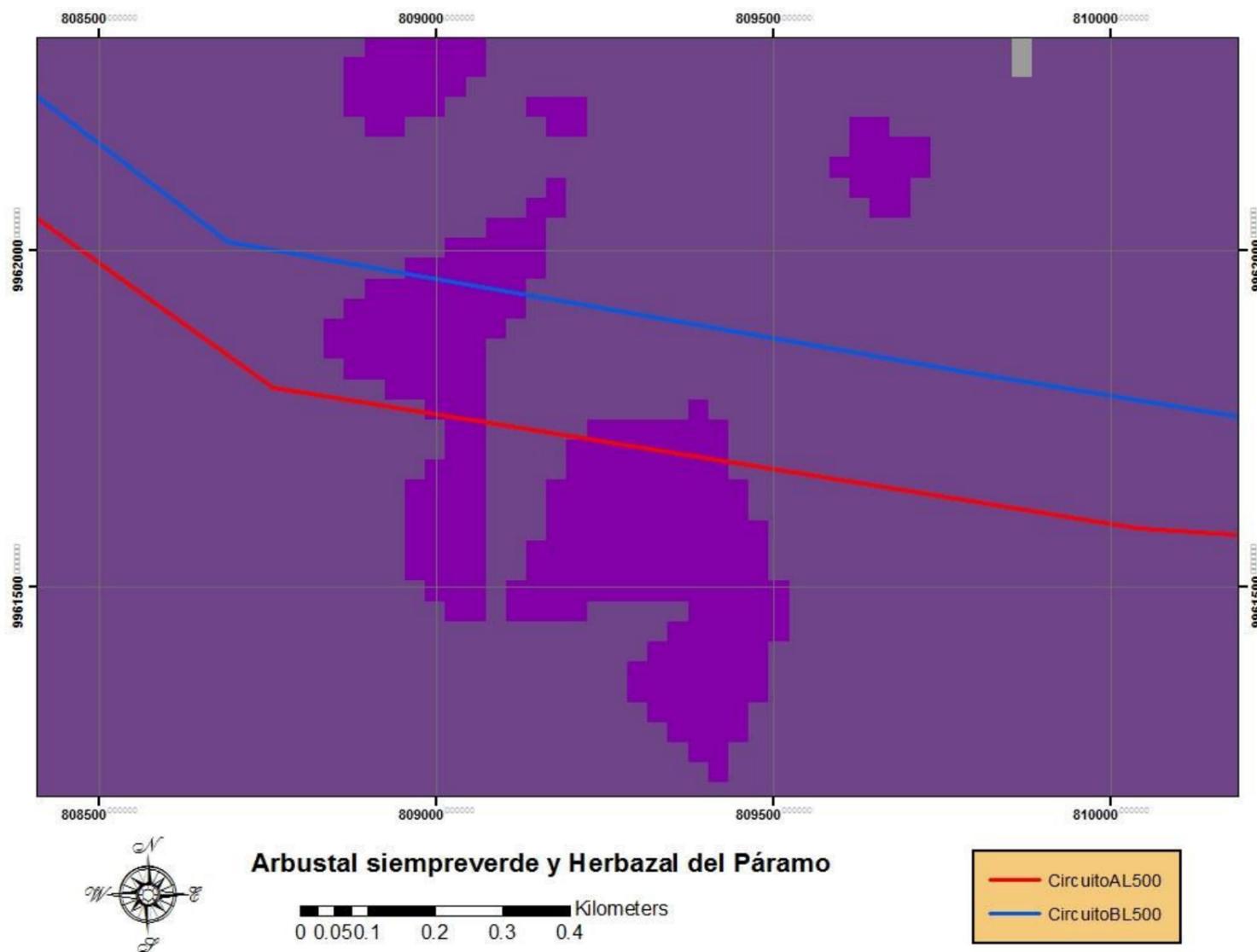


Figura 1.31: Microclima - Ecosistema Arbustal siempreverde y Herbazal del Páramo

1.4 FENÓMENO CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El efecto corona es la perforación parcial del aislamiento que ofrece un dieléctrico destinado a evitar una descarga eléctrica, para el caso de las líneas de transmisión aéreas el dieléctrico es el aire. Debido a los campos eléctricos altamente no uniformes que presentan las líneas de transmisión de extra alto voltaje, donde dichos campos son inevitables, el efecto corona se manifiesta en forma de descargas audibles y luminosas mucho antes de presentarse una descarga completa. Así la energía que se pierde por corona se manifiesta en forma de calor, reacciones químicas, luz, ruido, convección, etc.

El uso de haces de conductores es una práctica común en líneas de EHV con el fin de controlar el gradiente de potencial en la superficie de los conductores, niveles inaceptables de ruido de radiofrecuencia, ruido audible y pérdidas de energía por corona. Sin embargo, los conductores en haz están sometidos a una mayor interacción con el viento, lo que converge en torres más robustas, para soportar las fuerzas de tracción, en comparación con el uso de un solo conductor de radio equivalente. (Electric Power Research Institute, 1982)

Desde que estas perturbaciones pueden ser medidas, se han establecido niveles aceptables para guiar al diseñador de líneas de transmisión. Dado que la más alta actividad corona se presenta durante lluvia fuerte, las afectaciones ambientales son fuertemente percibidas durante este período. Un correcto diseño de la línea de transmisión producirá efectos ambientales casi imperceptibles durante condiciones favorables de clima.

1.4.1 FACTORES QUE INTERVIENEN Y FAVORECEN LA APARICIÓN DEL EFECTO CORONA

Las primeras investigaciones de pérdidas de energía a causa del efecto corona se realizaron, en Estados Unidos de Norteamérica, en los años más tempranos del siglo XX. Esporádicamente continuaron hasta la segunda Guerra Mundial, donde la creciente necesidad de transmitir energía eléctrica en EHV estimuló una mayor actividad en esta área.

En 1956, F. W. Warburton del New England Power Co. y H. H. Newell del Instituto Politécnico de Worcester descubrieron que no eran las imperfecciones de los conductores ACSR, las espirales del trenzado, como se supone generalmente, sino las sustancias en el aire, tales como insectos, polvo, telas de araña, la vegetación, partículas de hojas, excrementos de aves y otros materiales no metálicos, los que producen corona de clima favorable en las líneas de EHV. (Electric Power Research Institute, 1982)

La línea de transmisión destinada a evacuar la energía producida en la central Coca Codo Sinclair hacia la subestación El Inga, atraviesa diversas zonas climáticas donde existen tres áreas protegidas que cuentan con diferentes

especímenes de flora y fauna, viento y pluviosidad muy alta, por lo tanto van a estar expuestas a sustancias en el aire que provocarán que el fenómeno corona se manifieste con mayor facilidad e intensidad, además, la cercanía del volcán El Reventador suma la presencia de ceniza volcánica lo que incrementa la probabilidad y la intensidad de corona cuando el volcán entre en un período eruptivo.

1.4.1.1 Efecto del viento, distancia entre conductores, radio del conductor y la densidad del aire.

La presencia de viento incrementa la actividad de streamers positivos (descargas eléctricas similares a las figuras de Lichtenberg), debido a que la carga espacial producida en los ciclos negativos es arrastrada lejos del conductor. Sin viento, esta carga espacial reduce el gradiente superficial de la fuente e inhibe la formación de streamers positivos. (Electric Power Research Institute, 1982)

Un streamer, como se muestra en la Figura 1.32, producto de aplicar voltaje positivo a un electrodo, es una ramificación de corriente eléctrica similar a la presente en un árbol. Tiene como característica que ninguna de las ramas se cruza, y que la longitud de las ramificaciones es proporcional a la intensidad de corriente.

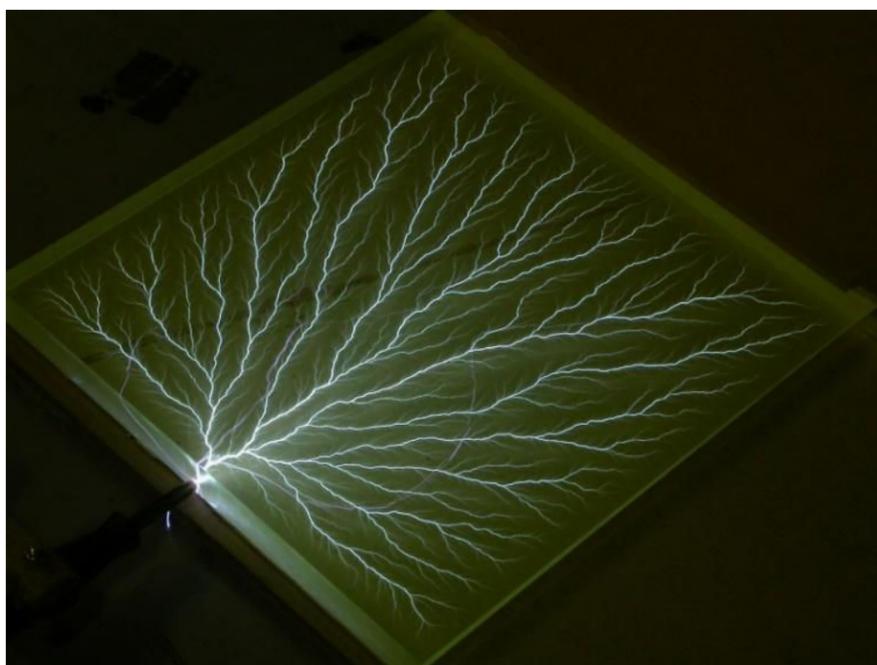


Figura 1.32: Figura de Lichtenberg

Medida del estrés en un dieléctrico: El gradiente de potencial en kilovoltios por centímetro (kV/cm) es la medida del estrés de un material dieléctrico. Para

conductores en paralelo el gradiente en su superficie, por lo tanto donde el estrés es máximo y donde el “límite elástico del dieléctrico es excedido” por primera vez es (Peek, 1920):

$$\frac{de}{dx} = g = \frac{e}{r \ln \frac{S}{r}} \quad (1)$$

e: voltaje fase neutro.

g: gradiente de potencial, densidad de flujo o estrés del dieléctrico.

r: radio del conductor.

S: separación entre los centros de los conductores.

de: diferencial de voltaje.

dx: diferencial de distancia, medida desde la superficie del conductor.

Si e es e_v , voltaje fase neutro al cual se observa corona, g_v es el gradiente al cual se produce una disrupción en el dieléctrico.

$$\frac{de}{dx} = g_v = \frac{e_v}{r \ln \frac{S}{r}} \quad (2)$$

e_v : voltaje fase neutro al cual se observa corona.

g_v : gradiente de potencial al cual se produce la disrupción del dieléctrico.

Influencia del espaciamiento y diámetro de los conductores en la aparente rigidez del aire: Si se mide el voltaje al cual la corona se hace visible, a varios espaciamientos entre conductores, utilizando siempre los mismos conductores, se ha encontrado que g_v , el gradiente de potencial al cual corona se hace visible o la rigidez aparente del aire es una constante independiente del espaciamiento entre conductores. Sin embargo (como se cita en Peek, 1920, pág. 39), es ya bastante

conocido que la rigidez del aire es aparentemente más fuerte, en la superficie de conductores de diámetro pequeño que en los de mayor diámetro (Ryan, 1904).

Por supuesto, esto no significa que el voltaje al cual el efecto corona se hace visible, es mayor para conductores de diámetro pequeño que para los de diámetro grande, todo lo contrario, pero el término g_v o unidades de estrés, de la ecuación (1), es mayor en el aire alrededor de conductores de diámetro pequeño que en los de diámetro grande (Peek, 1920).

Esta aparente mayor rigidez del aire alrededor de conductores de menor diámetro es atribuida a la mayor concentración de la película de aire alrededor de su superficie. Sin embargo, se ha encontrado que la relación entre la aparente rigidez dieléctrica del aire y el radio del conductor puede ser expresada por la simple formula (Peek, 1920):

$$g_v = g_o \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}} \right) \quad (3)$$

g_o : constante llamada rigidez dieléctrica del aire, aproximadamente 30 kVp/cm.

Esto significa que el gradiente de potencial en la superficie del conductor, al cual se produce una disrupción, no es el mismo para diferentes diámetros, pero es siempre constante a una distancia $0,301\sqrt{r}$ de la superficie del conductor. Por lo tanto, g_o es el gradiente a una distancia de $0,301\sqrt{r}$ medido desde la superficie del conductor (Peek, 1920).

Por lo tanto el voltaje pico al cual corona se hace visible queda definido así:

$$e_v = 30 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}} \right) r \ln \frac{S}{r} \quad (4)$$

De esto se puede concluir el aire tiene una rigidez constante g_o , pero una cantidad finita de energía es necesaria para que se produzca una disrupción o

corona se manifieste. Por lo tanto, el estrés en la superficie del conductor, se debe incrementar hasta g_v , a una distancia de $0,301\sqrt{r}$ desde la superficie del conductor, para que se produzca la disrupción.

Densidad del Aire: Hasta ahora toda la discusión ha sido tratada considerando condiciones ideales de laboratorio o, condiciones estándar de presión y temperatura, es decir, una atmósfera o 76 cm de mercurio (Hg) y 25 °C, $\delta = 1$. Pero es bien sabido que la rigidez dieléctrica del aire depende de su densidad relativa δ .

$$\delta = \frac{3,92b}{273 + \theta} \tag{5}$$

δ : densidad relativa del aire.

b : presión barométrica en cm de mercurio.

θ : temperatura en grado Celsius.

Además:

$$b = 76 * 10^{-\frac{y}{18.336}} \tag{6}$$

y : altura sobre el nivel del mar en metros.

En tanto que la densidad del aire δ decrece, éste es menos capaz de resistir el estrés eléctrico debido al mayor espaciamiento molecular. Teóricamente la rigidez dieléctrica del aire g_o , debería decrecer directamente con la densidad relativa del aire, es decir $g_o = 30\delta$, sin embargo, g_v , en campo eléctricos no uniformes, no puede decrecer de la misma manera. La distancia donde se almacena la energía toma la forma: $0,301\sqrt{r} * \phi(r)$. Y la expresión completa se transforma en (Peek, 1920):

$$g_v = g_o \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad (7)$$

Por tanto, la expresión para calcular el voltaje al cual se manifiesta corona es:

$$e_v = g_o \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r}} \right) r \ln \frac{S}{r} \quad (8)$$

De este análisis podemos recoger que tanto la altura sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente son factores que influyen en la aparición de corona en líneas de transmisión, por lo tanto, es necesario realizar un análisis de la temperatura media anual que va a soportar la línea de transmisión a 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga. Por medio de la herramienta computacional ArcGIS 10.2, de ArcMap TM, se obtiene un mapa de las temperaturas medias anuales del Ecuador, mostrado en la Figura 1.33, así también, se ha desarrollado un perfil termométrico de cada una de los circuitos que conforman la línea de transmisión. La Figura 1.34 muestra el perfil termométrico del Circuito 1-A, mientras que la Figura 1.35 muestra el perfil termométrico del Circuito 2-B.

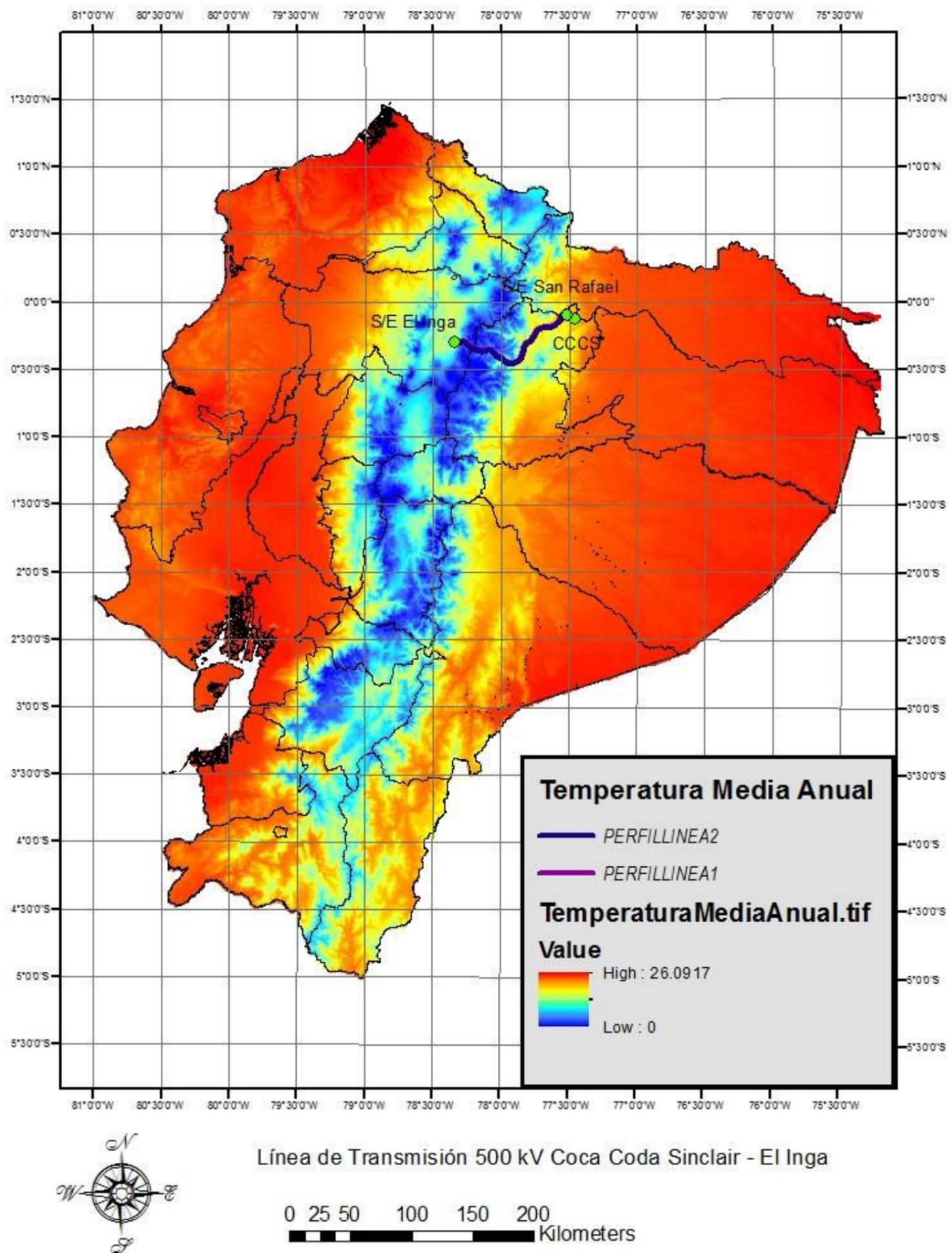


Figura 1.33: Temperatura media anual del Ecuador

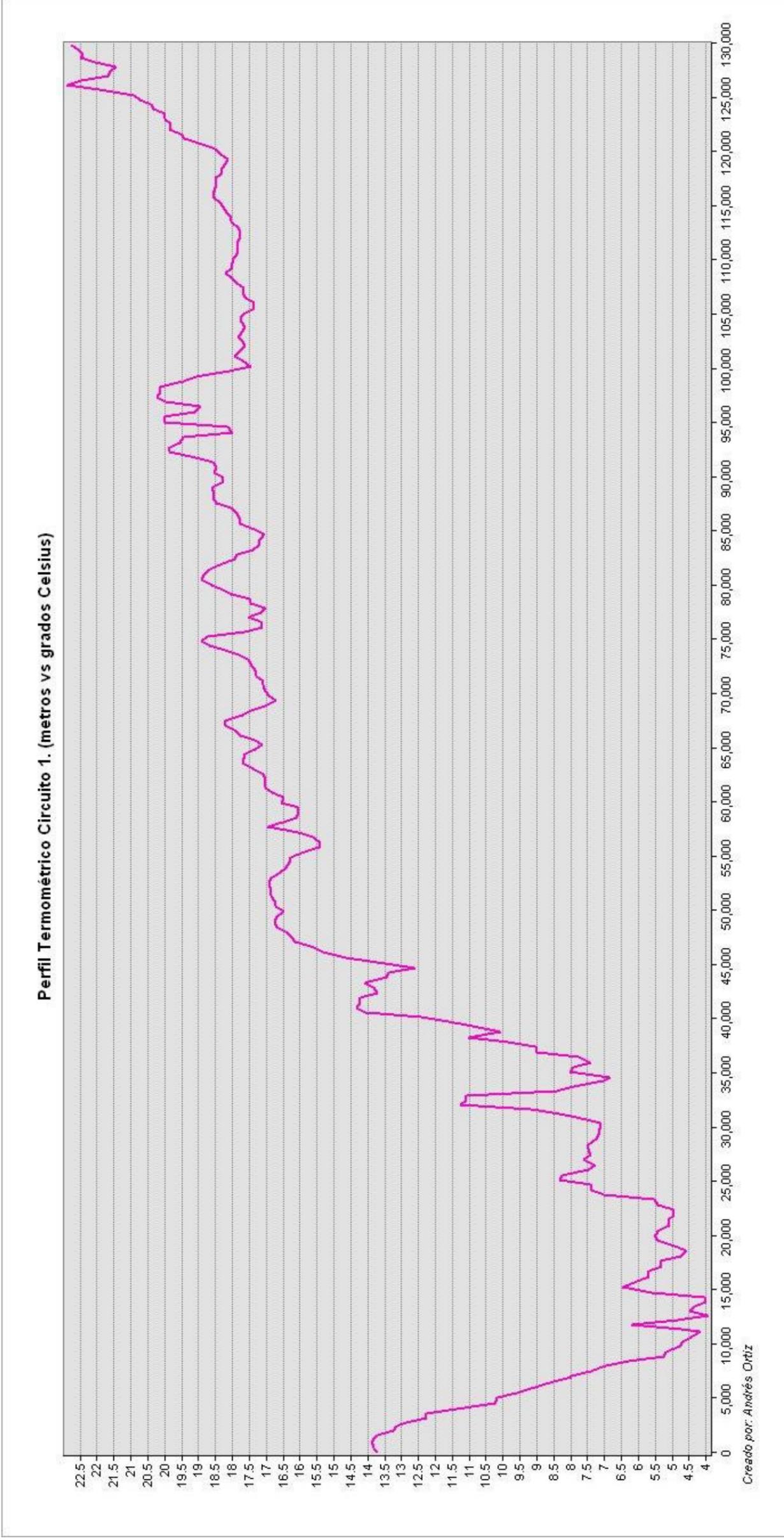


Figura 1.34: Perfil Termométrico Circuito 1

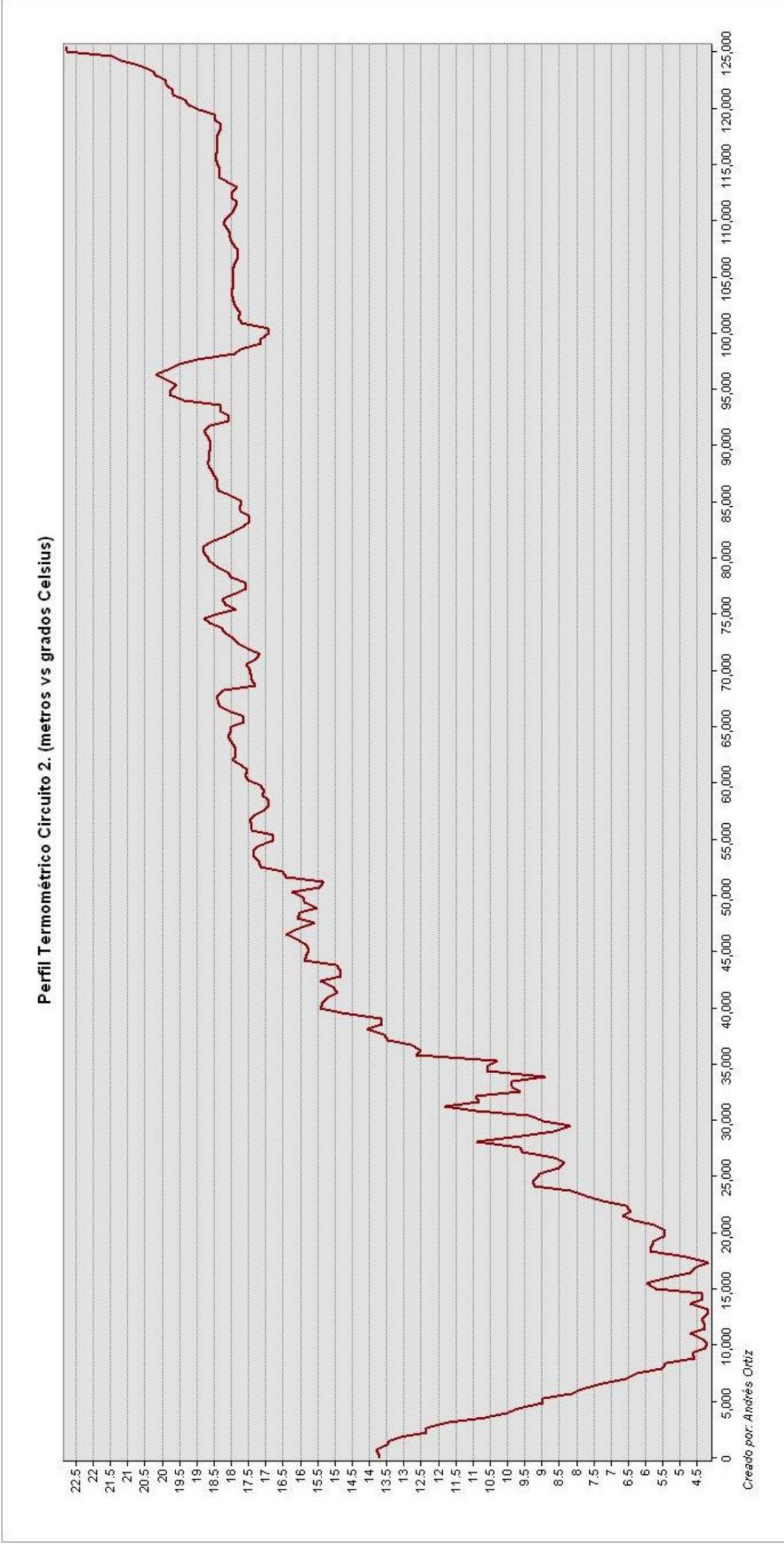


Figura 1.35: Perfil Termométrico Circuito 2

1.4.1.2 Efecto del agua en el conductor

Pueden existir dos condiciones extremas que determinan el grado de humedad sobre un conductor. Uno es el efecto hidrófilo, que permite que el agua se esparza uniformemente por el contorno del conductor y el otro efecto se conoce como hidrófobo, que se observa como pequeñas gotitas de agua repartidas por todo el contorno, similar a lo que ocurre en una superficie encerada. La condición hidrófoba, aumenta la tensión superficial entre el conductor y el agua, mientras que el efecto hidrófilo disminuye la tensión superficial entre el conductor y el agua. (Electric Power Research Institute, 1982)

Cuando el agua, en forma de lluvia o llovizna, muy común en paramos y la selva ecuatoriana, golpea la superficie de un conductor, forma pequeñas gotas. Las gotas de agua en la parte superior resbalan por la superficie hasta la parte más baja del conductor y por efecto de la gravedad algunas caen hacia el suelo. Debido al alto nivel de voltaje, las gotas que no caen sufren un proceso de elongación y agudización lo que provoca que una pequeña parte de estas se desprenda y caiga hacia el suelo. Sin embargo, la humedad del conductor realimenta el punto de corona y en un estado estable, de realimentación y expulsión, las gotas de agua son expulsadas tan rápido como llegan al punto de corona, formando una saliente estable y puntiaguda que deforma el campo electromagnético. De este análisis se tiene que el voltaje de iniciación de corona disminuye drásticamente con la presencia de agua en el conductor. (Janischewskyj & Arainy, 1981)

Según la ecuación (9), el gradiente de potencial al cual se observa corona, durante una fina llovizna o niebla, en condiciones estándar de temperatura y presión, es (Peek, 1920):

$$g_v = g_w \left(1 + \frac{0,815}{\sqrt{r}} \right) \tag{9}$$

g_w : gradiente de potencial en condiciones de humedad por agua, alrededor de 9 kV/cm

En la ecuación (9), los 9 kV/cm es el valor máximo de la onda sinusoidal. Si se toma en consideración variables como la altura sobre el nivel mar y la temperatura ambiente la ecuación se transforma en:

$$g_v = g_w \delta \left(1 + \frac{0,815}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad (10)$$

De modo que el voltaje al cual se observa corona, durante condiciones de lluvia, se define por:

$$e_v = g_w \delta \left(1 + \frac{0,815}{\sqrt{\delta r}} \right) r \ln \frac{S}{r} \quad (11)$$

1.4.1.3 Efecto de partículas aéreas cercanas al conductor

El nivel de irradiación que recibe la tierra, depende del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre su superficie. En los lugares cercanos a la línea equinoccial, como es el caso de nuestro país, este ángulo es de 90° durante casi todo el año, presentándose la mayor incidencia en los meses de marzo y septiembre, por ser los más cercanos a los equinoccios. El resultado es que estos meses sean los más calurosos. Es pertinente destacar que la presencia de partículas aéreas, (tales como insectos, polvo, telas de araña, la vegetación, ceniza volcánica, excrementos de aves y otros materiales no metálicos), tendrá un comportamiento estacional, siendo en los meses más calurosos del año en los que se presente la mayor cantidad de partículas aéreas, por consiguiente mayor cantidad de corona y las mayores pérdidas de potencia y energía.

