



**UNIVERSIDAD DE CHILE**  
**Facultad de Arquitectura y Urbanismo**  
**Escuela de pregrado**  
**Carrera de Geografía**

**VULNERABILIDAD POR EXPOSICIÓN A AMENAZAS DEL SISTEMA DE  
INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN  
LAS COMUNAS DE CONCÓN, QUILLOTA Y QUINTERO.**

Memoria de título para optar al grado de Geógrafo

VICENTE ALBERTO ROBLES ÁLVAREZ

Profesor Guía: Carmen Paz Castro

Santiago de Chile, año 2018

INDICE

<b>1. CAPÍTULO I</b> .....	6
<b>1.1 Introducción</b> .....	6
<b>1.2 Planteamiento del problema</b> .....	20
<b>1.3 Área de estudio</b> .....	22
<b>1.3.1 Objetivo general</b> .....	35
<b>1.3.2 Objetivos específicos</b> .....	35
<b>2. CAPITULO II</b> .....	36
<b>2.1 MARCO TEÓRICO</b> .....	36
2.1.1 Antecedentes .....	36
2.1.2 Análisis de sistemas.....	37
2.1.2.1 ¿Cómo se compone un sistema de infraestructura de potencia? .....	38
2.1.3 Vulnerabilidad de las infraestructuras en otros estudios.....	41
<b>2.1.4 Los componentes del riesgo:</b> .....	44
<b>(vulnerabilidad x amenaza x exposición) / resiliencia</b> .....	44
2.1.4.1 <b>Mirada del riesgo</b> .....	44
2.1.4.2 <b>Resiliencia del sistema de transmisión</b> .....	45
2.1.4.3 <b>Vulnerabilidad del sistema</b> .....	46
2.1.4.4 <b>Energía como factor subyacente del riesgo</b> .....	47
2.1.4.5 <b>Alcances de un sistema eléctrico</b> .....	48
2.1.4.6 <b>Herrajes</b> .....	50
<b>3. CAPITULO III</b> .....	52
<b>3.1 MATERIALES Y MÉTODOS</b> .....	53
3.1.1 <b>Metodología general - (Objetivo general)</b> .....	53
3.1.2 <b>Pertenencia difusa (Objetivo específico 1)</b> .....	54
3.1.3 <b>Superposición (Objetivo específico 2)</b> .....	56
3.1.4 <b>Análisis de cercanías a zonas urbanas (Objetivo específico 3)</b> .....	57
<b>4. CAPITULO IV</b> .....	58
<b>4.1 Resultados</b> .....	58
<b>4.1.2 Objetivo 1 - Análisis de amenazas y su exposición hacia la infraestructura</b> .....	59
4.1.2.1 (F001/F002) Factor de temperaturas máximas y mínimas.....	59
4.1.2.2 (F003) Factor de precipitación .....	63
4.1.2.3 (F004) Factor de densidad de incendios .....	65
4.1.2.4 (F005) Factor de vientos máximos.....	69
4.1.2.5 (F006) Factor de áreas de irradiación solar .....	71

4.1.2.6 (F007) Estabilidad de laderas .....	73
4.1.2.7 (F008) Exposición de laderas.....	76
4.1.2.8 (F009) Cercanías a zonas urbanas.....	78
Figura 28. Cercanía de la infraestructura a zonas urbanas (<100 m) .....	79
<b>4.3 Objetivo 2: Evaluación y zonificación de la vulnerabilidad por exposición a amenazas de la infraestructura energética.</b> .....	80
<b>4.2 Objetivo 3: Análisis de diferencias locales de exposición</b> .....	83
<b>5. CAPÍTULO V</b> .....	87
<b>5.1 Discusiones</b> .....	87
<b>6. CAPÍTULO VI</b> .....	90
<b>6.1 Conclusiones</b> .....	90
<b>6.1.1 Conclusión general</b> .....	90
Como se ha mostrado, las comunas estudiadas han presentado diversos.....	90
Objetivo 1 .....	90
Objetivo 2.....	90
Objetivo 3.....	91
<b>7. CAPÍTULO VII</b> .....	91
<b>7.1 Bibliografía</b> .....	91
<b>CAPITULO VIII</b> .....	98
<b>8.1 Anexos</b> .....	98

## NDICE DE FIGURAS

Figura 1 Distribución de consumo por sectores y final en tercalorías (1991 – 2015).....	12
Figura 2 Comparación del consumo total de electricidad y del producto interno bruto real (PIB) en Chile.....	13
Figura 3 Ecuación para cálculo de precio básico de energía (Nudo básico).....	15
Figura 4 Gráfico de costo de la energía eléctrica en Euro/KWh para consumidores no residenciales entre diferentes semestres comprendidos entre (2012-2016).....	16
Figura 5 Área de estudio, comunas de Concón, Quillota y Quintero.....	24
Figura 6 Modelo y perfil de elevación altitudinal de Concón, Quillota y Quintero.....	25
Figura 7 Perfil de elevación Quintero – Quillota – límite Hijuelas.....	26
Figura 8 Promedio de temperatura anual Concón, Quillota y Quintero.....	29
Figura 9 Precipitación total en (mm).....	30
Figura 10 Vientos promedio en m/s (1958-2017).....	31
Figura 11 Exposición de ladera según probabilidad de ignición.....	32
Figura 12 Transformación de commodities en el mercado.....	37
Figura 13 Ubicación de los sistemas de generación y transmisión dentro de un sistema de potencia.....	39

Figura 14 Diagrama de flujos eléctricos entre las componentes eléctricas.....	40
Figura 15 Diagrama de corbata de moño para la metodología AFTER.....	42
Figura 16 Cálculo de longitudes y altitudes del vano del cruce de la línea troncal Quillota – Nogales de 220Kv en dónde el conductor atraviesa la llanura de inundación del río Aconcagua.....	51
Figura 17 Explicación de un vano en relación a llanura de inundación del río Aconcagua y su posible exposición a diferentes tipos brisas y vientos.....	52
Figura 18 Exposición a temperaturas máximas del mes más cálido.....	56
Figura 19 Exposición a temperaturas mínimas del mes más frío.....	61
Figura 20 Exposición a cuatro de año más lluvioso.....	62
Figura 21 Número de eventos de incendios por mes.....	64
Figura 22 Exposición a incendios por densidad de superficies afectadas en hectáreas (2009-2017).....	66
Figura 23 Vientos máximos en escala de m/s / Beaufort período de (1958-2017).....	68
Figura 24 Áreas de irradiación solar en WH/m2 para la zona de estudio.....	70
Figura 25 Pendiente y su justificación geomorfológica.....	72
Figura 26 Probabilidad de ignición de incendios según ladera.....	75
Figura 27 Cercanía de la infraestructura a zonas urbanas (<100 m).....	77
Figura 28 Superposición difusa de amenazas de la totalidad de los territorios comunales.....	79
Figura 29 Área de influencia de los niveles de riesgo (P) a 500 m.....	81
Figura 30 Sectores comunales con exposiciones medias y altas.....	82
Figura 31 Niveles de riesgo (P) en la comuna de Quillota.....	86
Figura 32 Superposición difusa de amenazas y nombres de líneas.....	90

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comparación histórica de la evolución estructural del sistema eléctrico.....	7
Tabla 2 Variables involucradas en elasticidad entre ingreso y demanda.....	14
Tabla 3 Resumen de beneficios multidimensionales de la eficiencia energética.....	17
Tabla 4 Evolución del consumo energético según parámetros de cambio.....	18
Tabla 5 Valores de pertenencia difusa adoptados para los diferentes valores del universo del discurso posibles.....	57
Tabla 6 Número de eventos de incendio en las comunas de Concón, Quillota y Quintero.....	65
Tabla 7 Variaciones en las condiciones ambientales para la operación de sobrecargas.....	71
Tabla 8 Comparativo de Rangos de Pendiente y su Justificación Geomorfológica entre Araya & Börgel (1972).....	74
Tabla 9 Número de factores involucrados en los niveles de riesgo (P).....	75

## ANEXOS

Anexo 1 Línea Quillota - Nogales 220 Kv atravesando hacia el norte el río Aconcagua.....	98
Anexo 2 Línea Quillota - Nogales 220 Kv atravesando hacia el sur el río Aconcagua.....	99
Anexo 3 Cercanías del sector de Valle Alegre comuna de Quillota.....	100
Anexo 4 Sectores de la zona ripiara afectados por microbasurales e incendios.....	100

*Agradecido de:*

*La música*

*La familia*

*La amistad*

*La sabiduría*

*La geografía y su gente*

*¡A la orden!*

*Agradecimientos personales*

Al Ministerio de Energía, divisiones de desarrollo sustentable y seguridad y mercado energético por facilitarme guías y consejos para realizar este trabajo.

A la profesora Carmen Paz y su valiosísima guía y aportes que dieron pie a la creación de esta memoria

A Pablo Sarricolea por sus incalculables aportes de información climática y grandes vasos de mate

Al profesor Ferrando quien aconsejó y aportó información clave de temas de estabilidad de laderas y otros consejos

A todo el personal de la FAU, porteros (Don Edgardo, Gerson, Luis, Mauricio y todos los otros) a las tías de la biblioteca (Sonia, Paola, otras), al personal de aseo como la tía Heladia muchas gracias.

Por último, nunca vi tanta entrega hacia el otro como en gente de este mundillo geográfico. Espero poder ponerme a la altura de lo que esta profesión que tanto-estudiantes como profesionales exigen.

## **1. CAPÍTULO I**

### **1.1 Introducción**

El desarrollo de las sociedades y el consumo de energía, han estado íntimamente relacionados a lo largo de la historia. Juntos han empujado notables mejoras en la calidad de vida de las sociedades y ambientación, pero no obstante la generación eléctrica, ha producido cambios e impactos que han afectado naturaleza y personas desde tiempos inmemoriales. Dada la relación del peso histórico entre el desarrollo y el consumo de energía, se asumió por larga data una proporción directamente proporcional: a más energía mayor progreso. Esta aseveración conocida como hipótesis de conservación de la energía, establece que la relación entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico es unidireccional, desde el producto hacia el consumo (Mercados Energéticos Consultores, 2014). Aun así en la actualidad, de la mano con la introducción de conceptos como eficiencia energética o (disminución del consumo), el progreso y la energía han comenzado a separarse (Cereceda, Errázuriz, & Rivera, 2013).

La historia del sector energético en Chile data del año 1943, con la fundación de la Empresa Nacional de Electricidad Endesa y su Plan Nacional de Electrificación. Dicho plan contemplaba los primeros atisbos de iluminación, alimentación e introducción de la energía eléctrica como combustible a las familias del país. El proceso continuó su consolidación con tecnología inglesa y alemana, avanzando como sistemas sin interconexión hasta 1955, a partir de esta fecha capitales alemanes, lograron crear la interconexión del sistema del SIC o sistema interconectado central.

En el año de 1968 debido a la gran sequía del período (1967-1968) se presentó la primera emergencia seria que puso a prueba el sistema. Este tipo de incidencias geográficas motivó cambios que forjaron algunos aspectos de lo que constituye el sistema en la actualidad (CDEC, 2015)

La crisis del sistema se desató, debido a que el proveedor de Chilectra, la compañía Endesa, no podía satisfacer la demanda durante las horas de alto consumo. Chilectra en acto nunca antes visto, entregaría energía a Endesa en las horas de bajo consumo, para así poder recuperar los niveles del embalse Rapel, una de sus fuentes principales. Debido a que la hora crítica de aumento de la demanda se producía a las 19:00 horas, junto con el oscurecimiento del día y en razón de apoyo a las ventas del comercio, el Comité Técnico en un acto inédito, planteó al entonces presidente Eduardo Frei Montalva, atrasar en una hora el horario, con el pretexto de que la gente tuviera al menos una hora más de luz al

hacer sus compras y en su retorno a casa. Existe consenso de que esta estrategia impactó mejorando la calidad de vida de miles de familias (CDEC, 2015).

Retomando la idea de la transferencia energética debido a la contingencia de 1968, resulta importante aclarar que fue aquí en donde desarrollaron las fórmulas de acuerdos directos entre compañías por ventas adicionales. En estas instancias esporádicas se calcularían los precios para compartir los beneficios, aunque indiscutiblemente y tal vez sin pensarlo, se establecerían las bases para una operación más segura y coordinada entre las centrales, desarrollando estrategias para enfrentar problemáticas que no se habían suscitado jamás en el rubro.

Luego de los acontecimientos ocurridos durante el gobierno de la Unidad Popular, se decide en 1970 mediante la ley 17.323 estatizar Chilectra, por lo que todos los negocios (generación, transmisión y distribución) quedaron en manos del Estado.

El marco regulatorio se comenzó a gestar en 1974, cuando la junta militar convocó una comisión, la que posteriormente crearía la primera política energética de Chile en 1977, considerando que el sistema debía constituirse como se plantea en la Tabla 1:

Tabla 1. Comparación histórica de la evolución estructural del sistema eléctrico.

Resumen de comparación histórica del sector eléctrico en Chile	
Período consultado: desde 1958 a 1973.	Período consultado: desde 1977 hasta la actualidad.
Hechos coyunturales (DFL N°4) primer cuerpo regulatorio del sector eléctrico de 1958 Estatización del sector por (Ley 17.323) de 1970.	Hechos coyunturales Comisión de política energética de 1977 (DFL N°1) o Ley general de servicios eléctricos de 1982
Tipo de operación económica Fijación de tarifas anuales asegurando cubrir gastos y una rentabilidad del 10% sobre el capital movilizado. (DFL N°4 1958), A una cantidad “x” de capital invertido, además de cubrir “x” se adiciona 10% de “x”.	Tipo de operación económica De Operación basada en costos marginales, minimizando el costo de abastecimiento, las ventas entre compañías por diferencias de producción requirieron establecer los costos marginales. Implementación de modelos de costos marginales futuros,

	<p>determinando la tarifa en el medio plazo como un promedio de los costos para los cuatro próximos años.</p> <p>A menor costo de producción para las centrales más ingresos.</p>
<p>Integración de todos los negocios (generación, transmisión y distribución)</p> <p>Dos compañías Endesa creada por CORFO y Chilectra de capitales alemanes y posteriormente ingleses.</p>	<p>Separación de los negocios de generación y distribución, Endesa es dividida en 14 compañías</p>
<p>Estado de la coordinación</p> <p>Primeras fórmulas de precios que establecerían mayor seguridad en la operación del sistema. Desarrollo de primer modelo dinámico de optimización de uso embalses de 1968</p>	<p>Estado de la coordinación.</p> <p>Creación de la comisión nacional de energía (CNE) en 1978, separación de clientes regulados y no.</p>
<p>Logros técnicos</p> <p>Creación del sistema interconectado SIC uniéndose los centros de generación y consumo de la región metropolitana y la del Biobío que se habían desarrollado como sistemas aislados, formándose el SIC en 1955.</p>	<p>Logros técnicos</p> <p>Mediante (Decreto N°6 de Ministerio de Economía 1985) Entra en vigencia una coordinación para la realización de los despachos a cargo de entes autorregulados Centros Económicos de Carga (CDEC). Un hecho no menor lo constituye la introducción del primer sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA) tecnología que permite visualizar en tiempo real el estado del sistema interconectado central SIC.</p>

Fuente: Elaboración propia en base a (CDEC, 2015)

En el periodo de 1990-2000, la reciente estructuración tuvo que sortear dos crisis del sector energético. La primera durante la breve sequía de 1989-1990. La segunda, otro periodo de mucha tensión fue la sequía de 1997-1998. En el primer evento no fue necesario cortar el suministro a los consumidores. El recientemente creado sistema privado, fomentó una



campaña para bajar el consumo, que contó con la colaboración de las industrias. Por otra parte, en el período de 1997-1998 se registró uno de los eventos más intensos comparable con la gran sequía de 1967-1968. Debido al racionamiento la gran damnificada fue la confianza en la institucionalidad, la que se terminó por quebrar, mientras las empresas hidroeléctricas debían comprar más energía para cumplir sus compromisos provocando a algunas la cuasi bancarrota. En términos jurídicos repercutió muy fuertemente el término legal fuerza mayor como argumento para explicar el incumplimiento del suministro, generando acaloradas discrepancias sobre cuáles precios eran los adecuados ante la emergencia, debido a que las razones se escapaban de las compañías deficitarias.

En el fondo (CDEC, 2015) expone que las razones para llegar a una condición de racionamiento del recurso energético pudieron ser las siguientes:

Una profunda sequía que:

1. Afectó muy fuertemente, generando mucha dependencia del sistema nacional
2. Debido a lo anterior, se provocaron profundas discordancias de todos los sectores en términos de los acuerdos reconocidos entre (participantes, expertos y políticos)

El punto más álgido de la crisis, llegó cuando Colbún S.A. no pudo cumplir la puesta a punto de la central Nehuenco en Quillota informando una falla en abril de 1999, en pleno racionamiento. Nehuenco iba a aportar 350 MW, entre el ~ 9% -10% del total producido en el sistema. Una de las razones fue que, al poco andar, los racionamientos se dieron en lugares que eran atendidos por centrales deficitarios. Dicha situación determinó una situación inviable para el gobierno quien concluye instruyendo un racionamiento parejo para todos. Desde el punto de vista del riesgo por el abastecimiento, hubo problemáticas asociadas al temor que producía la incertidumbre de no poder llegar a consenso. Se asume entonces que los acuerdos establecidos aumentaban la vulnerabilidad del sistema, debido a no poder adaptarse al dinamismo de una crisis hidrológica.

Un valioso aprendizaje fue determinar que los Centros Económicos de Carga CDEC, fueran operados por sus propios empleados sin representantes de las empresas que integran el sistema. La solución fue crear un comité técnico de expertos para la resolución de problemas en primera instancia, quien fallaría ante un análisis de los factores que estuviesen involucrados. Se mantuvo un directorio con algunas funciones normativas, lo que relajó el ambiente en las oficinas centrales. La relativamente corta historia del sector,

nos lleva a épocas actuales, en dónde el mundo experimenta cambios paradigmáticos en algunos pilares de su fundación.

En el presente, persiste un complejo escenario en el cual las componentes del sector energético, se encuentran en franca vulnerabilidad, debido a encontrarse frágiles frente a cambios repentinos en la estabilidad territorial geográfica o eventos que podrían alterar el despacho de energía a la demanda. Para el año 2018, se debe destacar que las experiencias anteriores fueron decisivas para el planteamiento de la nueva ley 20.936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica. Crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico, incorporando nueva terminología que establece una nueva visión para la información sectorial. La administración en torno a estas problemáticas, tanto como visiones estratégicas se crean en torno a la política energética a 2050 (Ministerio de Energía, 2014).

Existen en la actualidad fundadas opiniones de que los factores climáticos entre otros eventos, causan grandes estragos a la industria, comercio y todas las actividades que requieran de algún producto energético. En el nuevo marco Sendai, se adoptan medidas nacionales que reconocen el incrementado impacto de desastres y sus complejidades anexas en muchas partes del mundo. Focalizarán sus esfuerzos para fortalecer la reducción de riesgos de desastre por pérdida de vidas e infraestructura (UNISDR, 2015).

Está por verse en una real crisis, qué tan vulnerable resultaría la nueva institucionalidad. En esta memoria de título se intentará abordar otra problemática que no ha sido mencionada aún en esta presentación. En esta investigación se dilucidarán ciertas amenazas a las que está expuesta la infraestructura, zonas de vulnerabilidad variable que pueden desestabilizar el sistema desde el punto de vista técnico, además de los meramente institucionales, legales y tecnológicos revisados hasta el momento.

Tomando en cuenta esta realidad y retomando la introducción respecto a la utilización del recurso el consumo energético en Chile, el tiempo transcurrido ha estado marcado por un constante crecimiento desde la década de 1960, acusándose sobre todo desde el comienzo de la década de 1990. En un periodo recorrido desde 1991-2015 se estableció por medio de la unidad tetra caloría (1.000.000.000.000 cal), un aumento del consumo total de energía eléctrica nacional del orden del 420% Fig. 1.

El constante crecimiento de la demanda energética del país cercano al 4% anual según Palma, (2014) ha terminado por posicionar y presionar el tema como una preocupación constante del quehacer diario de la vida productiva del país.

En 2014, las fuentes de generación eléctrica fueron predominantemente térmicas, (Carbón 41% y Gas natural 11%), siendo la principal fuente renovable la hidroelectricidad con 34%. En cuanto a la matriz de generación eléctrica, al año 2015, la capacidad instalada total de Chile es de 20.375 MW, (España p.e alcanzó los 106.247 MW durante el mismo período). Dicha capacidad se encuentra por una parte principalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC) lo que corresponde a un 77,7% de la capacidad instalada total, y, por otra parte, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con un 21,54% de la capacidad instalada total y los sistemas menores SSMM el 0,76%.

Si se analiza la distribución por sectores productivos, el consumo energético nacional de Chile Fig. 1, se observa una realidad dominada por el sector industrial y minero, el cual ha experimentado en el período estudiado 1991-2015 (24 años) un alza del consumo 367,2%. Dicha tendencia se ha tendido a estabilizar presumiblemente debido a la mayor eficiencia de las maquinarias y otros procesos.

En un interesante estudio sobre consumo de energía a nivel residencial y su análisis en relación a la eficiencia energética Romero Ramos, (2011) se establece que el consumo anual de energía de una vivienda promedio (encuesta a 113 viviendas de las zonas urbanas de Valparaíso, Santiago y Concepción), asciende a los 7.552 [kWh/año], en donde la electricidad representa 2.135 [kWh/año] o un 28,3% del desglose por combustible.

A su vez, otro dato observado es el “estudio de usos finales y curva de oferta de conservación de la energía en el sector residencial de Chile” de (Ministerio de Energía, 2010), en donde destacan los 105 [kWh/m<sup>2</sup> \* año] que se precisan consumir de energía por metro cuadrado de vivienda. El promedio obtenido por vivienda del estudio fue de 77m<sup>2</sup> del cual se obtuvieron 3.220 encuestas (Ministerio de Energía, 2010).

En general, las formas de tarificación de la energía eléctrica no han sido muy conocidas y consideran dificultosos y complejos cálculos de fórmulas que aducen expresiones que deben completarse con datos temporales, emitidos por las instituciones reguladoras como: Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE).

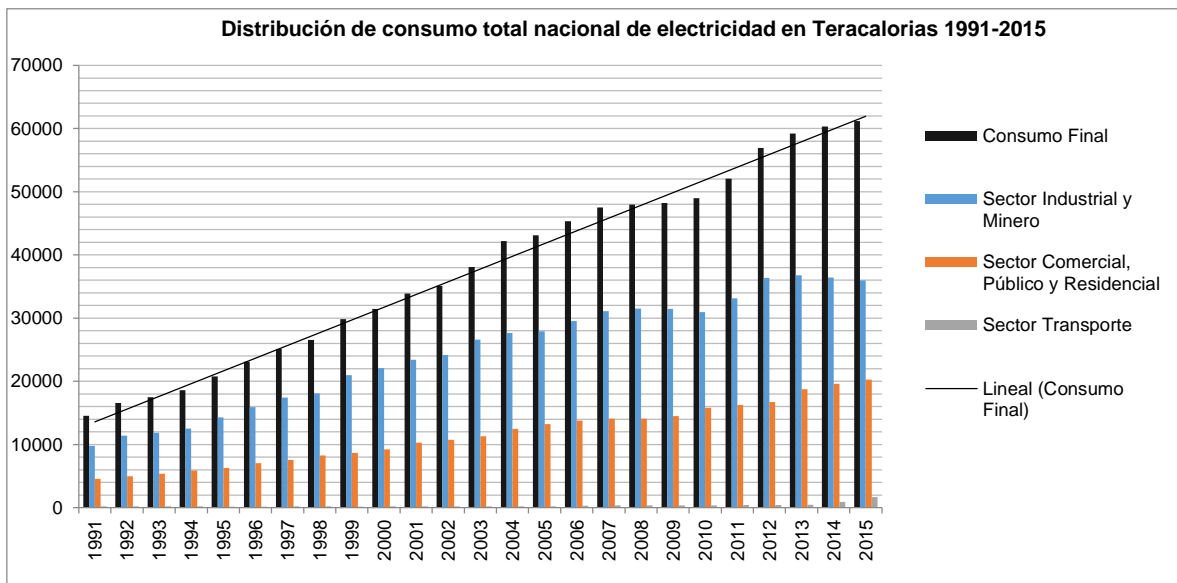


Figura 1. Distribución de consumo por sectores y final en teracalorías (1991 – 2015) datos de (Ministerio de Energía, 2015)

El precio a usuario final, es representado por el *agregado de distribución* (VDA), fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía previo informe técnico de la CNE. El precio de Nudo que es fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el cargo único por uso del sistema troncal para cada segmento de usuario final es determinado por la CNE expresado en (\$/kWh)

$$\text{Precio a usuario final (\$/kWh)} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

La importancia que han tenido la temática de cambios en el consumo energético ya fue hábilmente notada por (Cereceda, Errázuriz, & Rivera, 2013) en dónde utilizando otra unidad de medición el GWh, establecen que como en otras latitudes, este aumento está asociado a un importante crecimiento del nivel del desarrollo del país.

Entonces, analizando que el gasto energético se ha incrementado ciertamente cuatro veces más, de lo que representó en 1991, es que se puede constatar que el uso de energía eléctrica logra una mayor aceptación a todos los niveles. El punto anterior queda reflejado en la Encuesta Nacional de Energía (ENER), en dónde la mitad de los consumidores consideraron como una de las principales problemáticas, el alto costo de la misma 52%, mientras que los demás identificaron la falta de suministro 13%, sequía 10%, concentración monopólica 9%, proyectos con alto impacto ambiental 7%, falta de acuerdos entre comunidades y empresas 7% y otros 6%, como los problemas más candentes (AChEE, 2016).

Al ser consultada la población sobre los principales desafíos energéticos del país a cinco años, teniendo que mencionar tres de seis alternativas, el 62% dijo que se deben impulsar

las energías limpias, el 59% el precio de la electricidad y combustibles, 47% para asegurar el abastecimiento de todo el país y un 43% los cortes de luz. Paradójicamente solo el 11% piensa que es importante mejorar el mercado de competencias energéticas según la (AChEE, 2016). En general y revisando la literatura que versa sobre el tema energético, se recogen visiones muy economicistas sobre el futuro de las planificaciones. Los análisis históricos señalan una marcada relación entre el producto interno bruto real (PIB) y el consumo total de electricidad, los cuales han experimentado crecimientos sostenidos durante más de 50 años.

Como se aprecia en la Fig. 2, la expansión extensiva que ha tenido la electricidad como principal combustible, despegó desde 1990 como consecuencia de la introducción de electrodomésticos: refrigeradores, televisores y otros aparatos, propiciando la penetración de la población subiendo el porcentaje total que utiliza cierto número de artefactos.

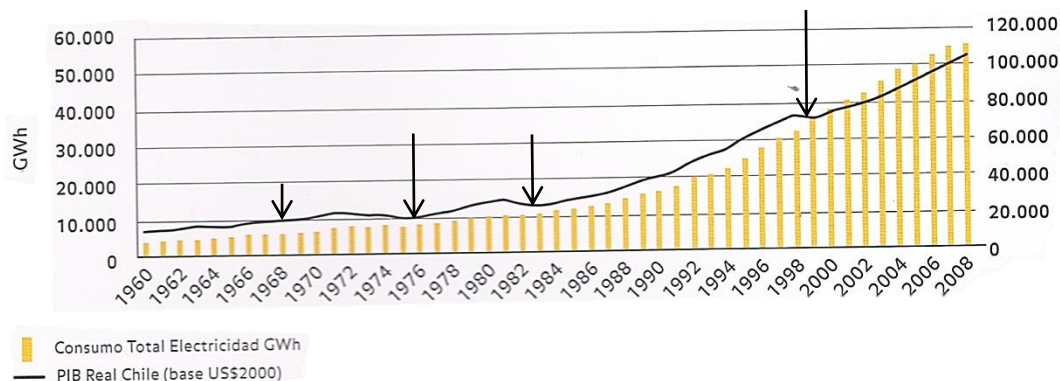


Figura. 2. Comparación del consumo total de electricidad y del producto interno bruto real (PIB) en Chile. Tomado de (Cereceda, Errázuriz, & Rivera, 2013, pág. 20).

En un rápido vistazo de 48 años, Fig. 2 se revelan situaciones de bajas en el PIB debido a crisis energéticas. Se aprecia estancamiento entre 1967-1970 debido a la gran sequía, crisis económica de 1973, caída entre 1980-1982 debido a la crisis del petróleo, crisis energética de 1991 y decrecimiento entre 1997-1998 por la sequía de tal época. La vulnerabilidad del SIC/SING indistintamente afecta a la relación de crecimiento, con el consiguiente perjuicio que esto puede ocasionarles a las economías regionales.

En su metodología, el informe de (Mercados Energéticos Consultores, 2014), constata que los ritmos de crecimiento económico actuales han caído, dejando entrever situaciones desaceleradas en naciones con alto desarrollo tecnológico que se traducen en menor consumo.

A pesar de estas dos tendencias especiales, han existido en países con menor desarrollo, un nivel de crecimiento acorde con un explosivo aumento del gasto energético. Los autores afirman que existen correlaciones estadísticas positivas entre las dos variables de las series temporales revisadas en la Tabla 2:

Tabla 2. Variables involucradas en elasticidad entre ingreso y demanda

Variab-les	(x), Consumo de energía En (GWh, MWh...)	(y), Producto Interno Bruto Procesos productivos, stock de bienes.
Correlación positiva	Aumentó	Aumentó
Crisis o racionamiento	Cayó	Estancamiento / Caída

Fuente: Elaboración propia basada en (Mercados Energéticos Consultores, 2014)

La relación entre estas dos variables, se define como la **elasticidad entre el ingreso y la demanda** tabla 2, se ha observado que en general la elasticidad tiende a caer, debido a que los países con los años se hacen más eficientes al uso de la electricidad.

Las razones de este cambio de comportamiento se pueden expresar en los siguientes puntos según (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

1.- **Desacople económico:** Si convencionalmente el **crecimiento económico está asociado al aumento de las presiones ambientales**, el concepto de desacoplamiento hace que dicha convención no sea necesaria sino contingente. El fundamento de la relación entre las **actividades económicas** y el medio ambiente bajo la perspectiva del desacople, refiere a que las primeras –en cuanto fuerzas motrices- representan factores de **presión ambiental**, los cuales pueden traducirse en una **pérdida, deterioro y/o contaminación** de la base de recursos naturales sobre la que operan. Así, mediante los conceptos de Producción de Recursos Naturales –en tanto presiones ambientales- y Producto Interno Bruto –en tanto fuerzas motrices- fue posible obtener el objetivo de relacionar ambas variables (Zuñiga Oneto, 2015).

2.- **Políticas de precios:** La legislación vigente aplicada por la ley 20.936, establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos. A modo de ejemplo, se resume una de las fórmulas más simples para el cálculo de precio básico de la energía, **el nudo a**

**corto plazo** (CNE Resolucion Exenta 641, 2016). El costo marginal (**CMg**) corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación operando en un instante determinado. Adicionalmente, costo marginal es el precio a utilizar en la valorización de transferencias de energía entre empresas generadoras. Su unidad de cálculo es en dólares por Mega (1.000.000) / Watt por hora (US\$/MWh)

Volviendo al costo marginal en el reporte financiero realizado por (CNE, 2017) se establecen referencias geográficas para la obtenciones de este costo en diferentes localizaciones, p.e para el caso del SIC, se fija en la barra Quillota 220 Kv y para el SING en la barra Crucero 220 Kv.

Los valores entregados para cada sistema corresponden al promedio mensual de los costos marginales horarios. Otro instrumento fundamental en el cálculo específico se representa por el precio medio de mercado (PPM) de cada sistema, este se determina considerando los precios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo, el (PPM) registrado en septiembre 2017 para el SIC fue de 99,80 USD/MWh (CNE, 2017).

El precio básico de la energía se determinará mediante la siguiente expresión:

$$Precio\ Básico\ Energía_{Nudo\ Básico\ Calculado} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{CMg_{Ncalculado\ i} \cdot E_{Ncalculado\ i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_{Ncalculado\ i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Dónde:

- Ncalculado : Nudo del sistema respectivo para el Precio de Nudo Básico de la Energía.
- CMg<sub>Ncalculado i</sub> : Costo Marginal Mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.
- E<sub>Ncalculado i</sub> : Energía Mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
- i : mes i-ésimo.
- r : Tasa de actualización.
- N : Número de meses del período de cálculo respectivo.

Figura 3. Ecuación para cálculo de precio básico de energía (Nudo básico) Tomado de **(CNE Resolucion Exenta 641, 2016)**

Se puede apreciar Fig. 3, que existen marcados parámetros geográficos para el cálculo de elementos básicos sobre los precios, como las subestaciones respectivas de diferentes puntos de la red, por lo que las localizaciones no dejan de ser importantes en un sistema que podría considerarse como homogéneo.

Otro punto no menor lo constituye la temporalidad de estos estudios, en dónde factores como (r) o tasa de actualización, o la unidad (mes) se constituyen como elementos claves en la realización de los mismos.

Por otro lado, en el contexto mundial de los precios de la Fig. 4, la unión europea p.e ha identificado que estos dependen de un rango diferente de suministro y condiciones de demanda, incluyendo la situación geopolítica, la mezcla de energías nacionales, diversificación de las importaciones, costos de redes, costos de protección ambiental y altos niveles de impuestos (Eurostat, 2017).

