

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante

Dr. Luis García Santander

Informe de memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

**Evaluación de una red de distribución primaria
operando en configuración enmallada**

Concepción, abril de 2024

Emilio Alonso Serey Morales

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Civil Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Luis García Santander

Evaluación de una red de distribución primaria operando en configuración enmallada

Emilio Alonso Serey Morales

Informe de memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Abril, 2024

Resumen

La siguiente memoria de título tiene por finalidad evaluar y comparar los tipos de configuración radial y enmallada, en un sistema de distribución primario, para de esta manera, determinar cuál tipo de configuración ofrece mejores prestaciones al sistema de distribución primario y, por ende, a la compañía distribuidora correspondiente.

En primer lugar, era necesario trabajar con un sistema de distribución primario que permitiese la configuración radial y la configuración enmallada. Con esta necesidad en mente, nos fue facilitado por la compañía distribuidora CGE el sistema de distribución primario de la comuna de Temuco. Posteriormente al sistema de distribución primario de Temuco se le realizó una evaluación técnica que incluyó los siguientes aspectos: regulación de tensión, aumento de la demanda de potencia activa, cuantificación de pérdidas de potencia I^2R en líneas eléctricas y aumento de las corrientes de cortocircuito. Mientras que en el área de la evaluación económica se cuantificaron las pérdidas de energía producto de las pérdidas de potencia I^2R asociadas a clientes regulados en el periodo de un año. Además, se revisó el cómo impactan estas pérdidas dentro del Valor Agregado a la Distribución (VAD) asociado a la empresa distribuidora CGE. La evaluación técnica y económica incluyeron de igual manera la incorporación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

A lo largo de esta investigación hubieron resultados los cuales fueron claves en definir que configuración es la óptima para ser implementada dentro del sistema de distribución de Temuco CGE. Entre los resultados que significaron un beneficio producto de la configuración enmallada se encuentran: el aumento de cargas que cumplen lo mínimo establecido en lo referente a regulación de tensión, disminución en las pérdidas de potencia I^2R y la disminución del costo de las pérdidas de energía producto de las pérdidas de potencia I^2R . Mientras que de la configuración radial se obtuvo la menor magnitud de corrientes de cortocircuito al ser estas comparadas con la configuración enmallada.

Agradecimientos

Quisiera agradecer principalmente a mis padres, quienes durante todos estos años me apoyaron de manera constante tanto emocional como afectivamente, en los momentos que no podía pensar con claridad y solo la negatividad cruzaba mi mente.

A mi hermano, quien durante este último año se dedicó a escuchar todos mis problemas y aconsejarme de la mejor manera posible.

Al profesor Luis García Santander, quien con su conocimiento me guió a lo largo de este proceso.

A la compañía distribuidora CGE, que me facilitó el modelo de DigSilent PowerFactory con el cual pude realizar esta memoria.



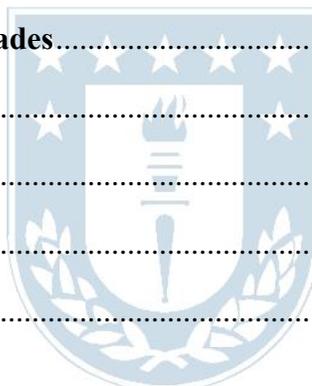
Contenido

Resumen.....	3
Agradecimientos	4
Abreviaciones	13
Capítulo 1. Introducción	14
1.1 Introducción general	14
1.2 Revisión Bibliográfica	14
1.2.1 Generalidades respecto a sistemas de distribución primarios.....	14
1.2.2 Pequeños Medios de Generación Distribuida.....	16
1.2.3 Factores técnicos.....	17
1.2.4 Factores económicos y cuantificación de costos	18
1.2.5 Modelos de carga	19
1.2.6 Información Comisión Nacional de Energía (CNE).....	19
1.2.7 Discusión.....	21
1.3. Hipótesis de trabajo	22
1.4. Objetivos.....	22
1.4.1 Objetivo general.....	22
1.5. Alcances y limitaciones	23
1.6. Temario y Metodología.....	24
Capítulo 2. Sistema de distribución primario	25
2.1 Introducción general	25
2.2 Sistema de distribución primario	25
2.3 Equipos de protección y maniobra.....	26
2.3.1 Equipo de Protección (EP).....	27
2.3.2 Equipo de Maniobra (EM).....	27

2.4 Configuración radial	28
2.4.1 Topología	28
2.4.2 Ventajas de la configuración radial	29
2.4.3 Desventajas de la configuración radial	29
2.5 Configuración enmallada	29
2.5.1 Topología	30
2.5.2 Ventajas de la configuración enmallada	30
2.5.3 Desventajas de la configuración enmallada	31
2.6 Caso de estudio: Sistema de distribución primario de la comuna de la Temuco, compañía CGE	31
2.6.1 Especificaciones del SD primario Temuco-CGE	32
2.6.2 Pequeños Medios de Generación Distribuida	34
2.6.3 Casos de estudio	37
Caso Base: Configuración radial original del SD primario Temuco-CGE	37
Caso 1: Configuración enmallada en la red eléctrica perteneciente a una misma S/E	38
Caso 2: Configuración enmallada en toda la red del SD primario	38
Capítulo 3. Evaluación técnica	39
3.1 Introducción general	39
3.2 Modelos de las cargas	39
3.2.1 Modelos de carga estáticos y dinámicos	39
3.2.2 Modelos de carga para estudios del tipo estático	40
Modelo de carga exponencial	40
Modelo de carga ZIP	41
3.2.3 Modelo de carga ZIP en función de su sector de carga	41
Sector industrial	42

Sector residencial.....	43
Sector comercial	45
3.3 Cargas dentro del sistema de distribución primario.....	45
Sector Industrial.....	46
Sector Residencial.....	47
Sector Comercial.....	47
3.4 Bancos de condensadores	48
3.5 Regulación de tensión.....	48
3.5.1 Caída de tensión.....	49
Modelo de línea corta	49
3.5.2 Regulación de tensión bajo la normativa técnica CNE.....	51
3.6 Resultados: Regulación de tensión	53
3.7 Demanda de potencia activa y Pérdidas I^2R	62
3.7.1 Causas del aumento en la demanda de potencia activa	62
3.7.2 Causas de las pérdidas I^2R en las líneas eléctricas	63
Resistencia de un conductor en función de la temperatura.....	63
Efecto Joule.....	64
3.8 Resultados: Demanda de potencia activa y Pérdidas I^2R	66
3.8.1 Demanda de potencia activa	66
Operando bajo tensión de alimentación de 15 [kV] sin PMGD	66
Operando bajo tensión de alimentación de 15,9 [kV] sin PMGD	67
Operando bajo tensión de alimentación de 15 [kV] con PMGD	69
3.8.2 Pérdidas I^2R en líneas eléctricas	70
3.9 Cortocircuito	73
3.10 Resultados: Cortocircuito	74

3.10.1 COCI en nodo ubicado dentro de un solo alimentador.....	75
3.10.2 COCI en un nodo que conecta 2 redes eléctricas de diferentes S/E	76
Capítulo 4. Evaluación económica	81
4.1 Introducción general	81
4.2 VAD	81
4.3 Precio de la energía.....	82
4.3.1 Precio de la energía para clientes regulados	83
4.3.2 Perfil de la demanda	83
4.4 Resultados: Evaluación económica	84
4.4.1 Comparación con el VAD	91
Capítulo 5. Resumen de cualidades.....	94
5.1 Introducción general	94
5.2 Resultados	94
Capítulo 6. Conclusiones	97
6.1 Conclusiones	97
Bibliografía	98



Lista de tablas

Tabla 2.1 Potencia aparente total perteneciente a cada S/E del SD primario Temuco-CGE.	33
Tabla 2.2 Cada S/E y sus respectivos alimentadores.	33
Tabla 3.1 Clasificación de modelos empleados para los casos estáticos y dinámicos [21].	40
Tabla 3.2 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga industrial [8].	43
Tabla 3.3 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga residencial [8].	44
Tabla 3.4 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga comercial [8].	45
Tabla 3.5 Total de cargas disponibles en cada sector y subsector.	46
Tabla 3.6 FP de la composición de cargas del sector residencial [8].	47
Tabla 3.7 FP de la composición de cargas del sector comercial [8].	47
Tabla 3.8 Límites de regulación de tensión, [10].	51
Tabla 3.9 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión de suministro de 14,1 [kV].	54
Tabla 3.10 Magnitud de la caída de tensión y N° de cargas ubicadas en zonas rurales que se encuentran por debajo del mínimo de 14,1 [kV].	55
Tabla 3.11 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión de suministro de 14,1 [kV] posterior al aumento de tensión del alimentador a 15,9 [kV].	59
Tabla 3.12 Aumento de tensión en cada S/E por sobre la tensión nominal de 15 [kV].	61
Tabla 3.13 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión 14,1 [kV] bajo operación de PMGD.	62
Tabla 3.14 Pérdidas de potencia I^2R totales (por efecto Joule) en líneas eléctricas [MW].	70
Tabla 3.15 Generación y distribución, Región de la Araucanía, INE [34].	71
Tabla 3.16 Capacidad de Ruptura Desconectores Fusibles [27]	79
Tabla 4.1 Clientes finales que pueden entrar en la categoría de ser clientes libres o regulados.	82
Tabla 4.2 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-CGE, verano.....	85

Tabla 4.3 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-CGE, otoño.	85
Tabla 4.4 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-CGE, invierno.	85
Tabla 4.5 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-CGE, primavera.	86
Tabla 4.6 Costos de las pérdidas de energía de la compañía distribuidora CGE [MM\$] simuladas para la obtención del VAD CNE 2020 [42].	91
Tabla 4.7 Ahorro generado en pesos chilenos para la compañía distribuidora CGE.	92
Tabla 5.1 Resumen final de lo evaluado en esta memoria.	95



Lista de figuras

Figura 2.1 Topología del sistema eléctrico [12].	26
Figura 2.2 SD primario que llego a tener la forma de un IEEE 33 Bus mediante la configuración radial [14].	28
Figura 2.3 IEEE 33 Bus operando en configuración enmallada [8].	30
Figura 2.4 Georreferencia del SD primario de la comuna de Temuco-CGE obtenido a partir del modelo de DigSilent denominado Temuco 2022.	32
Figura 2.5. CT_245, el único PMGD existente en la comuna de Temuco, [16].	34
Figura 2.6 Locación de los PMGD dentro del SD primario Temuco-CGE.	36
Figura 2.7 Área que barca la red de una respectiva S/E.	38
Figura 3.1 División de los subsectores residenciales dentro de la comuna de Temuco.	44
Figura 3.2 Ubicación de los bancos de condensadores dentro de la comuna de Temuco.	48
Figura 3.3 Parámetros y variables involucradas dentro del modelo de línea corta [20].	50
Figura 3.4 Conexión entre Pedro de Valdivia y Monte Verde mediante un Reconectador (R).	55
Figura 3.5 Conexión entre red eléctrica de Pedro de Valdivia (color café, S/E Chivilcán) y Botrolhue (color naranja, S/E Las Encinas).	56
Figura 3.6 Zona con cargas fuera del mínimo ubicadas dentro del recuadro rojo.	57
Figura 3.7 Concentración de EM y EP en el sector suburbano y urbano (recuadro color amarillo).	58
Figura 3.8 N° de cargas vs Magnitud de la caída de tensión posterior al aumento de tensión a 15,9 [kV].	60
Figura 3.9 Modelo ZIP de potencia activa (P) en función de la tensión de suministro.	63
Figura 3.10 Demanda de la potencia activa total bajo una tensión nominal de 15 [kV], sin PMGD.	66
Figura 3.11 Modelo ZIP de la potencia activa (P) en función de la tensión de suministro. Tensión de alimentación de 15 [kV] sin PMGD.	67