Cuando pequeñas partículas como copos de nieve, gotas de lluvia o motas de polvo pasan por las cercanías del conductor pueden iniciar una descarga desde el conductor hacia la partícula. La descarga generalmente ocurre antes de que las partículas entren en contacto con el conductor. La cercanía de las partículas causa una distorsión en el campo eléctrico. Por inducción, aparece un dipolo en la partícula que aumenta el campo e inicia la descarga. En el instante en que la partícula toca el conductor, adquiere la misma polaridad y debido a que cargas

iguales se repelen, la partícula se aleja rápidamente de la zona de alto campo eléctrico. Esta hipótesis se puede comprobar ya que es más fácil que los copos de nieve se adhieran a un conductor desenergizado que a uno que si lo está. Las gotas lluvia tienen un comportamiento similar. (Electric Power Research Institute, 1982)

La línea de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga atraviesa zonas de alta pluviosidad anual, zonas donde partículas de ceniza volcánica tienen alta probabilidad de presencia, zonas sobre los 4.000 m sobre el nivel donde hay alta probabilidad de nevadas y zonas de abundante vegetación. Todos estos factores son determinantes para que aparezca corona a lo largo de la línea de transmisión recalcando una vez la necesidad de un diseño adecuado. Para tomar en cuenta las condiciones de la superficie irregular del conductor, que incrementa el gradiente de potencial superficial y provoca que corona se manifieste a un voltaje menor, se considera un factor de irregularidad como se muestra en la ecuación (12), para condiciones de clima favorable y como se muestra en la ecuación (13), para condiciones de clima lluvioso.

$$g_v = g_o m_v \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r}} \right) \tag{12}$$

$$g_v = g_w m_v \delta \left(1 + \frac{0,815}{\sqrt{\delta r}} \right) \tag{13}$$

Según Peek, el factor m_v puede tomar los valores especificados en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3: Coeficiente superficial según Peek

1,0	Conductor liso, pulido.
0,93 – 0,98	Conductor áspero o envejecido.
0,80 – 0,87	Conductor en hebras, envejecido y oxidado

Después de varios esfuerzos por mejorar el efecto del factor superficial, Peterson propone valores para el coeficiente superficial que se presentan en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4: Coeficiente superficial según Peterson

1,00	Conductor liso, pulido
0,945	Conductor después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica
0,912 – 0,93	Conductores lavados con un disolvente de grasas
0,92	Conductor sometido a la acción atmosférica, humedad baja, de día
0,87 – 0,90	Condiciones comunes
0,885	Conductores escobillados
0,78	Conductor sometido a la acción atmosférica, humedad baja, de noche
0,72 – 0,75	Conductores arrastrados y sucios con polvo
0,67 – 0,74	Conductores no lavados

Sin embargo, en el trabajo realizado por P. Sarma Maruvada y E. Monbello, “Measurement and Analysis of Corona Losses Generated by Heavily Contaminated Conductors.”, sugiere que el coeficiente de irregularidad superficial puede reducirse a valores entre 0,2 a 0,5 (Electric Power Research Institute, 2005). Debido a que en nuestro país es la primera vez que se construirá línea de EHV a 500 kV, se toman valores aproximados considerando las condiciones imperantes de cada ecosistema.

1.4.1.4 Efecto de las heladas, nieve y aguanieve

Como helada nos referimos a la capa de hielo que se forma alrededor de los conductores formando una especie de vaina o recubrimiento, que respondería al efecto hidrófilo del agua y a las bajas temperaturas ambientales. Podemos concluir que este efecto no durará demasiado tiempo debido a que las manifestaciones de corona calientan el conductor, así como el efecto Joule debido a la circulación de corriente.

El efecto de la nieve es mayor que cualquier otra condición de tormenta, debido a que las partículas son grandes y muchas golpean la línea o pasan muy cerca de ella lo que deforma el campo eléctrico (Peek, 1920). En los segmentos de línea de

transmisión que atraviesan el ecosistema de mayor altura sobre el nivel del mar, se esperan pocos días al año de nieve densa debido a la baja cantidad de precipitación, ya que los procesos de congelación-descongelación se producen a diario.

El efecto del aguanieve es un tanto más complejo de tratar ya que partículas muy frías golpean el conductor. Las que llegan aún en estado líquido, pasan por un proceso similar al de la lluvia, pero debido a las bajas temperaturas, estas empiezan a congelarse. Como ya se trató en el apartado 1.4.1.2, las partículas alcanzan un estado de equilibrio de realimentación y expulsión. En estado líquido las gotas de agua que están suspendidas en el conductor provocan inestabilidad, lo que se manifiesta en altas corrientes de corona de característica pulsátil (Phan-Cong, Pirotte, Brunelle, & Trinh, 1973).

Cuando la gota de agua se congela completamente, la inestabilidad desaparece, reduciendo dramáticamente la corriente corona. Sin embargo debido a las presiones internas en la gota de agua congelada, se producen cráteres, y debido a la irregularidad de los cráteres, grandes corrientes se vuelven a manifestar (Phan-Cong, Pirotte, Brunelle, & Trinh, 1973).

En el proceso de descongelación, reaparece la inestabilidad en la partícula y también las corrientes pulsátiles. En el proceso se vuelve a alcanzar un estado de equilibrio del volumen de la gota del agua, se vuelve puntiaguda y deforma fuertemente el campo eléctrico (Phan-Cong, Pirotte, Brunelle, & Trinh, 1973). Esto provoca que el efecto corona se manifieste fuertemente en las zonas de congelación-descongelación diaria.

1.4.2 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Las pérdidas corona en líneas de transmisión ocurren cuando el gradiente de potencial, en la superficie del conductor, supera el valor de la rigidez dieléctrica del aire. La ruptura del aislamiento del aire genera calor, luz, ruido audible, radio interferencia, que corresponden a manifestaciones de energía, que deben ser suministradas, en este caso, por la central de generación hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. La energía eléctrica que se pierde tiene un costo económico, y

consecuentemente social, es por esta razón que existen esfuerzos para mitigar el efecto corona desde ya hace casi un siglo.

Cuando se diseña correctamente una línea de transmisión; tomando en cuenta, el radio del conductor, la disposición geométrica; y, el número de conductores en haz son seleccionados en base a un estudio de las condiciones climáticas y topográficas presentes en la trayectoria; en condiciones favorables de clima, las pérdidas corona representan una fracción insignificante de la transmisión total, llegando a unos pocos kilovatios por kilómetro. Por el contrario, en condiciones adversas de clima, las pérdidas corona, pueden llegar a varios cientos de kilovatios por kilómetro.

Varios autores, entre los más destacados F. W. Peek, han desarrollado estudios y formulas empíricas para calcular las pérdidas corona en líneas de transmisión, con resultados aproximados y con limitaciones propias de la tecnología de la época. Se debe reconocer que debido a la variabilidad extrema de las pérdidas, incluso en condiciones de clima determinadas, las pérdidas corona no se pueden estimar con una incertidumbre menor al 30%. Con esto en mente, los métodos se dan para permitir al diseñador determinar los valores más probables de la pérdida de corona máxima esperada y la pérdida promedio anual para cualquier tipo de línea en cualquier ubicación geográfica (Electric Power Research Institute, 1982).

1.4.2.1 Método de F.W. Peek

Este método fue desarrollado tanto al aire libre como en laboratorio. Al aire libre, constó de dos líneas trifásicas más un cable de guarda. Las líneas al aire libre, en un gran campo, fueron colocadas en estructuras metálicas con vanos aproximadamente de 150 m de longitud, inicialmente con conductores 3/0 (tres ceros), siete hilos, estirados en frío de cobre. Luego en una sección de una de las líneas se probaron conductores de varios calibres y muy variados espaciamientos entre fases.

Debajo de las líneas se instalaron vías férreas, sobre las cuales reposaba el equipo de medición, transformación y generación en tres vagones. Por medio de

un generador Thomson – Houston, se alimentaba una carga de aproximadamente 35 kW, con una onda sinusoidal casi perfecta.

Mediciones precisas de pérdidas corona son bastante complejas de realizar, debido a la naturaleza de la carga, el bajo factor de potencia y el alto voltaje. Sin embargo, no es deseable realizar medidas en el lado del bajo voltaje porque es difícil separar las pérdidas en el hierro y de carga.

En cada medición que se realizó se tomaron lecturas de las variables humedad, presión barométrica y temperatura así como de otras generalidades ambientales.

Para las pruebas dentro de laboratorio se utilizó una amplia habitación de 17 m por 21m de longitud, donde se condujo una muy extensa investigación. Las líneas fueron templadas diagonalmente en estructuras removibles de madera, logrando 80 m con cuatro conductores. Con este arreglo fue posible realizar un estudio en un muy amplio rango de frecuencias y también extender el estudio a conductores de radio pequeño. El equipo de medición fue el mismo que se utilizó en las pruebas al aire libre.

Como conclusión del trabajo realizado por Frank Peek, “Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering”, se obtiene la ecuación (14) que calcula las pérdidas de potencia por efecto corona en líneas de transmisión, por fase.

$$P = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{S}} (e - e_v)^2 10^{-5} \frac{kW}{km} \quad (14)$$

1.4.2.2 Método de la *Électricité de France* para condiciones favorables de clima

Basados en consideraciones teóricas de carga espacial en los casos de corona localizada en conductores y datos experimentales obtenidos en jaulas de prueba al aire libre, la EDF por medio de Gary y Moreau en 1976, desarrolló una fórmula empírica para evaluar pérdidas corona en condiciones del clima favorables en conductores simples, así como también, en conductores en haz (Electric Power Research Institute, 2005). La ecuación (15) muestra la fórmula desarrollada por la EDF.

$$P = P_0 r^{1,8} (N + 6)^2 10^{7(G^* - 0,7)} * \frac{f}{50}$$

(15)

P : pérdidas corona en condiciones de clima favorable

P_0 : $1,5 \times 10^{-2}$ para conductores nuevos y contaminados

$1,5 \times 10^{-3}$ para conductores envejecidos y limpios

G^* : G_{\max}/G_v , G_{\max} es el gradiente superficial máximo en un haz de conductores

G_v , es el gradiente crítico al cual corona se hace visible, en valores rms

r : es el radio del conductor

N : es el número de sub-conductores del haz

f : frecuencia eléctrica a la que opera el sistema

Esta es la mejor manera de expresar las pérdidas por corona, porque se considera el gradiente superficial en el conductor, que es diferente en cada fase de una configuración trifásica como se observa en la Tabla 2.1.

1.4.2.3 Método de la Électricité de France para condiciones desfavorables de clima

Combinando un modelo computacional de la generación y movimiento espacial de cargas, con vastas mediciones en jaulas de prueba al aire libre, un método empírico fue desarrollado por la EDF, para calcular pérdidas corona de conductores en haz bajo lluvia, con los esfuerzos realizados por Cladé y Gary en 1970. La influencia de la tasa precipitación es tomada en cuenta determinando una relación empírica entre la tasa de precipitación y el factor de irregularidad superficial, m . Las pérdidas corona son determinadas usando la Figura 1.36 de pérdidas normalizadas como función del factor de irregularidad superficial. La ecuación (16) muestra las pérdidas para condiciones desfavorables de clima.

$$P = KP_n$$

(16)

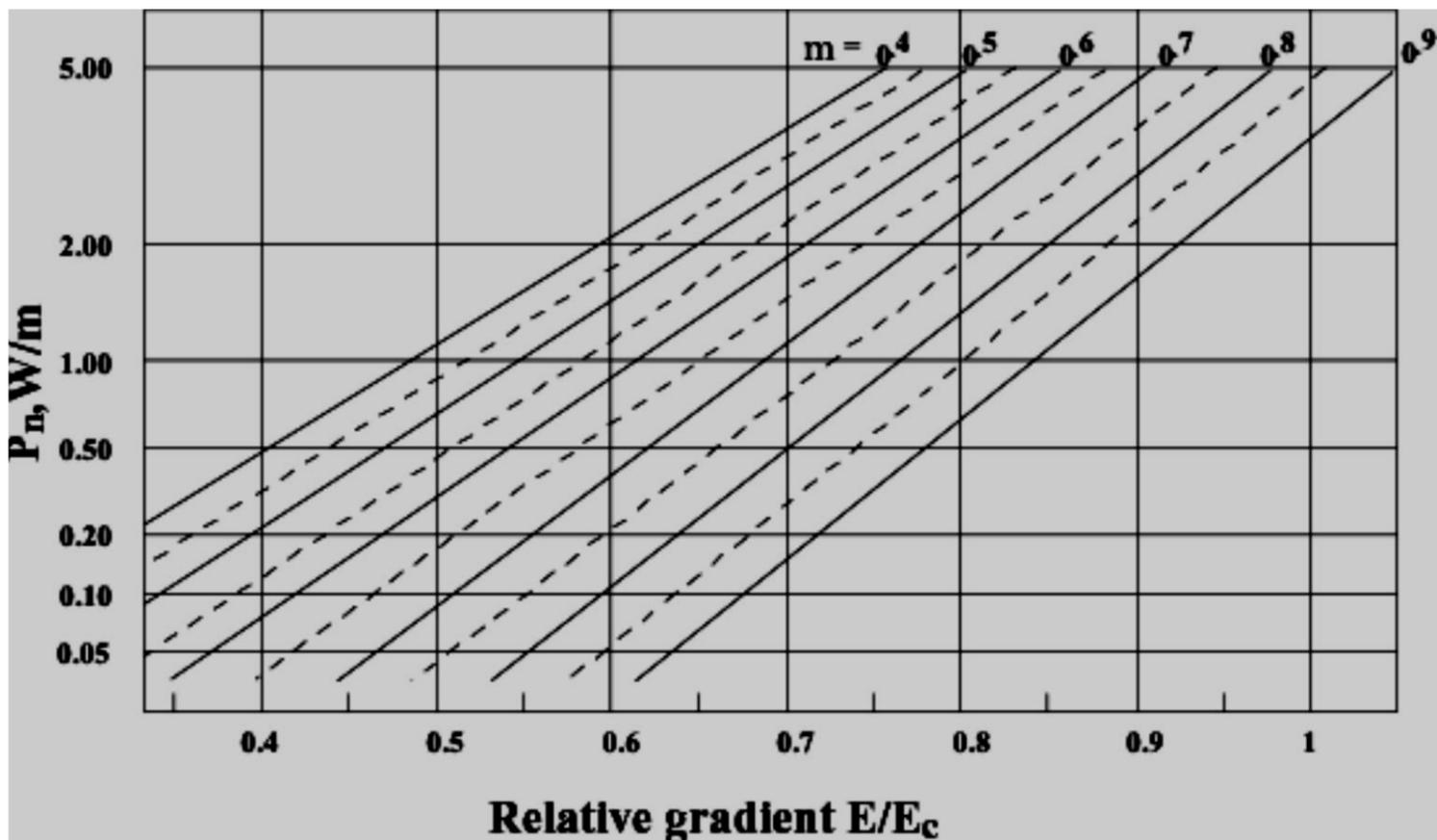


Figura 1.36: Pérdidas corona normalizadas en función de gradiente relativo
La ecuación (17) muestra la forma de calcular el coeficiente K de la ecuación (16).

$$K = \frac{f}{50} (Nr\beta)^2 \frac{\log \frac{r_{cyl}}{r_{eq}} \log \frac{r_s}{r_{eq}}}{\log \frac{r_{cyl}}{r_s}}$$

(17)

r_{eq} : es el radio equivalente del haz, según la ecuación (24)

r_{cyl} : es el radio del cilindro equivalente de potencial cero

r_s : es el radio promedio de la carga espacial, según la ecuación (18)

$$r_s = 18\sqrt{Nr + 4}$$

(18)

El coeficiente β se puede calcular según la ecuación (19):

$$\beta = \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r}}\right) \quad (19)$$

La ecuación (20) permite calcular el r_{cyl} que corresponde a la misma capacitancia del haz para una fase determinada.

$$r_{cyl} = r_{eq} e^{2\pi\epsilon_0/C_p} \quad (20)$$

C_p , es la capacitancia del haz de conductores para la fase dada. La ecuación (21) permite calcular la capacitancia de un haz de conductores. El segundo término logarítmico del denominador de esta ecuación se puede despreciar si la altura de los conductores al piso es lo suficientemente grande. Los términos S'_{ij} y H_i se explican en la sección 2.1.1 con la ayuda de la Figura 2.10.

$$C_p = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{D_{SC}^b}\right) - \ln\left(\frac{\sqrt[3]{S_{12}'S_{23}'S_{31}'}}{2\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}\right)} \quad (21)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{S_{12}S_{23}S_{31}} \quad (22)$$

$$D_{SC}^b = 1,09\sqrt[4]{rl^3} \quad (23)$$

l : es la separación entre sub-conductores del haz, para este estudio es de 457 milímetros.

El factor de irregularidad superficial m , como función de la tasa de precipitaciones está dado por la Figura 1.37.

⁶ ϵ_0 es la permitividad del vacío $8,85 \times 10^{-12} F/m$

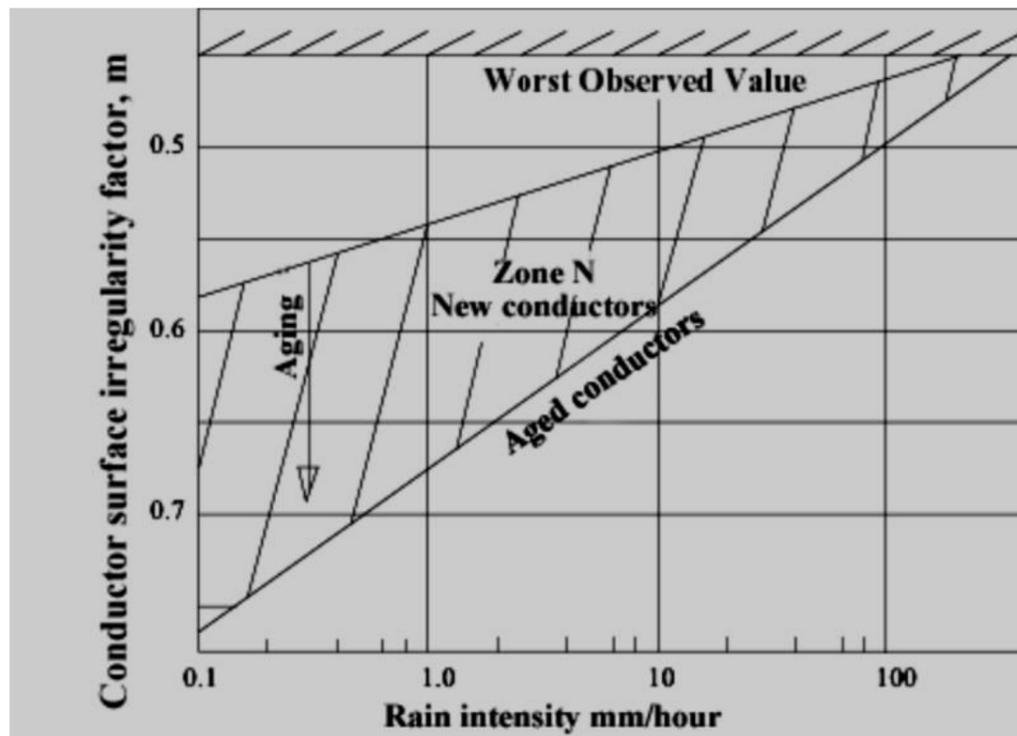


Figura 1.37: Factor de irregularidad m como función de la tasa de precipitación. Un tratamiento estadístico de las horas al año que llueve en cada ecosistema y la intensidad de la lluvia en milímetros de precipitación por hora no es posible por el momento. La falta de estaciones meteorológicas y el poco interés de los organismos gubernamentales para recopilar esta información es uno de los limitantes de este trabajo.

La Figura 1.38 muestra la línea sobrepuesta en el mapa de precipitaciones medias anuales que el Ministerio del Ambiente del Ecuador ha publicado.

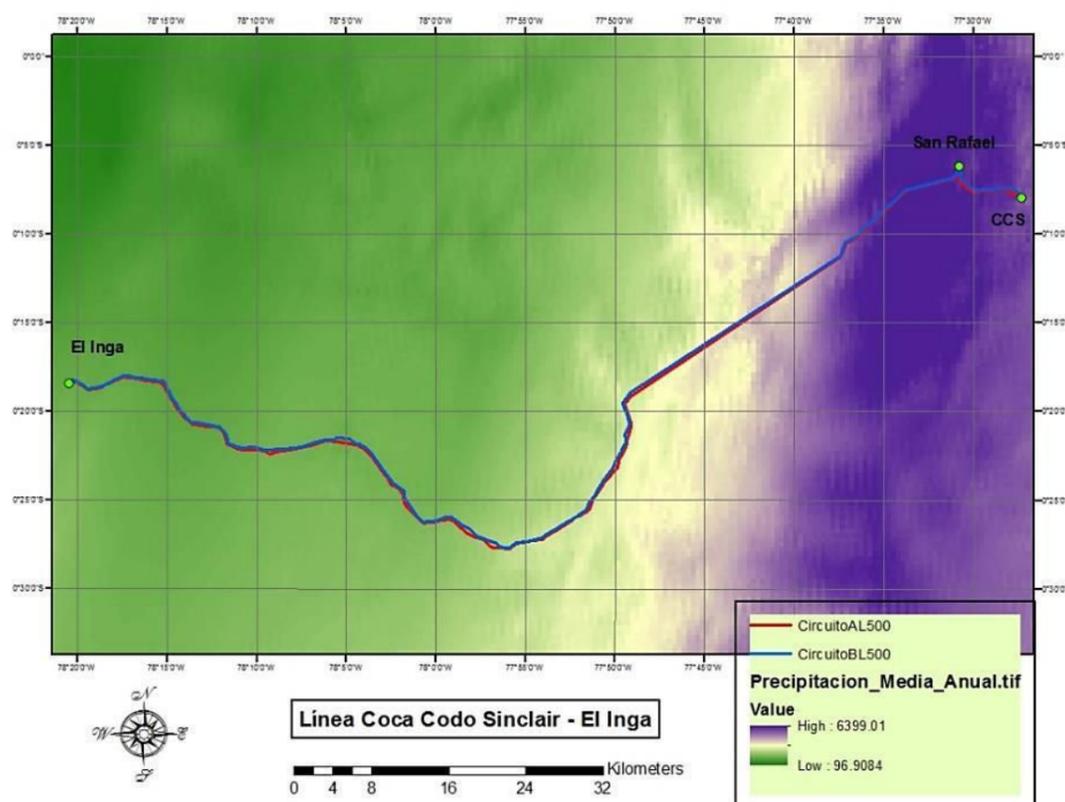


Figura 1.38: Precipitación Media Anual

CAPÍTULO 2

2 CONDUCTOR ESPECIFICADO Y SU COMPORTAMIENTO

En este capítulo se realizó un análisis de los parámetros de diseño que los organismos gubernamentales han adoptado para evacuar la energía generada en la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair; para lo cual se utilizarán las ecuaciones teóricas, que se resumieron en el Capítulo 1, de acuerdo a las condiciones reales de los circuitos proyectados.

2.1 CONDUCTOR ESPECIFICADO

La Corporación Eléctrica de Ecuador CELEC EP, en su PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN PERIODO 2014 – 2023, ha determinado que para las líneas de transmisión a 500 kV que van desde la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair hasta la subestación El Inga, el calibre del conductor será un ACAR 1.100 MCM en haz de cuatro conductores por fase. CELEC EP TRANSELECTRIC ha seleccionado cinco tipos de torres para soportar los conductores. En la Figura 2.1, Figura 2.2, Figura 2.3, Figura 2.4 y la Figura 2.5 se pueden observar, respectivamente, los diferentes tipos de torres y la disposición que tendrán los haces de conductores.

En el Cuadro 2 del Anexo III se pueden observar las coordenadas, el tipo, y la altura sobre el nivel del mar de las torres desde la central Coca Codo Sinclair hasta la subestación San Rafael, además, la Figura 2.6 muestra la ubicación y el tipo de torres del Circuito 1-A y la Figura 2.7 muestra la ubicación de las torres del Circuito 2-B.

En el Cuadro 3 del Anexo III se pueden observar las coordenadas, el tipo, y la altura sobre el nivel del mar de las torres desde la subestación San Rafael hasta el sector de El Salado, además, la Figura 2.8 muestra la ubicación y el tipo de

torres del Circuito 1-A y la Figura 2.9 muestra la ubicación de las torres del Circuito 2-B.

Siendo noviembre del 2014, el resto de torres aún no están definidas. Para analizar el comportamiento de la configuración escogida por TRANSELECTRIC, se adoptarán aproximaciones y las coordenadas de diseño para cumplir con los objetivos de éste estudio.