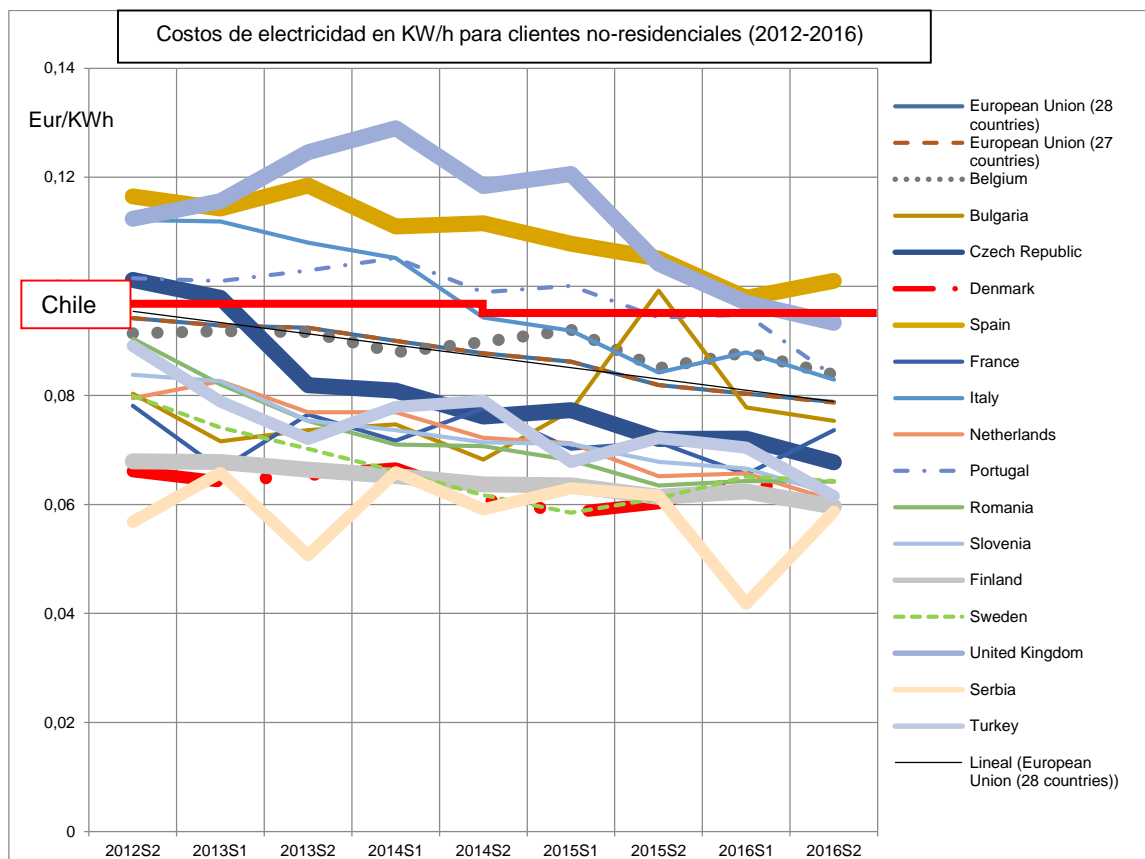


Figura 4. Gráfico de costo de la energía eléctrica en Euro/KWh para consumidores no residenciales entre diferentes semestres comprendidos entre (2012-2016) de (Eurostat, 2017).

Realizando un análisis de estos datos, se puede apreciar que muchos países europeos se aproximan a la realidad nacional de consumo nacional en términos de USD/KWh y USD/MWh, en este caso se presentan los datos de tarifas no residenciales en Euro/KWh, dónde en 2016 destacan países como el Reino Unido, España y Portugal por los elevados valores de 110 Euro/MWh o 135 USD/MWh.



Una forma de comparar esta situación con la de nuestro país es considerando los costos marginales (**CMg**) en USD/MWh, teniéndose un recorrido que va desde los 92,60 USD/MWh en junio 2017 hasta un valor más acotado de 45,85 USD/MWh en noviembre de 2016, estos precios se asimilarían a Bélgica con 99 USD/MWh y el promedio los 27 países de la unión europea (son 28 pero Reino Unido dejó de ser miembro por el referéndum sobre la permanencia celebrado en junio de 2016).

Por último, es importante mencionar que no se han podido establecer patrones que determinen respecto al precio de la energía eléctrica, más que constatar que existe una tendencia lineal de precios a la baja, en el promedio de los 28 países europeos.

### 3.- Eficiencia energética

El camino de la teoría de eficiencia ha sido de lento transitar, requiriéndose educación de consumo responsable, desarrollo competitivo y necesariamente un mejor uso de los recursos limitados. De esta manera, se pueden apreciar beneficios de varias índoles con respecto al fomento de la eficiencia energética tabla 3 La eficiencia energética puede ser comprendida por dos pilares fundamentales según (Mercados Energéticos Consultores, 2014):

Por una parte, la eficiencia energética por el lado de la **demanda**: una serie de **acciones y prácticas conducentes a reducir** y/o desviar la cantidad de energía utilizada

Por la otra parte, eficiencia energética por el lado de la **oferta**: como un conjunto de **medidas** adoptadas en la cadena de generación para **garantizar la eficiencia**, menor uso de Kcal x KW producido.

Tabla 3. Resumen de beneficios multidimensionales de la eficiencia energética

Beneficios de la eficiencia energética
Beneficios estratégicos en la contribución de <i>reducción de vulnerabilidad</i> del país a depender de fuentes energéticas externas
Beneficios económicos en la <i>reducción del consumo de energía y el costo de su abastecimiento, eliminación de pérdidas en los sistemas existentes</i>
Beneficios ambientales en la <i>paulatina disminución de la presión sobre los recursos naturales y los asentamientos humanos.</i>

Beneficios sociales en fomentar un *menor gasto de las familias más pobres en disminuir sus costos por conceptos de energía, fomento en la educación sobre buen consumo energético.*

Fuente: adaptada de (Mercados Energéticos Consultores, 2014)

Es importante recordar que todo ahorro energético producto de la implementación de políticas de gestión de demanda, es consecuencia de lo que se denomina “**desacople económico**”. Este proceso implica que la relación entre el Producto Bruto Interno (PBI) per cápita y la demanda de electricidad no es constante a lo largo del tiempo, sino que puede variar, produciendo cambios estructurales en las series de consumo (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

Es posible apreciar que el futuro del consumo energético está influenciado en gran parte por los desacoples económicos, las políticas de control de precios y las eficiencias energéticas.

El futuro del sector ha señalado cambios adicionalmente en lo que respecta a las fuentes de generación como nuevas tecnologías ERNC. Estas han entrado a cambiar la estructura de inyección del sistema. Estos elementos han arrastrado una configuración que puede definirse como de las siguientes tendencias tabla 4:

Tabla 4. Evolución del consumo energético según parámetros de cambio

Evolución del consumo	Mediano y corto plazo	Largo plazo
Según aumento de eficiencia energética.	Consumo se mantiene casi constante, podría decaer levemente.	Progresiva reducción de la cantidad de energía necesaria, es posible que ocurran efectos rebote o bien la paradoja de Jevons.
Según tendencias de desacople económico.	Salvo en países industrializados, es una tendencia muy reciente ocurriendo en Chile.	Perfeccionamiento de técnicas, evaluaciones y tecnologías que no presionen los recursos.
Según resultados de Intensidad eléctrica.	Salvo contados episodios se consolida como una tendencia a la baja o menores necesidades	Si se logra consolidar como una tendencia a la baja podría considerarse como una ventaja comparativa

	energéticas para asegurar la producción.	reduciendo costos fijos en industrias y comercios.
Según regulación de precios.	Cambios cada 4 años según ley 20.936, se aprecia la importancia de políticas de acuerdos.	La regulación se tiene que dar en un marco que no impidan las nuevas inversiones en todo ámbito.

Fuente: Elaboración propia basado en (Mercados Energéticos Consultores, 2014)

Tomando en cuenta que los elementos revisados reflejan muchas veces instancias puntuales de la operación del sistema, se pretende entonces a continuación introducir la temática de esta memoria.

## 1.2 Planteamiento del problema

Más allá de los lineamientos económicos y mensajes políticos sobre la temática en OCDE (2017), los estudios de riesgos aplicados a infraestructuras son más bien escasos en nuestro país. Se conoce de casos aplicados a la infraestructura energética en Identificación de la Infraestructura Energética Nacional y sus Características para Enfrentar Eventos Catastróficos y Análisis de la Infraestructura de la Zona Norte de (EMG Consultores, 2012). Existen también casos en infraestructura de telecomunicación (SUBTEL, 2008), exposición a incendios de la I.E (infraestructura energética) del Gobierno de Chile en (Ministerio de Energía, 2017), zonificación de áreas de riesgos, peligros reales y potenciales de las obras de infraestructura en Pladeco de (Municipalidad de Quillota, 2014), infraestructura crítica general en Chile de (BID, 2016) entre otros.

Las experiencias internacionales como modelaciones probabilistas para la gestión del riesgo en Colombia de (Yamin & Cardona, 2013) , planificación y toma de decisiones en infraestructura energética del IEEE Europa en (Zimmerman, 2004), análisis de vulnerabilidad estructural y topológico en (Correa & Yusta, 2013), evaluación de riesgo de la infraestructura eléctrica mediante lógica difusa de áreas metropolitanas de China en (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016), marco para la evaluación cuantitativa de la vulnerabilidad en (Holmgren, 2007). En todos estos ejemplos han sido formas diferentes de abordar la problemática.

La realidad nacional ha sugerido episodios de crecientes necesidades de mejores redes, como sustento de nuevos puntos de conexiones que fomenten economías regionales y locales. Chile se encuentra en una fase de término en lo que a equipamiento básico de infraestructura respecta según (OCDE, 2017), por lo que la planificación futura juega roles fundamentales.

Investigaciones anteriores han aportado valiosa información sobre el estado del asunto en construcción social del riesgo en ciudades intermedias, (Chávez, 2010) analizó 417 eventos en Quillota histórico, concluyendo que el 69% había sido relacionados con fuego, 23% hidrometeorológicos y el 10% restante de diferentes tipos.

La problemática en torno a la infraestructura energética de las comunas de Concón, Quillota y Quintero reside en su vulnerabilidad inherente, debido a conformar el 100% del total de infraestructura en exposición posible;

33,3% del sector generación 1/3

33,3% del sector transmisión 2/3

33,3% de la distribución 3/3

$a + b + c = 100\%$  como un sistema cerrado.

La vulnerabilidad está íntimamente ligada a los aspectos sociales que se desarrollan en las áreas propensas y usualmente tiene que ver con la fragilidad, la susceptibilidad o la falta de resiliencia de la población ante amenazas de diferente índole (Cardona, 2005)

El contexto de las comunas se constituye en transformación de ciudades medias a ciudades intermedias de marcada base agro-exportadora, ejes inter-urbanos de importancia, de concentrada población y 55% de expansión urbana en menos de diez años según (Chávez, 2010). La importancia energética sectorial se representa como, la fuente de poder de la ciudad de Valparaíso y parte de Viña del Mar, además de concentrar procesos industriales complejos como refinerías, almacenaje, etc...

El origen del problema no es muy claro debido a que el concepto de vulnerabilidad es empleado en psicología, sociología, ciencia política, economía, epidemiología, biología, ciencias ambientales e ingeniería (Mcentire, 2005). Para aplicaciones técnicas en infraestructura energética no existe una definición generalmente aceptada para el concepto (Holmgren, 2007) .

**Actualmente no existe una forma estándar en la evaluación del riesgo en la operación de la línea** (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016). **Las evaluaciones del riesgo son principalmente heurísticas basadas en las experiencias subjetivas de los especialistas** (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016).

En efecto, los sistemas de líneas sí afectan a radios urbanos cercanos, situaciones que pueden verse incrementadas por situaciones de expansión desventajosas de ciertos asentamientos. Se han determinado sectores más propensos a ser afectados por situaciones geográficas diversas, altitud, humedad, contaminación, viento, estación del año, entre otras... (Tora, 1997).

Factores como lo impredecible del comportamiento humano, la construcción de redes de calidad de la red de infraestructura, y los potenciales desastres naturales externos son excluidos en general de estas evaluaciones, constituyéndose como una porción substancial de los accidentes de la red de poder eléctrica (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016). Para un caso de estudio en ciudades intermedias de China (Bo, Chen, & Gao, 2015) descubrieron que

solo un cuarto de los incidentes son relacionados a la calidad de las construcciones y sobre el 40% de los cortes de luz son inducidos por operaciones externas del medio.

Dicha problemática asociada al riesgo, conjugado con los (tres componentes del sistema 3/3) en la zona de estudio, se vincula con las amenazas que han dado lugar a cortes energéticos en el historial de fallas y a su localización. Eventos como incendios, inundaciones u otras alteraciones dan paso por períodos excepcionales a la aplicación de los acordados “modelos de precios especiales”. Se podría preliminarmente considerar, lo que según (Yamin & Cardona, 2013) relacionan con series cortas de tiempo, es decir serían la interrupción, niveles de daño y la pérdida del servicio. Los factores anteriores mencionados se discuten para generar algunos problemas de investigación:

¿Qué amenazas ocupan mayor extensión en la zona de estudio?

¿Qué zonas están más expuestas a las amenazas que otras?

¿Cómo varía la vulnerabilidad en torno a la ocupación territorial de la línea?

Estas preguntas intentan resumir a grosso modo, la problemática que ha motivado a presentar, diferentes proyectos de estudios para la evaluación de las amenazas y riesgos de otros sectores del espacio nacional o regional; Dichos espacios se han visto afectados por estas pérdidas energéticas en situaciones geográficamente lejanas. Mediante una búsqueda de información útil que reúna los efectos mencionados, se crean nuevas capas de información que resumen el estado integral de la situación del presente de la infraestructura.

Se ha reconocido una elevada relación fundacional de algunos puntos con el normal funcionamiento de la industria. Para el año 1967 el 100% de la zona estaba electrificada según (ODEPLAN, 1967). Los antecedentes recabados buscan abordar las diferencias geográficas por las cuales ha pasado el sistema en lo que a su posible exposición respecta.

Esta memoria busca desentrañar una realidad que Chile debe superar para saltar al desarrollo:

¿Cuál es el problema de la infraestructura energética de Concón, Quillota y Quintero?

¿Qué factores geográficos deben considerarse en un estudio de riesgo?

### **1.3 Área de estudio**

Localizadas en sectores costeros y apenas interiores de la región de Valparaíso Fig. 5, Quintero en el extremo norte, Quillota hacia el valle costero interior, y cerrando por Concón por el sur. La división político administrativa corresponde a Quintero y Concón pertenecientes a la provincia de Valparaíso y Quillota, ciudad, comuna y nombre de la provincia. La latitud del centro de los sectores comunales se enmarca en situación 32°54' S 71°28.39 O. Con respecto a otras localizaciones costeras en latitudes similares destacan Solana Beach en California y Al-Settat en Marruecos. Según (Soto Bäuerle, Arriagada, Castro, Maerker, & Rodolfi, 2011) el valle del Aconcagua corresponde a una cuenca transversal, de condiciones climáticas templadas mediterráneas.

Debido a que el sector donde convergen los tres límites comunales ocurre casi en la desembocadura del río Aconcagua, esto deja fuera la línea de alta tensión (San Luis –Agua Santa 220Kv) que atraviesa Quillota – Limache y Concón por lo que, para dar continuidad espacial, se incluyen por lo menos visualmente gran parte de las comunas de Limache y Puchuncaví.

Debido a que se debe evitar la consideración de promedios para evaluar la vulnerabilidad de las amenazas, es que los mismos se utilizan para describir y caracterizar la zona de estudio que continuación se presenta.

El río Aconcagua escurre por el último de los valles que conforman la zona de los Valles Transversales, y está separado del Núcleo o Valle Central por el Cordón de Chacabuco. La fisiografía puede ser identificada claramente en grupos siendo los principales: Cordillera de los Andes, valles transversales y Cordillera de la Costa (DGA, 2004).

La topografía del área de estudio, es apreciable en un modelo elevación digital Fig. 6, la zona litoral de la cuenca del Aconcagua en Concón, morfológicamente, corresponde a un sistema dominado por procesos fluviales y por oleaje (Soto Bäuerle, Arriagada, Castro, Maerker, & Rodolfi, 2011).

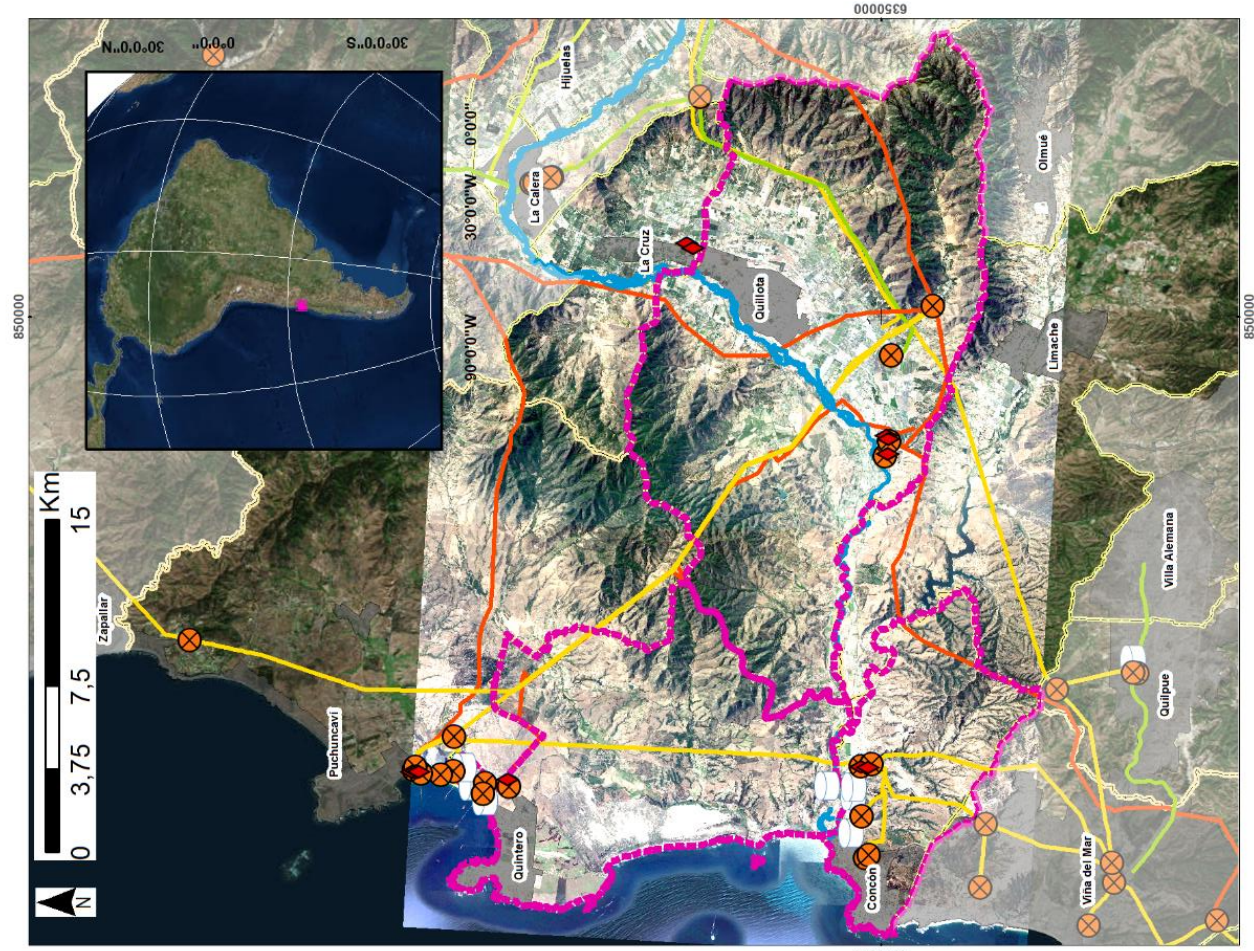
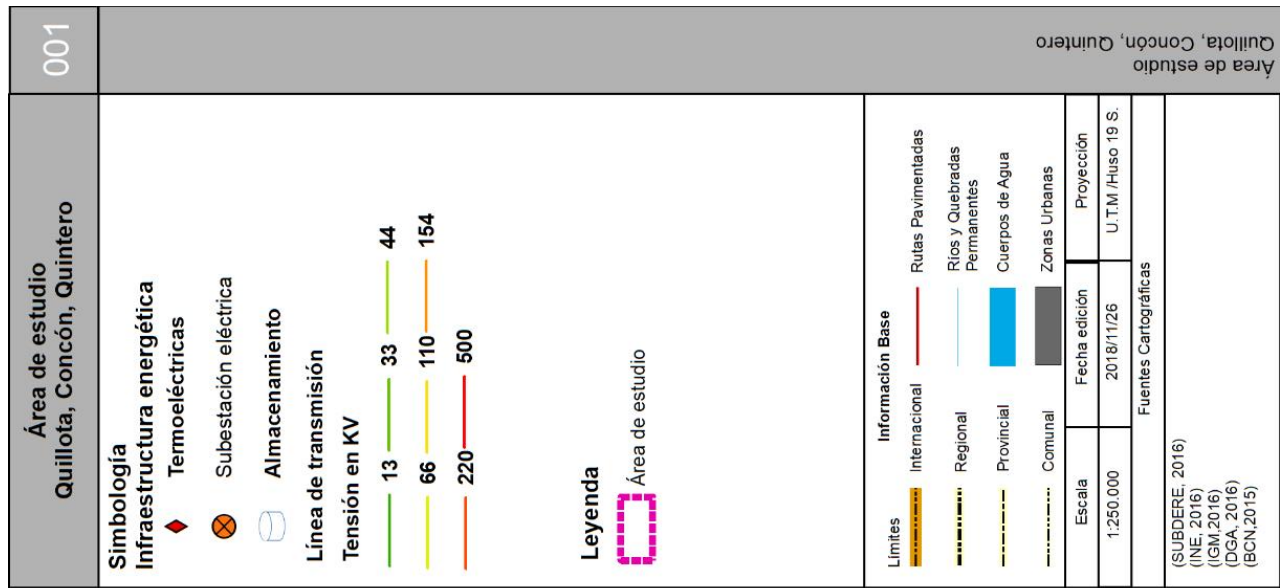


Figura 5. Área de estudio, comunas de Concón, Quillota y Quintero



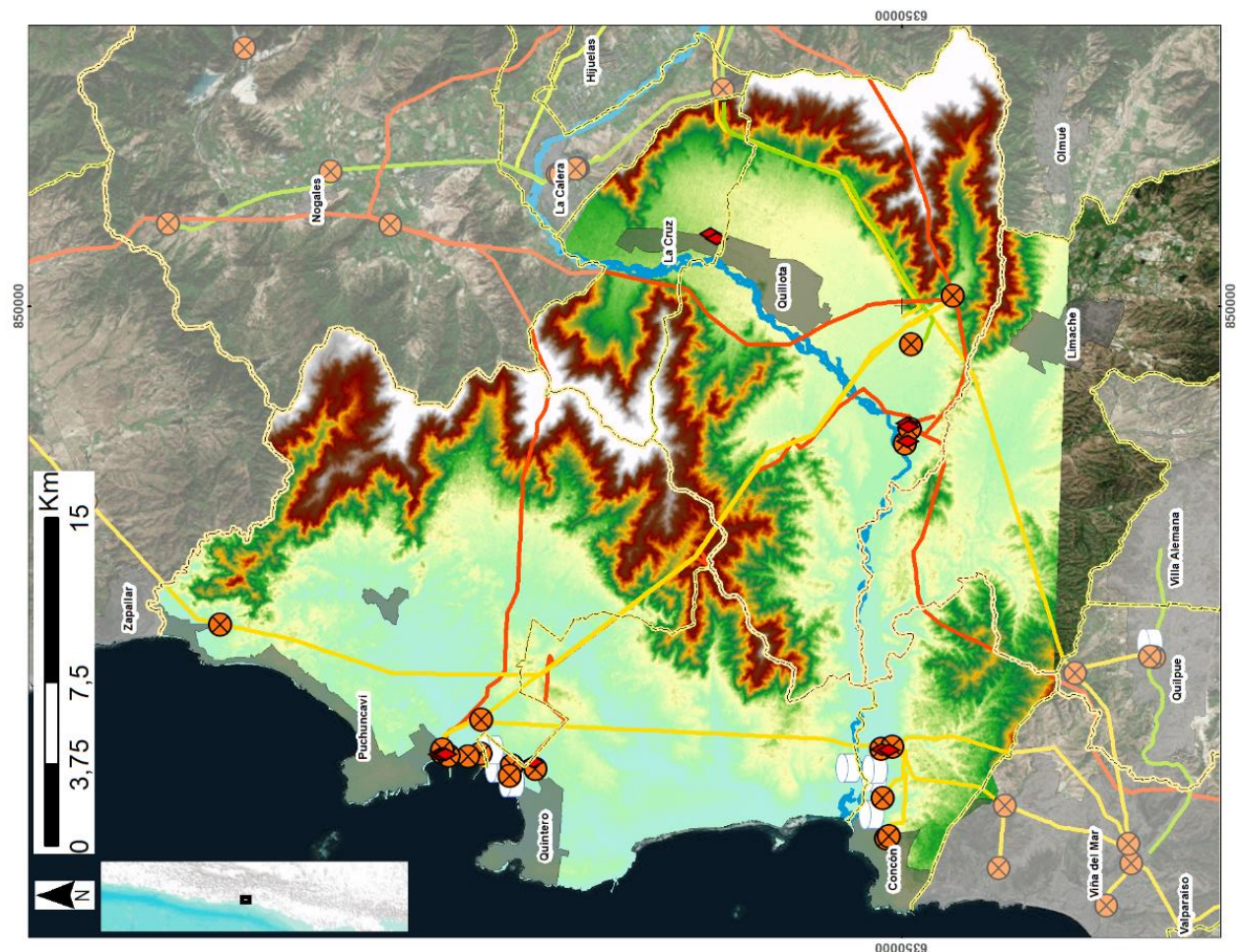
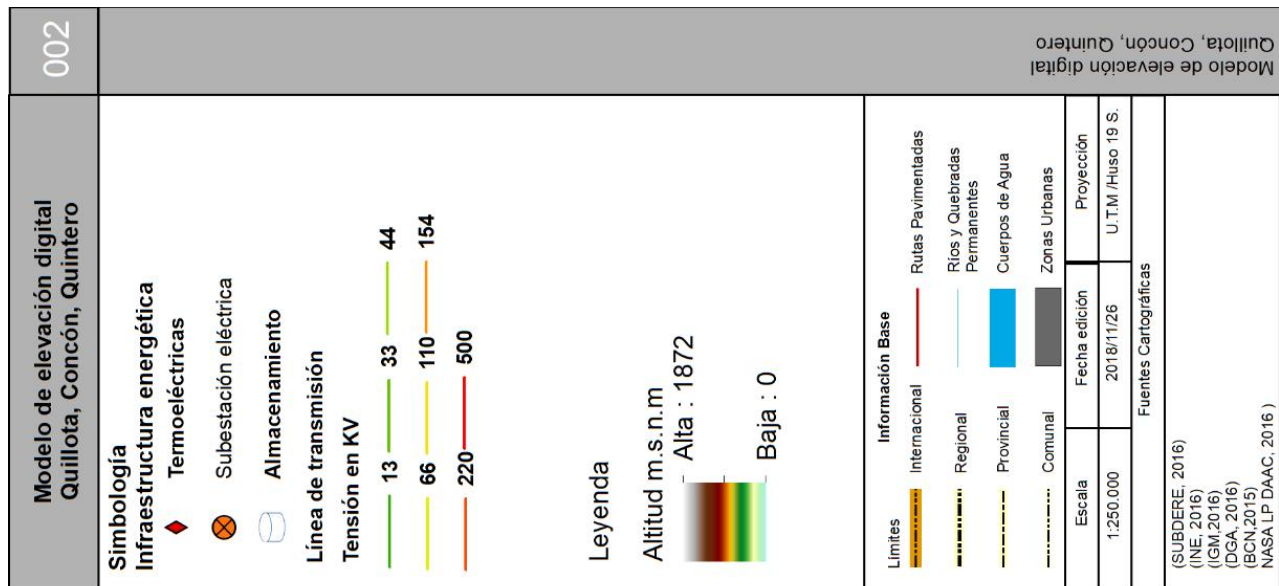


Figura 6. Modelo y perfil de elevación altitudinal de Concón, Quillota y Quintero en base a imagen ASTER GDEM, 2016

Un perfil altitudinal fue levantado con rumbo NOO Fig. 7, revela relieves marcados por zonas altas de la cordillera de la costa, entre las comunas (Quintero/Quillota) destacan por su gran prominencia en el sector de loma Las Canchitas los cerros Tres Esquinas con 592 m.s.n.m, cerro Áspero 580 m.s.n.m, Alto el Francés con 1006 m.s.n.m, y en Quintero destaca el cerro el Cobre con 696 m.s.n.m.

La presencia de numerosas y amplias subcuencas y valles intermontanos de media y baja montaña, y el fondo de la depresión, han permitido la formación de un suelo de excelente aptitud agrícola, configurando históricamente a la cuenca, con una clara vocación productiva agrícola (Soto Bäuerle, Arriagada, Castro, Maerker, & Rodolfi, 2011).

En (Castro & Aliaga, 2010) se analiza el paisaje y en una estimación de la erosión, el modelamiento de *unidades de respuesta a la erosión ERUs*, permitió observar que existen zonas con mayores susceptibilidades que otras. Para Quillota se observan zonas problemáticas como las laderas S-SE del Cerro Mauco de Aconcagua 726 m.s.n.m, laderas

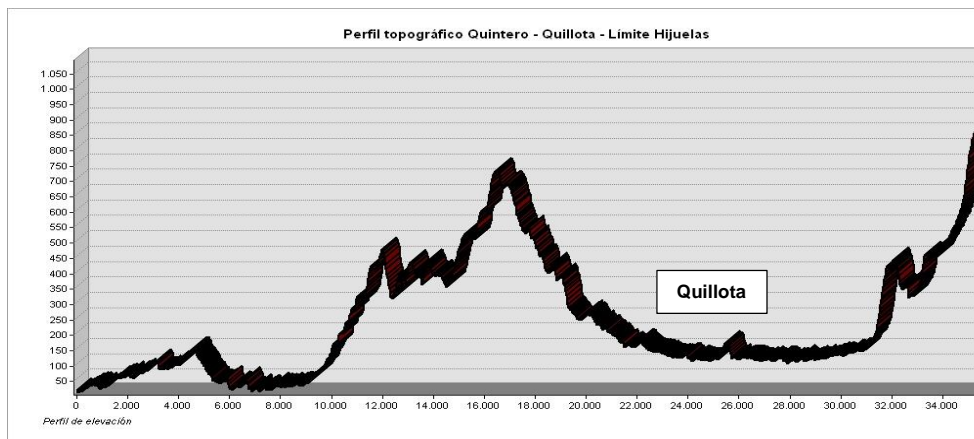


Figura 7. Perfil de elevación Quintero – Quillota – límite Hijuelas

N-NO desde del cordón San Pedro 573 m.s.n.m, Morro de los lirios negros 826 m.s.n.m hasta el Morro el Cardonal 1340 m.s.n.m, en dónde se tienen valores en torno a 5 y 6 o (susceptibilidad erosión alta (5) y muy alta (6)).

Para Concón se presentan valores extremos ERUs en zonas costeras de la comuna. El almacenamiento se ve expuesto a sectores de relleno artificial sobre relieves litorales bajos (arrecifes y sedimentos marinos) que están en un nivel inferior de la superficie de la superficie de abrasión marina. Por su parte, la generación de conos de deyección no estabilizados con cercanía a escarpes sobre la superficie de abrasión de los sectores altos.

En el caso de Quintero se repite un poco la situación de Concón, geomorfológicamente, la generación y elevación de tensión se ven expuestas a zonas de litorales bajos, sectores de sedimentación aluvial y numerosas zonas con escarpes.

Con respecto de las líneas de transporte eléctrico de las comunas estudiadas, se observa que el número menor de interconexiones posibles lo tiene Concón **(no existiendo líneas entre Quillota-Concón)**. Por el contrario, Quintero y Quillota poseen a lo menos dos líneas de interconexión.

Como salidas de su propia generación, el aporte al sistema de Quintero lidera con 4 líneas de transmisión, Quillota con 2 líneas y Concón con 1.

Puntos como **Tap-Off San Pedro 44 en Quillota**, se hallan rodeados de cursos naturales y antrópicos en una altitud más bajos campos cultivados circundantes podrían ofrecer poca protección en torno a amenazas de tipo inundación. Localizado al SSE de la comuna este punto de conexión a 89 m.s.n.m enmarcándose en la desembocadura del cajón de San Pedro, coronado por el cerro La Buitrera 1408 m.s.n.m y el cerro la Campana de 1838 m.s.n.m, produciéndose una abrupta diferencia entre ambos puntos de casi -1749 m.s.n.m

Las temperaturas promedio son visualizadas en Fig. 8, se aprecia un considerable aumento de las temperaturas hacia el interior de los territorios comunales, se visualiza que las zonas más cálidas se encuentran en las laderas ponientes del cerro Campanita 1352 m.s.n.m y el cerro Santa Teresa 1205 m.s.n.m al S-E del valle de Quillota.

Las menores temperaturas en el cordón del cerro El Manzano de 1034 m.s.n.m, respondiendo a la dinámica de mayor altitud con menores temperaturas. El valle se ve afectado por cambios hacia el interior del mismo con incrementos de temperaturas a medida que se acrecienta la lejanía al mar (mayor continentalidad).

Durante el día las bajas presiones se estacionan en las laderas debido al calentamiento del suelo del valle, es en la noche que bajan reduciendo la humedad de las cumbres en las cuales se registran zonas de rangos menores de temperaturas. No es despreciable el efecto reductor que posee el río Aconcagua y el embalse los Aromos ya que las aguas superficiales facilitan el tránsito de brisas que enfrían el valle.

Los rangos medios son apreciables en las planicies costeras en las cuáles, al producirse desembocaduras p.e. río Aconcagua, bajos promedios cortan su predominancia

favoreciendo ambientes más frescos que los circundantes. Esto es apreciable sobre todo en Concón en dónde la infraestructura se localiza en zonas más frías que Quillota.

Para el valle del Aconcagua se aprecian los mayores valores °C en las zonas altas del cajón San Pedro en Quillota y al N-E de la ciudad de Quillota (Sector Santa Olivia) en dónde vuelven a ser las zonas bajas del valle las más afectadas.

Con respecto a la información promedio de precipitaciones anual Fig. 9, se suele cumplir un incremento de las mismas en favor de una mayor altitud y en función de la cercanía al mar. Los rangos oscilan desde los 338 (mm) hasta los (588 mm); los rangos medios ~415 (mm) se concentran cercanamente en las zonas de desembocadura contextualizado un incremento de la misma a mayor latitud.