Figura 3.12 Demanda de potencia activa total bajo una tensión de 15,9 [kV], sin PMGD.	68
Figura 3.13 Modelo ZIP de la potencia activa (P) en función de la tensión de suministro. Tensión de alimentación de 15,9 [kV] sin PMGD.	68
Figura 3.14 Demanda de potencia activa total por parte de todas las cargas [MW].	69
Figura 3.15 Pérdidas de potencia I^2R totales (por efecto Joule) en líneas eléctricas en %.	72
Figura 3.16 Parámetros usados para evaluar un COCI trifásico.	73
Figura 3.17 Ubicación del nodo “Term-318-92943”, del COCI 3 ϕ , del Desconectador Fusible (DF) y del Reconectador (R).	75
Figura 3.18 COCI trifásico en nodo “Term-318-92943”.	76
Figura 3.19 Ubicación del nodo “Term-608-92249”, del COCI 3 ϕ , del Desconectador Fusible (DF) y del Reconectador (R).	77
Figura 3.20 COCI trifásico en nodo Term-608-92249.	78
Figura 4.1 Perfil de demanda del sector residencial (curva azul) y comercial (Curvas naranja, amarilla y gris) [41].	84
Figura 4.2 Pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE [GWh].	87
Figura 4.3 Costos de las pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE en pesos chilenos [\$].	88
Figura 4.4 Costos de las pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE expresado en porcentaje.	89
Figura 4.5 Ahorro con respecto al caso base expresado en pesos chilenos [\$].	90
Figura 4.6 Ahorro con respecto al caso base expresado en porcentaje [%].	90
Figura 4.7 Porcentaje del ahorro de energía generado durante el periodo de un año.	93

Abreviaciones

Mayúsculas

SD : Sistema de Distribución

CGE : Compañía General de Electricidad

EM : Equipo de Maniobra

EP : Equipo de Protección

MT : Media Tensión

COCI : CortoCircuito

CNE : Comisión Nacional de Energía

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida

VAD : Valor Agregado a la Distribución

IEEE : Siglas en inglés de (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

IEC : Siglas en inglés de (International Electrotechnical Commission)

S/E : Subestación Eléctrica

DF : Desconectador Fusible

SC : Seccionador Cuchilla

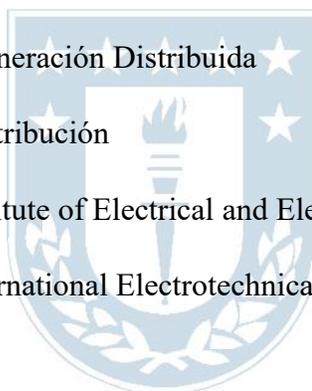
R : Reconectador

V_f : Voltaje prefalla

Z_{kk} : Impedancia de cortocircuito

P_e : Precio de la energía

FP : Factor de Potencia



Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción general

Los sistemas de distribución primarios, aunque tienen por base una topología que permite la configuración enmallada, por efectos prácticos se dejan operando mediante una configuración radial, lo cual, aunque en la práctica funcione, no necesariamente significa que sea lo óptimo para el Sistema de Distribución (SD) primario, la compañía distribuidora y, por ende, los clientes finales. Sin embargo, también hay que tener en cuenta que pasar de una configuración radial a una configuración enmallada, puede generar perjuicios al SD primario. Por esto, es necesario evaluar y comparar ambas configuraciones simulando aspectos técnicos y económicos, para de esta manera comprobar cual contribuye de mejor manera al SD primario.

1.2 Revisión Bibliográfica

La revisión bibliográfica mostrada a continuación, son un conjunto de papers disponibles en la página web del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) relacionados con sistemas de distribución, además, de normativas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Electricidad (CNE) a las cuales se les realizó un resumen destacando los aspectos más relevantes, así como de los apartados que serán aplicados durante esta memoria.

1.2.1 Generalidades respecto a sistemas de distribución primarios

- ▲ K. Prakash, A. Lallu, F. R. Islam and K. A. Mamun, "Review of Power System Distribution Network Architecture," 2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE), Nadi, Fiji, 2016, pp. 124-130. [1]

El documento hace una revisión de los diferentes tipos de configuraciones existentes que pueden ser aplicados en un Sistema de Distribución (SD) primario. Dentro de las configuraciones mencionadas y que son relevantes para esta memoria se encuentran la configuración radial y enmallada. A ambas configuraciones dentro del documento se les enumera sus principales características, así como ventajas y desventajas que posee cada una.

A la configuración radial, se le puede hacer un símil a la forma que poseen “ramificaciones de un árbol” ya que no posee lazos cerrados dentro de su topología, existiendo un único “camino” entre el alimentador y la carga. Su principal ventaja es su bajo costo de implementación, aceptables índices de regulación de tensión y fácil desarrollo de esquemas de protección, pero que, sin embargo, tiene como desventaja el que sus índices de confiabilidad no sean del todo perfectos. De la configuración enmallada se indica que nace a partir de bajar todos los equipos de maniobra disponibles con el fin de generar todas las posibles conexiones dentro de la red del SD primario. Su principal ventaja radica en que adapta de buena manera a la incorporación de nuevas cargas y generación distribuida. Mientras que principal desventaja es su difícil manejo debido a las múltiples conexiones que esta configuración posee lo cual genera que el realizar un esquema de protecciones sea de alta dificultad.

La utilidad de este documento, es que señala las bases, así como ventajas y desventajas de las configuraciones que serán estudiadas y aplicadas a lo largo de esta memoria.

▲ Gonen, T., Electric Power Distribution System Engineering, 3rd ed., CRC Press, 2014.[2]

Este es uno de los libros propuestos por la IEEE para el estudio de sistemas de distribución, en donde se abarcan aspectos técnicos y económicos. Los capítulos que serán usados para esta memoria serán el 5, 7 y 9. Estos entregan información sobre: sistemas de distribución primarios, caídas de voltaje, pérdidas de potencia, y regulación de voltaje.

De manera muy general, el capítulo 5 enseña sobre qué es un Sistema de Distribución (SD) primario, sus tipos de configuraciones, como distribuir la carga existente. En el capítulo 7, se indica las caídas de tensión en sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos, pérdidas de potencia del tipo I^2R y como cuantificar el costo de la energía I^2R pérdidas. En el capítulo 9, se explica que es regulación de tensión y los métodos existentes de regulación de tensión.

La utilidad de los capítulos mencionados radica en que son aspectos básicos que son evaluados en SD y que son necesarios de conocer para poder hacer un correcto estudio de las configuraciones que se pueden aplicar en sistemas de distribución.

- ▲ García Santander, Luis. (2022). Análisis de Sistemas Eléctricos de Distribución en Condiciones de Falla. Departamento de Ingeniería, Universidad de Concepción [3].

El siguiente es un curso electivo cuya finalidad es entregar información respecto de sistemas de distribución, abarcando temas como confiabilidad y metodologías para la detección, localización, seccionamiento y restauración ante condiciones de falla.

El curso fue desarrollado en base a clases que fueron impartidas durante un semestre, revisando los tópicos antes mencionados y evaluándolos mediante certámenes, informes y exposiciones.

Lo relevante es que enseña que el sistema de distribución no es estático, si no que este se adapta en función de las necesidades que este vaya presentando. Además, de enseñar la diferencia entre equipos de protección y maniobra. Mientras que el equipo de protección va a actuar de manera inmediata y autónoma al ocurrir un cortocircuito, el equipo de maniobra no actúa de manera autónoma y necesitará de la decisión de terceros para poder operar y de esa forma aislar y/o reconectar un área en concreto.

La utilidad para mí y mi memoria radica en que entrega las bases técnicas de cómo son empleados los equipos de maniobra y protección dentro de los sistemas de distribución con el fin de mejorar la calidad de servicio.

1.2.2 Pequeños Medios de Generación Distribuida

- ▲ Cruz, Marco & Fitiwi, Desta & Santos, Sérgio & Mariano, Silvio & Catalão, João. (2018). Prospects of a Meshed Electrical Distribution System Featuring Large-Scale Variable Renewable Power. Energies. [4]

En el documento, los autores simularon un Sistema de Distribución (SD) primario mediante diferentes configuraciones y generación distribuida con la finalidad de comprobar bajo qué condiciones se conseguía sacar el máximo rendimiento al SD primario.

Las pruebas consistieron en medir la regulación de tensión, la demanda de potencia y las pérdidas I^2R mientras se pasaba de configuración radial a levemente enmallada y posteriormente enmallada. Además, se agregaron diferentes Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) a lo largo de la red eléctrica del sistema del tipo solar y eólica.

Los resultados principalmente indicaron que, dentro de todas las configuraciones probadas, la configuración enmallada presenta mejores resultados para el SD primario cuando se opera bajo PMGD.

1.2.3 Factores técnicos

- ▲ Y. Al-Mahroqi, I.A. Metwally, A. Al-Hinai, and A. Al-Badi. (2012). Reduction of Power Losses in Distribution Systems [5].

El documento tiene por objetivo mostrar los métodos más usados en sistemas de distribución para lograr una reducción en las pérdidas I^2R que se producen tanto en las líneas eléctricas como en transformadores.

Dentro de un Sistema de Distribución (SD) los motivos que producen un aumento en las pérdidas I^2R son: el desbalance de la carga disponible en cada fase del SD y una configuración que no es la óptima para el SD. Mientras que también existen factores externos tales como la temperatura ambiente la cual calienta las líneas eléctricas aumentando la resistividad del conductor.

La utilidad del documento es que se indica que una mala configuración puede conllevar a un aumento de las pérdidas I^2R dentro del SD y que realizar el cambio a otra configuración, podría disminuir este problema.

- ▲ M. Kerzel, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, D. Wolter and C. Schacherer. (2021). Effects of static and dynamically meshed topologies on short-circuit currents and the reliability of medium voltage grids, CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021 [6].

Los autores comparan los efectos técnicos y económicos de aplicar una configuración enmallada estática (CEE) versus una configuración enmallada dinámica (CED) en un Sistema de Distribución (SD) que anteriormente operaba bajo una configuración radial. La CEE se realiza dejando fijos los Equipos de Maniobra (EM) que permiten la conexión entre redes eléctricas existentes en el SD, mientras que para el caso de la CED los EM actuarán en función de las necesidades del SD, es decir, contingencias y mantenimiento.

Al aplicar un flujo de potencia en la CEE y la CED, en ambos casos por ser configuraciones enmalladas se obtuvo una mejora en el valor de la tensión de línea de las barras existentes dentro del SD con respecto a cuando el SD operaba en una configuración radial. También las líneas que contaban con sobrecarga, producto del enmallamiento, vieron su carga nuevamente llegar a valores nominales al ser estos comparados con los datos obtenidos al operar en configuración radial. En cuanto a lo que respecta a los Cortocircuitos (COCI) dentro del SD aquí si hubo un efecto negativo en el enmallamiento, pues al realizar un COCI trifásico, en ambos casos CEE y CED este COCI trifásico superaba en un 57% la magnitud del mismo COCI generado en la configuración radial.

La utilidad del paper radica en que ambas configuraciones CED y CEE pueden ser aplicadas, pero indicando que la CED es superior en ciertos aspectos, además se indica que producto del crecimiento de la demanda, cuando se trata de costos, es más económico optar por usar una topología CEE o CED, que emplear una configuración radial.

1.2.4 Factores económicos y cuantificación de costos

- Wolter, Daniel & Zdrallek, Markus & Stötzel, Marcus & Schacherer, Christian & Mladenovic, I. & Biller, Martin. (2017). Impact of meshed grid topologies on distribution grid planning and operation. CIRED - Open Access Proceedings Journal. 2017 [7].

El documento consiste en determinar que configuraciones pueden soportar de mejor manera la creciente demanda dentro de los sistemas de distribución primarios. Este fue un caso probado en un Sistema de Distribución (SD) primario real en Alemania.

Se evaluaron dos configuraciones siendo estas: una configuración levemente enmallada y una configuración enmallada. Las pruebas fueron realizadas en 2 redes eléctricas pertenecientes a una misma subestación, las cuales tienen la capacidad de conectarse y concretar entre ellas una configuración enmallada. Se probaron 3 casos referente a la configuración enmallada. El primero una configuración levemente enmallada en cada red eléctrica, el segundo una configuración enmallada en cada red eléctrica y el tercero una configuración enmallada entre las dos redes eléctricas.

La principal conclusión obtenida fue que a medida que más enmallado estuviese el SD primario, más balanceada sería la tensión en las barras existentes y la carga de las líneas

eléctricas, obteniendo el tercer caso los mejores resultados al respecto. La utilidad de este documento está en que presenta un caso real de configuración enmallada el cual mostro beneficios para el SD primario en cuestión.

1.2.5 Modelos de carga

- Adriel Pérez Tellez. (2017). Modelling aggregate loads in power systems. Tesis de Magister. Escuela de Ingeniería Eléctrica, KTH Royal Institute of Technology [8].

El documento es una memoria para magister, que tiene por objetivo el generar diferentes modelos de cargas en función de un sector de carga en concreto. Los sectores definidos dentro de este documento son el: residencial, industrial y comercial.

