



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**INGENIERÍA CONCEPTUAL DE SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN COLECTORES PARA LA INTEGRACIÓN
DE GENERACIÓN ERNC EN EL SIC**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL
ELECTRICO

CATALINA MERCEDES MEZA BREJCHA

PROFESOR GUÍA

ALEX ALEGRÍA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

RODRIGO ANDRÉS MORENO VIEYRA

ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO, CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CATALINA MEZA BREJCHA
FECHA: 02-11-16
PROF. GUIA: ALEX ALEGRÍA MEZA

En este trabajo de título se estudiará la ingeniería conceptual de sistemas de transmisión colectores para la integración de generación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), considerando únicamente la energía geotérmica y mini-hidráulica. Inicialmente se realiza una recopilación de todos los proyectos en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental hasta el 18 de febrero del 2016, para contar con una primera visión de la potencia a instalar a corto plazo de este tipo de energía.

Posteriormente, se estudia los potenciales futuros de las zonas, obtenidos mediante la actualización de la base de datos de Derechos de Aprovechamiento de Agua No Consuntivos (DAANC), y estudios realizados por el Centro de Excelencia Geotérmica de los Andes. Del cruzamiento de esta información se identifican los polos de desarrollo de estos tipos de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC), con fines de producir economías de escala para su inyección en el Sistema Troncal de manera confiable.

Una vez identificados los dos polos de desarrollo en las regiones VIII, IX, X y XIV, y sus capacidades energéticas actuales y futuras, se encuentran dos polos de desarrollo, denominados caso 1 y caso 2, que proceden de una combinación de proyectos de las regiones nombradas. Para cada uno se definen ubicaciones óptimas de las subestaciones colectoras mediante el método Fuzzy C-Means. Posteriormente se realizan los trazados de las líneas de transmisión que las conectan con el SIC, buscando generar una metodología de ubicación de la línea que disminuyera los costos.

Luego se realiza la ingeniería conceptual de los proyectos, se definen las características de las líneas (conductor y tipo de aislación). Se define el modelo de subestación, la cantidad de paños y las características de los equipos primarios que los componen.

Finalmente, se obtuvo el costo total de cada uno de los proyectos, mediante el valor de inversión de líneas y subestaciones de Transelec, resultando en USD 48.419.225 para el caso 1 y de USD 15.170.695 para el caso 2, correspondientes a 413 MW y 151 MW.

Este tipo de soluciones son tienen un menor coste que soluciones individuales de transmisión para cada proyecto, y además se suman los beneficios de evitar líneas de transmisión paralelas que responden solo a necesidades individuales de los proyectos.

A mi familia y amigos,

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres. Ellos desde siempre me enseñaron que el camino para alcanzar mis metas no sería fácil, y fueron ellos quienes me entregaron todas las herramientas para lograrlo. Ambos han sido mis grandes ejemplos y todos mis logros se los debo a ustedes, ya que en cada encrucijada que se me ha presentado busco en ustedes, en sus acciones y enseñanzas, la forma correcta de seguir.

Son ustedes, la confianza que siempre me ha tenido mi hermano, el afecto de mis abuelas, tíos y primos, lo que me ha entregado la confianza en mí misma para creer que ningún desafío es imposible.

Quiero agradecer a mis amigas de infancia, con las que entendí lo que es la confianza, las risas que duran meses, y que los años solo cambian nuestras edades y no nuestra amistad. En particular debo nombrar a Yastin, para quien las palabras de elegíos y gratitudes no alcanzan para describir lo mucho que agradezco que sea parte de mi vida.

Les doy infinitas gracias a quienes me ayudaron a atravesar la maravillosa, alocada y a veces decepcionante época universitaria: Los Cerdos. Fue con ellos en la Cafeta que solucionábamos el mundo armados con bebestibles, controles anteriores, calculadoras TI, maníes y polillas. En particular agradezco a Juan Carlos un excelente amigo con quien siempre pude contar y miembro ya de la familia. También a Millaray mi confidente y compañera de aventuras eléctricas.

Finalmente decido este último párrafo a quien agradezco especialmente, a mi amigo Ilian. Valieron la pena las noches en vela, las cartas y las infinitas tardes trabajando. Fue un largo proceso para llegar aquí, y no lo habría logrado sin ti.

Tabla de Contenido

Capítulo 1	1
1.1. Motivación	1
1.2. Alcances	2
1.3. Objetivos	3
1.4. Estructura del Trabajo.....	4
Capítulo 2 – Revisión Bibliográfica y Estado del Arte	5
2.1. Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.....	5
2.1.1. Antecedentes.....	5
2.1.2. Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional	5
2.1.3. Sistema de Transmisión Eléctrica	6
2.1.4. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	10
2.1.5. Planificación Energética y de la Transmisión	11
2.2. Energías Renovables No Convencionales.....	13
2.2.1 Introducción.....	13
2.2.2. Energía Geotérmica	15
2.2.3. Energía Mini-Hidráulica	17
2.2.4. Estado de los Proyectos	18
2.3. Potenciales Energéticos	19
2.3.1. Potencial Geotérmico	19
2.3.2. Potencial Hidroeléctrico	21
2.4. Técnica de Agrupamiento	24
2.5. Trazado de la línea de transmisión	26
2.5.1. NSEG 5 e.n. 71 “Instalación de corrientes fuertes”	26
2.6. Diseño básico de la línea	28
2.6.1. Determinación del Conductor	28
Capítulo 3 – Implementación	32
3.1. Proyectos Mini Hidráulicos	32
3.2. Proyectos Geotérmicos	33
3.3. Diseño Preliminar	33
3.3.1. Introducción.....	33

3.3.2. Programa	34
3.4. Holgura	36
Capítulo 4 – Desarrollo y Discusión de Resultados	37
4.1. Polos de Desarrollo	37
4.1.1. VII – Región del Maule	37
4.1.2. VIII – Región del Biobío	38
4.1.3. IX – Región de la Araucanía	40
4.1.4. XIV – Región de Los Ríos	42
4.1.5. X – Región de los Lagos	43
4.1.6. Casos de Estudio	45
4.2. Características de la línea	65
4.2.1. Caso 1	65
4.2.2. Caso 2	69
4.3. Características de la Subestación	70
4.3.1. Caso 1	70
4.3.2. Caso 2	72
4.3.3. Características de los equipos	73
4.4. Evaluación de Costos	78
4.4.1. Elementos Comunes de Patio	79
4.4.2. Paños	79
4.4.3. Costo de la línea	80
4.4.4. Costo de los Transformadores	82
4.4.5. Costo Total	82
4.4.6. Costo de Proyectos Independientes	83
Capítulo 5 – Conclusiones	86
Bibliografía	88
Anexo A	90
Anexo B	92
Anexo C	96

Índice de Ilustraciones

<i>Figura 1 Principales áreas geotermales en Chile</i>	20
<i>Figura 2 Localización de las centrales hidroeléctricas identificadas</i>	23
<i>Figura 3 Proyectos en la VII Región</i>	37
<i>Figura 4 Potencia de la VII Región</i>	38
<i>Figura 5 Proyectos en la VII Región</i>	39
<i>Figura 6 Potencia de la VIII Región</i>	40
<i>Figura 7 Proyectos en la IX Región</i>	40
<i>Figura 8 Potencial IX Región</i>	41
<i>Figura 9 Proyectos XIV Región</i>	42
<i>Figura 10 Potencial XIV Región</i>	43
<i>Figura 11 Proyectos X Región</i>	44
<i>Figura 12 Potencial X Región</i>	44
<i>Figura 13 Subestación Temuco</i>	47
<i>Figura 14 Caso 1 Graficado</i>	48
<i>Figura 15 Gráfico de Solución Caso 1</i>	48
<i>Figura 16 Caso 1</i>	49
<i>Figura 17 Clusters Caso 1</i>	49
<i>Figura 18 Trazado Caso 1 y su perfil de elevación</i>	50
<i>Figura 19 Sistema Colector Caso 1</i>	52
<i>Figura 20 Corredor Curacautín</i>	53
<i>Figura 21 Corredor Melipeuco</i>	53
<i>Figura 22 Corredor Lonquimay</i>	54
<i>Figura 23 Subestación Final de Lonquimay</i>	54
<i>Figura 24 Subestación Rahue</i>	56
<i>Figura 25 Caso 2 en Octave</i>	58
<i>Figura 26 Solución Caso 2</i>	59
<i>Figura 27 Caso 2</i>	59
<i>Figura 28 Caso 2</i>	60
<i>Figura 29 Trazado Caso 2</i>	61
<i>Figura 30 Caso 2</i>	62
<i>Figura 31 Corredor Cordón Caulle</i>	63
<i>Figura 32 Corredor Lago Rupanco</i>	63
<i>Figura 33 Estructura de Suspensión L.220kV Charrúa - Temuco</i>	68
<i>Figura 34 Estructura de Anclaje L.220kV Charrúa - Temuco</i>	69
<i>Figura 35 Unilineal Subestación Colectora Caso 2</i>	73

Índice de Tablas

Tabla 1 Estado Actual de Proyectos ERNC agosto 2015	19
Tabla 2 Concesiones de explotación y Exploración en Chile	21
Tabla 3 Potencial hidroeléctrico disponible por tamaño de centrales	23
Tabla 4 Características para la Zona I	26
Tabla 5 Hipótesis de sobrecarga y temperatura.....	27
Tabla 6 Solicitaciones debidas a la presión del viento sobre el conductor	28
Tabla 7 Presión que se adoptará según la zona de ubicación	28
Tabla 8 Distribución Potencia en VII Región	38
Tabla 9 Distribución Potencia en VIII Región	39
Tabla 10 Distribución Potencia en IX Región	41
Tabla 11 Distribución Potencia en XIV Región	43
Tabla 12 Distribución Potencia en X Región	44
Tabla 13 Proyectos Caso 1.....	46
Tabla 14 Resumen Caso 1.....	55
Tabla 15 Proyectos Caso 2.....	57
Tabla 16 Resumen Caso 2.....	64
Tabla 17 Características del Conductor Caso 1.....	65
Tabla 18 Aislación Por Sobrevoltaje de origen externo Caso 1.....	66
Tabla 19 Aisladores por contaminación Caso 1.....	66
Tabla 20 Aisladores por Sobrevoltajes de maniobra	66
Tabla 21 Línea Charrúa - Temuco.....	67
Tabla 22 Línea Cautín - Valdivia	67
Tabla 23 Línea Valdivia - Puerto Montt 1.....	67
Tabla 24 Línea Valdivia - Puerto Montt 2.....	67
Tabla 25 Línea Charrúa - Concepción	67
Tabla 26 Cantidad de Estructuras Caso 1	68
Tabla 27 Características del Conductor Caso 1.....	69
Tabla 28 Aisladores por Contaminación Caso 2	70
Tabla 29 Cantidad de estructuras Caso 2	70
Tabla 30 Paños 110 kV Caso 1	71
Tabla 31 Paño 220 kV Caso 1	71
Tabla 32 Diagrama Unilineal Subestación Colectora Caso 1.....	72
Tabla 33 Paños 110 kV Caso 2	72
Tabla 34 Características de los Interruptores de 110 kV	74
Tabla 35 Características de los Interruptores de 220 kV	74
Tabla 36 Características de los Desconectores de 110 kV	75
Tabla 37 Características de los Desconectores de 220 kV	75
Tabla 38 Características de los Desconectores de 110 kV	76
Tabla 39 Características de los Desconectores de 110 kV	76
Tabla 40 Características de los TTPP de 110 kV.....	77
Tabla 41 Características de los TTPP de 110 kV.....	77
Tabla 42 Características de los Interruptores de 110 kV	78
Tabla 43 Características de los Interruptores de 110 kV	78
Tabla 44 Valor de Inversión [US\$] de ECP 110 kV.....	79

<i>Tabla 45 Valor de Inversión [US\$] de ECP 66 kV.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 46 Valor de Inversión de Paño de 220 kV</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 47 Valor de Inversión de Paño de 110 kV</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 48 Valor de Inversión de Paño 66 kV</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 49 Costo por kilómetro de líneas de trasmisión de 220 kV.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 50 Costo por kilómetro de líneas de trasmisión de 110 kV.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 51 Costo por kilómetro de líneas de trasmisión de 66 kV.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 52 Costo de los Transformadores</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 53 Costo Total Caso 1</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 54 Costo Total Caso 2</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 55 Caso 1 Proyectos Individuales.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 56 Caso 1 Proyectos Individuales.....</i>	<i>85</i>

Capítulo 1

1.1. Motivación

Actualmente, nuestro país no cuenta con un sistema de transmisión adaptado a las necesidades de conexión de nuevos proyectos de generación. Además aquellos buscan soluciones de transmisión para conectarse a la red principal, poseen un carácter individual, estando únicamente adaptados a sus propias necesidades. Esto ha traído consigo la existencia de líneas de transmisión de trazados paralelos o subestaciones seccionadoras contiguas.

Por otro lado, desarrollar nuevas líneas de transmisión conlleva el uso de trazados factibles de ser utilizados, los que por la oposición ciudadana y características geográficas de Chile son de por sí escasos y valiosos; en vista de ello, cada nuevo trazado y servidumbre eléctrica debiese ser explotado utilizando consideraciones que van más allá de un proyecto de generación individual, atendiendo a la existencia del libre acceso en nuestra normativa eléctrica y las potencialidades futuras en el caso de cuencas geográficas privilegiadas en cuanto a recursos de generación.

Muchos nuevos proyectos solicitan seccionamientos (o peor aún, tap-offs) en las líneas de transmisión, los que por seguridad del sistema debiesen ser pocos y estar ubicados a una distancia razonable unos de otros. Además, los proyectos de Energías Renovables no Convencionales (ENRC) de baja capacidad tienen dificultades para financiar sus puntos de conexión seguros a la red y/o dificultades para costearse líneas individuales, en vista de sus altos costos de inversión.

Todo lo anterior contribuye a que la sociedad pague sobrecostos por congestiones de la transmisión, debido al insuficiente desarrollo del Sistema de Transmisión Troncal y de Subtransmisión y de los valores de la transmisión-conexión sub-óptima de proyectos, muchos de los cuales poseen costos de producción menores a las alternativas convencionales. Para ello se requiere una solución integral de largo plazo, con una planificación que se adelante a los requerimientos de los desarrolladores, con el fin de planificar una red eficiente para el conjunto de futuras conexiones. En este contexto se hace necesario el estudio de los polos de desarrollo del SIC y determinar los posibles sistemas colectores que permitan una mejor integración de ERNC al sistema.

Los proyectos ERNC en Chile se concentran básicamente en energía eólica y energía solar, con 5.158 y 4.513 MW aprobados sin construir respectivamente. La energía geotérmica y la mini hidro presentan solo 70 y 575 MW aprobados sin construir lo que en parte puede explicarse por las barreras de entrada que se presentan para este tipo de tecnologías por sus distancias al SIC, o en el caso de las mini hidro por la dificultad de costar líneas individuales, debido al tamaño de su generación.

1.2. Alcances

Se estudiarán los proyectos actuales y futuros de ERNC considerando únicamente la generación geotérmica y mini-hidráulica; luego de un filtrado preliminar, se determinarán los potenciales energéticos de las distintas zonas del Sistema Interconectado Central (SIC) tomando los estudios realizados por el Ministerio de Energía y el Centro de Excelencia en Geotermia de los Andes (CEGA). Todo lo anterior permitirá determinar los polos de desarrollo mini-hidráulicos y geotérmicos a estudiar. Luego, se deberán encontrar trazados factibles a partir de las características geográficas, para asegurar minimizar los costos de inversión del sistema de transmisión y así asegurar la optimización de recursos respetando además las restricciones adicionales que entrega la normativa vigente. Se utilizará para esta etapa la documentación entregada por Transelec.

Para dimensionar la capacidad de cada sistema de transmisión se deberá considerar, además de los actuales proyectos, el potencial energético de la zona, y las características técnicas de las líneas, de forma de introducir holguras en la capacidad. A continuación, se realizará la ingeniería conceptual del proyecto para identificar la viabilidad técnica y económica, dimensionando las líneas de transmisión y considerando los costos asociados al proyecto, utilizando los costos de la infraestructura de transmisión a partir de la información aportada por la empresa Transelec.

1.3. Objetivos

Objetivos generales

- i. Determinación de polos de desarrollo ERNC en el SIC, considerando proyectos de tipo geotérmico y mini-hidráulico.
- ii. Realizar la ingeniería conceptual para un sistema de transmisión colector para polos de desarrollo de ERNC en el SIC.

Objetivos específicos

- i. Desarrollar una base datos de proyectos ERNC en el SIC para su posterior ubicación geográfica.
- ii. Identificar polos de desarrollo de generación, caracterizando las zonas y sus capacidades actuales y futuras.
- iii. Realizar trazado de los sistemas de transmisión colectores.
- iv. Dimensionamiento de líneas de transmisión a partir de capacidades de las zonas específicas.
- v. Desarrollo de la ingeniería conceptual del proyecto.

1.4. Estructura del Trabajo

Para el desarrollo de este trabajo será necesario iniciar con una revisión bibliográfica de la nueva normativa y del estado actual de la generación mini-hidráulica y geotérmica en el país. Se deberán incluir los estudios más recientes respecto a los potenciales energéticos futuros de estos medios de generación provenientes del Ministerio de Energía y del CEGA.

Se desarrollará una metodología para encontrar la ubicación de la subestación colectora óptima, que incluirá restricciones geográficas, o un conjunto de subestaciones que permitan inyectar a las generadoras. Posteriormente se determinará el trazado de las líneas de transmisión considerando un camino que minimice los costos de inversión. Se deberá además encontrar una capacidad de línea óptima considerando una holgura acorde a futuros proyectos en la región y los potenciales energéticos estimados. Luego, se procederá con la ingeniería conceptual de la realización de las líneas, considerando elementos técnicos y económicos.

Capítulo 2 – Revisión Bibliográfica y Estado del Arte

2.1. Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos

En el marco de la Agenda de Energía presentada en Mayo del 2014 [1], el día 4 de agosto de 2015 el gobierno presentó a trámite legislativo a la Cámara de Diputados el proyecto que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

2.1.1. Antecedentes

El segmento de la transmisión podemos dividirlo en tres sectores: troncal, adicional y subtransmisión. Los problemas que se observan en el primero es la falta de visión estratégica de largo plazo, un bajo manejo de la incertidumbre y la necesidad de holguras en la transmisión. En el caso de la transmisión adicional no existe total claridad de los derechos y obligaciones de los propietarios, y debido a la descoordinación entre proyectos se desaprovecha el territorio nacional. Finalmente en la subtransmisión existen problemas de seguridad de abastecimiento, dificultades para la conexión de nuevas generadoras y descoordinaciones del desarrollo de la subtransmisión y el desarrollo del troncal.

Todo anterior nos lleva a un alto precio de la energía para los usuarios finales, a un sistema poco robusto que implica congestiones, problemas de seguridad y a un limitado acceso. [2]

2.1.2. Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional

El proyecto incorpora en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) un Nuevo Título II BIS: De la Coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional con el objeto de relevar las disposiciones que rigen dicha coordinación y operación, y regular de manera coherente y ordenada dichas normas que actualmente se encuentran dispersas en la ley.

En este nuevo título se establecen los principios de la coordinación de la operación y la obligación de sujetarse a la coordinación que efectúe el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico, CISEN. Se establece además las principales funciones del CISEN y fiscalización por parte de la Superintendencia de dichas funciones.

Se establece que la operación de las instalaciones eléctricas que estén interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de:

- 1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- 3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Esta coordinación deberá efectuarse a través del CISEN, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la CNE, la LGSE y la reglamentación pertinente.

Se reconoce con rango legal la función de coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a la coordinación que actualmente realiza el CDEC, la cual se traspasa al CISEN. Él deberá autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros y establecer los requisitos y exigencias a la que éstas se deberán someter. Deberá también determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados (sistemas adicionales) y autorizar el uso de dicha capacidad.

Se consagra por primera vez la obligación del CISEN de coordinar la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional.

2.1.3. Sistema de Transmisión Eléctrica

Se reemplaza el Título III de la actual Ley por lo descrito a continuación.

Definición de Sistema de Transmisión y sus diferentes segmentos

Se define el “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse, distinguiéndose los siguientes segmentos:

- Sistema de transmisión nacional.
- Sistema de transmisión para polos de desarrollo.
- Sistema de transmisión zonal.
- Sistema de transmisión dedicado.

Forman parte también del sistema de transmisión los sistemas de interconexión internacionales, los que se someterán a las normas especiales que se dicten al efecto.

1. Sistema de Transmisión Nacional

El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la LGSE, los reglamentos y las normas técnicas.

2. Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo

Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

3. Sistemas de Transmisión Dedicados

Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están destinadas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, o para permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin perjuicio del uso por parte de clientes regulados de estos sistemas de transmisión dedicados.

4. Sistema de Transmisión Zonal

Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación de estos sistemas de transmisión zonal.

5. Sistema de Interconexión Internacional

Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Los términos en que se efectuará dicho intercambio de energía se establecerán en un decreto supremo.

Definición de Acceso Abierto

Se establece el principio general de que todas las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso a ningún interesado por motivos de capacidad técnica.

Los señalados propietarios de instalaciones de transmisión deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin discriminaciones de ninguna especie u origen, debiendo en su caso efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión.

El CISEN deberá aprobar la conexión a los sistemas de transmisión y establecer los pagos por concepto de costos de conexión, adecuaciones, obras adicionales o anexas o derechos de uso de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras.

Clasificación de las Instalaciones de Transmisión

Las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal y de los sistemas dedicados serán determinadas cuatrienalmente por la CNE.

Las líneas y subestaciones eléctricas sólo podrán pertenecer a un segmento del sistema de transmisión.

En la resolución la CNE podrá agrupar una o más áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonal. Tanto dicha agrupación como la incorporación de la línea o subestación en una de éstas, deberá mantenerse por tres períodos tarifarios, salvo que éstas fueren calificadas en otro segmento.

En este proceso se deberán definir asimismo la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no sean necesarias para el sistema eléctrico, considerando los antecedentes que emanen de los procesos de planificación de la transmisión.

Para efectos de la calificación de las líneas y subestaciones eléctricas, el CISEN deberá remitir a la CNE el listado de instalaciones contenido en sus sistemas de información.

Se contempla un procedimiento de observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos del Informe técnico de la CNE de calificación de instalaciones.

Tarifificación de la Transmisión

El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios será determinado por la CNE cada cuatro años en base a la valorización que se establece de las instalaciones.

Las empresas eléctricas que interconecten sus instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que éstas formen parte de la planificación efectuada por la CNE, serán consideradas como obras existentes para efectos de su valorización, siempre y cuando la ejecución de estas obras haya sido autorizada excepcionalmente por la CNE, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el CISEN, de acuerdo a lo que señale el reglamento.

Remuneración de la Transmisión

Las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Asimismo, los propietarios de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deberán percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.

Para tal efecto, dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo. Se entenderá por "ingreso tarifario real por tramo" a la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Asimismo, se establecerá un cargo único de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

Del mismo modo, se establecerá un cargo único de manera que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones para polos de desarrollo no utilizada por la generación existente. El valor anual de la transmisión para polos

de desarrollo no cubierta por dicho cargo, será asumido por los generadores que inyecten su producción en el polo correspondiente.

Los cargos únicos serán calculados y fijados por la CNE.

Para efectos de la determinación del cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales generadoras existentes en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, se entenderá como proporción no utilizada aquella resultante de la diferencia entre uno y el cociente entre la suma de la capacidad instalada de generación, respecto de la totalidad de la capacidad instalada de transmisión. Dicha proporción distinguirá las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas de las existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas según lo establezca el reglamento.

El pago de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo de cargo de los consumidores finales libres y regulados, se determinará en base a la diferencia entre el 50% de la proporción del valor anual de los tramos, asignada a dichos consumidores, y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre.

2.1.4. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

El CISEN es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.

El CISEN es una persona jurídica de derecho público independiente, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de que pueda establecer oficinas o sedes a lo largo del país.

El CISEN no forma parte de la administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Sin perjuicio de lo señalado, le serán aplicables al CISEN las normas establecidas en la ley 20.285, sobre Acceso a la Información Pública.

El CISEN deberá contar con una estructura interna, la cual será determinada por el Consejo Directivo, y personal necesario e idóneo para el cumplimiento de sus funciones. Para estos efectos, el Consejo Directivo deberá elaborar y presentar para su aprobación a la CNE los Estatutos del CISEN, los cuales deberán regular la organización interna de la institución y contener las normas que aseguren su adecuado funcionamiento.

2.1.5. Planificación Energética y de la Transmisión

Planificación Energética

Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de, al menos, treinta años. Este proceso deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética junto con la identificación de polos de desarrollo de generación y consumo, intercambios internacionales de energía, entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos.

El proyecto establece las etapas del proceso de planificación y las instancias de participación ciudadana que este contempla.

Como resultado del proceso de planificación energética, el Ministerio dictará un decreto en el cual definirá los escenarios energéticos, incluyendo sus respectivos polos de desarrollo, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan.

Polos de desarrollo

En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación, tanto de consumo como de generación.

Se entenderá por polos de desarrollo aquellas zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones para la producción o consumo de energía eléctrica, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión resulta de interés público y es eficiente económicamente.

Planificación de la Transmisión

Anualmente la CNE deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el cual deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo de generación, zonal, dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y de interconexión internacional, según corresponda.

En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, y contemplar las holguras o redundancias necesarias. Asimismo, la CNE deberá considerar en este proceso la información sobre restricciones ambientales, sociales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, que proporcione anualmente el Ministerio de Energía.

Incorporación en el Plan de Expansión de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación

En caso que por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, la totalidad o parte de la capacidad de producción o consumo de uno o más polos de desarrollo de generación definidos por el Ministerio de Energía en el decreto respectivo no pudiere materializarse, la CNE podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión sistemas de transmisión para dichos polos de desarrollo.

Asimismo, la CNE podrá incorporar en dicho plan, como sistemas de transmisión para polos de desarrollo, líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación o de consumos no sometidos a regulación de precios ubicados en polos de desarrollo, pudiendo modificar sus características técnicas, como trazado, nivel de tensión o capacidad de transporte en magnitudes mayores a las previstas originalmente. Para estos efectos, el CISEN deberá informar a la CNE, con la periodicidad que determine el reglamento, los proyectos de transmisión informados a dicho organismo.

Procedimiento de Planificación de la Transmisión

El proyecto contempla dentro del procedimiento de planificación de la transmisión distintas instancias de participación, en el cual podrán participar por derecho propio las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios (participantes), y los “usuarios e instituciones interesadas” (toda persona natural o jurídica, distinta de los participantes, que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de planificación de la transmisión).

Este proceso de planificación se inicia con una propuesta de expansión del CISEN. Luego contempla una etapa de presentación de propuestas de proyectos por parte de promotores y finaliza con una etapa de observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos.

Concluida la etapa de Panel, el Ministerio deberá dictar dos decretos de expansión. El primero con las obras de ampliación resultantes del proceso de planificación, y el

segundo con las obras nuevas que deban iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda.

2.2. Energías Renovables No Convencionales

2.2.1 Introducción

A diferencia de las energías fósiles, las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala. En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz [3].

Chile es un país pobre en recursos fósiles en relación al resto de América Latina, a excepción de las reservas existentes en la zona de Magallanes que ENAP está explorando y explotando. No obstante, posee recursos renovables en abundancia considerando el gran potencial hidroeléctrico que aún no ha sido plenamente aprovechado, las excepcionales condiciones de radiación solar especialmente en la zona norte del país, la disponibilidad de vientos en diversas locaciones geográficas, el enorme potencial geotérmico que existe a lo largo de la cordillera de los Andes y la oportunidad dada por la energía de las mareas, las corrientes y las olas a lo largo de sus costas. Un desafío para nuestro país consiste en un uso adecuado, inteligente e innovador de su rica base de recursos renovables [1].

A partir del año 2010, el sistema eléctrico debe cumplir con una cuota de inyección de ERNC en sus sistemas eléctricos. Esta participación fue incrementada en el año 2013 por la Ley 20.698, que exige que, en el año 2025, un 20% de inyecciones provengan de medios ERNC para los contratos afectos a la ley. El año 2014 se incorporaron 1.000 MW a la matriz eléctrica, con una cartera diversificada de proyectos eólicos, fotovoltaicos, de biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas, alcanzando hacia finales del año un 10% de la capacidad instalada. Además, han sido una fuente de diversificación de los actores que participan en el

mercado eléctrico: cerca del 90% de los proyectos ERNC materializados desde 2007 corresponden a empresas no tradicionales en el sector.