Las precipitaciones en las zonas de valle están determinadas por rangos bajos en Quillota y Concón, aunque al norte es la comuna de Puchuncaví en su planicie litoral la que ostenta los menores valores de PP. (mm) anuales.

Las vertientes que enfrentan Quintero son más húmedas que las mismas en Quillota, esto entre otros efectos que la altitud posee en la distribución local de precipitaciones.

Por otro lado, la información de vientos promedio Fig. 10 revela mayores velocidades en m/s en áreas próximas a la costa debido a ofrecer el primer roce al tocar tierra. Existe además otra aceleración a favor de la altitud, la que se ve expresada por “a mayor cercanía y altitud de la línea de costa, mayores velocidades de viento”.

Un punto no menor es constatar que las condiciones en los fondos de valle son óptimas para el uso de cultivos dado su baja exposición a vientos. Se configura entonces un mejor panorama de exposición de la infraestructura hacia el interior del valle que en las planicies costeras, los rangos medios de vientos se encuentran en las laderas orientales del valle.

La exposición de laderas es visible en Fig.11 Se ha considerado la proposición de (Abarca & Quiroz , 2005) para la clasificación de las mismas. Esta escala se encuentra en cinco valores con laderas en exposición de solana, semi-solana, semi-umbría, umbría y plano.

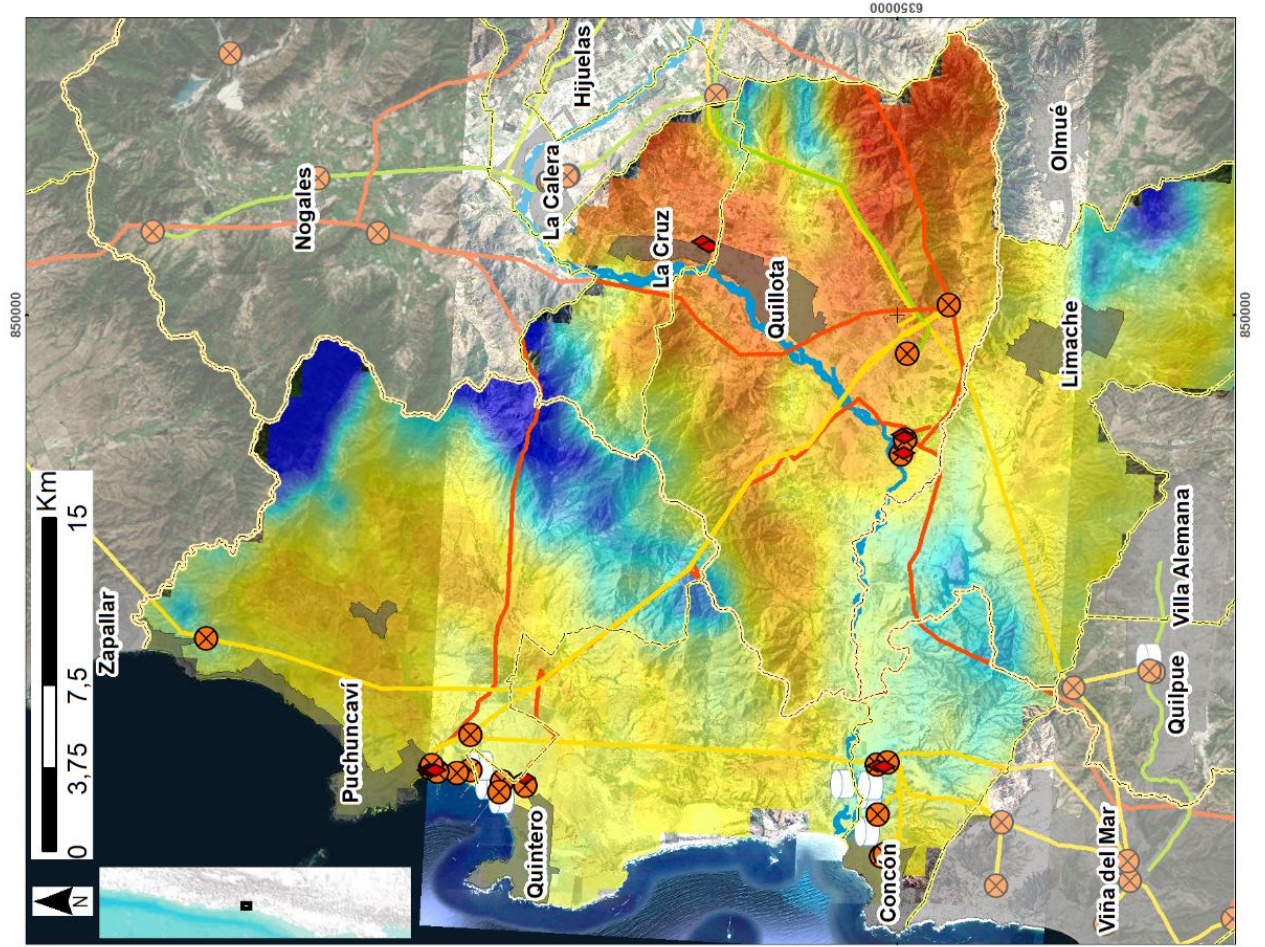
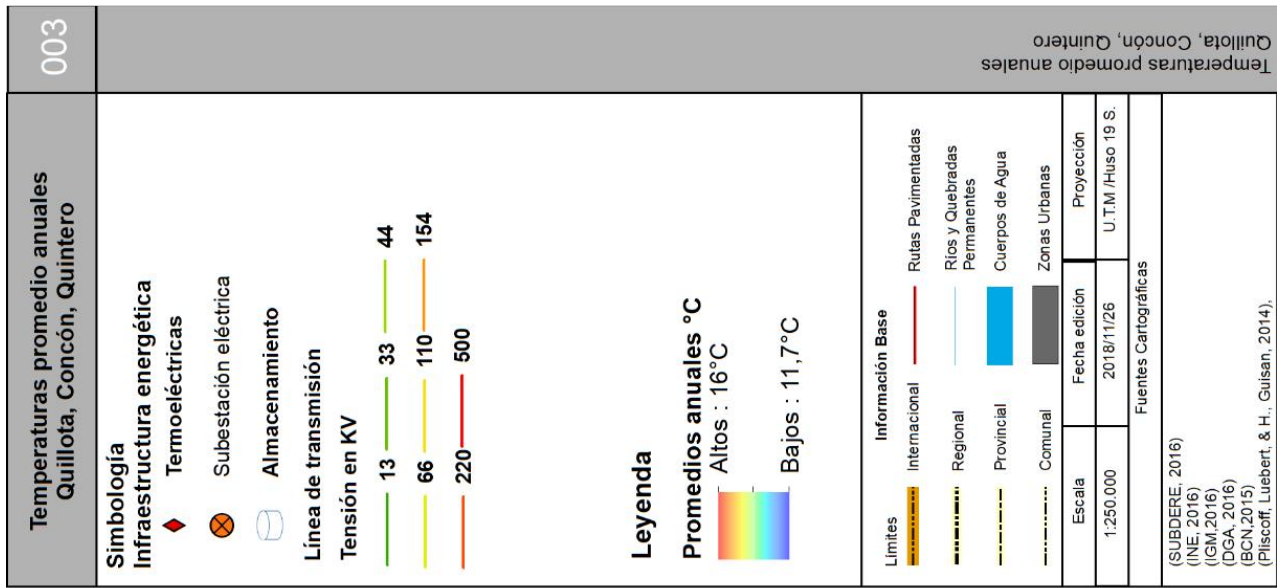


Figura 8. Promedio de temperatura anual Concón, Quillota y Quintero datos tomados de (Pliscoff, Luebert, & H., Guisan, 2014)

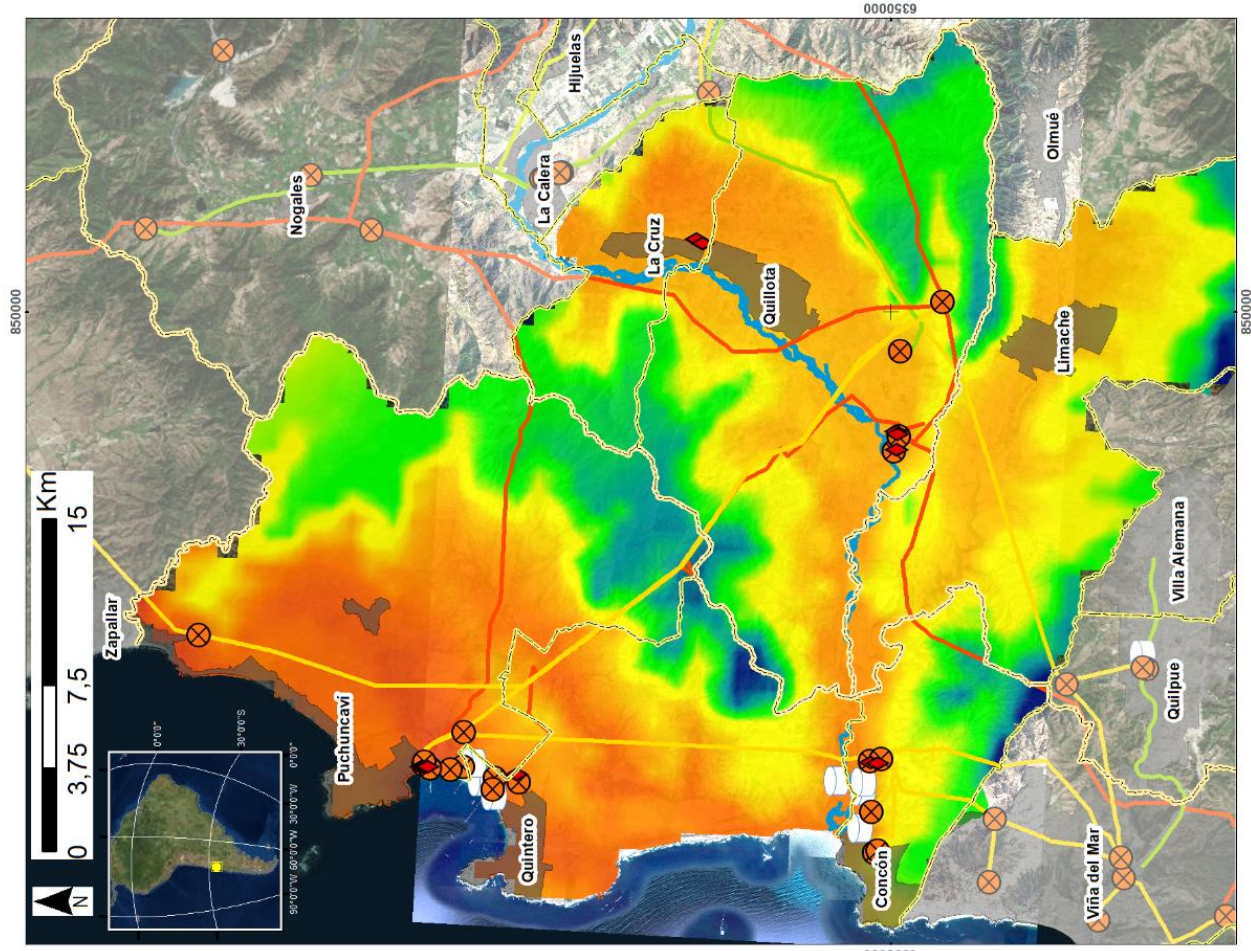
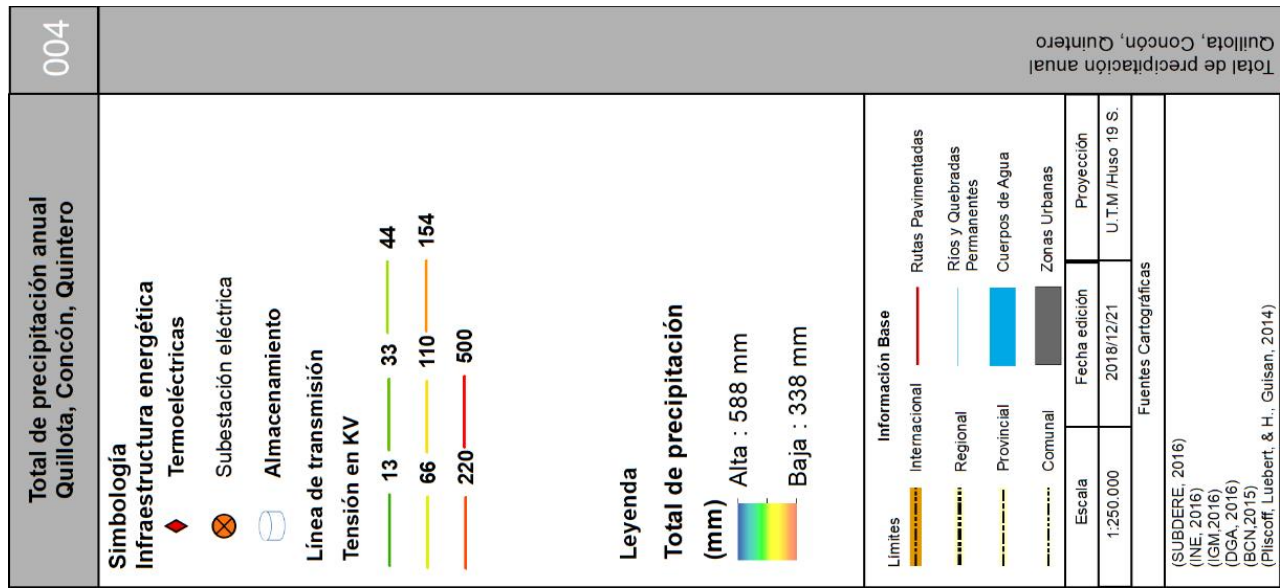


Figura 9. Precipitación total en (mm) datos de (Pliscoff, Luebert, & H., Guisan, 2014)

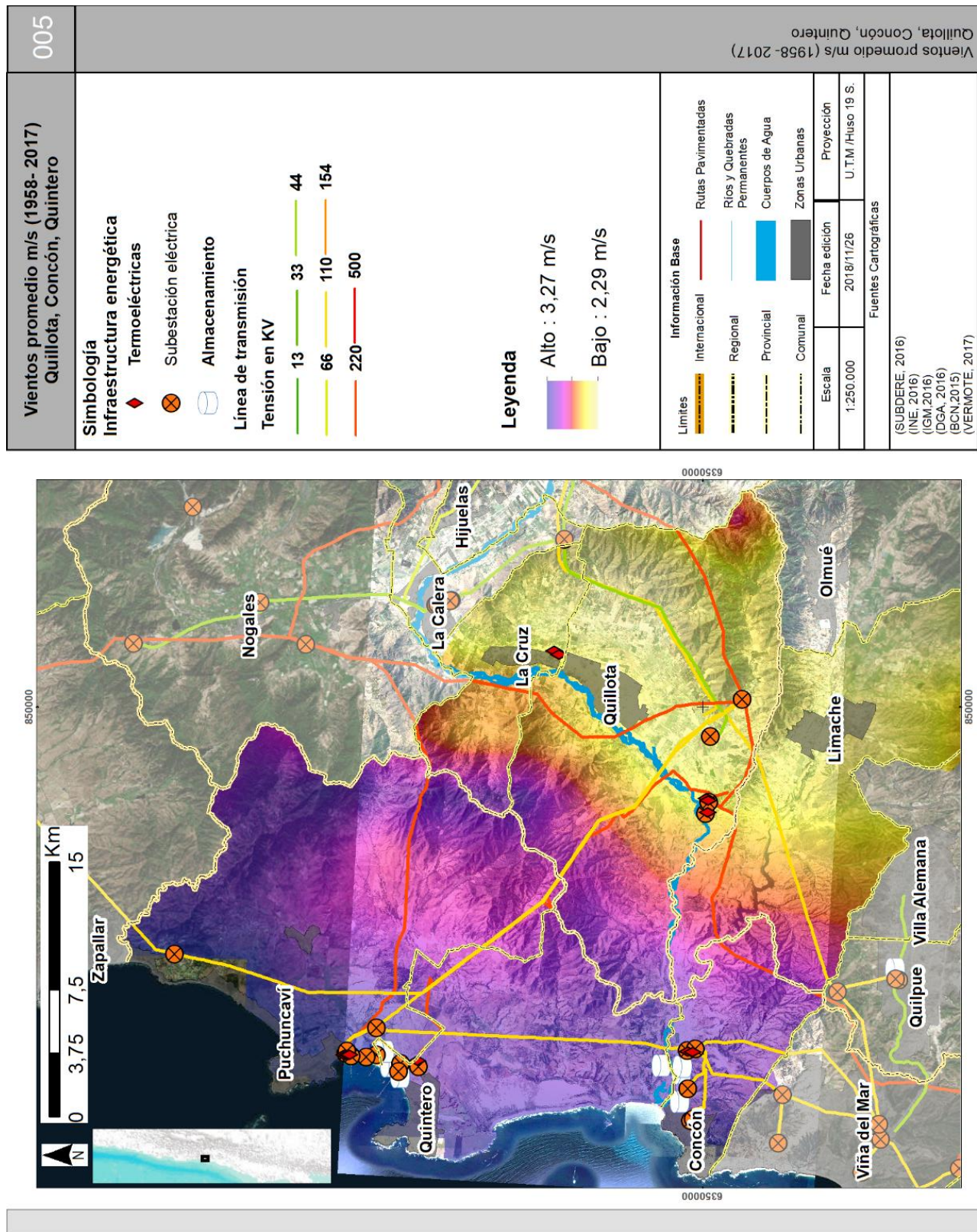


Figura 10. Vientos promedio en m/s (1958-2017) datos de (Vermote, 2015)

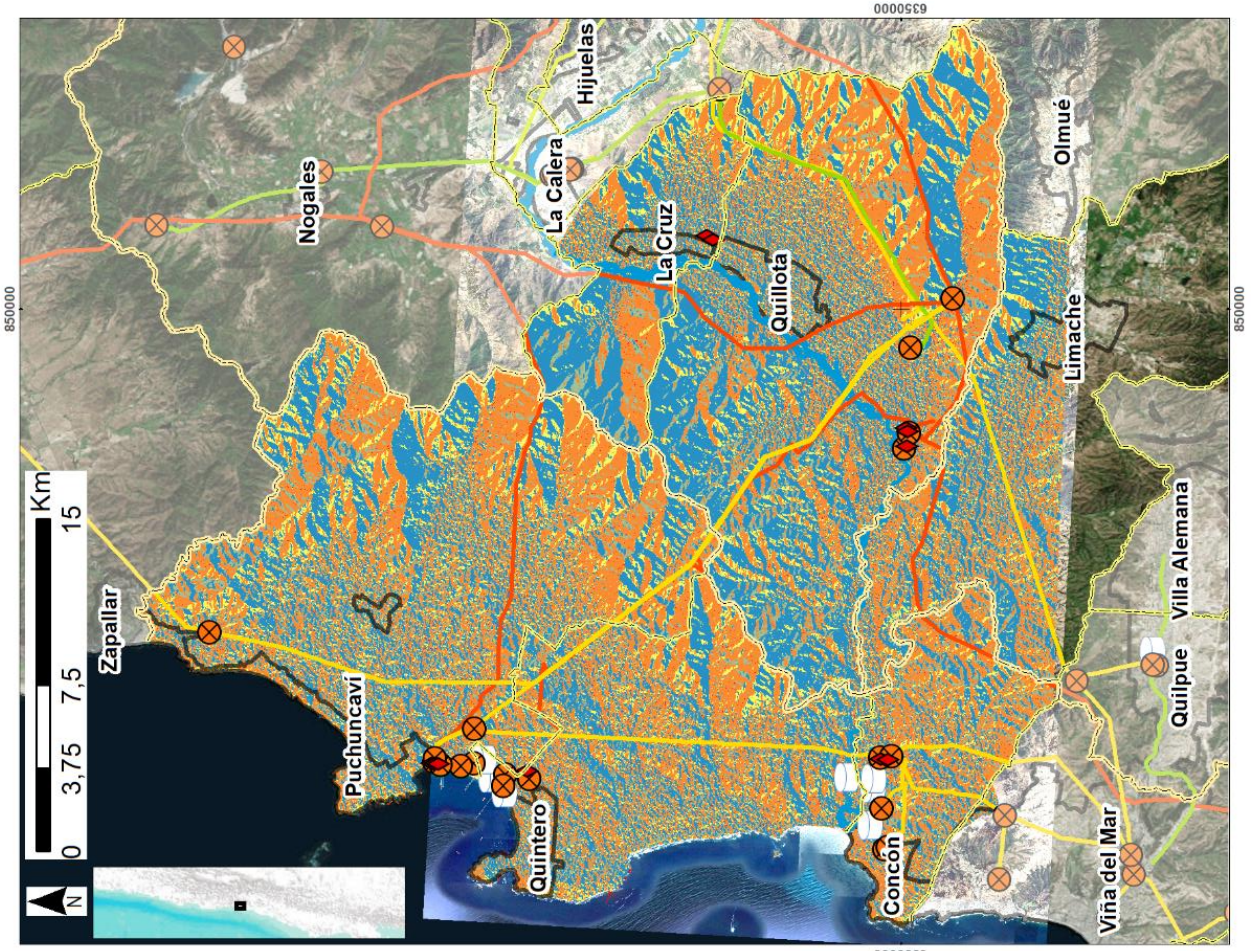
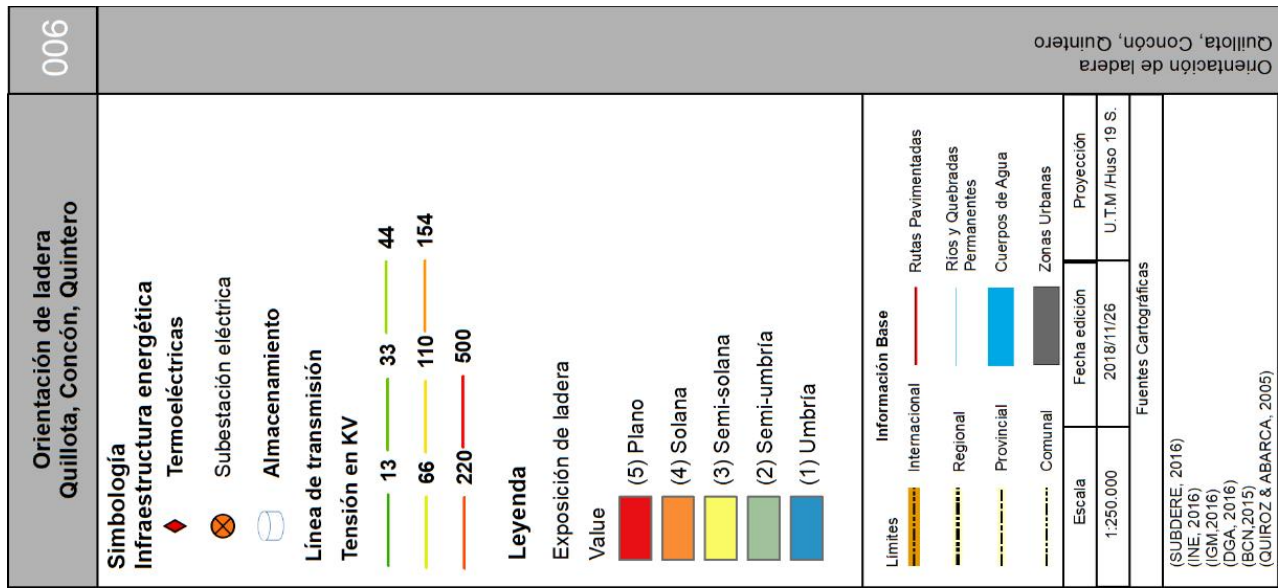


Figura 11. Exposición de ladera según probabilidad de ignición según (Abarca & Quiroz , 2005)



### 1.3.1 Infraestructura

En Chile, existen dos tipos de centrales generadoras de electricidad: hidroeléctricas y termoeléctricas (térmicas a vapor, térmicas a gas y de ciclo combinado), los combustibles son variados. El proceso de producción del primordial insumo se transporta por medio de líneas de transmisión que están configuradas básicamente por torres y redes de conductores de grueso calibre, capaces de transportar estos elevados flujos de corrientes también denominados corrientes fuertes (Quezada, 2005).

En este caso la generación para 2016 quedó en manos de:

En Concón:

- a) Central Colmito Termoeléctrica de Petróleo Diesel 58 MW
  - b) Termoeléctrica Tecnoled de Petróleo Diesel 2,30 MW
- Total: 60,3 MW

En Quintero:

- a) Quintero (U1 y U2) Termoeléctrica 257 MW
  - b) Campiche Termoeléctrica de carbón 272 MW
  - c) Nueva Ventanas Termoeléctrica de carbón 248,99 MW
  - d) Ventanas Termoeléctrica de carbón (U1 y U2) 120 MW
- Total: 897,9 MW

En Quillota:

- a) Central Nehuenco Termoeléctrica de gas natural 368,4 MW
- b) Central San Isidro Termoeléctrica de gas natural 379,0 MW
- c) Central San Isidro II Termoeléctrica de GNL 406,35 MW
- d) Bio Cruz Generación Termoeléctrica de gas natural 1,8 MW
- e) Tomaval 2 Termoeléctrica de gas natural 1,60 MW
- f) Solar El Boco fotovoltaico 3,0 MW

Total: 1.159,4 MW

Total, área de estudio en 2016: 2.117,6 MW.

Considerando la importancia relativa de esta zona en términos de energía de 2.117,6 MW de un total de 17.081 MW del SIC, los territorios comunales proporcionaron el 12,39% del

sistema. La relativa importancia que atrae este polo de producción energético y considerando además las infraestructuras asociadas al almacenamiento de combustible como gases propano, butano, kerosene de aviación, doméstico, petróleo combustible, petróleo diésel y gasolina, congregó un extenso panorama de lo que significa el almacenamiento energético químico. No es banal agregar que los terminales marítimos monoboia, monomultiboia, multiboia crudo, granel líquido muelles, oleoducto de 24'', gasoducto de 24'' representan parte del paisaje que es apreciable en el territorio comprendido.

Las líneas eléctricas y otros puntos considerados, atraviesan el territorio comunal en un sentido multidireccional según donde se localicen los diferentes puntos de consumo energético. El constante crecimiento de ciudades intermedias como Quillota ha tenido una repercusión en el aumento de la exposición a incendios del sistema. El área de estudio considera desembocaduras de ríos y cuencas costeras de corta extensión, las que se encuentran expuestas a vientos que viajan sin roce hasta tocar la costa. Estas condiciones ofrecen mayores esfuerzos que la infraestructura debe soportar, aunque dichos territorios podrían tener más posibilidades de lograr la recta óptima esperada de la transmisión de la línea.

Se logra dimensionar que los límites que comprenderá este estudio (componente generación y transmisión), en este punto es que es posible comenzar a definir los principales elementos que constituyen la red eléctrica y que se encuentran dispersos en el espacio:

1. Bloques de generación
2. Salas de transformadores
3. Subestación de subida
4. Línea de transporte (troncales y locales)

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Visualización de zonas con diferente vulnerabilidad para la infraestructura energética de las comunas de Concón, Quillota y Quintero.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

1. Análisis de amenazas y su exposición hacia la infraestructura
2. Evaluación y zonificación de la vulnerabilidad por exposición a amenazas de la infraestructura energética
3. Análisis de cercanías riesgosas de la infraestructura a zonas urbanas

## 2. CAPITULO II

### 2.1 MARCO TEÓRICO

#### 2.1.1 Antecedentes

La transformación del sistema productivo que ha sufrido el área de estudio durante el siglo XX y XXI ha llevado a transformar el espacio social y económico. El mercado se ha complejizado en relación con los avances tecnológicos en los medios de producción y las nuevas necesidades que imperan en el consumo, lo que ha llevado a que este se vuelva más complejo, se expanda y genere nuevas formas de explotación y producción del capital.

En relación con esta expansión en el mercado, el Estado modifica sus medios para acercarse a sus propios recursos, cambiando el valor de uso de sus recursos por valor de cambio.

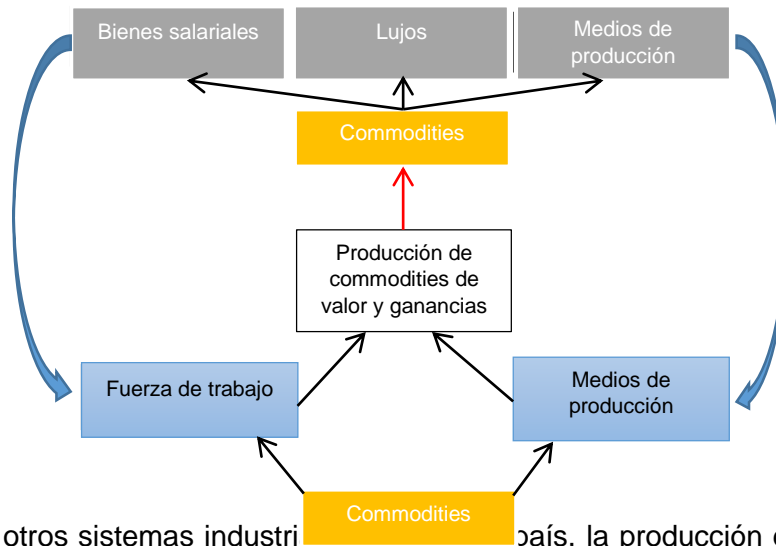
El *commoditie* se ha constituido como una innovación en este sentido, en él se establece un acuerdo de explotación de un recurso natural de uso masivo (agua, electricidad, gas, etc.) con el Estado dueño de dichos recursos. El Estado delega el trabajo de explotación de sus propios recursos naturales a privados, para que estos sean quienes los exploten y administren.

El *commoditie*, por tanto, se establece en el plano social como un elemento en disputa, altamentepreciado y defendido por quienes los concentran. Éste se establece como una entidad privada, que entrega resguardo y seguridad a quienes los poseen.

Bajo este sentido, quienes posean el *commoditie* son dueños de una posición de poder y dominación en el espacio social, implica tener la capacidad de disponer de recursos en base a propias conveniencias, y ordenar en alguna medida el espacio físico y social. En cambio, quienes no tienen poder sobre los *commodities*, intentan acomodarse.

Se vive en un espacio de dominación, los habitantes que no tienen capital quedan sujetos a los que sí pueden elegir, (decisión de proyectos energéticos, conexiones, etc...). No es de extrañar que la gente de la zona de estudio defienda los intereses con sus propios capitales.

Es interesante que estos dos *commodities* se junten con cierta tecnología y creen uno nuevo Fig. 12, pudiendo ser fácilmente vendido en el mercado. Marx llamaba a esto la realización del valor, dicho evento se constituye como **la demanda efectiva del productor o *commoditie*.**



Como muchos otros sistemas industriales en el mundo, la producción de commodities

Figura 12. Transformación de commodities en el mercado adaptado de (Harvey, 2017)

ha sido clave en el desarrollo de la economía, la producción eléctrica y su producto (energía) tiene algunas de estas características dado que se ve y siente igual en cualquier lugar que sea generada, pudiendo ser comercializada en cualquiera de los mercados globales, siendo usada en cualquier cantidad según requerimiento. Sin embargo las desventajas de la energía eléctrica como producto *commodity* radican según (Energymag, 2014) en las siguientes:

- Debe ser utilizada inmediatamente después de ser producida
- A la inversa, su suministro debe ser demandado exactamente a cualquier período de tiempo a través de toda la red.
- Su almacenamiento o transporte conlleva gigantescas pérdidas y costos.

Las consecuencias que tiene no poseer una buena infraestructura, derivan en situaciones que no son comprendidas totalmente. Las personas desconocen ¿Cómo? ¿Dónde? O ¿Qué hacer? cuando existen problemas. Esto queda reflejado en invisibilidades (en pérdidas) por incluso no denunciar o reconocer situaciones riesgosas.

Los tecnicismos y complejidades propias de la materia, se conjugan de tal manera de que realizan más esfuerzos probabilísticos que cualitativos, en etapas de evaluación de riesgo.

### 2.1.2 Análisis de sistemas

La condición de un *sistema* ha sido debatida por muchos autores, aplicada en disciplinas sociales y ciencias naturales. Su utilización intenta demostrar que si bien existen dos tipos

abiertos y cerrados, en realidad todos los sistemas son infinitamente complejos y sólo podremos llegar a analizarlos *después* de haber hecho una abstracción (Harvey, 1969).

El análisis de sistemas se hace con respecto de lo abstraído, en vez de con respecto a la realidad. Dada la multiplicidad de variables que concurren en casi todos los problemas geográficos, no puede sorprendernos que el análisis de los sistemas constituya un marco atractivo para examinar estos problemas (Harvey, 1969).

Al representar el sistema eléctrico un equilibrio entre los recursos naturales y las diferentes tarifas de operación, se hace imprescindible para asegurar la continuidad de los servicios, reflexionar ¿qué perjuicios económicos, sociales e incluso políticos puede traer la pérdida de su normalidad?

Durante las décadas pasadas la infraestructura energética de los Estados Unidos se ha envuelto en lo que muchos expertos consideran el mayor y más complejo sistema de la era tecnológica (Réka, István, & Nakarado, 2004).

La infraestructura crítica es descrita por varios gobiernos como todo el set de bienes indispensables para el funcionamiento de una sociedad y su economía (Correa & Yusta, 2013). Se debe entrar a describir ahora qué conforma a grandes rasgos este sistema.

#### 2.1.2.1 ¿Cómo se compone un sistema de infraestructura de potencia?

El sistema de distribución está irremediablemente unido a un sistema eléctrico de potencia Fig. 13 y Fig.14, el cual representa la reunión de grandes bloques concentrados que posibilitan la generación, junto a líneas de transmisión que soportan y transportan la energía producida. Los dos sistemas que permiten el abastecimiento eléctrico se sirven de una única dirección de abastecimiento:

*Sistema eléctrico de potencia (Bloques de generación → líneas de transmisión)  
→ (sistema de distribución) → Consumidores.*

La interconexión de los sistemas eléctricos significa que la red de transmisión funciona como una entidad unitaria. La provisión de la infraestructura de servicios está dominada por redes de infraestructura que abarcan grandes distancias combinadas con una incrementada centralización de los nodos productivos (Zimmerman, 2004).