El modelo de carga escogido para trabajar en esta memoria es el modelo polinomial o mejor conocido como ZIP el cual es la suma de los modelos de impedancia, corriente y potencia constante. El modelo ZIP busca representar la demanda de potencia activa y reactiva de una carga en función del voltaje en el punto de conexión. La obtención del modelo de carga fue a partir de la recopilación de información de diferentes equipos eléctricos disponibles en cada sector, su factor de potencia y su respectivo consumo, a los cuales se les asocio un modelo ZIP, recreando lo mejor posible su consumo.

La utilidad de esta memoria para mi trabajo radica en que es posible asociar un modelo carga que logra representar el consumo de cada sector existente dentro de una ciudad de manera precisa. Lo cual servirá ya que el SD primario de Temuco cuenta con los 3 sectores de carga antes mencionados.

1.2.6 Información Comisión Nacional de Energía (CNE)

- Comisión nacional de energía, (2021). Informe preliminar de previsión de demanda 2021-2041: Sistema eléctrico nacional y sistemas medianos. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/Informe-PreliminarPrevision-de-Demanda2021-2041.pdf>. [9].

Consiste en un informe emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuyo objetivo es realizar una estimación de la demanda para el periodo 2021-2041, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y sistemas medianos, considerando aspectos como el traspaso de clientes regulados a no regulados, mejora en la eficiencia energética.

En primer lugar, se concluye que existirá un aumento gradual de la demanda partiendo desde los 76.051 [GWh] en el año 2022 hasta los 123.090 [GWh] para el 2044 lo que sería un aumento de prácticamente el doble de energía consumida originalmente. También se espera que la mayor parte de la demanda sea por parte de clientes no regulados quienes han aumentado constantemente su cantidad producto de mejores prestaciones ofrecidas a este grupo. Como último apartado se espera que con una recuperación económica el parque automotriz aumente y con ello la implementación de vehículos eléctricos.

De las conclusiones que se pueden obtener de este informe tenemos que: primero será necesario incorporar nuevas fuentes de generación como ocurre con los Pequeños Medios de Generación Distribuida que suplan la demanda entrante de los próximos años y lo segundo es que será preciso tener una configuración que actúe de manera óptima dentro del sistema de distribución ante el aumento de demanda entrante.

- Comisión nacional de energía. (2019). Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, Capítulo 3. <https://www.cne.cl/wpcontent/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemasde-Distribuci%C3%B3n.pdf>. [10].

Consiste en un informe emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuyo objetivo es tener pauta de cómo deben de ser evaluados y regulados los sistemas de distribución, para de esta manera tener un control adecuado de los mismos y lograr un buen servicio hacia los clientes.

En este caso, será estudiado dentro de la memoria el capítulo 3 el cual informa cómo debe de ser evaluada la regulación de tensión en sistemas de distribución. Con lo mencionado anteriormente y dependiendo de la densidad de carga del sistema de distribución primario de la comuna en cuestión, se puede determinar los límites de tensión de suministro.

El aporte de este documento es poder obtener un margen con el cual poder trabajar y de esa manera determinar si la configuración empleada está dentro los límites establecidos por la normativa chilena.

- Comisión nacional de energía. (2020). Metodología y definición de las Áreas Típicas de distribución (2020-2024). <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2020-2024-y-servicios-asociados/>. [11].

El siguiente documento es un manual de como calcular el valor agregado a la distribución (VAD), para posteriormente determinar el Área Típica de Distribución (ATD) de las compañías de distribución existentes dentro del mercado eléctrico chileno.

El proceso de elaboración de este documento parte de manos del a Comisión Nacional de Energía (CNE) que calcula un VAD teórico de las compañías de distribución a partir de información recopilada perteneciente al año 2018. Luego se determina el ATD de cada empresa de distribución en función del VAD y de la cantidad de kilómetros de líneas eléctricas por densidad de clientes. El VAD obtenido tendrá periodo de duración desde el 2020 hasta el 2024.

La CNE calcula que la empresa de distribución CGE tiene un estimado de pérdidas de energía de 1.646 [GWh] lo que equivale a 121.394 [MM]. Otro punto que es interesante es que CGE tiene su ATD propia, es decir, que no existen otras empresas que posean similares características a la misma y que, por ende, sean comparables con la empresa de distribución CGE.

El aporte a mi investigación del documento mencionado está en que se cuantifica cuantos miles de millones en pesos chilenos estimados representan las pérdidas de energía a la compañía de distribución CGE. Además, que dentro del documento se hace una guía de cómo se deben calcular las pérdidas de energía y otros valores asociados.

1.2.7 Discusión

En [5] se indica que uno de los métodos que existen para contrarrestar problemas de regulación de tensión y pérdidas I^2R es cambiar la configuración del Sistema de Distribución (SD) por una que se adapte de mejor manera a las necesidades existentes.

Sin embargo, esto no es tomado en cuenta ya que tenemos que la configuración radial es la configuración más comúnmente usada en sistemas de distribución por ser más fácil y barata de emplear [1]. Solamente por esas virtudes, se dejan de lado otras configuraciones

existentes que de igual manera podrían ser empleadas como ocurre en este caso con la configuración enmallada.

La configuración enmallada, tiene la particularidad de usar todas las conexiones existentes dentro de la red eléctrica del Sistema de Distribución (SD) lo que trae como beneficio una disminución en las pérdidas I^2R en las líneas eléctricas y mejorar la tensión de suministro de las cargas existentes siempre cuando se encuentren operando Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) debido a que según se indica en [4] es cuando más provecho se le puede sacar a esta configuración. Pero también hay que considerar el hecho que no necesariamente todos los sistemas de distribución van a contar con PMGD dentro de sus redes. Por lo que también es prudente evaluar cómo opera esta configuración en SD primarios sin la existencia de PMGD.

Otra información que también es pertinente tener en cuenta es que del informe de demanda [9] se indica que desde el 2022 al 2044 la demanda en el país se verá prácticamente duplicada y como parte del sistema eléctrico chileno, será necesario el tener un SD primario lo suficientemente robusto para que sea capaz de soportar el aumento de demanda de potencia esperado. De hecho, la configuración enmallada ya está siendo empleada en otras partes del mundo como una opción para que el SD soporte el aumento de la demanda entrante [7].

1.3. Hipótesis de trabajo

Si se realiza el cambio de configuración radial a enmallada dentro de los sistemas de distribución primarios entonces, se producirán beneficios técnicos y económicos suficientes para hacer que la configuración enmallada sea la primera opción al momento de elegir la configuración con la que operará el sistema de distribución primario.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Comparar y evaluar el comportamiento de un sistema de distribución en configuración radial versus un sistema de distribución en configuración enmallada.

1.4.2 Objetivos Específicos

- ◆ Evaluar el comportamiento desde una mirada técnico y económica de un sistema de distribución primario que opera en configuraciones radial y enmallada.
- ◆ Simular y validar si es conveniente el cambio de topología radial a enmallada.
- ◆ Tabular y jerarquizar las ventajas comparativas de una topología sobre otra según sea el caso.

1.5. Alcances y limitaciones

El Sistema de Distribución (SD) primario de Temuco-CGE, no contenía un modelo de carga en ninguna de sus cargas. Por tanto, a las cargas existentes dentro del SD primario se les asocio una ubicación separándolos en zonas domésticas, industriales y comerciales. Para posteriormente asociarles un modelo polinomial en función de su zona usando como base la literatura encontrada [8].

El factor de potencia contenido dentro del SD primario de Temuco-CGE no era el apropiado, por lo que este también fue incorporado al SD primario usado como base la literatura referente al tema [8].

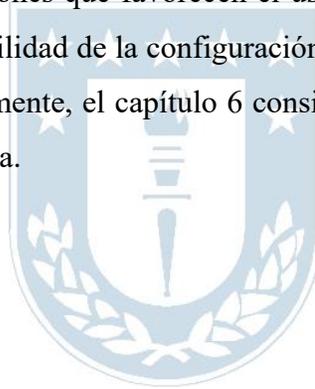
La comuna de Temuco no contiene ningún tipo de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), por lo que para efectos de simulación esta fue agregada en puntos específicos de la red eléctrica del SD primario Temuco-CGE.

Al momento de recibir el archivo de DigSilent que contenía el SD primario de la comuna de Temuco, todas las redes eléctricas pertenecientes a cada uno de los 19 alimentadores se encontraban operando de manera independiente. Por lo que se puede suponer que dentro del SD primario Temuco-CGE nunca se probó una configuración enmallada.

De igual manera de los equipos de protección y equipos de maniobra solamente fue posible obtener información respecto a la ubicación de los mismo dentro del SD primario de Temuco-CGE.

1.6. Temario y Metodología

Esta memoria se divide en 6 secciones con el fin de abarcar de la mejor manera posible los temas a trabajar. El capítulo 2 contiene información básica sobre el Sistema de Distribución (SD) primario, y ventajas y desventajas de las configuraciones radial y enmallada, además de detallar las características del SD primario con el que se va a trabajar durante el resto de esta memoria. El capítulo 3 es el apartado técnico, en donde se revisará la regulación de tensión, pérdidas de potencia I^2R , y corrientes de cortocircuito, y como estas variables se ven afectadas producto del cambio de configuración radial a enmallada. El capítulo 4 contiene el apartado económico, en donde se cuantificarán las pérdidas de energía producto de las pérdidas I^2R en función del cambio de configuración de radial a enmallada, para finalmente ver cómo impactan económicamente a la empresa distribuidora. El capítulo 5 consiste en definir las condiciones que favorecen el uso de una configuración por sobre otra y también establecer la viabilidad de la configuración enmallada dentro de los sistemas de distribución primarios. Finalmente, el capítulo 6 consiste en las conclusiones de todo el estudio realizado en esta memoria.



Capítulo 2. Sistema de distribución primario

2.1 Introducción general

Un Sistema de Distribución (SD) primario puede operar con una configuración radial o enmallada en función de sus necesidades y capacidades técnicas que este posea, por lo que el tener claridad de los aspectos tanto positivos como negativos de cada configuración permitirá sentar las bases para su selección y posterior implementación.

Por ende, el siguiente capítulo tiene por finalidad, definir y establecer ¿qué es un SD primario?, sus tipos de configuraciones disponibles, ¿cómo estas impactan al SD primario? y establecer en qué casos se debiese implementar una configuración por sobre otra.

2.2 Sistema de distribución primario

Para una mayor claridad y, antes que nada, se darán las siguientes definiciones respecto a los componentes y características del SD primario Estas definiciones fueron extraídas del documento [10] generado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

- **Subestación primaria:** Subestación Eléctrica del sistema de generación transporte que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión de transporte al de alta o de baja tensión de distribución.
- **Alimentador:** Circuito que forma parte de la Red de Distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, desde donde recibe energía, hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de Clientes y Usuarios.
- **Tensión de Suministro:** Es el valor efectivo de la tensión en el Punto de Conexión, medida en un instante determinado y por un periodo de tiempo determinado, y a la cual se aplican las tolerancias establecidas en la normativa vigente.
- **Tensión Nominal:** Es la tensión entre la fase y el neutro, en el caso de sistemas monofásicos, y entre fases tratándose de otros sistemas, mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o instalación de Usuarios.

Volviendo al tema como se indica en [2], el SD primario es toda aquella red eléctrica que va desde la subestación de distribución primaria mediante los alimentadores hasta llegar a los transformadores de distribución (ver figura 2.1, recuadro de color rojo). Su finalidad es ser la fuente de alimentación para redes de baja tensión como lo es en el caso de los sistemas de distribución secundarios y de clientes finales que se conectan de manera directa a la misma. Su tensión nominal en Chile va desde 1 [kV] hasta los 23 [kV], [11].

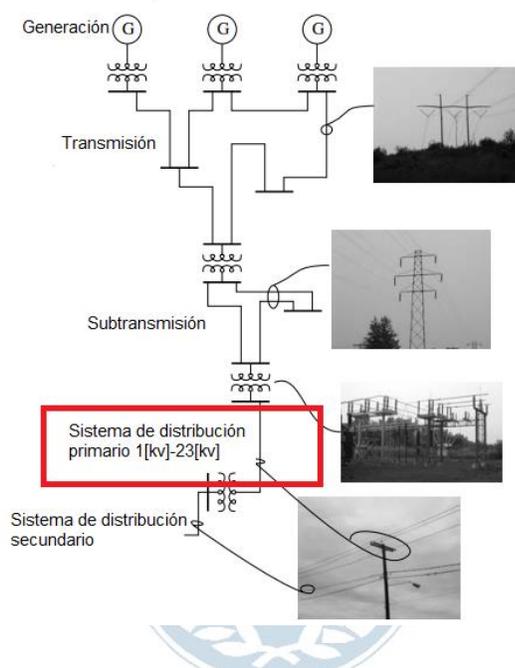


Figura 2.1 Topología del sistema eléctrico [12].