En el tercer eje de la Agenda de Energía, desarrollo de recursos energéticos propios, del Ministerio de Energía se determinan 6 líneas de acción y metas [1]:

1. Apoyo a desarrollo hidroeléctrico con criterios de sustentabilidad
Fortalecer la Dirección General de Aguas (DGA) en materias relacionadas con energía, tales como información pública, permisos sectoriales, fiscalización y regulación, de modo de dar una respuesta adecuada al aumento de la demanda que tiene ese organismo, causada por el creciente desarrollo de proyectos hidroeléctricos, en especial de pequeñas centrales. Mejorar las capacidades institucionales de la DGA en materias de gestión y otorgamiento de nuevos derechos de aguas y traslados de los mismos, cuyo fin sea la producción hidroeléctrica, junto con agilizar la gestión administrativa del permiso sectorial establecido en el Artículo 294 del Código de Aguas; así como a la orientación y apoyo a las organizaciones de usuarios de agua con potencial de incluir centrales hidroeléctricas en sus obras de riego, para que cumplan los requisitos que les permitan optar a los beneficios para el desarrollo de "proyectos integrales de uso múltiple" establecidos en la última modificación de la Ley de Fomento al Riego.
2. Estimular la integración de las ERNC en cumplimiento a la Ley de Fomento de las ERNC (20/25)
En el desarrollo de las acciones contempladas en la Agenda relacionadas con la expansión de los sistemas de transmisión, se plantea mejorar la competencia en el segmento de generación, dando flexibilidad a la operación de los sistemas eléctricos y en la tramitación de permisos.
3. Promover el desarrollo de un mercado ERNC de autoconsumo socialmente eficiente y transversal a todos los actores económicos
4. Promover el desarrollo de la energía geotérmica para el desarrollo local.
Durante el año 2015, se envió un Proyecto de Ley al Congreso para perfeccionar el sistema de concesiones geotérmicas con el fin de asegurar el cumplimiento de los programas de exploración comprometidos por los concesionarios en conformidad con la realidad de la industria geotérmica nacional, simplificar los procedimientos para la obtención de las concesiones para aplicaciones de energía geotérmica de baja entalpía orientadas al autoconsumo y para posibilitar la integración de las realidades y condicionantes territoriales vinculadas a comunidades locales y áreas protegidas con los derechos otorgados en las concesiones.

Se implementarán esquemas para reducir el riesgo en la perforación de pozos profundos en la etapa de exploración geotérmica. Además, estimularemos las articulaciones necesarias para el desarrollo de una oferta local especializada en perforación geotérmica, cuya ausencia se está traduciendo en elevados costos iniciales para esta industria en Chile.

Se iniciará un programa para el uso térmico directo de la energía geotérmica en aplicaciones de baja y mediana entalpía. Como parte de este programa, se analizarán alternativas de costos y tecnologías eficientes, se estudiará su aplicabilidad a las actividades económicas y sociales locales, y su acercamiento a las comunidades mediante un programa de educación y difusión.

5. Planes especiales para zonas extremas o aisladas
6. Mejorar el uso de la leñadas

2.2.2. Energía Geotérmica

Este tipo de sistemas generan energía, eléctrica y/o térmica, a partir del calor contenido en el interior de la tierra. Esta fuente de energía es un recurso renovable existente principalmente, en zonas de alta actividad volcánica y fallas geológicas. La disponibilidad de este recurso no presenta variación estacional, tampoco está afecto a impactos climáticos, es compatible con otros sistemas de generación, y puede aprovecharse para aplicaciones como calefacción de espacios, calentamiento de agua, procesos industriales, generación de electricidad, entre otros [4].

La electricidad se obtiene por medio de sistemas de vapor o de aire caliente, sistemas flash, rocas calientes secas, entre otros. Estos sistemas consisten básicamente en la obtención de agua, vapor o aire caliente a través de afloramientos de agua a altas presiones y temperaturas, como los géiseres, o la inyección de agua fría en cámaras perforadas sobre focos caloríficos subterráneos. En general, la energía geotérmica posee una alta eficiencia en la conversión.

Chile, al estar ubicado sobre el llamado “Cinturón de Fuego del Pacífico”, zona de alta actividad geológica, presenta un potencial importante de generación. Lahsen (2005) señala que hay más de 300 fuentes de aguas termales entre los 15°C y 100°C ubicadas en los Andes chilenos, sin embargo, existen barreras para la implementación de estas tecnologías, como son la escasa identificación y catastro de las fuentes disponibles, el alto costo de inversión y los riesgos involucrados en su desarrollo.

Existen tres clasificaciones de geotermia según su entalpía: baja, media y alta, donde solo las dos últimas permiten la generación de energía eléctrica. La geotermia de baja entalpía basa su funcionamiento en la transferencia de calor desde el subsuelo, a baja profundidad, hacia tubos colectores cuyos fluidos internos son encargados de transportar la energía térmica hacia bombas de calor para la climatización de espacios, o mediante el uso directo del fluido geotérmico de baja temperatura en aplicaciones industriales.

La geotermia de mediana entalpía se refieren a los procesos de extracción de calor desde el interior de la tierra para generación de energía, de forma similar a lo descrito en baja entalpía, pero a través de un sistema de turbinas donde se consideran energías de mediana intensidad, pudiendo proveer, además de energía térmica, electricidad. Es factible implementar estas tecnologías para distintos niveles de demanda y sus principales requerimientos de implementación tienen que ver con la disponibilidad del recurso, ya sean aguas termales o fuentes de calor, además del equipamiento consistente principalmente en las turbinas, bombas de calor y el fluido de trabajo que usualmente es agua.

La geotermia de alta entalpía se basa, al igual que lo descrito anteriormente para baja y mediana entalpía, en la transferencia de energía térmica desde las capas interiores de la tierra. Es factible implementar estas tecnologías desde aplicaciones pequeñas, de unos cientos de kW, hasta proyectos de mayor capacidad. Sin embargo los costos de perforación hacen viables sólo grandes proyectos. Los principales requerimientos de esta tecnología tienen que ver con la disponibilidad del recurso y las exploraciones necesarias para encontrar territorios donde la temperatura de la tierra sea mayor a 150°C.

El factor de planta, normalmente, está en el rango entre 80% y 95%. En términos generales son tecnologías de alta eficiencia en el caso de generación de energía geotérmica, con un rango entre 10 y 18% para generación de electricidad. Los costos de inversión dependen del tamaño de la instalación y de la temperatura que pueda obtenerse del recurso geotérmico. Las principales barreras son la escasa identificación y catastro de las fuentes disponibles, el alto costo de inversión, sus altos riesgos de exploración y desarrollo y la escasa cultura local en geotermia. Además este tipo de energía se ubica en puntos alejados del sistema de transmisión troncal, lo que encarece sus costos de inyección. EEUU, Filipinas, Indonesia y México son países líderes en utilización de geotermia para obtención de electricidad con este tipo de tecnología.

2.2.3. Energía Mini-Hidráulica

El agua es un recurso renovable cuyo aprovechamiento es considerado como un proceso limpio, eficiente, confiable y durable, que incurre en bajos costos de mantención y operación. Además, presenta una larga vida útil y tiene un bajo impacto ambiental. El aprovechamiento de este tipo de energía se realiza mediante la utilización de centrales hidroeléctricas, las cuales canalizan el agua para operar turbinas, que a su vez alimentan a equipos generadores que producen electricidad. Existen centrales hidroeléctricas de dos tipos: centrales de pasada, que aprovechan la energía cinética del agua, y centrales de embalse, que almacenan agua y cuya energía primaria es la potencial [5].

De acuerdo a lo definido en la Ley 20.257, una central hidroeléctrica es considerada renovable no convencional en caso de que su potencia sea menor a 20 MW, denominada como pequeña hidráulica. Esta forma de generar energía es clasificada en la literatura técnica en 2 tipos: mini hidráulica y micro hidráulica, sin embargo no existe un criterio homologado para su clasificación. Para efectos de este documento, entenderemos como mini o pequeñas centrales hidráulicas aquellas que están conectadas a la red eléctrica con potencia menor a 20 MW, y como micro centrales, a aquellos equipos que proveen energía en potencias menores a 300 KW y en sistemas aislados de la red eléctrica, aunque la legislación chilena no contempla este tipo de clasificación.

Actualmente las principales barreras a las que se ve enfrentada una central mini hidráulica están relacionadas con la disponibilidad, tramitación y perfeccionamiento de los derechos de agua y la ausencia de criterios unificados de evaluación de impacto ambiental para estas centrales. Por otra parte, el alto costo de las líneas de transmisión pueden convertir a una central mini hidráulica conectada a la red eléctrica, en un proyecto inviable.

El principal requerimiento para implementar esta tecnología es el acceso a caídas de agua o cauces con posibilidad de embalsamiento. Es así como estos sistemas requieren, como componentes principales, de sistemas hidráulicos para el embalse (en caso de centrales de embalse), conducción de aguas, turbinas, generadores y, en muchos casos, sistemas de respaldo. La generación de energía depende del comportamiento hidrológico de los cursos de agua, por lo que los sistemas pueden obtener factores de planta entre 34% y 56%, con un máximo de disponibilidad de la planta de 98% y eficiencia en la conversión de energía de hasta un 92% (para potencias superiores a 1 MW). Son centrales que cuentan con un gran potencial de crecimiento en su implementación, principalmente por ser ambientalmente sustentables, pese a que los costos de generación son bajos en comparación con

una gran central de embalse. Los costos de inversión para la energía mini-hidráulica son bastante variables, encontrándose entre 2.000 y 7.500 USD/kW para proyectos entre 1 y 10 MW, y entre 1.750 y 6.250 USD/kW para proyectos mayores a 10 MW. Por su parte, los costos de operación y mantenimiento anuales varían de 35 a 85 USD/kW. El costo medio de la energía está entre 8,3 y 51,9 centavos USD/kWh.

El agua se usa de modo no consuntivo, lo que significa que es devuelta río abajo al cauce de donde se extrajo o, a un nuevo cauce, procurando minimizar los impactos ambientales producto de este desvío. En Chile, por la geografía del país, existe una cantidad importante de proyectos, tanto en operación como en tramitación ambiental. El potencial de desarrollo es alto, gracias a la gran cantidad de cauces superficiales y las pendientes que pueden lograrse en algunas zonas.

Se consideran además las centrales de pasada asociadas a obras de riego. Estas cuentan con la ventaja de estar asociadas a canales ya implementados y en donde el recurso ya es conocido, lo que implica finalmente menores costos en estudios e infraestructura. Existe también la posibilidad de que estas tecnologías se encuentren asociadas a embalses de riego, pero estas sólo representan un 1% de los casos a nivel nacional. En Chile, se considera este tipo de aprovechamiento como “el uso de los derechos consuntivos de agua que tienen los agricultores organizados en comunidades de agua y asociaciones, para generar electricidad en forma complementaria a la actividad del riego, sin alterarlo o afectarlo”.

Cuentan con una serie de ventajas en comparación con centrales de pasada convencionales, como lo son el menor costo de implementación, menor impacto ambiental, su complementariedad con actividades agrícolas de riego y beneficios sociales asociados al mejor uso del recurso hídrico, entre otros. Su costo de inversión depende de las obras preexistentes, pero en general está entre 1.600-3.500 USD/kW. El costo medio de la energía está entre 6,8 y 25,7 centavos USD/kWh.

2.2.4. Estado de los Proyectos

La capacidad instalada ERNC asciende a 11,41% de la capacidad total del SIC y el SING, teniéndose un 90% conectado al Sistema Interconectado Central. Existen además 1.309,2 [MW] de energías renovables no convencionales en construcción.

La inyección de centrales ERNC a la matriz durante el mes de octubre del 2015 fue de 623 GWh, lo cual corresponde a un 10,76% de la inyección total. En lo que respecta al cumplimiento de ley, mientras la exigencia impuesta sobre los retiros equivalió a 206 GWh, la inyección reconocida fue de 514 GWh, vale decir, lo inyectado es más del doble de lo exigido. El análisis por tecnologías indica una

inyección de 158 GWh eólicos, 148 GWh de centrales mini hidráulica de pasada, 109 GWh a partir de bioenergía y 98 GWh solares [6].

Existe un proyecto Geotérmico que a 31 de agosto del 2015 se encuentra aprobado en el SIC que ingresó al SEIA el año 2012 en la VIII región. Los proyectos sustentables que se encuentran aprobados y en clasificación en el SEIA representan un 50% y 69% del total de proyectos.

En la Tabla 1 se observan los MW instalados, en construcción, aprobados y en clasificación en el Sistema Interconectado Central. Los proyectos que predominan en los estado de clasificación y aprobados son los de energía solar (7.358,5 [MW]) y energía eólica (6.969,5 [MW]).

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	Aprobados sin Construir [MW]	En calificación [MW]
Biomasa	567.9	0.0	355.6	151.9
Biogás	45.1	0.0	28.0	0.0
Eólica	798.3	297.6	5157.7	1811.8
Geotérmica	0.0	0.0	70.0	0.0
Mini Hidro	361.8	80.5	575.2	122.0
Solar	431.8	931.1	4513.2	2845.3
Total ERNC	2204.8	1309.2	10699.7	4931.0
SIC	16013.1	1671.4	21187.6	7184.3

Tabla 1 Estado Actual de Proyectos ERNC agosto 2015

Estos valores representan un aumento de más de 6 veces la capacidad instalada y en construcción, en conjunto, de este tipo de energía. Por otro lado la energía que aportan las mini centrales hidráulicas aumenta más de 2,5 veces.

2.3. Potenciales Energéticos

2.3.1. Potencial Geotérmico

Debido a su ubicación geográfica y en especial por ser recorrido casi en su totalidad por el Cinturón de Fuego del Pacífico, Chile es una de las regiones con mayor actividad volcánica y sísmica del mundo. Como es de suponer, este escenario coloca a Chile en una posición privilegiada respecto al potencial de energía geotérmica que podría explotar.

Un estudio publicado el 2 de septiembre del 2015 por el Centro de Excelencia en Geotermia de los Andes (CEGA) determinó que el potencial total entre las fuentes

disponibles actualmente representa una potencia de 228 MW con una desviación estándar de 119 MW. Además existen fuentes que aún no están determinadas, pero se infiere que podrían alcanzar una potencia de 431 MW con una desviación estándar de 321 MW. En total representan un 4,4% de la capacidad instalada total del país [7].

El déficit energético que atraviesa el país, junto con la falta de alternativas de generación, y lo rentable que es el negocio de la generación eléctrica, han incentivado a muchas empresas, tanto nacionales como extranjeras, a comenzar a desarrollar proyectos geotérmicos. Esto se ha demostrado en los últimos procesos de licitación de áreas de exploración geotérmica, donde surgen nombres de empresas como Energía Andina, la Sociedad Geotérmica del Norte S.A. (Enap - ENEL), Colbún, algunas mineras como Doña Inés de Collahuasi y las firmas extranjeras Magma Energy (Canadiense) y Hot Rock (Australiana). Esto sumado a proyectos que ya están en etapa de explotación, sientan un referente positivo frente al futuro de la energía geotérmica en nuestro país [8]. Finalmente en la Tabla 2 se observan la cantidad total de concesiones de explotación y exploración que ascienden a un total de 55 [9].

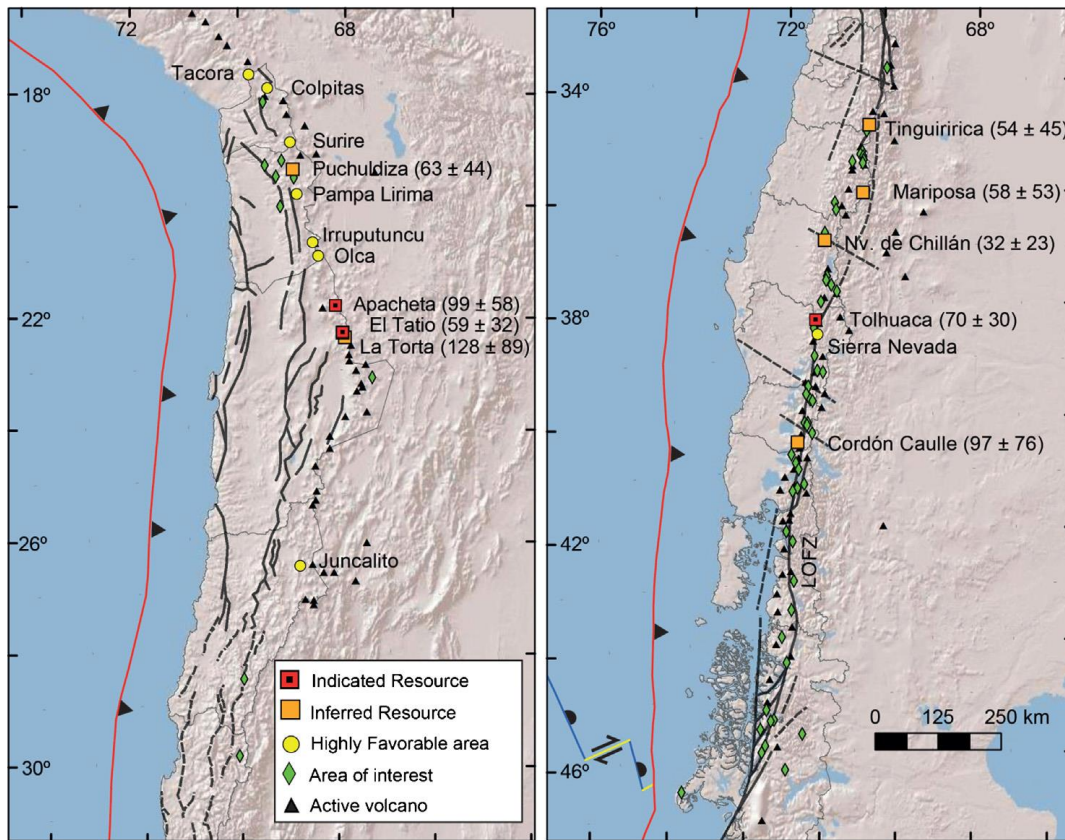


Figura 1 Principales áreas geotermales en Chile.

Concesión	Cantidad
Exploración Vigente	19
Exploración Vencida con derecho exclusivo	27
Explotación	9

Tabla 2 Concesiones de explotación y Exploración en Chile

La concesión de exploración confiere el derecho a realizar los estudios, mediciones y demás investigaciones tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.

La concesión de explotación confiere el derecho a utilizar y aprovechar la energía geotérmica que exista dentro de sus límites, incluyendo la realización de actividades de perforación, construcción, puesta en marcha y operación de una central geotérmica.

La concesión de exploración vencida con derecho exclusivo es aquella concesión de exploración cuyo período de vigencia ya caducó, no obstante, el titular posee un derecho exclusivo a que el Estado le otorgue la concesión de explotación sobre la respectiva área de exploración. Este derecho se puede ejercer hasta dos años después de vencida la concesión de exploración.

2.3.2. Potencial Hidroeléctrico

El potencial hidroeléctrico considerado para el estudio es el obtenido en el libro "Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé", MINENERGIA/GIZ (2014) [10]. El análisis comprende:

- La actualización de la base de datos de Derechos de Aprovechamiento de Agua No Consuntivos (DAANC) hasta el 31 de agosto de 2014.
- La actualización de la base de datos de centrales en operación y en prueba hasta diciembre de 2014

La capacidad instalada en centrales hidroeléctricas operacionales y en pruebas del SIC y Aysén alcanzaba a 6.407 MW al 31 de diciembre de 2014.

El análisis se concentra en el "potencial disponible" de generación hidroeléctrica en el SIC y la Región de Aysén. Los alcances de este concepto están sujetos a las siguientes consideraciones:

- La metodología sólo considera DAANC otorgados al mes de agosto del año, no se consideran los DAANC en tramitación, sean nuevos o modificaciones de los existentes. Ello debe traducirse en una subestimación del potencial,

debido a que continúan otorgándose DAANC destinados a generación hidroeléctrica, y a que las renunciadas totales o parciales a DAANC son escasas.

- La metodología desarrollada identifica y estima la producción de potenciales centrales de pasada. DAANC vinculados a potenciales centrales de embalse son tratados como centrales de pasada.
- Solo se consideraron derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos. Dado ello, la metodología no incorpora las centrales (proyectadas o potenciales) vinculadas a obras de riego (canales y embalses), lo que constituye una subestimación del potencial en especial el de aquellas centrales de menor tamaño.
- Tipo de DAANC: salvo un par de excepciones, solo se consideraron permanentes y eventuales que no tenían un “uso del agua” definido en la base de datos analizada o que ese uso es “energía hidroeléctrica” u “otros usos”.
- Centrales sometidas a tramitación ambiental: el potencial disponible no analizó separadamente aquellas centrales que han sido sometidas a tramitación ambiental del conjunto de centrales potenciales identificadas.
- Las restricciones territoriales para la estimación del potencial hidroeléctrico asociado a los DAANC se aplicaron sobre los puntos de captación y restitución de los DAANC considerados en el análisis. Las restricciones se limitaron a la distancia superior a 60 m de caminos, líneas férreas y al sendero de Chile, así como a la exclusión de las zonas cubiertas por los parques nacionales y los sitios bajo Convención de Ramsar. Sólo se consideraron los parques nacionales y no el conjunto de áreas protegidas bajo el SNASPE, debido a que entre ellas se encuentran reservas nacionales donde recientemente se han construido obras de centrales hidroeléctricas. Además se restringen aquellas centrales con factor de planta mayor a 0,5.
- Solo se consideran centrales con una capacidad instalada mayor a 0,1 MW, es decir, no se incluyen microcentrales hidroeléctricas.

En la Figura 2 y Tabla 3 se resumen el potencial del país. La cuenca del río Biobío presentaría el mayor potencial disponible (3.035 MW, 16% del total), cuya concreción permitiría duplicar la capacidad que estaba operativa en esa cuenca a fines del año 2014 (2.822 MW).

Existe un elevado potencial estimado como disponible en la Zona Central del país (hasta la cuenca del Río Imperial). Sin considerar la cuenca del Biobío este alcanzaría a 5.562 MW (28.9% del total).

Por otro lado, el factor de planta estimado por la modelación fluctúa entre 0,56 y 0,91 para las cuencas de mayor potencial, con una inclinación a valores más altos en la Zona Austral.

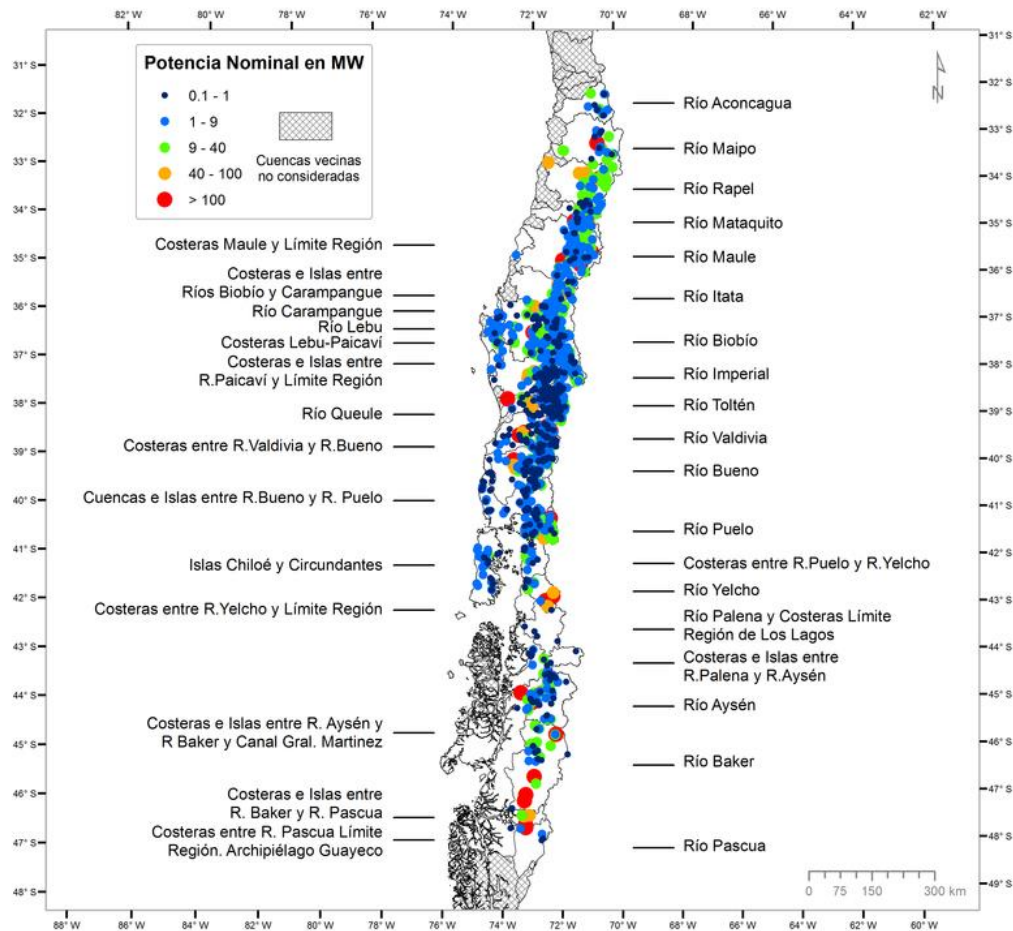


Figura 2 Localización de las centrales hidroeléctricas identificadas.

Rango [MW]	Centrales [N°]	Capacidad [MW]	Potencia Media [MW]	f.p.
0.1 – 1	478	179,7	122,8	0,68
1 – 9	640	2336	1.424,4	0,61
9 – 20	176	2338,6	1.416,5	0,61
20 – 40	98	2689,9	1.598	0,59
40 – 100	39	2311,4	1.387	0,60
> 100	36	9369,6	6.205,3	0,66
Total	1.467	19.225,2	12.154	0,63

Tabla 3 Potencial hidroeléctrico disponible por tamaño de centrales.

No se aprecia una tendencia del factor de planta en función del rango de tamaño de las centrales. Los conjuntos de inferior y mayor tamaño tienen valores promedios de 0.68 y 0.66 respectivamente, mientras el resto de las categorías se encuentran en el rango 0.60 y 0.66.

La capacidad instalable (MW) se concentra en centrales de mayor tamaño. Los 36 potenciales centrales superiores a 100 MW aportan el 48,7% de dicha capacidad. Por su parte, las centrales ERNC (menores a 20 MW) constituyen el 88,2% del total de centrales identificadas y el 25,2% de la potencia media agregada. Como es evidente dado su número, el desarrollo de una parte significativa del potencial de estas pequeñas centrales conlleva importantes desafíos logísticos.

2.4. Técnica de Agrupamiento

Las técnicas de agrupamiento son propias del cerebro humano, el cual cada vez que recibe una señal o información del medio exterior, debe clasificarla e integrarla en un grupo para comprender su significado y de ser necesario almacenarla. Así es como el cerebro, estableciendo relaciones y comparaciones, es capaz de retener grandes cantidades de información o recuerdos por casi un siglo.

Desde otro punto de vista las técnicas de clasificación se utilizan para disminuir la complejidad de ciertos procesos, dividiéndolos en etapas o subprocesos más simples los cuales se deben desarrollar de manera separada, siendo esto mucho más rápido, práctico y ordenado que el proceso completo. Esto se debe a que cualquier falla o información adicional que se requiera del proceso se puede obtener inmediatamente de alguna de las etapas o secciones de éste.

Existen diversas técnicas utilizadas para asociar elementos y éstas dependen de las características que interese diferenciar, ya sean simples como distancia, color, altura o propiedades más complejas como pueden ser combinaciones de características simples. Lo que se busca finalmente es que los miembros de un mismo grupo tengan las mismas características o muy parecidas y que elementos de distintas categorías sean muy diferentes.

Los algoritmos de agrupamiento se pueden clasificar en dos grandes categorías: los algoritmos “duros” en donde cada elemento pertenece o no (“all-or-nothing”) a un cierto grupo y los algoritmos difusos, en que cada elemento tiene un “grado de pertenencia” a cada grupo. La técnica de agrupamiento utilizada en el presente trabajo corresponderá al algoritmo difuso “Fuzzy C-Means” (en adelante FCM).

Este algoritmo busca dividir una colección finita de n elementos en una cantidad C de grupos dada y bajo ciertos criterios definidos inicialmente. Cada grupo tiene un centroide, que en un principio se inicializa al azar y como se mencionó anteriormente cada punto tiene un grado de pertenencia (en adelante GdP) a cada uno de estos centroides. Un elemento ubicado en la “frontera” de un grupo tiene un GdP mucho menor que uno ubicado cercano al centroide de éste. El proceso itera buscando los “mejores” centros y los respectivos GdP , obteniéndose como salida una lista de los centroides de cada grupo y una “matriz de partición” con los GdP de cada punto a cada grupo. A continuación se explicarán los pasos básicos del algoritmo en cuestión.

a) Primero se tiene el conjunto de n elementos o datos de entrada a clasificar:

$$X = \{x_1, \dots, x_j, \dots, x_n\}$$

b) Luego se tiene el conjunto de grupos o particiones:

$$C = \{c_1, \dots, c_j, \dots, c_k\} \text{ con } k \leq n$$

c) Se define el grado de pertenencia del elemento x_i al conjunto c_j como w_{ij} con las siguientes restricciones

$$0 \leq w_{ij} \leq 1$$

$$\sum_{j=1}^k w_{ij} = 1, \forall i$$

d) La función objetivo o de costos, que busca encontrar los centros que mejor diferencien a los elementos analizados

$$FO = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k w_{ij}^m * d(x_i, c_j)$$

e) El algoritmo minimiza la distancia $d(x_i, c_j)$ entre los puntos y los centros de los grupos. Además el término m determina el grado en el cual los miembros que pertenecen parcialmente a un clúster afectan el valor de los centroides (el valor utilizado por defecto es de $m = 2$)

f) Se calcula el grado de pertenencia w_{ij} de cada valor de la matriz de datos a cada clúster con la expresión:

$$w_{ij} = \frac{1}{\sum_{j=1}^k \left(\frac{d(x_i, c_i)}{d(x_i, c_j)} \right)^{\frac{2}{m-1}}}$$

g) Luego se procede a actualizar los valores de los centroides según la ecuación

$$c_j = \frac{\sum_{i=1}^n (w_{ij})^m * x_i}{\sum_{i=1}^n (w_{ij})^m}$$

Para el caso de este trabajo se trabajará con puntos geográficos ubicados en un plano cartesiano en dos dimensiones, por lo que la función distancia utilizada corresponde a la distancia euclidiana entre dos puntos [11].