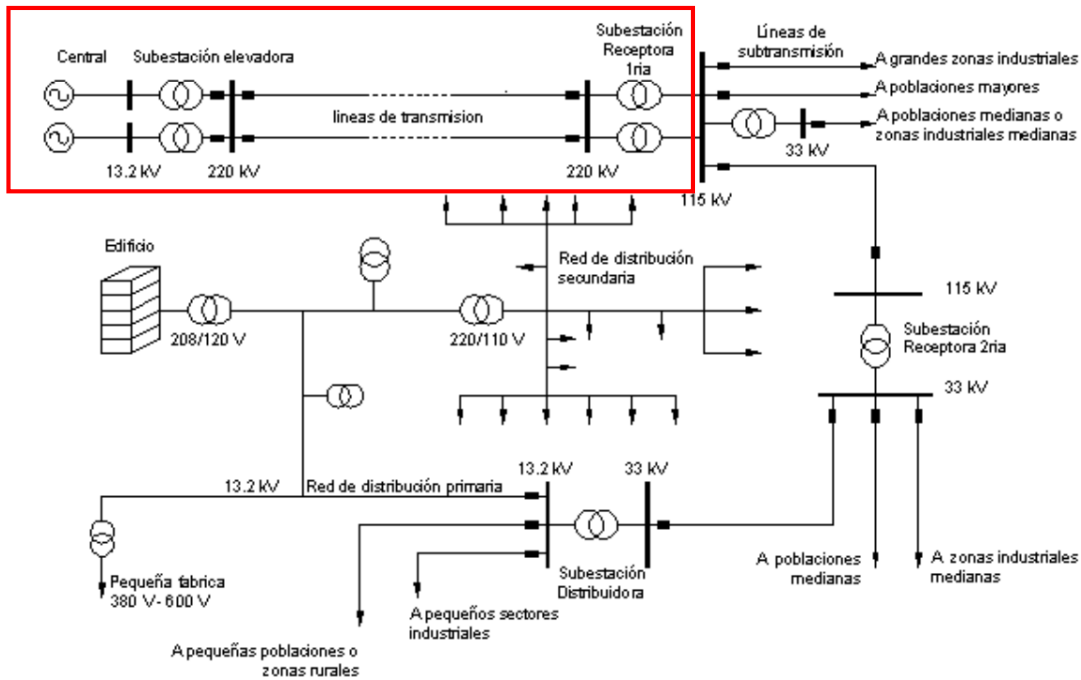


Figura 13. Ubicación de los sistemas de generación y transmisión dentro de un sistema de potencia tomado de (Ramírez, 2004) en rojo la extensión de análisis de esta memoria.

Se ha reconocido que este aumento en la densidad de nodos productivos en las comunas estudiadas alcanza una alta densidad con escala única en torno a otros puntos productivos regionales forjándose de bajas dependencias debido a ser un troncal de transmisión.

Sistema Interconectado SIC  
 En Quillota, Concón y Quintero.

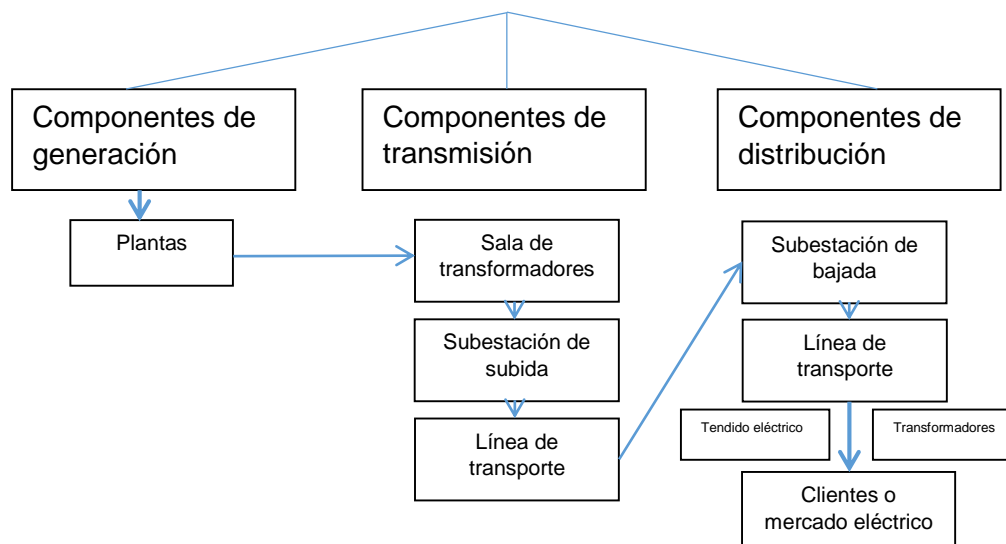


Figura 14. Diagrama de flujos eléctricos entre las componentes eléctricas elaboración propia basado en **(Ministerio de Energía, 2015)**.

Por otro lado, la dependencia funcional refiere a una situación donde un tipo de infraestructura es necesaria para la operación de otra, como la electricidad requerida para operar las bombas de agua de una planta de tratamiento (Zimmerman, 2004).

Un sistema de poder eléctrico según (Holmgren, 2007) puede ser sistemáticamente dividido en unidades de generación (generadores, transformadores, etc.), sistemas de distribución y usuarios. Donde el sistema de distribución consiste en:

1. Redes de transmisión p.e (alto voltaje) son redes de mallas, conectando grandes estaciones de generación (p.e. hidro poder y nuclear), redes de subtransmisión y grandes cantidades de clientes. Las redes de transmisión habilitan el comercio de energético con otras naciones y facilitan la optimización de generación en el país.
2. Las redes de subtransmisión, o redes regionales son radiales o enmalladas localmente conectadas a la red de transmisión vía puntos de alimentación.
3. Redes de distribución (bajo-voltaje). Son redes radiales que llevan el poder eléctrico desde los niveles más altos de voltaje hasta los usuarios finales. El número de niveles en una red de distribución depende de la densidad y magnitud de la demanda y el terreno.



### 2.1.3 Vulnerabilidad de las infraestructuras en otros estudios

Las perturbaciones en la alimentación pueden originarse desde desastres naturales, climas adversos, fallas técnicas, errores humanos, conflictos laborales, sabotaje, terrorismo y actos de guerra (Holmgren, 2007).

Desarrollar una descripción analítica integrando los procesos electromagnéticos sobre toda la red eléctrica es desalentador, sino una tarea imposible. En lugar de esto la industria entrega recursos para la construcción de modelos que son utilizados para estimular la respuesta de la red a varios parámetros externos (Réka, István, & Nakarado, 2004).

Para las aplicaciones técnicas no existe una acepción generalmente aceptada para el concepto de vulnerabilidad. En otras disciplinas vulnerabilidad es la **colección de propiedades** de un sistema de infraestructura que podría debilitar o limitar su habilidad para mantener para lo que fue su función destinada, proveer los servicios comprometidos, cuando son expuestos a amenazas que pueden originarse entre o fuera de los límites del sistema (Holmgren & Molin, 2005).

En el marco para la identificación, defensa y restauración de vulnerabilidad de los sistemas de poder eléctricos por sus siglas en inglés ***A Framework for electrical power sysTems vulnerability (identification, dEfense and Restoration (AFTER)*** Fig.15, se ha creado una aproximación a un algoritmo para identificar un subconjunto múltiple, también dependiente, de “peligrosas” contingencias que varían acorde a las condiciones climáticas/ambientales actuales.

La evaluación probabilística del riesgo desarrollada en AFTER está basada en el modelo conceptual “corbata de moño” que describe las relaciones entre las causas y consecuencias de hechos indeseados (Cirio, Ciaspessoni, Kjølle, Massuco, & Pitto, 2016).

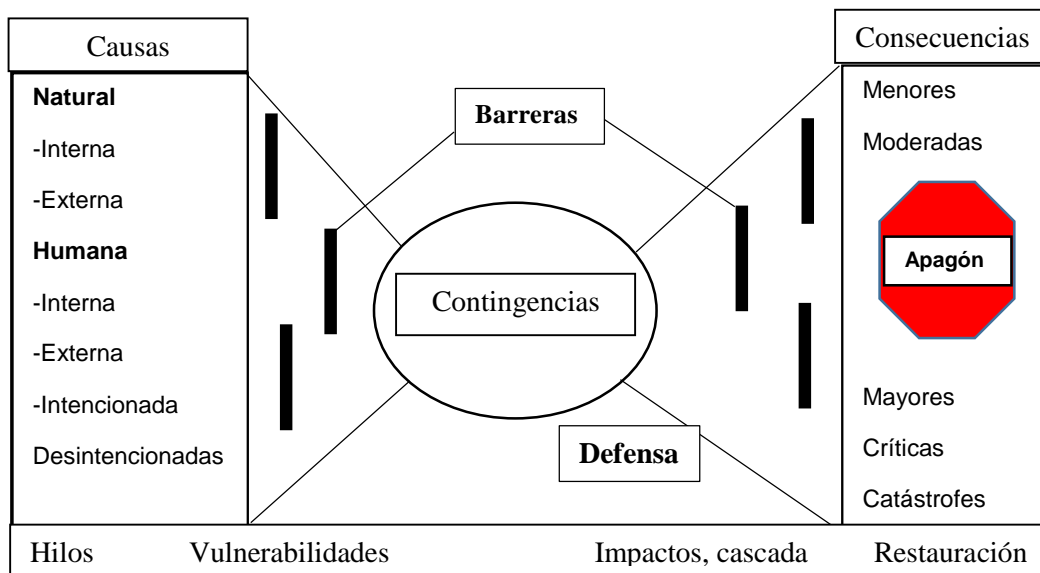


Figura 15. Diagrama de corbata de moño para la metodología AFTER de (Cirio, Ciaspessoni, Kjølle, Massuco, & Pitto, 2016)

En el desglose de la información de fallas de 2008 del sistema de transmisión continental europeo (UCTE) EU, como porcentaje de contribuciones de las mayores amenazas, se constituye como 10% para eventos externos (animales, arboles, fuegos, avalanchas, etc...), condiciones excepcionales (Clima, desastres naturales, etc.) 20% de otras razones y finalmente 12% de causas desconocidas.

Más específicamente, en el marco del modelo propuesto por la aproximación AFTER, una amenaza puede afectar de formas diferentes las vulnerabilidades del sistema de transmisión por activación de variables de estrés (cómo un tornado induce fuerzas mecánicas adicionales a los pilones de la línea).

Por otro lado, los avances recientes en el mapeo de topologías de redes complejas han descubierto que una larga fracción de ellas es **altamente heterogénea** con respecto al número de líneas incidentes a cada nodo (también conocido como el grado del nodo). En estas redes la mayoría de los nodos tienen bajos grados, pero existe una continua jerarquía de nodos de alto grado (*hubs*) que juegan un papel importante en el sistema (Réka, István, & Nakarado, 2004).

Se investigó el efecto que las fallas que una subestación de generación tiene en los consumidores. Desde que inicialmente la red contiene conexiones en todos sus componentes cada consumidor puede llegar a todos los generadores, y su conectividad es 100%. Como el número de generadores decrece, este valor disminuirá debido ambas

pérdidas de los generadores y su pérdida de capacidades de enrutamiento del nivel de generación de la subestación (Réka, István, & Nakarado, 2004).

Si improvistamente subestaciones de generación fuesen removidas, esto no necesariamente alteraría la conectividad general de la red gracias a un alto nivel de **redundancia (aportando a la resiliencia)** de las subestaciones de poder del nivel superior. **Esta situación puede ser dramáticamente diferente cuando los nodos que son removidos son de transmisión.**

Si la red eléctrica fuera altamente **redundante, la pérdida de un pequeño número de subestaciones de transmisión no debería causar pérdidas de poder** ya que la energía es redirigida a través de otros caminos alternativos.

Los autores (Réka, István, & Nakarado, 2004) también estudiaron un algoritmo donde recalcularon la carga de todos los nodos de transmisión durante un (corto del nodo) y seleccionaron los nodos con la carga más alta a los siguientes que iban a ser borrados. Lo anterior se ilustra como una **falla de propagación (cascada)**, donde es más probable que subestaciones que tienen la carga más alta en la configuración perturbada fallen de primera.

Se ha demostrado que una falla cascada (*cascading failure*) tiene el mayor y más dañino efecto, en donde sólo el 2% de las subestaciones de alta carga podría conducir a una pérdida de casi el 60%, y todas las estaciones de distribución quedaron virtualmente sin poder con el 8%. **En conclusión, los ejes de transmisión aseguran la conectividad de la red eléctrica. Tienen también las mayores responsabilidades en el caso de quiebres de poder. Esta vulnerabilidad de la red de poder eléctrica es inherente a su organización** y por lo tanto no puede ser fácilmente superada sin una inversión significativa (Réka, István, & Nakarado, 2004).

Posibles soluciones incluyen:

- Incremento de la **redundancia**
- Aumento de **capacidad** de la infraestructura existente
- Disminución de la **dependencia** de transmisión por incorporación de mayor generación en el nivel de distribución

Por lo tanto, son importantes el punto de vista de lo teórico y lo práctico, para determinar ya sea si la conectividad de la red de poder es dependiente de un pequeño grupo de puntos.

Su pérdida causará una descompostura a alta-escala afectando su capacidad (Réka, István, & Nakarado, 2004). Se cree con mayor fuerza en la actualidad de que la gestión regional/provincial de los recursos de generación y transmisión podría prescindir de puntos de conexión nacionales hacia centros de auto abastecimiento. El uso apuntado de generación local localizados cercanamente a los puntos de uso ha sido probada como la única alternativa económicamente viable (Réka, István, & Nakarado, 2004).

La longitud extensiva de algunas líneas, impacta con diversos efectos a toda escala en el territorio. Es claro que existen puntos mucho más complejos que otros, pero los efectos aleatorios de las amenazas estudiadas, no permiten predecir con 100% confiabilidad la probabilidad de en qué punto de la línea ocurrirán. La identificación, comparación y posterior evaluación de los distintos niveles de amenazas podría develar ¿cómo las diferentes zonas del área de estudio se están comportando respecto al paso de las infraestructuras?

Se podría afirmar que la cercanía de las infraestructuras a múltiples elementos como bosques, caminos, escarpes, cárcavas, matorrales, quebradas, redes de drenaje, etc... sólo algunas de las mencionadas tendrían efectos que pueden llegar a constituirse como un riesgo y su exposición relativa a la misma podría desencadenar perjuicios en la red.

#### **2.1.4 Los componentes del riesgo:**

**(vulnerabilidad x amenaza x exposición) / resiliencia**

##### **2.1.4.1 Mirada del riesgo**

El estudio, Identificación de la Infraestructura Energética Nacional y sus Características para Enfrentar Eventos Catastróficos y Análisis de la Infraestructura de la Zona Norte es el primero en su tipo en Chile para el sector energético (y posiblemente para cualquier sector) que integra todos los aspectos del riesgo con un enfoque común. Sus avances requieren necesariamente desarrollos posteriores que puedan continuar los aspectos que este estudio instala y para los cuales es un primer avance (EMG Consultores, 2012).

En este trabajo se reconocen dos sentidos para el concepto de riesgo. En su uso más general se refiere a la existencia de **alguna probabilidad** que una **amenaza** se materialice (cualquiera sea esta **probabilidad**) causando daño sobre algo. En su sentido específico, se refiere a la **probabilidad matemática** que una amenaza cause daño (EMG Consultores, 2012).

Los enfoques **probabilísticos** del riesgo, han sido adoptados por muchas décadas en la planificación de sistemas de poder eléctrico (CIGRE, 2010), pero son relativamente nuevos en la evaluación de la seguridad.

Recientemente, la teoría de la **gestión del riesgo** es ampliamente utilizada en las evaluaciones de la red de poder. Las empresas de redes eléctricas están expandiendo la evaluación de seguridad incluyendo aspectos de la gestión para mejorar la capacidad de control y **mitigación** de accidentes (Allan, 2013).

La **evaluación** de la seguridad de red de poder se representa como una **metodología** muy importante en la administración industrial. Especialistas en la industria de poder eléctrico cuantitativa o cualitativamente, calculan la **proporción** del nivel de seguridad de los ítems de la administración de la red como la estabilidad operacional, protección de la línea de transmisión y el margen de capacidad eléctrica (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016).

La aproximación que realizan los autores deja fuera lo impredecible del comportamiento humano, la construcción de redes de calidad de la red de infraestructura, y los **potenciales** desastres naturales externos son excluidos en general de este set de las evaluaciones, constituyéndose como una porción substancial de los accidentes de la red de poder eléctrica (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016).

Es importante hacer notar el énfasis en la incorporación de hilos de cuantificación en la etapa de evaluación del riesgo, así será posible lidiar con sets de riesgos que son los que más probablemente podrían impactar las operaciones de las infraestructuras críticas, que van desde condiciones de climas severos y fallas técnicas en bienes, hasta sabotajes y actos terroristas (Correa & Yusta, 2013).

#### 2.1.4.2 Resiliencia del sistema de transmisión

Los operadores de transmisión están cada día más interesados en perseguir el objetivo de una “**resiliente**” red de poder: habiendo sido la **resiliencia** definida en diferentes contextos, algunas de estas definiciones concuerdan con que la resiliencia es “la **habilidad** de un sistema de poder eléctrico para anticipar, absorber, adaptarse y/o rápidamente recuperarse de un evento disruptivo” (Cirio, Ciaspessoni, Kjølle, Massuco, & Pitto, 2016).

Incluso conceptos recientes como **resiliencia** sugieren que un sistema puede **adaptarse** para alcanzar una nueva posición estable, después de sufrir un impacto o contingencia en uno o más de sus elementos. Adicionalmente, la **robustez** implica que el sistema operará

sin daños, en vez de estar expuesto a perturbaciones. Así, una red robusta y resiliente es equivalente a una red con **vulnerabilidad** baja (Holmgren, 2006).

Un pilar mayor para evaluar la **resiliencia** de un sistema de poder es la evaluación de seguridad con relación a riesgos humanos y riesgos naturales, comenzando desde la **cuantificación** del riesgo (Cirio, Ciaspessoni, Kjølle, Massuco, & Pitto, 2016).

#### 2.1.4.3 Vulnerabilidad del sistema

La **vulnerabilidad** está íntimamente ligada a los aspectos sociales que se desarrollan en las áreas propensas y usualmente tiene que ver con la fragilidad, la **susceptibilidad o la falta de resiliencia** de la población ante amenazas de diferente índole Cardona (2005) propone reducir el riesgo existente, identificarlo, reconocerlo y analizar las posibilidades de generación de nuevos riesgos desde la perspectiva de los desastres naturales.

La vulnerabilidad es descrita como una susceptibilidad (sensibilidad) a las amenazas que sustancialmente reducirán la habilidad del sistema a mantener su función (Holmgren, 2006).

La mayoría de estudios sobre vulnerabilidad son llevados a cabo luego de las ocurrencias de un evento de alto-impacto (p.e. un apagón extendido) determinando las causas de **eventos cascada** entre una red específica. Dichos estudios son logrados mediante un análisis de la vulnerabilidad estructural de la transmisión, requiriéndose metodologías bien establecidas, que podrían conducir a planificadores a tomar mejor mejores decisiones a la hora de evaluar el riesgo integral de las redes.

La mayoría de los métodos adoptados por los investigadores están tratando de obtener un índice de vulnerabilidad mediante diferentes metodologías, basados en difíciles sets de aproximaciones que indican la vulnerabilidad. Estos métodos proveen útiles herramientas para identificar y monitorear la vulnerabilidad sobre el tiempo y el espacio, sin embargo, la correcta determinación de los pesos es siempre desafiante justamente por este tipo de método de evaluación. Las inversiones en la reducción de desastres focalizado en acciones *ex - ante* **para reducir la vulnerabilidad** y así reducir pérdidas aún no se encuentran en cubrir todas las necesidades y no son productivas sino reactivas (Mora, 2007). La rehabilitación de infraestructuras se puede usar también como estrategia *ex ante* para reducir el riesgo y aumentar la resiliencia y seguridad (ISDR, 2009)

En Chile, la unidad de gestión de riesgo y emergencias del Ministerio de Energía se ha orientado a la búsqueda del desarrollo de iniciativas de gestión de los riesgos energéticos, administrando los recursos para la detección y evaluación de estos, procurando prevenir su degeneración en eventos o afectaciones del suministro. El trabajo realizado llevó al desarrollo de una herramienta geoespacial, con el propósito de identificar exposición, criticidad y riesgo en el seguimiento de incendios forestales, basado en combinaciones de capas de información de SIDCO.

Existe un monitoreo de las principales variables del sector en términos de seguridad del suministro, con el fin de prever situaciones que puedan afectar el suministro eléctrico, Se emiten diferentes alertas que apuntan a evitar o reducir los problemas de los impactos asociados. Como referencia, se incorporó a cada incendio un área de influencia o “búfer”. En caso de no contar con el área de afectación SIDCO, esta corresponde en la mayoría de los casos a un radio de 1000 metros y su funcionalidad es poder visualizar, a grandes rasgos, el alcance que podría presentar el siniestro y dimensionar la exposición de la infraestructura.

Aunque el estudio presentado posee grandes avances en convenios con otras instituciones de medición del riesgo como CAT y SIDCO, su aplicación no logra esclarecer cuales otras exposiciones podrían afectar y combinar distintos sectores del espacio comunal.

Consideraciones de incendios en el área de estudio, toman como el agente oxidante más común el oxígeno molecular. En algunos casos la presencia de especies reactivas, pueden iniciar una combustión sin la presencia de oxígeno. En los sólidos y líquidos para que comience la combustión en los combustibles, es necesario mediante una generación constante de calor crear una mezcla inflamable de vapor de agua cerca de la superficie. A esta descomposición física y química se le denomina pirolisis.

La temperatura para lograr la pirolisis se denomina temperatura de combustión. Los materiales solidos no arden, son los gases y vapores lo que producto de la pirolisis lo hacen. El humo es el principal causante de muertes durante los incendios y se constituye como uno de los elementos principales de análisis debido a la ionización que traduce en pérdida de propiedades mecánicas de los conductores, constatadas en (Tora, 1997) entre otros.

#### **2.1.4.4 Energía como factor subyacente del riesgo**

Según (ISDR, 2009) se hace referencia a los factores subyacentes o Risk Driver como “procesos, tanto físicos como sociales, que contribuyen, impulsan, conducen o determinan

de forma importante a la construcción, creación o existencia de condiciones de riesgo de desastre en la sociedad”.

#### 2.1.4.5 Alcances de un sistema eléctrico

El problema del transporte eléctrico, se reduce en esencia, a transportar una cierta potencia (kW) y una cierta energía KWh a una cierta distancia (km) (Tora, 1997).

Los sistemas eléctricos constituyen una infraestructura fundamental para la sociedad moderna. Pueden ser definidos como un aparato entero de cables y máquinas que conecta las fuentes del poder con las necesidades infinitas de los consumidores. Para entender la función que realiza una línea de transmisión, se puede comparar con una tubería por la cual circula agua a presión. La extensión de la interconexión, privatización, desregulación, desarrollo económico, acceso a la información, y la continua tendencia de rápidos avances en la información y telecomunicación sugieren que la complejidad, interactividad e interdependencia de las redes de infraestructura continuarán creciendo con los años (Zimmerman, 2004).

Energía y potencia son conceptos clave en el sector energético, mientras que la energía es la capacidad de generar trabajo contra una fuerza que se opone y su unidad estándar en el SI es el Julio (J) en honor a James Joule.

Por otra parte, la potencia es la relación a la que la energía se convierte de una forma u otra, o a qué ritmo se efectúa el trabajo. La unidad de potencia es el vatio por hora (w), en honor a James Watt. En el fondo se establecería que:

$$1 W = 1 J/s \quad / \quad kWh = 3.600.000 (J)$$

Los tipos de mediciones a efectuar dependiendo de las escalas obtenidas se representan como:

Kilo (1.000)  $10^3$  Watt / Hora, en general estas mediciones se usan para residencias, oficinas y todo tipo de industrias. Es la unidad de medida diaria mundialmente aceptada y su uso se extrapola a diferentes utilizaciones (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017).

Mega (1.000.000)  $10^6$  / Hora, su uso es intensivo en el campo de la transmisión, las estadísticas o las acumulaciones de consumo, debido a su alta contención (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017).



Se define tensión nominal como el valor convencional de la tensión o asignada como el valor convencional entre fases con que se designa la línea, la comisión electrotécnica internacional ha normalizado los siguientes valores:

Primera: 132 Kv – 145 220 Kv - 245 380 Kv - 420 tiene +10% más en capacidad de transporte en régimen de sobrecarga

Segunda. 30 Kv – 36 - 45 Kv – 66 Kv – 72,5 + 15% en régimen de sobrecarga

Tercera. 3 Kv 6 Kv 10 Kv 15 Kv + 20% en régimen de sobrecarga

Existen dos tipos de líneas de transmisión eléctrica, unas son aquellas que van desde el punto de generación hasta una línea de transmisión troncal y la troncal propiamente tal, que tiene la misión de acercar la energía generada en centrales a centros de consumo, ya sea domiciliarios o industriales (Quezada, 2005).

El acoplamiento de las líneas de transporte de energía desde el punto de generación a los sistemas interconectados o troncales se podrá hacer en forma directa, método conocido como Tap-Off, o en su defecto, a través de una subestación de maniobra. Esta última alternativa es la más adecuada debido a que se asegura un acoplamiento sincronizado de frecuencias de fases, y por otro lado estas subestaciones de maniobra también sirven de enlace para aquellas empresas de distribución que demanden de energía en este modo o servir de arranque de una nueva línea de transmisión (Quezada, 2005).

La magnitud de la operación de transmisión está expuesta a las diferencias territoriales en las cuales se emplaza. Diferentes factores deben ser constatados para comprobar el estado actualizado del sistema; si algunas zonas presentan interferencias deben tomarse medidas al respecto.

Las formas modernas de recolección de datos en tiempo real han sido desarrolladas en diversos estudios. (Soto González, 2011) recalca la importancia de ciertas condiciones ambientales, (temperatura del aire, velocidad del viento, humedad...) La incorporación de sensores en los sistemas de medición en tiempo real, determinan ciertas tomas de decisiones que deban realizarse en condiciones ambientales determinadas. Aunque se mejoren las capacidades de obtención de información, los componentes del sistema eléctrico seguirán siendo los mismos, por lo que se analizan a continuación los principales elementos.

#### 2.1.4.6 Herrajes

Son las piezas que sirven para la sujeción de cadenas a la torre, de los conductores a los aisladores y de cables de tierra a la estructura de apoyo, así como diversos accesorios para los cables, tales como separadores, anti-vibradores.

Las condiciones de diseño de suspensión de la línea deben cumplir dos desplazamientos mínimos para permitir que los esfuerzos no produzcan averías en los conductores (Tora, 1997). Sea el terreno plano o con montañas, la línea de transmisión debe tener torres de una altura suficiente para que la parte más baja de los cables colgantes en un vano (distancia entre dos torres adyacentes), sea superior a la mínima altura permitida (Cereceda, Errázuriz, & Rivera, 2013).

El análisis de los diferentes casos de vanos posibles requiere considerar factores mínimos, para intentar establecer en qué medida se verá afectado en un eventual cambio en la estabilidad geográfica. Los autores (Dwight, 2005: 184) definen la flecha  $f$  como:

$$f = \sqrt{\frac{3(\mathcal{E} - L)}{8}}$$

En un ejemplo, para el cálculo de un vano en la zona de estudio ver **pág. 98 anexo 1 y pág. 99 anexo 2**, se aplicaron más fórmulas, como el largo total del conductor, que se representó como:

$$\mathcal{E}_1 = L + \frac{8f^2}{3L} - \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + f^2}$$

En el caso de Quillota, se describió un vano entre torres de 690 metros, que atraviesa el río Aconcagua. Este hecho describe una situación que el tramo desde un conductor a otro se calcula:

$$\mathcal{E}_1 = 890 \text{ m} + \frac{8 * (97.2)^2}{3 (690 \text{ m})} - \sqrt{\left(\frac{690}{2}\right)^2 + 97.2^2}$$
$$\mathcal{E}_1 = 272 \text{ m}$$

El resultado de la operación es de  $\epsilon_{\text{total}} = 544$  metros Fig.16

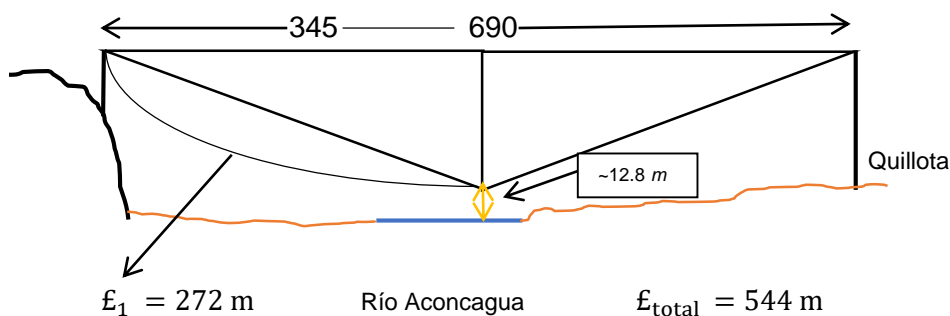


Figura 16. Cálculo de longitudes y altitudes del vano del cruce de la línea troncal Quillota – Nogales de 220Kv en dónde el conductor atraviesa la llanura de inundación del río Aconcagua

Estos ejemplos explican de igual manera que son sólo los conductores los que pueden atravesar las llanuras de inundación, procurando en todo momento localizar las torres de alta tensión en las laderas.

Este hecho demuestra que las relaciones entre los materiales y gradientes son de extrema importancia, dado que revelan la estabilidad de laderas en dónde se soporta la infraestructura.

Los análisis en materia de exposición a la inestabilidad del suelo se encuentran en concordancia con el cuadro comparativo de rangos de pendiente y su justificación geomorfológica entre Araya & Börgel (1972) y van Zuidam (1986).

En este trabajo se analiza la erosión propia de cada configuración espacial, lo que podría exponer la infraestructura a suelos con diferentes resistencias, requiriéndose zapatas u otros estabilizadores que sean acordes a las características propias de la estabilidad de cada ladera. La información anterior proporciona una guía con respecto a la importancia de los cambios repentinos de brisas en zonas cercanas al río Aconcagua en dónde vientos cruzados podrían crea resonancias negativas en las redes véase Fig.17. Si bien cuando el vano es inferior a 200 m, los movimientos pueden ser totales entre grapa y grapa, pero en el caso estudiado de 690 m de distancias entre torres, se podría potenciar el balanceo del conductor (Tora, 1997).

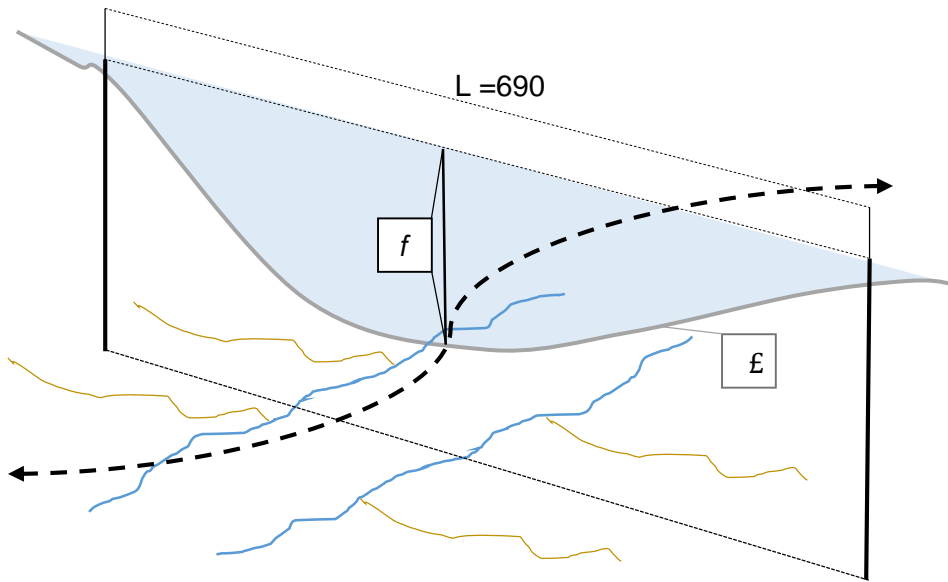


Figura 17. Explicación de un vano en relación a llanura de inundación del río Aconcagua y su posible exposición a diferentes tipos brisas y vientos

### 3.1 MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1.1 Metodología general - (Objetivo general)

Abordar la situación de la infraestructura energética requiere una visión multi-amenaza, más aún si altos compromisos económicos y sociales, pueden detener la producción, el comercio, y afectar otros actores indispensables del quehacer económico regional. Con respecto a las amenazas que puede sufrir la infraestructura, existirían dos orígenes. Por un lado, las asociadas a la población de las inmediaciones y por otro las de carácter físico-geográfico.

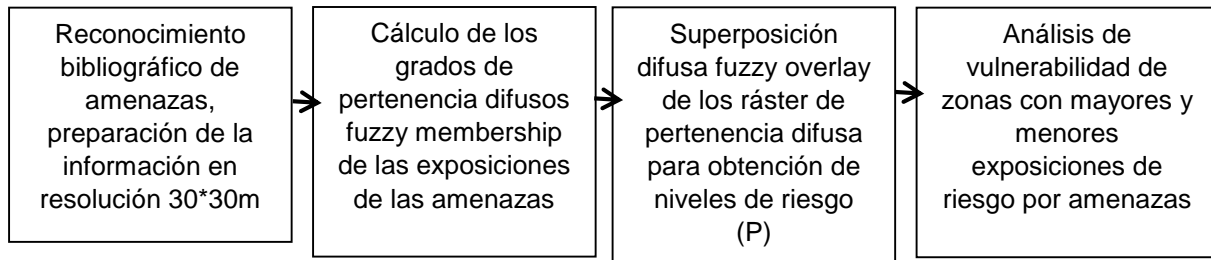
En algunos casos podría observarse que la población se encuentra habitando zonas de resguardo de las líneas, lo que construye situaciones de riesgo, o la probabilidad de que una amenaza se materialice como pérdida sobre el elemento para ambos (personas e infraestructura).