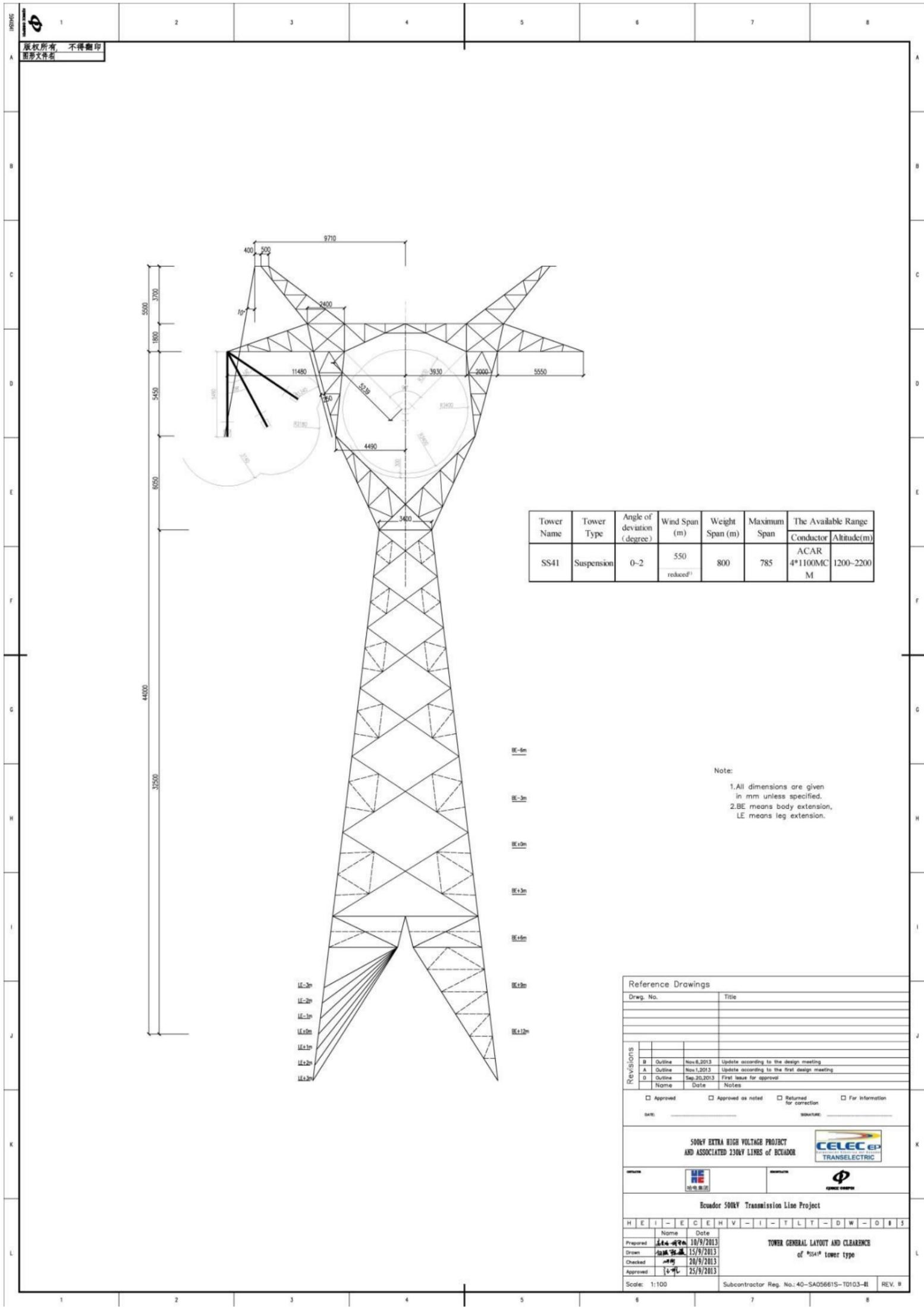


Figura 2.1: Torre Tipo SS41

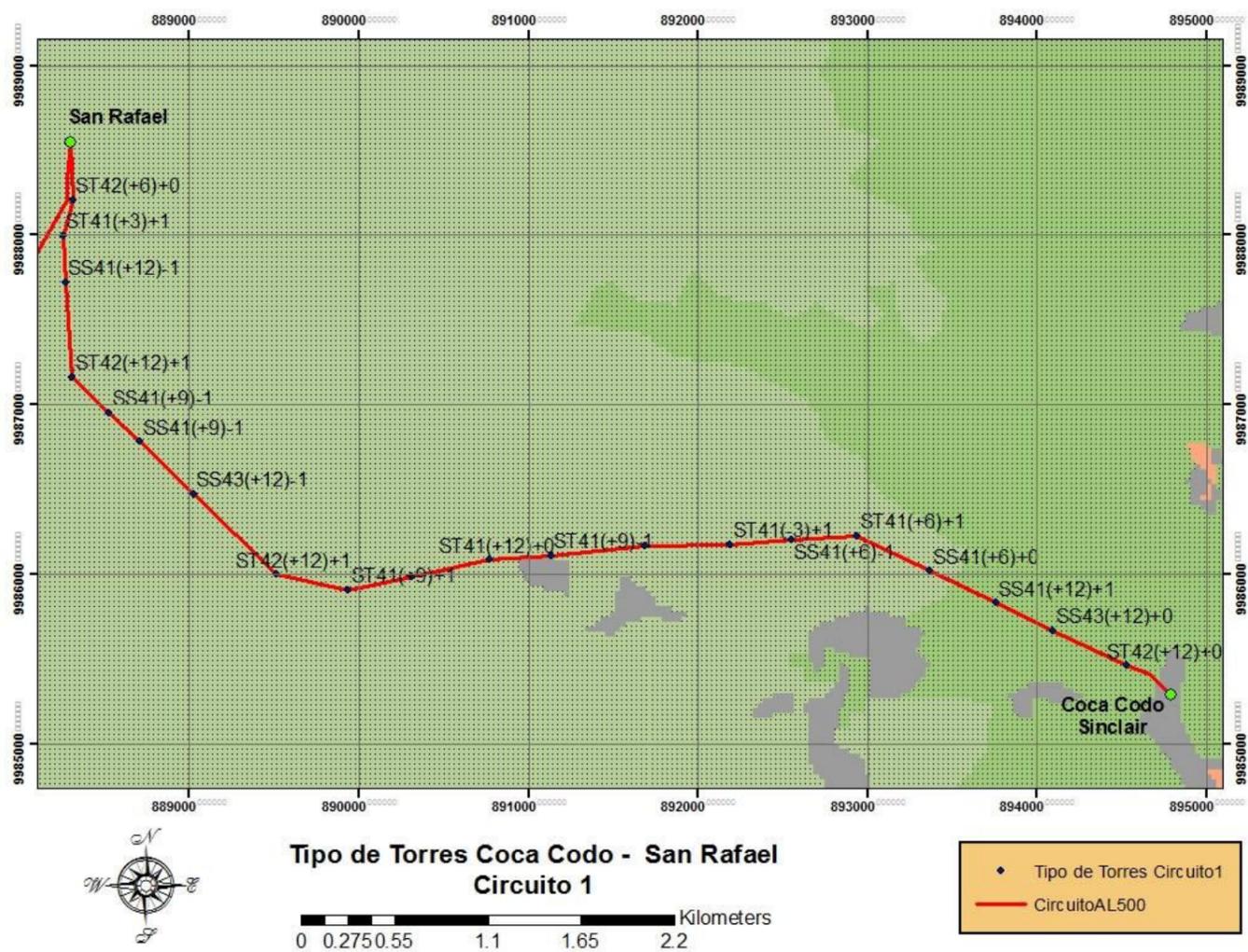


Figura 2.6: Tipo de torres del Circuito 1-A Coca Codo - San Rafael

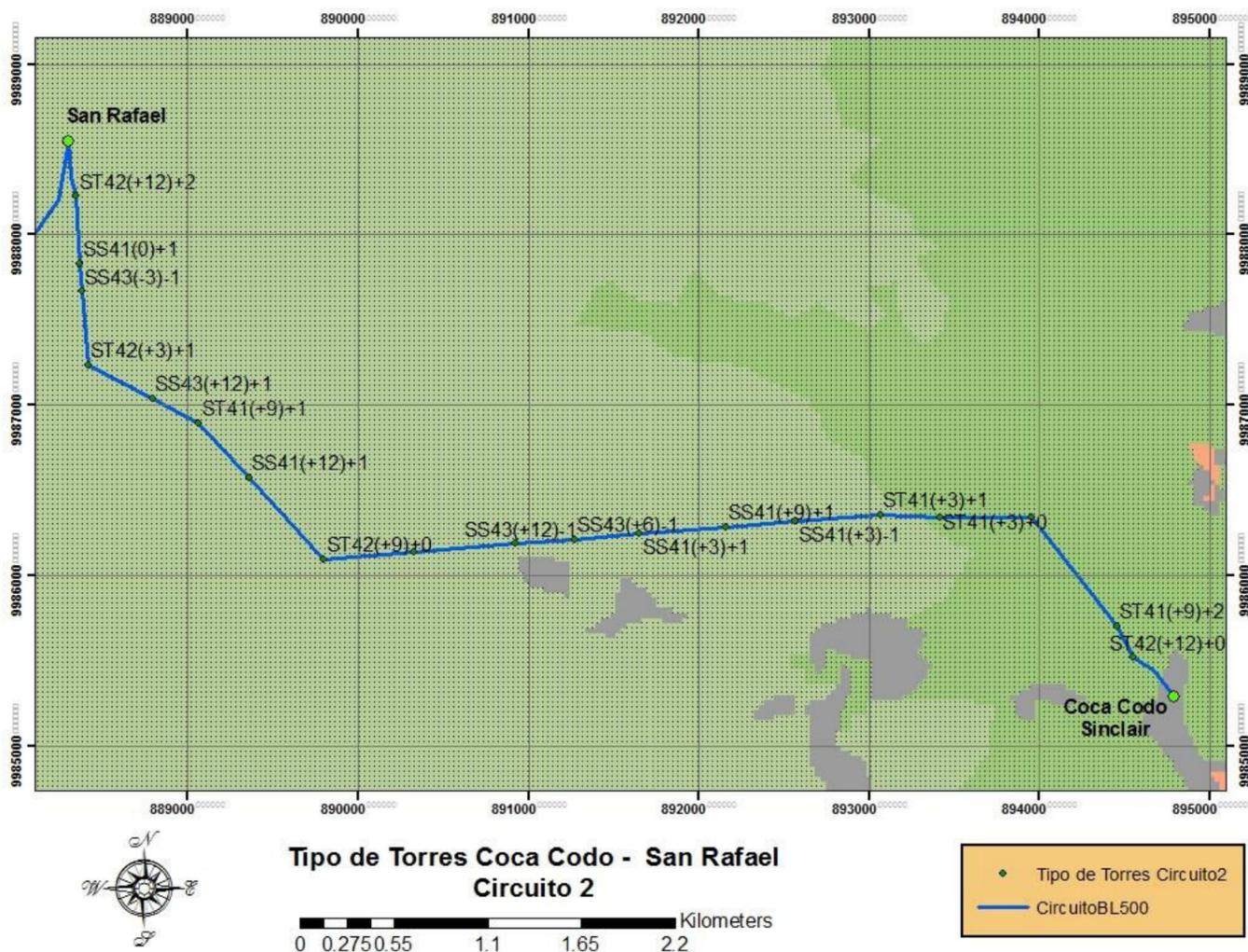


Figura 2.7: Tipo de torres del Circuito 2-B Coca Codo - San Rafael

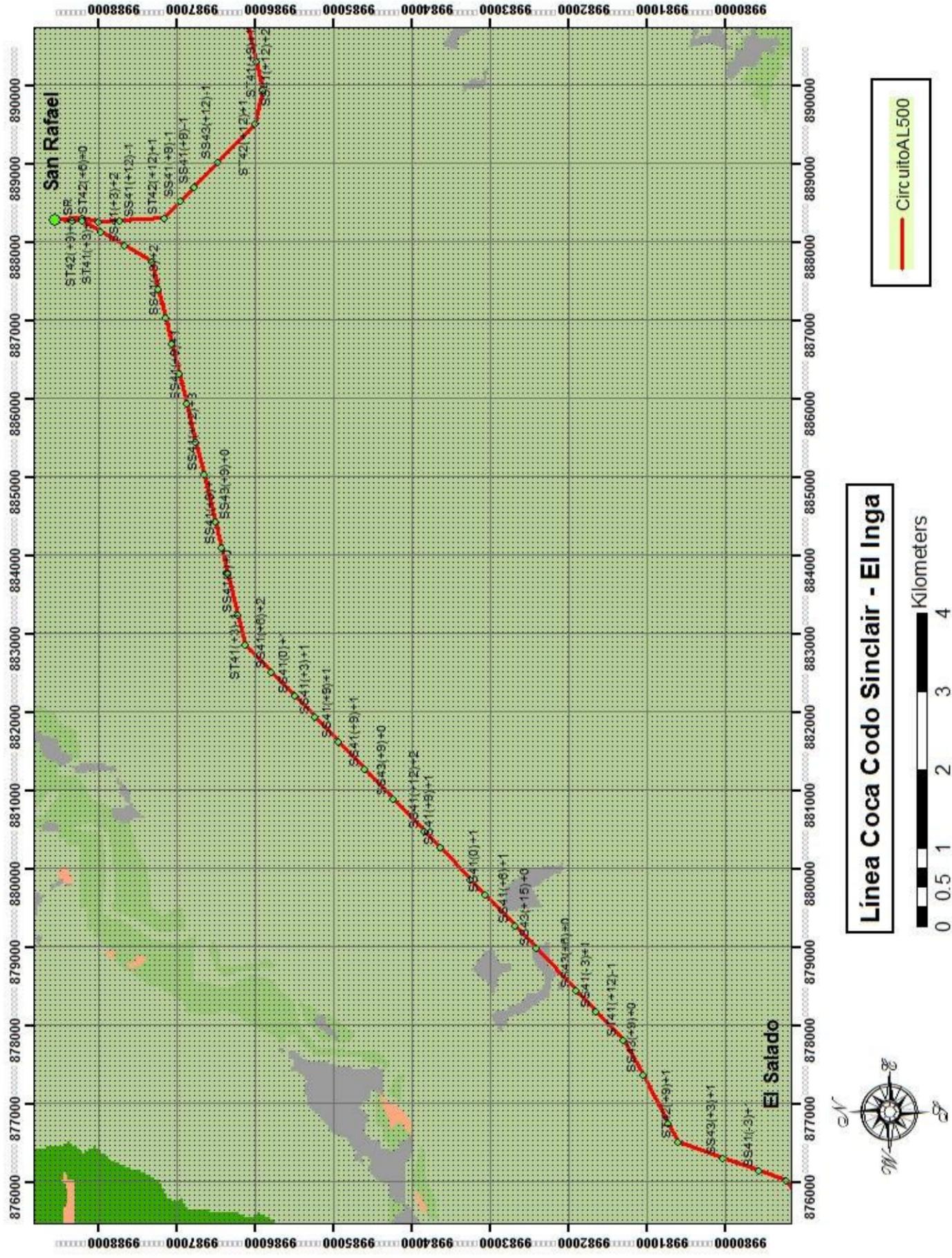


Figura 2.8: Tipo de torres del Circuito 1-A San Rafael - El Salado

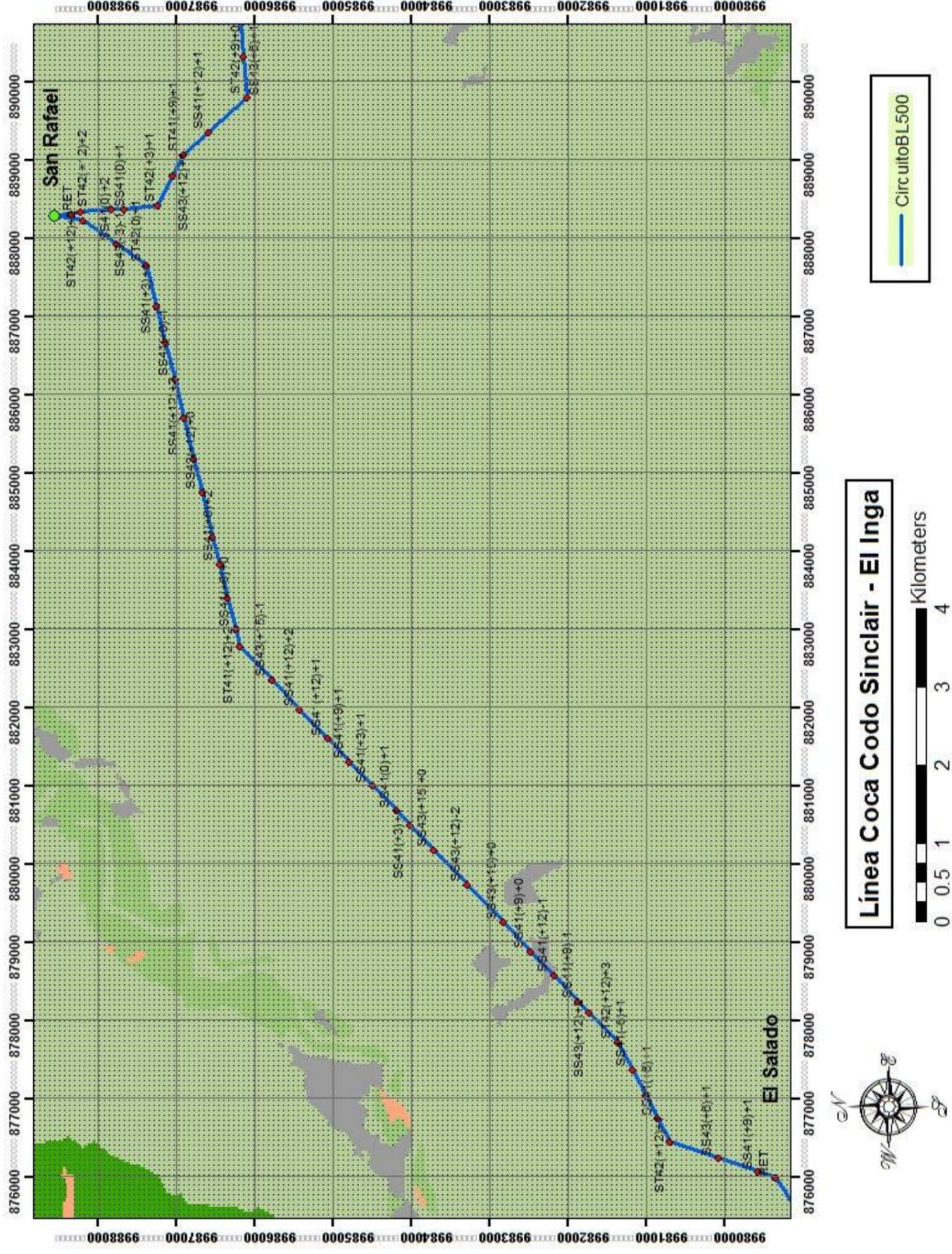


Figura 2.9: Tipo de torres del Circuito 2-B San Rafael - El Salado

2.1.1 GRADIENTE DE POTENCIAL EN UN HAZ DE CONDUCTORES

El gradiente de potencial en la superficie de un solo conductor difiere del gradiente de potencial en la superficie de los sub-conductores que conforman un haz. Es por esta razón que un comité de la IEEE ha hecho comparaciones y, para cálculos de efecto corona, ha determinado que el gradiente máximo-promedio de un haz de conductores es la mejor forma de describir el fenómeno en configuraciones de varios conductores por fase (Electric Power Research Institute, 1982). Debido a que la configuración del haz de conductores destinado a evacuar la energía eléctrica producida en la central Coca Codo Sinclair es de cuatro sub-conductores por fase, es necesario utilizar un método adecuado para encontrar el gradiente superficial. Se propone utilizar el Método de Markt y Mengele.

Este método consiste, en su primera etapa, en calcular el radio de un conductor equivalente. Un conductor que llevaría la misma carga eléctrica que los sub-conductores del haz en conjunto. La ecuación (24) muestra la forma de calcular el radio del conductor equivalente.

$$r_{eq} = \sqrt[N]{Nr \left(\frac{D}{2}\right)^{N-1}} \quad (24)$$

D: diámetro de círculo imaginario donde están distribuidos los sub-conductores del haz

N: número de sub-conductores que conforman el haz

Como segundo paso se utiliza la Teoría de Imágenes para calcular los coeficientes de potencial de Maxwell. Consiste en colocar un conductor ficticio a una distancia igual a la del conductor original a tierra de manera perpendicular. Esto provoca que se forme una superficie equipotencial en el mismo lugar donde estaba la tierra y se la reemplaza por un plano ficticio, también equipotencial. La Figura 2.10 muestra los conductores ficticios con una carga en coulomb de igual magnitud de pero de polaridad contraria.

H : altura del conductor a tierra

S : separación entre los centros de los conductores

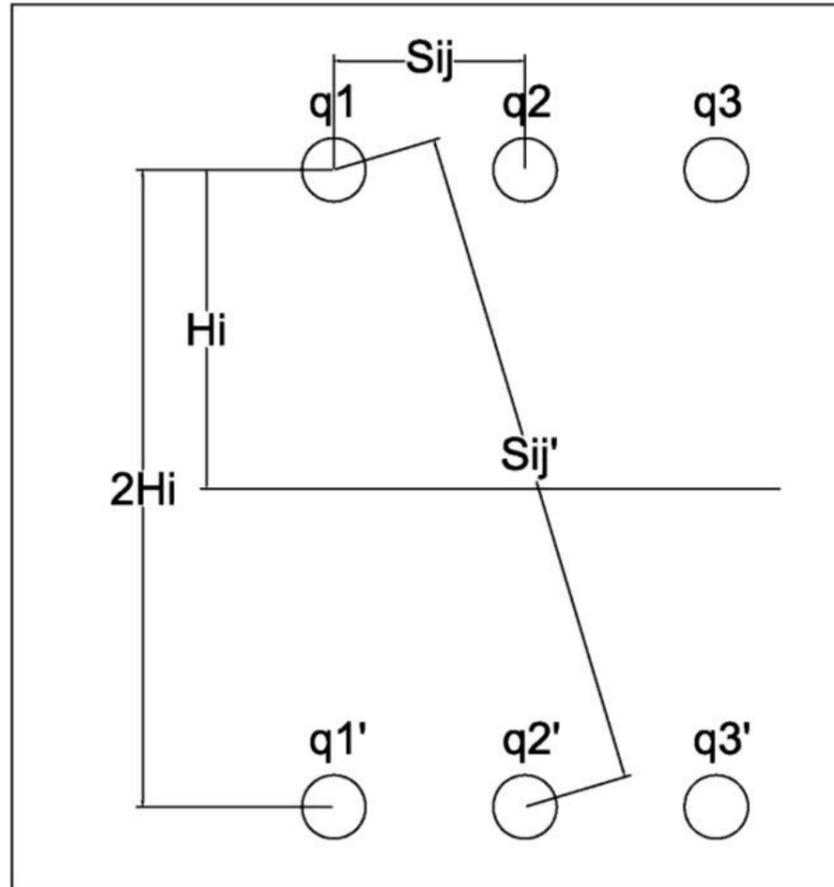


Figura 2.10: Teoría de Imágenes - Conductores Ficticios

La carga del conductor, y su imagen, que se encuentra repartida en la superficie pueden ser adecuadamente representadas por líneas de carga, cuya posición, si la altura sobre el suelo con respecto al radio del conductor es alta ($H/r > 100$), coincide muy estrechamente con el centro del conductor (Osorio, 2006). El gradiente de potencial queda definido entonces por la ecuación (25).

$$g = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 r}$$

(25)

q : Carga eléctrica en el conductor.

ϵ_0 : permitividad del vacío $8,85 \times 10^{-12}$ [F/m]

En términos de la magnitud de la carga, el voltaje puede expresarse de acuerdo a la ecuación (26).

$$e = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2H}{r}\right) \quad (26)$$

De ésta manera se puede encontrar el voltaje en un conductor debido a su carga y a las cargas en los otros conductores de fase y sus respectivas imágenes. Los coeficientes de potencial quedan definidos según la ecuación (27) y la ecuación (28).

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2Hi}{r_i}\right) \quad (27)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{Sij'}{Sij}\right) \quad (28)$$

Por principio de superposición el voltaje de un conductor queda definido por la ecuación (29) para los N conductores simples.

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$e_i = P_{i1}q_1 + \dots + P_{ij}q_j + \dots + P_{iN}q_N \quad (29)$$

Expresando la ecuación (29) en forma matricial se obtiene la ecuación (30).

$$V = [P]Q \quad (30)$$

Reordenando la ecuación (30) se obtiene la ecuación (31).

$$Q = [P]^{-1}V \quad (31)$$

Para tomar en cuenta la distribución del haz de conductores se hacen algunas aproximaciones que no alteran los resultados de una manera significativa.

Primero, el gradiente de potencial de un conductor liso y el de uno trenzado no varían en casi nada el uno del otro. Luego, el gradiente de potencial promedio del haz es igual al gradiente de potencial en cada uno de los sub-conductores del haz. Para utilizar la teoría de las imágenes, se concentra la carga que llevarían todos los sub-conductores, en un solo conductor equivalente ubicado en el centro del haz.

Conociendo la carga total que llevaría el conductor equivalente se encuentra el gradiente promedio en cada uno de los sub-conductores utilizando la ecuación (32).

$$g_{prom} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 r N} \quad (32)$$

Finalmente, para encontrar el máximo gradiente del haz de conductores se utiliza la ley de cosenos debido a que los conductores están simétricamente distribuidos en un círculo. La ecuación (33) muestra la ley de cosenos para encontrar el gradiente máximo del haz de conductores cuando $\alpha = 0$.

$$g_{max} = g_{prom} \left[1 + \frac{d}{D} (N - 1) \cos \alpha \right] \quad (33)$$

d : es el diámetro de cada sub-conductor del haz

g_{max} : es el gradiente máximo de haz de conductores

g_{prom} : es el gradiente promedio del haz de conductores

En la Tabla 2.1 se puede observar un resumen de los diferentes valores del gradiente superficial promedio y del gradiente superficial máximo en el haz de cuatro conductores destinados a despachar la energía generada en la central Coca Codo Sinclair.

El Anexo III, se puede observar el cálculo de cada uno de los gradientes superficiales para cada configuración.

Tabla 2.1: Gradiente superficial torres Coca Codo – El Inga

ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Promedio [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
	SS41	10,986	12,276	10,986	12,55	14,023
SS42	10,869	12,118	10,869	12,416	13,843	12,416
SS43	10,72	12,118	10,72	12,246	13,634	12,246
ST41	10,627	11,816	10,752	12,139	13,497	12,282
ST42	10,46	11,594	10,598	11,949	13,245	12,106

2.2 COMPORTAMIENTO DE LA LÍNEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE PIEMONTANO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES

Es normal pensar que la Línea tenga un comportamiento diferente a lo largo del año, es decir un comportamiento estacional. Además que se comportará diferente en condiciones de buen clima y en condiciones lluviosas, como se muestra en la Tabla 2.2, en la Figura 2.11 y en la Figura 2.12. Para calcular las pérdidas corona se utilizó El “Método de la Électricité de France” tanto para condiciones favorables como en condiciones de clima lluvioso.

Para la selección del coeficiente de irregularidad superficial se consideró, la presencia de una espesa vegetación y la cercanía del volcán El Reventador, que contribuye ocasionalmente con la presencia de ceniza volcánica, tal como se indica en el numeral 1.3.1.1 y la Figura 1.4 de este documento. Los coeficientes de irregularidad superficial que se consideraron para este estudio se muestran en el Cuadro 4 de Anexo V.

Para analizar el comportamiento de la Línea en condiciones lluviosas, se utilizó el monto de precipitación mensual, que se obtuvo del Ministerio del Ambiente del Ecuador y que fue comprada con datos cedidos por el INAMHI. Se utilizó una tasa de precipitación promedio de 10 mm/h para simular lluvias comunes en nuestro país.

Tabla 2.2: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 1

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	3,58	49,43	171,04	213,44
FEBRERO	3,58	49,64	171,04	213,51
MARZO	3,59	49,45	171,08	213,45
ABRIL	3,58	49,63	171,04	213,50
MAYO	3,56	49,03	170,93	213,32
JUNIO	3,51	48,41	170,73	213,12
JULIO	3,51	48,41	170,73	213,12
AGOSTO	3,54	48,62	170,88	213,19
SEPTIEMBRE	3,59	49,85	171,09	213,57
OCTUBRE	3,63	50,08	171,24	213,64
NOVIEMBRE	3,63	50,29	171,24	213,70
DICIEMBRE	3,62	50,05	171,19	213,63

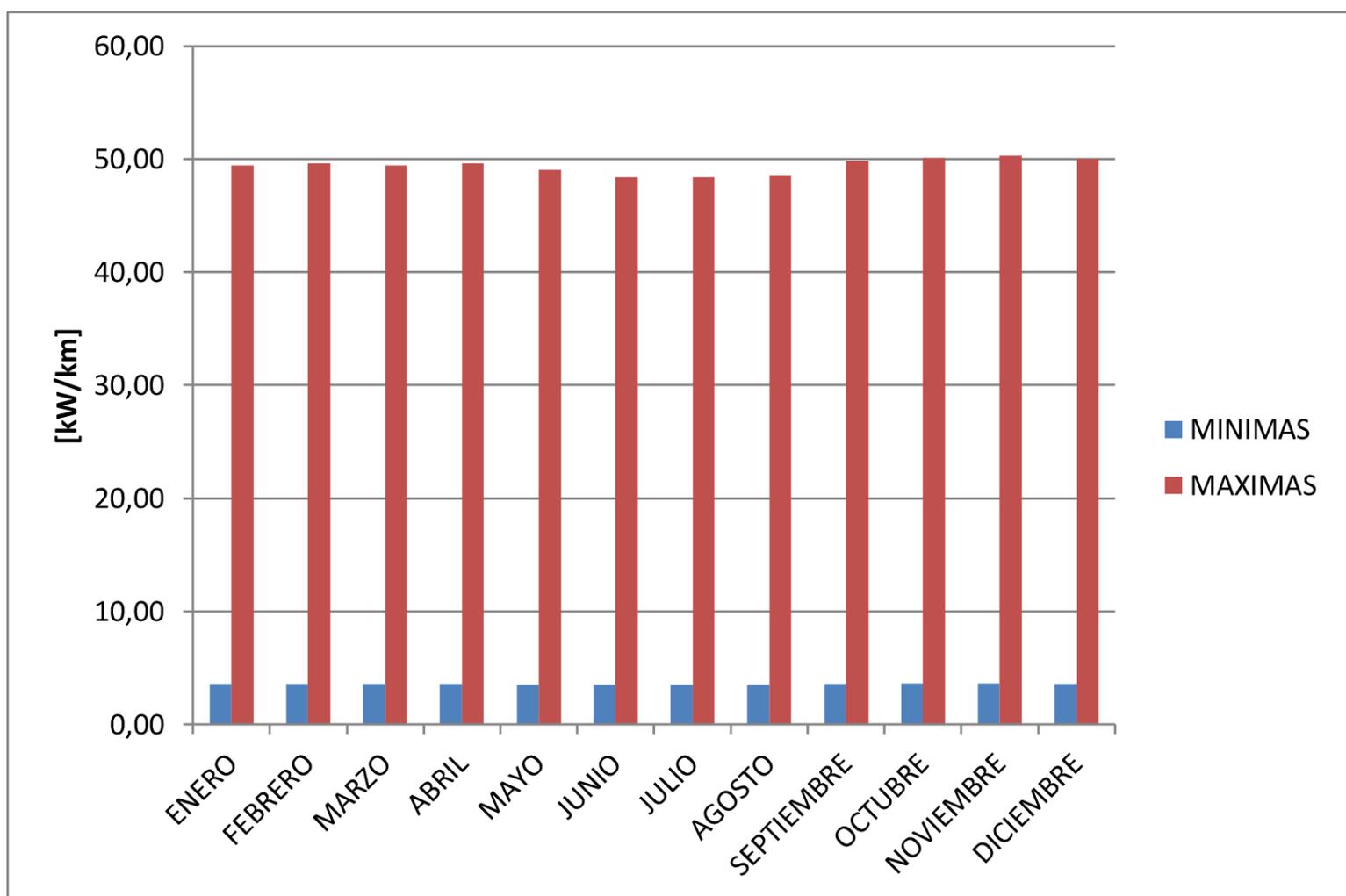


Figura 2.11: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 1

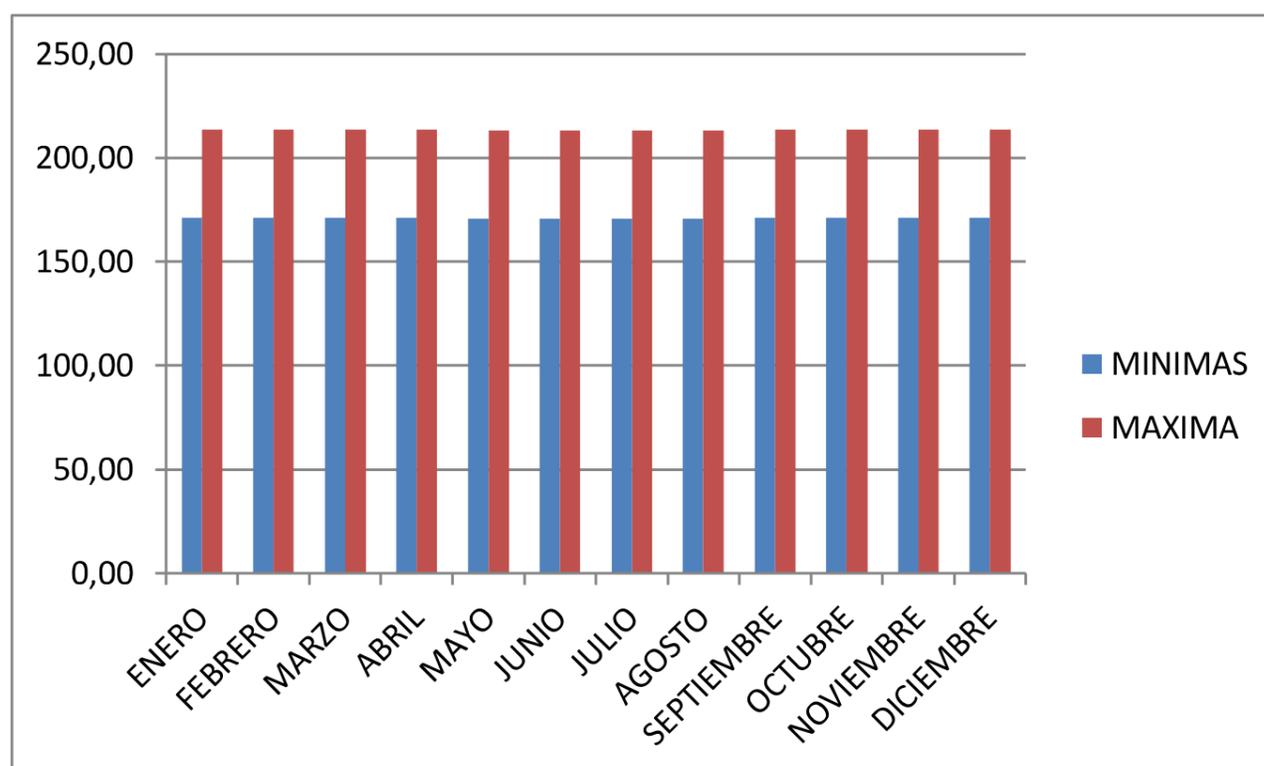


Figura 2.12: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 1

2.3 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO BAJO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES

Para seleccionar el coeficiente de irregularidad superficial se consideró una espesa vegetación, plantas epífitas, posibilidad de ceniza volcánica, y la quema de la vegetación seca producto de las abundantes áreas de cultivos y pastizales de la zona.