Finalmente se presentan todos los pasos que se realizan en el algoritmo:

1. Entregar datos de entrada de los elementos (ubicación en el plano)
2. Elegir número de grupos o centroides
3. Inicializar la posición de los centroides (generalmente de manera aleatoria)
4. Calcular los grados de pertenencia de cada elemento a cada grupo
5. Actualizar los centroides de cada grupo
6. Se compara posición de los centroides con la iteración anterior, si la diferencia es menor a entonces termina, sino vuelve a paso 4.

2.5. Trazado de la línea de transmisión

2.5.1. NSEG 5 e.n. 71 “Instalación de corrientes fuertes”

Para efectos de la verificación de las solicitudes mecánicas de los conductores y soportes de las líneas aéreas en la norma NSEG 5 e.n. 71 “Instalación de corrientes fuertes” se definen cuatro zonas que dependen las regiones en las que estén ubicadas, considerando además la altitud. Esto definirá características para las hipótesis desfavorables de sobrecargas y temperaturas, referentes a la presión del viento y espesor radial de la capa de hielo.

2.5.1.1. Tipos de Zonas

En el artículo 112° se definen las características de las cuatro zonas:

ZONA I: Comprenderá en general las regiones ubicadas a una altura superior a la dada en la Tabla 4.

Entre los paralelos	Altitud
Puerto Montt y Los Ángeles	600
Los Ángeles y San Felipe	1.000
San Felipe y Copiapó	1.500
Al norte de Copiapó	2.000

Tabla 4 Características para la Zona I

ZONA II: Comprende en general una faja costera de 20 Km de ancho en entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.

ZONA III: El resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt.

ZONA IV: El resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt.

Hipótesis Desfavorables

En las hipótesis de sobrecarga y temperatura, la tensión mecánica máxima que se admitirá en los conductores de una línea aérea será en general el 50% de la tensión de ruptura del conductor.

Las hipótesis de sobrecarga y temperatura simultáneas que se consideran en cada zona, para la verificación de cumplimiento de la disposición del inciso anterior, son las siguientes:

Zona	Presión de Viento [Kg/m ²]	Espesor radial de la capa de hielo [mm]	Temperatura [°C]
ZONA I	20	10	-10
ZONA II	50	-	0
ZONA III	40	-	-5
ZONA IV	-	-	-

Tabla 5 Hipótesis de sobrecarga y temperatura

Solicitaciones para la aplicación de las hipótesis

En el artículo 117° se definen las siguientes consideraciones para la evaluación de los esfuerzos más importantes.

- 1) Solicitaciones debidas al peso de los elementos: El peso de los conductores se referirá al tramo virtual. En líneas situadas en la Zona I, se agregará al peso del conductor el peso de la capa de hielo de 10 mm de espesor y peso específico 1. Se debe considerar además el peso propio de soportes y demás elementos ligados en forma permanente.
- 2) Solicitaciones debidas a la presión del viento sobre el conductor: Se supondrá actuando sobre la superficie del conductor, más la cubierta de hielo, si la hay, proyectada en la dirección del viento (superficie aparente) y dependerá de la zona de ubicación de la línea.

Zona	Solicitaciones
Zona I	La más desfavorable de las siguientes: - 60 kg/m ² sobre el conductor desnudo. - 20 kg/m ² sobre el conductor cubierto de una capa de hielo de 10 mm, de espesor radial.
Zona II	50 kg/m ² , sobre el conductor desnudo.
Zona III	40 kg/m ² , sobre conductor desnudo.
Zona IV	Deberá justificarse.

Tabla 6 Solicitaciones debidas a la presión del viento sobre el conductor

Según la zona de ubicación de la línea, la presión que se adoptará será la dada en la siguiente tabla:

Tipo de Superficie	Zona I kg/m ²	Zona II kg/m ²	Zona III kg/m ²
Superficie planas golpeadas perpendicularmente	120	100	80
Sobre las superficie aparentes de elementos cilíndricos de diámetro igual o mayor que 50 cm	70	60	50
Id. de diámetro menor a 50 cm	60	50	40

Tabla 7 Presión que se adoptará según la zona de ubicación

La presión que se adopta en la Zona IV deberá justificarse. En el caso de soportes armados en celosía se adoptará para la carga que queda protegida una presión de viento a lo menos igual a la aplicada sobre la cara directamente atacada salvo justificación especial mediante cálculo.

2.6. Diseño básico de la línea

2.6.1. Determinación del Conductor

Para la transmisión de energía eléctrica en AT, se utilizan cables metálicos desnudos trenzados sobre una guía central, las diferentes características del trenzado e hilo central están dadas por los diferentes estándares para formar el conductor. Las principales características que debe poseer el conductor son:

- Baja resistencia eléctrica.
- Elevada resistencia mecánica.
- Bajo costo.

Los cuatro tipos de conductores que se utilizan mayormente en líneas de transmisión son:

- AAC (All Aluminum Conductor), conductor de aluminio.
- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor), conductor de aleación de aluminio.
- ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), conductor de aluminio reforzado con acero.
- ACAR (Aluminum Conductor Aluminum-Alloy Reinforced), conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio.

La sección y el material del conductor se seleccionan con un criterio Técnico-Económico, con el objetivo de buscar que conductor hacer que el valor presente del costo total de la línea a lo largo de su vida útil es menor para un material determinado.

Los principales costos de inversión están sujetos a la ingeniería y estudio de impacto ambiental, los gastos de servidumbre, el suministro de materiales, la construcción y montaje y administracion e Inspección de la construcción.

Los principales costos de operación son las pérdidas, en particular 3:

- Pérdidas de potencia por efecto Joule.
- Pérdidas de energía por efecto Joule.
- Pérdidas por efecto corona.

La función de costos $C_T(s)$ se puede expresar en función de la sección s , de la forma

$$C_T(s) = INV(s) + C_p(s) \quad (1)$$

Donde

- $C_T(s)$: Costo total de la línea en función de la sección, en *USD/km*
 $INV(s)$: Inversión en función de la sección, en *USD/km*
 $C_p(s)$: Pérdidas de transmisión en función de la sección, en *USD/km*
 s : Sección del conductor, en mm^2

Se puede detallar los términos de inversión y pérdidas de la forma:

$$INV(s) = C_C(s) + C_A(s) + C_E(s) + C_{CM}(s) + C_O(s) \quad (2)$$

- $C_C(s)$: Costo del conductor en función de la sección del mismo, en *USD/km*
 $C_A(s)$: Costos de la aislación en función de la sección, en *USD/km*
 $C_E(s)$: Costos de las estructuras en función de la sección, en *USD/km*
 $C_{CM}(s)$: Costo de construcción y montaje en función de la sección, en *USD/km*
 $C_O(s)$: Costo de los ítem de ingeniería, estudio impacto ambiente, administración construcción, en *USD/km*

$$C_p(s) = C_{pE}(s) + C_{pP}(s) + C_{pC}(s) \quad (3)$$

- $C_{PE}(s)$: Costo de pérdidas de energía actualizadas en función de la sección, en USD/km
 $C_{PP}(s)$: Costo de pérdidas de potencia actualizadas en función de la sección, en USD/km
 $C_{PC}(s)$: Costos de las pérdidas por efecto corona actualizadas en función de la sección, en USD/km

Se busca una aproximación a la solución realizando los siguientes supuestos para simplificar

- Costo de los aisladores depende solamente del voltaje de la línea
- Costo de la estructura constante para rango de secciones.
- Costo de construcción y montaje constante para rango de secciones.
- Costos de Ingeniería y otros independientes de la sección, constante C_0

Con esto la ecuación (2) se simplifica a

$$INV(s) = C_C(s) + K_1 \quad (4)$$

- Si se determina el diámetro mínimo permitido con el fin de limitar las perturbación a las telecomunicaciones y transmisiones de radio que produce el efecto corona, así como pérdidas de potencia y energía, Asumimos que las pérdidas por efecto corona son despreciables.

$$C_P(s) = C_{PE}(s) + C_{PP}(s) \quad (5)$$

Luego $C_T(s)$ es desarrollada de la forma

$$C_T(s) = C_C(s) + K_1 + C_{PE}(s) + C_{PP}(s) \quad (6)$$

Minimizando para la sección s^*

$$\frac{\partial C_T(s)}{\partial s} = \frac{\partial}{\partial s} [C_C(s) + C_{PE}(s) + C_{PP}(s)] = 0 \quad (7)$$

Los términos de la derecha pueden ser escritos de la forma, donde δ es la densidad del material en el conductor

$$C_C(s)[USD/km] = C_{UC}[USD/TON] \cdot \delta[kg/cm^3] \cdot S[mm^2] \quad (8)$$

El costo de las pérdidas por energía

$$C_{PE}(s)[USD/km] = F_R \cdot R(s) \cdot I^2 \cdot 8760 \cdot F_Q \cdot C_{kwh} \quad (9)$$

- F_R : Factor de recuperación adimensional
 $R(s)$: resistencia lineal del conductor, en Ω/km

- I : Corriente por fase para la potencia nominal máxima, en [A]
 F_Q : Factor cuadrático, adimensional
 C_{kwh} : Costo marginal de las pérdidas de energía, en USD/kWh – año

Con i tasa de interes y n años de evaluación del proyecto

$$F_R = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (10)$$

Para la resistencia lineal del conductor se tiene

$$R(s) = \frac{\rho}{s} \cdot 10^3 \quad (11)$$

Para la corriente de fase

$$I = \frac{P_{max}[MW] \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}[kV] \cdot \cos(\psi)} \quad (12)$$

El factor cuadrático es una función del factor de carga de acuerdo a las curvas del SIC en líneas de interconexión y corresponde a transmisión por bloques. Donde F_C en °/1

$$F_Q = F_C \cdot (0.66 + 0.34 \cdot F_C)^2 \quad (13)$$

El costo de las pérdidas de potencia actualizadas se puede escribir como

$$C_{PE}(s)[USD/km] = F_R \cdot R(s) \cdot I^2 \cdot C_{kw} \quad (14)$$

Finalmente con las ecuaciones descritas se puede minimizar la ecuación (6) operando con la (7), donde la sección óptima es:

$$s^* = \sqrt{\frac{K \cdot \rho}{C_{UC} \cdot \delta}} \quad (15)$$

Con K que reúne varios términos relacionados con las perdidas marginales de energía y potencia

$$K = F_R \cdot I^2 \cdot 10^{-3} \cdot [C_{kw} + 8760 \cdot F_Q \cdot C_{kwh}] \quad (16)$$

Es decir mediante la expresión (9) se puede estimar la sección óptima del conductor que depende del tipo de material, de los costos marginales de potencia y energía actualizadas mediante el factor F_R .

Capítulo 3 – Implementación

3.1. Proyectos Mini Hidráulicos

Uno de los principales instrumentos para prevenir el deterioro del medio ambiente es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Este instrumento permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país; a través de él se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables [12]. Todo proyecto generador deberá entonces someterse a la evaluación de impacto ambiental.

Luego, para poder tener un listado confiable de la futura generación mini hidráulica se descargó un listado de los proyectos que se sometieron al SEIA. Estos proyectos deberán pasar por un filtrado preliminar para poder ser considerados en el estudio. Las características se resumen a continuación:

1. Los proyectos deben ser con potenciales menores a 20 MW. Para ello es necesario leer la descripción de los proyectos en la página web del SEIA. En algunos casos será necesario revisar la documentación adjunta a los proyectos.
2. Los proyectos deben ubicarse a distancias mayores a 10 km de líneas de transmisión. Según el catastro de líneas de la Infraestructura de Datos Geoespaciales (IDE) [13], se calculan las distancias de los proyectos, para trabajar con proyectos que realmente tengan la necesidad de sistemas colectores de transmisión.
3. Los proyectos deben estar en el Sistema Interconectado Central. El SIC tiene una cobertura desde la III a la X región, luego solo serán considerados aquellas posibles centrales ubicadas entre estas regiones.
4. Los proyectos no deben tener un punto de conexión a la red asignado. Este punto es corroborado a partir del catastro de nuevos proyectos del CDEC SIC, así se puede asegurar que se trabaja con centrales a las que aún es factible asignar sistemas colectores de transmisión [14].

Una vez obtenido un grupo de proyectos base se priorizaran aquellos proyectos que privadamente hayan solicitado puntos de conexión con la empresa Transelec.

3.2. Proyectos Geotérmicos

Para determinar polos de desarrollo geotérmicos se deberán considerar el listado de las concesiones de exploración y explotación entregados por el Ministerio de Energía, junto con los proyectos que se encuentren en el sistema de evaluación de impacto ambiental.

La selección de proyectos se realizará siguiendo los siguientes filtros.

1. Se considerarán solo concesiones de explotación. Esto debido a que la naturaleza de este tipo de concesión incluye la realización de actividades de perforación, construcción, puesta en marcha y operación de una central geotérmica.
2. Los proyectos deben estar en el Sistema Interconectado Central. El SIC tiene una cobertura desde la III a la X región, luego solo serán considerados aquellas posibles centrales ubicadas entre estas regiones.
3. Los proyectos deben ubicarse a distancias mayores a 10 km de líneas de transmisión. Según el catastro de líneas del IDE [13], se calculan las distancias de los proyectos, para trabajar con proyectos que realmente tengan la necesidad de sistemas colectores de transmisión.
4. Los proyectos deben tener un potencial calculado. Escapa de los alcances de esta memoria calcular el potencial de zonas de explotación. Luego, se consideran aquellas zonas que posean algún estudio que asocie un potencial aproximado.
5. Los proyectos no deben tener un punto de conexión a la red asignado. Este punto es corroborado a partir del catastro de nuevos proyectos del CDEC SIC, así se puede asegurar que se trabaja con centrales a las que aún es factible asignar sistemas colectores de transmisión [14].

Una vez obtenido un grupo de proyectos base, se priorizaran aquellos proyectos que están en evaluación de impacto ambiental por sobre las concesiones de explotación, esto debido a lo plausible de su realización a corto plazo.

3.3. Diseño Preliminar

3.3.1. Introducción

A continuación se detallará la metodología para realizar un trazado que permita disminuir los costos de transmisión, sin embargo, esto será evaluado posteriormente por el criterio experto del Área de Planificación de Transelec, debido a que existen variables que no son posibles de incorporar a la programación.

El método está basado en la memoria “Planificación de Sistemas de Transmisión para cuencas de alto potencial hidroeléctrico” [11].

El método busca encontrar la subestación colectora óptima minimizando las distancias entre las centrales escogidas previamente, determinando el mejor punto para posicionar el colector.

Existen dos restricciones en el trazado: zonas restringidas y accidentes geográficos. Las primeras corresponden a bienes nacionales protegidos, zonas del Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado (SNASPE), santuarios de la naturaleza y sitios Ramsar¹. Las segundas corresponden a restricciones geográficas, como elevaciones de terreno, que hacen económicamente inviable el trazado. Lo anterior lleva a que el problema sea bidimensional, dado que no será necesario considerar la altura en los cálculos de distancia.

3.3.2. Programa

En ciertos casos donde los proyectos de generación de una cuenca estén ubicados en ciertas aglomeraciones, es práctico y eventualmente más económico el construir subestaciones colectoras. Esto quiere decir que una S/E que recibe toda la inyección de un subgrupo de generadores interconectados y cercanos entre sí.

Estas subestaciones serán representadas en el grafo como *nodos ficticios*, es decir, puntos de conexión. La definición de la ubicación de estos *nodos ficticios* se propone de 2 maneras:

- a) Centroides de los clúster.
- b) Centros de masa de los centroides de los clúster.

Una vez definidos los centroides, y los centros de masa de los centroides, se definen conexiones entre estos nodos. Se deberá definir una subestación colectora final, que deberá unir las distintas centrales, y canalizar todo el potencial de la zona definida, y llevarla hasta alguna subestación del SIC.

La representación del sistema eléctrico de la cuenca se hará por medio de grafos. Un grafo es una entidad matemática en la cual existen nodos o puntos que están o no unidos a otros por medio de arcos, a los cuales se les asigna una distancia [11].

FCM

¹ “Los sitios Ramsar se designan porque cumplen con los Criterios para la identificación de Humedales de Importancia Internacional. El primer criterio se refiere a los sitios que contienen tipos de humedales representativos, raros o únicos, y los otros ocho abarcan los sitios de importancia internacional para la conservación de la diversidad biológica. Estos criterios hacen énfasis en la importancia que la Convención concede al mantenimiento de la biodiversidad” [16].

Esta función (*fcm*) entrega las posiciones de los centroides de cada grupo y los grados de pertenencia de los generadores a cada uno de los grupos solicitados. Se analizan los grados de pertenencia de cada uno de los generadores a cada grupo y se guarda el máximo [11].

Con la información anterior se procede a crear los grupos, comprobando que el grado de pertenencia máximo de cada generador esté sobre el umbral definido para pertenecer a un grupo. De cumplirse lo anterior, se procede a guardar las características del generador en la matriz de datos correspondiente a su grupo.

Paso 1

Primero se requiere la potencia total de cada grupo de generadores, ya que este valor corresponderá a la ponderación de cada centroide. Éste se obtiene sumando las potencias nominales de cada uno de los generadores pertenecientes a un cierto grupo.

Paso2

Luego se procede a obtener todas las combinaciones posibles de subconjuntos de centroides a los cuales se les calculará el centro de masa. Para lograr esto se crea la función “*subgrupos*”, a la cual se le entrega como variable de entrada un número natural y se obtiene a la salida una matriz con todas las combinaciones posibles. Los subconjuntos contienen desde dos (2) centroides, hasta la totalidad de estos.

Paso 3

Con los elementos obtenidos en los dos pasos anteriores es factible calcular los centros de masa.

Una vez que ya se han obtenido los centroides y centros de masa, que corresponden a las subestaciones colectoras preliminares, se debe corroborar si éstas se ubican en lugares factibles. Es decir, en el caso de que una posible subestación colectora esté posicionada dentro de una zona prohibida, ésta no es factible y por lo tanto se elimina.

Finalmente se procede a graficar los resultados obtenidos, junto con las posibles subestaciones colectoras y las zonas prohibidas claramente delimitadas. Los códigos utilizados se detallan en el anexo II.

3.4. Holgura

En el cálculo final de la holgura se considera el potencial energético del recurso en el polo de desarrollo. Para cada una de las fuentes energéticas estudiadas existen diversos estudios que llevan a determinar un potencial energético en distintas zonas del país. Estos determinan centrales teóricas, con potenciales y ubicaciones específicas, que deberán ser consideradas para la holgura de la línea de transmisión. Además, existe un estimado del potencial máximo que se puede obtener en la zona, sin embargo, este valor es a largo plazo.

Con lo anterior se puede entonces determinar una capacidad teórica máxima a considerar en la planificación de las líneas. Es por ello que será necesario agregar otros criterios para ajustar el valor de la holgura.

Capítulo 4 – Desarrollo y Discusión de Resultados

4.1. Polos de Desarrollo

Por cada región se llevan los proyectos al programa Google Earth para observar la disposición de la generación mini-hidráulica y geotérmica. Se consideran los proyectos instalados, en construcción, en proceso de aprobación de impacto ambiental y aquellos considerados en los estudios como futuro potencial en la zona.

4.1.1. VII – Región del Maule

La región del Maule posee una potencia instalada de 1.744 [MW] con tecnologías del tipo biomasa, diésel, gas e hidráulicas de embalse y de pasada.

Para la evaluación de los polos de desarrollo se consideran 37 proyectos entre centrales instaladas, en construcción, en el SEIA y centrales potenciales, distribuidos geográficamente como se muestra en la Figura 3.

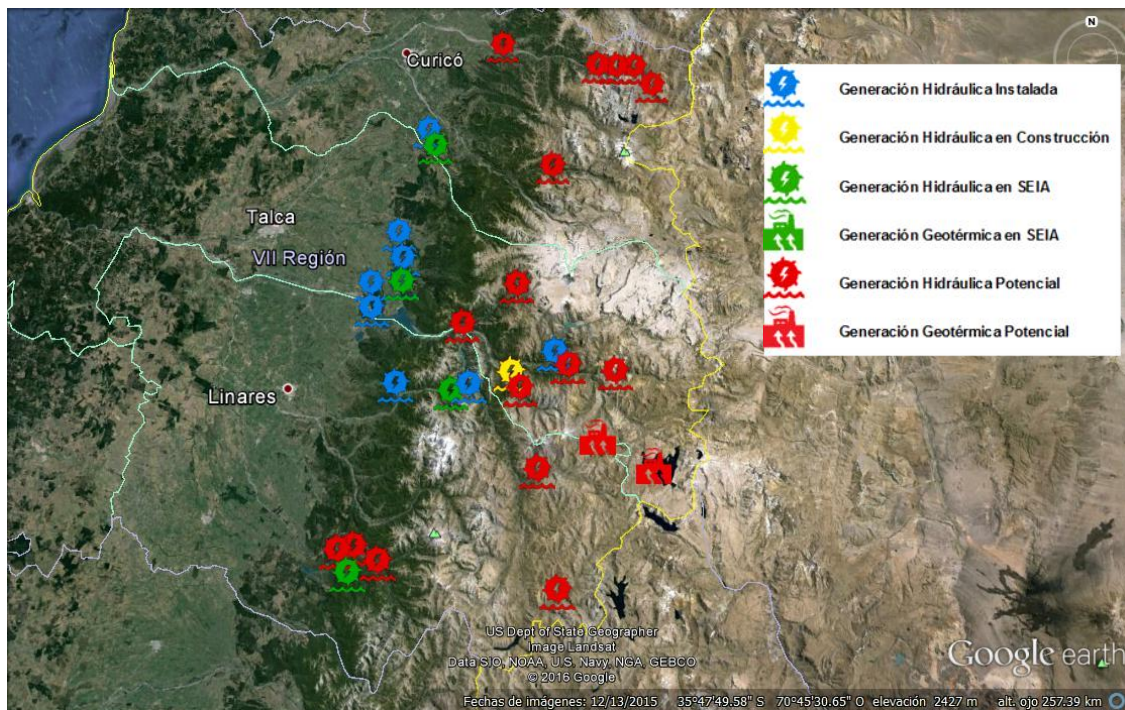


Figura 3 Proyectos en la VII Región

La potencia generada a futuro comparada con la potencia instalada, considerando solo generación mini-hidráulica y geotérmica de la región, se desglosa en la tabla 8. Los proyectos del SEIA son menor a la mitad de lo ya instalado, y las centrales en construcción solo aportan 15 MW a la zona.

El potencial en la zona triplica la potencia actual, sin embargo, se privilegia la ubicación de los proyectos ingresados al SEIA para definir una zona como polo de desarrollo con necesidad de un sistema colector, y vemos que estos últimos se ubican más hacia el centro de la región, mientras que el potencial están en la zona cordillerana.

Energía Mini Hidráulica y Geotérmica	Potencia Total [MW]
SEIA	38
En Construcción	15
Instalado	84
Potencial	311

Tabla 8 Distribución Potencia en VII Región

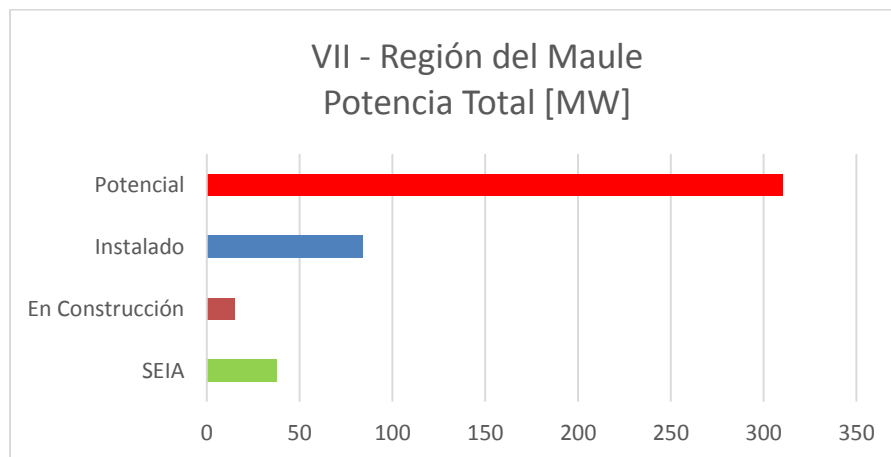


Figura 4 Potencia de la VII Región

4.1.2. VIII – Región del Biobío

En la región del Biobío se tiene una potencia instalada de 4.921 [MW] con tecnologías del tipo biogás, biomasa, carbón, diésel, eólica e hidráulicas de embalse y de pasada.

Para la evaluación se consideran 42 proyectos entre centrales instaladas, en construcción, en el SEIA y centrales potenciales, distribuidos geográficamente como se muestra en la Figura 5.

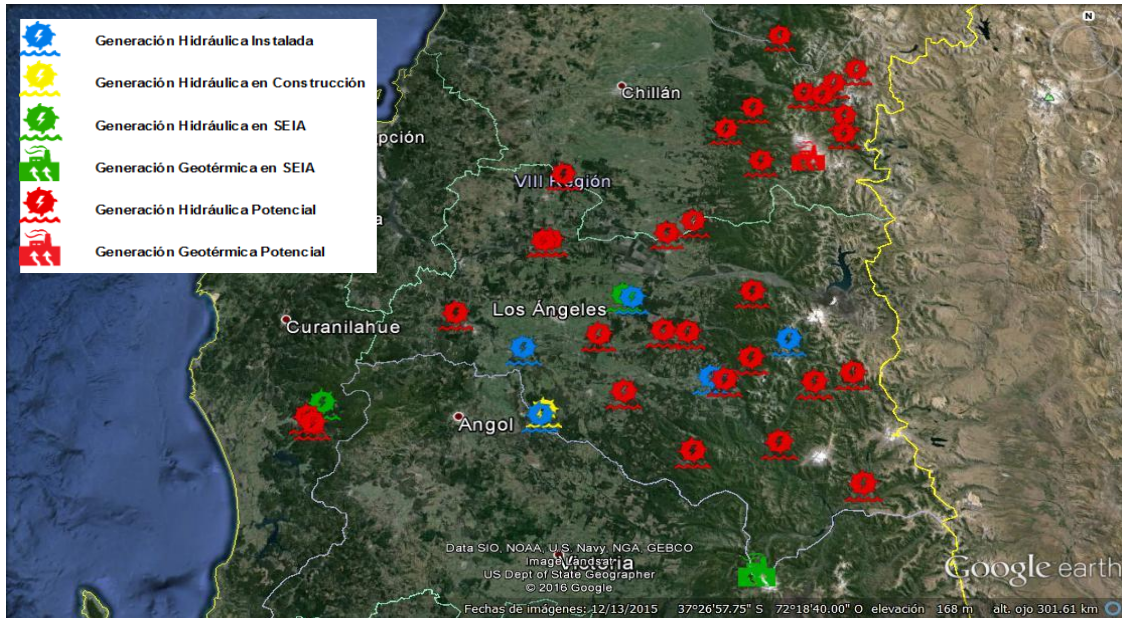


Figura 5 Proyectos en la VII Región

La potencia generada a futuro comparada con la potencia instalada, considerando solo generación mini-hidráulica y geotérmica de la región, se desglosa en la Tabla 9. En esta región existe un potencial superior a los 400 MW entre generación mini-hidráulica y geotérmica. Pese a lo anterior, la potencia instalada actualmente de este tipo de tecnologías alcanza solo 14 MW. Los proyectos potenciales mini-hidráulicos están muy cercanos a estas centrales instaladas, salvo al este de Chillán, donde se encuentran un potencial alejado de los medios de generación de la región, pero que sin embargo, no posee proyectos cercanos en evaluación de impacto ambiental.

En cuanto a los proyectos en evaluación de impacto ambiental, la central de geotermia Curacautín se ubica en el extremo sur de la región, acercándose más a los proyectos de la IX región que a los de la VIII región. Por otro lado, los otros proyectos SEIA mini-hidráulicos son de potenciales menores, aportando sólo 20 MW de los 90 MW asociados a la zona.