Entre otros, los factores climáticos adversos crean disrupciones del sistema que van desde la pérdida de poder por congelamiento, hasta la superación de la temperatura de seguridad o límite  $TL$  ( $^{\circ}C$ ). Si la exposición a radiación solar de áreas se presenta igual o mayor a  $500$   $WH/m^2$  esto creará una situación riesgosa que podría provocar problemas con la disipación del calor del sistema. Incluso viéndolo desde el punto de vista de la densidad de incendios, resulta interesante ver resultados cómo la comparación entre factores de (velocidades máximas del viento / eventos de incendio por hectáreas), afectan de diversas maneras la infraestructura.

Debido entonces a la extensión geográfica de esta investigación de tres territorios comunales, es que se consideró desde una primera instancia que una escala de 1: 250,000 abarcaría las dimensiones de una porción representativa y diversa de las infraestructuras existentes.

Primeramente y como input requerido se procedió a determinar la pertenencia difusa de los factores climáticos de estabilidad y cercanías a zonas urbanas dado que es que en estas capas son apreciables las grandes diferencias locales de exposición. El modelo ejecutado devolvió los valores máximos de los conjuntos de cada celda, lo anterior permite analizar de todos los factores de riesgo (F001 a F008) en un solo ráster.

La preparación de la información de datos continuos y sus posteriores transformaciones se explican a continuación en cuatro pasos fundamentales:



En su obra *A Fuzzy Comprehensive Evaluation for Metropolitan Power Grid Risk Assessment* de Deng, Liu, Liu, & Yu (2016) se divide el riesgo de la red de poder en cuatro macro índices de factores primarios. En uno de ellos denominado “ambiente operacional AO”, los autores obtienen una importancia de 0.38 con respecto de los tres restantes en la probabilidad del origen de fallas de la infraestructura energética en una ciudad intermedia China.

A su vez, en este macro factor “ambiente operacional AO”, es nuevamente dividido en subíndices secundarios de riesgo para la red asociados a un set estadístico de eventos disruptivos. Estos eventos se descomponen en su génesis como **0.34/1 para los desastres naturales, 0.58/1 para daños por terceros y 0.08/1 de desconexiones de las fuentes generadora** (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016). Todos los resultados de pertenencia difusa se han reclasificado relacionando la exposición a la metodología *fuzzy comprehensive evaluation* de los autores (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016).

Una escala de cinco niveles del poder de suministro es una razonable clasificación considerando las experiencias comunes. Los autores (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016) proponen que el riesgo de la red eléctrica (P) puede ser clasificada como un set difuso de cinco niveles como:

**(P) = {Muy bajo, bajo, medio, alto, muy alto}.**

### 3.1.2 Pertenencia difusa (Objetivo específico 1)

Basada en el grado de pertenencia en matemáticas difusa  $\mu_A$ , esta lógica puede transformar la evaluación cualitativa en una de tipo cuantitativa pudiéndose describir el objeto como un todo basado en consistencias de factores de control múltiples.

Para describir u ordenar fenómenos, por lo general se deben clasificar en clases, categoría de uso de suelo, tipo de suelo, ponderación de la adecuación de viviendas, clase de carreteras y tipo de vegetación son ejemplos de clases (ESRI, 2016). En los conjuntos nítidos, la pertenencia es binaria y el fenómeno está dentro o fuera de la clase, en el fondo los límites están bien definidos, pero debido a la imprecisión del pensamiento, las reglas ambiguas de la caracterización y la ambivalencia, los límites entre clases no siempre son claros (ESRI, 2016).

De este modo una proposición no es totalmente (sino parcialmente) cierta o falsa. Este grado se expresa mediante un entero en el intervalo [0, 1] (González, 2011).

Como el objetivo de esta memoria consiste en reconocer zonas críticas para la infraestructura, primeramente se define que “ $U$ ” representa el universo de discurso de todos los posibles valores que puede tomar una determinada variable, los niveles de exposición a amenazas de la infraestructura quedan determinados por:

$$U = \{(1) \text{ muy bajo}, (2) \text{ bajo}, (3) \text{ medio}, (4) \text{ alto}, (5) \text{ muy alto}\}$$

En dónde, *grado de pertenencia difuso*:  $\mu_A(x)$

La transformación de datos mediante una *función indicatriz* :  $\mu_A : U \rightarrow [0,1]$

El cálculo del valor eje abscisas  $U$  (*crisp* = 1,2,3,4,5) se consideraría como el universo del discurso de la exposición de las amenazas, mientras que en el sentido de las ordenadas  $\mu_A$ , indicará de [0, 1] los grados de pertenencia difusa o posibilidades de pertenecer a un cierto conjunto especificado (ESRI, 2017).

Los resultados de la pertenencia difusa de esta memoria se realizaron con la técnica lineal. Cada función de pertenencia tiene una ecuación diferente, la elección de la función que se debe utilizar depende de cuál es la función que mejor captura la transformación de datos, según el fenómeno que se está modelando (ESRI, 2017).

La función de transformación lineal difusa aplica una función lineal entre los valores mínimos y máximos especificados por el usuario ( $U = 1, 2, 3, 4, 5$ ). A todo lo que esté por debajo del mínimo se asignará un 0 (no pertenece) y a todo lo que esté por encima del máximo, un 1 (pertenece) (ESRI, 2017).

Si el mínimo es mayor que el máximo, se establece una relación lineal negativa (una pendiente negativa). La línea roja de la Fig. 18 que se muestra a continuación representa una transformación lineal de pendiente negativa. **A todo valor menor que 30 se asignará un 1 y a todo valor mayor que 80, un 0** (ESRI, 2016).

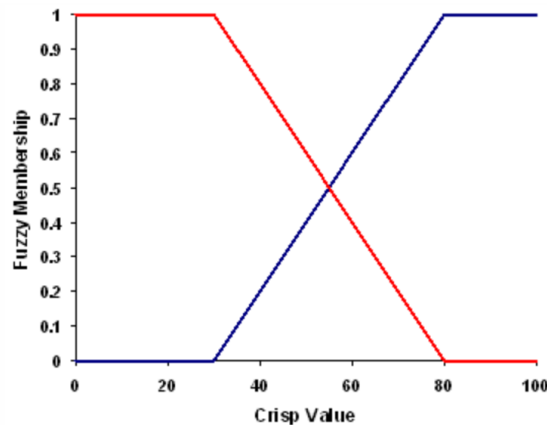


Figura 18. Variaciones de la función de pertenencia lineal difusa tomado de (ESRI , 2015)

### 3.1.3 Superposición (Objetivo específico 2)

Debido a que la lógica difusa está basada en la teoría de conjuntos y lo que se intenta determinar es si una ubicación en particular pertenece a un conjunto o a varios conjuntos, es que el pesaje no tiene sentido (ESRI, 2016).

La superposición de los datos de entrada difusa utilizada, **función Or difusa** (devuelve el valor máximo de la intersección de los conjuntos. Es decir, p.e en un modelo de adecuación de viviendas, se evalúa la pertenencia posible más elevada (el valor de adecuación más alto) para cada celda según los diversos criterios (ESRI, 2016).

En este caso la función de evaluación para el riesgo de la red eléctrica (P) queda definida según (ESRI, 2016) como:

$$\text{Función Or Difusa: } ValorOrDifuso = \max(arg1, \dots, argn)$$

Los resultados de la fusificación para cada valor del universo del discurso de los elementos de exposición o *crisp value* / valores reales se observan en la Tabla 5:



Tabla 5. Valores de pertenencia difusa  $\mu_A$  adoptados para los diferentes valores del universo del discurso  $U$  posibles del riesgo (P)

$\mu_A$	$U$
$\emptyset$	(1) / muy bajo
0 – 0,5019	(2) / bajo
0,5019 – 0,7098	(3) / medio
0,7098 – 0,8666	(4) / alto
0,8666 - 1	(5) /muy alto

Fuente: Elaboración propia

Como se había mencionado el valor (1) muy bajo ha quedado eliminado al no contar con conjuntos de pertenencia probables, igualmente se considera que una situación de riesgo=0 es improbable dado que la existencia de fallas muchas veces no es clara y no es posible conocer con certeza que las produjo.

### 3.1.4 Análisis de cercanías a zonas urbanas (Objetivo específico 3)

Debido a que no fue posible realizar una capa que fuera representativa de las diferentes exposiciones se la redes a zonas pobladas, es que se realizó un análisis utilizando la herramienta de distancia euclidiana.

Distancia euclidiana proporciona la distancia desde cada celda en el ráster hasta el origen más cercano (ESRI, 2015). El origen más cercano y más usual fueron las líneas de transporte a las que se les calculó una distancia de cercanía de 100 m esto considera los dos extremos de las torres de alta tensión, quedando una línea directa de 50 m que es el resultado final de este análisis.

Las medias de franjas de seguridad se calculan en base a la tensión propia que se está transportando, líneas de alta tensión sobre 25 Kv: 2,50 m + 1cm por cada kV de tensión nominal en exceso sobre 25 kV (SEC, 2015), o para una línea de 220Kv sería una franja mínima de 8.9 metros según la actual, aunque en la actualidad y de la mano de especialistas se están haciendo esfuerzos por evitar cortes por incendios considerando franjas de seguridad mínimas  $>20 \leq 40$  m en esta región. En Perú p.e Ancho mínimo de la faja de servidumbre de electroducto, según nivel de tensión (voltaje) serían según (Oslnergmin, 2015):

De 10 a 15 kV = 6 m

De 20 a 36 kV = 11 m

De 60 a 70 kV = 16 m

De 115 a 145 kV = 20 m

220 kV = 25 m

500 kV = 64 m

Para la protección del público y para la operación confiable de las líneas aéreas de servicio público, dentro del área que ocupa la franja de seguridad no deberán existir anuncios, obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza (SEC, 2014).

Las normas técnicas que regulan las distancias actuales están contenidas en los pliegos de normas técnicas RPTD, los pliegos N°7 de franjas y distancias de seguridad y N°10 centrales de producción y subestaciones.

En las subestaciones tipo intemperie se deberán tomar precauciones para evitar que el agua forme pozas en la superficie del terreno, dando pendientes al mismo o construyendo un sistema de drenaje adecuado, cuando sea necesario (SEC, 2014).

Se realiza un análisis de la zona urbanas vigente del PREMVAL en polígonos intersectados con los resultados de la distancia euclidiana para los tres territorios comunales.

#### **4. CAPITULO IV**

##### **4.1 Resultados**

Dimensionar la complejidad del problema abordado ha sido posible mediante una abstracción de las partes involucradas en el sistema y su relativa exposición a amenazas, ha sido muy importante considerar datos extremos que evidencien diferencias reveladoras del territorio.

Las fuentes de información que consideran los espectros propios de cada variable se han reclasificado con exposición en cinco niveles E = (1,2,3,4,5) de esta forma se estandariza la información con la que posteriormente se evaluará el riesgo.

Incluso por sí solos, los ráster de pertenencia difusa podrían utilizarse para otros estudios de planificación comunal en los que precisen información de modelos climáticos o físicos, en estas capas es posible apreciar entre otras características:

- Zonas problemáticas por vientos
- Zonas muy cálidas

- Zonas muy frías
- Zonas muy soleadas
- Zonas con orientaciones complejas
- Zonas con alta tasa histórica de incendios
- Zonas con precipitaciones abundantes en poco tiempo
- Zonas de pendientes con potencial a la erosión

#### **4.1.2 Objetivo 1 - Análisis de amenazas y su exposición hacia la infraestructura**

Se ha desarrollado una línea bibliográfica para poder obtener información sobre que variables complejizan el normal funcionamiento del sistema. Estas han sido reclasificadas según su exposición y cercanía relativa, procurando evidenciar espacialmente qué porcentajes de la totalidad del territorio que están afectados. Como se adelantaba, la bibliografía de experiencias anteriores ha sido imprescindible para comprender ¿Qué amenazas considerar?

- F001** Temperaturas máximas del mes más cálido en °C
- F002** Temperatura mínima del mes más frío en °C
- F003** Cuarto del año más lluvioso en mm totales
- F004** Densidad de incendios por superficie afectada en hectáreas
- F005** Vientos máximos en m/s escala Beaufort (1958- 2017)
- F006** Zonas de irradiación solar 22 diciembre 2016 – 22 marzo 2017 en WH/m<sup>2</sup>
- F007** Estabilidad de laderas por pendiente y su justificación geomorfológica en x° grados
- F008** Laderas de exposición por ignición de incendios en x° grados
- F009** Cercanía de la infraestructura a zonas urbanas (<100 m)

##### 4.1.2.1 (F001/F002) Factor de temperaturas máximas y mínimas

La radiación de onda corta se compone de la radiación directa solar, la difusa de la cúpula del cielo y la reflejada por la tierra. (Esta es del orden del 12-15% de la energía incidida, pero en suelo nevado se puede llegar a reflejar el 75%) (ESRI, 2018).

Los modelos de temperaturas han considerado los rangos de valores de diferentes instancias extremas.

(F001) Temperatura máxima del mes más cálido del área de estudio Fig.19

(1) 20,6 °C – 23°C

(2) 23,1°C – 24°C

(3) 24,1°C – 25°C

(4) 25,1°C – 26°C

(5) 26°C – 27,5°C

(F002) Temperatura mínima del mes más frío del área de estudio Fig.20

7,4°C – 6,5°C

6,5°C – 6,0°C

6,0°C – 5,0°C

5,0°C – 3,0°C

3,0°C - -0,7°C

Todo conductor a temperatura superior a la de su superconductividad, se calienta al ser atravesado por una corriente eléctrica. Si la sección del conductor de una línea prevista para transportar I amperios, está escasamente determinada o la intensidad de transporte aumenta considerablemente, puede provocarse un calentamiento anormal que produce según (Tora, 1997):

-El envejecimiento prematuro del conductor

-El aumento de la flecha, que puede superar los límites reglamentarios

-El aumento de la resistencia eléctrica

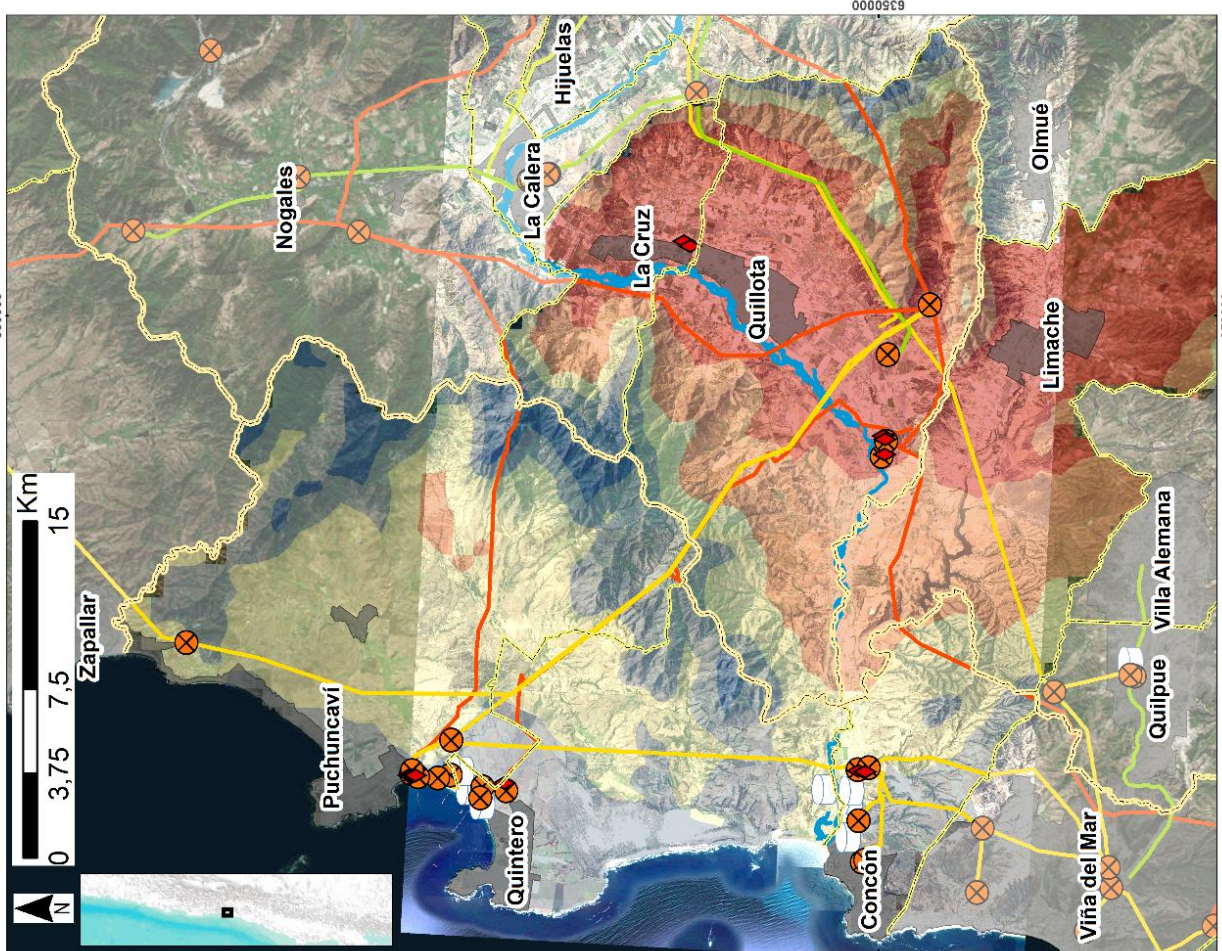
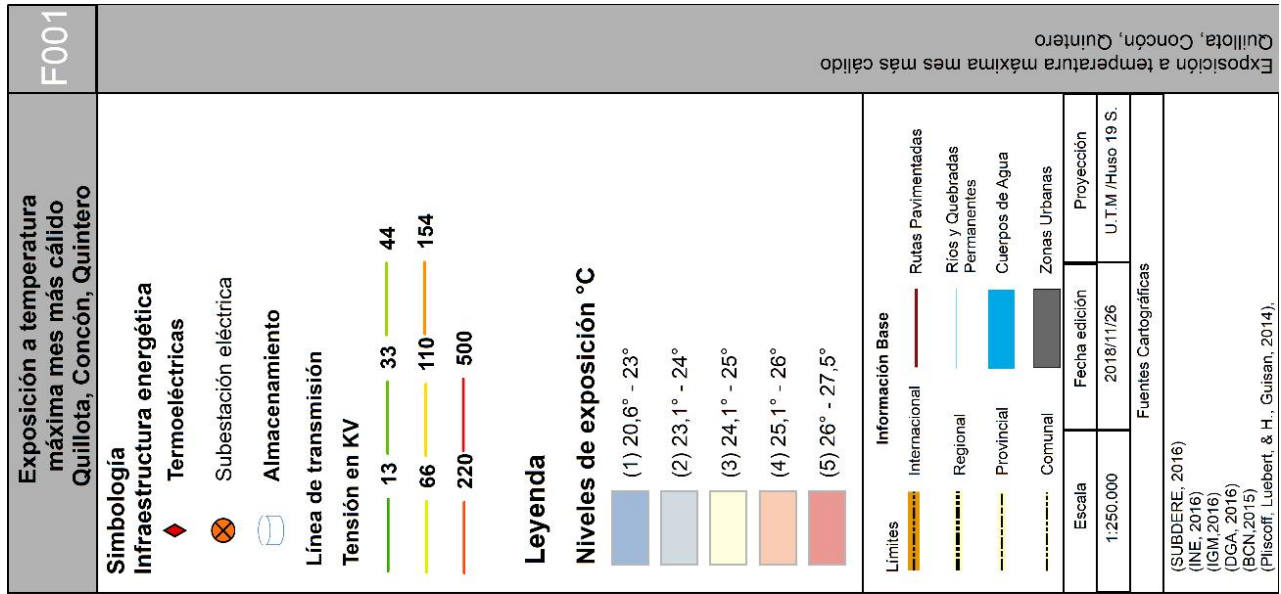


Figura 19. Exposición a temperaturas máximas del mes más cálido datos de (Pliscoff, Luebert, & H., Guisan, 2014)

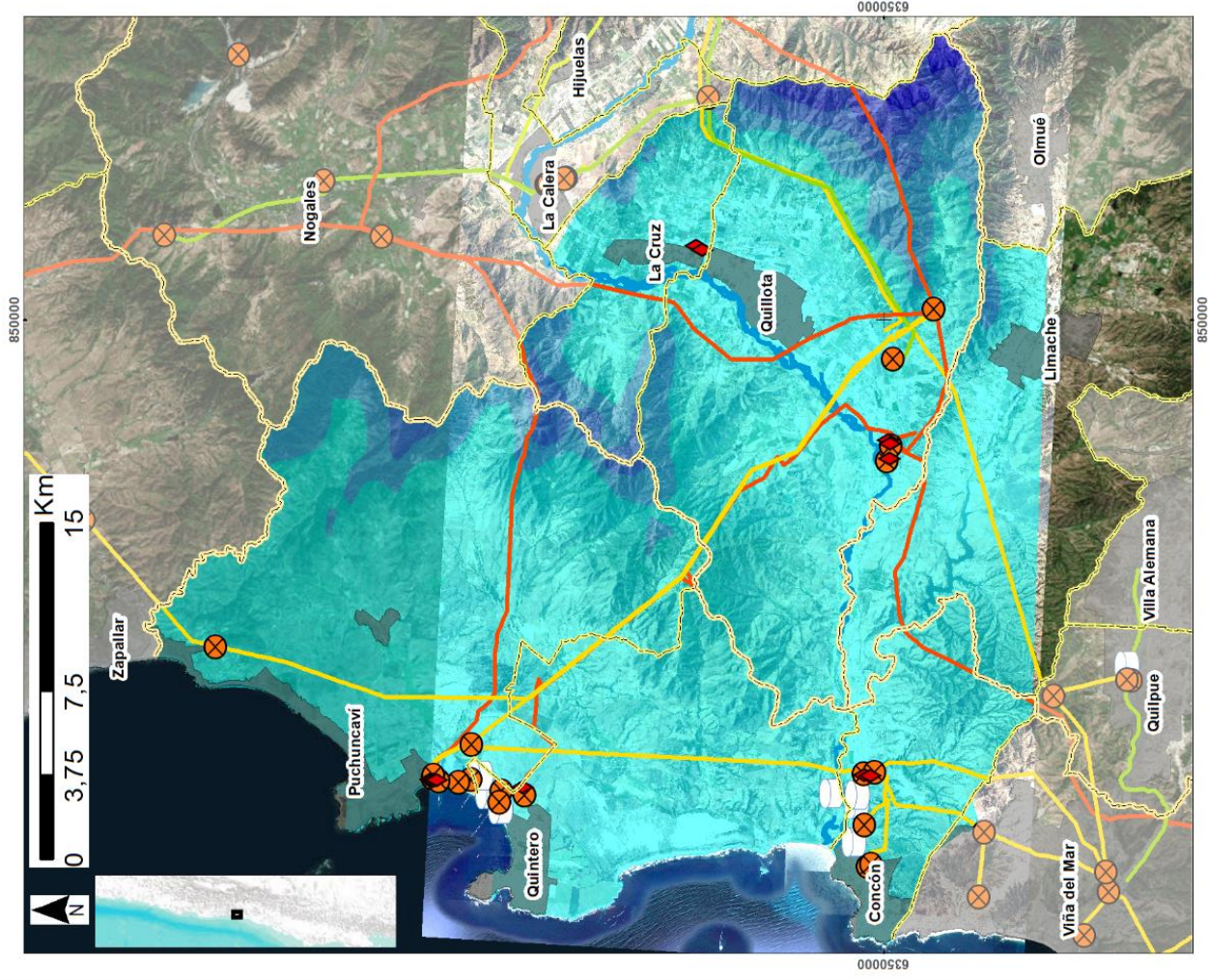
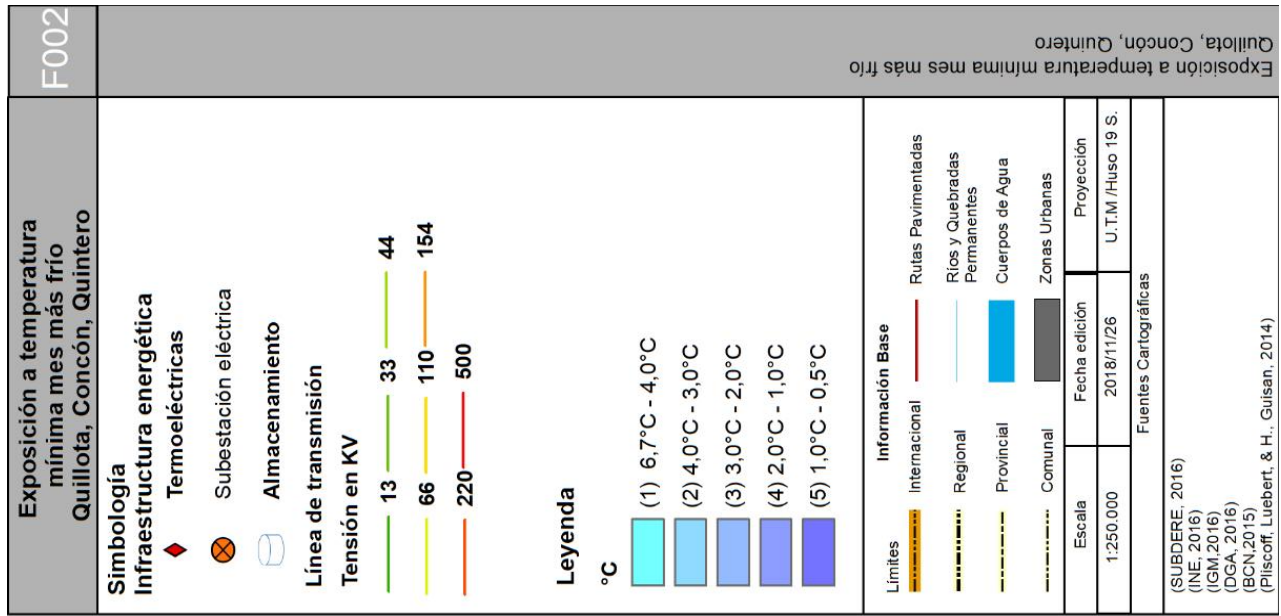


Figura 20. Exposición a temperaturas mínimas del mes más frío datos de (Plissock, Luebert, & H., Guisan, 2014)

#### 4.1.2.2 (F003) Factor de precipitación

Se constata su importancia en (Tora, 1997) quien ha basado un análisis de zonas más húmedas según datos mensuales de (Pliscoff, Luebert, & H., Guisan, 2014). Se considera una mayor exposición a zonas más húmedas debido a la semi-conducción que esto provoca en los conductores. Por otra parte, se ha creado una capa Fig. 21 del cuarto de año más lluvioso, el que quedó disputado por tres zonas marcadas, en donde se observan valores mayores a 350 mm, en Quillota cordón Lo Rojas, cerro Mauco y zonas elevadas del cajón San Pedro por Concón. Por último, se corona una situación de altos valores en zonas cercanas al estero de la Laja al S-E comunal.

En este caso se han utilizado factores del cuarto de año más lluvioso que exponen áreas más húmedas por acumulación de precipitaciones. Se puede inferir que desde sólo esta capa se obtendría una panorámica de las grandes variaciones de precipitación que presenta el territorio (Zonas secas hasta las más húmedas) durante los cuatro meses de los períodos de lluvia. La tendencia de menores precipitaciones en las zonas de valle y su incremento con respecto de la altitud (aumento del gradiente pluviométrico / forzamiento orográfico), se constituye como una tendencia más acusada a mayores cercanías de la línea de costa.

La variación de temperaturas y precipitaciones dentro del área continental de la Región de Valparaíso, está fundamentalmente determinada por la elevación y la ubicación geográfica respecto a las dos principales cadenas montañosas, cordilleras de la Costa y de los Andes (Luebert & Pliscoff, 2012). Las áreas con mayores precipitaciones se encuentran en la vertiente occidental de la Cordillera de la Costa, especialmente a barlovento de los sectores más elevados cercanos a la costa, que corresponden a los macizos montañosos de El Roble – La Campana y Cantillana (Luebert & Pliscoff, 2012)

La exposición entonces ha quedado establecida con los siguientes cinco niveles posibles

- (1) 223 mm –260 mm
- (2) 260 mm –282 mm
- (3) 282 mm – 307 mm
- (4) 307 mm – 335 mm
- (5) >335 mm

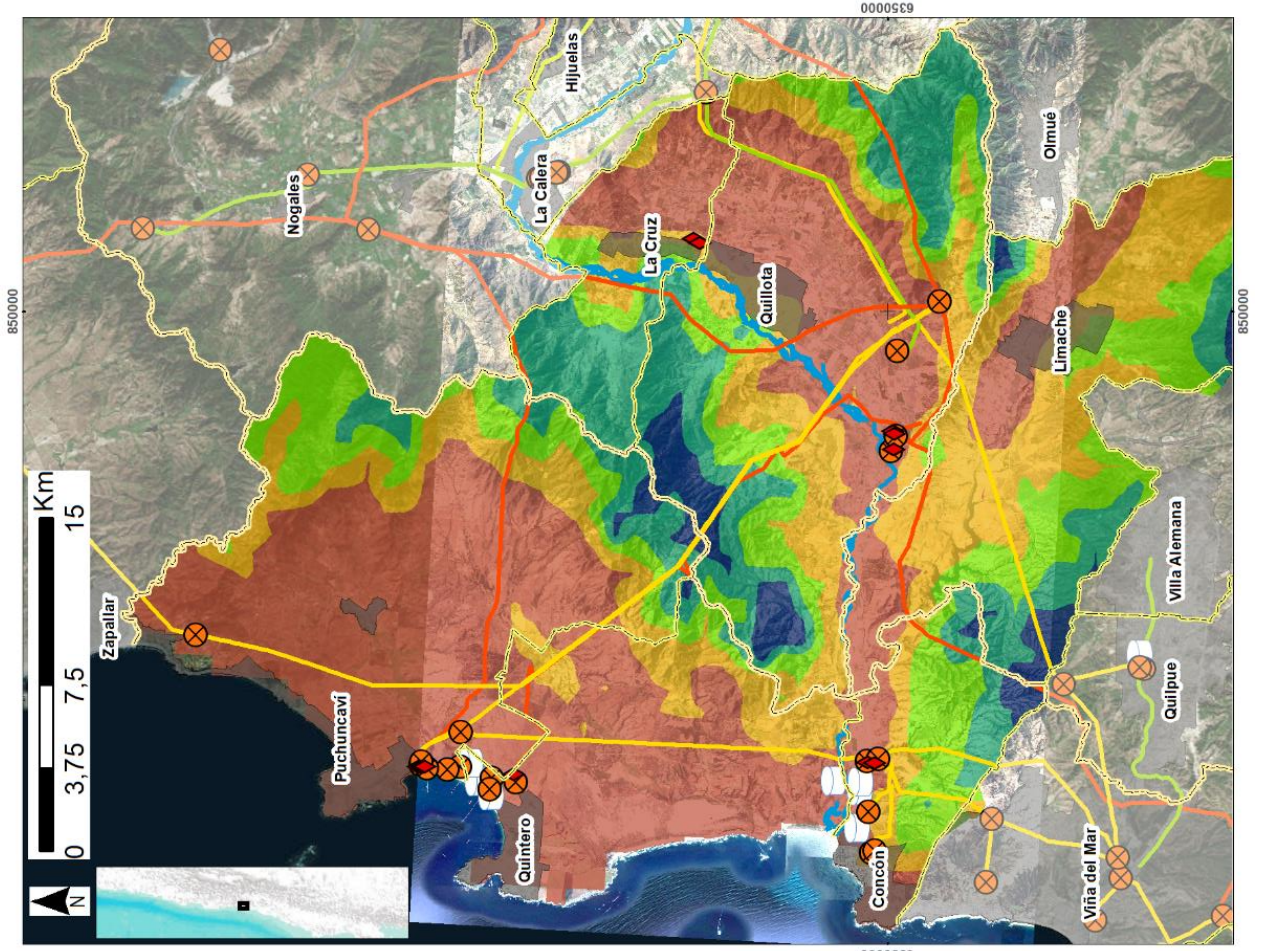
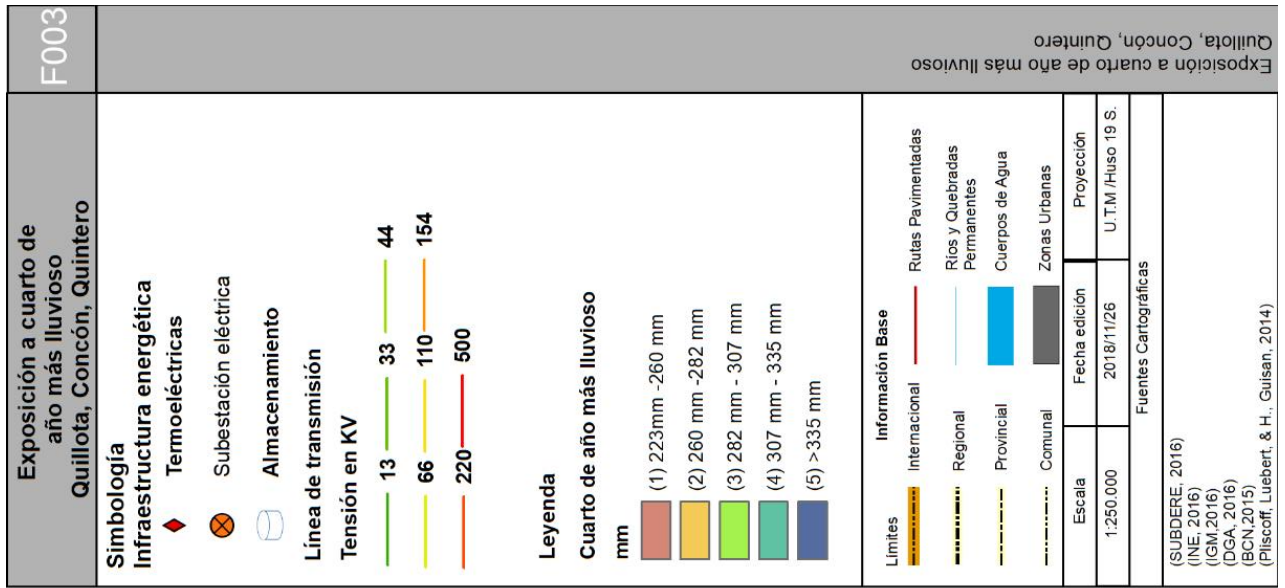


Figura 21. Exposición a cuarto de año más lluvioso datos de (Pliscoff, Luebert, & H., Guisan, 2014)



#### 4.1.2.3 (F004) Factor de densidad de incendios

Se ha puesto especial importancia a la densidad de incendios en la zona de estudio, debido a encontrarse consistencia de marcadas problemáticas asociadas a fallas que alteran la operación normal del sistema.