La Tabla 2.3, Figura 2.13 y la Figura 2.14 muestran el comportamiento mensual de la línea, a lo largo del Ecosistema.

Tabla 2.3: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 2

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	8,55	154,72	184,62	230,94
FEBRERO	8,55	155,44	184,62	231,01
MARZO	8,58	156,15	184,67	231,08
ABRIL	8,57	156,15	184,66	231,08
MAYO	8,49	154,72	184,51	230,94
JUNIO	8,42	150,50	184,39	230,52
JULIO	8,35	149,12	184,27	230,38

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
AGOSTO	8,42	149,81	184,39	230,45
SEPTIEMBRE	8,58	154,01	184,68	230,87
OCTUBRE	8,67	156,15	184,84	231,08
NOVIEMBRE	8,70	157,60	184,89	231,22
DICIEMBRE	8,64	156,15	184,78	231,08

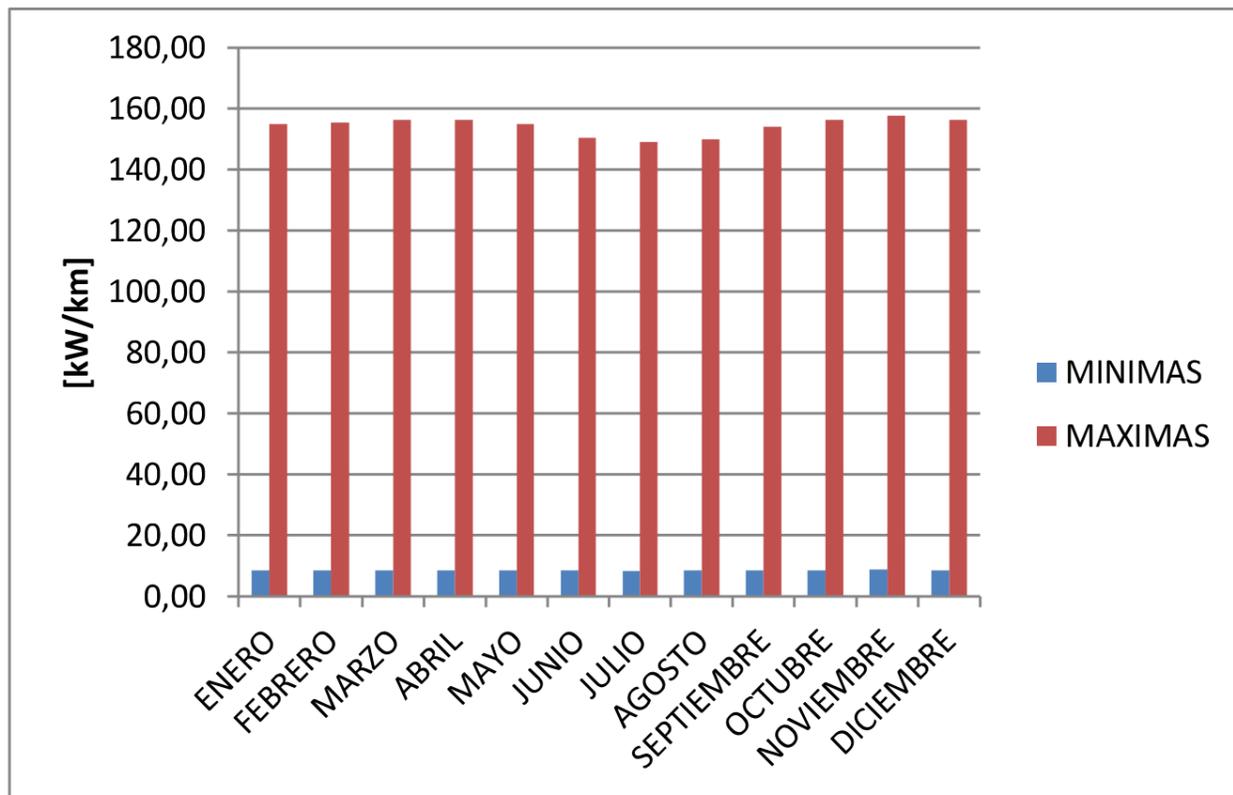


Figura 2.13 Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 2

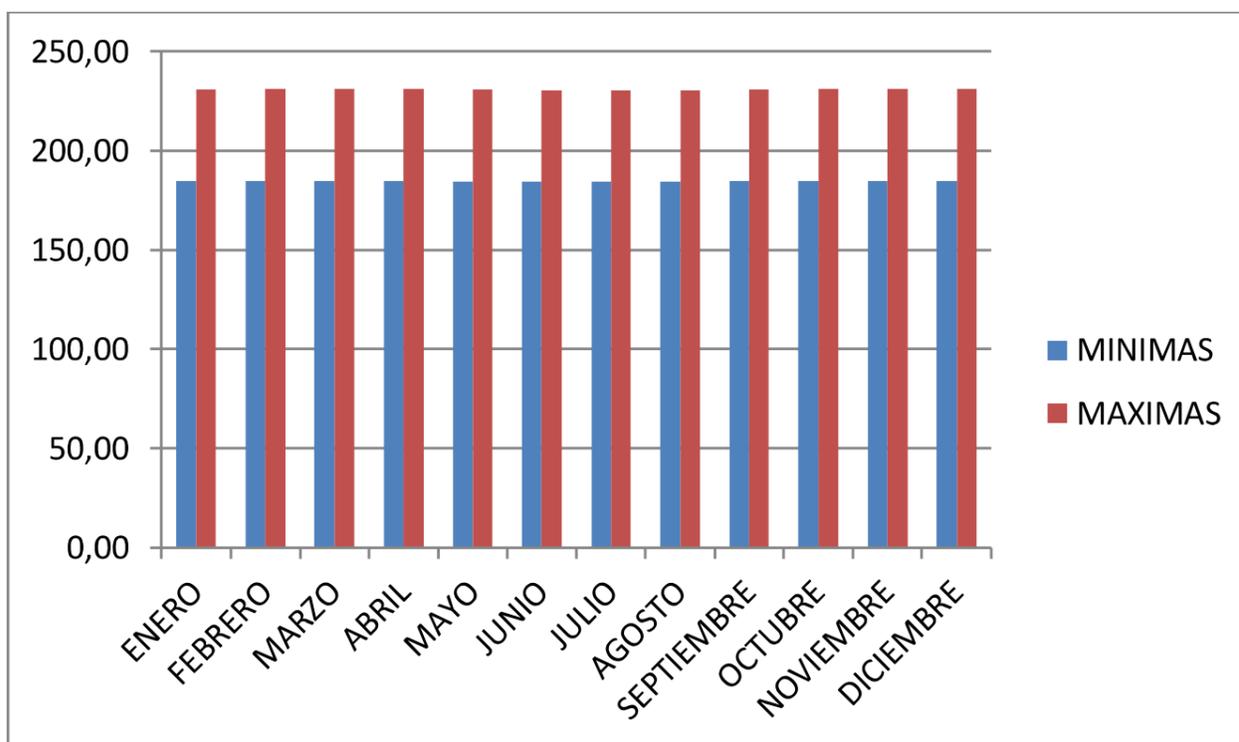


Figura 2.14: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 2

2.4 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES

Para la selección del coeficiente superficial de este ecosistema se consideró, como factor principal su condición de bosque nublado, es decir presencia de neblina durante la mayor parte del día, la presencia de fumarolas activas cercanas al Volcán Antisana y vegetación espesa.

La Tabla 2.4, Figura 2.15 y la Figura 2.16 muestran el comportamiento mensual de la línea en el Ecosistema.

Tabla 2.4: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 3

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	36,72	422,03	208,58	245,98
FEBRERO	36,57	422,17	208,52	245,98
MARZO	36,72	424,13	208,58	246,05
ABRIL	36,88	427,90	208,65	246,19
MAYO	36,57	422,66	208,52	246,00
JUNIO	35,66	407,04	208,13	245,42
JULIO	35,36	400,51	208,01	245,17
AGOSTO	35,51	404,20	208,07	245,31
SEPTIEMBRE	36,11	411,89	208,33	245,60
OCTUBRE	36,88	424,01	208,65	246,05
NOVIEMBRE	37,03	431,50	208,71	246,32
DICIEMBRE	36,88	424,78	208,65	246,07

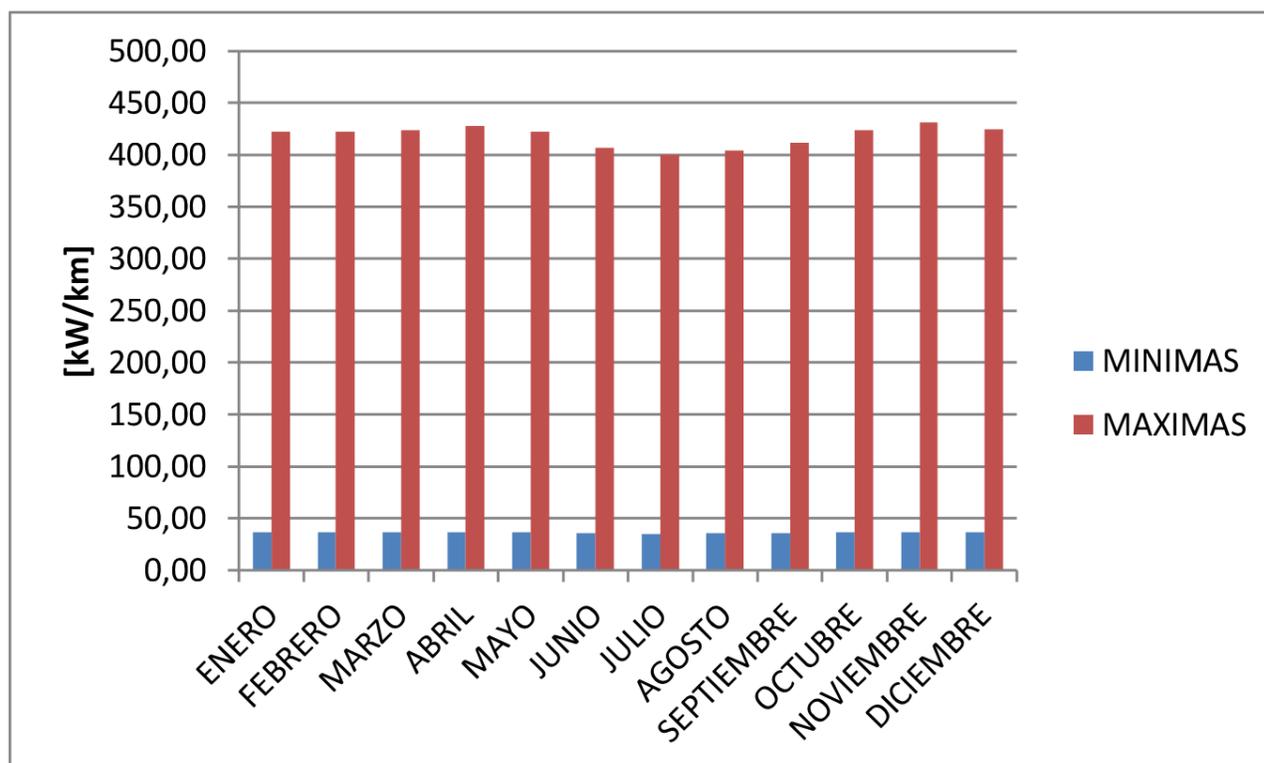


Figura 2.15: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 3

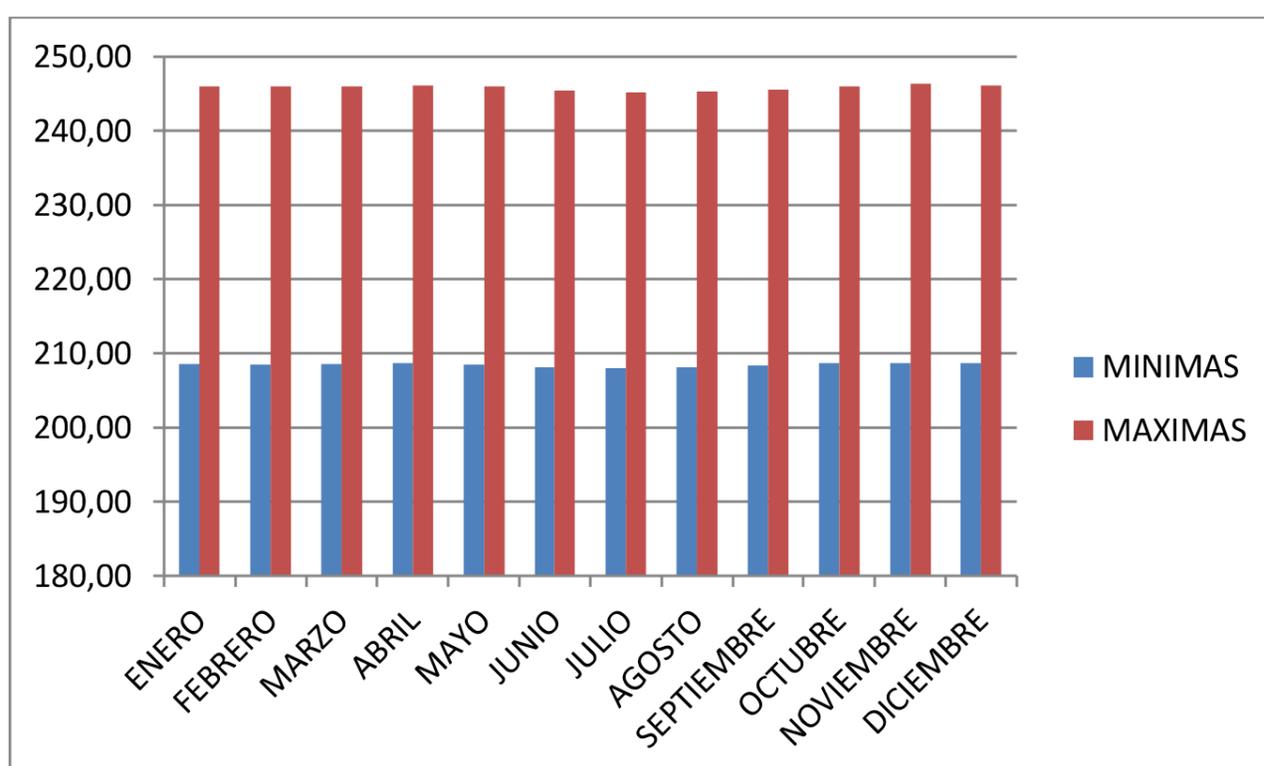


Figura 2.16: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 3

2.5 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA BOSQUE SIEMPREVERDE MONTANO ALTO DEL NORTE DE LA CORDILLERA ORIENTAL DE LOS ANDES

Para la selección de este ecosistema se consideró vegetación abundante y condiciones de alta humedad, el ombrotipo de este ecosistema corresponde a hiperhúmedo.

La Tabla 2.5, Figura 2.17 y la Figura 2.18 muestran el comportamiento mensual de la línea en este ecosistema.

Tabla 2.5: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 4

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	17,84	206,03	219,94	261,69
FEBRERO	17,85	205,05	210,30	250,80
MARZO	17,94	205,05	210,39	250,80
ABRIL	18,06	209,02	210,50	251,12
MAYO	17,85	205,05	210,31	250,80
JUNIO	17,31	197,32	209,80	250,17
JULIO	17,17	195,43	209,67	250,02
AGOSTO	17,24	196,37	209,74	250,09
SEPTIEMBRE	17,53	201,14	210,01	250,49
OCTUBRE	17,89	208,02	210,34	251,04
NOVIEMBRE	18,12	209,02	210,55	251,12
DICIEMBRE	17,96	206,03	210,40	250,88

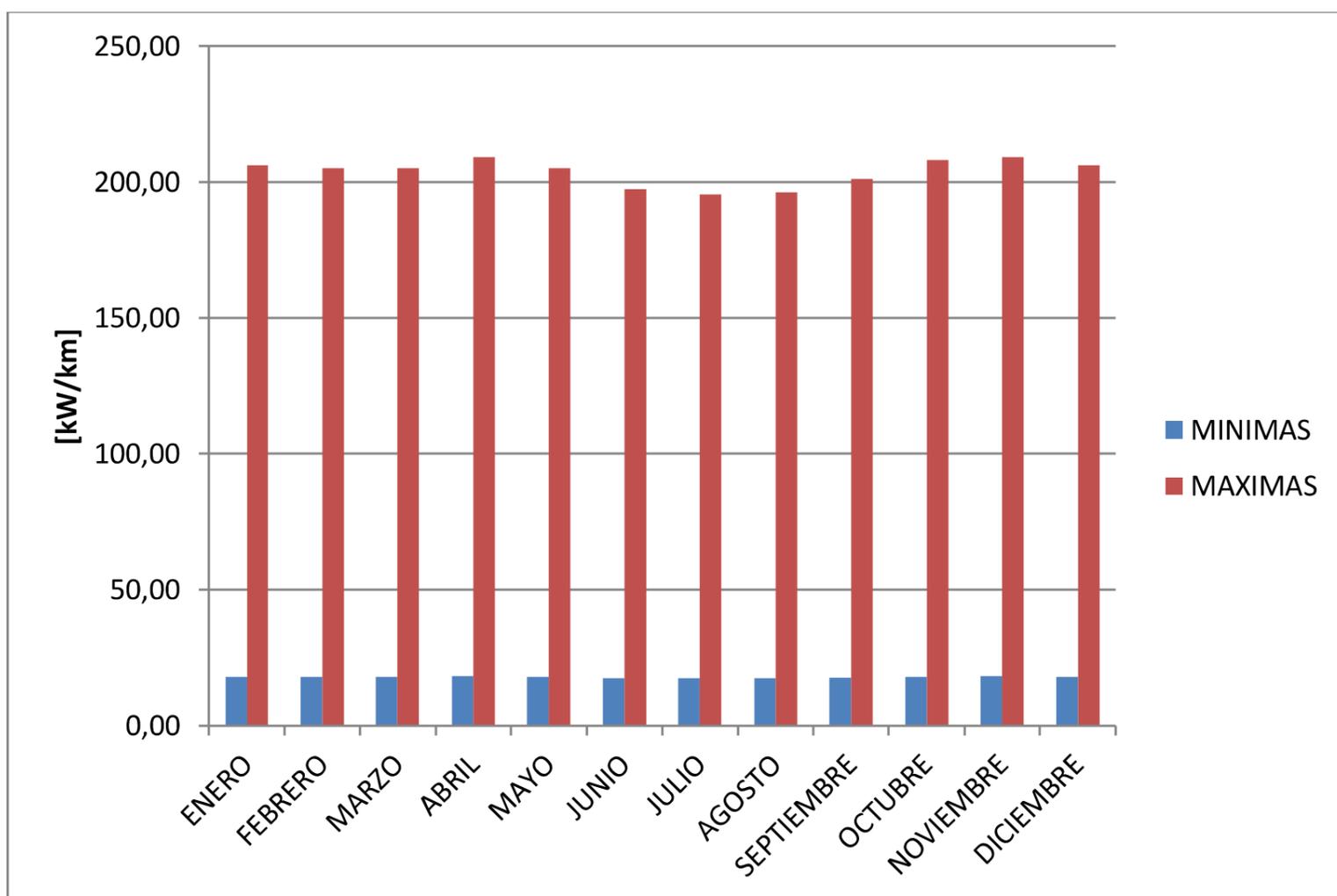


Figura 2.17: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 4

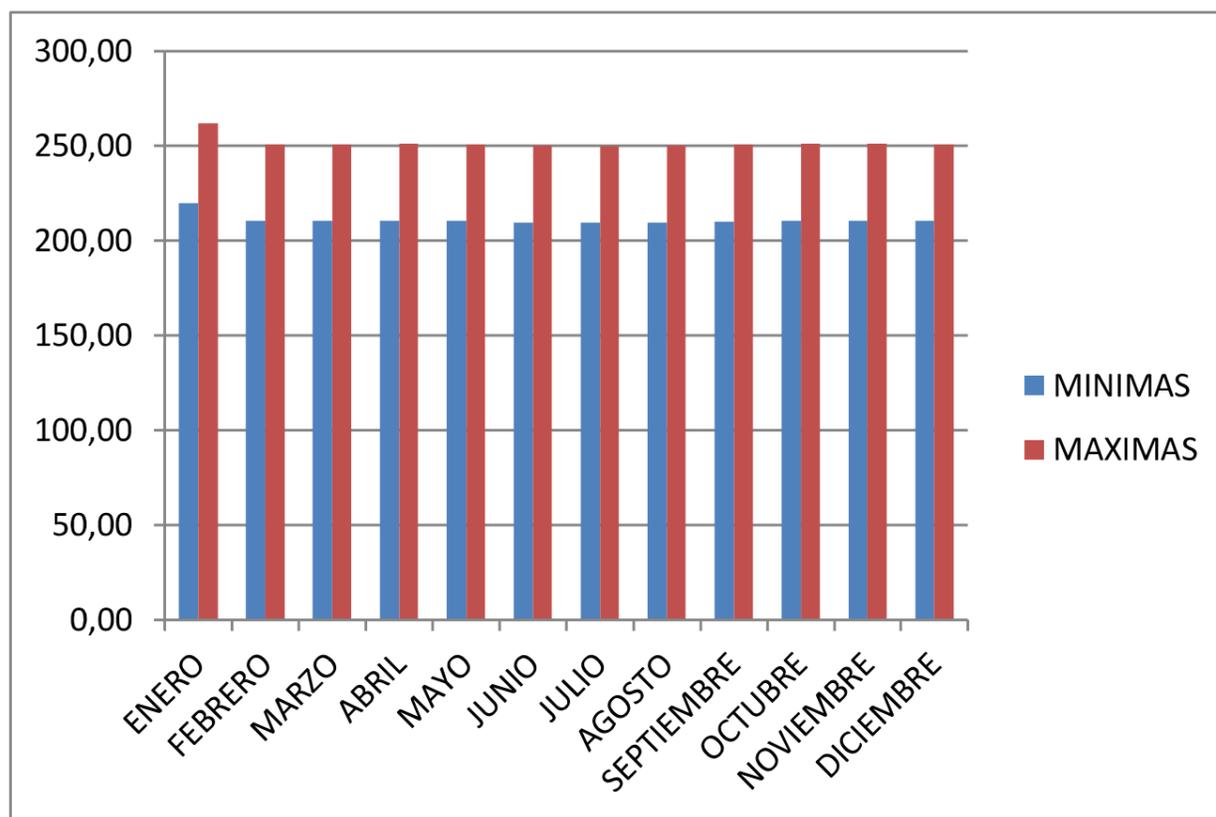


Figura 2.18: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 4

2.6 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA HERBAZAL DEL PÁRAMO

El coeficiente de irregularidad superficial para este tipo de ecosistema se escogió basado en la alta concentración de neblina en las horas de la tarde y madrugada. Es un ecosistema con pocas partículas vegetales en el ambiente.

La Tabla 2.6, Figura 2.19 y la Figura 2.20 muestran el comportamiento mensual de la línea en este ecosistema.

Tabla 2.6: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 5

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	32,89	587,56	227,45	276,01
FEBRERO	32,75	584,14	227,38	275,91
MARZO	32,83	588,70	227,42	276,04
ABRIL	33,31	597,94	227,66	276,30
MAYO	32,83	577,15	227,42	275,71
JUNIO	31,74	567,52	226,85	275,42
JULIO	31,32	556,54	226,62	275,09
AGOSTO	31,53	556,04	226,74	275,08
SEPTIEMBRE	32,13	575,11	227,05	275,65

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
OCTUBRE	33,01	598,89	227,51	276,33
NOVIEMBRE	33,47	592,33	227,74	276,14
DICIEMBRE	33,05	587,00	227,53	275,99

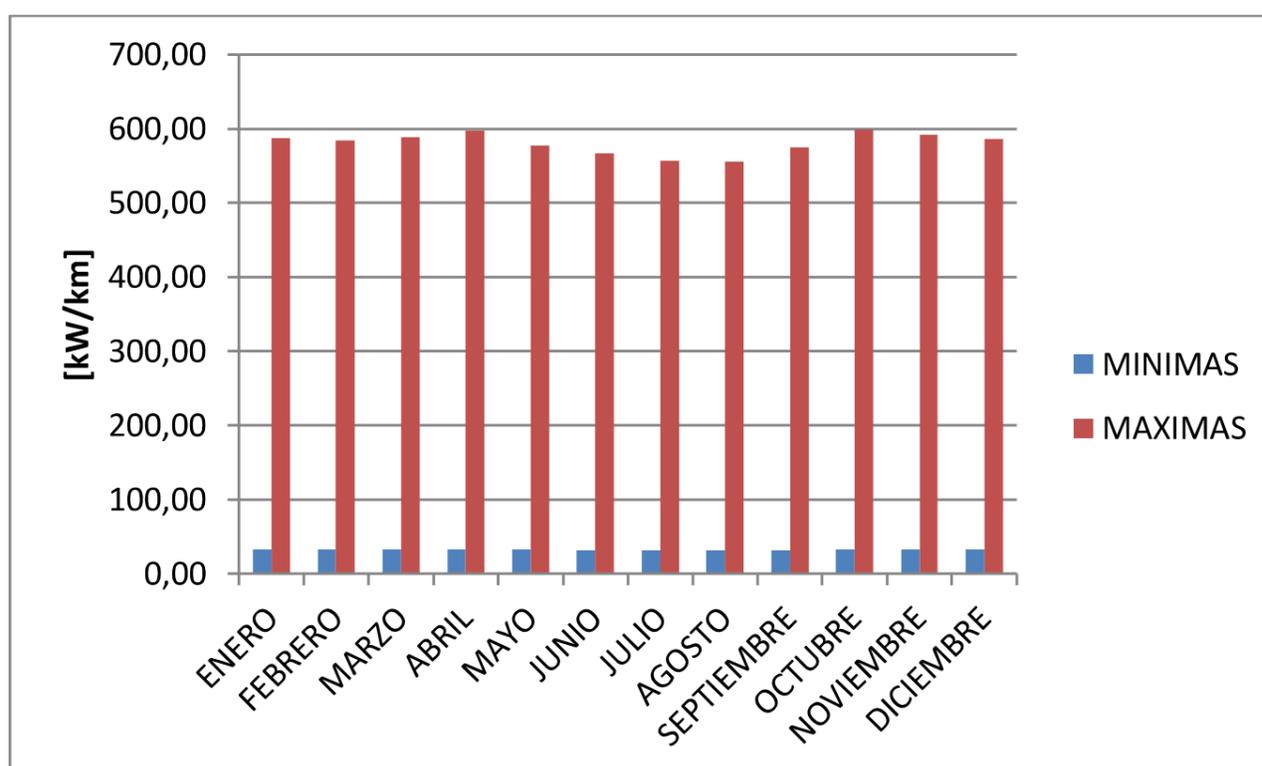


Figura 2.19: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 5

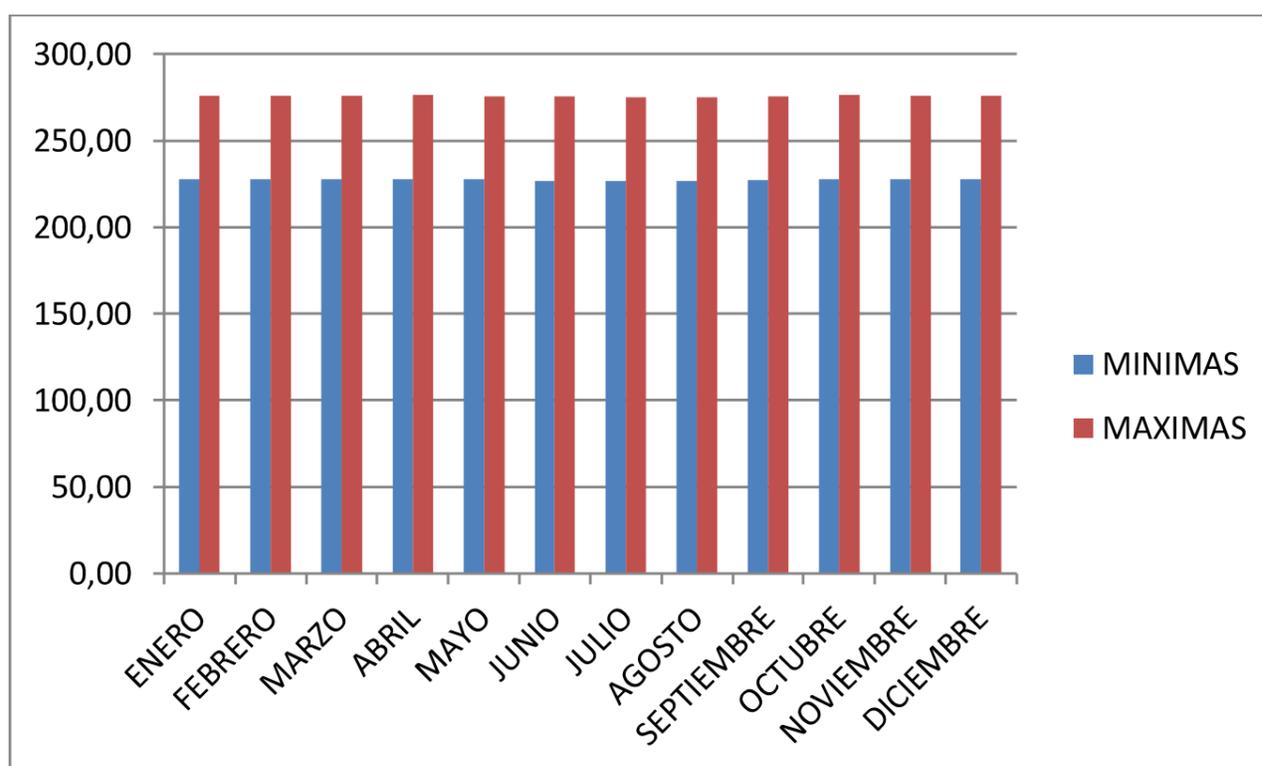


Figura 2.20: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 5

2.7 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA HERBAZAL Y ARBUSTAL SIEMPREVERDE SUBNIVAL DEL PÁRAMO

Las bajas temperaturas que contribuyen a la congelación del agua en forma de lluvia, la poca presencia vegetación y la humedad fueron los factores determinantes para escoger el factor de irregularidad superficial.