Energía Mini Hidráulica y Geotérmica	Potencia Total [MW]
SEIA	90
En Construcción	1,5
Instalado	14
Potencial	426

Tabla 9 Distribución Potencia en VIII Región

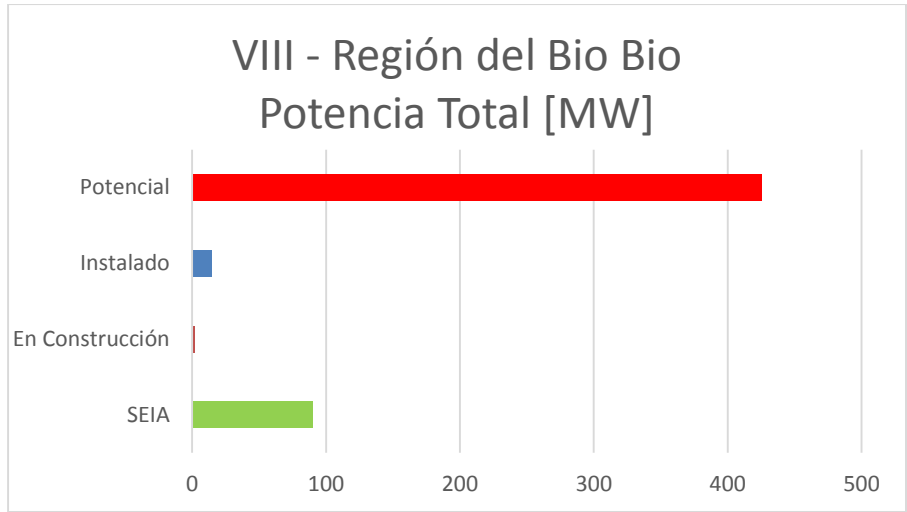


Figura 6 Potencia de la VIII Región

4.1.3. IX – Región de la Araucanía

La región de la Araucanía posee una potencia instalada de 84 [MW] con tecnologías del tipo biomasa, diésel e hidráulicas de embalse.

Para la evaluación se consideran 42 proyectos entre centrales instaladas, en construcción, en el SEIA y centrales potenciales, distribuidos geográficamente como se muestra en la Figura 7.

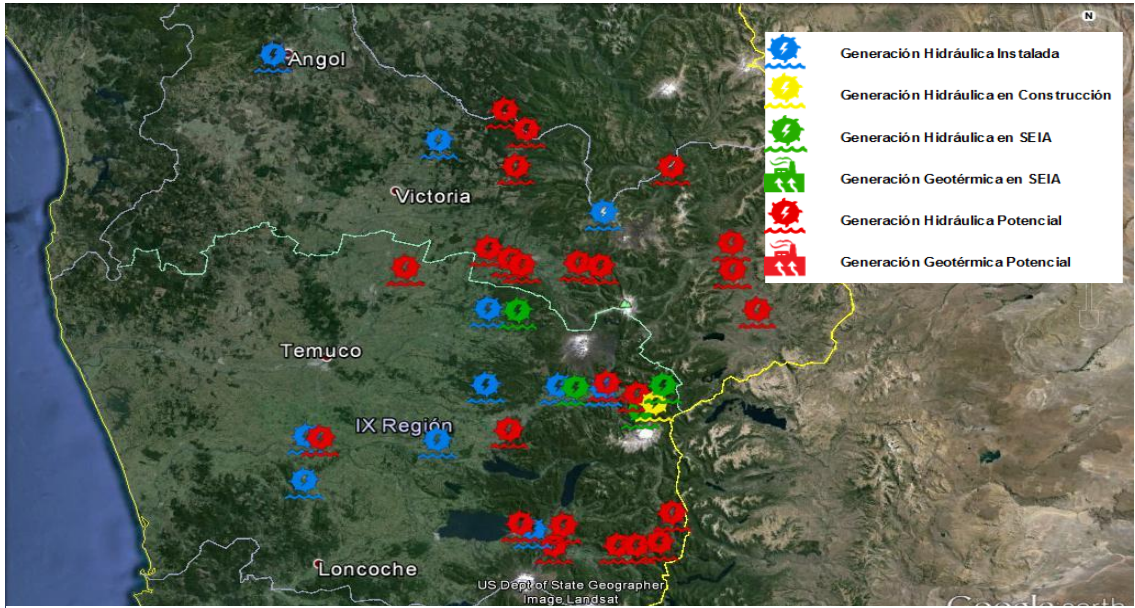


Figura 7 Proyectos en la IX Región

La potencia generada a futuro comparada con la potencia instalada, considerando solo generación mini-hidráulica y geotérmica de la región, se refleja en la Tabla 10. Cerca de la mitad de la potencia de la región corresponde a energía hídrica, no existiendo en esta zona energía del tipo geotérmica.

El potencial es diez veces mayor a lo instalado, y pese a lo anterior, los proyectos en evaluación de impacto ambiental suman sólo 27 MW. En cuanto a la ubicación, la distribución de los últimos permite la selección de una subestación colectora, pues se ubican en el centro de las potenciales centrales mini-hidráulicas. Por otro lado, pese a que hay proyectos instalados cercanos a las centrales del SEIA, el potencial que se ubica alrededor de estos es muy superior al nivel de tensión de las líneas existentes, por lo que sería justificable una subestación colectora; si existiera dicha subestación, debiese aumentar la cantidad de proyectos en evaluación de impacto ambiental debido a que las soluciones de transmisión se simplifican.

Energía Mini Hidráulica y Geotérmica	Potencia Total [MW]
SEIA	27
En Construcción	19,8
Instalado	40
Potencial	400

Tabla 10 Distribución Potencia en IX Región

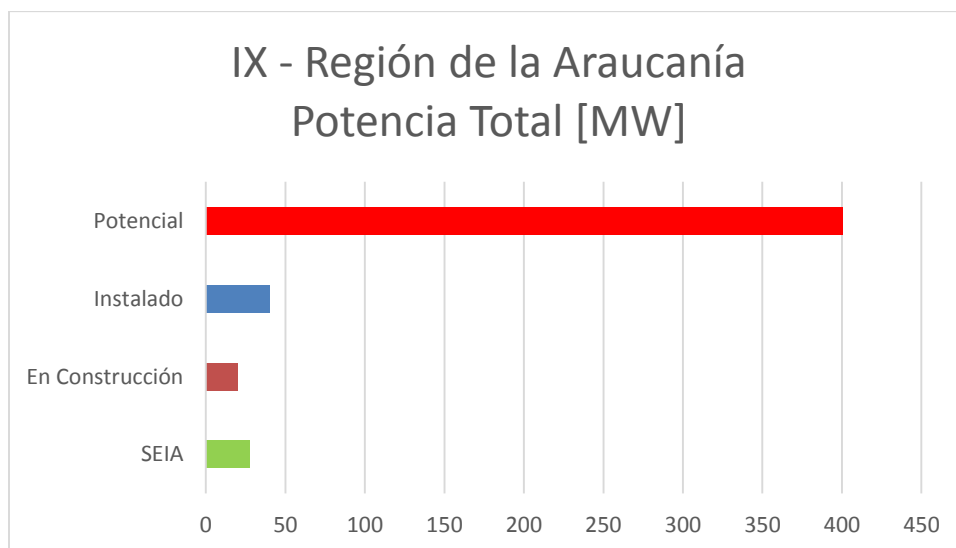


Figura 8 Potencial IX Región

4.1.4. XIV – Región de Los Ríos

La región de los Ríos posee una potencia instalada de 359 [MW] con tecnologías del tipo biomasa, diésel e hidráulicas de pasada.

Para la evaluación se consideran 19 proyectos entre centrales instaladas, en construcción, en el SEIA y centrales potenciales, distribuidos geográficamente como se muestra en la Figura 9.

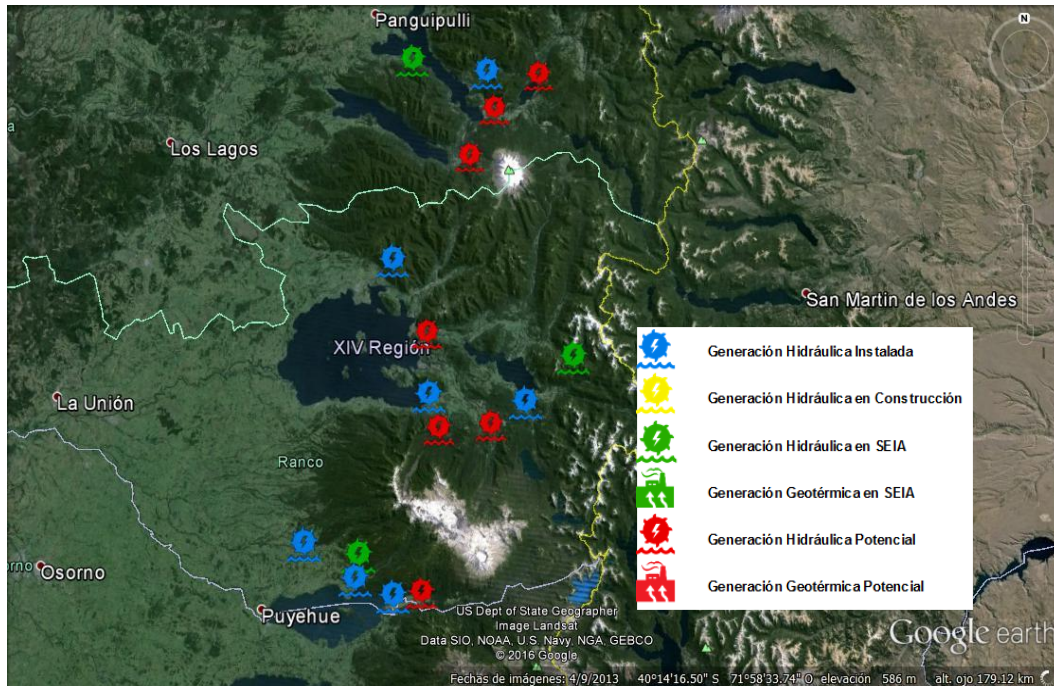


Figura 9 Proyectos XIV Región

La potencia generada a futuro comparada con la potencia instalada, considerando solo generación mini-hidráulica y geotérmica de la región, se refleja en la Tabla 11. Estos proyectos se ubican muy dispersos en la zona, lo que imposibilita la creación de una subestación colectora.

Se observa que la generación mini-hidráulica posee una baja capacidad instalada con sólo 27 MW, y esto aun considerando el escenario futuro con los proyectos del SEIA donde se suman 18 MW. El potencial de la zona, que no contempla energía geotérmica, sólo llega a 100 MW, por lo que no se podría considerar la zona por si sola como un polo de desarrollo de los tipos de energía considerados para el estudio.

Energía Mini Hidráulica y Geotérmica	Potencia Total [MW]
SEIA	18
En Construcción	0,0
Instalado	27
Potencial	100

Tabla 11 Distribución Potencia en XIV Región

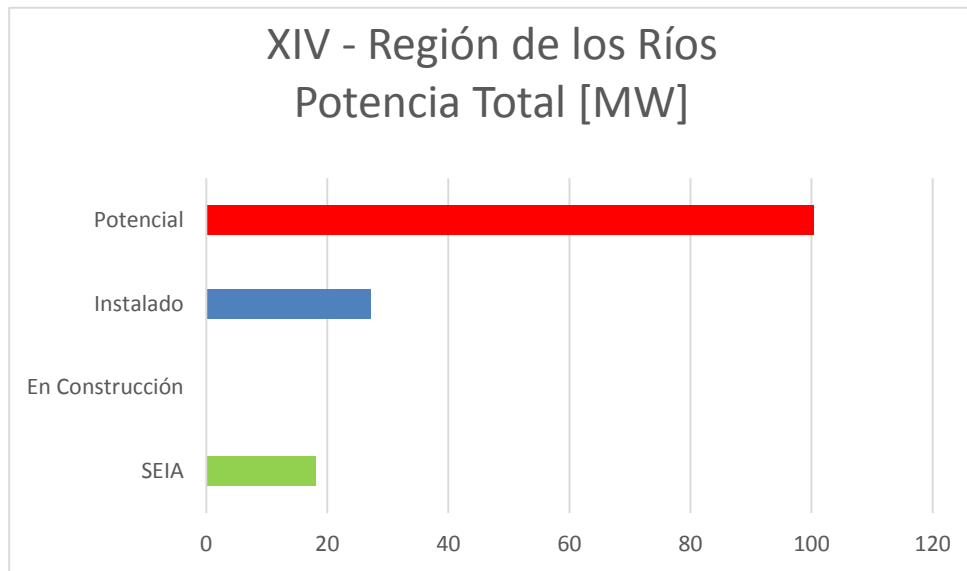


Figura 10 Potencial XIV Región

4.1.5. X – Región de los Lagos

La región de los Ríos posee una potencia instalada de 442 [MW] con tecnologías del tipo diésel, eólica e hidráulicas de embalse y de pasada.

Para la evaluación se consideran 28 proyectos entre centrales instaladas, en construcción, en el SEIA y centrales potenciales, distribuidos geográficamente como se muestra en la Figura 11.

La potencia generada a futuro comparada con la potencia instalada, considerando solo generación mini-hidráulica y geotérmica de la región, se refleja en la Tabla 12, donde se puede observar que el potencial es aún menor que el de la región de Los Ríos. Las centrales en el SEIA están aglomeradas al norte de la región, cercanas a la XIV región, y cercana a proyectos instalados.

Energía Mini Hidráulica y Geotérmica	Potencia Total [MW]
SEIA	75
En Construcción	9,0
Instalado	66
Potencial	81

Tabla 12 Distribución Potencia en X Región

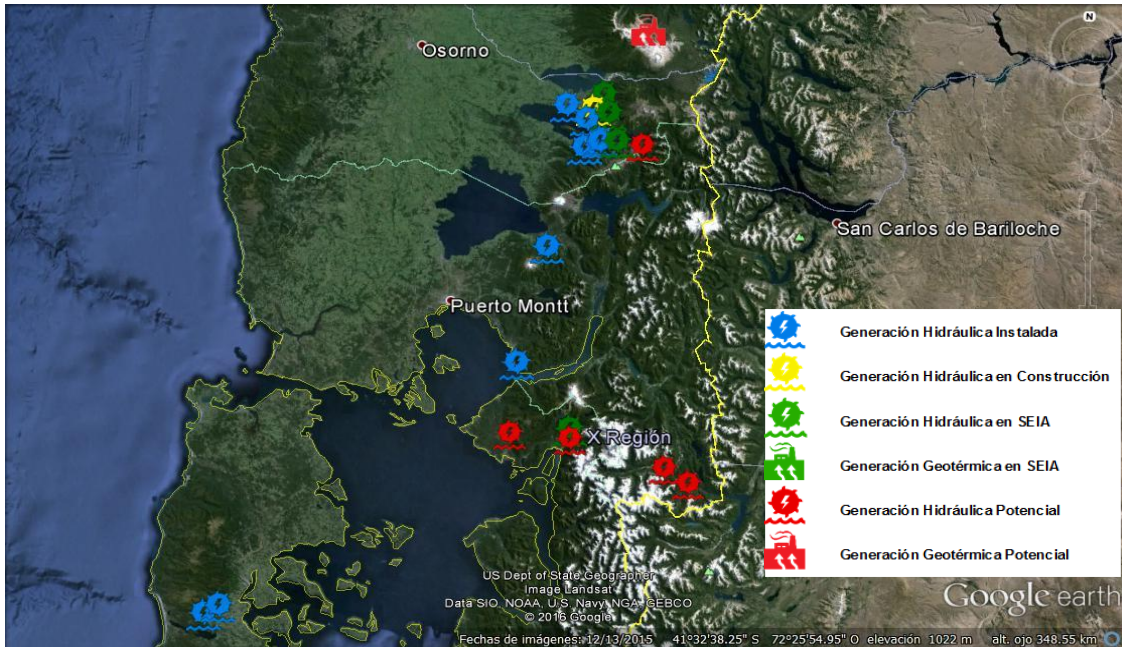


Figura 11 Proyectos X Región

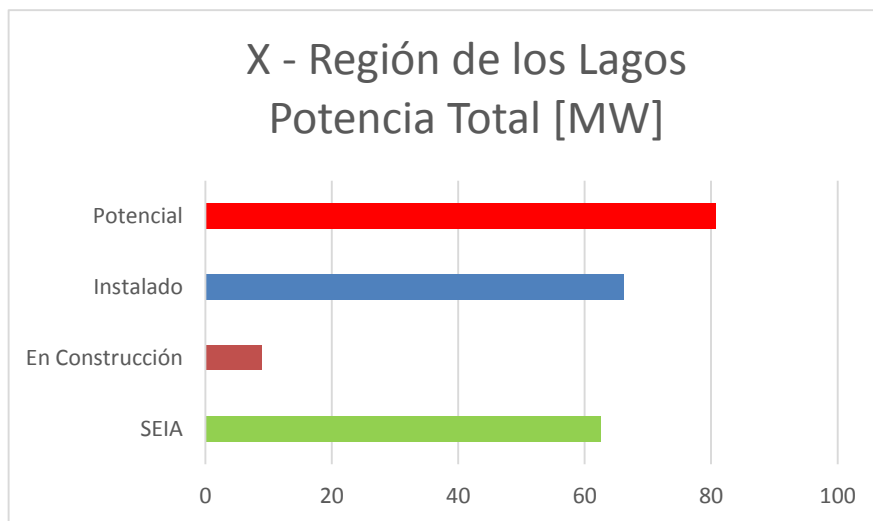


Figura 12 Potencial X Región

Por lo anterior no es posible considerar este sector un polo de generación mini-hidráulico y geotérmico.

4.1.6. Casos de Estudio

Por región no fue posible definir un polo de desarrollo que cumpliera con la cantidad de potencia en conjunto con una distribución de proyectos para la justificación de una subestación colectora, por lo que se definieron casos de estudio que involucrarán más de una región.

Para cada caso se determinó un listado de proyectos, una subestación colectora, una subestación del Sistema Interconectado Central y un trazado preliminar entre ambas subestaciones.

A partir de lo anterior, se hará una estimación de costos al nivel de ingeniería conceptual de la línea y de la subestación.

Caso 1

El primer caso incluye gran parte de los proyectos de la IX región, incluido la central geotérmica Curacautín de la VII región. Los proyectos se observan en la Tabla 13.

Los proyectos en evaluación de impacto ambiental suman 93 MW. Además existe un potencial mini-hidráulico en la zona equivalente a 320 MW.

Las zonas prohibidas consideradas para este caso son las siguientes:

- Lago Guallecue
- Lago Icalma
- Volcán Laima
- Volcán Lonquimay
- Volcán Sierra Nevada
- Volcán Tolhuaca

Mediante el método antes definido se determina la ubicación de la subestación colectora, para optimizar las distancias de los proyectos, ponderados según su potencia y evitando las zonas prohibidas. Sin embargo, esta ubicación es posteriormente modificada una vez que se define el trazado, creándose una “S/E Colectora Final”. Esto debido a que existen variables en el terreno que encarecen la instalación de una subestación en el punto que permita disminuir los costos de transmisión de los proyectos.

Proyecto	Propietario / Estudio	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Clasificación
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SPA	70	Geotérmica	VIII	SEIA
CENTRAL HIDROELECTRICA DE PASADA CONDOR	SCHWABER ENERGY S.A.	5	Hidráulica	IX	SEIA
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	6	Hidráulica	IX	SEIA
Central de Pasada Tacura (e-seia)	Mario García Sabugal	6	Hidráulica	IX	SEIA
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	Andes Power Spa	6	Hidráulica	IX	SEIA
RIO BIO-BIO ENTRE ARRIBA JUNTA RIO PEHUENCO Y BAJO RIO PICHIPUENCO	DAANC	18,7	Hidráulica	IX	Potencial
RIO BIO-BIO ENTRE RIO RUCAÑUCO Y RIO PEHUENCO	DAANC	16,3	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN BAJO JUNTA ESTERO LEFUJO	DAANC	17,6	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	14,4	Hidráulica	IX	Potencial
RIO BIO-BIO ENTRE RIO PICHIPUENCO Y RIO LONQUIMAY	DAANC	17,6	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	12,2	Hidráulica	IX	Potencial
RIO ZAHUELHUE Y RIO GUALLERRUPE	DAANC	15,8	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO LEFUJO Y BAJO JUNTA ESTERO COLLICO	DAANC	13,1	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	12,6	Hidráulica	IX	Potencial
RIO ALLIPEN ENTRE TRES JUNTAS Y BAJO RIO LLAIMA	DAANC	11,1	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO LEFUJO Y BAJO JUNTA ESTERO COLLICO	DAANC	9,9	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	9,4	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN BAJO JUNTA ESTERO LEFUJO	DAANC	9,6	Hidráulica	IX	Potencial
RIO BIO-BIO ENTRE RIO PICHIPUENCO Y RIO LONQUIMAY	DAANC	9,5	Hidráulica	IX	Potencial
RIO COLLINS	DAANC	11	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	10,2	Hidráulica	IX	Potencial
RIO ZAHUELHUE Y RIO GUALLERRUPE	DAANC	17,8	Hidráulica	IX	Potencial
RIO ALLIPEN ENTRE TRES JUNTAS Y BAJO RIO LLAIMA	DAANC	9,8	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN BAJO JUNTA ESTERO LEFUJO	DAANC	8	Hidráulica	IX	Potencial
RIO ZAHUELHUE Y RIO GUALLERRUPE	DAANC	9,5	Hidráulica	IX	Potencial
RIO BIO-BIO ENTRE RIO RUCAÑUCO Y RIO PEHUENCO	DAANC	11,7	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN ENTRE ESTERO COLLICO Y BAJO JUNTA RIO BLANCO	DAANC	7,2	Hidráulica	IX	Potencial
RIO BIO-BIO ENTRE RIO PICHIPUENCO Y RIO LONQUIMAY	DAANC	9,6	Hidráulica	IX	Potencial
RIO CAUTIN BAJO JUNTA ESTERO LEFUJO	DAANC	9,9	Hidráulica	IX	Potencial

Tabla 13 Proyectos Caso 1

La subestación del Sistema Interconectado Central seleccionada para la interconexión es “Temuco”. Esta subestación tiene los siguientes niveles de tensión:

- 13,2 kV
- 23 kV
- 66 kV
- 220 kV



Figura 13 Subestación Temuco

Con lo anterior se considera que la línea deberá ser de una tensión de 220 kV para los casi 320 MW potencial y 93 MW de centrales en evaluación de impacto ambiental.

Se grafican en Octave el caso 1, y su solución calculada con el método propuesto (Figura 14Figura 15). Luego de esto se llevan a Google Earth, lo que se muestra en la Figura 16, incluye los proyectos en evaluación de impacto ambiental y los proyectos que son considerados como potencial de la zona. Se observan además las zonas prohibidas como polígonos de color rojo, y la subestación Temuco se ubica a la izquierda de la imagen, a una distancia de aproximadamente 55 kilómetros.

Aplicando el algoritmo de agrupamiento considerando un solo grupo, se obtiene un centroide del conjunto total de centrales, el que define la subestación colectora del polo de desarrollo. Este se caracteriza con la letra c, en un globo rojo, al centro de la Figura 17. Posteriormente, se consideran tres grupos, lo que nos entrega tres centroides de los grupos de generación.

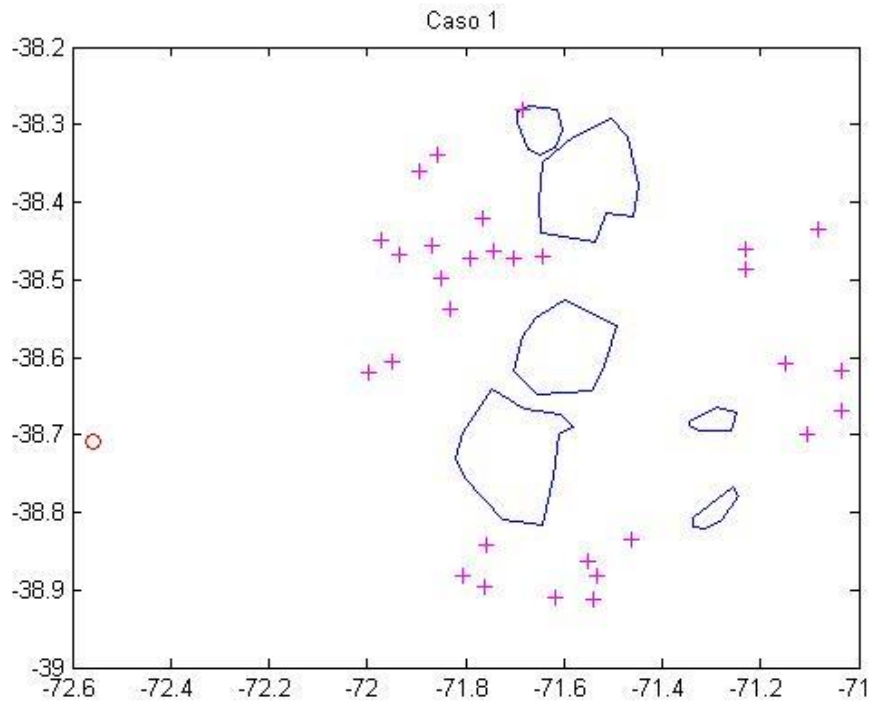


Figura 14 Caso 1 Graficado

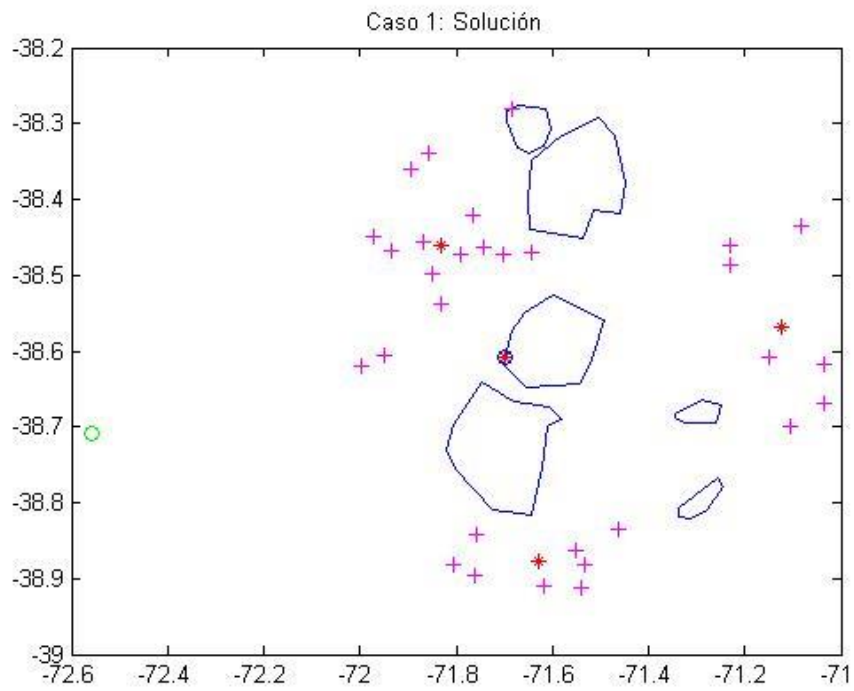


Figura 15 Gráfico de Solución Caso 1

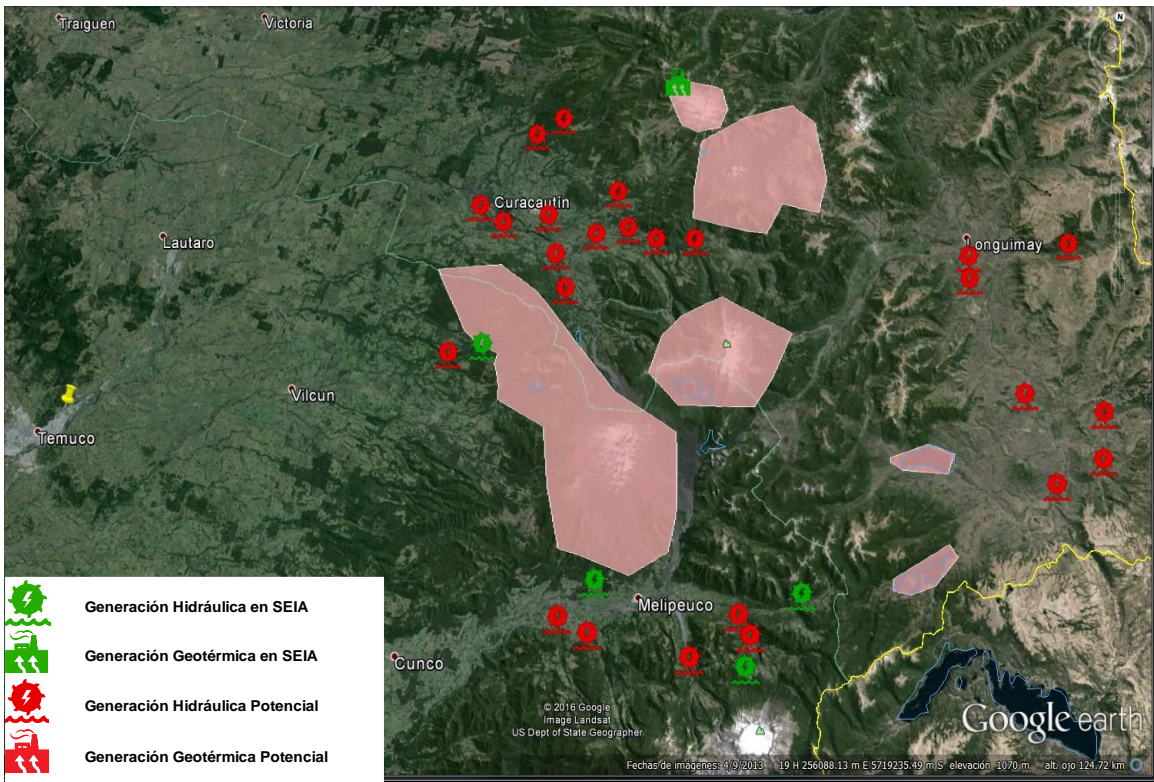


Figura 16 Caso 1

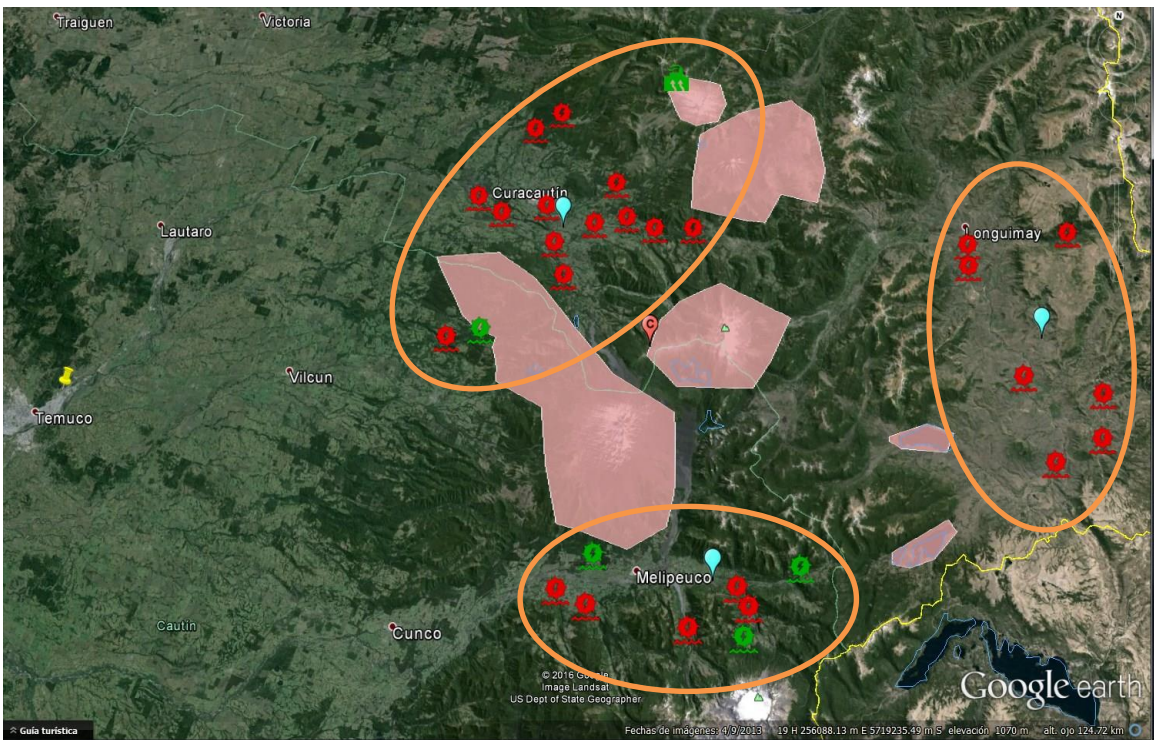


Figura 17 Clusters Caso 1

La subestación colectora se trasladada a un punto más cercano a la subestación Temuco, antes de la zona prohibida. Se define entonces un trazado de 60,2 kilómetros y cuyo perfil de elevación alcanza un máximo de 537 metros.