2.3 Equipos de protección y maniobra

Dentro del Sistema de Distribución (SD) primario, podemos encontrar equipos de protección y equipos de maniobra. Cada uno de estos equipos tiene un rol específico que cumplir, por lo que a continuación se dará una explicación de la función de cada uno de estos equipos, así como ejemplos de estos equipos implementados.

Los equipos de protección y maniobra que aparecerán como ejemplo más adelante, son los existentes dentro del SD primario Temuco-CGE. La ubicación de estos equipos dentro del SD primario fue obtenida a partir del plano de **AutoCAD Temuco urbano-rural MT preliminar 8** facilitado por la compañía distribuidora CGE.

2.3.1 Equipo de Protección (EP)

Actúa de manera autónoma, “abriéndose” ante la existencia de una falla para de esa manera aislar la zona afectada. Este a su vez actúa de manera coordinada con otros equipos de protección existentes dentro del sistema de distribución mediante esquemas de protecciones [12].

Entre los equipos de protección implementados tenemos:

- **Desconector Fusible (DF):** Dentro del fusible se encuentra un alambre fabricado de plata o estaño que ante altas corrientes se derretirá, lo que provocará un arco eléctrico el cual se verá suprimido por el gas ionizado que se encuentra al interior del fusible. Todo este proceso no dura más allá de medio ciclo una vez ocurrida la falla. Como consecuencia y como un método de seguridad al momento de liberar la energía provocada por el arco eléctrico el fusible saldrá disparado de su posición original.
- **Reconector (R):** El reconector, es un equipo que al detectar una condición de sobrecorriente abre sus contactos, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado los cierra nuevamente, energizando nuevamente el circuito [13].

2.3.2 Equipo de Maniobra (EM)

La principal diferencia con un equipo de protección es que un equipo de maniobra no actúa de manera autónoma, es decir, que va a existir alguien detrás del equipo que ejecutará la orden para su apertura y/o cierre, ante una falla con el fin de aislar o energizar una zona en concreto [3].

Entre los equipos de maniobra implementados tenemos solamente al:

- **Seccionador Cuchilla (SC):** Tiene la finalidad de aislar o reconectar secciones del SD en caso de una contingencia o de mantenimiento.

2.4 Configuración radial

La configuración radial es una de las configuraciones existentes que puede ser empleada dentro de la red eléctrica de un Sistema de Distribución (SD) primario. A esta se le suele favorecer por sobre otras configuraciones debido a su simpleza y bajo costo de funcionamiento [2]. Sin embargo, esto no significa que sea perfecta, por lo que a continuación veremos su topología, ventajas y desventajas con el fin de comprender lo mejor posible esta configuración.

2.4.1 Topología

A partir de [2] se indica que un SD primario opera bajo una configuración radial cuando existe un único “camino” disponible en la red eléctrica para el flujo de corriente, entre el alimentador perteneciente a la subestación de distribución primaria y la carga.

Toda esta idea se puede apreciar de mejor manera de la figura 2.2 la cual muestra un SD que llega a tener la forma de un IEEE 33 bus mediante la configuración radial. Las líneas punteadas, son posibles conexiones que se encuentran disponibles en caso de necesitarse. El ejemplo mostrado anteriormente es solo una de las posibles formas que puede tomar esta configuración radial, ya que esta puede variar en función de las necesidades del mismo.

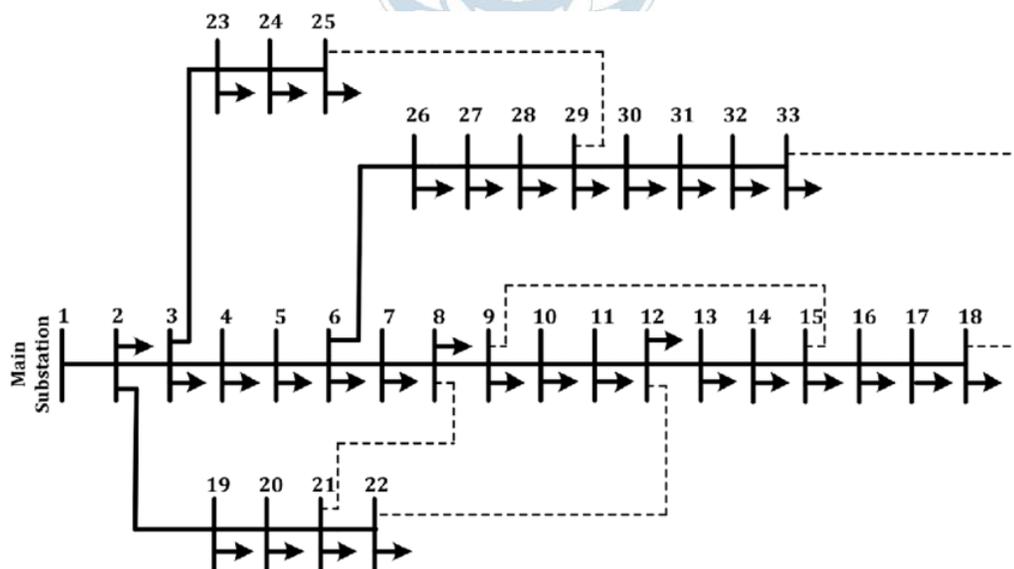


Figura 2.2 SD primario que llega a tener la forma de un IEEE 33 Bus mediante la configuración radial [14].

2.4.2 Ventajas de la configuración radial

- Su simpleza de operación, ya que solo cuenta con un único “camino” disponible entre el alimentador y la carga, sumado a su bajo costo de operación [2; Capítulo 5] lo convierte en una de las configuraciones más comunes en sistemas de distribución. Esto último también trae como beneficio el que la información respecto a esta configuración es más fácil de encontrar.
- Los esquemas de protecciones son más “sencillos” de realizar, debido a que no existen lazos cerrados dentro del SD primario [1].

2.4.3 Desventajas de la configuración radial

- La configuración radial en sí, no posee índices de confiabilidad del todo perfectos debido a que, si llega a ocurrir una falla en la rama principal, dejará desenergizado al resto del SD, hasta que se tomen las medidas pertinentes para contrarrestar esta contingencia [2; Capítulo 5]. Por eso mismo son empleados los equipos de maniobra con el fin de mitigar y mejorar estos índices [3].
- Si se opta por operar bajo la configuración radial, es necesario realizar un estudio para determinar las rutas óptimas al momento de alimentar una carga lo cual significa tiempo y recursos.
- Dependiendo de cómo se encuentre distribuida la carga dentro del SD y de la demanda de las mismas se generarán diferencias en la tensión en el punto de conexión de las cargas con respecto a su tensión nominal [2].

2.5 Configuración enmallada

La otra configuración que puede ser empleada en los sistemas de distribución primarios y que será usada dentro de esta memoria es la configuración enmallada. Esta generalmente no es muy usada debido a ciertas dificultades técnicas que significa su implementación y posterior operación [1], pero que como veremos más adelante también existen ventajas suficientes para justificar su uso.

2.5.1 Topología

En este caso la configuración enmallada consiste en emplear todas conexiones posibles dentro de la red eléctrica del sistema de distribución primario, generando múltiples “caminos” entre el alimentador perteneciente a la subestación de distribución primaria y la carga. Para lograr estas conexiones se hace uso de los equipos de maniobra y protecciones disponibles que se mantenían abiertos dentro del SD.

En la figura 2.3 podemos apreciar un ejemplo de configuración enmallada, en donde los rectángulos del TS1 al TS5, los cuales en este caso únicamente son equipos de maniobra, permitieron las conexiones entre diferentes nodos del SD.

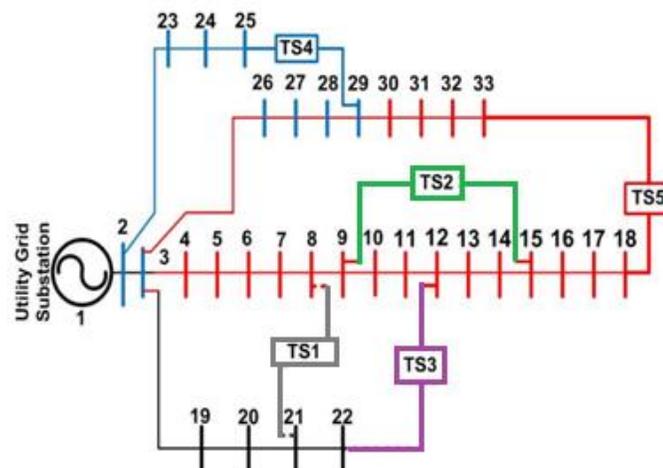


Figura 2.3 IEEE 33 Bus operando en configuración enmallada [8].

2.5.2 Ventajas de la configuración enmallada

- Como se están empleando todas las conexiones posibles, no es necesario gastar tiempo y recursos en determinar que “camino” dentro de la red eléctrica va a ser el óptimo para alimentar cada carga existente dentro del SD primario.
- En comparación a la configuración radial, la configuración enmallada ofrece mejores resultados de confiabilidad basados en el indicador SAIDI al presentar menores tiempos sin suministro eléctrico [7].

- Permite aprovechar de mejor manera la implementación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) dentro de los sistemas de distribución al presentar mejores resultados en regulación de tensión y pérdidas I^2R que la configuración radial. Esto debido a la disminución de la sobrecarga en las líneas eléctricas [4].
- En general encontrar información respecto a sistemas de distribución que operen bajo una configuración enmallada no es muy común, ya que constantemente se prefiere hacer estudios referentes a configuraciones más comunes como la radial y anillada. Sin embargo, esto se puede considerar un punto a favor ya que conlleva a que la configuración enmallada posea beneficios que aún no han sido descubiertos y mucho menos aplicados.

2.5.3 Desventajas de la configuración enmallada

- En lo referente corrientes de Cortocircuito (COCI), la corriente de COCI simétrica y la corriente COCI pico sufren un aumento de magnitud dentro de los diferentes tipos de cortocircuito que se pueden llegar a producir. Esto es producto de la disminución de la impedancia de COCI al momento de aplicar una configuración enmallada. Sin embargo, estos valores logran estar dentro de lo máximo permitido según indica el documento [7].
- Un SD primario en configuración enmallada ve aumentada la dificultad de la realización de esquema de protecciones, debido a que ahora contamos con múltiples conexiones que permiten la alimentación del COCI [6].

2.6 Caso de estudio: Sistema de distribución primario de la comuna de la Temuco, compañía CGE

En este caso y para el resto de la memoria se hará uso y estudio del Sistema de Distribución (SD) primario de la comuna de Temuco perteneciente a la compañía distribuidora CGE. En la figura 2.4 podemos apreciar toda la superficie que abarca el SD primario el cual es la red eléctrica que se encuentra marcada de color rojo.

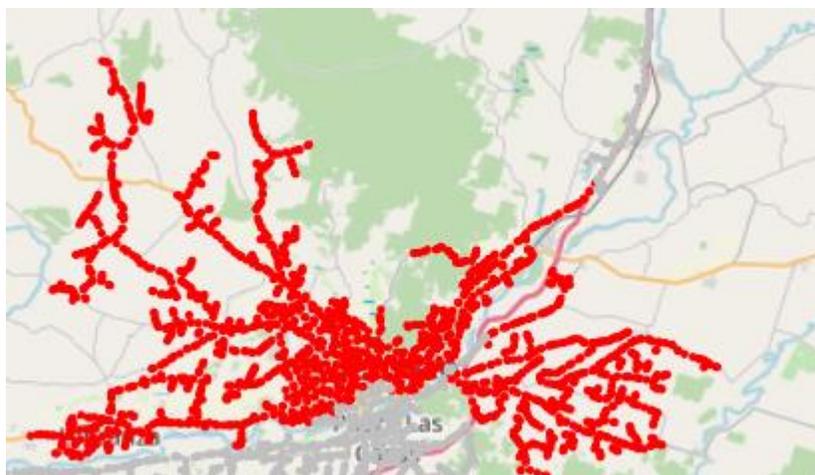


Figura 2.4 Georreferencia del SD primario de la comuna de Temuco-CGE obtenido a partir del modelo de DigSilent denominado Temuco 2022.