Las comunas han presentado una densidad de 3,37 número de incendios/año/10.000 habitantes. La distribución de dichos eventos estocásticos se puede apreciar en la tabla 6, dónde la comuna de Quillota destaca por sobre Concón y Quintero por su condición de reunir una gran cantidad de eventos de incendios. Se aprecia entonces que uno de los puntos más conflictivos lo representa la parte norte de los alrededores de la ciudad de Quillota, en dónde se localiza el tramo troncal/nacional Quillota - Nogales 220 KV C1 y C2, que se encuentra bajo una situación de evidente de amenaza, poniendo en riesgo una porción de este tendido de alta tensión.

En un esfuerzo por reconocer el comportamiento de estos sucesos se expone la densidad en hectáreas consumidas con la cual afectaron al territorio. Esta ejemplificación no considera lo expuesto por (Julio, 1990), sino que representa la densidad de las entidades de punto alrededor de cada celda ráster de salida. Conceptualmente, la vecindad se define alrededor de cada centro de celdas ráster, la cantidad de puntos se totaliza y divide por el área de la vecindad (ESRI, 2016). Este análisis toma cantidades conocidas de algunos fenómenos y las expande a través del paisaje basándose en la cantidad que se mide en cada ubicación y la relación espacial de las ubicaciones de las cantidades medidas (ESRI, 2016).

Si bien se disponen de puntos de eventos de incendios en la tabla 6, estos por sí solos no explican cómo se originan los incendios, sino que revelan diferentes aglomeraciones de focos o épocas del año en que ocurren.

Tabla 6. Número de eventos de incendio en las comunas de Concón, Quillota y Quintero

Mes del año	Número de eventos
1 Enero	85
2 Febrero	68
3 Marzo	44
4 Abril	21
5 Mayo	7

6 Junio	2
7 Julio	4
8 Agosto	2
9 Septiembre	2
10 Octubre	25
11 Noviembre	59
12. Diciembre	95

Fuente: (ONEMI, 2018)

La distribución de los incendios declarados por ONEMI tiene marcadas estacionalidades constatadas en la Fig. 22, evidenciándose un alza exponencial en los meses de primavera, los que coinciden con la disminución paulatina de la precipitación de la estación estival. Los análisis climáticos, buscan explicar que, ante una mayor exposición de amplitudes térmicas o extrema humedad, se corona una situación que podría provocar interrupciones o retrasos del despacho según (Tora, 1997). Se ha creado una capa observable en la Fig. 23 siguiendo la metodología de la unidad de gestión de riesgos energéticos del (Ministerio de Energía, 2017). Aquí se aprecian 5 niveles del total de hectáreas afectadas reclasificadas según intervalos geométricos.

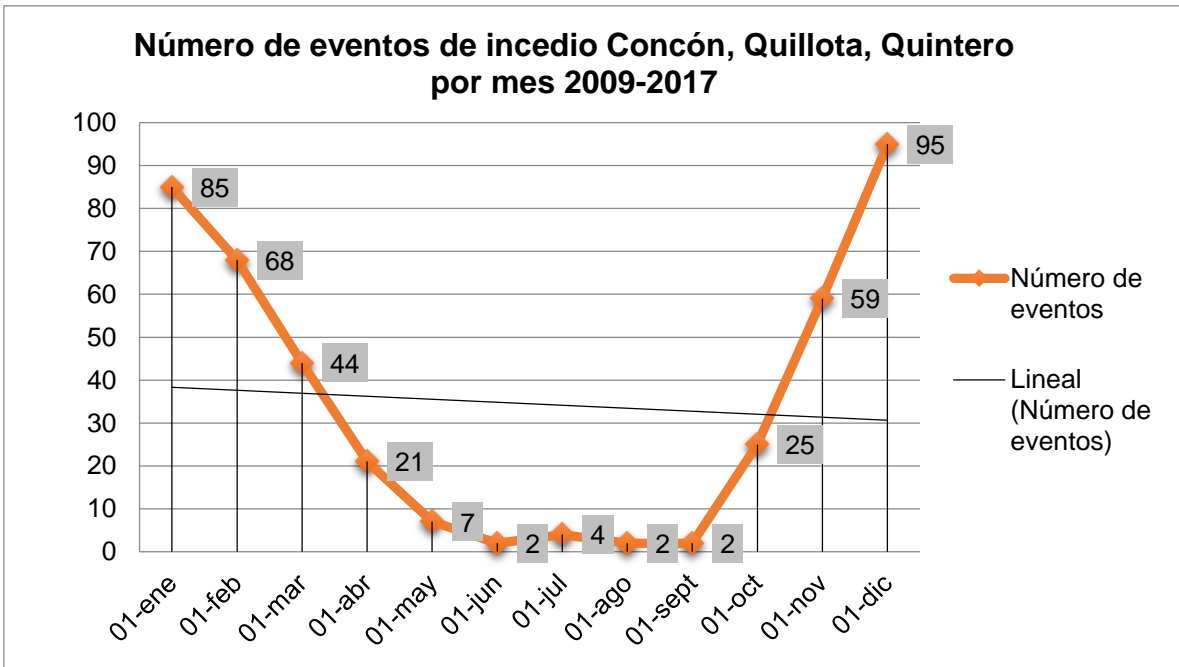


Figura 22. Número de eventos de incendios por mes datos de (ONEMI, 2018)

Los niveles de exposición (4) y (5) del factor de incendios se consideran críticos debido a su gran extensión. Medidas inmediatas entre los entes públicos y privados deberían considerar zonas con altas exposiciones a fuego. En resumen, los niveles de exposición a incendios quedan entonces con los siguientes intervalos:

(1) 0 - 0,14 has

(2) 0,14 – 0,83 has

(3) 0,83 – 4,17 has

(4) 4,17 – 20,26 has

(5) 20,26 – 97,95 has

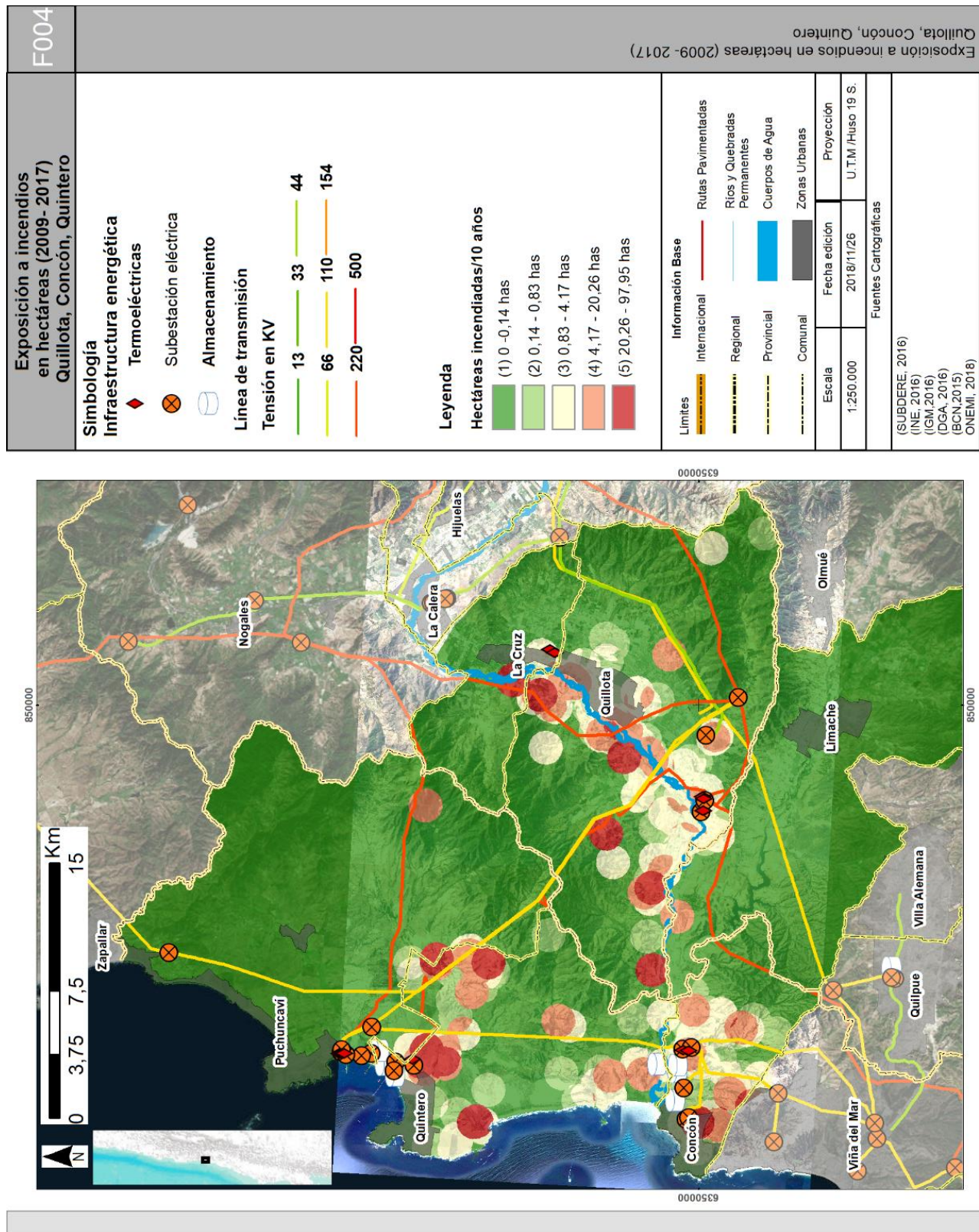


Figura 23. Exposición a incendios por densidad de superficies afectadas en hectáreas (2009-2017) datos de (ONEMI, 2018)

#### 4.1.2.4 (F005) Factor de vientos máximos

Entre otros factores, los efectos que tienen los vientos son el crear sobrecargas en donde los conductores se ven expuestos a mayores tensiones que pueden llevar a fatigas más frecuentes. Se ha utilizado información de vientos máximos de 59 años (Abatzoglou, Dobrowski, Parks, & Hegewisch, 2017), la herramienta Terra Climate posee alta resolución (1/24°, ~4-km), balances mensuales Fig. 22.

Se observan áreas problemáticas en divisorias de aguas de los macizos costeros con mayor cercanía al océano; las laderas de umbría/ semi-umbría, ostentan los mayores valores. Se aprecia el efecto de resguardo del valle del Aconcagua que por altitud crea el cordón lo Rojas cerrando por el Este una configuración de muy alta exposición. Como se adelantaba en la parte de los promedios mensuales, las zonas de exposición media han quedado localizadas hacia el oeste del valle de Quillota, mientras que las más bajas al este del mismo.

Aunque en (Tora, 1997) se indica que las sobrecargas de vientos son riesgosas, los máximos comunales no exceden los 4.5 m/s que distan mucho de los 20,7 m/s / 74 Km/h (temporal) en escala de Beaufort. Se deberían tomar medidas de contingencia como uso de mejores antivibradores en la línea Ventas – Torquemada de 110Kv, en Puchuncaví en línea Quinquino – Quillota 110Kv y en general en todas las líneas que enfrenten cercanamente la línea de costa o suban por laderas orientadas hacia el oeste de la zona de estudio.

Se puede apreciar entonces como ha quedado la leyenda vientos máximos en escala de m/s / Beaufort Fig. 24

- (1) <3.0 m/s Beaufort: Ventolina
- (2) 3.0 – 3.5 m/s Beaufort: Brisa muy débil
- (3) 3.5 – 4.0 m/s Beaufort: Brisa débil
- (4) 4.0 – 4.5 m/s Beaufort: Brisa ligera
- (5) <4.5 Beaufort: Brisa ligera

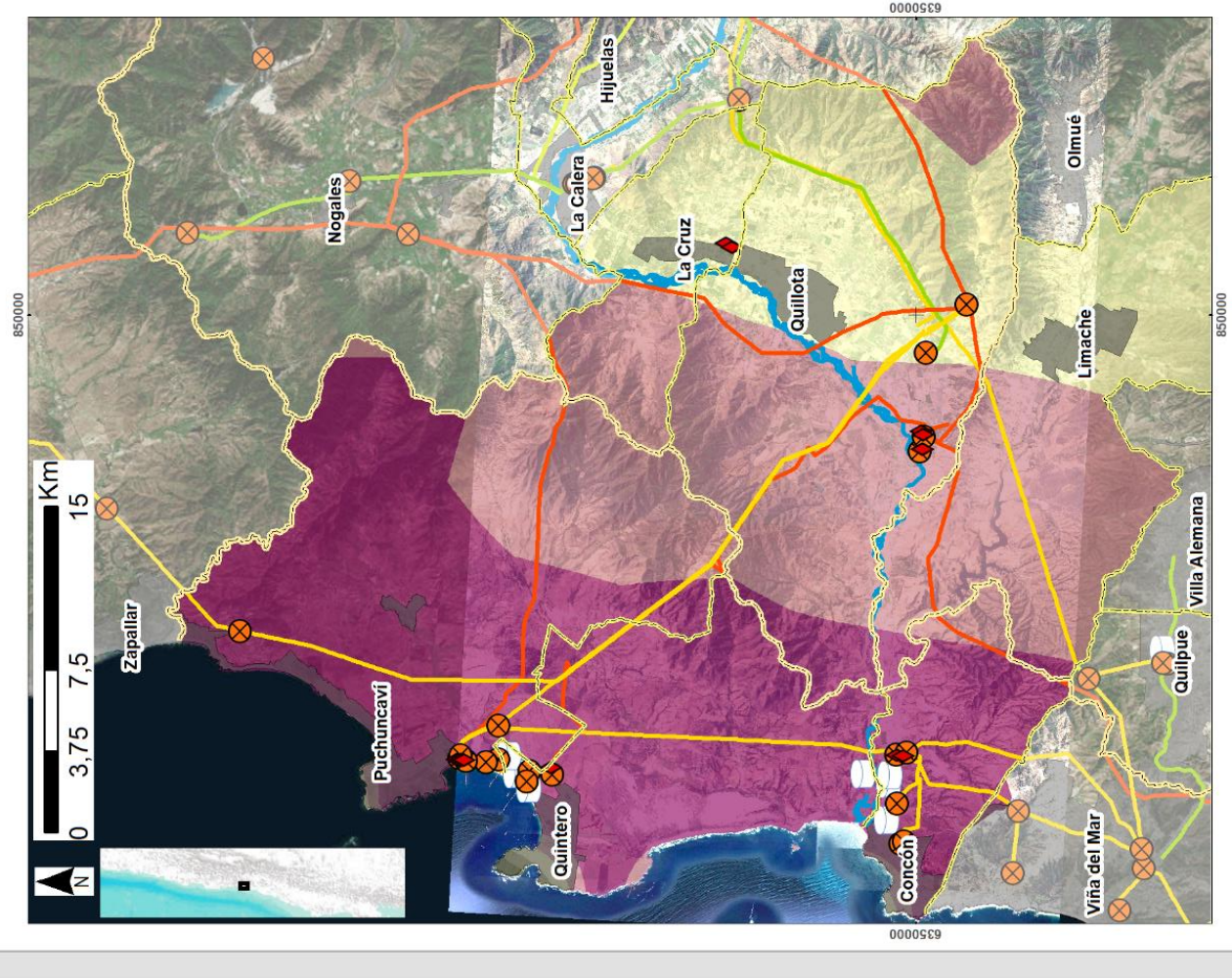
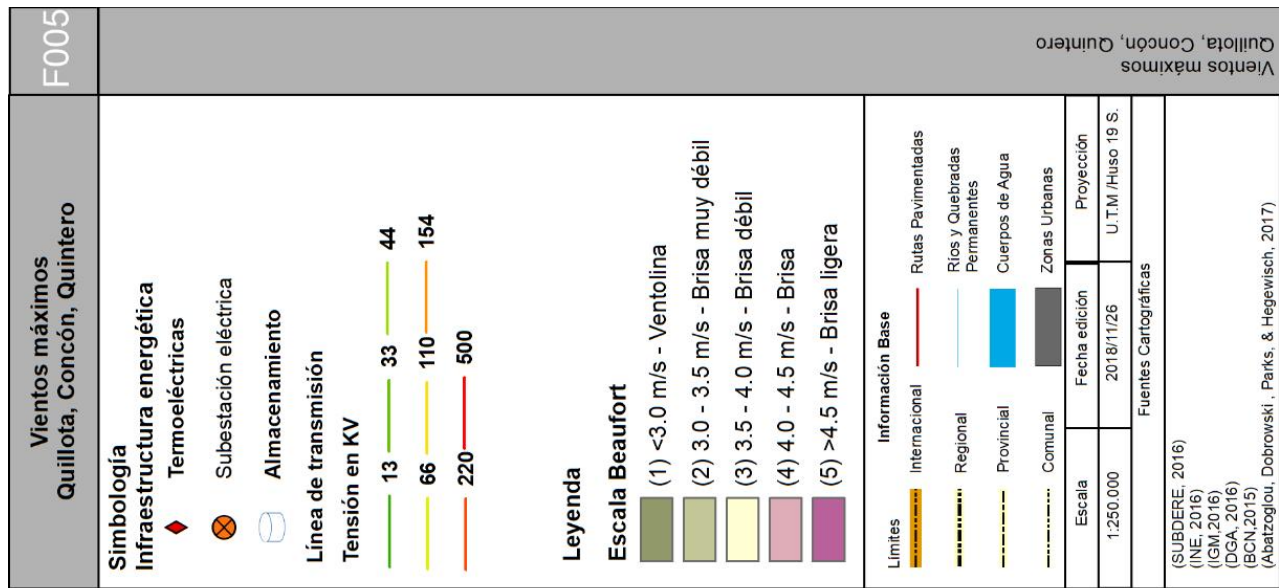


Figura 24. Vientos máximos en escala de m/s / Beaufort período de (1958-2017) datos de (Vermote, 2015)

#### 4.1.2.5 (F006) Factor de áreas de irradiación solar

La radiación solar de áreas deriva de la radiación solar entrante en una capa ráster. Se utiliza para dimensionar la insolación en un paisaje completo (ESRI, 2018).

Los territorios comunales se presentan con exposiciones medias a bajas, con valores entre los 400.000 – 450.000 (WH/m<sup>2</sup>) sobre todo en zonas de fondo de valle y laderas de solana. Se debe tener en cuenta que, en las condiciones de verano, una radiación de (500 WH·m<sup>2</sup>) produciría por sí sola una temperatura del conductor superior a 50 °C solana.

Según (Tora, 1997) y su teoría de las condiciones ambientales tabla 7, se definen variaciones máximas y mínimas para cada régimen de verano, intermedio e invierno.

Tabla 7. Tabla de variaciones en las condiciones ambientales para la operación de sobrecargas

	Verano	Intermedio	Invierno
Ta (°C)	40	25	10
v (ms <sup>-1</sup> )	0,4	0,5	0,6
Ws (Wm <sup>-2</sup> )	375	250	100
Emisividad	0,5	0,5	0,5

Fuente: (Tora, 1997)

Se observan líneas que atraviesan zonas problemáticas de >500.000 (WH/m<sup>2</sup>) en Fig. 25 p.e. en la línea de transmisión Quillota-Piuquenes 220Kv por el cajón San Pedro, línea Nueva Ventanas – Nogales 202Kv, en el sector de altos macizos de la cordillera costera entre los límites comunales de la Cruz, Quintero y Quillota. Es interesante comprobar que los valores más bajos son quebradas o laderas boscosas que aportan a refrescar las operaciones de sobrecarga pero que a su vez podrían exponer la red a posibles congelamientos.

Los niveles han quedado reflejados en:

- (1) < 350.000 WH/m<sup>2</sup>
- (2) 350.000 – 400.000 WH/m<sup>2</sup>
- (3) 400.000 – 450.000 WH/m<sup>2</sup>
- (4) 450.000 – 500.000 WH/m<sup>2</sup>
- (5) >500.000 WH/m<sup>2</sup>

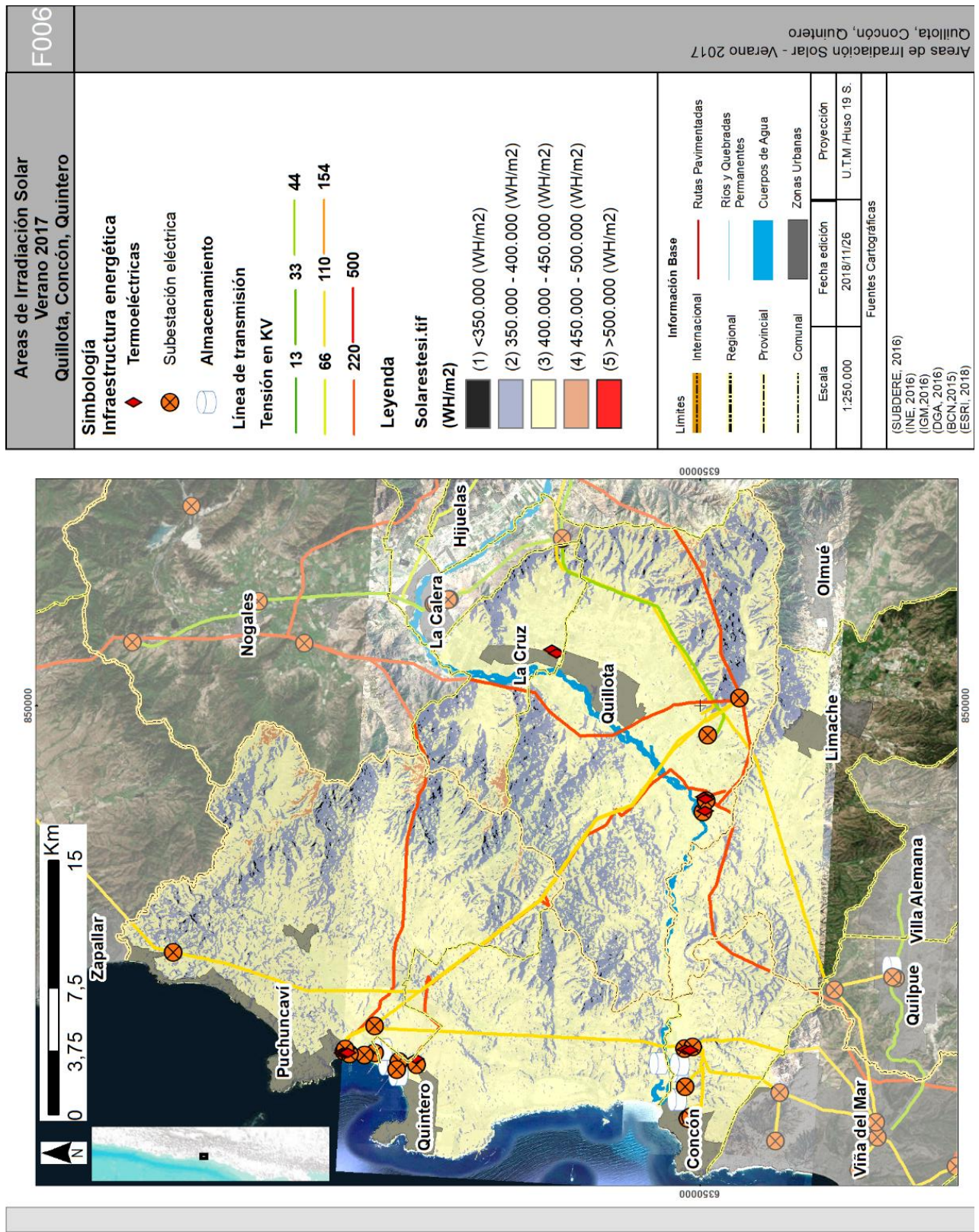


Figura 25. Áreas de irradiación solar en WH/m2 para la zona de estudio datos de (ESRI, 2018)



#### 4.1.2.6 (F007) Estabilidad de laderas

Como se indicó en el marco teórico la estabilidad de las bases de la conducción debe estar asegurada, de esta manera es que se busca relacionar las características litológicas con las pendientes de las laderas del área de estudio.

Si bien un análisis morfométrico a nivel de cada microcuenca podría ser interesante para visualizar la capacidad de drenaje, esto no resultaría muy efectivo para determinar vulnerabilidad, dado que las torres y centros de generación no se emplazan en llanuras de inundación.

La rocosidad aparente de las diferentes áreas comunales consideran mayor estabilidad con respecto a otros sedimentos como arenas y arcillas. En cuanto a estas últimas si bien son fracciones finas fáciles de transportar, una vez humectadas adquieren una alta estabilidad dadas sus características frente al agua (De Luca, 2010).

Debido a que la escala de (Ferrando, 2008) posee 7 niveles, a saber:

(0° – 2°) = (1) Muy bajo (Erosión nula)

(2° – 5°) = (1) Baja (erosión suave o difusa)

(5° – 10°) = (2) Medio (erosión moderada)

(10° – 20°) = (3) Medio (erosión intensa)

(20° – 30°) = (4) Alto (movimientos en masa)

(30° – 45°) = (5) Muy alto (desprendimientos)

(>45°) = (5) Muy alto (Acantilado)

Es posible visualizar los posibles resultados de la misma en la Fig. 26 cartografía R007, en donde se representa la exposición de (Ferrando, 2008) sin reclasificar.

Tabla 8: Comparativo de Rangos de Pendiente y su Justificación Geomorfológica entre Araya & Börgel (1972)

PENDIENTES		CONCEPTO	JUSTIFICACIÓN
Grados	% Aprox.	Pendiente....	GEOMORFOLÓGICA
0 – 2	0 – 4,5	Horizontal (Plano a casi plano)	Erosión Nula a Leve (A & B) (Denudación no apreciable) – (V Z)
2 – 5  (2 – 4)	4,5 – 11  (4,5 – 9)	Suave o Leve  (Ligeramente empinado)	Erosión débil, difusa, Sheet-wash, inicio de regueras, solifluxión fría. (A & B)  (Movimientos de masa lentos de diferentes tipos, especialmente bajo condiciones periglaciales, de solifluxión y fluviales. Ecurrimiento laminar e inicial en regueras. Peligro de erosión) – (V Z).
5 – 10  (4 – 8)	11 – 22  (9 – 18)	Moderada  (Mod. Empinado)	Erosión moderada a fuerte: Inicio erosión lineal: Rill-wash o desarrollo de regueras. (A & B)  (Ídem anterior + Peligro severo de erosión de los suelos) – (V Z)
10 – 20  (8 – 16)	22 – 44,5  (18 – 36)	Fuerte  (Empinado)	Erosión intensa: Erosión lineal frecuente: Cárcavas incipientes. (A & B)  (Proclive a los movimientos de masa de todos los tipos, especialmente solifluxión periglacial, reptación, escurrimiento laminar y en regueras, ocasionalmente deslizamientos. Peligro de erosión de suelos y deslizamientos) – (V Z).
20 – 30  (16 – 35)	44,5 – 67  (36 – 78)	Muy fuerte a Moderadamente Escarpada  (Notoriamente inclinado)	Cárcavas frecuentes: Movimientos en masa: Reptación. (A & B)  (Procesos denudacionales intensos de todos tipos. Erosión bajo cubiertas forestales, reptación y deslizamientos. Peligro extremo de erosión de suelos) – (V Z)
30 – 45  (35 – 55)	67 – 100  (78 – 122)	Escarpada  (Muy inclinado)	Coluionamiento: Solifluxión intensa: Inicio de derrubiación. (A & B)  (Dominio de superficies rocosas. Posibles desprendimientos de rocas, procesos denudacionales intensos. Formas depositacionales delgadas e incoherentes) – (V Z)
> de 45  (> de 55)	> de 100  (> de 122)	Muy escarpada a Acantilada  (Extremadamente inclinado)	Desprendimientos y Derrumbes: Corredores de derrubios frecuentes. (A & B).  (Dominio de superficies rocosas. Desplomes y rodadura de rocas. Fuertes procesos denudacionales, especialmente en las paredes rocosas y acantilados) – (V Z).

Fuente: Nota: (A & B) = Araya & Börgel, 1971: Textos entre paréntesis y (VZ) (Van Zuidam, 1986) tomado de (Ferrando, 2008)

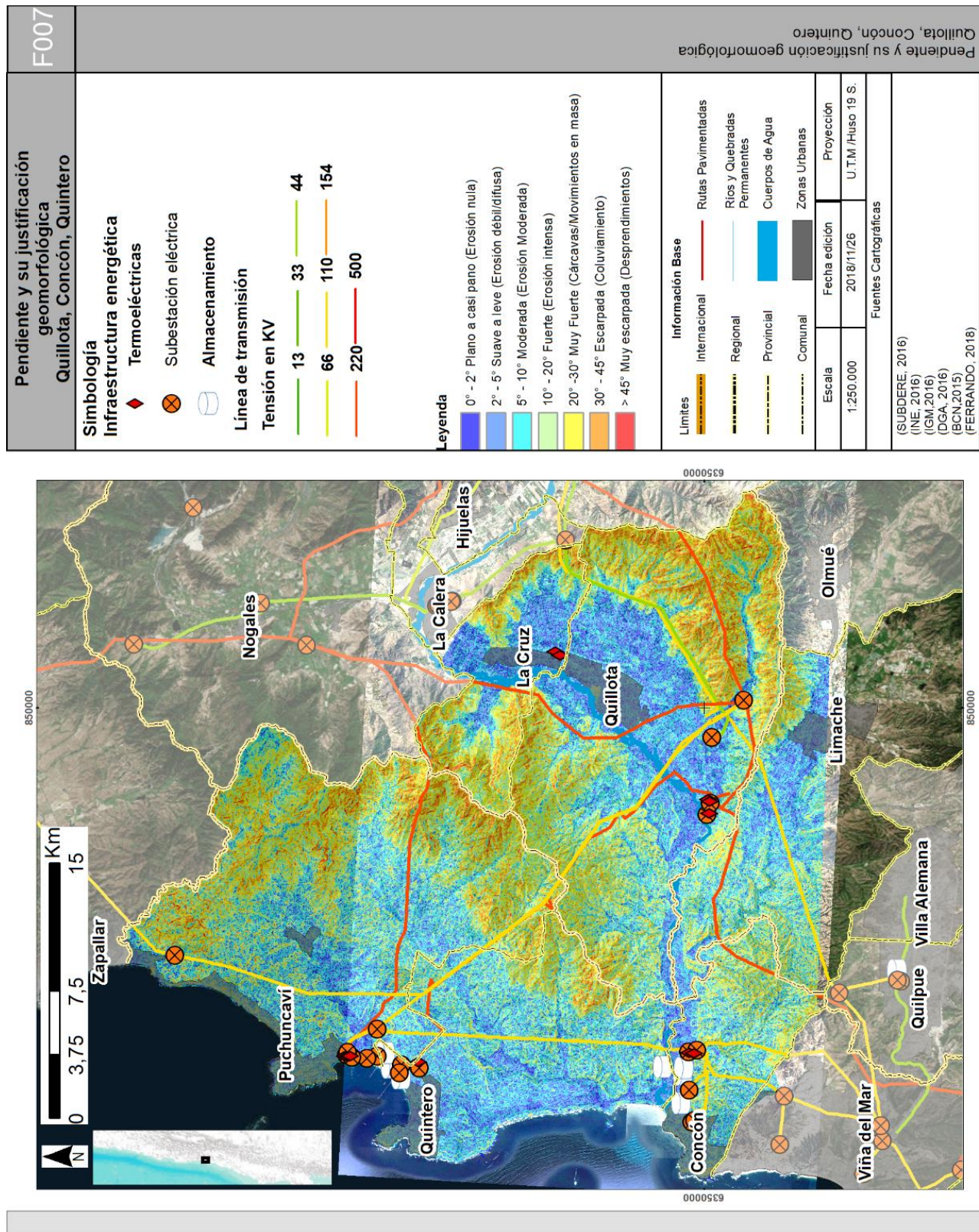


Figura 26. Pendiente y su justificación geomorfológica según Ferrando (2008)

#### 4.1.2.7 (F008) Exposición de laderas

Se ha creado una capa de exposición con respecto a las repercusiones que esto podría ocasionarle al tendido y otros puntos fundamentales de la red Fig. 27.

El desarrollo se realizó siguiendo lo propuesto por (Abarca & Quiroz , 2005) en dónde se reconoce una escala de 5 posibles configuraciones posibles, entre las que se considera la relación entre orientación de la vertiente (en grados decimales), nivel de insolación y sequedad relativa de la vertiente.