Para la línea se privilegió seguir el camino de trazados ya existentes, guardando las franjas de servidumbre según lo estipulado por norma, para luego intentar continuar por carreteras o calles principales. Una vez agotadas estas instancias, se continúa por caminos rurales evitando zonas de plantación. Se busca además, permanecer en zonas de altura inferior a 600 metros para ser considerado según norma como zona IV, lo que abarata los costos de la línea.

Los vértices del trazado final se ubican en el anexo III, su ubicación en el mapa se muestra en la Figura 18. Además se observa el perfil de elevación del terreno para corroborar la zona, estipulada por norma, en la que nos ubicamos.

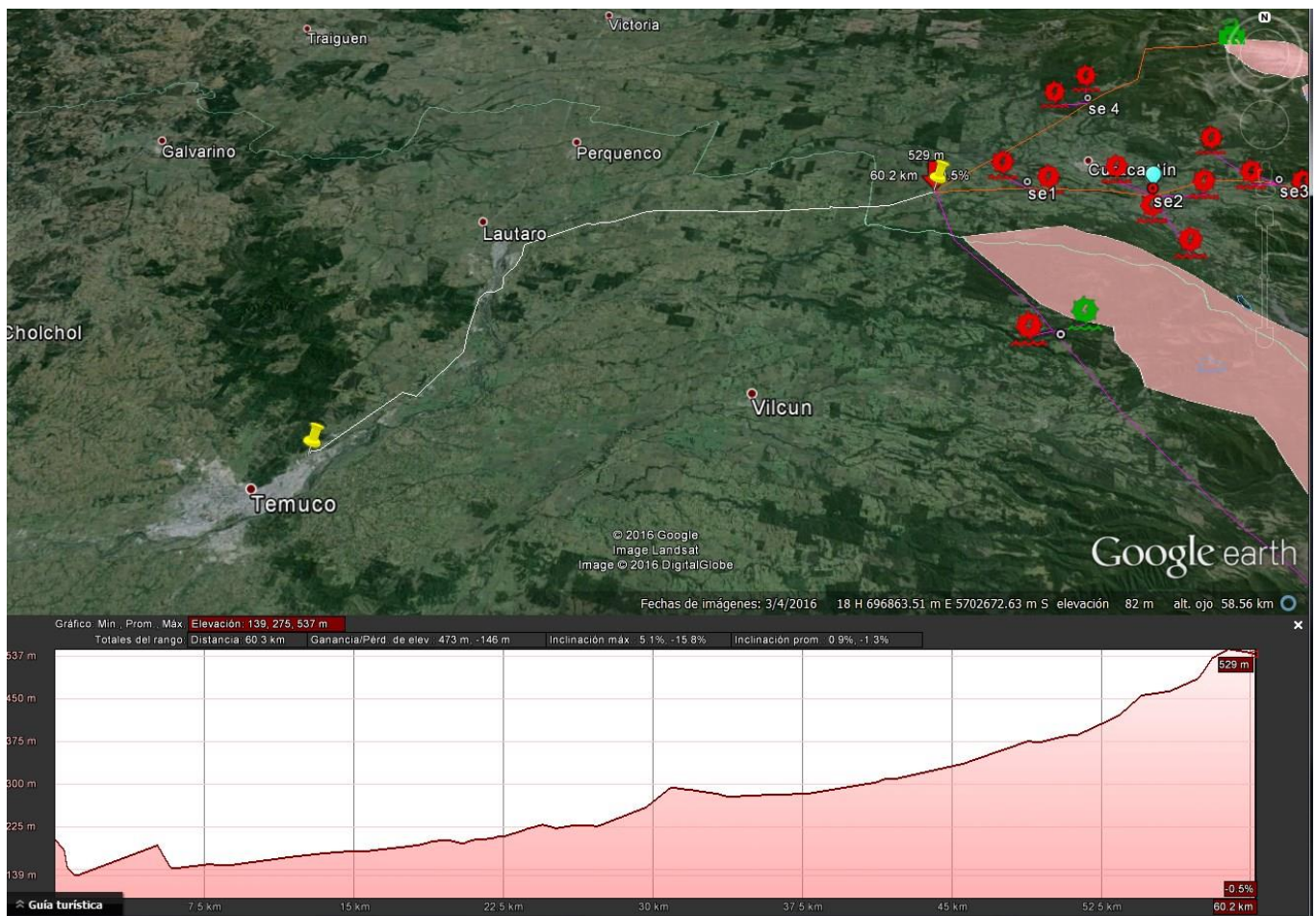


Figura 18 Trazado Caso 1 y su perfil de elevación

Se define finalmente el conjunto de líneas que permitirán unir las centrales a la subestación colectora. En este caso, tres corredores a partir de los centroides

encontrados previamente, en vez de subestaciones colectoras más pequeñas, debido a la gran cantidad de proyectos, y la distribución de estos.

La subestación colectora inyecta 413 MW, potencia dividida en 3 corredores: Curacautín, Melipeuco y Lonquimay.

En la Figura 19 se observa el sistema colector desarrollado, donde el color morado define el nivel de tensión de 66 kV, el rojo 110 kV y el blanco a 220kV. Los corredores poseen puntos de conexión para dos o más centrales denominados 'se'.

- Corredor Curacautín

Este corredor conecta tres proyectos de generación y finaliza en la central geotérmica Curacautín, la que aporta 70 MW y se encuentra en proceso de evaluación de impacto ambiental. Con las dos centrales adicionales el corredor aporta 93,1 MW.

El nivel de tensión seleccionado para el corredor es de 110 kV, y las centrales que se conectan en el Tap-Off denominado "se 4" utilizan un nivel de tensión de 66 kV, como se aprecia en la Figura 20. Además se muestra el perfil de elevación del corredor, el cual tiene una altura máxima de 1.956 metros.

- Corredor Melipeuco

Compuesto por diez centrales, donde cuatro de estas están en SEIA. El corredor posee solo generación mini-hidráulica y transmite una potencia de 95,6 MW, conectando a los proyectos a partir de tres puntos de conexión a lo largo del corredor.

Debido a que 6 de los diez proyectos son sólo potenciales, es conveniente dejar el corredor a un nivel de tensión de 66 kV, dado que a corto plazo sólo existirán proyectos que en total suman 23 MW. El corredor Melipeuco tiene un largo total de 78 km, con una elevación máxima de 1.148 m. El detalle de la línea se observa en la Figura 21

- Corredor Lonquimay

Lo componen 17 proyectos potenciales, conectados a una línea de 90,6 km, por lo que sólo sería realizable una vez que la subestación colectora sea construida. Este corredor es el de la Figura 22. La potencia de este corredor equivale a 228,8 MW de energía mini-hidráulica de pasada, y tiene 3 Tap-Off y 1 subestación colectora para los 9 proyectos ubicados al final de la línea. Esta línea inicialmente será de 110 kV, debido a que no es posible asumir que todos los proyectos se conectaran inmediatamente. Posiblemente a futuro sea necesario pasar a 220 kV a esta línea en el final del tren de entrada de las centrales potenciales.

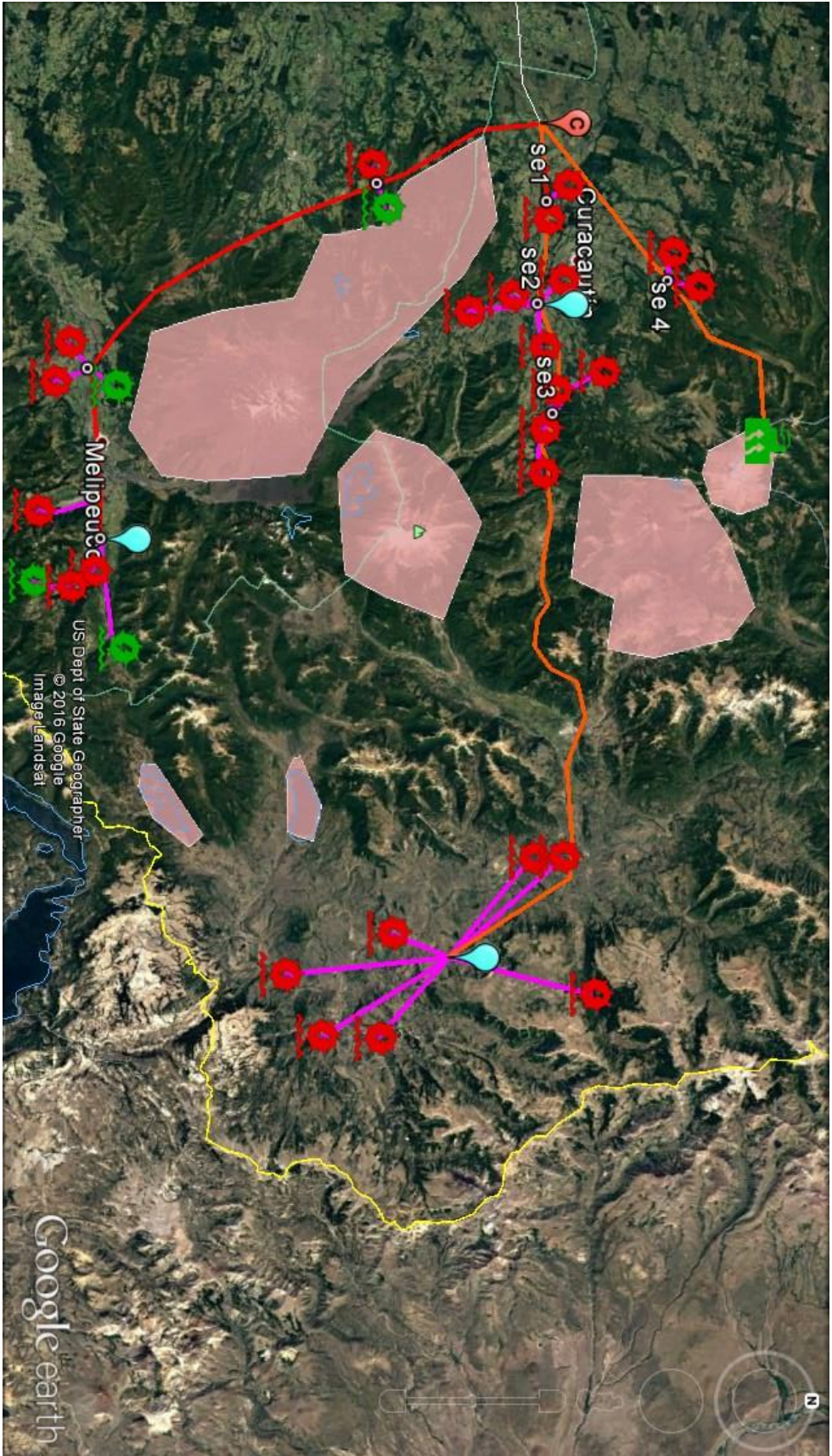


Figura 19 Sistema Colector Caso 1

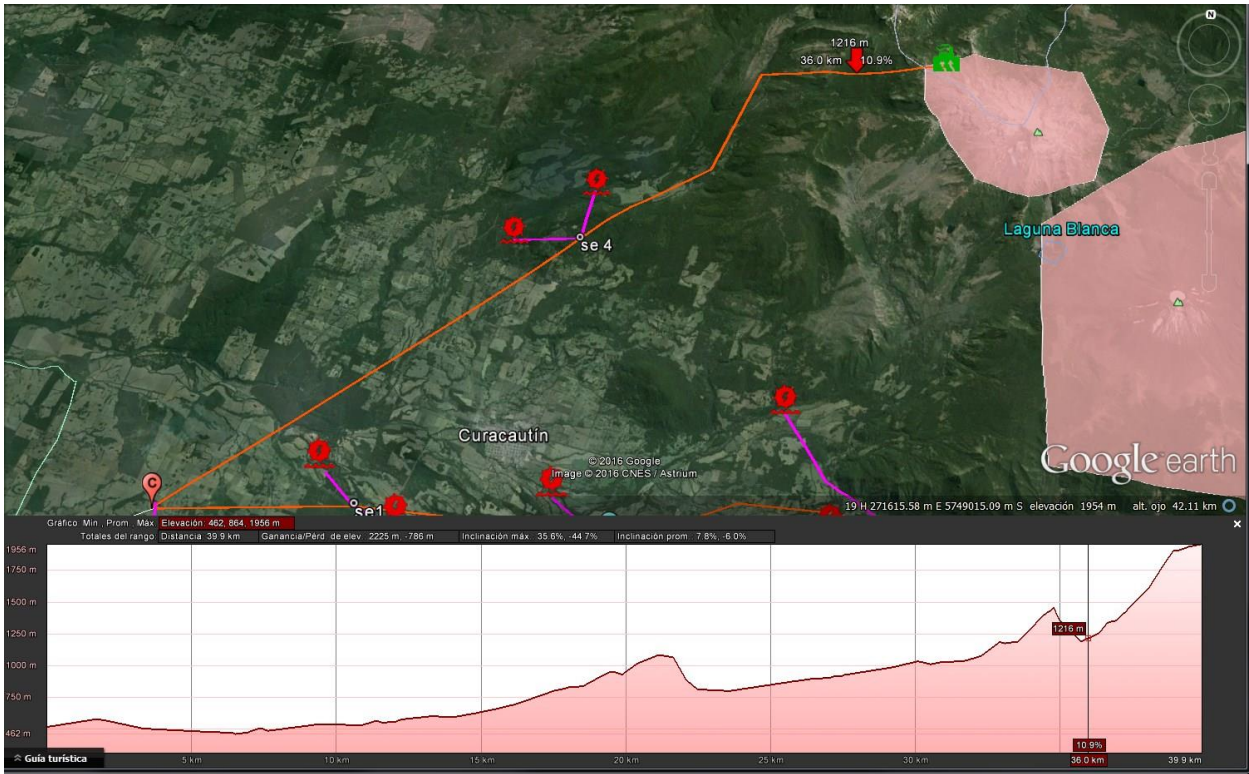


Figura 20 Corredor Curacautín

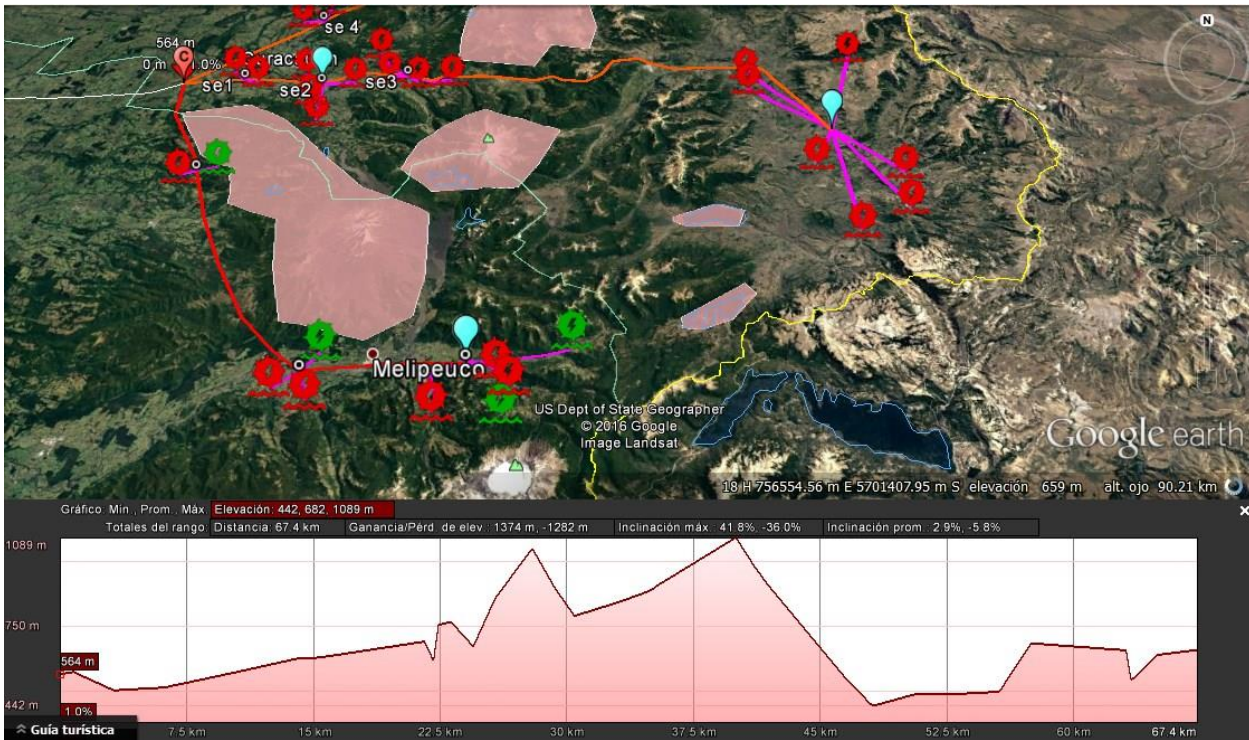


Figura 21 Corredor Melipeuco

Esta subestación final podría llevar a dos corredores de 66 kV. Imágenes del proyecto y de esta subestación final se observan en las Figura 22 y Figura 23.

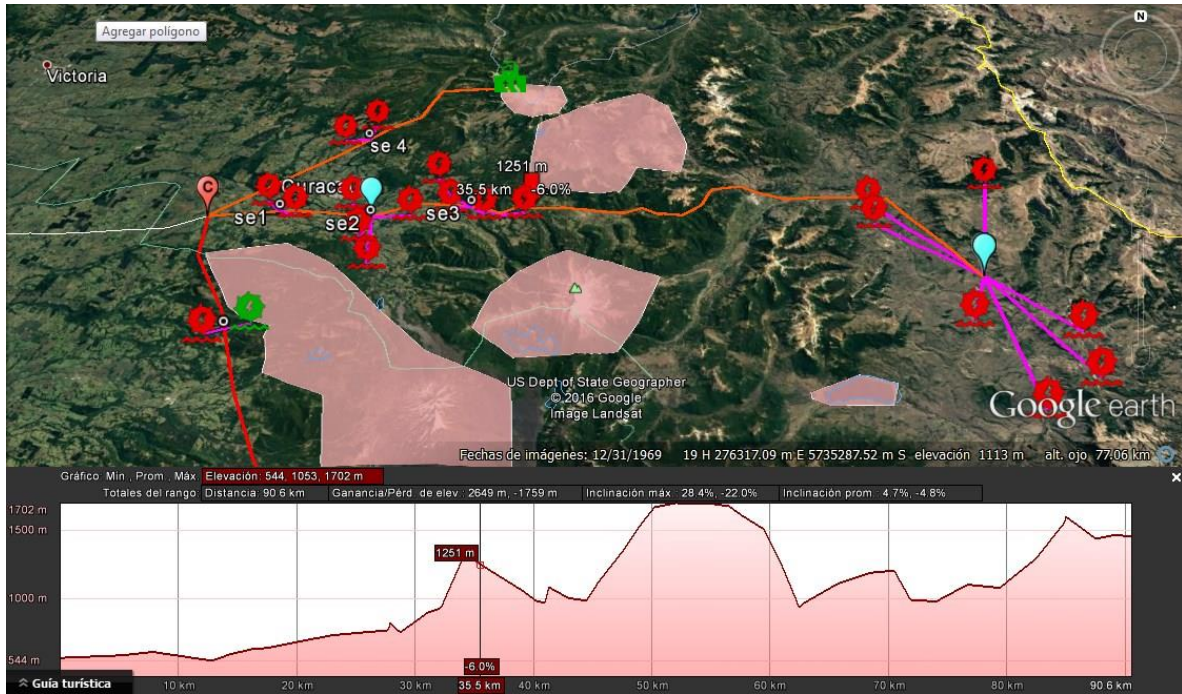


Figura 22 Corredor Lonquimay

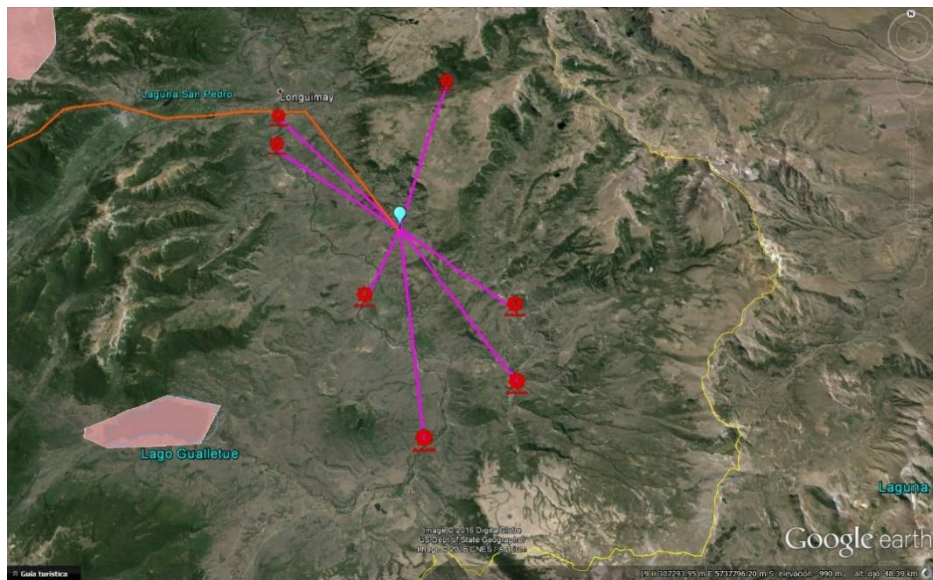


Figura 23 Subestación Final de Lonquimay

En la Tabla 14 se resumen las distancias de las distintas líneas de transmisión asociadas a los corredores, los niveles de tensión seleccionados y la capacidad

mínima de transmisión de cada línea para la etapa final del tren de entrada de centrales consideradas para el análisis.

Inicio	Final	Capacidad mínima [MW]	Tensión [kV]	Distancia [km]
Temuco	Subestación Colectora	413	220	60,3
Subestación Colectora	Corredor Melipeuco	95,9	110	78
Corredor Melipeuco	Central 1	10,5	66	1,94
Corredor Melipeuco	Central 2	5	66	2,52
Corredor Melipeuco	Central 3	9,8	66	3,39
Corredor Melipeuco	Central 4	11,7	66	3,85
Corredor Melipeuco	Central 5	6	66	2,77
Corredor Melipeuco	Central 6	19,6	66	8,77
Corredor Melipeuco	Central 7, 8, 9 y 10	39,3	66	9,59
Subestación Colectora	Corredor Curacautín	93,1	110	39,9
Corredor Curacautín	Central 11	12,8	66	2,46
Corredor Curacautín	Central 12	10,3	66	2,81
Subestación Colectora	Corredor Lonquimay	228,8	220 ²	90,6
Corredor Lonquimay	Central 13	15,6	66	2,23
Corredor Lonquimay	Central 14	19,9	66	1,7
Corredor Lonquimay	Central 15	13,6	66	3,1
Corredor Lonquimay	Central 16	10,8	66	3,23
Corredor Lonquimay	Central 17	10,4	66	7,1
Corredor Lonquimay	Central 18	10	66	4,22
Corredor Lonquimay	Central 19	9,9	66	6,15
Corredor Lonquimay	Central 20	9,8	66	1,86
Corredor Lonquimay	Central 21	17,8	66	2,34
Corredor Lonquimay	Central 22	9,9	66	6
Corredor Lonquimay	Central 23	9,5	66	14,3
Corredor Lonquimay	Central 24	17,9	66	12,2
Corredor Lonquimay	Central 25	18,7	66	5,91
Corredor Lonquimay	Central 26	16,3	66	15,8
Corredor Lonquimay	Central 27	17,1	66	14,3
Corredor Lonquimay	Central 28	11,7	66	10,3
Corredor Lonquimay	Central 29	9,9	66	14,1

Tabla 14 Resumen Caso 1

² Inicialmente la línea es de 110 kV.

Caso 2

En el segundo caso se consideran proyectos que se ubican en la X y XIV región. De las 18 centrales consideradas, sólo una es de energía geotérmica, el proyecto denominado “Cordón Caulle” una potencial central proyectada por el CEGA.

Los casos seleccionados se observan en la Tabla 15. Los proyectos que actualmente están en evaluación de impacto ambiental suman 72 MW, mientras que los estudios apuntan a un potencial futuro en la zona de 73,6 MW.

Las zonas prohibidas consideradas para este caso son las siguientes:

- Cordón Caulle
- Lago Puyehue
- Lago Rupanco
- Laguna el Palmar
- Montaña Antillanca

Se determina la ubicación de la subestación colectora, para optimizar las distancias de los proyectos, ponderados según su potencia y evitando las zonas prohibidas. Nuevamente, esta ubicación es modificada una vez que se define el trazado, creándose una “S/E Colectora Final”.