La Tabla 2.7, Figura 2.21 y la Figura 2.22 muestran el comportamiento mensual de la línea a lo largo del año.

Tabla 2.7: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 6

	PERDIDAS EN BUEN CLIMA [kW/km]		PERDIDAS EN CONDICIONES LLUVIOSAS [kW/km]	
	MINIMAS	MAXIMAS	MINIMAS	MAXIMAS
ENERO	124,57	784,11	242,98	273,11
FEBRERO	123,57	775,88	242,85	272,94
MARZO	124,74	783,65	243,00	273,10
ABRIL	126,51	796,17	243,23	273,36
MAYO	121,84	764,13	242,62	272,69
JUNIO	120,14	752,55	242,39	272,44
JULIO	118,29	739,85	242,13	272,16
AGOSTO	118,62	740,28	242,18	272,17
SEPTIEMBRE	121,84	763,68	242,62	272,68
OCTUBRE	126,51	797,10	243,23	273,38
NOVIEMBRE	124,74	784,57	243,00	273,12
DICIEMBRE	124,15	779,98	242,92	273,02

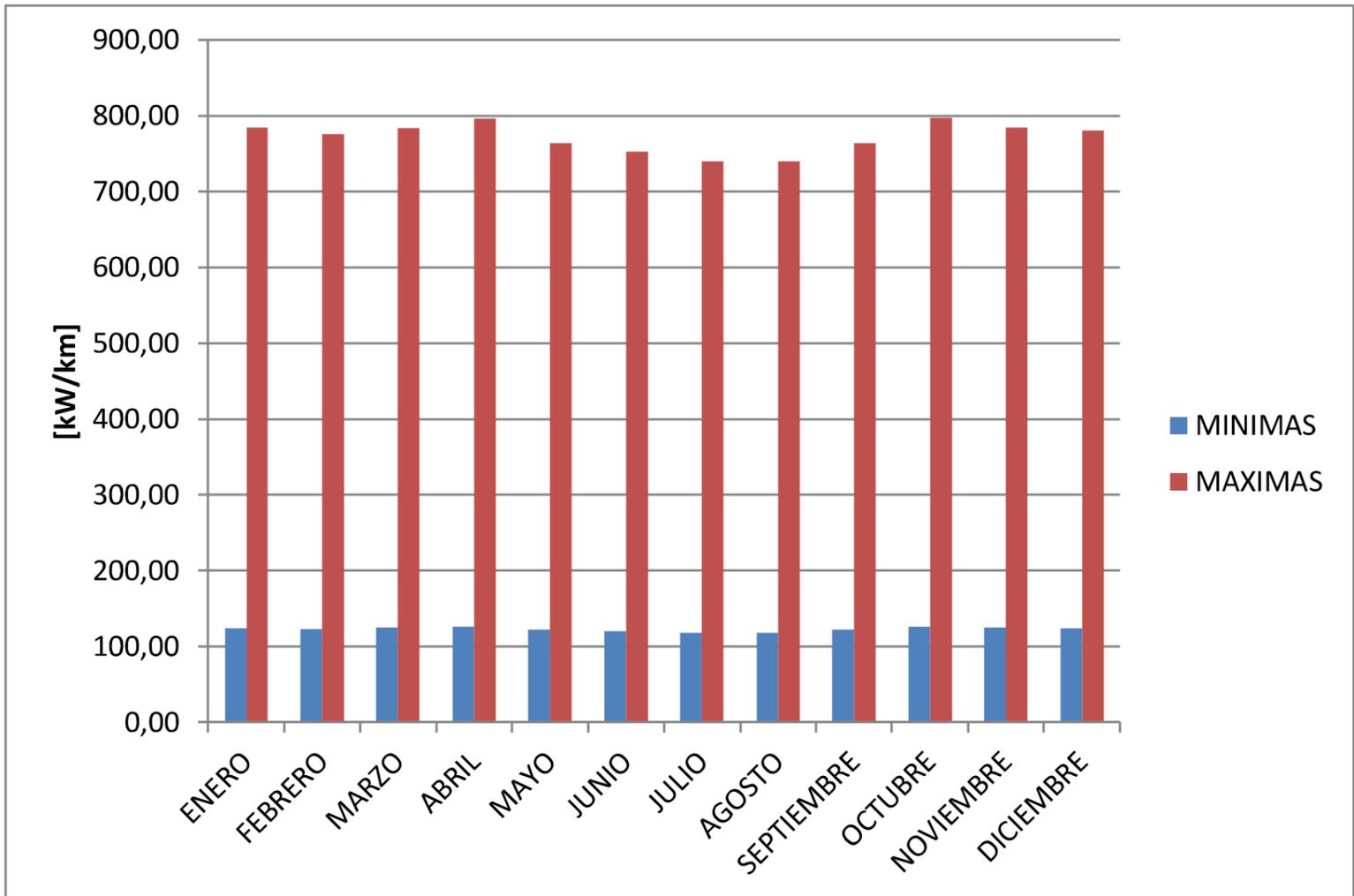


Figura 2.21: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 6

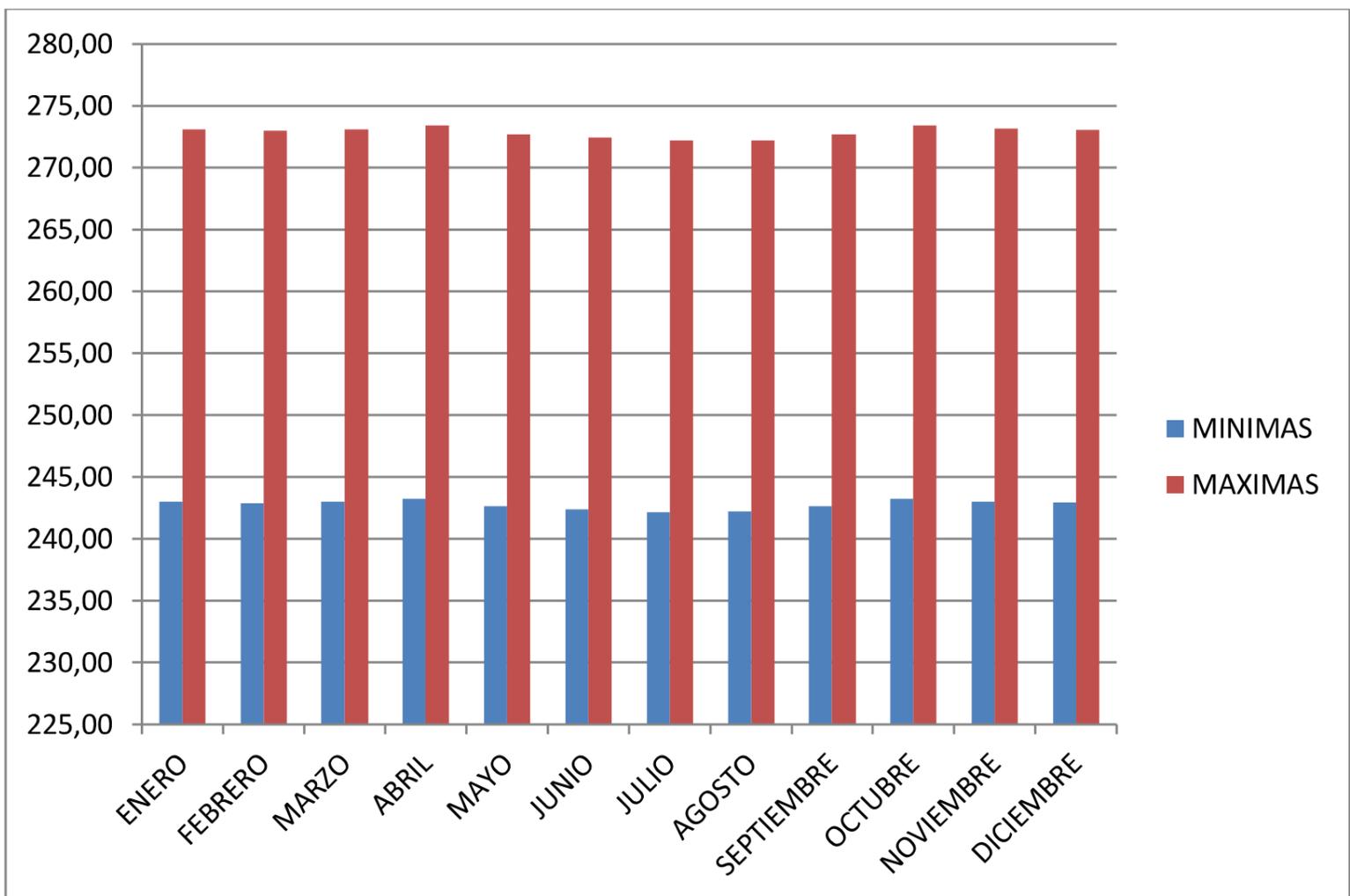


Figura 2.22: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 6

2.8 COMPORTAMIENTO DE LA LINEA EN EL ECOSISTEMA ARBUSTAL SIEMPREVERDE MONTANO DEL NORTE DE LOS ANDES

La humedad y la cercanía de zonas de cultivo fueron los factores determinantes para escoger el factor de irregularidad superficial en este ecosistema.

La Tabla 2.8, Figura 2.23y la Figura 2.24 muestran el comportamiento de la línea a lo largo del año.

Tabla 2.8: Comportamiento mensual de la línea - Ecosistema 7

	Pérdidas en buen clima [kW/km]		Pérdidas en condiciones lluviosas [kW/km]	
	Mínimas	Máximas	Mínimas	Máximas
ENERO	22,54	367,33	221,08	268,09
FEBRERO	22,37	365,49	220,95	268,01
MARZO	22,53	367,33	221,08	268,09
ABRIL	22,53	371,04	221,08	268,26
MAYO	22,64	360,02	221,15	267,76
JUNIO	22,18	356,42	220,81	267,59
JULIO	22,26	349,32	220,87	267,25
AGOSTO	22,35	349,32	220,94	267,25
SEPTIEMBRE	22,36	358,21	220,95	267,67
OCTUBRE	22,53	374,79	221,08	268,43
NOVIEMBRE	22,53	367,33	221,08	268,09
DICIEMBRE	22,53	365,49	221,08	268,01

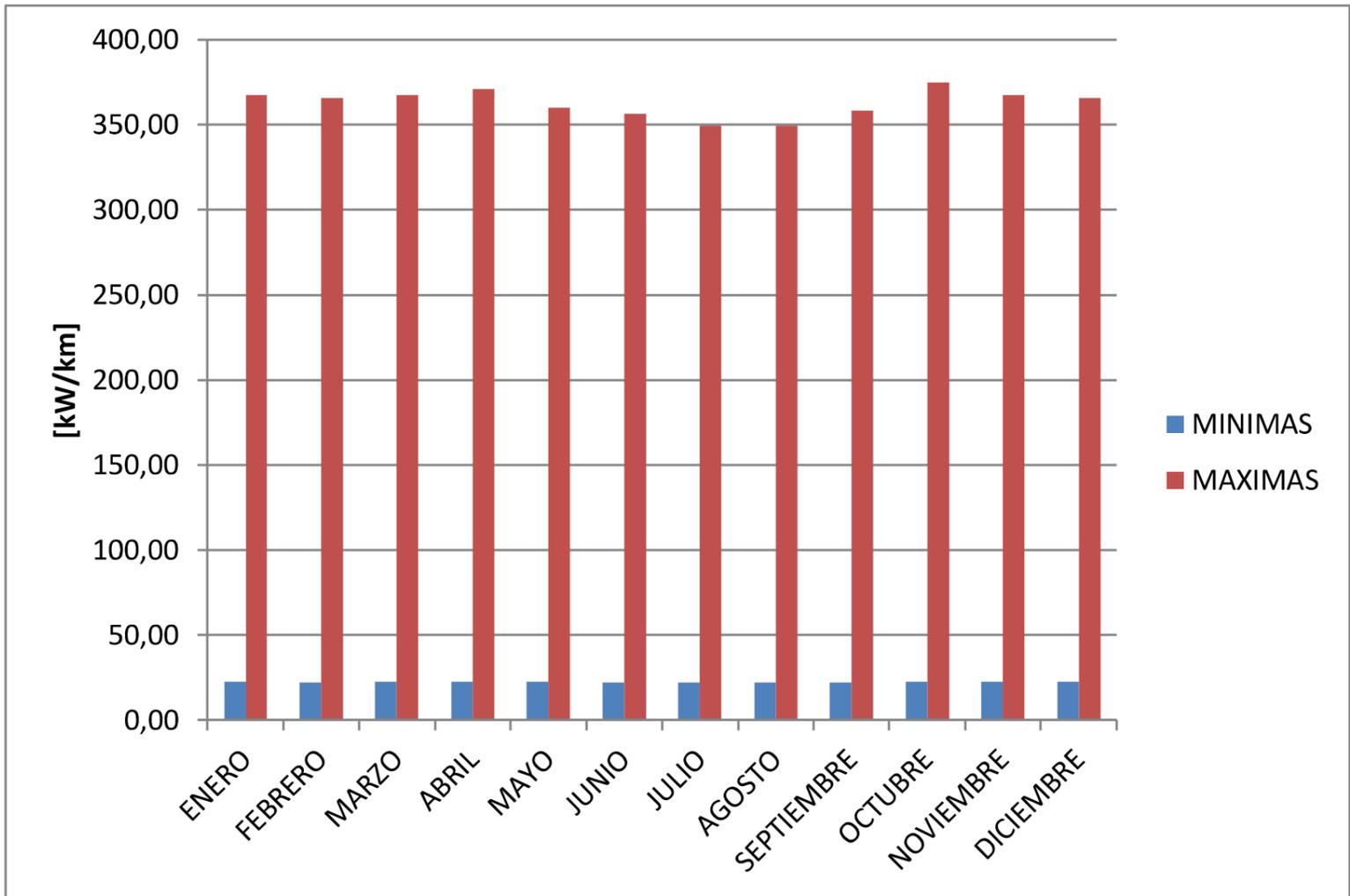


Figura 2.23: Pérdidas corona en buen clima – Ecosistema 7

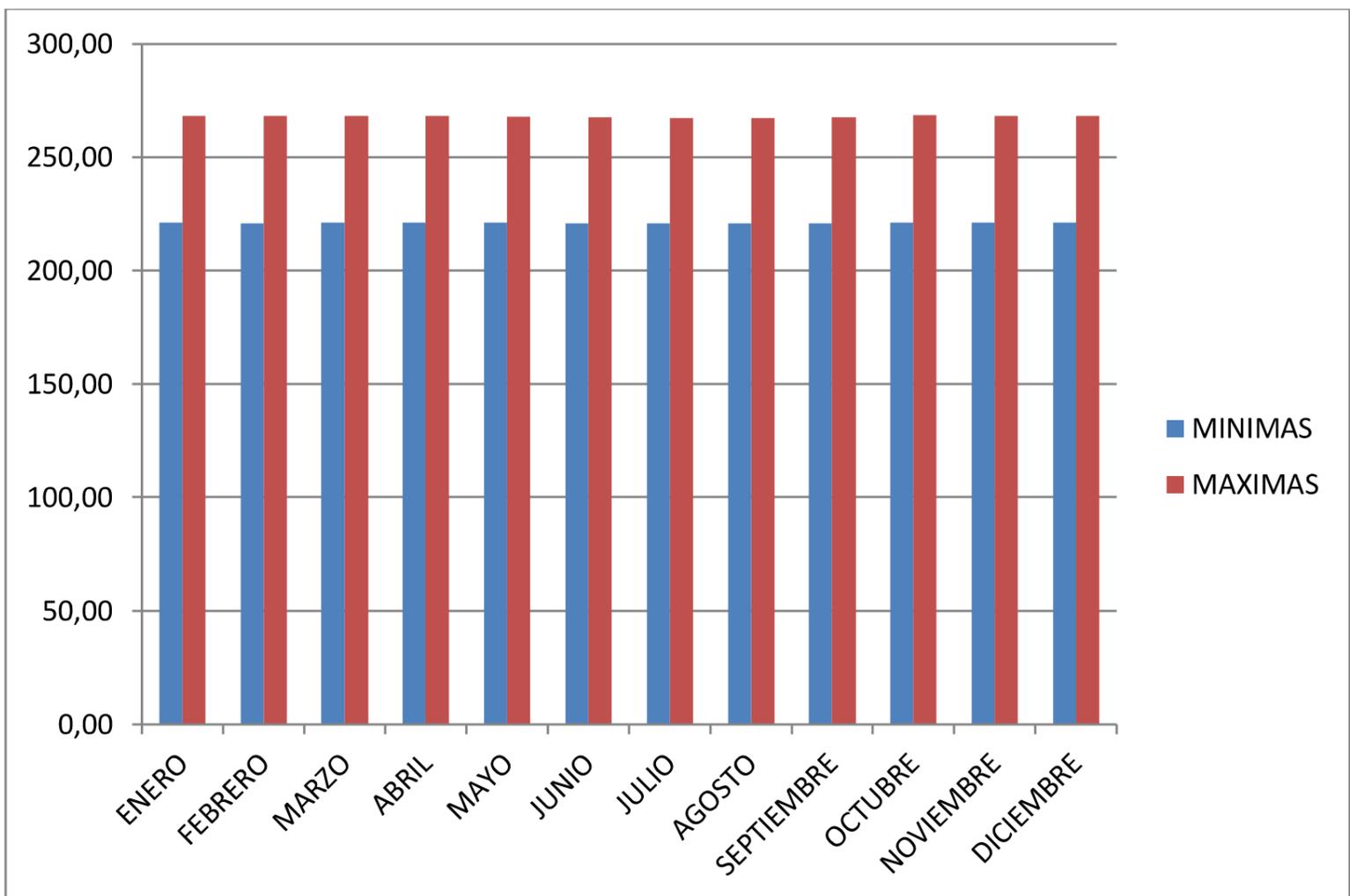


Figura 2.24: Pérdidas corona en condiciones lluviosas – Ecosistema 7

CAPITULO 3

3 CÁLCULO DEL CONDUCTOR ÓPTIMO

Para mitigar las pérdidas por efecto corona, el diseñador cuenta con ciertas variables que puede utilizar para modificar el gradiente de potencial en la superficie del conductor. En este capítulo se muestra como, al modificar el tipo de torre, el calibre del conductor y la configuración del haz de conductores, se reduce el gradiente de potencial y por lo tanto las pérdidas por efecto corona.

CELEC EP TRANSELECTRIC propone un conductor 1.100 MCM, en configuración de cuatro conductores por haz. En contraparte, este análisis utilizó un conductor ACAR 1.200 MCM con un diámetro exterior de 31,99 mm por presentar mayor dureza superficial, lo que converge en menor probabilidad de daños superficiales durante las operaciones de tendido y, a su vez, en menores pérdidas corona e interferencias radioeléctricas; por ser comercialmente de mayor fabricación; y, por tener mejores características eléctricas y mecánicas frente a otros tipos de conductores y a sus similares de menor diámetro exterior (Mena, 2008). Se probaron configuraciones desde 3 conductores hasta 6 conductores por haz, en varios tipos de torres de transmisión, empezando por las propuestas por TRANSELECTRIC, hasta algunas que son utilizadas alrededor del mundo, principalmente, las sugeridas por el EPRI.

3.1 TORRES UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS

Para transportar energía eléctrica a 500 kV alrededor del mundo se han diseñado varios tipos de torres de transmisión, que consideran los parámetros eléctricos y ambientales para un adecuado cumplimiento de su función. La Figura 2.1, Figura 2.2, Figura 2.3, Figura 3.1, Figura 3.2, Figura 3.3, y la Figura 3.4, muestran los tipos de torres más utilizadas alrededor del mundo.

En la Tabla 3.1 se pueden observar las dimensiones que se utilizaron en el análisis de cada una de las torres. Para tomar en cuenta la altura hasta el punto

de amarre, en cada estructura se redujo 5,45 m de la altura a los brazos, de forma similar a la estructura SS41 de la Figura 2.1. En donde se especifica la altura al punto de amarre se considera esta altura y no la de la estructura SS41.

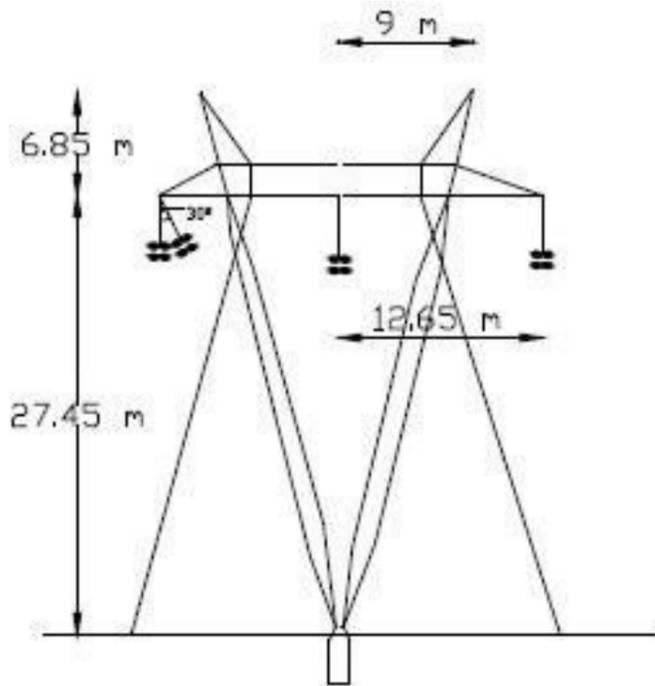


Figura 3.1: Torre Tipo 5V1

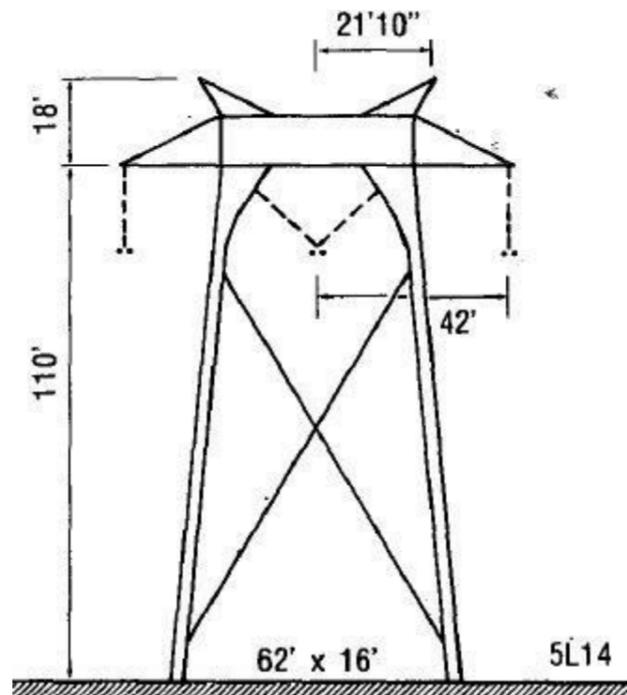


Figura 3.3: Torre Tipo 5L14

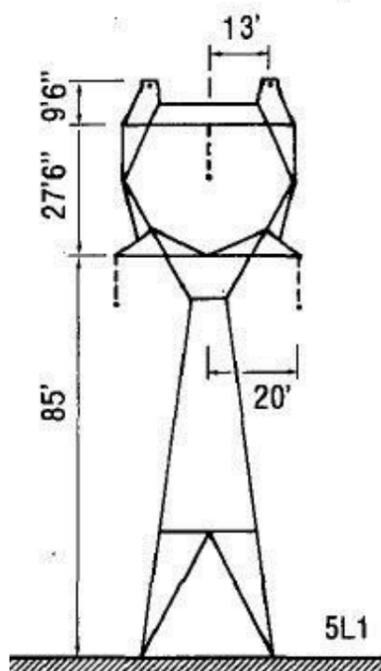


Figura 3.2: Torre Tipo 5L1

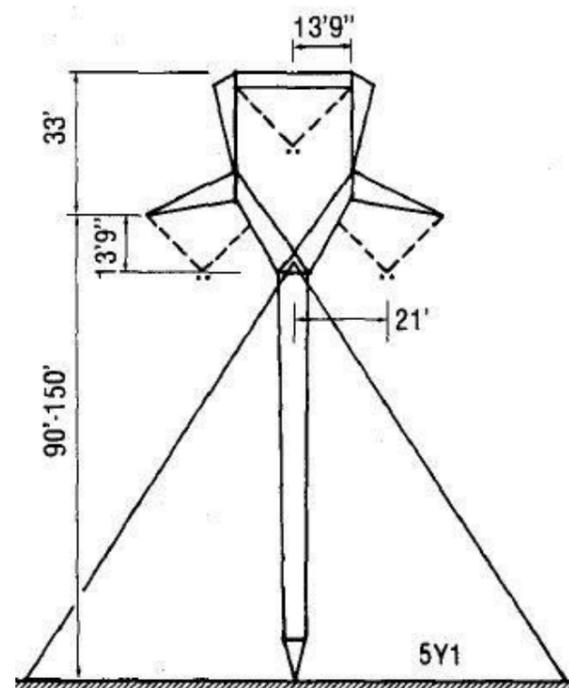


Figura 3.4: Torre Tipo 5Y1

Tabla 3.1: Configuración geométrica torres de 500 kV

	DISTANCIA ENTRE FASES			ALTURA		
	A-B [m]	B-C [m]	A-C [m]	A [m]	B [m]	C[m]
SS-41	11,48	11,48	22,96	38,55	38,55	38,55
SS-42	12,05	12,05	24,1	38,79	38,79	38,79

	DISTANCIA ENTRE FASES			ALTURA		
	A-B [m]	B-C [m]	A-C [m]	A [m]	B [m]	C[m]
SS-43	12,78	12,78	25,56	41,62	41,62	41,62
5V1	12,65	12,65	25,3	22,00	22,00	22,00
5L1	10,43	10,43	12,2	20,46	28,85	20,46
5L14	12,80	12,80	12,80	28,08	28,08	28,08
5Y2	11,93	11,93	12,80	41,61	51,67	41,61

Un buen diseño de una línea de transmisión, tiene por objetivo utilizar en su mayoría, torres de suspensión, con vanos largos y realizando los menores vértices que sean posibles. Por lo tanto, para este análisis se priorizaron torres de suspensión.