Mientras haya mayor insolación y mayor sequedad, eso deriva en una mayor probabilidad de ignición de un incendio (GORE RM, 2013). De esta manera según los autores se identifican:

Umbría – (1) Muy bajo

Semi-umbría – (2) Bajo

Semi-solana – (3) Medio

Solana – (4) Alto

Plano – (5) Muy alto

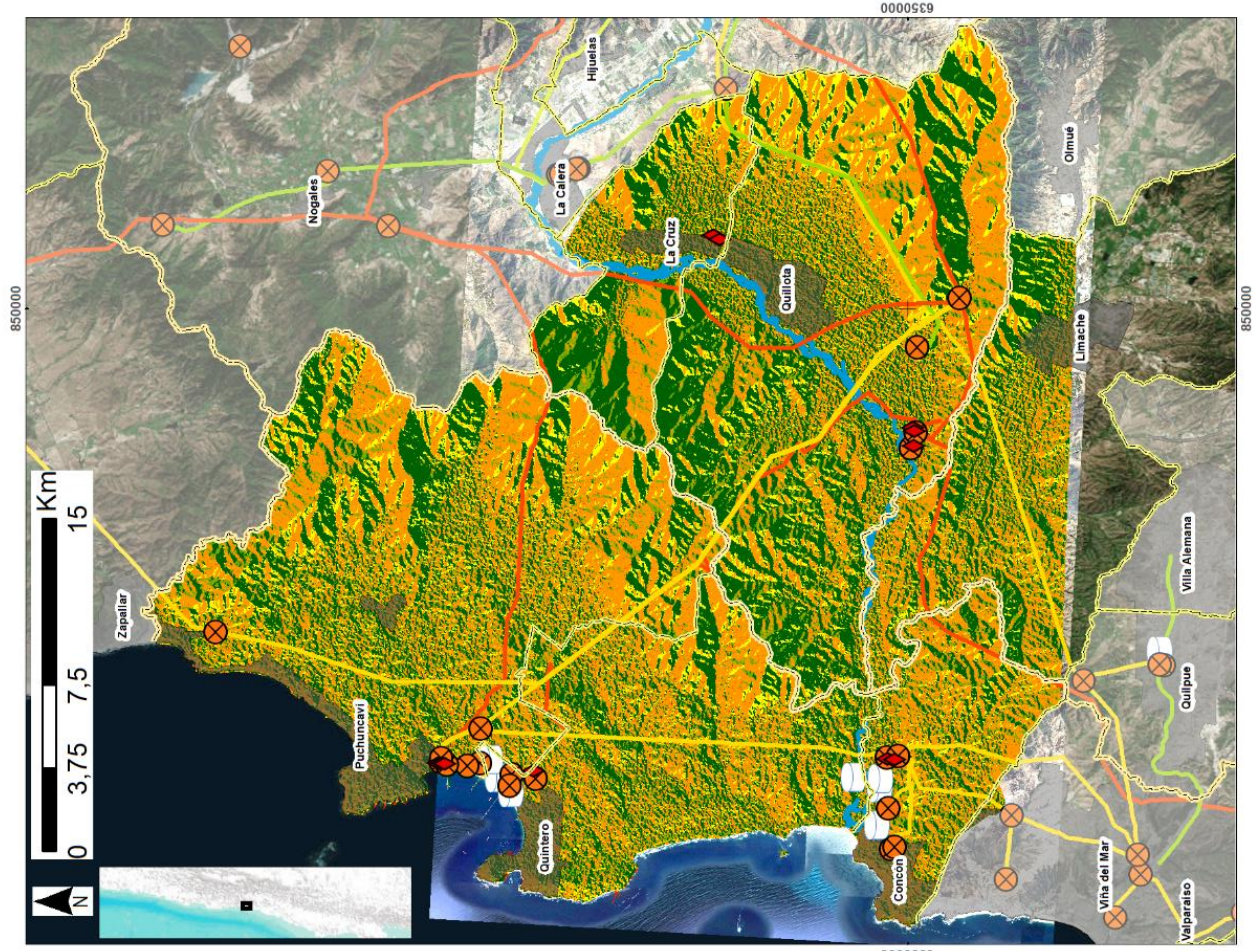
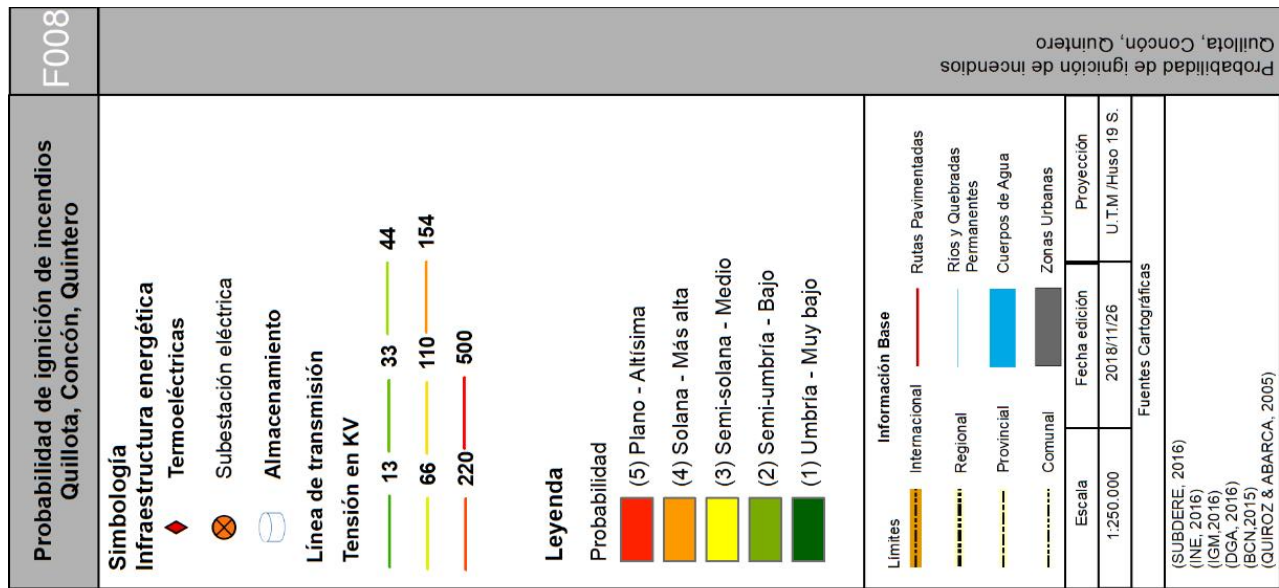


Figura 27. Probabilidad de ignición de incendios según ladera según (Abarca & Quiroz , 2005)

#### 4.1.2.8 (F009) Cercanías a zonas urbanas

Se descubrieron zonas muy cercanas a la infraestructura energética después de haber realizado una distancia euclidiana de 100 m como franja de seguridad, la que si bien excede los 40 m reglamentarios para redes de 220Kv del PRMS Fig. 28, las alturas de torres de alta tensión para estas tensiones pueden alcanzar los 50 m, lo que incrementa de cierta forma su influencia vertical sobre los asentamientos.

Se considera en la actualidad para constituir servidumbres eléctricas lo exigido en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y su Reglamento, contenido en el decreto supremo N° 327 del Ministerio de Minería de 1997. En el mencionado cuerpo una línea de p.e 66Kv se exige una faja de servidumbre de 17 m (7 m a cada lado desde el eje de línea), pero esta transporta 154Kv un (-70%) menos de tensión que otra de 220Kv, dado la importancia de esta última como input para todo el sistema exponerla a zonas urbanas se considera riesgoso para la operación completa.

Los tres planes reguladores no proponen medidas exactas de tamaños de franjas adecuadas para sus territorios (Municipalidad de Quillota, 2014) y Municipalidad de Concón, (2018) aun así p.e en (Municipalidad de Quintero, 2016) se da entender más bien que la infraestructura urbana, es aquella que sirve de soporte para el desarrollo de otras actividades, siendo su funcionamiento muy necesario para la organización de la ciudad. Para esto el municipio hoy se encuentra actualizando el Plan Regulador Comunal, que es el instrumento con el cuál se definirán – o comenzarán a delinear – los sistemas de infraestructura que sustenten el crecimiento y desarrollo de Quintero (Municipalidad de Quintero, 2016). Como se indicó al comienzo de esta metodología no fue posible agregar esta capa a la superposición difusa dado que esta computa los valores de variables en toda la extensión comunal por lo que su análisis se realiza de forma puntual.

**Quillota: La ciudad ha encontrado su propio límite hacia el oeste debido a la línea de alta tensión 220Kv Quillota-Nogales C1 y C2, saturación de transmisión sentido N-S**

**Concón: La ciudad ha crecido riesgosamente hacia el E en torno a Línea Bosquemar –Torquemada de 110kV**

**Quintero: La bahía aporta en disminuir el riesgo de la generación, transmisión muy expuesta a vientos máximos**

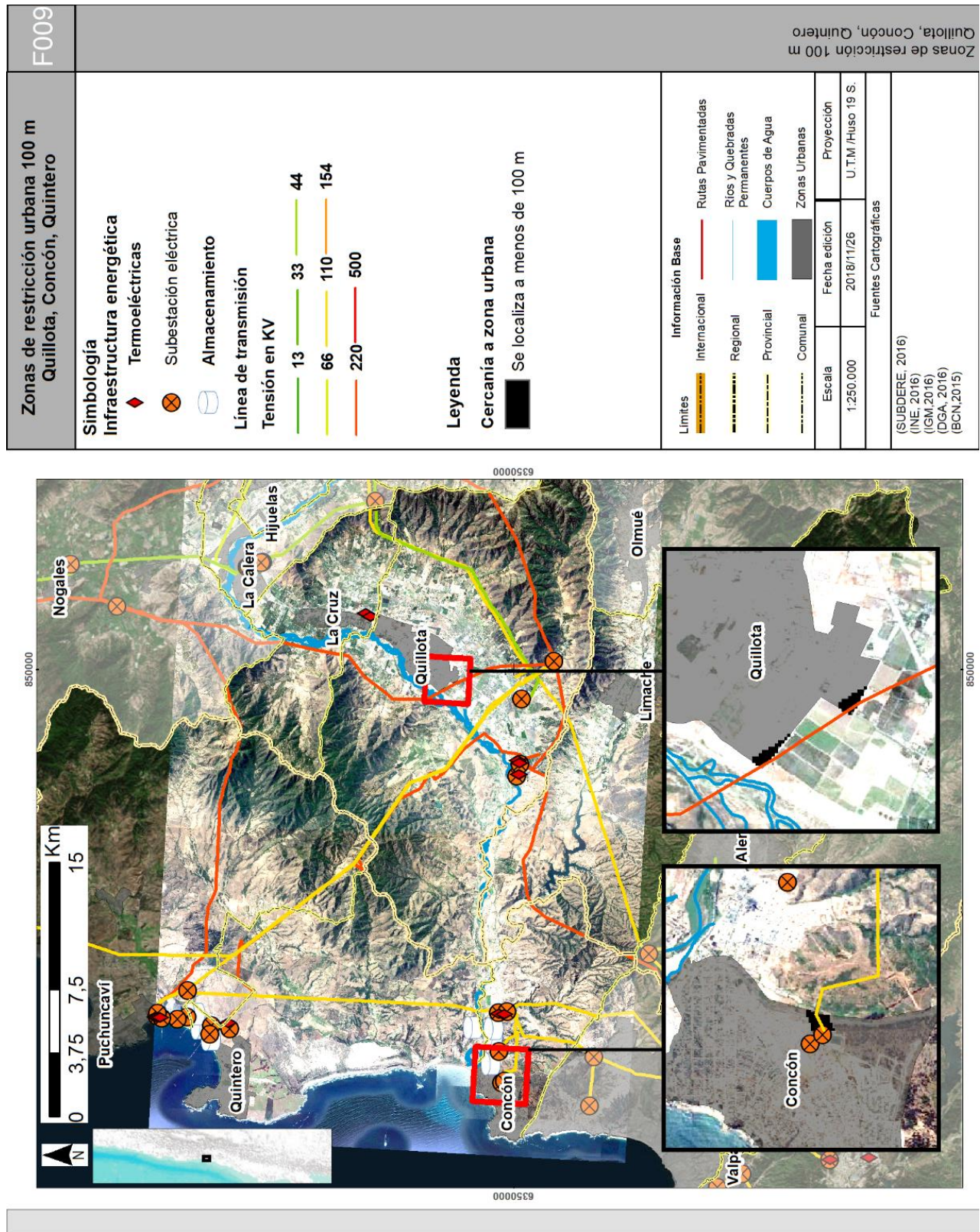


Figura 28. Cercanía de la infraestructura a zonas urbanas (<100 m)

### 4.3 Objetivo 2: Evaluación y zonificación de la vulnerabilidad por exposición a amenazas de la infraestructura energética.

#### Evaluación del riesgo (P)

Los resultados de la superposición de las ocho capas con **técnica difusa** para la totalidad de los territorios “(RE01)” de los factores (F001, F002, F003, F004, F005, F006, F007 y F008 sin considerar proximidad F009 (8/9)) se aprecian en la Fig. 28 y recortado por un área de influencia de 500m en Fig. 29, aquí se aprecian los **valores máximos** de los conjuntos a los que pertenece la ubicación de la celda (ESRI, 2017). Debido a la naturaleza de transformación de datos de la función Or difusa, es que para el caso del conjunto:

$$U = \{1\} \mu_A : U \rightarrow [1]$$

Fue eliminado significando que no existen zonas con riesgo (P) = 1 o Muy bajo en las comunas estudiadas, quedando la escala con cuatro valores posibles.

Llama la atención la buena localización de las plantas urbanas de Concón y por sobre todo Quintero, registrando los menores niveles de riesgo en las plantas urbanas de las cabeceras comunas estudiadas. En Quillota también hay niveles bajos y medios Fig. 28 al S-E de la planta urbana en dónde la línea Quillota – Los Piuquenes que discurre por las laderas del macizo costero hacia el interior demostrando que áreas de su trazado se presentan con bajos a medios niveles de exposición. Una gran zona interior de las comunas ha quedado con potenciales de menor exposición a amenazas, aunque sigue siendo considerada con riesgo (P) = alta, se configura en esta ocasión mayores facilidades de transmisión en sentidos N-S y hacia el interior E-O por determinadas condiciones geográficas.

Tabla 9. Número de factores involucrados en los niveles de riesgo (P)

$\mu_A$	Número de factores involucrados 8/8 = 1	$U$
0 – 0,5019	Menor que 4	Bajo
0,5019 – 0,7098	Igual a 4 menor que 5,6	Medio
0,7098 – 0,8666	Igual a 5,6 menor que 6,8	Alto
0,8666 – 1	Igual a 6,8 o mayor a 8	Muy alto

Fuente: Número de factores involucrados en los niveles de riesgo (P)



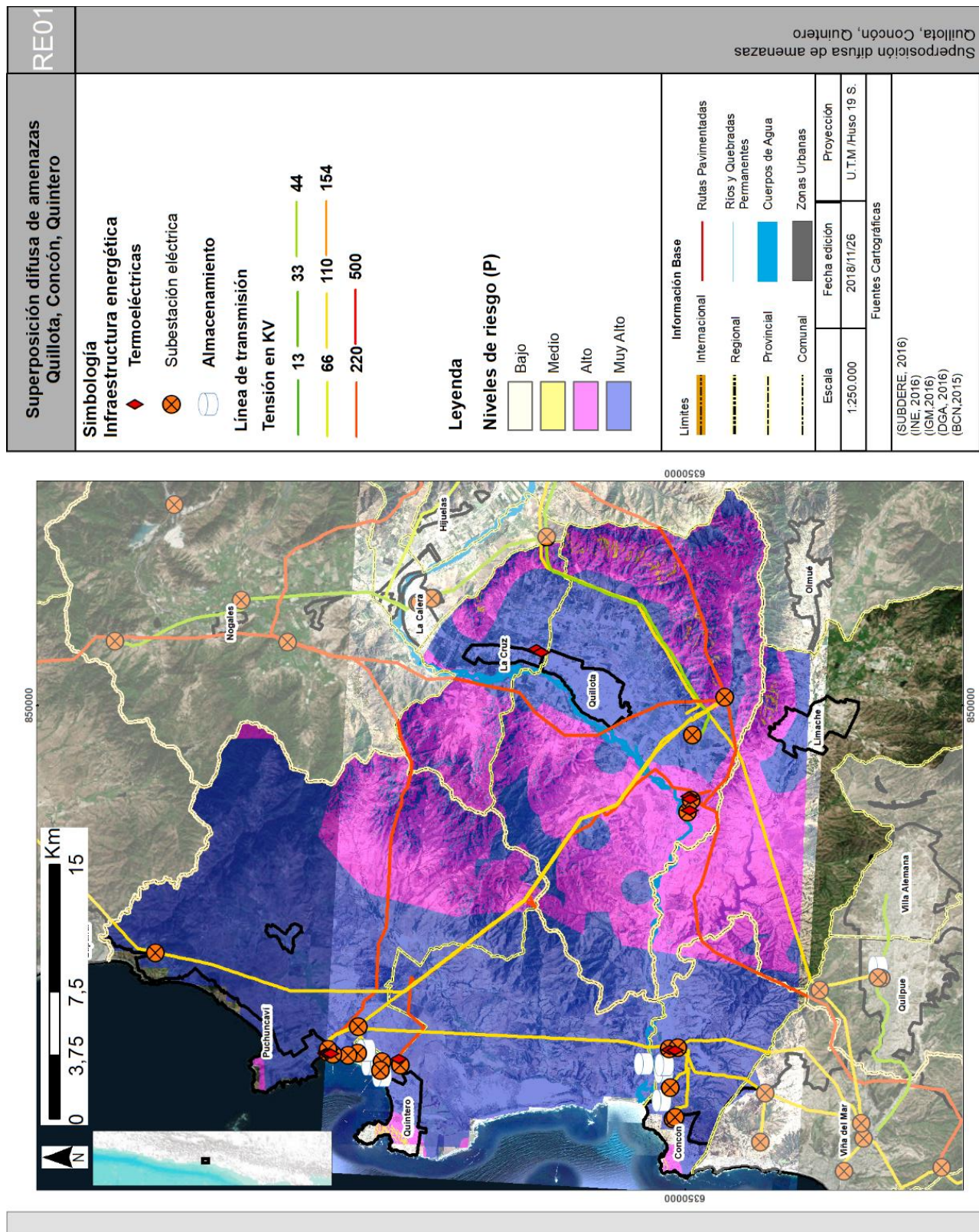


Figura 29. Superposición difusa de amenazas de la totalidad de los territorios comunales

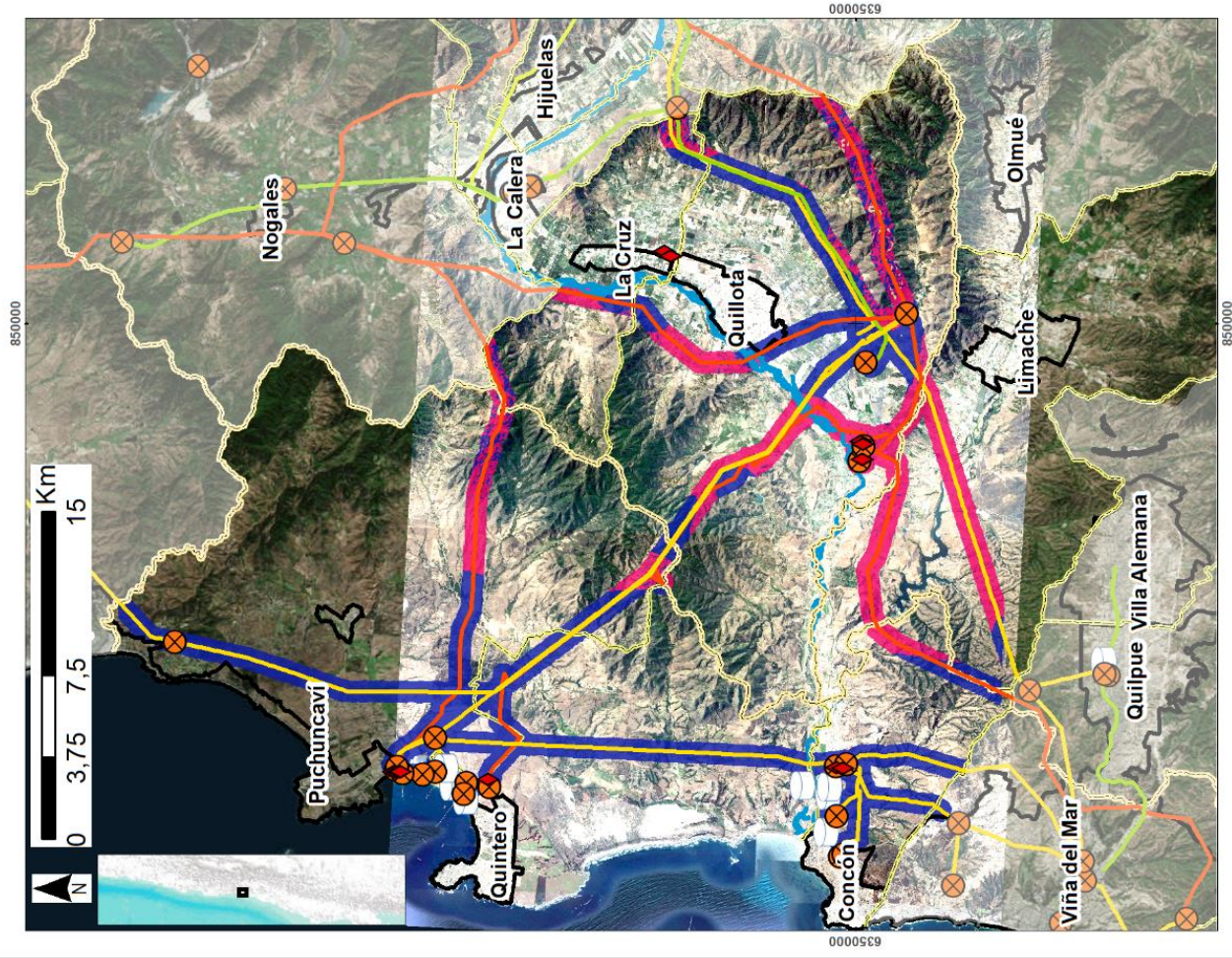
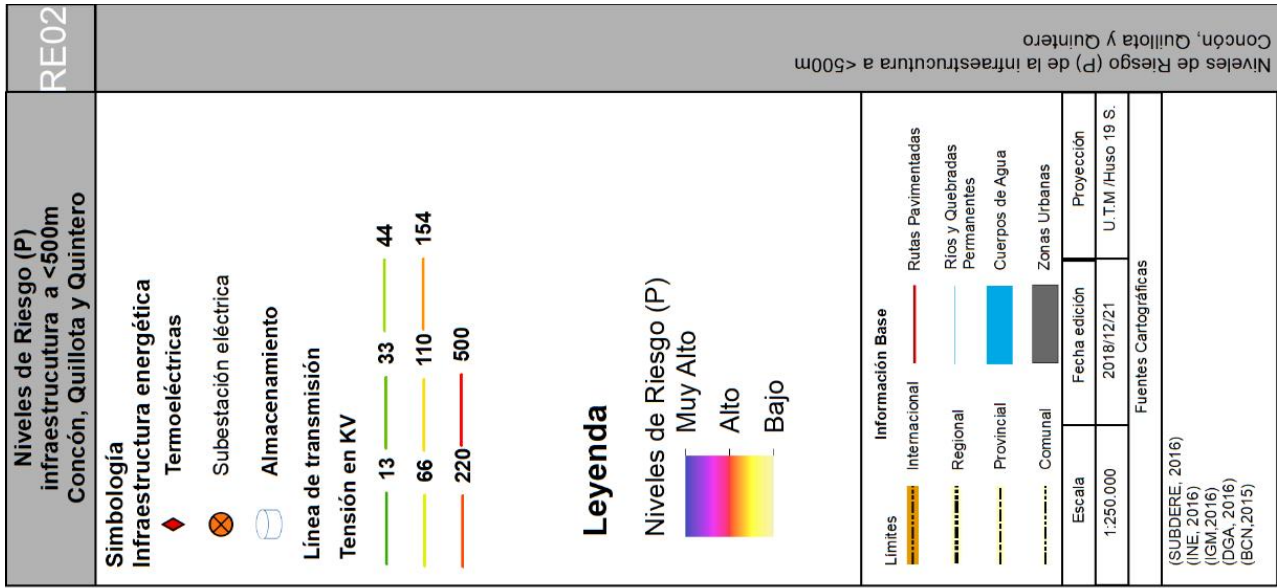


Figura 30. Área de influencia de los niveles de riesgo (P) a 500 m.

#### **4.2 Objetivo 3: Análisis de diferencias locales de exposición**

Se han concentrado zonas de exposición (4) o alta en la parte baja del valle del Aconcagua cercano al límite de las tres comunas. Una evidente proximidad con aguas superficiales pareciera tener un efecto moderador de los extremos de temperatura aportando ambientes más frescos los que sin duda contribuyen a cualquier actividad productiva.

Como se vio en la Fig. 23, el problema de los incendios es crítico en áreas cercanas al oeste de planta urbana de Quillota, al sur de la ciudad Quintero y muy acusadamente en el sector de Valle Alegre. En Concón las zonas expuestas se localizan al este de la urbe, finalmente la extensa área rural que bordea la ruta CH-64 que une Concón y Quillota aparece como crítica, aunque aquí la infraestructura no se ve afectada.

La superposición realizada revela áreas de incendios de forma circular dada el área de influencia de 500 m con las que se realizaron, una mejora ostensible de los análisis podría considerar información de las manchas de incendios en (polígonos) en vez de solo puntos con metadata. Si se observa las plantas urbanas en la Fig. 23, se aprecian las diferencias históricas en términos de incendios, la ciudad más afectada no por magnitud sino por cobertura es Quillota lo sigue Concón con pocos, pero grandes incendios y por último la menos expuesta Quintero.

Con respecto a un planteamiento de mejorías para las redes eléctricas de alta tensión, se procuraría trazar sus recorridos evitando los extremos de altitud, se ha demostrado que zonas topográficamente bajas tienen mayores probabilidades de ofrecer exposiciones muy altas, asimismo en sectores de cumbres y divisorias de aguas, los conductores son expuestos a cambios bruscos de laderas en las que en algunas atraviesan áreas con irradiaciones solares peligrosas que podrían amplificar los daños en p.e eventos de sobrecalentamiento usuales.

A pesar de tener mayores extensiones con exposiciones medias y altas, Quillota en la Fig.30 cuadro 3, presenta las mejores condiciones para este modelo de transmisión energética. Un punto no menor indica que las condiciones de laderas a sotavento presentan menores exposiciones de riesgo que las de barlovento en el caso (Quintero/sotavento / Quillota/barlovento). El polo de generación Nehuenco / San Isidro se encuentra localizado en una zona de riesgo Alto (4), por lo que desde el punto de vista de este modelo posee 5

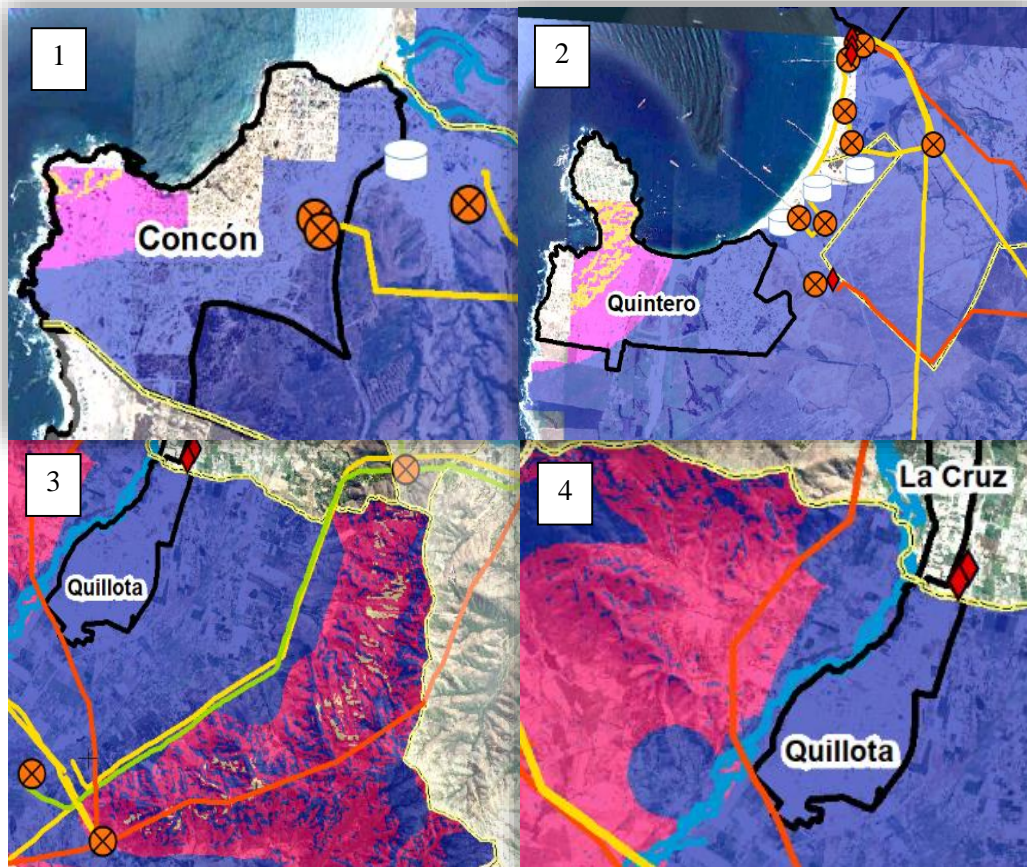


Figura 30. Sectores comunales con exposiciones medias y altas al riesgo tomado de Fig. 28

o 6 factores máximos de riesgo, pero a pesar de eso, se considera ostensiblemente mejor localizado que otra gran proporción de las comunas con riesgo muy alto (P) = 5 que es lo mismo que 6 a 8 factores con valores máximos incidiendo.

Como se expuso en la Fig. 30, destacan los buenos resultados obtenidos por las plantas urbanas de Concón y Quillota rompiendo con la hegemonía de muy altas exposiciones en gran parte de las comunas. La influencia de resguardo que poseen las bahías en los cuadros 1 y 2 ante vientos máximos entre otros factores corrobora su uso como asentamientos urbanos e industriales Fig. 30.

Como se adelantaba la exposición es diametralmente opuesta si es comparado el norte con el sur de Quillota en el cuadro 4 de la Fig. 30. Los límites entre La Cruz y Quillota se ven afectados por eventos de incendios de considerable magnitud. Con respecto del cuadro 3 Fig. 30, se constata una faja con media exposición en zonas del barlovento de la cordillera de la costa al S-E de la ciudad de Quillota. Si bien la línea Quillota-Piuquenes 220Kv recorre sectores indicados como adecuados para el emplazamiento de infraestructura, esta desvía

su recorrido hacia La Calera cortando camino por zonas altas exponiéndola a niveles (P=5) o peores.

La comuna de Quillota es apreciable en la Fig. 31 en su globalidad pareciera evidenciarse un contraste de exposición de zonas altas al norte y muy altas al sur de la ciudad. No es de extrañar que la amplia cobertura de transmisión que actualmente se presenta en Quillota haya considerado mejores condiciones para la operación del sistema.

Las laderas Umbría / Semi-Umbría al norte de la planta urbana de Quillota, configuran sectores óptimos para la transmisión. Paradójicamente el sistema necesita de buenas condiciones atmosféricas, además de texturas que tengan albedos controlados para evitar los nefastos contrastes que podrían ocurrir como: congelación/muy altas temperaturas, alta irradiación solar/escasa precipitación, altas velocidades de viento/sectores planos entre otras.

Las franjas de seguridad deben permitir el flujo de brisas, se debería considerar una arborización controlada de algunos puntos críticos, es preferible genera redundancia eléctrica en las comunas en vez de realizar trazados extensos por mejorar la cobertura, esto se logrará conectado de (O – E).

Finalmente, en el modelo se constata que preferible trazar una línea con sentido (E – O) que una (N – S), debido a congrega conjuntos con muchas posibilidades de obtener valores altos de exposición a riesgos.