La subestación del Sistema Interconectado Central seleccionada para la interconexión es “Rahue”. Esta subestación tiene los siguientes niveles de tensión:

- 15 kV
- 220 kV

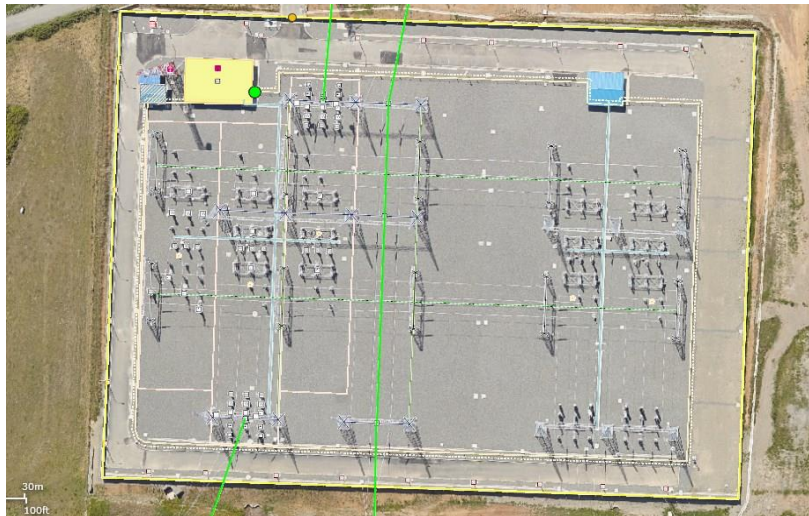


Figura 24 Subestación Rahue

Proyecto	Propietario / Estudio	Potencia (MW)	Tecnología	Región	Clasificación
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao (e-seia)	Hidroenergus S.A.	3	Hidráulica	X	SEIA
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas (e-seia)	Hidroaustrial S.A.	4	Hidráulica	X	SEIA
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4	Hidráulica	XIV	SEIA
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5	Hidráulica	X	SEIA
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupancho" (e-seia)	Hidroaustrial S.A.	6	Hidráulica	X	SEIA
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Chanleufu	Central Hidroeléctrica Chanleufú	6	Hidráulica	X	SEIA
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	Hidráulica	X	SEIA
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustrial S.A.	13	Hidráulica	X	SEIA
Central Hidroeléctrica de Pasada Cumbres	Cumbres S.A.	19	Hidráulica	XIV	SEIA
Cordón Cauile	CEGA	17,0	Geotérmia	X	Potencial
LAGO RUPANCO	DAANC	11,9	Hidráulica	X	Potencial
LAGO PUYEHUE	DAANC	10,2	Hidráulica	XIV	Potencial
LAGO RUPANCO	DAANC	7,8	Hidráulica	XIV	Potencial
RIO GOLGOL ENTRE RIO PAJARITO Y LAGO PUYEHUE	DAANC	4,4	Hidráulica	XIV	Potencial
LAGO RUPANCO	DAANC	8,8	Hidráulica	XIV	Potencial
LAGO RUPANCO	DAANC	4,5	Hidráulica	XIV	Potencial
LAGO PUYEHUE	DAANC	4,2	Hidráulica	XIV	Potencial
RIO GOLGOL ENTRE RIO PAJARITO Y LAGO PUYEHUE	DAANC	4,8	Hidráulica	XIV	Potencial

Tabla 15 Proyectos Caso 2

Con lo anterior se considera que la línea que une la estación Rahue y la subestación colectora debe tener una tensión de 110 kV para los 151 MW potencial. De lo anterior se desprende que la subestación Rahue deberá considerar un paño de 110 kV para la integración de este polo de desarrollo.

Aplicando el algoritmo de agrupamiento considerando un solo grupo, se obtiene un centroide del conjunto total de centrales, el que define la subestación colectora del polo de desarrollo, caracterizado con la letra 'c'.

Posteriormente, se consideran dos y tres grupos, pero la opción más viable es la de dos clusters. Estos se muestran en las Figura 25 y Figura 26, como el caso inicial y luego la ubicación de los centroides según el cálculo obtenido en el programa Octave. La localización de estas centrales en Google Earth se observa en las Figura 27 y Figura 28, donde en un globo rojo con la letra c, se localiza la subestación colectora.

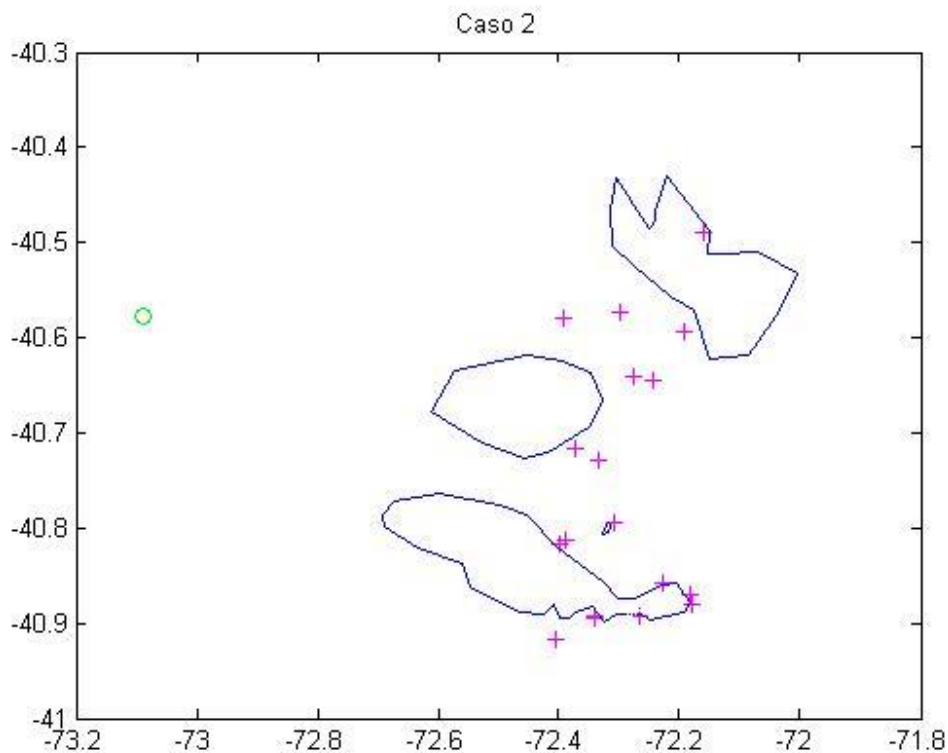


Figura 25 Caso 2 en Octave

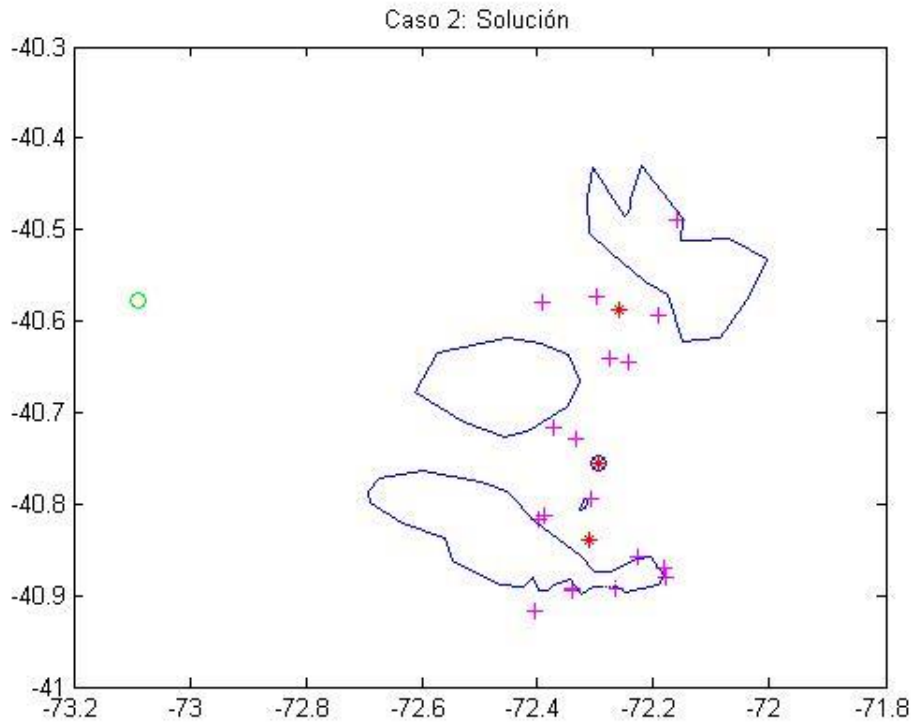


Figura 26 Solución Caso 2

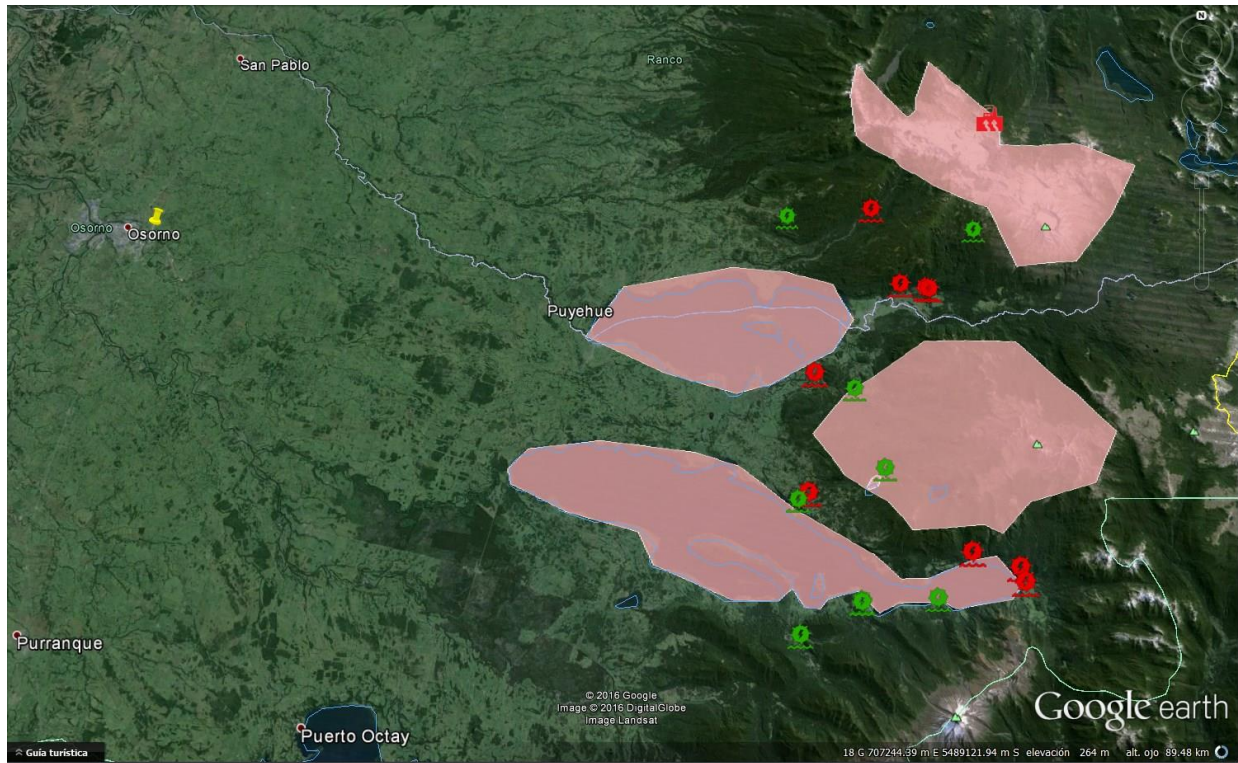


Figura 27 Caso 2

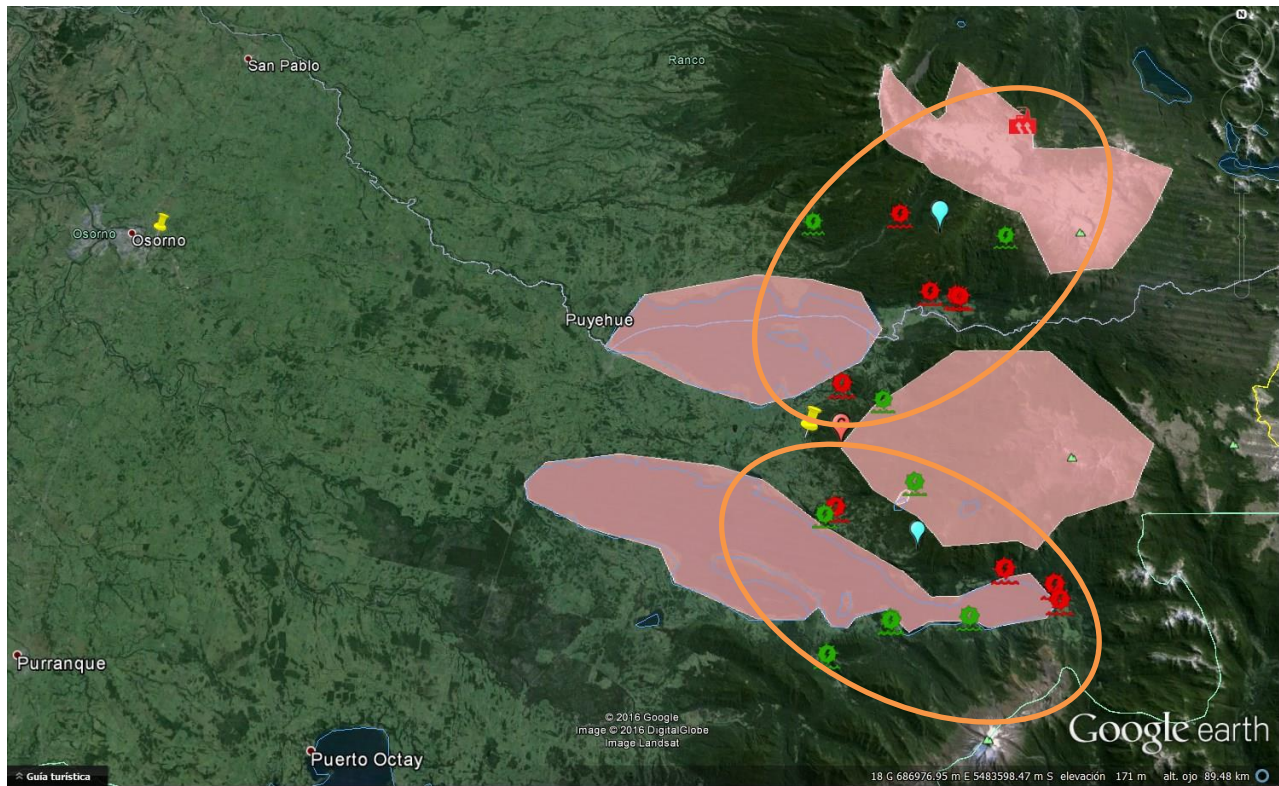


Figura 28 Caso 2

La subestación colectora se trasladada a un punto más cercano a la subestación Rahue, debido a que la ubicación es a los pies de la zona prohibida “Montaña Antillanca”. Se define entonces un trazado de 68,9 kilómetros y cuyo perfil de elevación alcanza un máximo de 307 metros, como se muestra en la Figura 29.

Para la línea, al igual que en el primer caso, se privilegió seguir el camino de trazados ya existentes, guardando las franjas de servidumbre según lo estipulado por norma. Luego se continúa por caminos rurales evitando zonas de plantación.

Los vértices del trazado final se ubican en el anexo III, su ubicación en el mapa se muestra en la Figura 30. Además se muestra la elevación del terreno para corroborar la zona en la que nos ubicamos. Este trazado pasa por dos grandes lagos, considerados como zonas prohibidas: Lago Puyehue y Lago Rupanco.

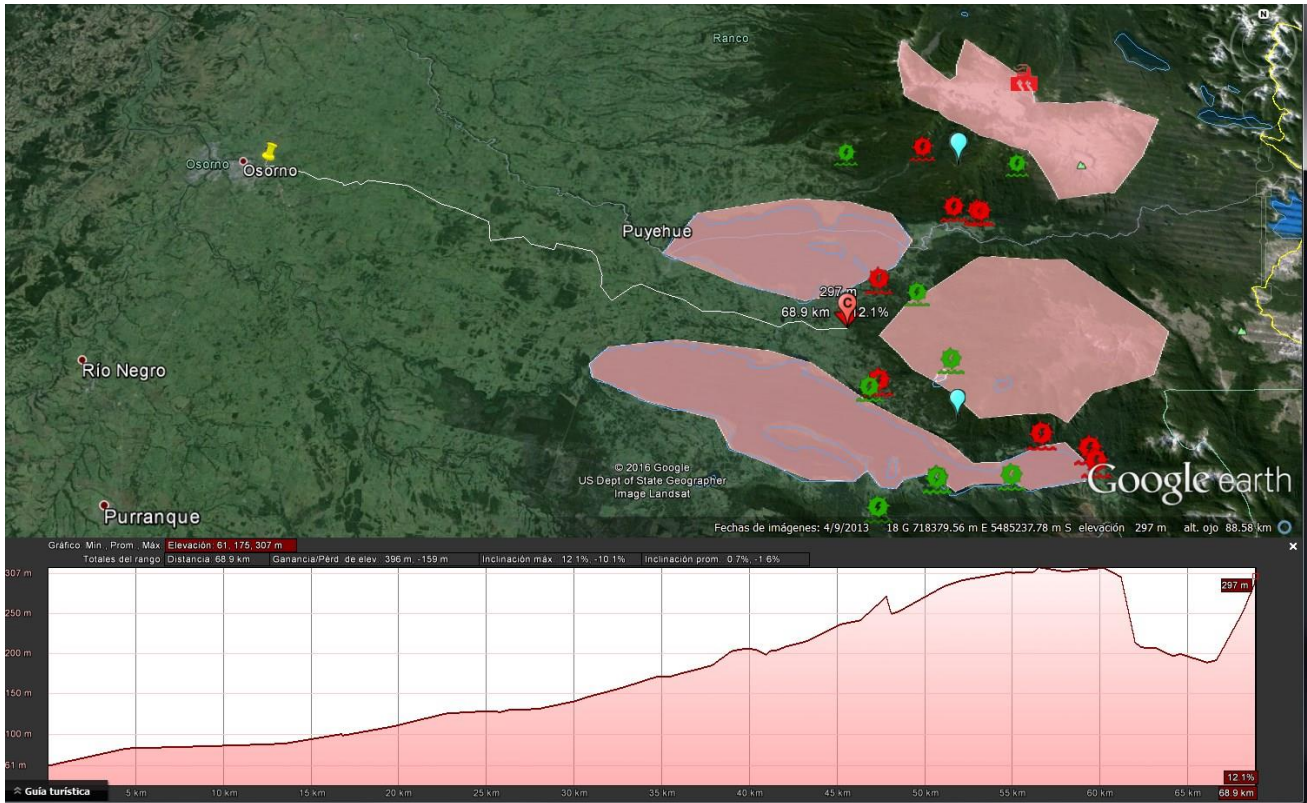


Figura 29 Trazado Caso 2

A partir de los dos clusters, se definen dos corredores para conectar las centrales a la subestación colectora, los cuales pasan a través de los centroides encontrados previamente. La subestación colectora inyecta 151,2 MW, potencia dividida en 2 corredores: Cordón Cauille, y Lago Rupanco.

La Figura 30 se observa el sistema colector desarrollado, donde el color morado define el nivel de tensión de 66 kV, el rojo 110 kV y el blanco a 220kV. Los corredores poseen puntos de conexión para dos o más centrales denominados 'se'.

- Corredor Cordón Cauille

Compuesto por ocho centrales, donde tres de ellas están en SEIA, lo que permite estimar una potencia a corto plazo de 29 MW, únicamente hídrica. Cuando se sumen los proyectos potenciales, donde se suman generación mini-hidráulica y geotérmica, el corredor podría transmitir una potencia de 75,2 MW. Esta potencia se define un nivel de tensión de 110 kV. Se observa el corredor y su perfil de elevación en la Figura 31.

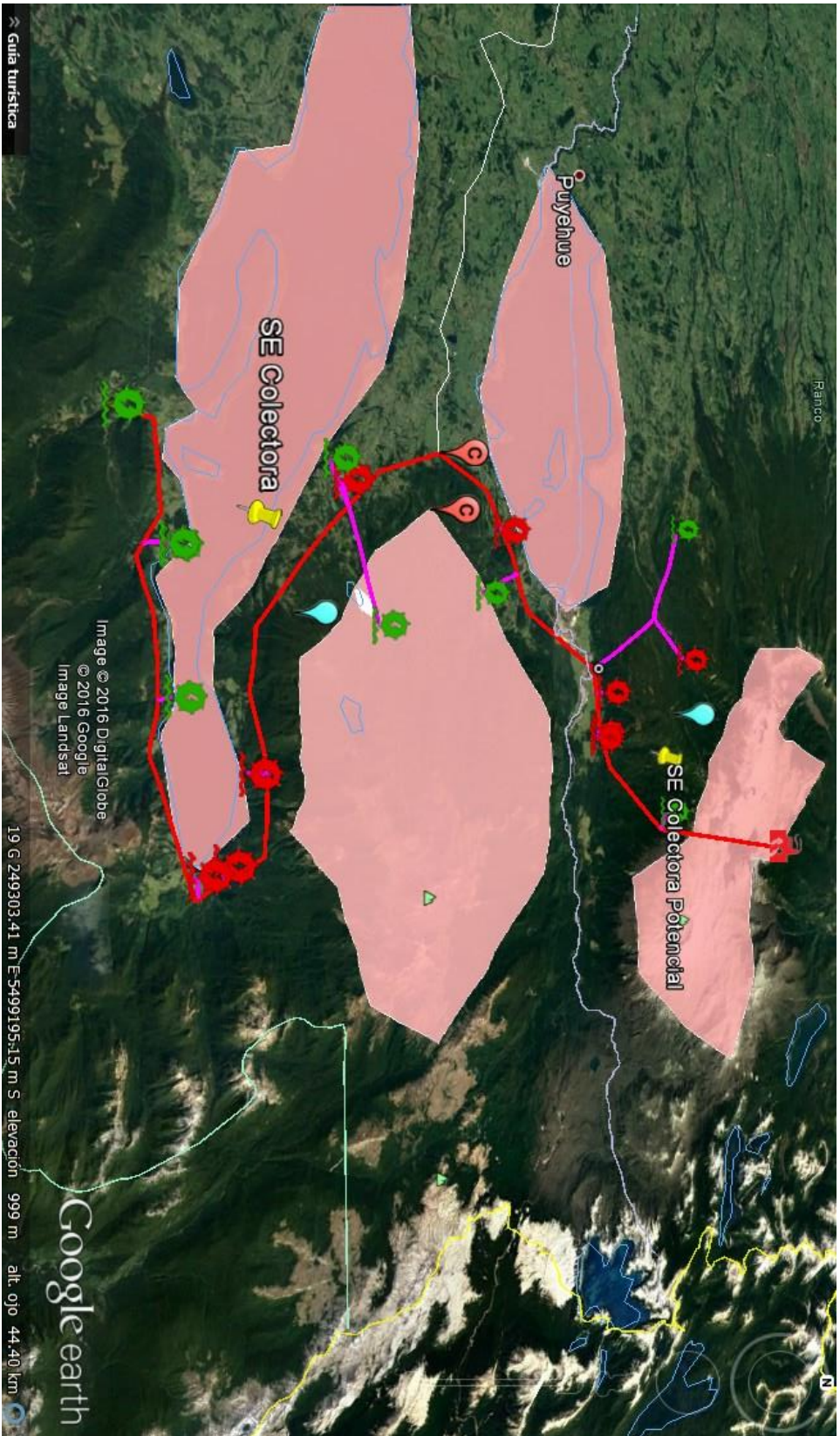


Figura 30 Caso 2

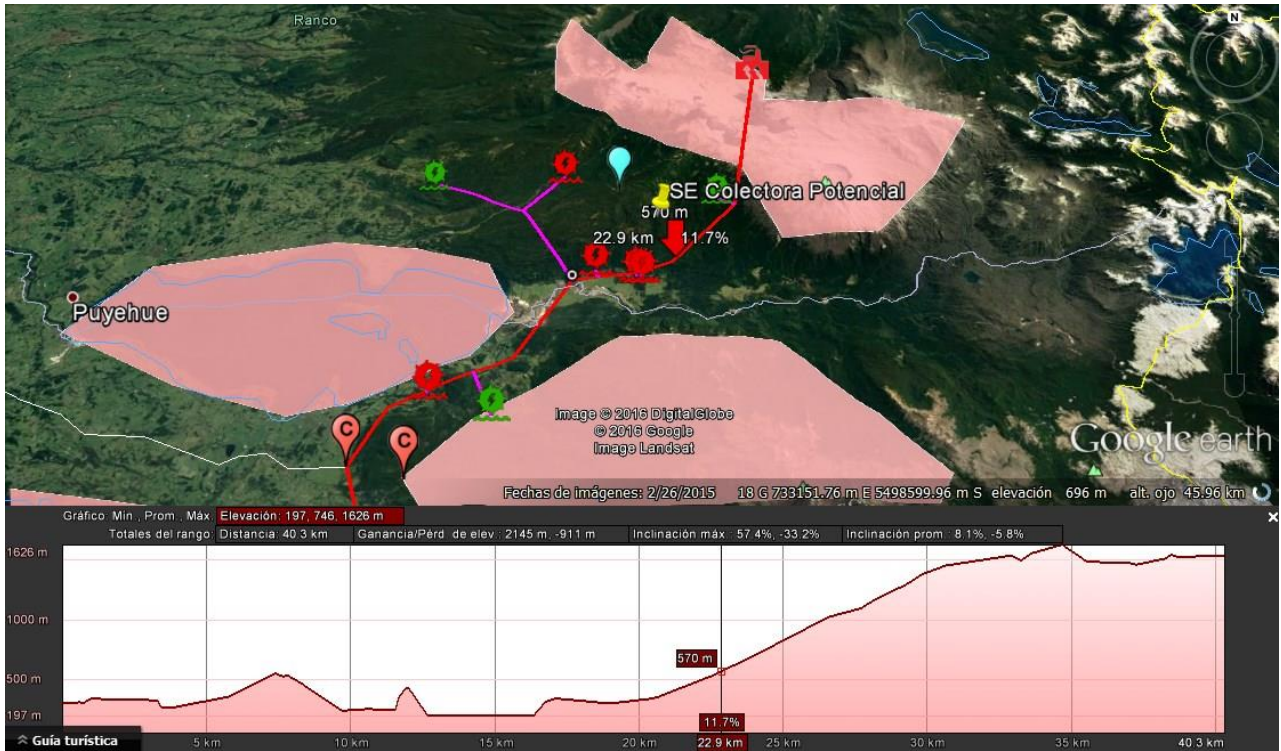


Figura 31 Corredor Cordón Cauile



Figura 32 Corredor Lago Rupanco

- Corredor Lago Rupanco

Este corredor conecta diez proyectos de generación que rodean el borde del lago Rupanco. Con seis proyectos en el SEIA, este corredor tiene una potencia de 43 MW iniciales. Este valor llegará a 56 MW con los potenciales. El corredor junto con su perfil de elevación se observa en la Figura 32.

En la Tabla 16 se resumen las distancias de las distintas líneas de transmisión asociadas a los corredores, los niveles de tensión seleccionados y capacidad mínima de transmisión de cada línea para la etapa final del tren de entrada de centrales consideradas para el análisis.

Inicio	Final	Capacidad mínima [MW]	Tensión [kV]	Distancia [km]
Rahue	Subestación Colectora	151	110	68,9
Subestación Colectora	Corredor Cordón Caulle	75,2	110	40,3
Corredor Cordón Caulle	Central 1	10,2	66	3,78
Corredor Cordón Caulle	Central 2	4,8	66	0,48
Corredor Cordón Caulle	Central 3	5,6	66	0,23
Corredor Cordón Caulle	Central 4	4,4	66	0,38
Corredor Cordón Caulle	Central 5	19	66	1,1
Corredor Cordón Caulle	Central 6	4	66	23,4
Corredor Cordón Caulle	Central 7	6	66	11,7
Corredor Cordón Caulle	Central 8	4,2	66	0,19
Subestación Colectora	Corredor Lago Rupanco	76	110	52,2
Corredor Lago Rupanco	Central 9	5	66	2,21
Corredor Lago Rupanco	Central 10	7,8	66	1,26
Corredor Lago Rupanco	Central 11	4,5	66	0,94
Corredor Lago Rupanco	Central 12	13	66	5,64
Corredor Lago Rupanco	Central 13	8,8	66	0,67
Corredor Lago Rupanco	Central 14	11,9	66	0,97
Corredor Lago Rupanco	Central 15	6	66	0,79
Corredor Lago Rupanco	Central 16	7	66	1,23

Tabla 16 Resumen Caso 2

Se podría considerar a futuro la posibilidad de energizar la línea que une la subestación colectora con Rahue en 220 kV cuando se supere un umbral razonable superior a los 100 MW. En este caso, se reutilizaría el nuevo transformador de Rahue de 220/110 kV a la S/E Colectora de 110 kV.

4.2. Características de la línea

En la siguiente sección se definen características básicas del conductor y de la aislación para el trazado entre la subestación del SIC seleccionada y la subestación colectora definida en ambos casos.

4.2.1. Caso 1

Conductor

Para el Caso 1 se consideran el uso de un conductor del tipo ACAR 1600 MCM de sección 811 mm², que posee una capacidad de transmisión a 25°C de 511,5 MVA.

Este tipo de conductor es el utilizado en la extensión Pangué al SIC.