3.2 CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 3 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs 1.200 MCM

La Tabla 3.2 muestra el gradiente superficial máximo en las torres tipo utilizadas para el análisis. Un conductor ACAR 1.200 MCM reduce considerablemente el gradiente superficial. Sin embargo, sigue siendo demasiado grande por tener solo 3 conductores por haz. Las pérdidas corona aún son demasiado grandes.

Tabla 3.2: Gradiente superficial - haz de 3 conductores ACAR 1.100 vs 1.200 MCM

ESTRUCTURA TIPO	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
SS41	15,04	16,642	15,04	14,525,	16,077	14,525
SS42	14,893	16,447	14,893	14,382	15,888	14,382
SS43	14,705	16,221	14,705	14,2	15,669	14,2
5V1	14,952	16,241	14,952	14,439	15,689	14,439

	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
5L1	16,429	16,338	16,429	15,87	15,782	15,87
5L14	14,812	16,195	14,812	14,304	15,644	14,304
5Y2	15,923	15,868	15,923	15,379	15,326	15,379

3.3 CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 4 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs ACAR 1.200 MCM

La Tabla 3.3 muestra los gradientes superficiales de las configuraciones propuestas por TRANSELECTRIC y la de las torres propuestas en este estudio. Fácilmente se puede apreciar que las Torres 5V1, tienen un mejor comportamiento que las Torres SS41. Las Torres 5L14, tienen un mejor comportamiento que las Torres SS42. Sin embargo, las Torres SS43 son las que mejor comportamiento presentan ya que solo una de sus fases se ve mejorada con respecto al resto de configuraciones.

A diferencia de lo propuesto por TRANSELECTRIC, con un conductor 1.200 MCM el gradiente superficial se reduce, y de la misma manera, las pérdidas por efecto corona.

Tabla 3.3: Gradiente superficial - haz de 4 conductores ACAR 1.100 vs 1.200 MCM

	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR

	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
SS41	12,55	14,023	12,55	12,124	13,551	12,124
SS42	12,416	13,843	12,416	11,994	13,376	11,994
SS43	12,246	13,634	12,246	11,829	13,174	11,829
5V1	12,468	13,651	12,468	12,044	13,191	12,044
5L1	13,8	13,742	13,8	13,334	13,279	13,334
5L14	12,342	13,61	12,342	11,922	13,15	11,922
5Y2	13,338	13,302	13,338	12,887	12,851	12,887

3.4 CAMPO ELÉCTRICO EN LAS TORRES TIPO – 6 CONDUCTORES POR HAZ – ACAR 1.100 vs 1.200 MCM

Una configuración con 6 conductores por haz es la que mejor comportamiento presenta. El gradiente superficial se ve ampliamente reducido y las torres tipo que mejor comportamiento presentan son las mismas que en el numeral 3.3.

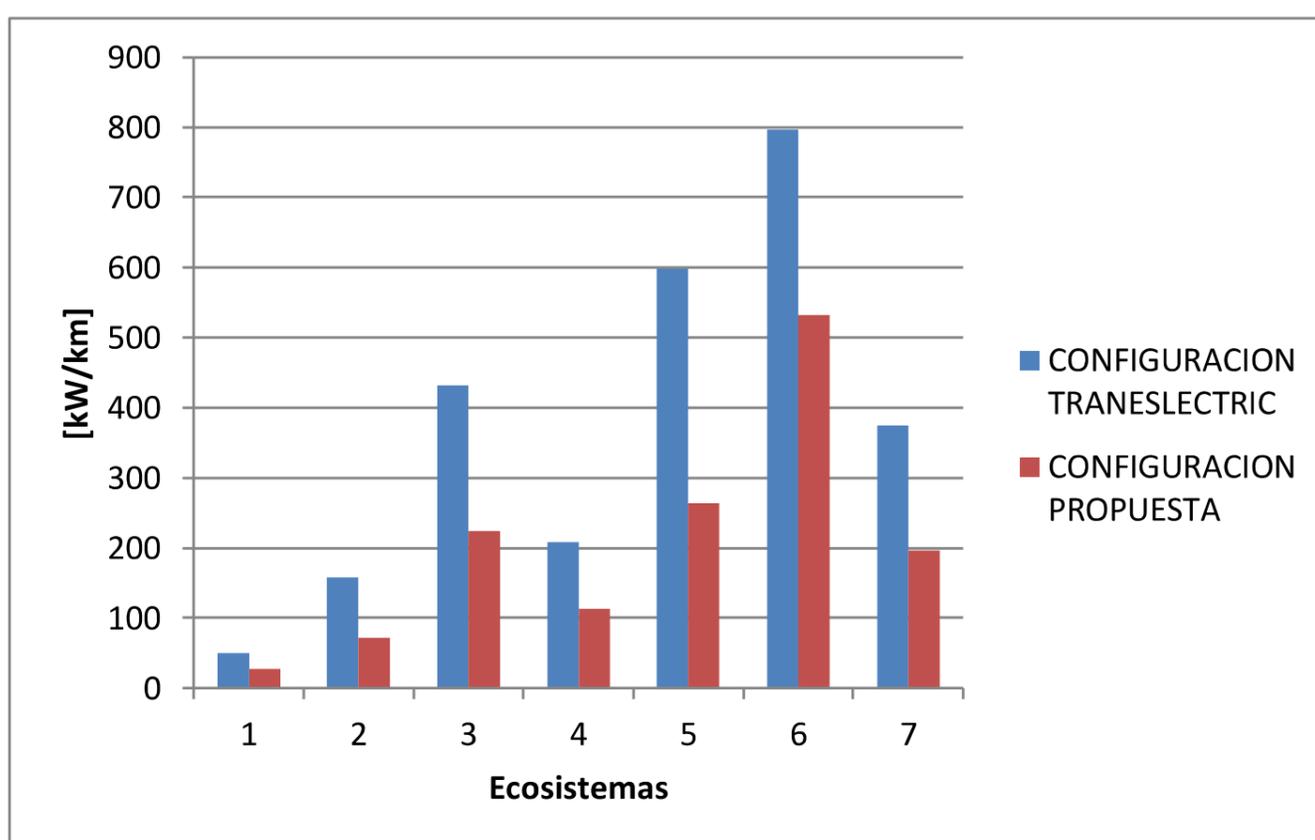
Tabla 3.4: Gradiente superficial - haz de 6 conductores ACAR 1.100 vs 1.200 MCM

	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
SS41	9,686	10,999	9,686	9,359	10,631	9,359
SS42	9,569	10,837	9,569	9,246	10,473	9,246
SS43	9,42	10,649	9,42	9,102	10,291	9,102

	CONDUCTOR ACAR 1.100 MCM			CONDUCTOR ACAR 1.200 MCM		
ESTRUCTURA TIPO	Gradiente Máximo [kV/cm]			Gradiente Máximo [kV/cm]		
	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR	Fase A externa IZ	Fase B central	Fase C externa DR
5V1	9,612	10,663	9,612	9,287	10,305	9,287
5L1	10,764	10,747	10,764	10,402	10,386	10,402
5L14	9,503	10,627	9,503	9,181	10,27	9,181
5Y2	10,356	10,342	10,356	10,008	9,994	10,008

3.5 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA ENTRE LA CONFIGURACIÓN DE TRANSELECTRIC Y LA CONFIGURACIÓN PROPUESTA

Del análisis previo se puede concluir que la mejor opción es reemplazar las torres SS41 por torres 5V1, reemplazar las torres SS42 por torres 5L14 y mantener las Torres SS43 pero con un conductor ACAR 1.200 MCM. Debido a que en las torres de suspensión ST41 y ST42, siempre se obtuvieron gradientes superficiales más bajos que en las torres de suspensión se recomienda que se mantenga su uso. La Tabla 3.5, Tabla 3.6,



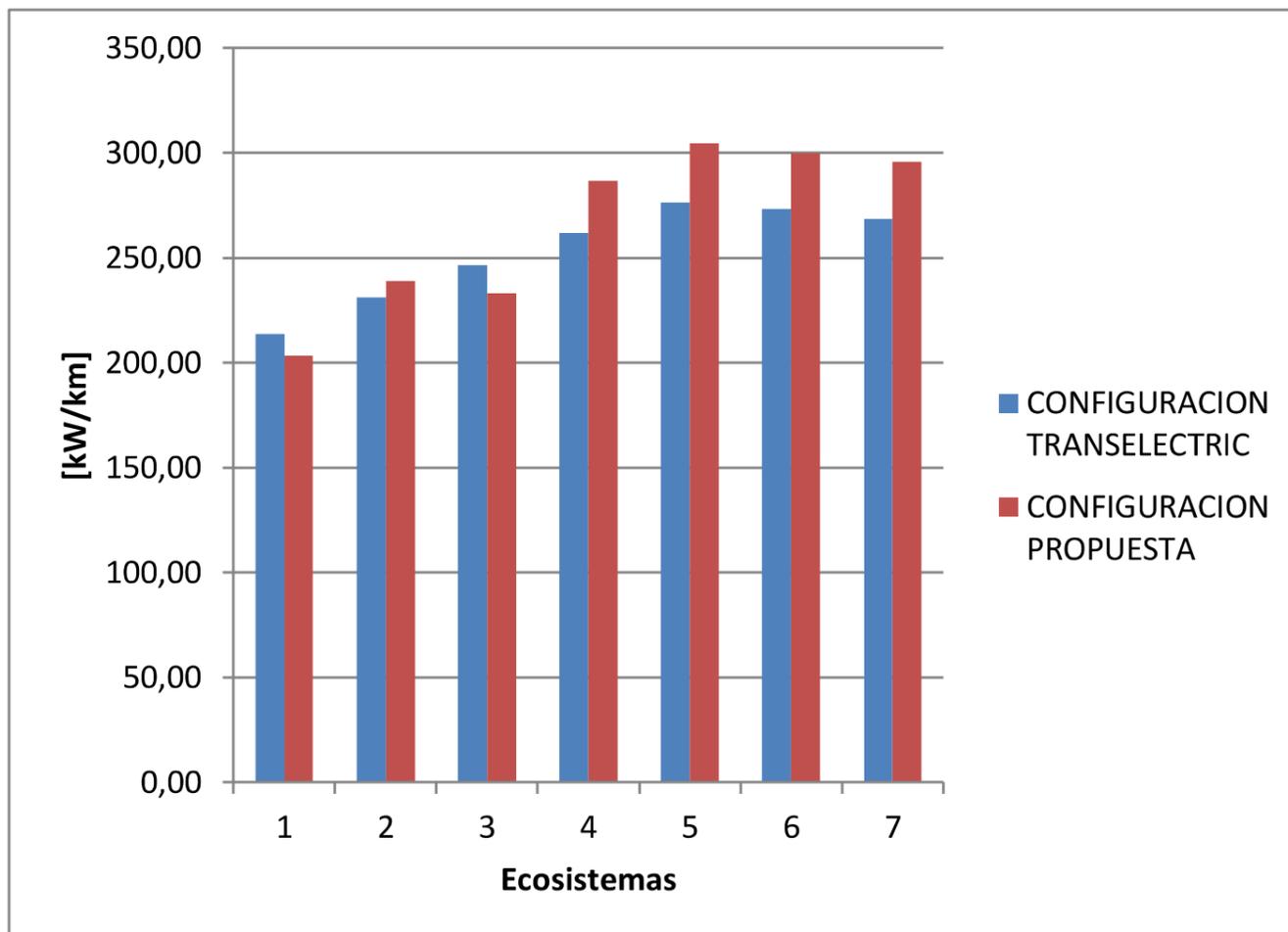


Figura 3.6 muestran cómo se reducen las pérdidas corona al utilizar la configuración propuesta en este estudio.

No se ha realizado un análisis global de optimización considerando todos los rubros que implica la construcción de una línea de transmisión, debido a que el alcance de este proyecto está limitado a encontrar la configuración óptima para reducir pérdidas por efecto corona. Se limita a una configuración de 4 conductores por haz, debido a que resulta evidente que una configuración de 6 conductores por haz es demasiado costosa y mucho más si se la hace en doble circuito como TRANSELECTRIC lo tiene planeado. Además, 4 conductores por haz son suficientes para transmitir la energía generada en la central Coca Codo Sinclair (Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, 2013).

Tabla 3.5: Configuración TRANSELECTRIC vs configuración propuesta buen clima

Pérdidas corona máximas buen tiempo [kW/km]		
ECOSISTEMAS	4 CONDUCTORES POR HAZ	
	ACAR 1.100 MCM	ACAR 1.200 MCM

	TIPO DE TORRE	
	1	SS41
50,29		25,27
2	SS42	5L14
	157,60	72,09
3	SS42	5L14
	431,50	224,53
4	SS42	5L14
	209,02	112,63
5	SS42	5L14
	598,89	308,17
6	SS43	SS43
	797,10	531,75
7	SS42	5L14
	374,79	196,82

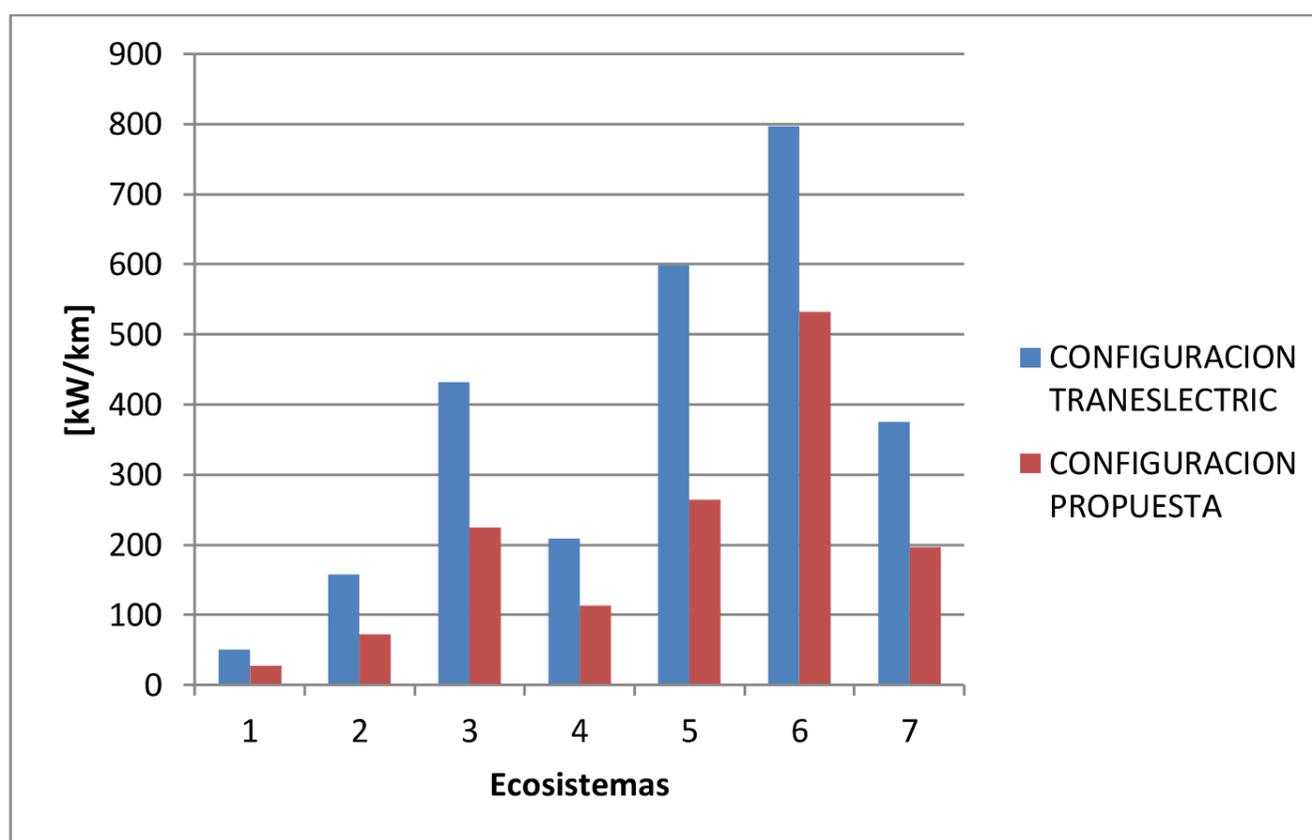


Figura 3.5: Pérdidas por ecosistema en condiciones favorables de clima

Tabla 3.6: Configuración TRANSELECTRIC vs configuración propuesta en lluvia

Pérdidas corona máximas en lluvia [kW/km]		
ECOSISTEMAS	4 CONDUCTORES POR HAZ	
	ACAR 1.100 MCM	ACAR 1.200 MCM

	TIPO DE TORRE	
	1	SS41
	213,70	203,30
2	SS41-SS42	5V1-5L14
	231,22	239,14
3	SS42	5L14
	246,32	232,97
4	SS42	5L14
	261,69	286,83
5	SS42	5L14
	276,33	304,35
6	SS43	SS43
	273,38	299,90
7	SS42	5L14
	268,43	295,64

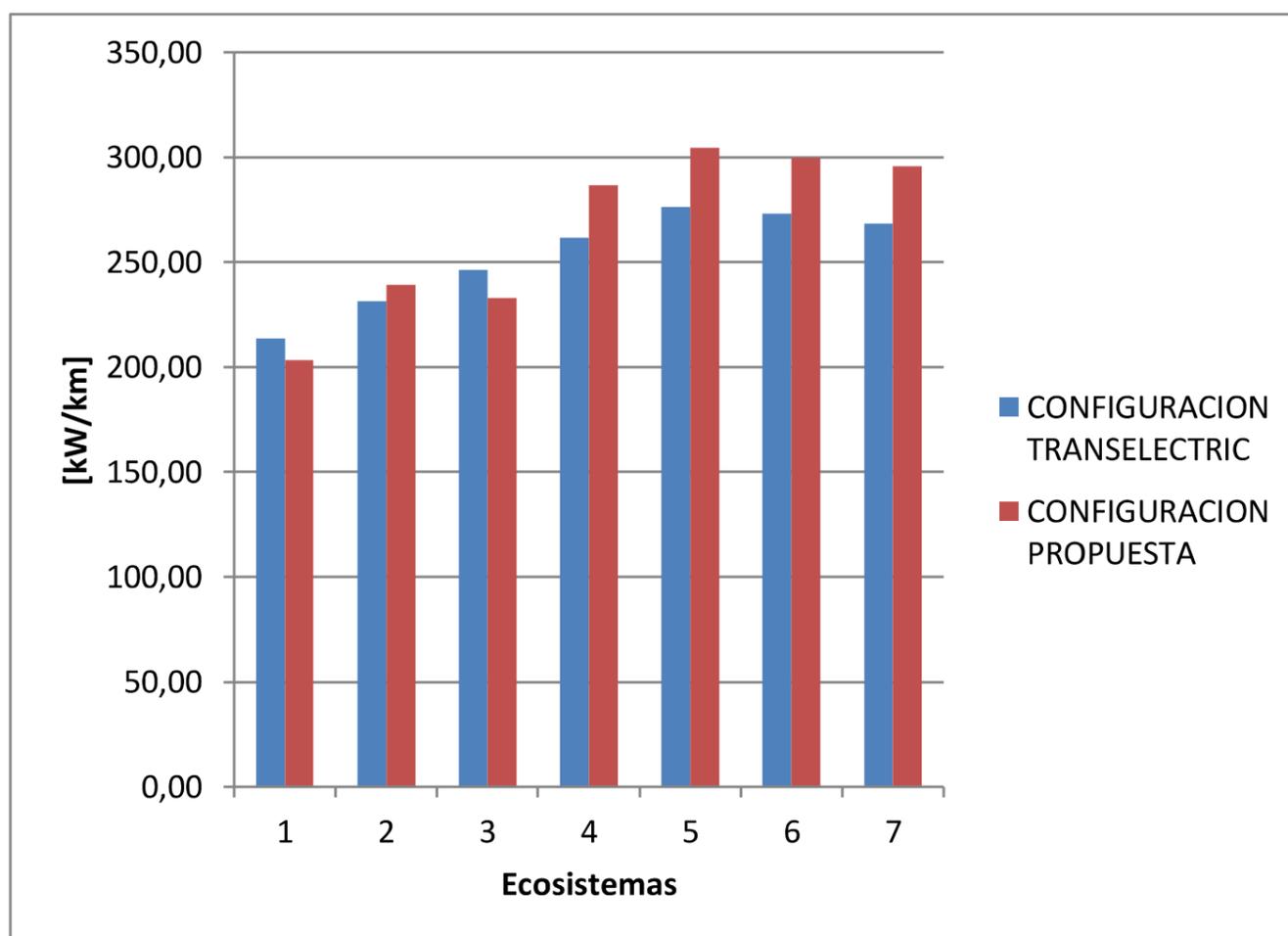


Figura 3.6: Pérdidas por ecosistema en lluvia

Al analizar los resultados de la

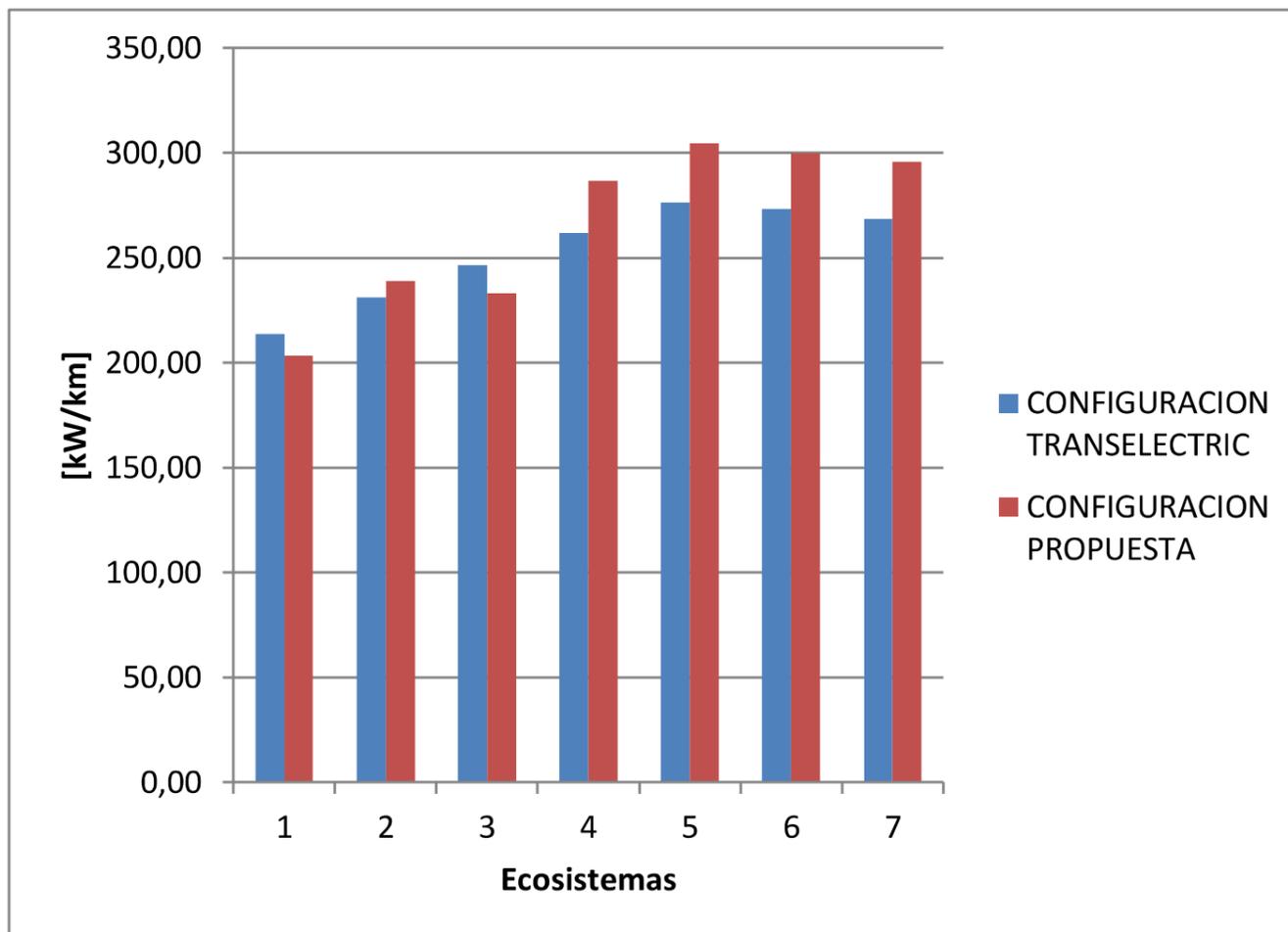


Figura 3.6 la conclusión sería que la configuración propuesta por TRANSELECTRIC, se comporta mejor frente a condiciones climáticas de lluvia, sin embargo, hay que recordar que no llueve todo el tiempo, también que, este análisis fue realizado considerando lluvias fuertes de 10 mm/h y que no todo el tiempo llueve con la misma intensidad. También es necesario recordar que el balance energético mensual es más importante que el pico de pérdidas en condiciones lluviosas, ya que la mayor parte de cada mes se producirá un ahorro significativo con la configuración propuesta en este estudio.

Se puede justificar el incremento de las pérdidas en lluvia debido a que se incrementó el radio del conductor y el área donde las gotas de lluvia pueden suspenderse. También, al cambiar la configuración de las torres, cambian todas las variables involucradas en el método de análisis, lo que produce un cambio en el comportamiento de la línea.

CAPITULO 4

4 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS CORONA

Como se pudo observar en el capítulo anterior las pérdidas corona en una línea de transmisión varían en un muy amplio rango, que depende principalmente de las variables atmosféricas y condiciones climáticas. Se pudo comprobar que los valores máximos de pérdidas corona pueden ser cientos de veces mayores que los valores mínimos.

Para una línea de transmisión, una descripción práctica de pérdidas corona en un período de tiempo solo puede darse en términos estadísticos similar a una distribución acumulativa (Electric Power Research Institute, 2005).

Es por esta razón que para el análisis se utilizaron mapas y recursos geográficos que han sido desarrollados a los largo de 45 años de recopilación de información, por medio de estaciones meteorológicas y técnicas de tratamientos de datos.

Las pérdidas corona tienen, por lo general, dos impactos económicos:

1. Costo anual de la energía eléctrica perdida; y,
2. Costo a causa de la ocurrencia simultánea de las pérdidas corona máximas y de la demanda máxima del sistema.

El primer tipo de impacto se refiere al costo anual de operación que representa que el sistema asuma la energía perdida por corona, mientras que el segundo impacto se refiere al costo de cualquier otra generación adicional para tomar en consideración la posibilidad de que las máximas pérdidas corona coincidan con la condición de máxima demanda (Electric Power Research Institute, 2005).

Una línea de transmisión en alto voltaje, generalmente, atraviesa largas distancias y cruza regiones que tiene varios tipos de condiciones climáticas, por lo que, determinar el costo anual de las pérdidas corona requiere el uso de métodos estadísticos que tomen en cuenta la variación de las condiciones geográficas y climáticas a lo largo de su trayectoria.

Cualquier modelo estadístico permite el cálculo de las pérdidas corona para una línea dada. Las pérdidas medias anuales de energía eléctrica pueden determinarse así:

$$P_{ma} = \frac{1}{T_a} \sum_{i=1}^n P_i T_i \quad (34)$$

i : 1, 2, ..., n, son las n distintas categorías de clima que ocurren en el año

T_i : es la duración en horas de cada categoría de clima

P_i : son las pérdidas corona promedio correspondientes a cada categoría de clima

T_a : es el número de horas al año que funciona la línea

Para este estudio se realizó un análisis mensual de las pérdidas, subdividiendo la línea por ecosistemas. En cada ecosistema la línea tiene una longitud diferente, y estos, presentan dos tipos de categorías climáticas. La primera la llamamos Condiciones Favorables de Clima, o buen tiempo; la segunda, Condiciones Desfavorables de Clima, o condiciones lluviosas. Para considerar la evaluación del período lluvioso se utilizó el valor de precipitación media mensual.

Para obtener la energía que disipan las pérdidas corona, en condiciones lluviosas, se multiplicó el valor de las pérdidas por el número de horas de lluvia al mes. Para obtener la cantidad de horas al mes, se dividió la cantidad total de lluvia al mes por el valor promedio de la tasa de precipitación, 10 mm/h, y para la energía disipada en condiciones favorables de clima, se restó las horas de lluvia de las totales de cada mes.

La Tabla 4.1 muestra la potencia de pérdidas corona que necesita la línea para operar bajo condiciones normales a lo largo de todos los ecosistemas involucrados en el análisis. También se puede observar la energía que consumirá tanto en condiciones favorables como en condiciones lluviosas.