2.6.1 Especificaciones del SD primario Temuco-CGE

El modelo de DigSilent Power Factory del SD primario Temuco-CGE contiene las siguientes especificaciones:

- Un total de 3 subestaciones dentro de la comuna de Temuco, las cuales se encuentran listadas en tabla 2.1.
- La potencia aparente de cada subestación (S/E) se encuentra disponible en la tabla 2.1. Esta información fue obtenida mediante la página web de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [15]. Siendo la única información disponible referente a potencia.
- Cada S/E cuenta con un número concreto de alimentadores como se indica en la tabla 2.2. Todos los alimentadores tienen una tensión nominal de 15 [kV].
- Un total de 1933 cargas distribuidas a lo largo de la comuna de Temuco, las cuales pueden ser segregadas en los sectores: urbano, comercial e industrial. Las cargas, en si representan a los transformadores trifásicos y bifásicos los cuales conectan de manera directa hacia los clientes finales como ocurre en el caso de las industrias, o al SD secundario y posteriormente a los clientes finales.
- El modelo de DigSilent no contenía ningún tipo de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Por lo que fueron agregadas 2 PMGD para efectos de simulación. Esto será mencionado en la sección **2.6.1.1 Pequeños Medios de Generación Distribuida**.

- La existencia de un total de 3 bancos de condensadores ubicados en zonas en concreto dentro de los alimentadores de Santa Rosa, Pedro de Valdivia y Uruguay. Las especificaciones de los mismos se abordarán con mayor claridad en la sección **3.4 Bancos de condensadores**.
- Entre los equipos de maniobra y protección dispuestos a lo largo del SD primario de Temuco-CGE podemos encontrar: Seccionadores Cuchilla (SC), Reconectores (R) y Desconectores Fusibles (DF).

Tabla 2.1 Potencia aparente total perteneciente a cada S/E del SD primario Temuco-CGE.

S/E	Potencia Aparente [MVA]
Las Encinas	50
Chivilcán	55
Pumahue	35

Tabla 2.2 Cada S/E y sus respectivos alimentadores.

S/E	Alimentador	S/E	Alimentador
Las Encinas	Ganaderos	Pumahue	Los Cantaros
	Uruguay		Santa Rosa
	Amanecer		Santa Elena
	Inglés		Ñielol
	Botrolhue		Pueblo Nuevo
	Amanecer_2		
Chivilcán	Lanin		
	Monte Verde		
	Balmaceda		
	Pedro de Valdivia		
	Alemania		
	Francia		
	O'Higgins		
	Carrera		

2.6.2 Pequeños Medios de Generación Distribuida

Debido a que el modelo de DigSilent Temuco-2022 no contenía ningún tipo de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectada a la red eléctrica del Sistema de Distribución (SD) primario de Temuco-CGE, se procedió a realizar la búsqueda correspondiente dentro del sitio web la Comisión Nacional de Electricidad (CNE) encontrando el documento [16] el cual, en su versión más reciente (diciembre del año 2022) indica los PMGD ubicados dentro de la región de la Araucanía, en donde, el único PMGD existente dentro de la comuna de Temuco, es el denominado CT_245 el cual es una termoeléctrica llamada Dagoberto cuya potencia conectada es de 2,9 [MW] (ver figura 2.5). Sin embargo, al corroborar sus datos dentro sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) se indica que este PMGD pertenece a una subestación diferente de las disponibles dentro del SD primario de Temuco-CGE. Por lo que actualmente el SD primario de Temuco-CGE no contiene ningún tipo de PMGD conectada a su red.

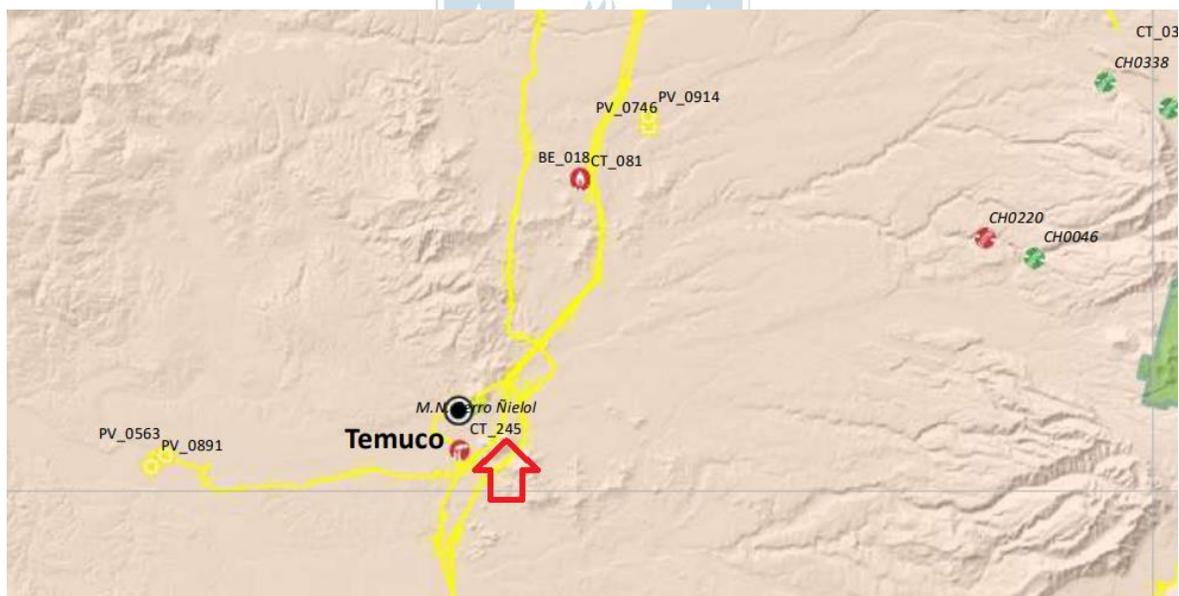


Figura 2.5. CT_245, el único PMGD existente en la comuna de Temuco, [16].

Como no existe ningún PMGD conectado dentro del SD primario Temuco-CGE, para fines de acercarnos más a la actualidad que viven los SD primarios de otras zonas [4] y corroborar su operación bajo una configuración enmallada, se conectarán en diferentes sectores del SD primario Temuco-CGE un n° concreto de PMGD. La información usada para la implementación de los PMGD fue extraída de la memoria de título [17], la cual a su vez se basa del reglamento impuesto por la CNE para la instalación de PMGD [18].

Los principales criterios y condiciones empleados al momento de localizarlos dentro de la red eléctrica del SD primario Temuco-CGE fueron:

- Que el tipo de PMGD a usar será en base a energía fotovoltaica, ya que las condiciones climáticas de Temuco durante el año 2023 presentaron alrededor de un 75% de días sin nubosidad [19]. Además, que de esta manera estaríamos empleando energías renovables dentro del proyecto.
- Que el sector elegido, contase con una regulación de tensión fuera del mínimo establecido por la normativa impuesta por la CNE [10].
- Que el sector elegido, contase con equipos de protección y equipos de maniobra con el fin de lograr y comprobar los efectos de la configuración enmallada.
- La existencia de un terreno disponible que cumpla las exigencias necesarias para la implementación de PMGD.
- Que la red eléctrica del sector en cuestión, soporte la implementación de un PMGD, con el fin de no generar una sobrecarga en la misma.
- Se hará el supuesto que los PMGD fueron clasificadas dentro del grupo de Impacto No Significativo (INS) por la empresa distribuidora. Esto con la finalidad de evitar hacer estudios de impacto estático y cortocircuito. También al clasificarla como de INS implicará que no sea ordenado el modificar el punto de conexión o realizar obras extras a la red de distribución.
- El definir los PMGD como INS también nos impondrá un tope de la potencia instalada, siendo este límite de 1,5 [MW].

Siguiendo las condiciones antes dictadas se decidió implementar un total de 2 PMGD los cuales aparecen indicados en la figura 2.6. Estos fueron instalados dentro de esas locaciones precisamente porque la regulación de tensión de las cargas adyacentes se

encontraba fuera del mínimo requerido de 14,1 [kV] como se indicó anteriormente y al menos para el PMGD_B existen alrededor del mismo, equipos de maniobra y protección para probar la configuración enmallada. La explicación de los 14,1 [kV] se dará con una mayor profundidad en el apartado **3.5.2 Regulación de tensión** bajo la normativa técnica CNE, que aparecerá más adelante.

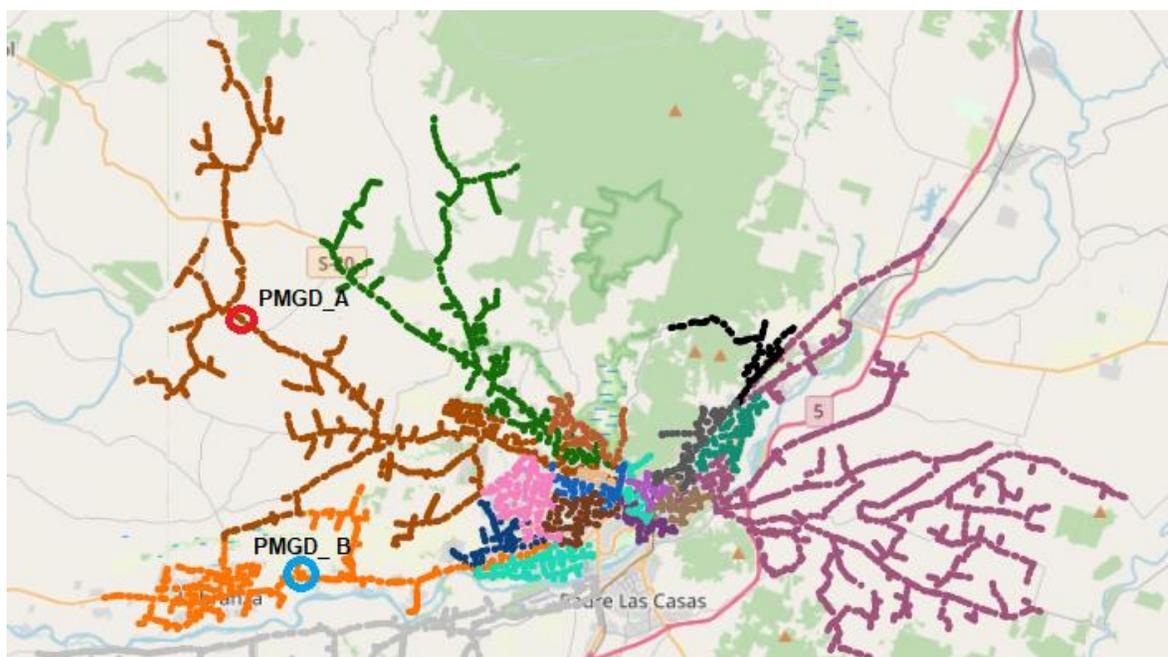


Figura 2.6 Locación de los PMGD dentro del SD primario Temuco-CGE.

La cantidad de potencia disponible de los PMGD instalados, al ser en base de energía solar vendrá de la mano con la cantidad de paneles fotovoltaicos que se instalen lo cual a su vez dependerá del espacio disponible del terreno en cuestión. En este caso se realizó una estimación de implementar paneles de 2,4 x 1,3 [m], ya que como se indica en la página web [43], son los preferidos para ser puesto sobre una estructura a nivel de tierra. Estos paneles cuentan con una potencia nominal de 600 [W] cada uno. Al realizar los cálculos obtenemos que en total sería necesario instalar un total de 833 paneles, los cuales ocuparían un espacio total de 2.600 [m²]. Todo esto para alcanzar en cada uno de los 2 PMGD instalados una potencia conectada de 0,5 [MW] y de esta manera no sobrecargar la red eléctrica existente en sus respectivos sectores. Finalmente, los datos de los PMGD instalados son las indicados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 PMGD agregados dentro del SD primario Temuco-CGE

Nombre	S/E	Alimentador	Potencia instalada [MW]
PMGD_A	Chivilcán	Pedro de Valdivia	0,5
PMGD_B	Las Encinas	Botrolhue	0,5

2.6.3 Casos de estudio

Con el fin de poder obtener la mayor cantidad de información posible y abarcar todo el Sistema de Distribución (SD) primario perteneciente a la compañía distribuidora CGE disponible en la comuna de Temuco, se generarán diferentes casos de estudio para cada configuración a emplear. Las configuraciones que serán usadas son: la configuración radial y la configuración enmallada. La forma de lograr a estas configuraciones, fue mediante el uso de Equipos de Maniobra (EM) y Equipos de Protección (EP) disponibles dentro de la red eléctrica del SD primario.