Nombre	ACAR 1600 MCM 48/13
Diámetro [mm]	37,04
Sección [mm ²]	811
Peso [kg/m]	2,235

Tabla 17 Características del Conductor Caso 1

Aislación

Lo importante para definir la aislación son las influencias de la densidad del aire, la humedad y la lluvia. Estos factores son considerados en distintas solicitaciones, en este caso el efecto de la contaminación, por los sobrevoltajes de maniobra en los cambios ocurridos en el sistema, y finalmente por sobrevoltajes de origen externo, por acción de las descargas atmosféricas. En las Tabla 198,

Por Sobrevoltaje de Maniobra Caso 1		
Número de Aisladores	-	12,00
Vs: Voltaje transiente crítico	kV	757,64
Kt: Factor de sobrevoltaje de maniobra	-	2,50
H: Factor de corrección por humedad	-	25
k: Número de desviaciones normales	-	3,70
n: Exponente empírico	-	1
KII: Factor de corrección por lluvia	-	15

Tabla 2019 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**0 se observa la cantidad de aisladores, del tipo neblina, necesarios para la línea de alta tensión que une el SIC con el sistema colector.

Por Sobrevoltaje de origen externo Caso 1		
Número de Aisladores	-	8

Vfi: Voltaje crítico de frecuencia industrial	kV	262
Ki: Factor de sobrevoltaje de a fi	-	1,5
H: Factor de corrección por humedad	-	25
k: Número de desviaciones normales	-	2
n: Exponente empírico	-	1

Tabla 18 Aislación Por Sobrevoltaje de origen externo Caso 1

Por Contaminación Caso 1		
Número de Aisladores	-	13,3
Voltaje entre fases	kV	220
Distancia de Fuga	mm	431
Distancia de Fuga unitaria	mm/kV	25
Densidad Relativa del aire	kg/L	1
Presión	Pa	70,5
Temperatura	°C	15
Altitud	m	600

Tabla 19 Aisladores por contaminación Caso 1

Por Sobrevoltaje de Maniobra Caso 1		
Número de Aisladores	-	12,00
Vs: Voltaje transiente crítico	kV	757,64
Kt: Factor de sobrevoltaje de maniobra	-	2,50
H: Factor de corrección por humedad	-	25
k: Número de desviaciones normales	-	3,70
n: Exponente empírico	-	1
Kll: Factor de corrección por lluvia	-	15

Tabla 20 Aisladores por Sobrevoltajes de maniobra

Se debe considerar el número mayor de estas tres condiciones para la cantidad de aisladores de la línea. Para el caso número dos, son 14 aisladores.

Estructuras

La cantidad de estructuras se determinaron por kilómetros, a partir de estimaciones obtenidas para líneas pertenecientes a la zona sur del país. Las líneas analizadas son las siguientes:

Línea 220 kV Charrúa Temuco			Porcentaje	Unidad
Datos				
kilómetros		195,154	3,53	Est/km
Estructuras	Suspensión	601	0,87	Sus/Total

	Anclaje	87	0,13	Anc/Total
	TOTAL	688	6,91	Sus/anc

Tabla 21 Línea Charrúa - Temuco

Línea 220 kV Cautin Valdivia			Porcentaje	Unidad
Datos				
kilómetros		149,30 2	3,14	Est/km
Estructuras	Suspensión	389	0,83	Sus/Total
	Anclaje	80	0,17	Anc/Total
	TOTAL	469	4,86	Sus/anc

Tabla 22 Línea Cautín - Valdivia

Línea 220 kV Valdivia - Puerto Montt 1			Porcentaje	Unidad
Datos				
kilómetros		216,959	2,96	Est/km
Estructuras	Suspensión	556	0,87	Sus/Total
	Anclaje	86	0,13	Anc/Total
	TOTAL	642	6,47	Sus/anc

Tabla 23 Línea Valdivia - Puerto Montt 1

Línea 220 kV Canutillar - Puerto Montt			Porcentaje	Unidad
Datos				
kilómetros		58,981	2,78	Est/km
Estructuras	Suspensión	118	0,72	Sus/Total
	Anclaje	46	0,28	Anc/Total
	TOTAL	164	2,57	Sus/anc

Tabla 24 Línea Valdivia - Puerto Montt 2

Línea 220 kV Charrúa - Concepción			Porcentaje	Unidad
Datos				
kilómetros		72,395	3,37	Est/km
Estructuras	Suspensión	202	0,83	Sus/Total
	Anclaje	42	0,17	Anc/Total
	TOTAL	244	4,81	Sus/anc

Tabla 25 Línea Charrúa - Concepción

Lo anterior da como resultado una cantidad de 3,2 estructuras por kilómetros, y del total de estructuras, un 20% equivale a estructuras de anclaje y 80% de estructuras de suspensión.

Con lo anterior se puede estimar una cantidad de estructuras en el caso 1, resumido en la Tabla 26.

Cantidad de Estructuras Suspensión	157
Cantidad de Estructuras Anclaje	32

Tabla 26 Cantidad de Estructuras Caso 1

Las torres de suspensión tendrán una configuración similar al de la Figura 33, obtenida a partir de las láminas clave D65 correspondiente a la línea de 220kV Charrúa – Temuco [15].

Estas líneas no se diseñarán considerando el criterio N-1, en vista de reducir el costo de la solución, privilegiándose una solución económica, por sobre una solución más confiable.

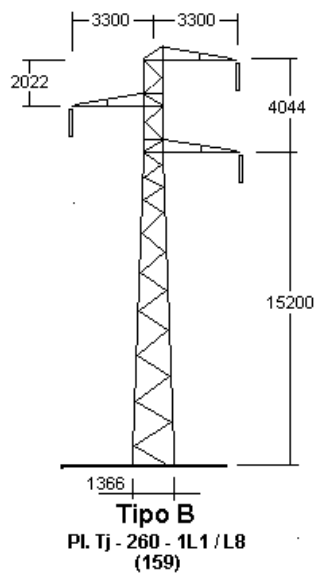


Figura 33 Estructura de Suspensión L.220kV Charrúa - Temuco

Por otro lado las estructuras de anclaje se muestran en la figura 38. Considerando que dependiendo de las condiciones del terreno pueda ser necesario otro tipo de estructura.

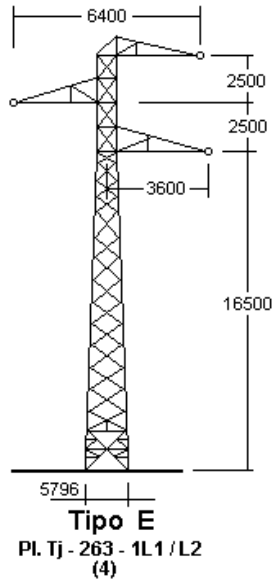


Figura 34 Estructura de Anclaje L.220kV Charrúa - Temuco

4.2.2. Caso 2

Conductor

Para el Caso 2 se considera un conductor del tipo AAAC 740,8 MCM Flint, con una capacidad de transferencia máxima de 159 MVA, a 25°C.

Nombre	AAAC 740,8 MCM FLINT
Diámetro [mm]	25,17
Sección [mm ²]	375,40
Peso [kg/m]	1,035

Tabla 27 Características del Conductor Caso 1

Aislación

Cómo se vio en el caso anterior, la aislación queda mejor representada por la solicitud que considera los efectos de la contaminación, por lo que no se consideran los sobrevoltajes de maniobra y los sobrevoltajes de origen externo. La cantidad de aisladores neblineros se detalla en la Tabla 28.

Por Contaminación Caso 2

Número de Aisladores	-	6,65
Voltaje entre fases	kV	110
Distancia de Fuga	mm	431
Distancia de Fuga unitaria	mm/kV	25
Densidad Relativa del aire	kg/L	0,96
Presión	Pa	70,48
Temperatura	°C	15
Altitud	m	600

Tabla 28 Aisladores por Contaminación Caso 2

Finalmente, se necesitan cadenas de 7 aisladores para la línea que conecta la subestación Rahue, con la subestación colectora del caso 2.

Estructuras

Considerando el caso 1, se mantiene la proporción 80/20 de estructuras de suspensión y estructuras de anclaje, al igual que la cantidad de estructuras por kilómetro aproximadas. Con lo anterior se definen la siguiente cantidad de estructuras para el caso 2. Al igual que en el caso uno, se realiza un Trade off de costo por confiabilidad.

Cantidad de Estructuras Suspensión	231
Cantidad de Estructuras Anclaje	48

Tabla 29 Cantidad de estructuras Caso 2

4.3. Características de la Subestación

Ambas subestaciones colectoras tendrán la configuración de Doble Barra más Barra de Transferencia, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad.

Para las demás subestaciones, por simplicidad y costo, se utilizará una configuración de barra simple. En ésta se tiene una única barra a la que llega cada una de las líneas provenientes de un grupo de generación o de otra subestación de potencia; cada línea cuenta con un interruptor acompañado de sus respectivos seccionadores uno en cada extremo.

4.3.1. Caso 1

La subestación colectora estará constituida por un paño de 220 kV, seis paños de 110 kV y tres barras de 110kV (Barra 1, Barra 2 y Barra de Transferencia). A continuación se detallan los paños:

Paños 110	Nombre
-----------	--------

HS	Seccionador
H1	Línea Corredor Melipeuco
H2	Línea Corredor Curacautín
H3	Línea Corredor Lonquimay
HT1	TR 1 220/110 kV
HR	Acoplador de barras

Tabla 30 Paños 110 kV Caso 1

Paño 220	Nombre
JT1	TR 1 220/110 kV

Tabla 31 Paño 220 kV Caso 1

Cada paño se compone de:

- Un (1) Interruptor de poder
- Tres (3) desconectores sin puesta a tierra
- Un (1) desconector con puesta a tierra (excepto paños Acoplador y Seccionador)
- Seccionador
- Tres (3) transformadores de corrientes
- Tres (3) transformadores de potenciales
- Tres (3) pararrayos (excepto paños Acoplador y Seccionador)

El diagrama unilineal de la subestación se muestra a continuación.

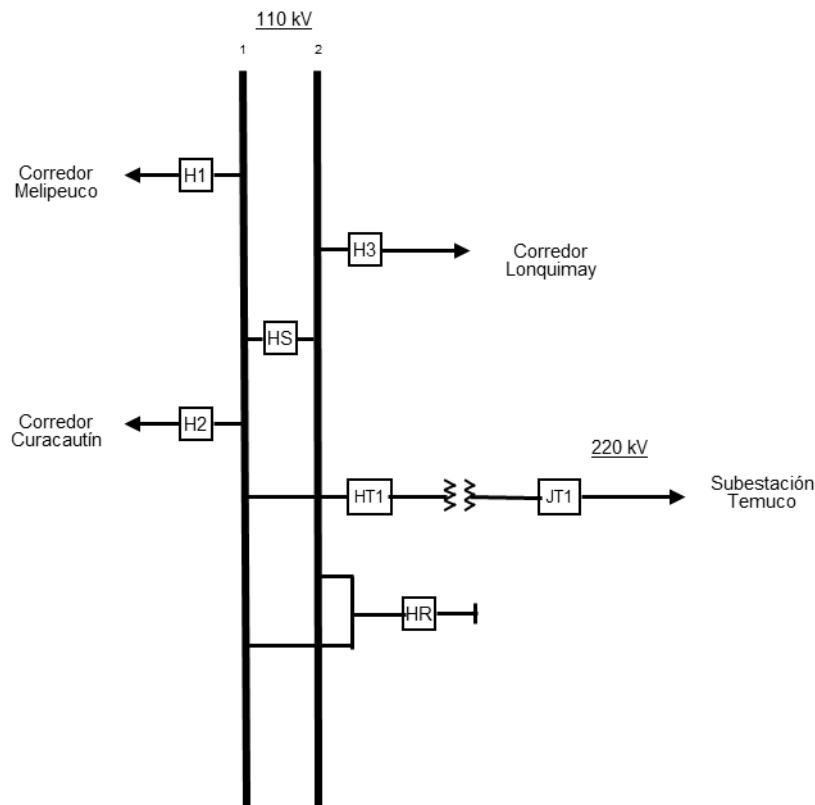


Tabla 32 Diagrama Unilineal Subestación Colectora Caso 1

4.3.2. Caso 2

La subestación colectora estará constituida por cinco paños de 110 kV y tres barras de 110kV (Barra 1, Barra 2 y Barra de Transferencia). A continuación se detallan los paños:

Paños 110	Nombre
HS	Seccionador
H1	Corredor Cordón Caulle
H2	Corredor Lago Melipeuco
H3	Línea a Rahue
HR	Acoplador

Tabla 33 Paños 110 kV Caso 2

En general, cada paño se compone de:

- Un (1) Interruptor de poder
- Tres (3) desconectores sin puesta a tierra para paños de 110 kV
- Un (1) desconector con puesta a tierra (excepto paños Acoplador y Seccionador)
- Tres (3) transformadores de corrientes
- Tres (3) transformadores de potenciales
- Tres (3) pararrayos (excepto paños Acoplador y Seccionador)

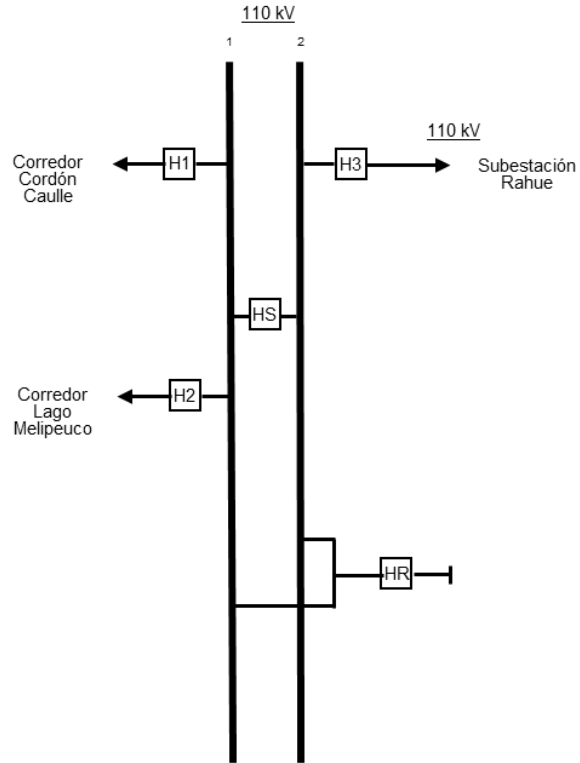


Figura 35 Unilineal Subestación Colectora Caso 2

4.3.3. Características de los equipos

Características del Interruptor 110 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 110 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	123 kV
Corriente nominal	4000 A

Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente nominal de cierre en cortocircuito	157,5 kAcr
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Tiempo total máximo de interrupción	40 ms
Tiempo muerto máximo para reconexión rápida	300 ms
Máxima diferencia de tiempo en el cierre o separación de los contactos de fases distintas	3 ms

Tabla 34 Características de los Interruptores de 110 kV

Características del Interruptor 220 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 220 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	245 kV
Corriente nominal	4000 A
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente nominal de cierre en cortocircuito	157,5 kAcr
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	1050 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	460 kVef
Tiempo total máximo de interrupción	40 ms
Tiempo muerto máximo para reconexión rápida	300 ms
Máxima diferencia de tiempo en el cierre o separación de los contactos de fases distintas	3 ms

Tabla 35 Características de los Interruptores de 220 kV

Características del Desconectador 110 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 110 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	123 kV
Corriente nominal	4000 A
Frecuencia	50 Hz

Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente momentánea nominal	100 kAcr
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Distancia mínima de fuga	31 mm/kV

Tabla 36 Características de los Desconectores de 110 kV

Características del Desconector 220 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 220 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	245 kV
Corriente nominal	4000 A
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente momentánea nominal	100 kAcr
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	1050 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	460 kVef
Distancia mínima de fuga	31 mm/kV

Tabla 37 Características de los Desconectores de 220 kV

Características del TTCC 110 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 110 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	123 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms

Factor de corriente térmica permanente	120%
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Corriente dinámica, kA cr	100

Tabla 38 Características de los Desconectores de 110 kV

Características del TTCC 220 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 220 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	245 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Factor de corriente térmica permanente	120%
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Corriente dinámica, kA cr	100

Tabla 39 Características de los Desconectores de 110 kV

Características del TTPP 110 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 220 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	123 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Tensión aplicada de 50 Hz, 1 min del secundario Y terciario	2,5

Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Corriente dinámica, kA cr	100

Tabla 40 Características de los TTPP de 110 kV

Características del TTPP 220 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 220 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	245 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Tensión aplicada de 50 Hz, 1 min del secundario Y terciario	2,5
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	1050 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	460 kVef
Corriente dinámica, kA cr	100

Tabla 41 Características de los TTPP de 110 kV

Características de los Pararrayos 110 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 110 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	123 kV
Tensión del pararrayos	96 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente nominal de descarga	20 kA

Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	550 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	230 kVef
Máxima tensión permanente de operación continua (M.C.O.V.)	76 kVef
Clase de descarga de larga duración (descarga de líneas de transmisión) IEC 60099-4	4
Mínimo de operaciones de descarga de baja y larga duración IEC 60099-4	20

Tabla 42 Características de los Interruptores de 110 kV

Características del Pararrayos 220 kV

Estos equipos serán comunes para todos los paños de 110 kV en los casos 1 y 2.

Características	Valor
Tensión máxima del sistema	245 kV
Tensión del pararrayos	198 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal de interrupción de Cortocircuito	63 kArms
Corriente nominal de descarga	20 kA
Niveles dieléctricos	
a. Tensión de impulso	1050 kVcr
b. Tensión alterna resistida 50 Hz, 1 min. Seco Y 10 seg. húmedo, a tierra.	460 kVef
Máxima tensión permanente de operación continua (M.C.O.V.)	154 kVef
Clase de descarga de larga duración (descarga de líneas de transmisión) IEC 60099-4	4
Mínimo de operaciones de descarga de baja y larga duración IEC 60099-4	20

Tabla 43 Características de los Interruptores de 110 kV

4.4. Evaluación de Costos

Los costos asociados a las instalaciones fueron obtenidos de la empresa Transelec. En las siguientes secciones se realiza un desglose aproximado de los precios definidos para la subestación, que estará compuesta por sus elementos comunes de patio, los paños de la subestación y para la línea de transmisión para los niveles de voltaje indicados para cada caso particular.

4.4.1. Elementos Comunes de Patio

Los Elementos Comunes de Patio (ECP) corresponden a todos los componentes de una subestación que son compartidos por los paños, en este caso: barras, terreno, servicios auxiliares, y para efectos de los costos, se consideran los gastos que son efectuados para la instalación de los ECP.

Se considera para los costos de los elementos comunes de patio de una subestación de 110 kV la S/E Las Vegas. Los elementos considerados para el costo del ECP de 110 kV se desglosan en la Tabla 44.

Tipo de ECP	Valor Inversión [US\$]
Conductores, Elementos de sujeción y aislación	49.199
Equipamiento electromagnético y electromecánico	26.414
Equipos de Control y Telecomando	141.658
Obras civiles	111.048
TOTAL	328.319

Tabla 44 Valor de Inversión [US\$] de ECP 110 kV

Para los ECP de una subestación de 66 kV se estudian los costos de S/E Osorno. Los elementos contemplados en la inversión se definen en la Tabla 45.

Obras civiles	Valor Inversión [US\$]
Aislador	76.874
Conductores	13.053
Control y Protección	38.115
Estructura	91.303
Ferretería	299
Obras Civiles	12.186
Equipamiento electromagnético y electromecánico	86.662
PROMEDIO	318.491

Tabla 45 Valor de Inversión [US\$] de ECP 66 kV

4.4.2. Paños

Para el costo de los paños se consideran las subestaciones Charrúa, Las Vegas y Osorno, se calcula el costo de promedio de los paños de 220 kV, 110 kV y 66 kV respectivamente.

El valor de inversión en dólares para los paños de 220 kV se obtiene de la Tabla 46.

Subestación	Nombre del Paño	Valor Inversión [US\$]
Charrúa	J23	1.008.580
Charrúa	J26	1.133.767

Charrúa	J3	1.063.581
PROMEDIO		1.068.643

Tabla 46 Valor de Inversión de Paño de 220 kV

El valor de inversión en dólares para los paños de 110 kV se obtiene de la Tabla 47.

Subestación	Nombre del Paño	Valor Inversión [US\$]
Las Vegas	HT1	125.572
Las Vegas	HT2	125.572
Las Vegas	HT3	140.182
PROMEDIO		130.442

Tabla 47 Valor de Inversión de Paño de 110 kV

El valor de inversión para los paños de 66 kV, obtenidos a partir de la subestación Osorno, se observan en la Tabla 48.

Subestación	Nombre del Paño	Valor Inversión [US\$]
Osorno	BT1	75.632
Osorno	BT2	114.181
Osorno	BT3	112.902
Osorno	B1	115.480
Osorno	B2	115.480
Osorno	B5	115.480
Osorno	B6	115.480
PROMEDIO		109.234

Tabla 48 Valor de Inversión de Paño 66 kV

4.4.3. Costo de la línea

A partir de los costos de líneas pertenecientes al Sistema Interconectado Central (SIC) se definen costos aproximados para las líneas de los casos 1 y 2, en particular se tienen valores de inversión para líneas de alta tensión en 220 kV, 110 kV y 66 kV.

En este caso se considera costos indirectos, materiales y mano de obra. Estos se detallan a continuación.

- Indirectos
 - Ingeniería conceptual
 - Ingeniería de detalle
 - Adquisición de materiales y equipos
 - Revisión y aprobación de ingeniería de detalles
 - Inspección de Calidad, seguridad y protección del medio ambiente
 - Dirección y supervisión de obra

- Materiales
 - Conductores
 - Cable de Guardia
 - Aislación
 - Ferrería
 - Estructuras
 - Fundaciones
 - Puesta a tierra
 - Placas de numeración y peligro de muerte, balizas, protección anti-pájaros, etc.

- Mano de Obra
 - Topografía
 - Construcción de caminos de acceso
 - Ensayos de suelo
 - Excavaciones, relleno y hormigonado
 - Montaje de estructuras
 - Montaje de aislación
 - Tendido de conductor
 - Balizamiento
 - Puesta a tierra y terminaciones

Tomando en cuenta todos estos factores, el costo de distintas líneas de 220 kV de simple circuito pertenecientes a Transelec, es el siguiente:

Línea	Tensión [kV]	Distancia [Km]	VI Líneas Total	Costo por km [USD]
Línea Charrúa - Hualpén 220	220 kV	83,5	\$24.372.261	\$291.733
Línea Charrúa - Tap Laja 220	220 kV	18,2	\$3.700.181	\$203.430
Línea Cautín - Ciruelos 220	220 kV	110,1	\$19.858.726	\$180.416
Línea Ciruelos - Valdivia 220	220 kV	39,4	\$4.464.072	\$113.290
Línea Valdivia - Barro Blanco 220	220 kV	213,8	\$39.335.306	\$183.954
Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T1	220 kV	6,8	\$1.721.102	\$254.375
Línea Barro Blanco - Puerto Montt 220 T3	220 kV	3,3	\$1.178.980	\$357.917
Línea Charrúa - Lagunillas 220	220 kV	75,9	\$35.457.187	\$466.861
Línea Lagunas - María Elena 220	220 kV	166,4	\$28.201.019	\$169.520
				\$246.833

Tabla 49 Costo por kilómetro de líneas de transmisión de 220 kV

En el caso de la línea de 110 kV pertenecientes a Transelec se tiene lo siguiente:

Línea	Tensión [kV]	Distancia [Km]	VI Líneas Total	Costo por km [USD]
Línea Chena - Lo Espejo 110 I	110 kV	1,5	\$85.141	\$58.236

Línea Chena - Lo Espejo 110 II	110 kV	1,5	\$85.141	\$58.236
Línea Quillota - San Pedro 110	110 kV	2,2	\$112.308	\$50.453
				\$55.642

Tabla 50 Costo por kilómetro de líneas de transmisión de 110 kV

En promedio una línea de 110 kV, tiene un costo de USD 55.642 por kilómetro.

Finalmente, el costo de las líneas de 66 kV son los siguientes:

Línea	Tensión [kV]	Distancia [Km]	VI Líneas Total	Costo por km [USD]
Línea Valdivia - Picarte 66	66 kV	5,1	\$60.129	\$11.899
Línea Villarrica - Pucón 66	66 kV	30,3	\$375.598	\$12.382
Línea Osorno - La Unión 66 I	66 kV	36,7	\$1.358.915	\$36.978
Línea Osorno - La Unión 66 II	66 kV	36,7	\$1.069.385	\$29.099
				\$22.590

Tabla 51 Costo por kilómetro de líneas de transmisión de 66 kV

El promedio es de USD 22.590 para una línea de 66 kV.

4.4.4. Costo de los Transformadores

Los costos de los transformadores, considerando los casos de las subestaciones Quillota y Las Arañas, se muestran en la Tabla 52.

Tensión Primaria [kV]	Tensión Secundaria [kV]	Tensión Terciaria [kV]	Barra Primaria	Barra Secundaria	Costo USD
220	110	13	Quillota 220	Quillota 110	\$4.202.342
110	66	13,8	Las Arañas 110	Las Arañas 066	\$1.165.398

Tabla 52 Costo de los Transformadores

4.4.5. Costo Total

Considerando los valores de inversión de los transformadores, los paños y las líneas se tiene el costo final de los proyectos para el caso 1 y caso 2. El detalle de los costos se encuentra en las Tabla 53 y Tabla 54.

Elemento	Cantidad	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
Subestación 110	1	\$2.179.614	\$ 2.179.614
Subestación 66	8	\$ 318.491	\$ 2.547.928
Trafos 110/66	8	\$ 1.165.398	\$ 9.323.184
Trafo 220/110	1	\$ 4.202.342	\$ 4.202.342

Elemento	Cantidad	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
Kilómetros de 66 kV	162,94	\$ 22.590	\$ 3.680.806
Kilómetros de 110 kV	208,50	\$ 55.642	\$ 11.601.357
Kilómetros de 220 kV	60,30	\$ 246.833	\$ 14.884.023
			\$ 48.419.255

Tabla 53 Costo Total Caso 1

Elemento	Cantidad	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
Subestación 110	1	\$ 980.529	\$ 980.529
Subestación 66	2	\$ 318.491	\$ 636.982
Trafos 110/66	2	\$ 1.165.398	\$ 2.330.796
Kilómetros de 66 kV	54,97	\$ 22.590	\$ 1.241.770
Kilómetros de 110 kV	161,4	\$ 55.642	\$ 8.980.619
			\$ 14.170.695

Tabla 54 Costo Total Caso 2

4.4.6. Costo de Proyectos Independientes

Para revisar la conveniencia de este proyecto, es necesario compararlo con el caso de que cada generador desee conectarse individualmente a la subestación (el peor caso). En este caso no se consideran trazados reales, sino que la distancia más corta entre cada punto de generación y la subestación.

Para el caso 1, se considera además de la subestación Temuco, la subestación Celmac, debido a que se encuentra más cercana a la central Curacatín. El resto de las centrales se conectan a la subestación considerada en el estudio. Si bien existen otras subestaciones de 66kV cerca, no es posible conectar todas las centrales a la vez a estos puntos, debido que superarían los límites de transmisión dados por este nivel de tensión. El costo total, sólo considerando el costo de las líneas de transmisión, y dejando de lado las modificaciones a la subestación Temuco y a los transformadores adicionales, es claramente superior al caso de integrar este tipo de energías renovables no convencionales mediante sistemas colectores.

Subestación	Final	Capacidad [MW]	Tensión [kV]	Distancia [km]	Costo [MUSD/km]	Costo [MUSD]
Temuco	Central 1	10,5	66	49,35	\$ 22.590	\$ 1.114.817
Temuco	Central 2	5	66	53,47	\$ 22.590	\$ 1.207.887
Temuco	Central 3	9,8	66	68,11	\$ 22.590	\$ 1.538.605
Temuco	Central 4	11,7	66	72,22	\$ 22.590	\$ 1.631.450
Temuco	Central 5	6	66	71,32	\$ 22.590	\$ 1.611.119
Temuco	Central 6	19,6	66	84,59	\$ 22.590	\$ 1.910.888

Temuco	Central 7	6	66	91,52	\$ 22.590	\$ 2.067.437
Temuco	Central 8	9,5	66	91,08	\$ 22.590	\$ 2.057.497
Temuco	Central 9	17,8	66	89,2	\$ 22.590	\$ 2.015.028
Temuco	Central Tacura	6	66	96,01	\$ 22.590	\$ 2.168.866
Celpac	Central Curacautín	70	110	89,27	\$ 55.642	\$ 4.967.161
Temuco	Central 10	12,8	66	71,35	\$ 22.590	\$ 1.611.797
Temuco	Central 11	10,3	66	67,65	\$ 22.590	\$ 1.528.214
Temuco	Central 12	15,6	66	57,27	\$ 22.590	\$ 1.293.729
Temuco	Central 13	19,9	66	60,27	\$ 22.590	\$ 1.361.499
Temuco	Central 14	13,6	66	63,31	\$ 22.590	\$ 1.430.173
Temuco	Central 15	10,8	66	65,05	\$ 22.590	\$ 1.469.480
Temuco	Central 16	10,4	66	65,32	\$ 22.590	\$ 1.475.579
Temuco	Central 17	10	66	70,79	\$ 22.590	\$ 1.599.146
Temuco	Central 18	9,9	66	74,78	\$ 22.590	\$ 1.689.280
Temuco	Central 19	9,8	66	78,22	\$ 22.590	\$ 1.766.990
Temuco	Central 20	17,8	66	74,08	\$ 22.590	\$ 1.766.990
Temuco	Central 21	9,9	66	81,82	\$ 22.590	\$ 1.673.467
Temuco	Central 22	9,5	66	118,43	\$ 22.590	\$ 2.675.334
Temuco	Central 23	17,9	66	117,47	\$ 22.590	\$ 2.653.647
Temuco	Central 24	18,7	66	122,72	\$ 22.590	\$ 2.772.245
Temuco	Central 25	16,3	66	125,77	\$ 22.590	\$ 2.841.144
Temuco	Central 26	17,1	66	131,52	\$ 22.590	\$ 2.971.037
Temuco	Central 27	11,7	66	132,23	\$ 22.590	\$ 2.987.076
Temuco	Central 28	9,9	66	130,73	\$ 22.590	\$ 2.953.191
TOTAL						\$ 60.810.771

Tabla 55 Caso 1 Proyectos Individuales

En el caso 2 sucede algo similar, sólo que los trazados ahora son considerados hasta dos subestaciones de Saeza, cercanas al caso 2, que no fueron consideradas debido a que no pertenecen a Transelec, y además porque consideran costes adicionales como cambio de conductor, cambio de la aislación, y quizás otras debido al aumento de capacidad de la línea.