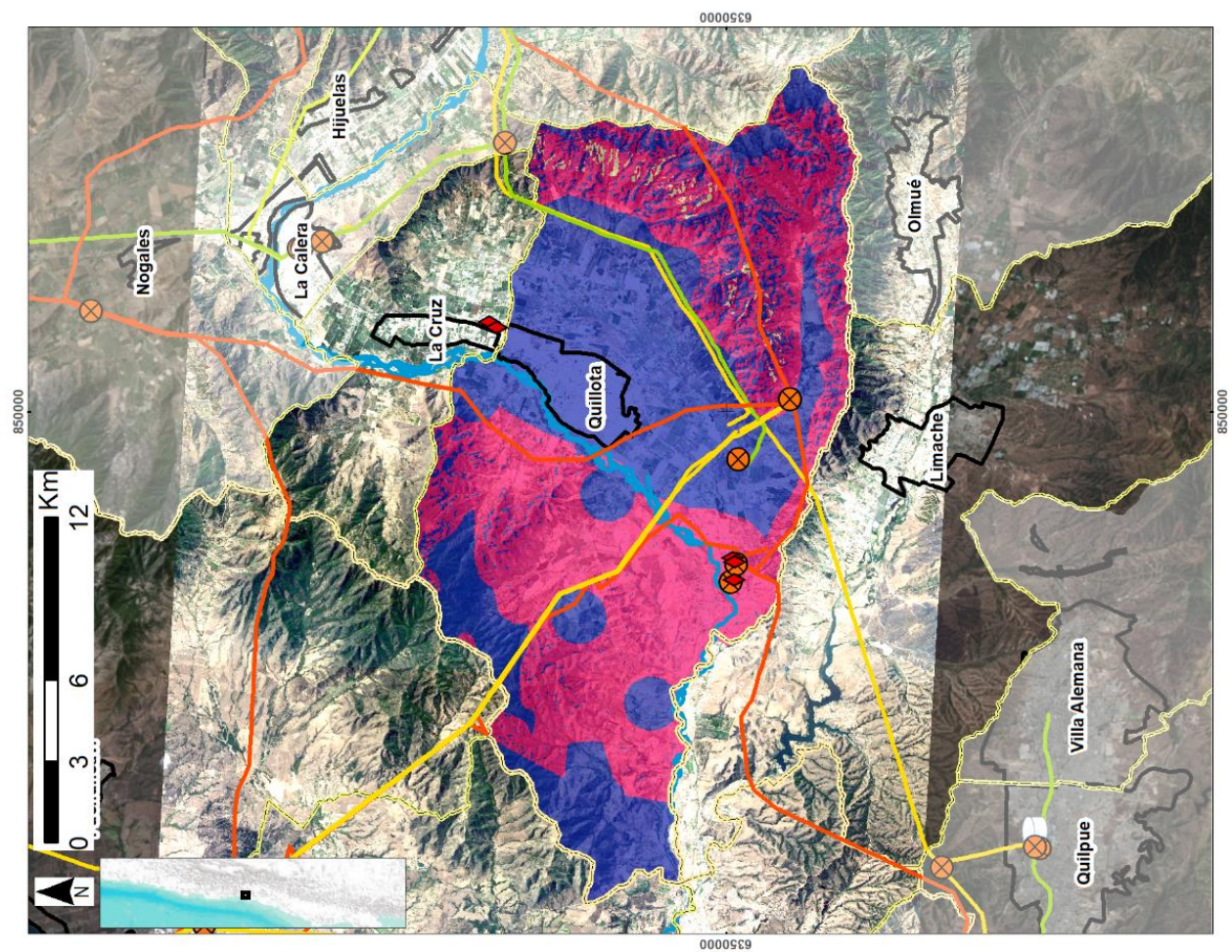
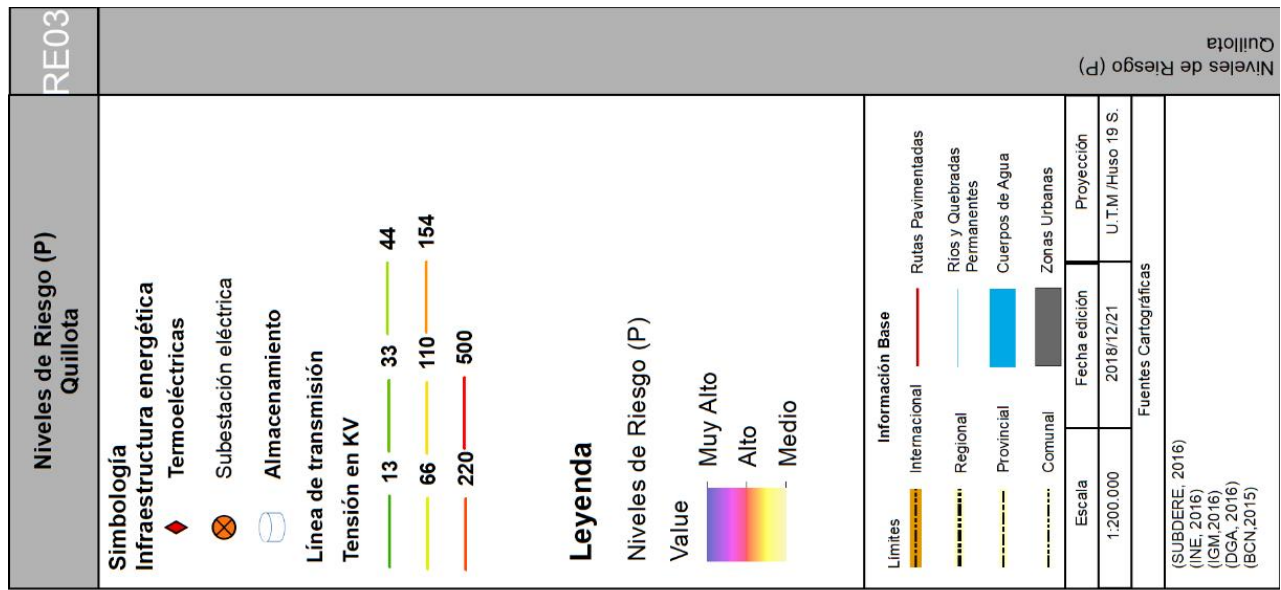


Figura 31. Niveles de riesgo (P) en la comuna de Quillota

## 5. CAPÍTULO V

### 5.1 Discusiones

Estudios consultados (Bo, Chen, & Gao, 2015) , (Deng, Liu, Liu, & Yu, 2016) , (Holmgren, 2006) , (Zimmerman, 2004) , (Correa & Yusta, 2013) , (EMG Consultores, 2012), (Cirio, Ciaspessoni, Kjølle, Massuco, & Pitto, 2016) entre otros, reconocen que no es posible encontrar aún un método confiable para realizar una estimación del riesgo en las redes eléctricas. La gran cantidad de factores involucrados en la operación de una red de extensión kilométrica requiere una eventual parametrización de los mismos.

La combinación de múltiples capas de información posee grandes ventajas, la visualización de las mismas en una sola imagen lleva a comprender ¿en qué nivel? Las exposiciones están afectando los territorios comunales al paso de la infraestructura. Las amenazas están dispersas como fenómenos que tienen diferentes intensidades, la creación de conjuntos de pertenencia facilita la lectura de los dinamos propios que propone una estimación probabilista multicriterio del riesgo. Se podrían proponer trazados adicionales para generar mayor redundancia eléctrica en la red en sectores con exposiciones menores. De esta forma, los conjuntos creados sintetizan en términos probabilísticos, si un elemento está dentro de una clase o no, sino que define cómo de posible es que el fenómeno sea miembro de un conjunto (o una clase) (ESRI, 2016).

Las desventajas radican en que las técnicas metodológicas empleadas para las funciones de fusificación de las variables pueden ser muy drásticas, lo que conllevaría a una invisibilización de algunos factores en pro otros por poseer mayores coberturas. Considerando la escala en la cual se trabajó 1:250.000 y la resolución espacial de los rásteres obtenidos 30mx30m, es que impera reducir las dimensiones de información a pocas categorías entendibles e interpretables.

Los dos tipos de categorías aludidos anteriormente actúan como input = pertenencia y output = superposición, ambos son requeridos para conformar un producto que guíe hacia los objetivos propuestos.

El desglose de las pertenencias de los factores entrega riquísima información sobre p.e microclimas u otros sectores con particularidades bioclimáticas. Estos resultados podrían haber modelado cualquier otro tipo de fenómeno espacial multicriterio. En la Fig. 32, se observa el nombre de las líneas y de fondo la superposición de las amenazas de la red que conforman las comunas, revelando mejores condiciones para la infraestructura en sectores

más resguardados del valle de Quillota. Con respecto ahora a las zonas más expuestas, se observan predominancias en áreas costeras esto presumiblemente por una mayor exposición a vientos máximos provenientes del océano pacífico y sus regímenes estacionales.

Las temperaturas máximas han caracterizado la tónica de muy altas exposiciones en los fondos del valle de Quillota, se consideraría como alternativas para realizar **futuros trazados: zonas de piedemontes en orientaciones de semiumbría – semisolana estabilizados por vegetación.**

Con respecto de las cercanías a zonas urbanas de la infraestructura se encontraron dos situaciones puntuales críticas:

- 1- Cruce de la línea Quillota–Nogales 220 Kv por río Aconcagua ver **pág. 100 anexo 3**

Situación particularmente compleja en la que la ciudad de Quillota ha encontrado su propio límite de crecimiento hacia el oeste. En la actualidad esta línea se ha transformado en parte del paisaje urbano de los suburbios de esta zona. Existe en el sector alta incidencia de incendios lo que podría explicarse por los numerosos microbasurales ver **pág. 100 anexo 4**, algunos casos indigencia que busca refugio en la ribera sur del Aconcagua, además de tránsito de camiones de áridos que aportan en la erosión del sector ripario.

- 2- Cercanía de línea Achupallas – Concón 110 Kv

La construcción y mantención de franjas de seguridad es imprescindible en Concón, existe potencial de incendios en las inmediaciones de esta línea y los registros así lo corroboran, la subestación de bajada Bosquemar ha quedado desventajosamente dentro de planta urbana.



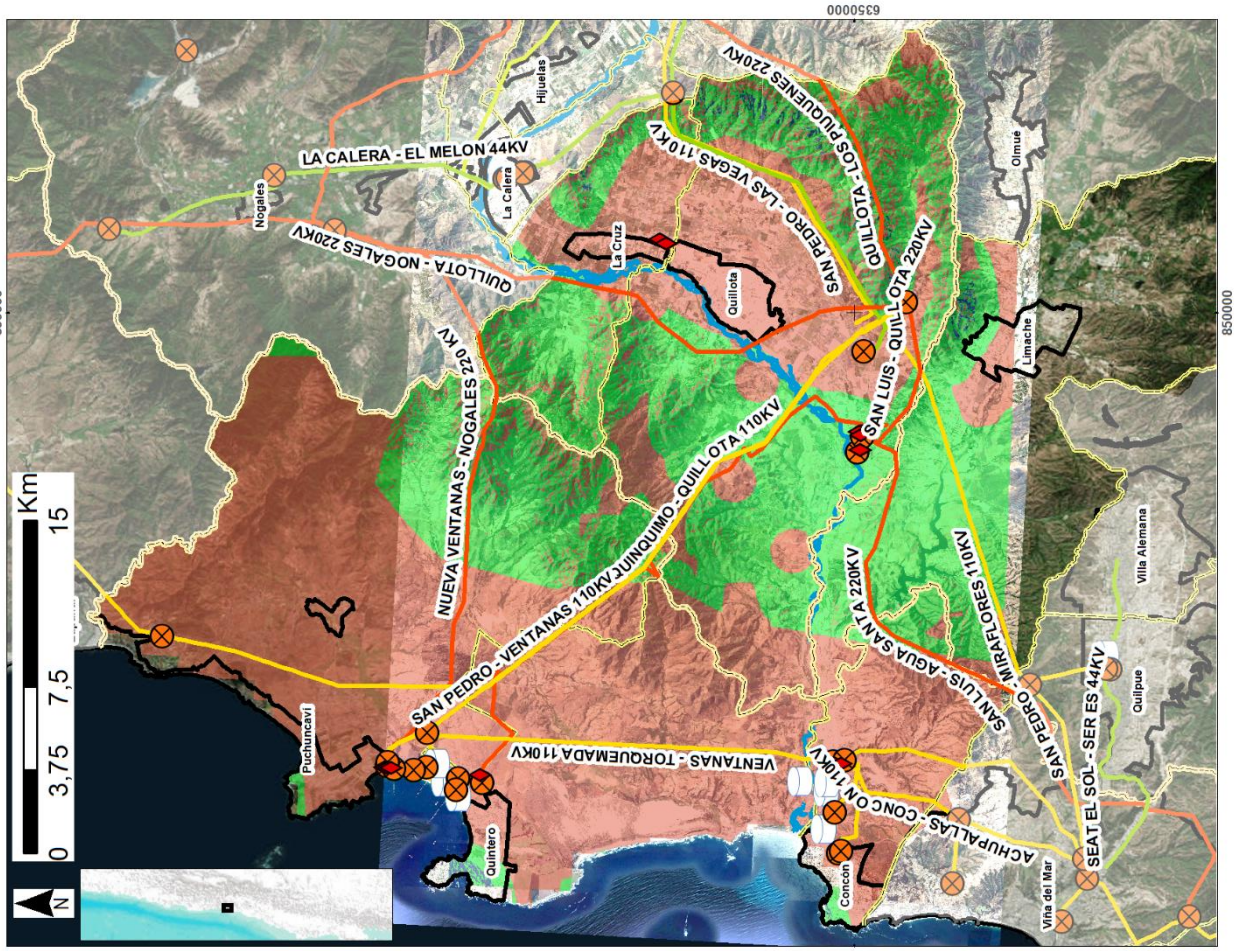
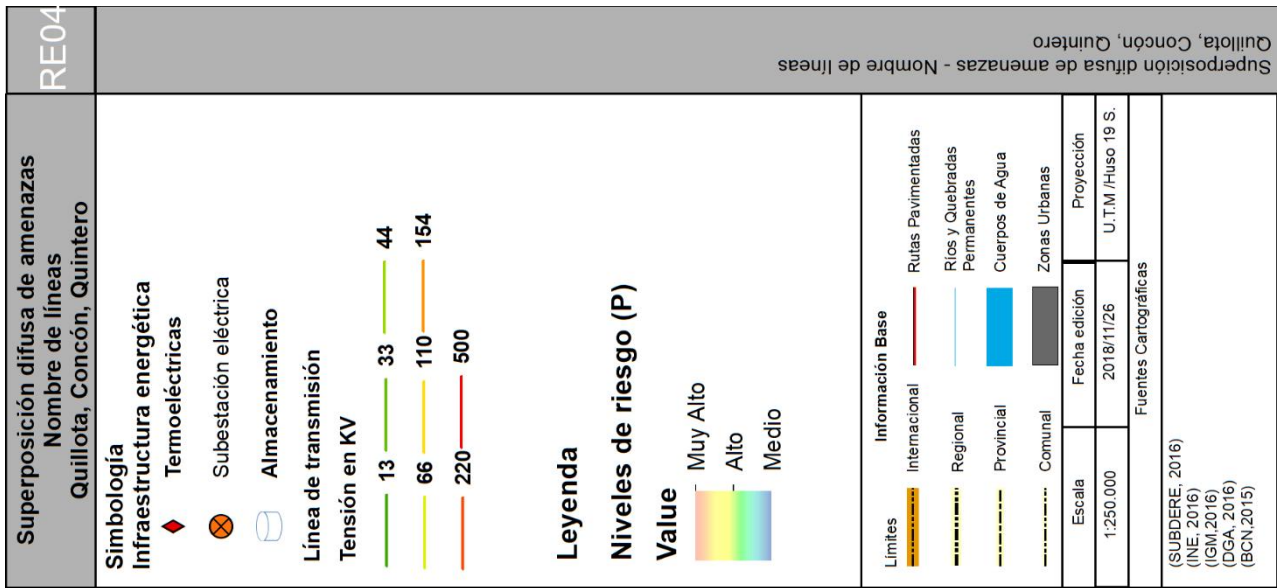


Figura 32. Superposición difusa de amenazas y nombres de líneas de transmisión

## **6. CAPÍTULO VI**

### **6.1 Conclusiones**

#### **6.1.1 Conclusión general**

Como se ha mostrado, las comunas estudiadas han presentado diversas respuestas a lo que una exposición corresponde, el sistema es seguro a pesar de su complejidad son embargo en el contexto geográfico debe intervenir algunos elementos que podrían materializarse en desastres. La vulnerabilidad de la infraestructura radica en su relativa homogeneidad constructiva que no es acorde a las diferencias espaciales por las cuales atraviesa. Se presentan a continuación objetivo por objetivo conclusiones sobre el riesgo de la red.

##### Objetivo 1

#### **Análisis de amenazas y su exposición hacia la infraestructura**

##### Pertenencia difusa

Las pertenencias difusas de cada factor han aportado a crear rásteres con información de situaciones complejas para la infraestructura, los límites establecidos para los conjuntos permitieron estandarizar la información. Cada ráster es una expresión de los contrastes locales propios de las comunas estudiadas, estos resultados podrían ser utilizados para otros propósitos como el establecimiento de actividades productivas, localización de viviendas, adecuaciones espaciales varias, entre otros muchos objetivos que involucren diversas escalas de exposiciones. La pertenencia difusa son la base probabilística de este modelo y representan mediciones relativas a las exposiciones de amenazas.

##### Objetivo 2

#### **Evaluación y zonificación de la vulnerabilidad por exposición a amenazas de la infraestructura energética**

##### Superposición difusa

La superposición permitió evaluar las zonas de salida en dónde se aprecia las cinco categorías con las cuales se delimitó el riesgo (P) de la red. La visualización de los diferentes fenómenos y sus coberturas tuvo primero por objeto evaluar y posteriormente zonificar los resultados. Entre los sectores más problemáticos, se considera los alrededores del sector de Valle Alegre en Quintero, por contrapartida el sector mde San Pedro en Quillota bordeando las vertientes occidentales esta parte de la cordillera de la costa posee

altas probabilidades de ser más óptimo para la transmisión. Respecto a las líneas más problemáticas por incendios destaca Quillota – Nogales 220 Kv, por vientos destaca Ventanas – Torquemada 110 Kv y por temperaturas máximas San Pedro – Las Vegas 110 Kv.

### Objetivo 3

#### **Análisis de la cercanía de la infraestructura a zonas pobladas**

Si bien la actual normativa es concluyente en entregar distancias a zonas pobladas, esta pareciera considerar únicamente situaciones de exclusión lineales. Se encuentran aún en desarrollo guías y manuales con respecto al manejo del paisaje que las infraestructuras ocasionan en zonas densamente urbanizadas. Un gran porcentaje de eventos de fallas ocurren debido a fuentes ocasionadas en las cercanías de las franjas, es por esto que, en pro de un mejor resguardo, dichas áreas deben mantenerse alejadas de la población y no sobre ellas ver **anexo 4**.

## **7. CAPÍTULO VII**

### **7.1 Bibliografía**

- Abarca , O., & Quiroz , J. (2005). *Modelado cartográfico de riesgo de incendios en el parque nacional Henri*. Maracay: Revista Agronomía Tropical. Vol. 55.
- Abatzoglou, J., Dobrowski , S., Parks, S., & Hegewisch, K. (9 de Enero de 2017). *TerraClimate, a high-resolution global dataset of monthly climate and climatic water balance from 1958-2015*. Obtenido de US National Library of Medicine National Institutes of Health: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/29313841>
- ACHEE. (16 de Junio de 2016). *Primera encuesta nacional de energia chilenos*. Recuperado el 14 de Diciembre de 2017, de <https://www.acee.cl/primer-encuesta-nacional-de-energia-chilenos-estan-incorporando-practicas-de-eficiencia-energetica-movidos-por-el-ahorro/>
- Allan, R. (2013). *Reliability evaluation of power systems*. Londres: Springer Science & Bussiness media.
- BID. (2016). *Perfil de riesgo de desastres para Chile* . Santiago de Chile: Los especialistas del BID en Gestión de Riesgo de Desastres: Tsuneki Hori, Sergio Lacambra, Gines Suarez e Ivonne Jaimes. .

- Birkmann, Cardona, Carreño, & Barbat. (2013). Enmarcando la vulnerabilidad, riesgo y las respuestas sociales. *Natural Hazards* 67, 193-211.
- Bo, T., Chen, Z., & Gao, Z. (2015). Fuzzy comprehensive risk assessment of distribution network fault based on rough set theory. *PES Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)* (págs. 1-5). IEEE.
- Castro, C., & Aliaga, C. (2010). Evaluación de la pérdida de suelo, asociada al proceso de expansión urbana y reconversión productiva. Caso: comunas de Los Andes, Quillota y Concón, valle del Aconcagua. *Nortegrande*, 41-49.
- CDEC. (2015). *15 años del CDEC*. Obtenido de <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2014/11/15-anos-de-CDEC-SIC.pdf>
- Cereceda, P., Errázuriz, A., & Rivera, J. (2013). *Energía la electricidad en un mundo que avanza*. Santiago de Chile: Origo Ediciones.
- Chávez, L. (2010). *Pequeños y medianos desastres : expresión de la construcción social del riesgo en dos ciudades intermedias : caso Quillota y Curicó*. Santiago de Chile: Escuela de geografía.
- CIGRE. (2010). Review of the current status of tools and techniques for risk based and probabilistic planning in power systems. *TB n° 434*.
- Cirio, D., Ciaspessoni, E., Kjølle, G., Massuco, S., & Pitto, A. (2016). Probabilistic Risk-Based Security Assessment of Power Systems Considering Incumbent Threats and Uncertainties. *IEEE Transactions on smart grid, Vol 7*. (págs. 2890-2902). IEEE.
- CNE. (2017). *Reporte financiero*. Recuperado el 2 de Febrero de 2017, de [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RT\\_Financiero\\_v201710.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RT_Financiero_v201710.pdf)
- CNE Resolucion Exenta 641. (30 de Agosto de 2016). *Establece plazos*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2017, de [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0641\\_30-08-2016.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0641_30-08-2016.pdf)
- Coordinador Eléctrico Nacional. (01 de Junio de 2017). *Costo Marginal*. Recuperado el 6 de Febrero de 2017, de <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/costo-marginal/>
- Correa, G., & Yusta, J. (2013). *Topologic representation of electric power systems and application to risk analysis*. Zaragoza: Facultad de Ingeniería Universidad de Zaragoza.
- De Luca, F. (Noviembre de 2010). *“Geomorfología y Paisaje: Aporte al Ordenamiento Territorial del corredor occidental del Río Mapocho Comunas de Pudahuel y El Monte”*. Obtenido de Memoria para optar al título de Geógrafo.
- Deng, C., Liu, J., Liu, Y., & Yu, Z. (2016). A Fuzzy Comprehensive Evaluation for Metropolitan Power Grid Risk Assessment. *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies* (pág. 5). Chengdu, China: IEEE.

- DGA. (2004). *Diagnóstico y clasificación de los cursos de agua según objetivos de calidad cuenca del Río Aconcagua*. Santiago de Chile: Cade- idepe consultores en ingeniería.
- EMG Consultores. (2012). *Identificación de la Infraestructura Energética Nacional y sus Características para Enfrentar Eventos Catastróficos y Análisis de la Infraestructura de la Zona Norte*. Santiago de Chile: EMG Consultores.
- Energymag. (2 de Abril de 2014). *Is electricity a commodity?* Recuperado el 3 de Febrero de 2017, de Energymag Blog: <https://energymag.net/is-electricity-a-commodity/>
- ESRI . (2015). *Cómo funciona la Pertenencia difusa*. Recuperado el 6 de Enero de 2019, de Conceptos del conjunto de herramientas de Superposición ARCMAP: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-fuzzy-membership-works.htm>
- ESRI. (2015). *Comprender el análisis de distancia euclidiana*. Obtenido de Conceptos del conjunto de herramientas de Distancia ARCMAP: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/understanding-euclidean-distance-analysis.htm>
- ESRI. (2016). *Aplicar lógica difusa a rásteres de superposición*. Obtenido de <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/applying-fuzzy-logic-to-overlay-rasters.htm>
- ESRI. (2016). *Comprender el análisis de densidad*. Recuperado el 28 de Febrero de 2018, de <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/an-overview-of-the-density-tools.htm>
- ESRI. (2017). *Enfoques del análisis de superposición*. Obtenido de Superposición difusa: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/overlay-analysis-approaches.htm#>
- ESRI. (2018). *Vista general de las herramientas de Radiación solar*. Obtenido de Conjunto de herramientas de Radiación solar: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/an-overview-of-the-solar-radiation-tools.htm>
- Eurostat. (23 de Noviembre de 2017). *Electricity prices for non-household consumers bi annual data (from 2007 onwards)*. Recuperado el 11 de Febrero de 2017
- Gatica, A. (2014). *Elaboración de un índice de calidad laboral para los docentes de establecimientos municipales, aplicado a la comuna de Lampa*. Santiago de Chile : Facultad de ciencias físicas y matemáticas. .
- González, C. (2011). *Lógica difusa una introducción práctica Técnicas de Softcomputing*. Obtenido de [http://www.esi.uclm.es/www/cglez/downloads/docencia/2011\\_Softcomputing/LogicaDifusa.pdf](http://www.esi.uclm.es/www/cglez/downloads/docencia/2011_Softcomputing/LogicaDifusa.pdf)
- GORE RM. (Agosto de 2013). *Estudio potencial por amenazas derivadas de procesos naturales, en los principios asentamientos humanos de la región metropolitana de*

Santiago. Obtenido de [https://www.gobiernosantiago.cl/wp-content/uploads/2014/doc/estudios/Riesgo\\_potencial\\_por\\_amenazas\\_derivadas\\_de\\_procesos\\_naturales\\_en\\_los\\_principales\\_asentamientos\\_humanos\\_de\\_la\\_Region\\_Metropolitana.pdf](https://www.gobiernosantiago.cl/wp-content/uploads/2014/doc/estudios/Riesgo_potencial_por_amenazas_derivadas_de_procesos_naturales_en_los_principales_asentamientos_humanos_de_la_Region_Metropolitana.pdf)

- Harvey, D. (1969). *Teorías, leyes y modelos en geografía*. Barcelona: Alianza.
- Harvey, D. (12 de Junio de 2017). *Visualizing Capital by David Harvey*. Recuperado el 4 de Febrero de 2017, de <http://davidharvey.org/2017/06/video-visualizing-capital-david-harvey-2017-icsi-public-lecture/>
- Holmgren. (2006). Using graph models to analyze the vulnerability of electrical power networks. *Risk Analysis*, 955-969.
- Holmgren. (2007). *A Framework for Vulnerability Assessment of Electric Power Systems*. Berlin, Heidelberg: : Murray A.T., Grubestic T.H. (eds) Critical Infrastructure. Advances in Spatial Science. Springer,.
- Holmgren, A., & Molin, S. (2005). Using disturbance data to asses Vulnerability of electric power system delivery status. *Journal of Infraestructure System*.
- Humerez, A., & Balboa, A. (2012). *Estudio fundado de riesgos*. Valparaíso: Gobierno Regional de Valparaíso.
- ISDR. (2009). *Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction*. United Nations, Geneva, Switzerland. .
- Julio, G. (1990). Diseño de índices de riesgo de incendios forestales para Chile. *Revista Bosquie numero 11*, 59-72.
- Luebert, F., & Pliscoff, P. (2012). Variabilidad climática y bioclimas de la Región de Valparaíso, Chile. *Investig. Geogr. Chile*, 44, 41-56.
- Mcentire, D. (2005). Why vulnerability matter: exploring the merit of an inclusive disaster reduction concept. *Disaster prevention and Managment N°14*, 206-222.
- Mercados Energéticos Consultores. (Diciembre de 2014). *Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo*. Recuperado el 14 de Diciembre de 2017, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-Final-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>
- Ministerio de Energía. (2014). *Energía 2050 Política Energética de Chile*. Santiago de Chile: Gabinete Ministerial.
- Ministerio de Energía. (Marzo de 2015). *Balance nacional de energía*. Recuperado el 21 de Dicimebre de 2017, de División de Prospectiva y Política Energética: [http://dataset.cne.cl/Energia\\_Abierta/Reportes/Minenergia/Reporte%20BNE%202015.pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Reportes/Minenergia/Reporte%20BNE%202015.pdf)
- Ministerio de Energía. (2015). *Guía para la elaboración de planes energéticos regionales*. Santiago de Chile: Dicvisión de Desarrollo Sustentable.

- Ministerio de Energía. (2015). *Guía para la elaboración de planes energéticos regionales*. Santiago de Chile: División de desarrollo sustentable .
- Ministerio de Energía. (2017). *Procedimiento de la UGREE en el monitoreo de incendios forestales*. Santiago de Chile: División de Seguridad y Mercado Energético.
- Mora, S. (Junio de 2007). *The natural disasters: Reflections on their causes and consequences in latin America and the Caribbean*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/profile/Sergio\\_Mora\\_Castro/publication/275971070\\_THE\\_NATURE\\_OF\\_DISASTERS\\_REFLECTIONS\\_ON\\_THEIR\\_CAUSES\\_AND\\_CONSEQUENCES\\_IN\\_LATIN\\_AMERICA\\_AND\\_THE\\_CARIBBEAN\\_LAC/links/554d01d30cf21ed2135f5ba1/THE-NATURE-OF-DISASTERS-REFLECTIONS-ON](https://www.researchgate.net/profile/Sergio_Mora_Castro/publication/275971070_THE_NATURE_OF_DISASTERS_REFLECTIONS_ON_THEIR_CAUSES_AND_CONSEQUENCES_IN_LATIN_AMERICA_AND_THE_CARIBBEAN_LAC/links/554d01d30cf21ed2135f5ba1/THE-NATURE-OF-DISASTERS-REFLECTIONS-ON)
- Moya Lizama, M. J. (2011). *Cálculo de la capacidad de transmisión de una línea eléctrica considerando efectos de ventilación*. Santiago de Chile: Facultad de ciencias físicas y matemáticas.
- Municipalidad de Concón. (2018). *PLADECO de Concón 2018-2022*. Obtenido de <http://www.concon.cl/transparencia/variados-pladeco-cuenta-publica-1/pladeco-1/32922-pladeco-2018-2022/file.html?layout=table>
- Municipalidad de Quillota. (2014). *Capítulo 6 "Estudio de riesgos y protección ambiental" Etapa 4. Diseño definitivo del Plan*. Quillota: Municipalidad de Quillota.
- Municipalidad de Quintero. (2016). *Actualización del plan de desarrollo estratégico comunal de Quintero*. Obtenido de <http://discap.muniquintero.cl/gobiernotransparente/archivos%20compartidos/3.%20Actos%20y%20Resoluciones/3.6%20Plan%20de%20Desarrollo%20Comunal/1.%20PLADECO%202016-2020.pdf>
- OCDE. (Abril de 2017). *Análisis de gobernanza de la infraestructura pública en Chile, mensajes clave*. Recuperado el 18 de Abril de 2018, de <https://www.oecd.org/gov/budgeting/brechas-y-estandares-de-gobernanza-de-la-infraestructura-publica-en-chile.pdf>
- ODEPLAN. (1967). *Estudio pre-inversional de vivienda y desarrollo urbano del área Quilboa - La Calera*. Santiago de Chile: Oficina de Planificación.
- ONEMI. (2008). *Informe Estadístico: Sistemas Frontales año 2008*. Valparaíso: División de Protección Civil.
- OsInergmin. (27 de Noviembre de 2015). *Prevención de accidente con cables y torres de alta tensión*. Obtenido de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. : [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Folleteria/20-Prevencion-Accidentes-cables-torres-AT.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Folleteria/20-Prevencion-Accidentes-cables-torres-AT.pdf)
- Pliscoff, P., Luebert, F., & H., Guisan. (2014). Effects of alternative sets of climatic predictors on species distribution models and associated estimates of extinction risk: A test with plants in an arid environment. . *ecological Modelling*, 166-177.
- Quezada, J. (2005). *Metodología de construcción de líneas de transmisión eléctrica*. Valdivia: Escuela de construcción civil.

- Ramírez, S. (2004). *Redes de distribución de energía*. Mainzales : Universidad Nacional sede en Manizales.
- Réka, A., István, A., & Nakarado, G. (2004). *Structural Vulnerability of the North American Power Grid*. Recuperado el 23 de Septiembre de 2018, de arXiv:cond-mat/0401084v1
- Romero Ramos, N. P. (2011). *Consumo de energía a nivel residencial en Chile y análisis de eficiencia energética en calefacción*. Santiago de Chile: Universidad de Chile FCFM.
- Saaty, R. (1987). The Analytic Hierarchy Process - What it is and how it is used. *Mathl Modelling*, 161-176.
- SEC. (2014). *Seguridad de instalaciones destinadas a la producción, transformación, transporte y distribución de energía eléctrica*. Obtenido de División de ingeniería de electricidad:  
[http://www.sec.cl/sitioweb/consulta\\_publica/Pliego\\_Tecnico\\_Normativo-RPTD10\\_Centrales\\_produccion\\_y\\_Subestaciones.pdf](http://www.sec.cl/sitioweb/consulta_publica/Pliego_Tecnico_Normativo-RPTD10_Centrales_produccion_y_Subestaciones.pdf)
- SEC. (2014). *Seguridad de las instalaciones destinadas a la producción, transformación, transporte y distribución eléctrica*. . Obtenido de División de ingeniería de electricidad - Pliego técnico normativo RPTD N°13:  
[http://www.sec.cl/sitioweb/consulta\\_publica/Pliego\\_Tecnico\\_Normativo-RPTD13\\_Red\\_de\\_distribucion.pdf](http://www.sec.cl/sitioweb/consulta_publica/Pliego_Tecnico_Normativo-RPTD13_Red_de_distribucion.pdf)
- SEC. (2015). *¿Cuál es la distancia mínima que debe existir entre construcciones y líneas eléctricas?* Obtenido de Preguntas Frecuentes sobre Líneas Eléctricas:  
[http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad\\_preguntas/lineas\\_electricas.htm](http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_preguntas/lineas_electricas.htm)
- Soto Bäuerle, M., Arriagada, J., Castro, C., Maerker, M., & Rodolfi, G. (2011). Relación entre el cambio de uso del suelo en la cuenca de Aconcagua y su litoral arenoso correlativo Chile central. *Rvista de Geografía Norte Grande N°50*, 187-202.
- Soto González, U. (2011). *Sistemas de monitoreo dinámico de la capacidad de líneas de transmisión*. . Santiago de Chile: Facultad de ciencias físicas y matemáticas.
- SUBTEL. (Diciembre de 2008). *Estudio para la definición e identificación de infraestructura crítica de la información en Chile* . Recuperado el 21 de Marzo de 2018, de de infraestructura crítica de la información en Chile
- Tora. (1997). *Transporte de la energía eléctrica*. Madrid: Publicaciones de la Universidad Pontificia Comillas.
- UNISDR. (2015). *Declaración de SENDAI*. Nueva York: The united nations office for disaster reductio.
- Vermote, E. (2015). *MOD09A1 MODIS/Terra Surface Reflectance 8-Day L3 Global 500m SIN Grid V006 [Data set]*. Obtenido de NASA EOSDIS LP DAAC :  
<https://lpdaac.usgs.gov/node/804>



- Yamin, L., & Cardona, O. (2013). *Modelación Probabilista para la gestión del riesgo de desaste, el caso de Bogotá, Colombia*. Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes.
- Zimmerman, R. (2004). Decision-making and the Vulnerability of Interdependent Critical infrastructure. *4 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics* (págs. 4059-4063). Nueva York: New York University .
- Zuñiga Oneto, A. (Noviembre de 2015). *Crecimiento económico y sustentabilidad en Chile*. Recuperado el 18 de Diciembre de 2017, de [http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/144402/Tesis\\_AlejandroZu%C3%B1iga.pdf?sequence=1](http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/144402/Tesis_AlejandroZu%C3%B1iga.pdf?sequence=1)

**CAPITULO VIII**  
**8.1 Anexos**



Anexo 1. Línea Quillota - Nogales 220 Kv atravesando hacia el norte el río Aconcagua en las cercanías del sector de Valle Alegre comuna de Quillota. Fuente: colección propia



Anexo 2. Línea Quillota - Nogales 220 Kv atravesando hacia el sur el río Aconcagua en las cercanías del sector de Valle Alegre comuna de Quillota. Fuente: colección propia



Anexo 3. Línea Quillota - Nogales 220 Kv atravesando hacia norte las cercanías del sector de Valle Alegre comuna de Quillota. Fuente: colección propia



Anexo 4. Ribera sur del río Aconcagua, sectores de la zona ripiara afectados por microbasurales e incendios. Fuente: colección propia