Caso Base: Configuración radial original del SD primario Temuco-CGE

Esta es la configuración original con la que venía el SD primario Temuco-CGE dentro del modelo de DigSilent denominado **Temuco 2022** el cual fue facilitado por la compañía distribuidora CGE. El caso base contiene las siguientes características:

- Los alimentadores de cada subestación (S/E) se encuentran operando de manera independiente, sin efectuar conexiones con otros alimentadores de una misma o diferente S/E
- Cada alimentador tiene su respectiva red eléctrica operando bajo una configuración radial.

Caso 1: Configuración enmallada en la red eléctrica perteneciente a una misma S/E

En este caso se permitirá la conexión entre las redes eléctricas pertenecientes a diferentes alimentadores mediante el uso de los EM y EP disponibles, pero con la condición que las redes eléctricas de los alimentadores pertenezcan a una misma S/E. Cabe aclarar que en este caso se omiten la operación de EM y/o EP que permitan la conexiones entre redes eléctricas de diferentes subestaciones ya que estas se realizarán en el siguiente caso de estudio.

En la figura 2.7 se muestra el área que abarca la red eléctrica de cada S/E existente dentro del SD primario Temuco-CGE. En donde, la red color naranja pertenece a la red eléctrica de la S/E Las Encinas, la red eléctrica de color verde pertenece a la S/E Chivilcán y la red eléctrica de color azul pertenece a la S/E Pumahué.

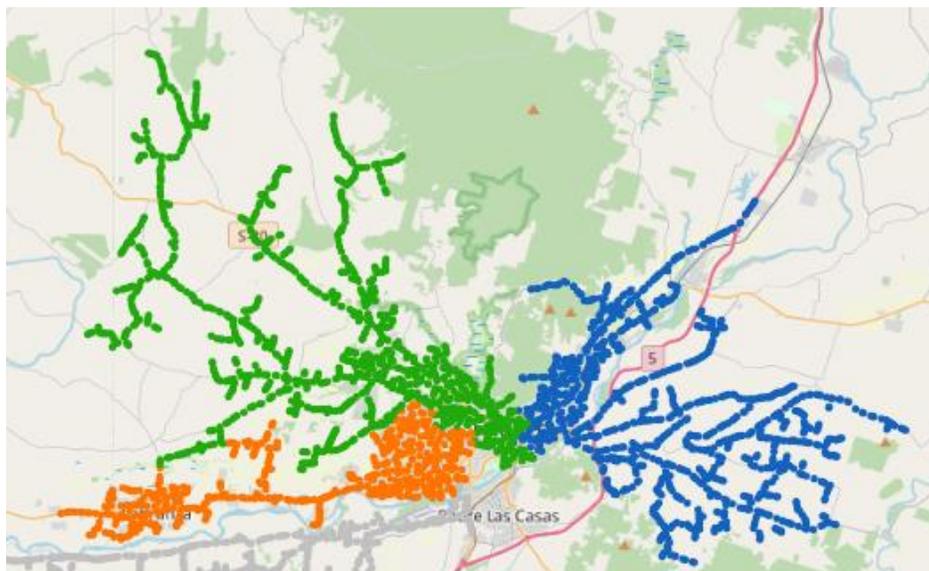


Figura 2.7 Área que barca la red de una respectiva S/E.

Caso 2: Configuración enmallada en toda la red del SD primario

El siguiente y último caso ocurre cuando hacemos operar como normalmente cerrado todos los EM y EP disponibles dentro del SD primario Temuco-CGE para de esta forma conseguir una configuración enmallada entre las redes eléctricas de cada S/E y, por ende, un SD primario completamente enmallado.

Capítulo 3. Evaluación técnica

3.1 Introducción general

El principal objetivo de evaluar un Sistema de Distribución (SD) primario es poder tener conocimiento de como este sistema está operando. Esto se logra haciéndose preguntas tales como: ¿está operando correctamente?, ¿cuáles son sus falencias?, ¿por qué ocurren?, ¿cómo afectan al sistema? y por sobre todo ¿cómo disminuirlas? y si es posible eliminarlas.

Por lo que en el siguiente capítulo nos enfocaremos en evaluar técnicamente el SD primario de la comuna de Temuco-CGE, en donde revisaremos los siguientes temas: regulación de tensión, pérdidas de potencia I^2R y corrientes de CortoCircuito (COCI). También dentro de estos mismos apartados se definirán ciertos conceptos que serán clave para el correcto entendimiento y desarrollo de cada uno de los temas dispuestos. Todo lo anteriormente mencionado será enfocado en las configuraciones radial y enmallada.

3.2 Modelos de las cargas

En primer lugar, tenemos que una carga hace referencia a la potencia activa y reactiva consumida por un equipo eléctrico conectado al sistema [8]. Tomando lo antes mencionado un modelo de carga es una representación matemática que tiene por finalidad adaptar el comportamiento de un componente eléctrico a partir del consumo de potencia activa y reactiva del mismo. Por tanto, en el siguiente apartado se verá toda la información necesaria para posteriormente asociar un modelo de carga a cada una de las cargas existentes dentro del Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE.

3.2.1 Modelos de carga estáticos y dinámicos

Dependiendo de que tipo de estudio se esté realizando, es decir, estático o dinámico se podrá emplear un grupo de modelos de carga en particular, tal y como muestra la tabla 3.1. Como en esta memoria se está realizando un análisis del tipo estático para el SD primario Temuco-CGE, solo nos enfocaremos en los modelos disponibles para el mismo.

Tabla 3.1 Clasificación de modelos empleados para los casos estáticos y dinámicos [21].

	Main category	Fine classification
Load model	Static model	Linear load model
		Polynomial load model
		Exponential load model
		Comprehensive static load model
		Static model of IM
		Power electronic interfaced load model
	Dynamic model	Exponential dynamic load model
		Dynamic model of IM
		Transfer function of IM
		CMLD
		Distribution load model
		Bulk power bus load model
		Generic model of distributed electric storage system

3.2.2 Modelos de carga para estudios del tipo estático

Dentro de los 6 modelos de cargas estáticos mostrados en la tabla anterior, para el caso de un estudio del tipo estático, los más comúnmente empleados son los del tipo exponencial y polinomial principalmente porque son más fáciles de aplicar al compararlos con los otros modelos existentes para el caso estático [8], [21]. Por tanto, ahora se dará una descripción de ambos modelos abordando los aspectos más útiles de los mismos.

Modelo de carga exponencial

Tenemos que la potencia activa y reactiva demandada por la carga, se modela a partir de las expresiones mostradas en la ecuación (3.1).

$$P_{di}(V) = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{n_p} \quad \wedge \quad Q_{di}(V) = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{n_q} \quad (3.1)$$

Dentro de la ecuación (3.1) n_p y n_q son los parámetros que indican que tipo de carga se va a modelar o representar. Los modelos existentes son:

- Impedancia constante (Z_{cte}) en donde $n_p = 2 \wedge n_q = 2$. Su principal función es modelar cargas que posean un comportamiento resistivo.
- Corriente constante (I_{cte}) en donde $n_p = 1 \wedge n_q = 1$. Su principal función es modelar cargas que posean electrónica de por medio, como por ejemplo las fuentes conmutadas.

- Potencia constante (P_{cte}) en donde $n_p = 0 \wedge n_q = 0$. Su principal función es modelar cargas que contengan motores y/o posean una demanda de potencia valga la redundancia constante.

Modelo de carga ZIP

El modelo de ZIP o también conocido como modelo polinomial, es un modelo de carga que incluye dentro de si las variables Z_{cte} , I_{cte} y P_{cte} . En este caso nos basaremos solo en el modelo de carga ZIP que es dependiente de la tensión, pues no se están considerando cambios de frecuencia dentro del SD primario. La representación matemática es la mostrada en (3.2) en donde, Z_p , I_p y P_p son los coeficientes que representan a los modelos de Z_{cte} , I_{cte} y P_{cte} . De igual manera existe una expresión para la potencia reactiva como se aprecia en la ecuación (3.3).

$$P_{di}(V) = P_o \left[Z_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p \right] \quad (3.2)$$

$$Q_{di}(V) = Q_o \left[Z_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q \right] \quad (3.3)$$

3.2.3 Modelo de carga ZIP en función de su sector de carga

Tenemos que “Un sector de carga se define como un conjunto o colección de varios tipos de cargas, que puede representar eficientemente la estructura y composición típicas de equipos y dispositivos eléctricos” [21]. En base a lo antes mencionado es posible distinguir 3 posibles sectores los cuales serán clasificados como: Industrial, Urbano y Comercial. Las características de cada sector se revisarán en la siguiente página.

Ahora corresponde determinar el modelo de carga ZIP para cada sector de carga para lo cual nos basaremos en la información disponible en [8]. Entonces, a partir de medir la respuesta en potencia que tiene el equipo en cuestión ante las variaciones de tensión el autor en [8] reconstruyo su forma de onda a partir de los parámetros Z_p , I_p , P_p , Z_q , I_q y P_q aplicados dentro del modelo de carga ZIP. Como se verá más adelante en las tablas 3.2, 3.3 y 3.4 el que den como resultado valores de Z_p , I_p , P_p , Z_q , I_q y P_q menores a cero o mayores que uno se debe al “intentar obtener los valores más precisos posibles para poder modelar correctamente el modelo ZIP del equipo correspondiente, sin embargo, estos no tienen un

significado físico” [8]. Posteriormente a cada equipo el autor les asocio un porcentaje de participación (C_n) dentro del sector de carga tomando como base literatura correspondiente.

En el caso de la potencia activa, la suma del total de por ejemplo Z_p se obtiene a partir de la ecuación (3.4).

$$Z_{p,total} = C_{n,carga_1} * Z_{p,carga_1} + \dots + C_{n,carga_n} * Z_{p,carga_n} \quad (3.4)$$

Mientras que en el caso de la potencia reactiva es necesario considerar el parámetro $Q_{carga} = 1.0 * \tan(\cos^{-1}(FP))$ en donde FP es el factor de potencia del equipo en cuestión. Mientras que Q_n es el factor de potencia total del sector de carga obtenido de la ecuación (3.5).

$$Q_n = C_{n,carga_1} * Q_{carga_1} + \dots + C_{n,carga_n} * Q_{n,carga_n} \quad (3.5)$$

Entonces, en el caso de la potencia reactiva, la suma del total de por ejemplo Z_q se obtiene a partir de la ecuación (3.6).

$$Z_{q,total} = \left(\frac{1}{Q_n}\right) * (C_{n,carga_1} * Z_{q,carga_1} * Q_{n,carga_1} + \dots + C_{n,carga_n} * Z_{q,carga_n} * Q_{n,carga_n}) \quad (3.6)$$

Todo el procedimiento descrito anteriormente es el que fue aplicado por el autor en [8] para obtener las tablas 3.2, 3.3 y 3.4 que se mostrarán al momento de definir cada sector, el cual será mostrado a continuación.

Sector industrial

Las cargas ubicadas en la zona industrial se caracterizan por ser cargas que poseen una demanda de potencia activa y reactiva constante [22]. La principal demanda vista por este sector de carga se debe a motores de inducción trifásicos y monofásicos, en donde, dependiendo del proceso estos pueden representar entre el 85-90% de la demanda total [8], [22]. El resto del consumo se ve repartido entre la iluminación y la tecnología empleada para los procesos de producción los cuales dependen cada industria. En la tabla 3.2 se puede apreciar el modelo de carga ZIP correspondiente a este sector.

Tabla 3.2 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga industrial [8].

Composición carga	C_n	Q_0	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Motores	0,84	0,42	-0,02	0,1	0,92	1,55	-1,7	1,15
Iluminación	0,1	0,13	0,17	-0,04	0,87	13,65	-25,73	13,08
Tecnología	0,06	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Total	1	0,37	0,00	0,08	0,92	1,98	-2,55	1,57

Sector residencial

Este sector se compone de cargas las cuales son: casas de uno o más pisos y/o departamentos. La proporción de casas y departamentos depende del sector en el cual se encuentren ubicados. Es por eso que, para una mayor precisión el sector residencial se puede dividir en 4 subsectores los cuales son los mostrados a continuación. Sus definiciones fueron tomadas desde [21].