Finalmente las distancias no son líneas rectas en todos los casos, debido a que existen lagos entre la subestación y las centrales.

Una tabla resumen de los costos se muestra a continuación.

Subestación	Final	Capacidad [MW]	Tensión [kV]	Distancia [km]	Costo [MUSD/km]	Costo [MUSD]
Pilmaiquen	Central 1	10,2	66	30,38	\$ 22.590	\$ 686.284
Pilmaiquen	Central 2	4,8	66	31,62	\$ 22.590	\$ 714.296
Pilmaiquen	Central 3	5,6	66	33,69	\$ 22.590	\$ 761.057
Pilmaiquen	Central 4	4,4	66	33,69	\$ 22.590	\$ 761.057
Pilmaiquen	Central 5	19	66	39,62	\$ 22.590	\$ 895.016
Pilmaiquen	Central 6	4	66	22,71	\$ 22.590	\$ 513.019
Pilmaiquen	Central 7	6	66	31,91	\$ 22.590	\$ 720.847

Pilmaiquen	Central 8	4,2	66	28,68	\$ 22.590	\$ 647.881
Pilmaiquen	Central Cordon Caulle	17	66	44,56	\$ 22.590	\$ 1.006.610
Capullo	Central 9	5	66	28,7	\$ 22.590	\$ 648.333
Capullo	Central 10	7,8	66	29,52	\$ 22.590	\$ 666.857
Capullo	Central 11	4,5	66	42,16	\$ 22.590	\$ 952.394
Capullo	Central 12	13	66	33,95	\$ 22.590	\$ 766.931
Capullo	Central 13	8,8	66	47,5	\$ 22.590	\$ 1.073.025
Capullo	Central 14	11,9	66	55,5	\$ 22.590	\$ 1.253.745
Capullo	Central 15	6	66	46,51	\$ 22.590	\$ 1.050.661
Capullo	Central 16	7	66	41,62	\$ 22.590	\$ 940.196
					TOTAL	\$ 14.058.209

Tabla 56 Caso 1 Proyectos Individuales

Si bien los costos son 112.486 USD menores, con el coste de la repotenciación de la línea, o crear paños adicionales para la incorporación de estas líneas, dejan esta propuesta con un costo mayor, que el proyecto de sistemas colectores.

Capítulo 5 – Conclusiones

Se desarrolló una base de datos con los proyectos en el Sistema Interconectado Central (SIC) que hasta la fecha se presentaron a evaluación de impacto ambiental, considerando únicamente aquellos cuyas tecnologías sean mini-hidráulica o geotérmica. De esta búsqueda, catorce proyectos fueron considerados para la evaluación de los polos de desarrollo de generación.

Por otro lado, se investigaron los potenciales energéticos de este tipo de energías renovables no convencionales a partir de la información de estudios realizados por el Ministerio de Energía y el Centro de Excelencia en Geotermia de los Andes (CEGA). Esta información, en conjunto con los proyectos del SEIA permitió definir dos polos de desarrollo, el primero en la IX región y parte de la VIII, denominado Caso 1, y el segundo en la X y XIV región, en adelante Caso 2.

El primer caso posee 29 centrales, 5 son proyectos cuya evaluación de impacto ambiental se encuentra aprobada, y 24 centrales potenciales definidos por el Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos (DAANC), que finalmente llegan a una potencia total de 413 [MW], donde 70 [MW] de ella corresponde a energía del tipo geotérmica.

El segundo caso es un polo de menor capacidad, con un total de 18 centrales, donde la mitad corresponde a proyectos aprobados y la otra mitad son potenciales definidos por el Centro de Excelencia en Geotermia de los Andes (SEGA) y el explorador DAANC. En total este polo de desarrollo representa un potencial de 151 [MW], donde 17 [MW] provienen de la energía geotérmica.

Se desarrolla un método para ubicación de subestaciones colectoras y sub-colectoras, mediante el método de agrupamiento Fuzzy c-means. De esta manera se generan las subestaciones colectoras para los casos 1 y 2, y se subdivide a las centrales en distintos clusters para definir de mejor manera corredores o subestaciones sub-colectoras. El método resultó ser eficiente debido a la posibilidad de poder trabajar con zonas prohibidas, como fallas geográficas, volcanes, lagos, etc., sin embargo, la ubicación definitiva requiere de intervención de algún experto para afinar los detalles de un posicionamiento, ya sea por cercanía a accesos, menor altura geográfica, menor vegetación, etc., en resumen, factores que escapan a las variables a manejar a nivel de programación en los alcances de esta memoria.

Una vez seleccionados las subestaciones colectoras, se consideraron además distintos corredores para facilitar la conexión de las centrales, encontrados mediante el método de agrupamiento antes descrito.

Se definieron como puntos de entrada al SIC para los casos 1 y 2, las subestaciones Temuco y Rahue respectivamente. Para el primer caso se definió un trazado de 220 kV que abarca 60 km. En el segundo caso el trazado aumenta a 68,9 km con una línea de 110kV.

Posteriormente, se dimensionó la línea de transmisión: para el Caso 1 se determinó un conductor ACAR 1600 MCM, 14 aisladores cuya distancia de fuga es de 431 mm/kV y 189 estructuras de suspensión y anclaje, siguiendo una proporción de 80:20, con un circuito simple.

Para el Caso 2 se consideró un conductor AAAC Flint de 740,8 MCM, 7 aisladores y 279 estructuras de suspensión y anclaje en la misma proporción antes considerada, también con sólo circuito simple.

Para las subestaciones colectoras se definieron las cantidades de paños y una configuración de doble barra más barra de transferencia que entrega confiabilidad y flexibilidad. En el caso 1 se tienen 6 paños de 110 kV, donde existe un paño por corredor, y un paño en 220 kV correspondiente al transformador de 220/110/13,8 kV que se encuentra a la llegada de la línea que conecta el sistema con el SIC. En el caso 2 se obtuvieron 5 paños de 110kV.

Finalmente, se obtuvo el costo total de cada uno de los proyectos, mediante el valor de inversión de líneas y subestaciones de Transelec, resultando en un valor de USD 48.419.225 para el caso 1 y de USD 15.170.695 para el caso 2.

Este tipo de soluciones son tienen un menor coste que soluciones individuales de transmisión para cada proyecto, y además se suman los beneficios de evitar líneas de transmisión paralelas que responden solo a necesidades individuales de los proyectos.

Se consideraron etapas intermedias, considerando energización en tensiones menores en las etapas iniciales a fin de generar ahorros en el equipamiento. Para el caso 1, se evalúa como trabajo futuro, para el corredor Lonquimay, cambiar el nivel de tensión de 110 kV a 220 kV considerando que el potencial sea utilizado en su totalidad.

La nueva legislación estipula que para este tipo de proyectos, las inversiones iniciales serán cubiertas por los agentes que se conectan a la red (los propietarios de cada proyecto), pero que las holguras serán pagadas por el consumidor final. Frente a esto, las iniciativas de crear líneas considerando los potenciales futuros se ven cubiertas.

Como trabajo futuro se debe, en primer lugar, realizar el análisis eléctrico en DigSilent de las soluciones de transmisión diseñadas, para determinar eventuales compensaciones reactivas u optimización del diseño de la solución para disminuir las pérdidas. Se puede además, actualizar la base con proyectos que hayan ingresado al SEIA más recientemente. También es posible ingresar más restricciones a la programación para encontrar puntos que para las subestaciones colectoras, que ayuden a disminuir los costos comparando trazados de líneas individuales. Finalmente, sería posible ingresar proyectos eólicos, u otro tipo de energías, para optimizar su entrada al sistema.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, «Agenda de Energía: Un desafío país, progreso para todos,» Santiago, 2014.
- [2] C. d. M. y. E. C. d. Diputados, «Proyecto de ley que modifica la ley general de servicios eléctricos en materia de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Boletín N° 10.240-08,» Santiago, 2015.
- [3] Ministerio de Energía, «Ministerio de Energía,» [En línea]. Available: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ernc.html. [Último acceso: 25 Agosto 2015].
- [4] Centro de Energías Renovables, «Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables,» [En línea]. Available: <http://cifes.gob.cl/tecnologias/geotermica/>. [Último acceso: 26 Agosto 2015].
- [5] Centro de Energías Renovables, «Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables,» [En línea]. Available: <http://cifes.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/>. [Último acceso: 26 Agosto 2015].
- [6] Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables, «CIFES,» Octubre 2015. [En línea]. Available: <http://cifes.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadisticas/>. [Último acceso: 10 Noviembre 2015].
- [7] M. M. D. M. A. L. M. Á. P. P. D. Diego Aravena, Assessment of high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile, Santiago : Elsevier, 2015.
- [8] J. G. M. Avilés, «Análisis y comparación de ciclos termodinámicos para la generación de potencia a partir de recursos geotermales de media y alta entalpía,» Universidad de Chile, Santiago, 2014.
- [9] Servicio Nacional de Geología y Minería, «Sernageomin,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.sernageomin.cl/mineria-geotermia.php>. [Último acceso: 20 Agosto 2015].
- [10] Ministerio de Energía, Dirección General de Aguas, Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la universidad de Chile, «Explorador de Derechos de Aprovechamientos de Agua No Consuntivos,» Agosto 2014. [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC/>. [Último acceso: 20 Octubre 2015].
- [11] S. R. M. Lagos, Planificación de Sistemas de Transmisión para cuencas de alto potencial hidroeléctrico, Santiago: Universidad de Chile, 2014.
- [12] Servicio de Evaluación Ambiental, «Servicio de Evaluación Ambiental,» [En línea]. Available: <http://www.sea.gob.cl/contenido/que-es-el-sistema-de-evaluacion-de-impacto-ambiental>. [Último acceso: 25 Agosto 2015].

- [13] Infraestructura de Datos Geospaciales, «Geoportal,» [En línea]. Available: <http://www.geoportal.cl/Visor/>. [Último acceso: 10 Octubre 2015].
- [14] CDEC-SIC, «CDEC-SIC Catastro de Nuevos Proyectos,» 4 Noviembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/catastro-de-nuevos-proyectos/>. [Último acceso: 15 Noviembre 2015].
- [15] Servicio de Evaluación Ambiental, «Servicio de Evaluación Ambiental,» [En línea]. Available: <http://www.sea.gob.cl/>. [Último acceso: 20 Septiembre 2015].
- [16] RAMSAR, «RAMSAR,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.ramsar.org/es/sitios-pa%C3%ADses/los-sitios-ramsar>. [Último acceso: 2016].

Anexo A

Proyectos de Generación Hidráulica del SIC en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Fuente: SEIA)			
Proyecto	Potencia (MW)	Estado	Región
Minicentral de Pasada Itata	20	Aprobado	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	20	Aprobado	VIII
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	20	Aprobado	VI
Central Hidroeléctrica Los Aromos	20	En Calificación	IX
Central Hidroeléctrica Los Hierros	20	Aprobado	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	19	Aprobado	IX
Central Hidroeléctrica Chupallar, Obras de Generación y Transmisión	19	En Calificación	VII
Central Hidroeléctrica de Pasada Cumbres	19	Aprobado	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello (e-seia)	18	Aprobado	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren (e-seia)	18	Aprobado	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	18	Aprobado	VIII
EIA Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Pasada Florín II y Florín III	18	En Calificación	XIV
PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA PERQUILAUQUÉN	17	Aprobado	VII
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad (...)	15	Aprobado	XIV
CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO COLORADO	15	Aprobado	VII
Minicentrales Hidroeléctricas de pasada Aillín y Las Juntas	14	En Calificación	VIII
Minicentrales Hidroeléctricas de pasada Aillín y Las Juntas	14	En Calificación	VIII
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso	13	Aprobado	VI
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	13	Aprobado	X
Central Hidroeléctrica Providencia	13	Aprobado	VII
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Cipresillos	12	En Calificación	VI
Central Hidroeléctrica de Pasada Quilaco	12	Aprobado	VIII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	12	Aprobado	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Halcones	12	En Calificación	VIII
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	12	Aprobado	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón	11	En Calificación	IX
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamalal (e-seia)	11	Aprobado	VIII
Modificación Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	11	Aprobado	IX
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN (e-seia)	10	Aprobado	RM
SUBIDA EN UN METRO COTA DEL EMBALSE RUCATAYO	10	En Calificación	X
Central Hidroeléctrica Añihuerraqui	9	En Calificación	IX
Aumento de Potencia Central San Andres	9	Aprobado	VI
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	9	Aprobado	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín (ex Don Alejo). Aumento Potencia	9	Aprobado	XIV
Regularización Unidad de Generación N°3 Central Puntilla	9	Aprobado	RM

Proyectos de Generación Hidráulica del SIC en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Fuente: SEIA)			
Proyecto	Potencia (MW)	Estado	Región
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo .	8	Aprobado	VII
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro (e-seia)	8	Aprobado	X
ADECUACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN PEDRO	8	En Calificación	XIV
ADECUACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN PEDRO	8	En Calificación	XIV
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	8	Aprobado	X
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés (e-seia)	7	Aprobado	VI
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur (e-seia)	7	Aprobado	VIII
Central Hidroeléctrica Llancalil (Reingreso)	7	En Calificación	IX
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2 (e-seia)	7	Aprobado	X
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	7	Aprobado	XIV
Hidroeléctrica de Pasada Collil	6	Aprobado	X
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	6	Aprobado	IX
Central Hidroeléctrica Mariposas (e-seia)	6	Aprobado	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente (e-seia)	6	Aprobado	VII
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil (e-seia)	6	Aprobado	VIII
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Río Chanleufu	6	Aprobado	X
Central de Pasada Tacura (e-seia)	6	Aprobado	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	6	Aprobado	IX
Proyecto Minicentral Hidroeléctrica Cumpeo	6	Aprobado	VII
“Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco” (e-seia)	6	Aprobado	X
CENTRAL HIDROELECTRICA DE PASADA CONDOR	5	En Calificación	IX
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	5	Aprobado	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	5	Aprobado	VII
Modificación Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Nalcas (e-seia)	5	Aprobado	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO (e-seia)	5	Aprobado	X
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano (e-seia)	5	Aprobado	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA (e-seia)	5	Aprobado	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco (e-seia)	4	Aprobado	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	4	Aprobado	XIV
Generadora Eléctrica Roblería . (e-seia)	4	Aprobado	VII
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	4	Aprobado	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas (e-seia)	4	Aprobado	X
Central Hidroeléctrica Mallarauco (e-seia)	3	Aprobado	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao (e-seia)	3	Aprobado	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto (e-seia)	3	Aprobado	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	3	Aprobado	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	3	Aprobado	X
Ampliación Central Hornopirén	3	Aprobado	X

Anexo B

Ejemplo Caso 1:	-71.14943	-38.60716	18.7		-72.341256	-40.893392	3
alaima_x=load('Laima_x.txt');	-71.10419	-38.69944	16.3		-72.341701	-40.894429	4
alaima_y=load('Laima_y.txt');	-71.74452	-38.46309	17.8		-72.391815	-40.579005	4
blonquimay_x=load('Lonquimay_x.txt');	-71.93407	-38.46775	19.9		-72.398298	-40.817404	5
blonquimay_y=load('Lonquimay_y.txt');	-71.23056	-38.48557	17.9		-72.267349	-40.891852	6
csierraNevada_x=load('Sierra Nevada_x.txt');	-71.97161	-38.45015	15.6		-72.3334987	-40.72902232	6
csierraNevada_y=load('Sierra Nevada_y.txt');	-71.61652	-38.90925	19.6		-72.403875	-40.917769	12
dtolguaca_x=load('Tolguaca_x.txt');	-71.85022	-38.49931	13.6		-72.309028	-40.794107	13
dtolguaca_y=load('Tolguaca_y.txt');	-71.85657	-38.33931	12.8		-72.19274437	-40.5945658	19
Temuco=load('Temuco.txt');	-71.76074	-38.89502	11.7		-72.160	-40.490	17.0
caso1=load('caso1.txt');	-71.83192	-38.53722	10.4		-72.17881	-40.88079	11.9
[L1,C1,D1]=kmeans(caso1(:,1:2),1);	-71.76386	-38.42217	9.9		-72.29962	-40.573	10.2
[L2,C2,D2]=fkmeans(caso1(:,1:2),2,caso1(:,3));	-71.70164	-38.47363	9.8		-72.38756	-40.81218	7.8
[L3,C3,D3]=fkmeans(caso1(:,1:2),3,caso1(:,3));	-71.23187	-38.4601	9.5		-72.24443	-40.64411	4.4
[in1a,on1a]=inpolygon(C1(1),C1(2),alaima_x,alaima_y);	-71.99683	-38.61927	10.5		-72.18199	-40.86968	8.8
[in1b,on1b]=inpolygon(C1(1),C1(2),blonquimay_x,blonquimay_y);	-71.89507	-38.36098	10.3		-72.2283	-40.85826	4.5
[in1c,on1c]=inpolygon(C1(1),C1(2),csierraNevada_x,csierraNevada_y);	-71.55037	-38.86264	17.8		-72.37287	-40.71592	4.2
[in1d,on1d]=inpolygon(C1(1),C1(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);	-71.79219	-38.47293	10		-72.27517	-40.64039	4.8
[in2a,on2a]=inpolygon(C2(1),C2(2),alaima_x,alaima_y);	-71.53337	-38.88193	9.5				
[in2b,on2b]=inpolygon(C2(1),C2(2),blonquimay_x,blonquimay_y);	-71.03405	-38.61823	11.7				
[in2c,on2c]=inpolygon(C2(1),C2(2),csierraNevada_x,csierraNevada_y);	-71.86654	-38.45556	10.8				'Subestación Rahue'
[in2d,on2d]=inpolygon(C2(1),C2(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);	-71.08177	-38.43425	9.9		-73.0882997776515	-40.5778977709696	
[in2d,on2d]=inpolygon(C2(1),C2(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);	-71.64377	-38.46989	9.9				
[in2d,on2d]=inpolygon(C2(1),C2(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);	-71.03661	-38.6682	17.1				'Subestación Temuco'
[in3a,on3a]=inpolygon(C3(1),C3(2),alaima_x,alaima_y);	-71.684	-38.281	70		-72.5570540492092	-38.7080494624044,0	
[in3b,on3b]=inpolygon(C3(1),C3(2),blonquimay_x,blonquimay_y);	-71.948	-38.607	5				
[in3c,on3c]=inpolygon(C3(1),C3(2),csierraNevada_x,csierraNevada_y);	-71.756	-38.842	6				'Cordón Caulle x'
[in3c,on3c]=inpolygon(C3(1),C3(2),csierraNevada_x,csierraNevada_y);	-71.464	-38.836	6		-72.30342942676946		
[in3d,on3d]=inpolygon(C3(1),C3(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);	-71.539	-38.913	6		-72.31385965807461		
[in3d,on3d]=inpolygon(C3(1),C3(2),dtolguaca_x,dtolguaca_y);					-72.31122277934442		
' Caso 1'							
				'Caso 2'			-72.27556931079168

-72.21316582722022	-40.47764914221663	-38.80700704389632
-72.1747984959532	-40.48497565164364	-38.81942451563005
-72.1503821312181	-40.43225913058897	-38.82178694880813
-72.08590443506736		-38.81000443385906
-72.03942905931088	'Lago Guallecue x'	-38.77866808743942
-72.0054755449638	-71.28940664735026	-38.76635644633946
-72.06941814012714	-71.34359082965925	
-72.13138437264065	-71.34323720906512	'Lago Puyehue x'
-72.1524635949722	-71.32525231673611	-72.52864620855
-72.14843994893555	-71.26025979567237	-72.45535953688099
-72.22074863808678	-71.24998360178226	-72.4186848018819
-72.2399180922795	-71.28940664735026	-72.35128168781283
-72.2413453123359		-72.32663701794954
-72.25123468083042	'Lago Guallecue y'	-72.34635025122155
-72.30342942676946	-38.66490229955281	-72.39541743336359
	-38.68258416203356	-72.45363573905974
'Cordón Caulle y'	-38.68838233339619	-72.57149472867589
-40.43225913058897	-38.69481446945321	-72.61243563320043
-40.46428682185432	-38.69457311918209	-72.52864620855
-40.5029359547971	-38.6722403168931	
-40.52432994733332	-38.66490229955281	'Lago Peyehue y'
-40.55764163123354		-40.71032086508662
-40.57137823581034	'Lago Icalma x'	-40.72759498865423
-40.62321156565322	-71.25761236576024	-40.72035713672363
-40.61928136143993	-71.3367145657993	-40.69302587718729
-40.57687123684737	-71.33573694276961	-40.66559998692178
-40.53184445118859	-71.31179318428693	-40.63570708349064
-40.51029886121778	-71.27656634023764	-40.62359511106149
-40.5115475695898	-71.24472482054	-40.61893363480098
-40.51229897761296	-71.25761236576024	-40.63527794079637
-40.48819386118874		-40.67816820495033
-40.42954031683734	'Lago Icalma y'	-40.71032086508662
-40.46593368884825	-38.76635644633946	

'Lago Rupanco x'	-40.83668820496196	-72.3176325132979
-72.63268695347944	-40.86174777061536	-72.3134865192159
-72.55987241033674	-40.88861572996829	-72.31638258310269
-72.54535353519995	-40.88959912015555	-72.32227695976556
-72.46759758799813	-40.88051520592869	
-72.4235050772979	-40.89433509590369	'Laguna El Palmar y'
-72.40904516948655	-40.89547994600471	-40.79715450568977
-72.39768447551815	-40.88802948392247	-40.80417767739201
-72.38236681684955	-40.882828619651	-40.80657464137443
-72.37351997767073	-40.8986302528627	-40.80429153161823
-72.34476598834908	-40.89150426568257	-40.79727097902274
-72.32478447466782	-40.89090923917901	-40.7952920758015
-72.30492898498132	-40.89605740816074	-40.79715450568977
-72.26262257775923	-40.88946000505144	'El Laima x'
-72.24916128782579	-40.87847577911298	-71.74722014391372
-72.19335619473871	-40.85717890299127	-71.80613730402112
-72.18106279679033	-40.85976964797414	-71.8196655786105
-72.20430701098131	-40.87312579510046	-71.80005453546018
-72.22845278805011	-40.87357223731014	-71.72510272614898
-72.27332036675311	-40.85535034627939	-71.64321732008735
-72.30087739752625	-40.82075482866718	-71.61966004157338
-72.32592245786002	-40.78654071388824	-71.61083877172413
-72.40087852987959	-40.77515934349665	-71.58149784732235
-72.45466127973633	-40.76451963842046	-71.60544398883943
-72.4979176348762	-40.77082002163128	-71.68004211409324
-72.59699799070982	-40.78639061420282	-71.74722014391372
-72.67131077203646	-40.79833698019836	
-72.6917583305254	-40.82027633505913	'El Laima y'
-72.68863180495039		-38.64015782941161
-72.63268695347944	'Laguna El Palmar x'	-38.69762325070346
	-72.32227695976556	-38.73057522482966
'Lago Rupanco y'	-72.32803794678249	-38.75506398975353
-40.82027633505913	-72.32690757346222	-38.80949784932525

-38.8155931678131	-38.37991298946898	-38.61135377189779
-38.75294988907908	-38.31463038242833	-38.55957007038264
-38.69898086928099	-38.29267657681992	-38.52589107594875
-38.68908878611067	-38.31551819989888	
-38.67394005713371	-38.34767629443385	'Tolcaguaca x'
-38.66717319232856		-71.69466658446012
-38.64015782941161		-71.69590075812909
'Lonquimay x'	'Sierra Nevada x'	-71.6739711570947
-71.64220384879995	-71.5981958219668	-71.64932786840234
-71.64917648012212	-71.65692649611823	-71.61614848313407
-71.64839228221581	-71.68376566424546	-71.60438428145187
-71.536702409585	-71.7008216507468	-71.61516713891885
-71.51420137156703	-71.65470367287193	-71.66895075730439
-71.45888437274627	-71.59502867569481	-71.69466658446012
-71.44842372014283	-71.5429444636317	
-71.46889492528744	-71.51872044745619	'Tolcaguaca y'
-71.50338401637116	-71.49237376586071	-38.28285277523427
-71.5811048437927	-71.5981958219668	-38.29776021006867
-71.64220384879995		-38.33196261559953
	'Sierra Nevada y'	-38.33838523959757
'Lonquimay y'	-38.52589107594875	-38.32977292690656
-38.34767629443385	-38.55022002738902	-38.30569886353224
-38.4008033692506	-38.57325193358434	-38.28087767731009
-38.438912239805	-38.61657067607595	-38.27576383834865
-38.45040203554352	-38.64895690595956	-38.28285277523427
-38.41332136324871	-38.64665767850024	
-38.41975908954974	-38.64359631613839	

Anexo C

Trazado Caso 1

-72.55706163665757,-38.70801590805193,0
-72.55540866798613,-38.70421930824546,0
-72.54985148969966,-38.70332828862519,0
-72.49628032370939,-38.65931320898723,0
-72.48522261525669,-38.66227576125233,0
-72.45361887579951,-38.62570928511168,0
-72.45291482576981,-38.60745751789839,0
-72.44785257262123,-38.57779224754835,0
-72.44293907945404,-38.57253354566609,0
-72.43503498881312,-38.57205786306644,0
-72.42935118507933,-38.56870501795884,0
-72.4295164240741,-38.5571627027749,0
-72.42061475857875,-38.54698524418413,0
-72.41630208574738,-38.53669045092097,0
-72.415028830582,-38.52569481506407,0
-72.3599583868819,-38.50377057856638,0
-72.3539956171075,-38.50539633254839,0
-72.3505195450676,-38.50337770035899,0
-72.33701689482227,-38.50193950157037,0
-72.30915974131231,-38.49154604228475,0
-72.30059271565625,-38.49006594528476,0
-72.24855323831581,-38.48987649034854,0
-72.2346506642549,-38.49142403132105,0
-72.18309552024583,-38.49026597266827,0
-72.15399007272886,-38.48866746451143,0
-72.1399886651618,-38.4884548715437,0
-72.13892916130668,-38.4863592750534,0
-72.13162848778406,-38.48790000309763,0
-72.0855058771449,-38.48570035788559,0
-72.04023419710313,-38.47036191476101,0

Trazado Caso 2

-73.08828750972089,-40.57788154376765,0
-73.08594652066297,-40.57709425373142,0
-73.0824718581315,-40.57663019766236,0
-73.07382026053109,-40.57843261734247,0
-73.03860600741406,-40.58529488485161,0
-73.02073737471235,-40.59324777031343,0
-73.01271189565368,-40.5918457890091,0
-72.99173178355142,-40.59798693396422,0
-72.98879402859603,-40.60094204077065,0
-72.97470719162673,-40.5961274270701,0
-72.9694286218388,-40.59981222358253,0
-72.96072100786951,-40.59508038436258,0
-72.91402904502176,-40.60149987957176,0
-72.87091583881137,-40.62272109627962,0
-72.84960444962303,-40.62894079165655,0
-72.812917179236,-40.64317531812088,0
-72.80953310696467,-40.66358534654274,0
-72.77102893263954,-40.65971737373938,0
-72.76228528502791,-40.66761336098692,0
-72.75006830752723,-40.67059491611616,0
-72.73560200412462,-40.67394838850525,0
-72.73315536949615,-40.66729068789844,0
-72.69284078069988,-40.67578092042271,0
-72.68700717923885,-40.68211422119745,0
-72.68018602162884,-40.70135649563868,0
-72.68114249246828,-40.71285278685082,0
-72.6690128152141,-40.72683030852988,0
-72.64565782739344,-40.71276383318961,0
-72.63646999036418,-40.71042519190124,0
-72.61793752621878,-40.71811883758682,0

-72.58949266569302,-40.72654717478163,0
-72.57002579921233,-40.73758602958352,0
-72.5343000392303,-40.73895298883897,0
-72.4863424813739,-40.75317266870935,0
-72.47698137733336,-40.74888591175746,0
-72.4611451230996,-40.74719833353717,0
-72.44626382464182,-40.75505067932379,0
-72.41307533232234,-40.75484082777991,0