Tabla 4.1: Pérdidas corona - Potencia y Energía

Meses del año	Condiciones Favorables		Condiciones de Lluvia	
	Pérdidas de potencia	Pérdidas de energía	Pérdidas de potencia	Pérdidas de energía
	kW	kWh		kWh
ENERO	34.812,208	25'.251.433,415	53.984,585	849.505,686
FEBRERO	34.726,079	22'.813.514,372	53.991,345	990.274,223
MARZO	34.913,540	25'.347.743,362	53.970,613	1'.223.278,583
ABRIL	35.151,770	24'.593.830,463	53.957,930	1'.164.484,712
MAYO	34.607,630	25'.055.649,680	53.992,679	1'.353.321,184
JUNIO	33.835,585	23'.693.573,314	54.078,341	1'.417.120,845
JULIO	33.373,755	24'.186.956,767	54.119,067	1'.385.204,701
AGOSTO	33.569,525	24'.467.735,323	54.091,603	1'.115.544,790
SEPTIEMBRE	34.339,782	24'.172.613,643	54.012,359	1'.136.065,476
OCTUBRE	35.262,485	25'.701.283,192	53.937,837	1'.038.100,307
NOVIEMBRE	35.204,742	24'.813.122,957	53.935,201	1'.074.107,016
DICIEMBRE	34.967,964	25'.521.901,853	53.961,223	897.750,123
Total		295'.619.358		13'.644.758

La Figura 4.1 muestra la suma de las pérdidas de energía tanto en condiciones favorables como en condiciones lluviosas.

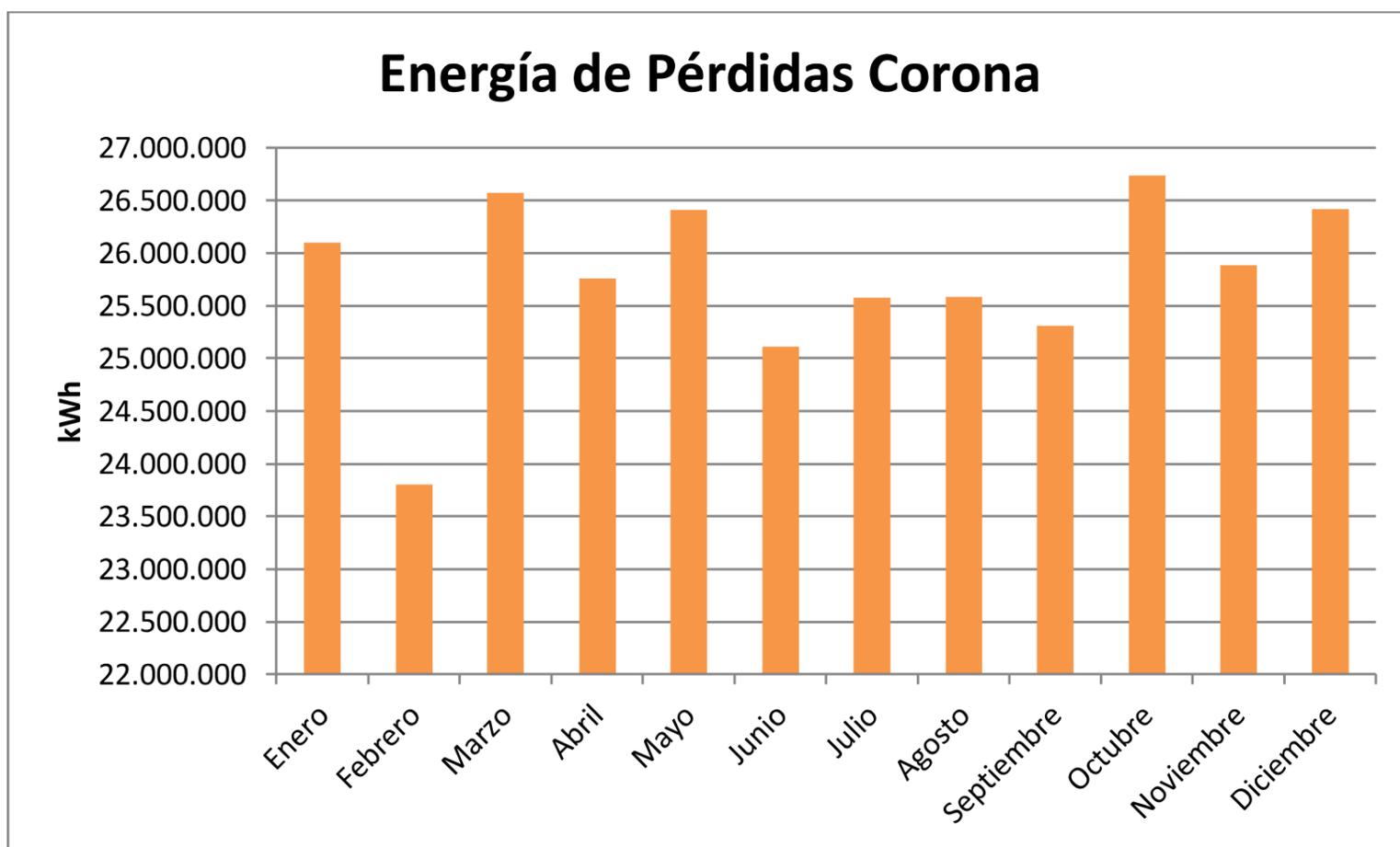


Figura 4.1: Energía mensual pérdidas corona

En este proyecto se ha considerado el costo anual de la energía perdida, es decir el costo que tendrá para el país afrontar las pérdidas por efecto corona. No está dentro del alcance de este proyecto el realizar un análisis del costo económico que tendrán las pérdidas de transmisión. Pero se toman los siguientes criterios para proponer un precio adecuado:

- La principal carga que alimentará la línea de transmisión en este estudio es la ciudad de Quito, además, la línea está en su gran mayoría dentro del área de servicio de La Empresa Eléctrica Quito.
- Los usuarios de la Empresa Eléctrica Quito son muchos y de muy variadas categorías, tanto en voltajes como en categorías tarifarias. Por lo que la estimación del valor de las pérdidas se la realizó en base a los valores referenciales del pliego tarifario que el CONELEC y la EEQ han dispuesto.

Considerando el crecimiento de la demanda para el año 2020 de la EEQ y valores aproximados y simplificados de las tarifas, el costo de la energía de pérdidas corona se fija en \$ 0,08 tal como lo muestra la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Proyección de la demanda de la EEQ 2020 - Pliego tarifario

	Proyección de demanda kWh	Precio Unitario \$/kWh	Total \$
Residencial	1.961'.897.000	0,083	162'.837.451
Comercial	1.157'.876.000	0,088	101'.893.088
Industrial	1.363'.033.000	0,070	95'.412.310
Alumbrado Público	241'.071.000	0,090	21'.696.390
Otros	232'.928.000	0,068	15'.839.104
Grades Consumidores	240776000	0,076	18'.298.976
Costo: \$ 0,0800328689442262			415'.977.319

4.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL

Consiste en medir la bondad del proyecto desde el punto de vista de toda la colectividad. Es un enfoque macroeconómico que implica la necesidad de:

- Introducir ajustes para corregir las distorsiones de mercado producidas por los impuestos y los subsidios, ya que constituyen transferencias internas entre sectores de la economía
- Revisar los costos y beneficios del proyecto para incluir aquellos elementos que tienen impacto en toda la comunidad, pero que no afectan al inversionista directamente.

4.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Identifica desde el punto de vista de un inversionista o un participante en el proyecto los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto y en consecuencia la rentabilidad generada por el mismo en términos privados.

Se trata de un análisis eminentemente micro económico en el cual frecuentemente, aunque no siempre, los precios del mercado se utilizan para valorar los requerimientos y los productos del proyecto.

En este estudio se a trataron las pérdidas por efecto corona con una evaluación financiera. Es verdad que el proyecto es para beneficio de todo el país y que no importa cuánta energía se pierda en transmisión, el costo es afrontado por todos los ecuatorianos, sin embargo, como técnicos es necesario siempre buscar la mejor opción y tratar de aprovechar los recursos de manera eficiente.

4.2.1 VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto VAN o valor presente, es un indicador financiero en términos monetarios empleado en la evaluación financiera de proyectos. Es el equivalente financiero de un flujo de fondos en efectivo.

El período de análisis es de 45 años y se considera un flujo de fondo positivo el valor de la energía por pérdidas corona. La tasa de interés a nivel internacional con la que se evalúan los proyectos eléctricos es del 12%.

La Tabla 4.3 muestra los resultados de este análisis financiero. Es importante aclarar que no se cuenta con un valor real del costo de la energía que se pierde al

transmitirla por las redes del sistema nacional de transmisión, por lo tanto este resultado es un supuesto y será válido si el valor de la energía perdida coincide con el valor propuesto en este estudio.

Tabla 4.3: Resultados del análisis financiero – costo de la energía eléctrica 0,08 \$/kWh

Energía Total por año [kWh]	309'.264.115,99
Precio [\$/kWh]	0,08
Valor Energía	\$24'.741.129,28
Periodos	45
Tasa	12%
Valor por Periodo	\$24'.741.129,28
VAN	\$204'.918.811,09

Si se toma en consideración el precio de generación que usualmente declara una hidroeléctrica para el despacho centralizado, se obtendrían los resultados mostrados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Resultados del análisis financiero – costo de la energía eléctrica 0,02 \$/kWh

Energía Total por año [kWh]	309'.264.115,99
Precio [\$/kWh]	\$0,02
Valor Energía	6'.185.282,32
Periodos	45
Tasa	12%
Valor por Periodo	6'.185.282,32
VAN	\$51'.229.702,77

Se hace evidente que, por pérdidas corona, tanto la energía que se pierde como el costo que esta tiene, son muy altos. Con un diseño adecuado se puede mitigar estas pérdidas. También se hace evidente que hay que determinar un método adecuado para determinar el costo de las pérdidas por transmisión y que las pérdidas reales, están dentro del intervalo definido por los valores límites del VAN de la Tabla 4.3 y la Tabla 4.4.

4.3 COMPARACIÓN ENTRE LA CONFIGURACIÓN DE TRANSELECTRIC Y LA PROPUESTA

Como se pudo observar en el apartado 3.5, las pérdidas por efecto corona disminuyen significativamente con la configuración propuesta en este estudio. La configuración propuesta resulta muy importante en condiciones de clima favorable ya que la mayor parte del tiempo se encuentra de esta manera. La Tabla 4.5 muestra una comparación porcentual en cada ecosistema.

Tabla 4.5: Desviación porcentual entre la configuración de TRANSELECTRIC y la propuesta para condiciones favorables de clima

Ecosistemas	Desviación [%]
1	1,86
2	2,19
3	1,92
4	1,86
5	2,26
6	1,50
7	1,90

La compara las pérdidas de potencia máximas por efecto corona por ecosistema entre la configuración de TRANSELECTRIC y la propuesta en este estudio.

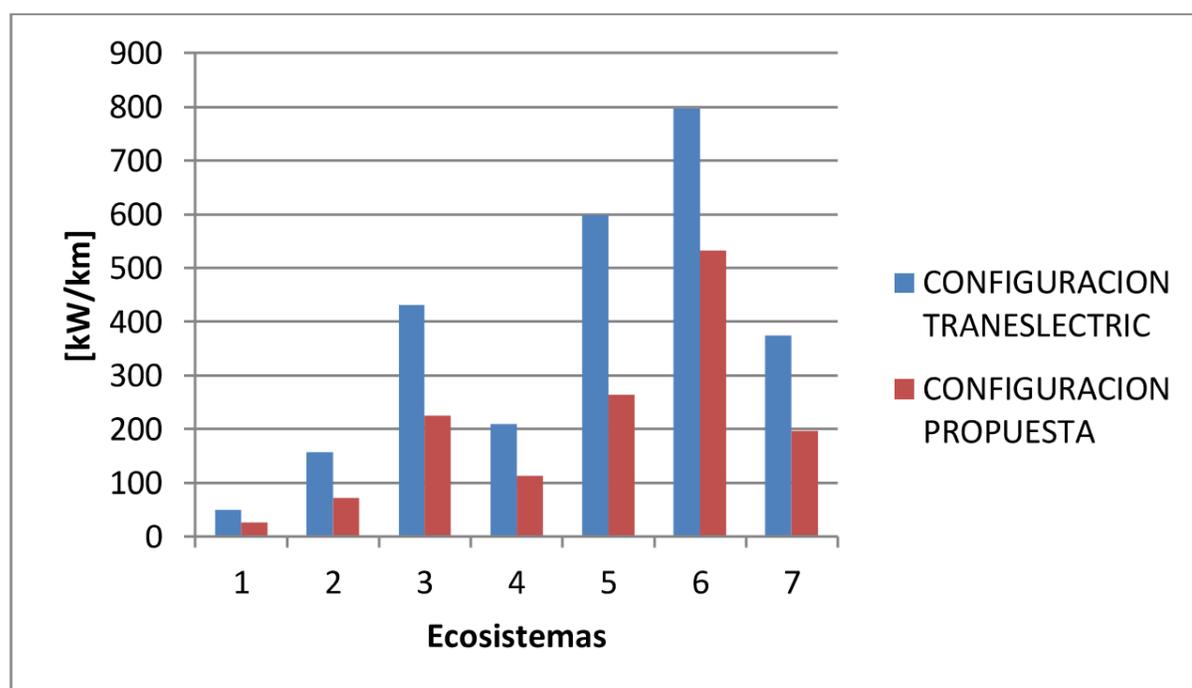


Figura 4.2: Pérdidas corona máximas de buen clima por ecosistema

Fácilmente se puede apreciar que con un diseño correcto se pueden reducir ampliamente las pérdidas por efecto corona y sus impactos económicos.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Al realizar un estudio de Efecto Corona, es importante encontrar una clasificación climática que involucre la mayor cantidad de variables que sean determinantes, así, la clasificación por ecosistemas no solo involucra variables climáticas, geográficas y altitudinales, sino que permite pronosticar la población de animales, en especial de insectos y pájaros que probablemente mancharán el conductor.
- Dentro de las prácticas comunes para mitigar el efecto corona está la de colocar grasa repelente de agua alrededor de los conductores. Sin embargo, en selvas densas, esta práctica resulta inconveniente, pues, la grasa actúa como depósito de partículas aéreas como polvo, semillas, polen, ceniza volcánica, plumas de aves, etc., y en los peores casos favorecerá el crecimiento de vegetación en los conductores contribuyendo a la aparición de efecto corona; en consecuencia, no se deberá colocar grasa repelente de agua en la línea que está dentro de los tres primeros ecosistemas, porque las partículas aéreas, producirán que las pérdidas corona se incrementen. Pero sí se deberá colocar grasa repelente de agua en los segmentos de línea que atraviesan el Ecosistema Herbazal del Páramo y el Herbazal y Arbustal Siempreverde Subnival del Páramo ya que la presencia de partículas aéreas corresponde al agua y al aguanieve.
- Para sistemas de transmisión mayores o iguales a 500 kV es indispensable tomar en cuenta la clasificación por ecosistemas para el estudio de efecto corona. En el caso de realizar una clasificación micro-climática, que resulta la más exacta al momento de resaltar las variables atmosféricas, se debe tomar en cuenta una longitud adecuada y técnicamente apropiada para realizar un análisis de pérdidas corona.

- Ya que el gradiente de potencial en la superficie del conductor es función del voltaje al cual opera la línea, es necesario considerar dos efectos importantes: la caída de voltaje a lo largo de la línea, producto de la resistencia eléctrica, y el efecto Ferranti debido a la capacitancia distribuida que incrementa el voltaje a lo largo de línea. Es decir, el voltaje a lo largo de una línea de transmisión es un diferencial que se incrementa con el diferencial de longitud de la línea.
- La temperatura guarda una relación inversa con la altura sobre el nivel del mar, es decir, mientras a mayor altura sobre el nivel del mar se instale una línea de transmisión menor va a ser la temperatura ambiente a la que esta opere. Sin embargo, el Ecuador se ve afectado ocasionalmente por fenómenos naturales que incrementan considerablemente la temperatura ambiente, por lo que, efecto corona al ser dependiente de la temperatura y de la altura sobre el nivel del mar, se presentará con mayor intensidad a grandes altura y altas temperaturas en los meses más calurosos del año.
- La disposición entre fases que mejor comportamiento presenta, es decir la que menor gradiente de potencial en la superficie de los conductores presenta, es la horizontal. Debido a que sus fases externas están bastante espaciadas la una de la otra, los gradientes superficiales son bajos. En contraparte las configuraciones triangulares son bastante homogéneas pero de gradiente superficial alto.
- El valor del gradiente superficial en una torre de transmisión es más dependiente de la separación entre fases que de su altura al suelo. Es decir mientras mayor sea la longitud entre fases, menor va a ser el gradiente superficial y se tendrá una mejor respuesta frente a corona.
- La mayor cantidad de horas al año la línea funcionará bajo condiciones favorables de clima y solo pocas horas al año lo hará en condiciones lluviosas, por lo tanto el diseño debe favorecer a las condiciones predominantes en el año.
- Considerando tanto un valor de despacho de la hidráulica como el valor de comercialización de la energía eléctrica, es evidente que el VAN es muy elevado, por lo que es un hecho que la configuración propuesta en esta tesis tiene una mejor respuesta técnica y, por lo tanto, económica frente al

efecto corona en comparación con la que propone la empresa transmisora CELEC EP TRANSELECTRIC. La configuración propuesta en este estudio resulta altamente rentable, por lo tanto, este tipo de análisis se debe realizar previo a la ejecución de proyectos de transmisión de energía eléctrica.

5.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda que:

- A nivel académico, a los futuros ingenieros dedicados al diseño de líneas de transmisión, se los instruya en el manejo de herramientas geográficas, de georreferenciación y de análisis climático, de tal manera que puedan definir una ruta adecuada evitando obstáculos, como áreas protegidas, bosques espesos o montañas muy elevadas.
- Tener en cuenta la clasificación por ecosistemas y por microclimas considerando longitudes adecuadas, para futuros proyectos en sistemas mayores o iguales a 500 kV.
- Para futuras tesis de grados o proyectos de investigación, se construya e instalen jaulas de prueba operando a voltajes mayores e iguales a 500 kV en lugares estratégicos que permitan obtener datos confiables de los coeficientes de irregularidad superficial
- Usar torres con disposición horizontal entre sus fases porque son las que mejor comportamiento frente al efecto corona tienen, con respecto a las de disposición triangular.
- La Escuela Politécnica Nacional, siendo el referente de ciencia y tecnología del Ecuador, desarrolle un método propio para evaluar pérdidas corona. Este método debería tomar en cuenta todas las variables climáticas, en especial la altura sobre el nivel del mar y, por tanto, la densidad relativa del aire, para condiciones favorables de clima y en especial para condiciones de lluvia. En condiciones de lluvia los métodos investigados tienen un alcance limitado.

- Las franjas de servidumbre, se diseñen de acuerdo a la intensidad de corona en las líneas de transmisión, ya que el nivel de radio-interferencia y el ruido audible no es el mismo en los diferentes ecosistemas.
- En futuros trabajos se investigue el comportamiento de sobrevoltajes y la coordinación de aislamiento en líneas con alta presencia de corona ya que como consecuencia de la investigación para este trabajo se pudo averiguar que los picos de sobrevoltajes se reducen considerablemente debido a la presencia de corona.
- Realizar un análisis profundo, considerando todas las variables que se involucran en la construcción de la Línea Coca Codo Sinclair – El Inga, para determinar técnica y económicamente cual es la configuración óptima. La configuración que reduce al máximo las pérdidas por efecto corona es la de seis conductores por haz en las Torres tipo que resultaron ser las mejores en este estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. (2013). *Plan de Expansión de Transmisión periodo 2014-2023*. Quito.
- EEQ. (07 de 01 de 2015). *Pliego Tarifario: Empresa Eléctrica Quito*. Obtenido de sitio web de la Empresa Eléctrica Quito: <http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/pliego-tarifario>
- Electric Power Research Institute. (1982). *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above, Second Edition*. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, Inc.
- Electric Power Research Institute. (2005). *AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above, Third Edition*. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, Inc.
- Electrocable. (2012). *A.C.A.R.* Obtenido de sitio Web de Electrocable: <http://electrocable.com/productos/aluminios/ACAR.html>
- Empresa Estatal China CRCC 14 TH BUREAU GROUP ECUADOR CO. LTD. y CONSULSUA CIA. LTDA. Consultoría Suárez. (2013). *ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEFINITIVO (EIAD) SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE EXTRA ALTA TENSIÓN Y SISTEMAS ASOCIADOS*. Quito.
- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). *Análisis de Sitemas de Potencia*. México: McGraw - Hill/Interamericana de México, S.A. de C.V.
- Janischewskyj, W., & Arainy, A. (February de 1981). Corona Characteristics of Simulated Rain. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No.2*. Toronto, Canada.
- Kuffel, E., Zaengl, W., & Kuffel, J. (2000). *High Voltage Engineering*. Gran Bretaña: Newnes.
- Mena, B. (Julio de 2008). *Efecto Corona en Líneas de 500 kV*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Ministerio del Ambiente de Ecuador. (2013). *Modelo Bioclimático para la Representación Cartografica de Ecosistemas del Ecuador Continental*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Ministerio del Ambiente de Ecuador. (2013). *Modelo de Fenología General para la Representación Cartográfica de Ecosistemas del Ecuador Continental*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Ministerio del Ambiente de Ecuador. (2013). *Modelo de Regímenes de de Inundación*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Ministerio del Ambiente de Ecuador. (2013). *Modelo de Unidades Geomofológicas para la Representación Cartográfica de Ecosistemas del Ecuador Continental*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Ministerio del Ambiente del Ecuador. Subsecretería de Patrimonio Natural. (2013). *Sistema de Clasificación de Ecosistemas del Ecuador Continental*. Quito, Pichincha, Ecuador.

National Meteorological Library and Archive. (10 de Mayo de 2011). *Library: Metoffice*. Obtenido de sitio web de Metoffice:

http://www.metoffice.gov.uk/media/pdf/n/9/Fact_sheet_No._14.pdf

Osorio, N. (Julio de 2006). *Fenómeno Corona en Líneas Aereas: u-cursos/ingenieria*. Obtenido de sitio web de u-cursos:

https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCcQFjAB&url=https%3A%2F%2Fwww.u-cursos.cl%2Fingenieria%2F2008%2F1%2FEM719%2F1%2Fmaterial_docente%2Fbajar%3Fid_material%3D166203&ei=YAnxU8GyMerLsATt1ILIDw&usg=AFQjCNE4N

Peek, F. W. (1920). *Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering*. New York: McGRAW - HILL BOOK COMPANY, Inc.

Phan-Cong, J. L., Pirotte, P., Brunelle, R., & Trinh, N. G. (1973). A study of Corona Discharges at water drops over the freezing temperature range. Québec, Canada: IEEE.

Proyecto Coca Codo Sinclair EP. (2013). *Descripción Técnica: Proyecto Coca Codo Sinclair EP*.

Recuperado el 16 de Abril de 2014, de sitio web de Proyecto Coca Codo Sinclair EP:

<http://www.cocacodosinclair.gob.ec/descripcion-tecnica/>

Ryan, J. (1904). *The Conductivity of the Atmosphere at High Voltage*. A.I.E.E.

6 ANEXOS

I. CORRDENADAS GEORREFERENCIADAS DE LOS CIRCUITOS 1-A Y 2-B DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COCA CODO SINCLAIR – EL INGA

Cuadro 1: Coordenadas Georreferenciadas Línea Coca Codo - El Inga

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
1	854103,404	9964661,74	853346,004	9964012,01
2	853833,596	9964264,75	853492,946	9963584,34
3	853557,014	9963857,98	853725,848	9962906,61
4	853696,896	9963417,24	853860,611	9962514,42
5	853850,492	9962933,3	854101,992	9961812
6	853965,292	9962571,63	853837,453	9961291,99
7	854070,557	9962240,01	853596,565	9960677,53
8	854201,004	9961828,99	853625,26	9960306,11
9	854157,706	9961614,48	853659,027	9959869
10	854041,662	9961039,29	853472,784	9959513,89
11	853909,47	9960384,13	853107,201	9958816,87
12	853817,577	9960026,55	853020,011	9958650,6
13	853745,991	9959748,01	852878,45	9958380,78
14	853615,012	9959460,61	852743,052	9958122,62
15	853322,18	9958818,27	852260,17	9957201,92
16	853235,585	9958628,27	851972,506	9956785,69
17	853061,078	9958245,45	851675,379	9956355,79
18	852917,244	9957929,9	851543,517	9956153,99
19	852812,895	9957181,36	851383,605	9955909,35
20	852339,054	9956659,02	851254,89	9955712,44
21	852125,4	9956423,49	850845,17	9955085,46
22	851894,286	9956168,72	850698,248	9954860,69
23	851453,82	9955683,2	850461,802	9954498,89
24	851364,081	9955584,3	850155,996	9954030,99
25	851223,012	9955428,75	849898,118	9953577,01
26	850827,576	9954778,87	849598,359	9953049,35
27	850574,348	9954436,36	849448,472	9952785,48
28	850267,983	9954022	848901,936	9952445,61
29	850035,145	9953437,06	848437,873	9952157,03
30	849816,008	9952886,64	847902,834	9951824,32
31	849514,812	9952698,69	847690,089	9951692,03
32	848958,615	9952351,56	847042,828	9951289,52

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
33	848522,114	9952079,17	846691,225	9951070,87
34	847932,883	9951711,48	846394,467	9950886,33
35	847792,435	9951623,82	845450,928	9950299,59
36	847277,897	9951302,74	845163,54	9950058,48
37	846788,355	9950997,24	844722,071	9949913,08
38	846445,366	9950783,21	844277,462	9949766,64
39	845516,747	9950203,72	843868,847	9949698,1
40	844945,687	9949809,9	843415,822	9949622,08
41	844684,125	9949765,52	843096,857	9949568,56
42	844302,279	9949700,72	842810,507	9949520,53
43	843893,203	9949631,29	842331,081	9949440,1
44	843462,136	9949558,14	841550,908	9948932,52
45	843131,379	9949502	841088,201	9948967,13
46	842774,179	9949441,39	840652,034	9948999,77
47	842330,468	9949322,31	840146,935	9949423,3
48	841566,836	9948824,4	839774,774	9949571,23
49	841286,93	9948869,07	839107,052	9949836,67
50	840944,712	9948898,31	838601,813	9950033,78
51	840662,495	9948922,4	838189,894	9950133
52	840046,336	9948975,06	837850,146	9950549,05
53	839720,852	9949078,73	837591,526	9950865,77
54	839101,475	9949711,58	837198,906	9951047,86
55	838797,626	9949808,23	836765,56	9951248,83
56	838299,261	9949966,71	835884,801	9951881,19
57	838097,331	9950030,93	835584,017	9952142,15
58	837672,329	9950166,06	834939,833	9952106,14
59	837284,898	9950451,26	834517,936	9951945,74
60	837029,172	9950639,51	834128,369	9951797,63
61	836663,751	9950908,5	833668,424	9951734,54
62	836384,57	9951113,99	833124,941	9951660
63	835667,757	9951826,81	832687,035	9951599,92
64	835227,788	9951861,91	832525,845	9951768,14
65	834925,683	9951816,99	832172,904	9952136,49
66	834543,678	9951760,17	831854,208	9952469,09
67	834025,873	9951683,13	831662,087	9952749,6
68	833631,518	9951624,49	831444,494	9953067,43
69	833148,501	9951552,68	831256,125	9953342,49
70	832680,024	9951483	830757,382	9954070,79
71	832402,794	9951766,07	830680,628	9954374,43
72	832053,965	9952122,21	830656,998	9954900,55
73	831716,842	9952466,37	830133,143	9955230,3

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
74	831491,971	9952695,99	829720,645	9955489,97
75	831140,387	9953054,99	829479,756	9955641,58
76	830895,938	9953304,58	829080,127	9956228,03
77	830638,094	9953567,83	828973,37	9956384,71
78	830560,389	9954408,1	828696,183	9956791,45
79	830127,824	9955089,35	828149,574	9957544,77
80	829669,832	9955366,98	827900,981	9957887,39
81	829357,563	9955556,26	827614,837	9958281,7
82	828975,711	9956110,35	827194,21	9958861,43
83	828582,124	9956681,5	826909,173	9959254,27
84	828055,813	9957367,8	826077,01	9959731,98
85	827489,859	9958105,82	825904,023	9959748,62
86	826983,026	9958766,72	825699,284	9959768,33
87	826703,138	9959101,58	824943,863	9960264,01
88	825862,373	9959618,34	823744,122	9960410,56
89	825612,219	9959679,34	823481,872	9960205,21
90	825180,037	9959784,7	823302,537	9960200,19
91	823750,685	9959946,97	822980,56	9960191,24
92	823534,942	9959971,47	822790,442	9960186
93	823122,563	9960018,31	822521,467	9960178,55
94	822749,259	9960060,68	822164,653	9960070,31
95	822549,165	9960083,37	821641,293	9959911,58
96	822168,082	9959966,36	820768,875	9959646,97
97	821611,8	9959795,56	820338,46	9959516,43
98	820791,56	9959543,73	820089,547	9959440,93
99	820337,761	9959404,39	820089,454	9959441,06
100	820033,963	9959311,13	819297,349	9959324,22
101	820033,868	9959311,29	818910,287	9959267,1
102	819275,089	9959193,52	818481,509	9959247,1
103	818956,777	9959144,11	818216,725	9959234,73
104	818653,838	9959097,1	817977,112	9959223,59
105	818314,611	9959044,45	816476,055	9959067,48
106	817919,17	9958983,07	816183,404	9959147,43
107	816680,181	9958660,98	815493,052	9959359,96
108	816558,256	9958746,2	814983,382	9959476,25
109	816365,068	9958881,16	814028,93	9959352,28
110	816160,218	9959024,31	813324,66	9959403,06
111	815536,245	9959080	813093,682	9959518,06
112	815056,606	9959081,35	812574,738	9959776,45
113	814810,856	9959082,03	812369,169	9959878,8
114	814550,542	9959082,77	812316,756	9960185,66