- Altamente Urbano (1): Subsector ubicado en el centro de la ciudad. Su contenido radica principalmente en departamentos.
- Urbano (2): Subsector que aglomera casas de 1 o más pisos y/o departamentos pequeños que se encuentran en el centro o aledaña al centro de la ciudad.
- Suburbano (3): Subsector que aglomera casas de 1 o más pisos. Se encuentra alejada del centro de la ciudad.
- Rural (4): Subsector remoto a la ciudad que presenta casas principalmente de un solo piso.

Se ubicaron estos subsectores en el SD primario Temuco-CGE dentro de circunferencias como se aprecia en figura 3.1, para darnos una idea un poco más clara de la división de estos subsectores en la comuna de Temuco. La manera de separarlos geográficamente fue obtenida a través de [23]. El n° 3 con un “#” es un sector que por el tipo de casas existentes y la aglomeración de las mismas se designó como un sector suburbano.

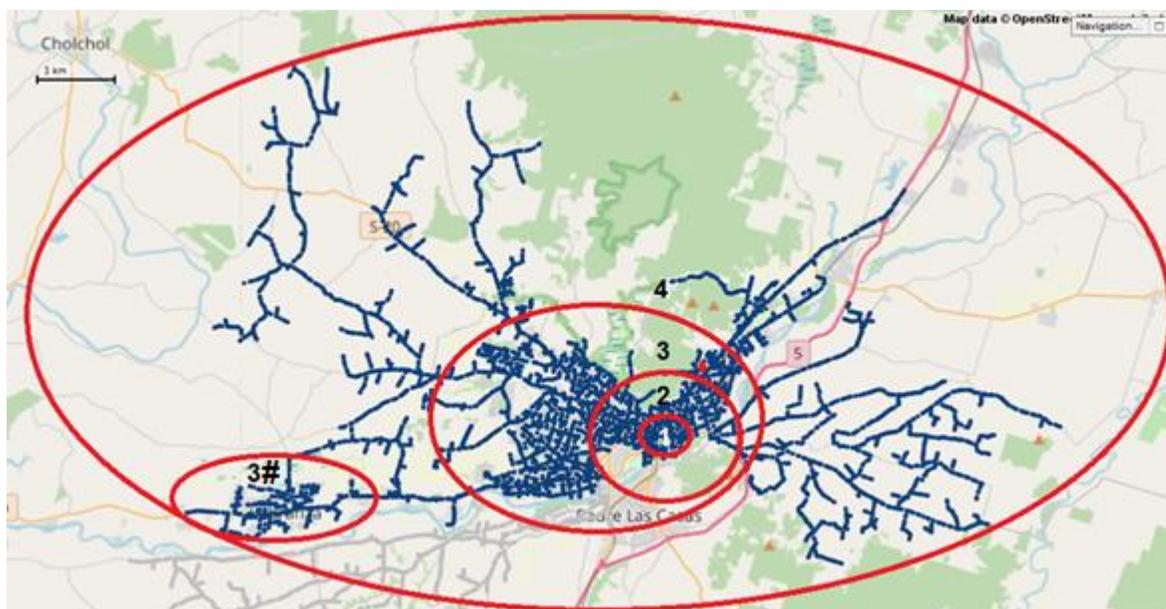


Figura 3.1 División de los subsectores residenciales dentro de la comuna de Temuco.

En cuanto a la composición de estas cargas, se basan en equipos que se encuentran comúnmente en casas, es decir: calefacción, iluminación, electrónica. En la categoría “accesorios” se definen equipos tales como: lavadoras, secadoras, refrigeradores, hornos. Mientras que en la categoría “varios” van equipos eléctricos que como tal no pudieron ser identificados y, por ende, no pudiendo ser asignados en ninguna de las categorías anteriores. En la tabla 3.3 se puede apreciar el modelo de carga ZIP correspondiente a este sector.

Tabla 3.3 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga residencial [8].

Composición carga	C_n	Q_0	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Calefacción	0,38	0,63	0,55	0,05	0,40	1,40	-0,80	0,50
Iluminación	0,129	0,50	0,58	0,00	0,42	1,03	-1,13	1,10
Electrónica	0,142	0,07	0,00	0,00	1,00	-1,90	4,79	-1,89
Accesorios	0,224	0,83	0,41	-0,19	0,78	1,40	-0,95	0,56
Varios	0,125	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Total	1	0,50	0,38	-0,02	0,65	1,29	-0,79	0,55

Sector comercial

Son cargas que incluyen diversos tipos de servicios tanto de carácter público como privado [8]. Esto conlleva a que los parámetros Z_p , I_p , P_p , Z_q , I_q y P_q del modelo de carga ZIP dependan del servicio ofrecido. Debido a la basta cantidad de servicios que pueden ser ofrecidos en este sector, hace muy difícil la obtención de un modelo ZIP para cada servicio en concreto. Es por eso que en [8], el autor resumió todos estos posibles servicios en un solo modelo tratando de ser lo más general posible, esto a su vez conlleva a la pérdida de precisión del modelo de carga ZIP, pero que aún así logra englobar los tipos de cargas que comúnmente se encontrarían en este sector de carga. Además, que se consideró el apartado “otros” con el fin determinar esos posibles equipos que no fueron considerados dentro de las cargas descritas dentro de la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Composición del modelo de carga ZIP del sector de carga comercial [8].

Composición carga	C_n	Q_0	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Motores	0,366	0,67	0,14	-0,30	1,16	1,55	-1,70	1,15
Iluminación	0,255	0,89	0,53	-0,58	1,05	1,69	-2,41	1,72
Calefacción	0,192	0,10	0,83	0,06	0,11	1,55	-1,70	1,15
Electrónica	0,059	0,12	0,00	0,00	1,00	-1,44	0,93	0,51
Cocina	0,052	0,05	0,80	0,00	0,20	0,45	-1,44	1,99
Otros	0,076	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Total	1	0,50	0,39	-0,25	0,86	1,57	-1,98	1,40

3.3 Cargas dentro del sistema de distribución primario

El Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE contiene 1933 cargas dispuestas a lo largo del mismo las cuales corresponden a un sector en concreto tal y como muestra la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Total de cargas disponibles en cada sector y subsector.

Zona	Subzona	N° cargas	Total
Residencial	Altamente Urbano	76	1.590
	Urbano	219	
	Suburbano	766	
	Rural	529	
Industrial	-	55	55
Comercial	-	288	288
Total			1.933

Observación

1. Al momento de ir clasificando todas las cargas disponibles, se encontraron un total de 13 cargas ubicadas a lo largo del SD primario que no tenían asociada ningún tipo de demanda de potencia activa y reactiva.

3.3.1 Factor de potencia asociado a cada sector de carga

El Factor de Potencia (FP) existente asociado a cada una de las cargas del Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE tenía un valor cercano a la unidad, lo cual como sabemos no es para nada real. Por tanto, en el siguiente apartado revisaremos el FP estimado que puede ser asociado a cada carga basándonos en su sector de carga y los respectivos equipos eléctricos que comúnmente se pueden encontrar dentro de ellos los cuales fueron descritos en el apartado anterior. Considerar como el símbolo (i) como inductivo.

Sector Industrial

En cuanto al sector industrial, entre el 85-90% de la carga encontrada corresponde a motores de inducción tanto monofásicos como trifásicos, los cuales bajo condiciones ligeras de operación tienen un FP entre los 0,2 a 0,9 (i) mientras que, a plena carga llegan a tener un FP entre los 0,8 a 0,9 (i) [24]. El resto de la carga es repartida entre iluminación y otros procesos tecnológicos asociados a cada industria. Es por eso que considerando que comúnmente toda industria se encuentra operando a plena carga, se usará el mismo FP empleado dentro de [8] para industrias siendo este de 0,93 (i).

Sector Residencial

En lo que respecta al sector residencial, el FP de la composición de cargas existentes se reparten tal y como muestra la tabla 3.6, donde el FP total del sector residencial en este caso es de un 0,89 (i). Este mismo será empleado en los subsectores rural, suburbano, urbano y altamente urbano.

Como observación, tenemos un FP para la calefacción de 0,85 (i) lo cual puede parecer extraño. Sin embargo, se debe a que el autor además de medios de calefacción resistivos consideró otro medio de calefacción siendo esta por bomba de calor.

Tabla 3.6 FP de la composición de cargas del sector residencial [8].

Composición carga	C_n	Q_0	FP
Calefacción	0,38	0,63	0,85
Iluminación	0,129	0,50	0,89
Electrónica	0,142	0,07	1,00
Accesorios	0,224	0,83	0,77
Varios	0,125	0,00	1,00
Total	1	0,50	0,89

Sector Comercial

En lo que respecta al sector comercial, el FP de la composición de cargas existentes se reparten tal y como muestra la tabla 3.7, donde el FP total del sector comercial en este caso es de un 0,89 (i).

Tabla 3.7 FP de la composición de cargas del sector comercial [8].

Composición carga	C_n	Q_0	FP
Motores	0,366	0,67	0,83
Iluminación	0,255	0,89	0,75
Calefacción	0,192	0,10	1,00
Electrónica	0,059	0,12	0,99
Cocina	0,052	0,05	1,00
Otros	0,076	0,00	1,00
Total	1	0,50	0,89

3.4 Bancos de condensadores

Se tiene que el Factor de Potencia (FP) es un indicador de cuan eficiente está siendo usada la energía eléctrica [25]. En donde, mientras más cercana a la unidad mejor será el FP. Lo común es tener un FP en atraso, producto de cargas inductivas conectadas tales como: motores de inducción, y equipos electrónicos, lo cual genera pérdidas de energía en forma de potencia reactiva. Es por eso que una forma de control pasiva del FP inductivo es instalar bancos de condensadores para contrarrestar el FP inductivo mediante el FP en adelanto que poseen los bancos de condensadores y de esta manera acercar lo más posible el FP a la unidad.

Como se mencionó anteriormente el SD primario Temuco-CGE trae consigo 3 bancos de condensadores de una capacidad máxima de 0,45 [MVar], ubicados dentro de la subestación (S/E) Chivilcán alimentador Pedro de Valdivia (1), S/E Las Encinas alimentador Uruguay (2), S/E Pumahue alimentador Santa Rosa (3). Específicamente dentro del área urbana como se muestra en la figura 3.2.

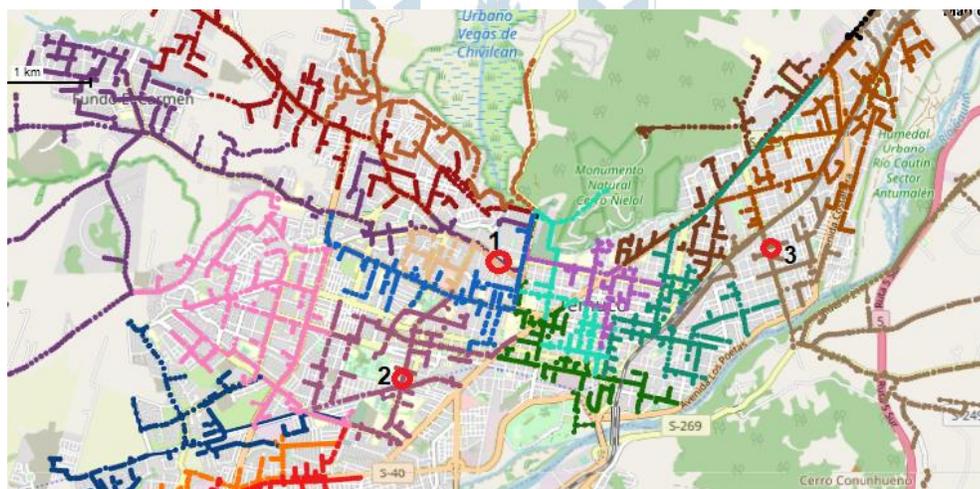


Figura 3.2 Ubicación de los bancos de condensadores dentro de la comuna de Temuco.

3.5 Regulación de tensión

La regulación de tensión se encarga de revisar y comparar la tensión suministrada con respecto a la tensión recibida en el punto de conexión en cuestión [26]. El que tan bien se encuentre este indicador dentro de los márgenes establecidos por la norma técnica calidad de servicio [10], incidirá en parte en las pérdidas técnicas que se generen dentro del Sistema de

Distribución (SD). Por lo que, en el siguiente apartado se realizará un estudio de regulación de tensión en el punto de conexión de cada una de las cargas, evaluando los casos base, 1 y 2. Posteriormente se compararán los resultados obtenidos en cada caso para determinar cual ofrece mejores prestaciones al SD primario.

De igual manera, se revisará como la incorporación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) ayuda a las cargas cercanas a las mismas en mantener una tensión de suministro dentro del valor nominal.