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
115	814075,071	9959084,11	812195,19	9960897,21
116	813572,898	9959202,07	812071,738	9961009,96
117	813206,192	9959370,02	811791,523	9961265,89
118	812627,086	9959635,26	811488,738	9961542,4
119	812310,867	9959780,09	811173,727	9961593,49
120	812223,846	9960039,97	810793,76	9961655,12
121	812007,218	9960686,94	810309,836	9961733,62
122	811920,44	9960946,15	810017,004	9961781,11
123	811590,991	9961319,11	809792,169	9961817,59
124	811467,895	9961458,48	809001,626	9961957,89
125	810878,821	9961515,31	808691,615	9962012,88
126	810738,076	9961528,87	808141,938	9962431,35
127	810328,969	9961568,33	807944,355	9962668,77
128	810041,653	9961586,06	807269,945	9963479,11
129	809815,912	9961623,09	807041,767	9963870,8
130	808757,765	9961796,67	806579,809	9964663,86
131	808091,398	9962274,39	806202,61	9965311,37
132	807740,285	9962696,69	806119,049	9965454,87
133	807208,187	9963336,64	805768,684	9966056,3
134	806888,308	9963856,44	805651,495	9966257,49
135	806425,624	9964608,33	805278,989	9966313,13
136	806055,375	9965210,06	804769,86	9966389,21
137	805851,679	9965541,04	804336,456	9966453,95
138	805500,222	9966112,18	803860,418	9966525,07
139	805147,266	9966168,98	803373,145	9966597,86
140	804668,474	9966246,02	802881,096	9966671,38
141	804265,776	9966310,82	802435,249	9966737,99
142	803979,909	9966356,81	802066,036	9966793,14
143	803514,837	9966431,64	801574,986	9966866,5
144	803003,928	9966513,83	801169,536	9966663,38
145	802557,299	9966585,7	800580,053	9966368,06
146	802119,563	9966656,14	800259,817	9966207,63
147	801564,834	9966745,38	799877,94	9966016,29
148	801174,5	9966555,78	799649,832	9965902,03
149	800632,811	9966292,66	799167,157	9965719,77
150	800517,494	9966236,65	798514,432	9965599,91
151	800230,263	9966097,13	797874,101	9965482,34
152	799688,662	9965834,04	797358,157	9965842,01
153	799338,432	9965642,08	796769,856	9966252,13
154	799111,274	9965585,2	796536,576	9966298,93
155	798519,558	9965437,12	796211,381	9966364,21

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
156	798004,388	9965308,19	894666,98	9985441,92
157	797801,879	9965437,31	894544,6	9985519,51
158	797323,158	9965742,55	894450,59	9985702,87
159	796805,223	9966072,81	893948,23	9986338,18
160	796563,169	9966227,15	893412,84	9986339,41
161	796438,544	9966255,1	893062,45	9986356,6
162	796205,028	9966307,5	892564,9	9986316,68
163	894652,64	9985414,39	892154,23	9986283,77
164	894522,17	9985459,88	891652,93	9986243,58
165	894091,05	9985668,35	891268,4	9986212,73
166	893753,23	9985831,7	890926,18	9986185,28
167	893366,43	9986018,75	890328,97	9986137,37
168	892935,85	9986226,97	889799,79	9986094,93
169	892546,94	9986201,38	889358,76	9986576,57
170	892188,85	9986177,8	889065,99	9986896,28
171	891689,13	9986165,88	888793,77	9987038,17
172	891134,85	9986108,43	888415,65	9987235,27
173	890771,85	9986084,53	888378,6	9987668,19
174	890311,07	9985987,36	888369,37	9987830,84
175	889938,99	9985908,92	888346,92	9988226,68
176	889518,09	9985998,54	888315,35	9988336,1
177	889028,41	9986471,16	888229,72	9988189,98
178	888707,48	9986780,97	887932,02	9987764,87
179	888528,1	9986954,08	887659,21	9987375,29
180	888311,91	9987162,73	887126,44	9987245,72
181	888274,39	9987722,2	886679,24	9987136,96
182	888255,97	9987997,21	886192,7	9987018,62
183	888313,6	9988210,17	885701,91	9986899,26
184	888284,13	9988328,89	885172,93	9986770,59
185	888278,68	9988208,75	884755	9986668,97
186	888135,99	9987970	884182,95	9986529,85
187	887950,97	9987660,41	883831,01	9986444,24
188	887748,61	9987321,78	883403,5	9986340,27
189	887410,23	9987238,5	882997,46	9986241,52
190	887036,54	9987146,52	882781,4	9986188,97
191	886706,73	9987065,34	882349,58	9985777,54
192	886326,81	9986971,83	881973,29	9985418,98
193	885945,7	9986878,02	881597,68	9985061,08
194	885453,41	9986756,83	881307,55	9984784,64
195	885041,45	9986655,44	881001,32	9984492,84
196	884429,41	9986504,79	880677,63	9984184,42

Torre	Circuito 1-A		Circuito 2-B	
197	884101,38	9986424,06	880493,19	9984008,69
198	883760,21	9986340,08	880181,06	9983711,31
199	883237,24	9986211,36	879736,54	9983287,74
200	882862,07	9986118,99	879245,56	9982819,94
201	882513,42	9985785,51	878875,79	9982467,57
202	882208,51	9985493,85	878567,21	9982173,54
203	881933,61	9985230,91	878241,67	9981863,37
204	881623,4	9984934,21	878090,69	9981719,5
205	881269,55	9984595,71	877717,74	9981364,14
206	880896,74	9984239,12	877355,02	9981171,91
207	880471,66	9983832,52	877035,63	9980998,83
208	880262,76	9983632,72	876736,93	9980842,41
209	879853,92	9983241,62	876435,13	9980684,38
210	879662,68	9983058,73	876231,6	9980078,62
211	879266,17	9982679,5	876056,6	9979557,81
212	878981,81	9982407,5	875982,96	9979338,67
213	878442,58	9981891,7		
214	878178,1	9981638,73		
215	877815,58	9981291,97		
216	877355,12	9981047,05		
217	876739,95	9980719,85		
218	876510,87	9980597,98		
219	876303,93	9980030,42		
220	876132,39	9979559,96		
221	876006,6	9979214,94		

II. ANEXO: NOMENCLATURA DE LOS ECOSISTEMAS DEL ECUADOR

MAPA_DE_ECOSISTEMAS_DEL_ECUADOR_CONTINENTAL_Dissolve	
ECOSISTEMA	
	Agua
	Arbustal deciduo y Herbazal de playas del Litoral
	Arbustal desértico de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Arbustal desértico del sur de los Valles
	Arbustal semideciduo del sur de los Valles
	Arbustal siempreverde montano alto del Páramo del sur
	Arbustal siempreverde montano del norte de los Andes
	Arbustal siempreverde montano del sur de los Andes
	Arbustal siempreverde ripario de la Cordillera Oriental de los Andes
	Arbustal siempreverde y Herbazal del Páramo
	Arbustal siempreverde y Herbazal montano de la cordillera del Cóndor
	Bosque bajo y Arbustal deciduo de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Bosque deciduo de Cordillera Costera del Pacífico Ecuatorial
	Bosque deciduo de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Bosque deciduo montano bajo del Catamayo-Alamor
	Bosque deciduo piemontano del Catamayo-Alamor
	Bosque inundable de la llanura aluvial de los ríos de origen amazónico
	Bosque inundable de la llanura aluvial de los ríos de origen andino y de Cordilleras Amazónicas
	Bosque inundable de llanura intermareal del Chocó Ecuatorial
	Bosque inundable y vegetación lacustre-riparia de aguas negras de la Amazonía
	Bosque inundado de la llanura aluvial de la Amazonía
	Bosque inundado de llanura aluvial del Chocó Ecuatorial
	Bosque inundado de palmas de la llanura aluvial de la Amazonía
	Bosque semideciduo de Cordillera Costera del Pacífico Ecuatorial
	Bosque semideciduo de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Bosque semideciduo montano bajo del Catamayo-Alamor
	Bosque semideciduo piemontano del Catamayo-Alamor
	Bosque semideciduo piemontano del Sur de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde de tierras bajas con bambú de la Amazonía
	Bosque siempreverde de tierras bajas del Abanico del Pastaza
	Bosque siempreverde de tierras bajas del Aguarico-Putumayo-Caquetá
	Bosque siempreverde de tierras bajas del Chocó Ecuatorial
	Bosque siempreverde de tierras bajas del Napo-Curaray
	Bosque siempreverde de tierras bajas del Tigre-Pastaza
	Bosque siempreverde del Páramo
	Bosque siempreverde estacional de tierras bajas del Chocó Ecuatorial
	Bosque siempreverde estacional de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Bosque siempreverde estacional inundable de llanura aluvial del Jama-Zapotillo
	Bosque siempreverde estacional montano bajo de Cordillera Costera del Pacífico Ecuatorial
	Bosque siempreverde estacional montano bajo del Catamayo-Alamor
	Bosque siempreverde estacional piemontano de Cordillera Costera del Chocó
	Bosque siempreverde estacional piemontano de Cordillera Costera del Pacífico Ecuatorial
	Bosque siempreverde estacional piemontano de Cordillera Occidental de los Andes
	Bosque siempreverde estacional piemontano del Catamayo-Alamor

	
	Bosque siempreverde montano alto de Cordillera Occidental de los Andes
	Bosque siempreverde montano alto del Catamayo-Alamor
	Bosque siempreverde montano alto del Norte de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano alto del Sur de Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano bajo de Cordillera Costera del Chocó
	Bosque siempreverde montano bajo de Cordillera Occidental de los Andes
	Bosque siempreverde montano bajo de Galeras
	Bosque siempreverde montano bajo de las cordilleras del Cóndor-Kutukú
	Bosque siempreverde montano bajo del Catamayo-Alamor
	Bosque siempreverde montano bajo del Norte de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano bajo del Sur de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano bajo sobre mesetas de arenisca de las cordilleras del Cóndor-Kutukú
	Bosque siempreverde montano de Cordillera Occidental de los Andes
	Bosque siempreverde montano de las cordilleras del Cóndor-Kutukú
	Bosque siempreverde montano del Catamayo-Alamor
	Bosque siempreverde montano del Norte de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano del Sur de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde montano sobre mesetas de arenisca de la cordillera del Cóndor
	Bosque siempreverde piemontano de Cordillera Occidental de los Andes
	Bosque siempreverde piemontano de Galeras
	Bosque siempreverde piemontano de las cordilleras del Cóndor-Kutukú
	Bosque siempreverde piemontano del Catamayo-Alamor
	Bosque siempreverde piemontano del Norte de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde piemontano del Sur de la Cordillera Oriental de los Andes
	Bosque siempreverde piemontano sobre afloramientos de roca caliza de las Cordilleras Amazónicas
	Bosque siempreverde piemontano sobre mesetas de arenisca de las cordilleras del Cóndor-Kutukú
	Bosque siempreverde sobre mesetas de arenisca de la cordillera del Cóndor en la baja Amazonía ecuatoriana
	Bosque y Arbustal semideciduo del norte de los Valles
	Bosque y Arbustal semideciduo del sur de los Valles
	Herbazal del Páramo
	Herbazal húmedo montano alto superior del Páramo
	Herbazal húmedo subnival del Páramo
	Herbazal inundable del Páramo
	Herbazal inundable ripario de tierras bajas del Chocó Ecuatorial
	Herbazal inundable ripario de tierras bajas del Jama-Zapotillo
	Herbazal inundado lacustre del Pacífico Ecuatorial
	Herbazal inundado lacustre-ripario de la llanura aluvial de la Amazonía
	Herbazal lacustre montano bajo del Sur de la Cordillera Oriental de los Andes
	Herbazal ultrahúmedo subnival del Páramo
	Herbazal y Arbustal siempreverde del Páramo del volcán Sumaco
	Herbazal y Arbustal siempreverde subnival del Páramo
	Intervención
	Manglar del Chocó Ecuatorial
	Manglar del Jama-Zapotillo
	Otras áreas
	Rosetal caulescente y Herbazal del Páramo (frailejones)
	Sin información

III. ANEXO: TIPO DE TORRES

Cuadro 2: Torres Tipo Línea Coca Codo Sinclair - SE San Rafael

Circuito 1				Circuito 2			
Tipo	Este	Norte	Altura [msnm]	Tipo	Este	Norte	Altura [msnm]
ST42(+12)+0	894522,17	9985459,88	687,02	ST42(+12)+0	894544,60	9985519,51	680,24
SS43(+12)+0	894091,05	9985668,35	1014,66	ST41(+9)+2	894450,59	9985702,87	758,87
SS41(+12)+1	893753,23	9985831,70	1174,91	ST42(+12)-1	893948,23	9986338,18	1171,70
SS41(+6)+0	893366,43	9986018,75	1268,75	ST41(+3)+0	893412,84	9986339,41	1239,87
ST41(+6)+1	892935,85	9986226,97	1271,95	ST41(+3)+1	893062,45	9986356,60	1260,71
SS41(+6)-1	892546,94	9986201,38	1299,99	SS41(+3)-1	892564,90	9986316,68	1310,16
ST41(-3)+1	892188,85	9986177,80	1341,41	SS41(+9)+1	892154,23	9986283,77	1334,02
ST41(+3)-1	891689,13	9986165,88	1356,96	SS41(+3)+1	891652,93	9986243,58	1366,81
ST41(+9)-1	891134,85	9986108,43	1408,78	SS43(+6)-1	891268,40	9986212,73	1389,07
ST41(+12)+0	890771,85	9986084,53	1465,04	SS43(+12)-1	890926,18	9986185,28	1427,78
SS41(+12)+2	890311,07	9985987,36	1586,78	SS43(+6)+1	890328,97	9986137,37	1567,43
ST41(+9)+1	889938,99	9985908,92	1638,94	ST42(+9)+0	889799,79	9986094,93	1625,08
ST42(+12)+1	889518,09	9985998,54	1647,09	SS41(+12)+1	889358,76	9986576,57	1714,79
SS43(+12)-1	889028,41	9986471,16	1734,08	ST41(+9)+1	889065,99	9986896,28	1737,04
SS41(+9)-1	888707,48	9986780,97	1744,47	SS43(+12)+1	888793,77	9987038,17	1729,27
SS41(+9)-1	888528,10	9986954,08	1752,99	ST42(+3)+1	888415,65	9987235,27	1753,00
ST42(+12)+1	888311,91	9987162,73	1756,51	SS43(-3)-1	888378,60	9987668,19	1781,79
SS41(+12)-1	888274,39	9987722,20	1772,31	SS41(0)+1	888369,37	9987830,84	1787,47
ST41(+3)+1	888255,97	9987997,21	1785,88	ST42(+12)+2	888346,92	9988226,68	1788,24
ST42(+6)+0	888313,60	9988210,17	1787,64				

Cuadro 3: Torres Tipo Línea SE San Rafael - El Salado

Circuito 1				Circuito 2			
Tipo	Este	Norte	Altura [msnm]	Tipo	Tipo	Este	Altura [msnm]
Pórtico	888284,13	9988328,89	1781	Pórtico		888315,35	1781
ST42(+9)+1	888278,68	9988208,75	1782,12	ST42(+12)+2		888229,72	1775,69
SS41(+12)+2	888135,99	9987970	1760,35	SS41(0)+2		887932,02	1773,32
SS41(+3)+2	887950,97	9987660,41	1757,31	ST42(0)+1		887659,21	1727,58
ST42(+12)+3	887748,61	9987321,78	1718,65	SS41(+3)+1		887126,44	1706,15
SS41(-3)+1	887410,23	9987238,5	1717,99	SS41(+12)-1		886679,24	1694,78
SS41(+3)+2	887036,54	9987146,52	1701,84	SS41(+9)-1		886192,7	1694,04
SS41(-6)+2	886706,73	9987065,34	1703,03	SS41(+12)+2		885701,91	1691,14

Circuito 1				Circuito 2			
Tipo	Este	Norte	Altura [msnm]	Tipo	Tipo	Este	Altura [msnm]
SS41(+9)+0	886326,81	9986971,83	1686,4	SS41(+12)+2	885172,93	9986770,59	1693,45
SS41(+9)+1	885945,7	9986878,02	1693,73	SS43(+12)+0	884755	9986668,97	1689,59
SS41(+12)+3	885453,41	9986756,83	1692,73	SS41(+9)-1	884182,95	9986529,85	1740,13
SS41(+12)+3	885041,45	9986655,44	1698,94	SS41(+6)+2	883831,01	9986444,24	1755,56
SS43(+9)+0	884429,41	9986504,79	1725,45	SS41(+12)+2	883403,5	9986340,27	1779,45
SS41(+9)+1	884101,38	9986424,06	1768,05	SS41(+6)+0	882997,46	9986241,52	1825,75
SS41(+12)+2	883760,21	9986340,08	1767,44	ST41(+12)+2	882781,4	9986188,97	1814,18
SS41(0)+0	883237,24	9986211,36	1801,32	SS43(+15)-1	882349,58	9985777,54	1838,62
ST41(+3)-1	882862,07	9986118,99	1829,7	SS41(+12)+2	881973,29	9985418,98	1847,48
SS41(+6)+2	882513,42	9985785,51	1824,05	SS41(+12)+1	881597,68	9985061,08	1840,47
SS41(0)+1	882208,51	9985493,85	1843,94	SS41(+9)+1	881307,55	9984784,64	1841,11
SS41(+3)+1	881933,61	9985230,91	1845,17	SS41(+3)+1	881001,32	9984492,84	1839,67
SS41(+9)+1	881623,4	9984934,21	1837,06	SS41(0)+1	880677,63	9984184,42	1824,48
SS41(+9)+1	881269,55	9984595,71	1840,04	SS41(+3)+1	880493,19	9984008,69	1804,51
SS43(+9)+0	880896,74	9984239,12	1841,36	SS43(+15)+0	880181,06	9983711,31	1769,71
SS41(+12)+2	880471,66	9983832,52	1798,06	SS43(+12)-2	879736,54	9983287,74	1792,45
SS41(+9)+1	880262,76	9983632,72	1788,64	SS43(+15)+0	879245,56	9982819,94	1794,11
SS41(-6)+2	879853,92	9983241,62	1797,25	SS41(+9)+0	878875,79	9982467,57	1869,66
SS41(0)+1	879662,68	9983058,73	1795,6	SS41(+12)-1	878567,21	9982173,54	1889,77
SS41(+6)+1	879266,17	9982679,5	1818,56	SS41(+9)-1	878241,67	9981863,37	1927,36
SS43(+15)+0	878981,81	9982407,5	1847,99	SS43(+12)+2	878090,69	9981719,5	1930,68
SS43(+6)+0	878442,58	9981891,7	1910,77	ST42(+12)+3	877717,74	9981364,14	1984,6
SS41(-3)+1	878178,1	9981638,73	1954,12	SS41(-6)+1	877355,02	9981171,91	1960,71
ST41(+12)-1	877815,58	9981291,97	1963,13	SS41(+12)+1	877035,63	9980998,83	1891,85
SS43(+9)+0	877355,12	9981047,05	1934,34	SS41(+6)+1	876736,93	9980842,41	1857,16
SS43(+15)+0	876739,95	9980719,85	1839,4	ST42(+12)+1	876435,13	9980684,38	1822,3
ST42(+9)+1	876510,87	9980597,98	1824,78	SS43(+6)+1	876231,6	9980078,62	1828,25
SS43(+3)+1	876303,93	9980030,42	1815,06	SS41(+9)+1	876056,6	9979557,81	1813,38
SS41(-3)+1	876132,39	9979559,96	1819,85	ND	875982,96	9979338,67	1799,62
ND	876006,6	9979214,94	1780,45				

IV. ANEXO: GRADIENTES SUPERFICIALES EN LAS TORRES PROPUESTAS POR TRANSELECTRIC

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA TORRE TIPO SS41

En la Figura 2.1 se puede observar la geometría de la Torre tipo SS41. Todos los arreglos de conductores tienen una disposición horizontal separados 11,48 m y una altura al plano de tierra de 38,55 m. El conductor comercial más cercano al dispuesto por TRANSELECTRIC es un conductor 1.100 MCM de diámetro exterior 30,66 mm (Electrocable, 2012).

Con ayuda de la Figura 2.10 y las Ecuaciones (27) y (28) calculamos los coeficientes de potencial para la estructura tipo SS41. Para el espaciamiento entre los sub-conductores del haz se toma un valor típico de 18 pulgadas o 457 milímetros.

Utilizando la ecuación (24) se obtiene el valor del radio del conductor equivalente.

$$r_{eq} = 0,213 \text{ m}$$

Luego utilizando la Teoría de Imágenes se calcula los coeficientes de potencial:

$$P = \begin{pmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} \end{pmatrix}$$

$$P = \begin{pmatrix} 1,059 * 10^{11} & 3,445 * 10^{10} & 2,255 * 10^{10} \\ 3,445 * 10^{10} & 1,059 * 10^{11} & 3,445 * 10^{10} \\ 2,255 * 10^{10} & 3,445 * 10^{10} & 1,059 * 10^{11} \end{pmatrix} \left[\frac{m}{F} \right]$$

La matriz de voltaje se define como el valor del voltaje fase-neutro en las fases A, B y C.

$$V = \begin{pmatrix} \frac{500000}{\sqrt{3}} (\cos(0^\circ) + j\sin(0^\circ)) \\ \frac{500000}{\sqrt{3}} (\cos(120^\circ) + j\sin(120^\circ)) \\ \frac{500000}{\sqrt{3}} (\cos(-120^\circ) + j\sin(-120^\circ)) \end{pmatrix} [V]$$

Utilizando la ecuación (31) se obtiene la matriz Q.

$$Q = \begin{pmatrix} 3,72 * 10^{-6} - j4,457 * 10^{-7} \\ -2,093 * 10^{-6} + j3,625 * 10^{-6} \\ -1,474 * 10^{-6} - j3,444 * 10^{-6} \end{pmatrix} \left[\frac{C}{m} \right]$$

Llevando la ecuación (32) a valores eficaces se obtiene la ecuación (35), donde r es el radio del sub-conductor del haz y está en centímetros.

$$G = \frac{1}{2\pi\epsilon_0 r N} Q \quad (35)$$

Los valores eficaces del gradiente de potencial promedio de cada fase queda definidos así:

$$G_{prom}A = 10,986 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}B = 12,276 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}C = 10,986 \frac{kV}{cm}$$

Llevando la ecuación (33) a valores eficaces se obtiene los valores máximos del gradiente de potencial en el haz de conductores que servirá para realizar los cálculos de pérdidas corona.

$$G_{max}A = 12,55 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}B = 14,023 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}C = 12,55 \frac{kV}{cm}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA TORRE TIPO SS42

En la Figura 2.2 se puede observar la geometría de la Torre tipo SS42, todos los arreglos de conductores tienen una disposición horizontal separados 12,05 m y una altura al plano de tierra de 38,79 m. Se toman las mismas consideraciones que en el numeral 0.

$$P = \begin{pmatrix} 1,06 * 10^{11} & 3,37 * 10^{10} & 2,185 * 10^{10} \\ 3,37 * 10^{10} & 1,06 * 10^{11} & 3,37 * 10^{10} \\ 2,185 * 10^{10} & 3,37 * 10^{10} & 1,06 * 10^{11} \end{pmatrix} \left[\frac{m}{F} \right]$$

$$Q = \begin{pmatrix} 3,68 * 10^{-6} - j4,356 * 10^{-7} \\ -2,066 * 10^{-6} + j3,578 * 10^{-6} \\ -1,463 * 10^{-6} - j3,405 * 10^{-6} \end{pmatrix} \left[\frac{C}{m} \right]$$

$$G_{prom}A = 10,869 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}B = 12,118 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}C = 10,869 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}A = 12,416 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}B = 13,843 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}C = 12,416 \frac{kV}{cm}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA TORRE TIPO SS43

En la Figura 2.3 se puede observar la geometría de la Torre tipo SS43, todos los arreglos de conductores tienen una disposición horizontal separados 12,78 m y una altura al plano de tierra de 41,62 m. Se toman las mismas consideraciones que en el numeral 0.

$$P = \begin{pmatrix} 1,073 * 10^{11} & 3,391 * 10^{10} & 2,204 * 10^{10} \\ 3,391 * 10^{10} & 1,073 * 10^{11} & 3,391 * 10^{10} \\ 2,204 * 10^{10} & 3,391 * 10^{10} & 1,073 * 10^{11} \end{pmatrix} \frac{m}{F}$$

$$Q = \begin{pmatrix} 3,631 * 10^{-6} - j4.242 * 10^{-7} \\ -2,035 * 10^{-6} + j3,54 * 10^{-6} \\ -1,448 * 10^{-6} - j3,37 * 10^{-6} \end{pmatrix} \frac{C}{m}$$

$$G_{prom}A = 10,72 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}B = 11,935 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}C = 10,72 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}A = 12,246 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}B = 13,634 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}C = 12,246 \frac{kV}{cm}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA TORRE TIPO ST41

En la Figura 2.4 se puede observar la geometría de la Torre tipo ST41, todos los arreglos de conductores tienen una disposición horizontal separados 13,65 m entre la fase A (lateral izquierda) y la fase B (del centro), y 12,85 m entre la fase B y la fase C (lateral derecha), a una altura de 32,604 m respecto al plano de tierra. Se toman las mismas consideraciones que en el numeral 0.

$$P = \begin{pmatrix} 1,029 * 10^{11} & 2,851 * 10^{10} & 1,757 * 10^{10} \\ 2,851 * 10^{10} & 1,029 * 10^{11} & 2,955 * 10^{10} \\ 1,757 * 10^{10} & 2,955 * 10^{10} & 1,029 * 10^{11} \end{pmatrix} \frac{m}{F}$$

$$Q = \begin{pmatrix} 3,602 * 10^{-6} - j3,963 * 10^{-7} \\ -1,985 * 10^{-6} + j3,506 * 10^{-6} \\ -1,447 * 10^{-7} - j3,368 * 10^{-6} \end{pmatrix} \frac{C}{m}$$

$$G_{prom}A = 10,627 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}B = 11,816 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}C = 10,752 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}A = 12,139 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}B = 13,497 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}C = 12,282 \frac{kV}{cm}$$

GRADIENTE DE POTENCIAL EN LA TORRE TIPO ST42

En la Figura 2.5 se puede observar la geometría de la Torre tipo ST42, todos los arreglos de conductores tienen una disposición horizontal separados 14,775 m entre la fase A (lateral izquierda) y la fase B (del centro), y 13,775 m entre la fase B y la fase C (lateral derecha), a una altura de 32,604 m respecto al plano de tierra. Se toman las mismas consideraciones que en el numeral 0.

$$P = \begin{pmatrix} 1,029 * 10^{11} & 2,715 * 10^{10} & 1,643 * 10^{10} \\ 2,715 * 10^{10} & 1,029 * 10^{11} & 2,835 * 10^{10} \\ 1,643 * 10^{10} & 2,835 * 10^{10} & 1,029 * 10^{11} \end{pmatrix} \frac{m}{F}$$

$$Q = \begin{pmatrix} 3,546 * 10^{-6} - j3,787 * 10^{-7} \\ -1,943 * 10^{-6} + j3,443 * 10^{-6} \\ -1,433 * 10^{-6} - j3,317 * 10^{-6} \end{pmatrix} \frac{C}{m}$$

$$G_{prom}A = 10,46 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}B = 11,594 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{prom}C = 10,598 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}A = 11,949 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}B = 13,245 \frac{kV}{cm}$$

$$G_{max}C = 12,106 \frac{kV}{cm}$$

V. ANEXO: COEFICIENTE DE IRREGULARIDAD SUPERFICIAL DE LOS DIFERENTES ECOSISTEMAS

Cuadro 4: Coeficientes de Irregularidad Superficial por Ecosistema

Ecosistema	Coeficiente m
1	0,70
2	0,70
3	0,70
4	0,78
5	0,77
6	0,75
7	0,77

VI. ANEXO: COMPARACIÓN DE PÉRIDAS CORONA vs PÉRIDAS JOULE

El Cuadro 5 muestra una comparación entre pérdidas Joule y pérdidas por Efecto Corona para varias configuraciones de líneas de transmisión y con diferentes voltajes de operación a nivel del mar, $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\delta = 1$ y $m = 1$.

Cuadro 5: Pérdidas Joule vs Pérdidas Corona a nivel del mar⁷

Voltaje de Línea [kV]	Haz de Conductores Nxd	Carga MVA	Pérdidas IR [kW/km]	Pérdidas Corona [kW/km]	
				Medias	Máximas
362	2x3,16	400	41	2	26
550	3x3,3	900	52	4	78
800	4x3,3	2.000	93	8	208
1.200	8x4,4	5.000	73	9	221
1.500	12x4,4	9.000	103	10	230

⁷ Fuente: EPRI, 2005