3.5.1 Caída de tensión

En este caso, la caída de tensión se genera producto del flujo de corriente existente a través de la impedancia de la línea eléctrica, lo que conlleva a la reducción de la tensión recibida por parte de cliente final, la cual incluso puede estar por bajo de los límites establecidos por normas de regulación de tensión [27].

Dentro de las principales causas que pueden llegar a generar caídas de tensión dentro del SD primario y que pueden ser identificadas se encuentran [28].

- Una distancia lo suficientemente larga de la carga con respecto al alimentador lo cual implica un aumento en la resistencia del conductor.
- Alta concentración de cargas (clientes) en una sola zona de la red eléctrica, lo que genera un aumento de la corriente que debe transportar el conductor.

Modelo de línea corta

El modelo de línea corta se diferencia de otros modelos como el de línea media o larga por no considerar el efecto capacitivo generado entre la fase y el neutro. Esta omisión del efecto capacitivo conlleva que solo sea aplicable en líneas eléctricas cuya distancia entre el alimentador y la carga sea menor o igual a 80 [km]. En el caso del SD primario Temuco-CGE, es factible ocupar este modelo debido a que ninguna de las cargas existentes supera el límite de 80 [km] de distancia con respecto a su alimentador. De hecho, la carga denominada “23514_SA1AS5520005” es la que se encuentra a una mayor distancia con respecto a su alimentador denominado Pedro de Valdivia con un total de 29 [km].

Continuando con el tema, si tomamos como referencia la figura 3.3 la cual representa un segmento de un modelo de línea corta, se puede apreciar los parámetros y variables involucrados siendo estas: la impedancia de la línea eléctrica (Z_{mn}), la corriente (\hat{I}), la tensión suministrada (\hat{E}_m) y la tensión recibida (\hat{E}_n). Con esta información y a través de la ley de voltaje de Kirchoff se puede obtener la igualdad mostrada en la ecuación (3.7).

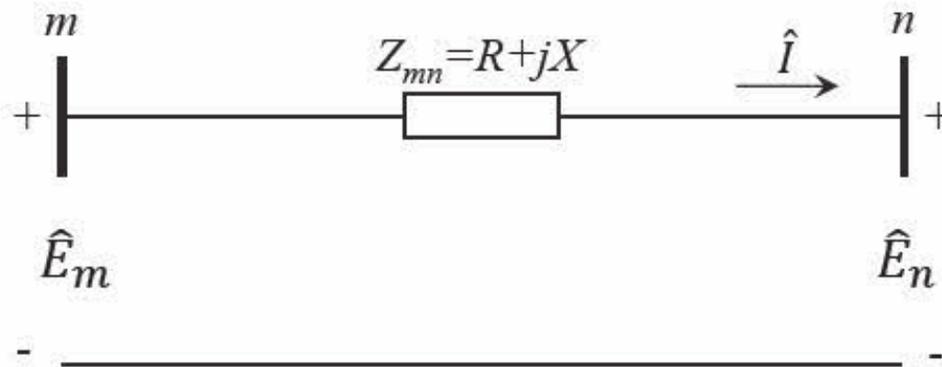


Figura 3.3 Parámetros y variables involucradas dentro del modelo de línea corta [20].

$$\hat{E}_m = \hat{E}_n + Z_{mn} * \hat{I} = \hat{E}_n + \Delta\hat{V}_{mn} \quad (3.7)$$

En donde la caída de tensión, dispuesta en coordenadas rectangulares, queda expresada como se muestra en la ecuación (3.8).

$$\Delta\hat{V}_{mn} = (R + jX)(I_R - jI_X) = R * I_R + X * I_X - j(X * I_R + R * I_X) \quad (3.8)$$

Aunque también como se indica dentro del documento [27], es posible aproximar la caída de tensión como muestra la ecuación (3.9).

$$|\Delta V_{mn}| \approx R * I_R + X * I_X \approx |E_m| - |E_n| \quad (3.9)$$

En donde:

ΔV_{mn} : Caída de tensión a través del conductor; [V]

E_m : Tensión suministrada; [V]

E_n : Tensión recibida; [V]

I_R : Componente real del fasor de corriente; [A]

I_X : Componente imaginario del fasor de corriente; [A]

R : Resistencia del conductor; [Ω]

X : Reactancia del conductor; [Ω]

3.5.2 Regulación de tensión bajo la normativa técnica CNE

Artículo 3-1

Según el artículo 3-1 de la normativa técnica chilena de calidad de servicio en sistemas de distribución impuesta por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [10], se indica que para evaluar la regulación de tensión en un punto de la red de distribución se debe utilizar el siguiente indicador (ver ecuación 3.10).

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} * 100 \quad (3.10)$$

En donde:

ΔV_k : Regulación de tensión en el punto k; [%].

V_k : Tensión de suministro en el punto k, determinada como el promedio de las medidas en un intervalo de 15 minutos; [kV].

V_n : Tensión nominal en el punto k; [kV].

Además, se indica que “En Estado Normal y durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días corridos de medición y registro, los valores eficaces de la tensión en el punto de conexión de los Usuarios, promediados en 15 minutos, deberán ser tales que la regulación de tensión se mantenga dentro de los siguientes límites”, [10]. Ver tabla 3.8.

Tabla 3.8 Límites de regulación de tensión, [10].

Tensión de la red	Densidad de la red	
	Alta y Media	Baja y Muy Baja
Baja Tensión	± 7,5%	± 10,0%
Media Tensión	± 6,0%	± 8,0%

En este caso, el Sistema de Distribución (SD) de la comuna de Temuco-CGE se encuentra clasificado por la CNE como una zona de alta de densidad, y como estamos hablando de un SD primario, es decir, media tensión el máximo permisible para la comuna de Temuco es de un $\pm 6,0\%$, que, llevado a la tensión nominal del mismo 15 [kV], significa tener un mínimo de tensión de suministro 14,1 [kV] y un máximo de tensión de suministro de 15,9 [kV].

Debido a que en esta memoria todo se está viendo desde un punto de vista estático, es decir, que no existen fluctuaciones de suministro y servicio, ni un aumento o disminución en la demanda, significará que al implementar la fórmula (8), la variable V_k permanecerá constante dentro del tiempo de muestra requerido y, por ende, que el valor final de ΔV_k también será constante.

Síntesis

En base a la información antes expuesta, es de esperar que se cumplan en diferente grado los siguientes aspectos tanto para las cargas disponibles, como para la red eléctrica del SD primario Temuco-CGE:

- La existencia de caídas de tensión dentro de la red eléctrica del SD primario, en función de la distancia con respecto a la carga y de características pertenecientes a las líneas eléctricas.
- Que las cargas a una mayor distancia con respecto al alimentador, posean la mayor magnitud en lo que respecta a caídas de tensión.
- La existencia de un número determinado de cargas fuera del mínimo establecido.
- La disminución de las caídas de tensión, producto de la disminución de carga en las líneas eléctricas al pasar de una configuración radial a enmallada.

3.6 Resultados: Regulación de tensión

Las tablas que se mostrarán más adelante consideran los resultados de evaluar la regulación de tensión entre las 3 fases (2 fases en caso de que un tramo de la red sea bifásico) del punto de conexión de cada carga existente dentro del Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE. Esto para los casos base, 1 y 2 establecidos en la sección **2.6.3 Casos de estudio**.

Recordar que el caso base es la configuración radial, en donde cada alimentador existente alimenta su propia red eléctrica evitando la interacción con redes eléctricas pertenecientes a otros alimentadores. El caso 1 es una configuración enmallada dentro de la red eléctrica perteneciente a una misma subestación (S/E). Esta es realizada mediante la operación de Equipos de Maniobra (EM) y Equipos de Protección (EP), evitando el enmallamiento con redes eléctricas pertenecientes otras subestaciones. El caso 2 es una configuración enmallada entre las redes eléctricas de las 3 subestaciones existentes dentro del SD primario Temuco-CGE. Nuevamente, esto se logró mediante la operación de EM y EP disponibles que permitiesen la conexión entre estas redes eléctricas.

Los resultados fueron obtenidos a partir del informe “Voltage and Loading Violations” disponible dentro de DigSilent.

Al momento de realizar el flujo de potencia dentro del SD fue necesario determinar la llamada barra de oscilación o también conocida como barra de referencia. En lo que respecta a la simulación, la barra de referencia fue cambiando en función del caso de estudio evaluado.

Para el caso base, cada alimentador opera de manera independiente, por lo que a cada alimentador se le asignó su propia barra de referencia. En total, se obtuvieron 19 barras de referencia.

Para el caso 1, se procedió a unir cada uno de los alimentadores pertenecientes a una misma S/E en una única barra de referencia. En total, se obtuvieron 3 barras de referencia cada una representando una de las 3 subestaciones existentes.

Para el caso 2, al enmallar todo el SD se procedió a unir las 3 subestaciones existentes a través de una única barra de referencia.

En la tabla 3.9, se cuantificaron el total de cargas ubicadas en diferentes zonas dentro del SD primario Temuco-CGE que presentaron una tensión de suministro menor al mínimo permitido de 14,1 [kV]. Estos datos fueron tomados sin implementar aún las dos instalaciones de Pequeños Medios de Generación Distribuida.

En primer lugar, se puede apreciar que las subestaciones Chivilcán y Las Encinas son las únicas subestaciones que presentan cargas fuera de norma a lo largo de los diferentes casos de estudio, mientras que la S/E Pumahue posee desde un inicio todas sus cargas dentro de norma [10].

Un punto a favor que puede ser observado de la tabla 3.9 es que de manera pasiva el enmallamiento tanto para los casos 1 y 2 logró reducir las caídas de tensión, lo que por consecuencia permitió aumentar la tensión de suministro de un n° significativo de cargas en cada caso.

A continuación, revisaremos cada caso disponible en la tabla 3.9 para cada S/E perteneciente al SD primario Temuco-CGE.

Tabla 3.9 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión de suministro de 14,1 [kV].

S/E	N° total de cargas existentes en cada S/E	N° total de cargas fuera del mínimo		
		Caso base	Caso 1	Caso 2
Chivilcán	771	90	98	72
Las Encinas	566	155	130	129
Pumahue	596	0	0	0
Total	1.933	245	228	201

S/E Chivilcán

En la S/E Chivilcán, la mayor cantidad de cargas que se encuentran por debajo del mínimo de 14,1 [kV] son de categoría rural. Esto se debe a que al tener una distancia lo suficientemente larga entre la carga y el alimentador se produce un aumento en la resistencia del conductor lo que conlleva a un aumento de la caída de tensión [28].

Todas estas cargas que se encuentran fuera del mínimo están a una distancia de entre 11 a 29 [km] como muestra la tabla 3.10.

Tabla 3.10 Magnitud de la caída de tensión y N° de cargas ubicadas en zonas rurales que se encuentran por debajo del mínimo de 14,1 [kV].

Magnitud de la caída de tensión [kV]	N° de casos	Distancia promedio [km]
1,5	0	-
1,4	21	29
1,3	28	18
1,2	1	16
1,1	11	15
1	29	11

En cuanto a la disminución de cargas que se encontraban fuera del mínimo de 14,1 [kV] para caso 1, se debe a la implementación de una nueva línea (ver figura 3.4) que permite la conexión entre la red Pedro de Valdivia (color café) y Monte Verde (color verde). Debido a la incorporación de esta nueva conexión se vió aumentado el flujo de corriente dentro de la línea de color verde, ya a que ahora el alimentador Monte Verde suministra potencia activa y reactiva a las cargas de Pedro de Valdivia y Monte Verde, lo que conlleva a un aumento de la caída de tensión de la línea de color verde y de las líneas anteriores a la misma.



Figura 3.4 Conexión entre Pedro de Valdivia y Monte Verde mediante un Reconector (R).

Para el caso 2, si vemos la figura 3.5 específicamente al interior del recuadro azul, se efectuó la conexión entre Pedro de Valdivia (color café, S/E Chivilcán) y Botrolhue (color naranja, S/E Las Encinas). Esto generó un flujo de potencia activa suministrada desde Pedro de Valdivia hacia Botrolhue, lo que por consecuencia debiese generar una disminución de la

sobrecarga de las líneas pertenecientes a Botrollhue, pero ocurre que ahora Botrollhue se encuentra suministrando potencia reactiva a Pedro de Valdivia. Esta conexión de igual forma tuvo el beneficio de disminuir el n° de cargas fuera del mínimo establecido para la S/E Chivilcán.

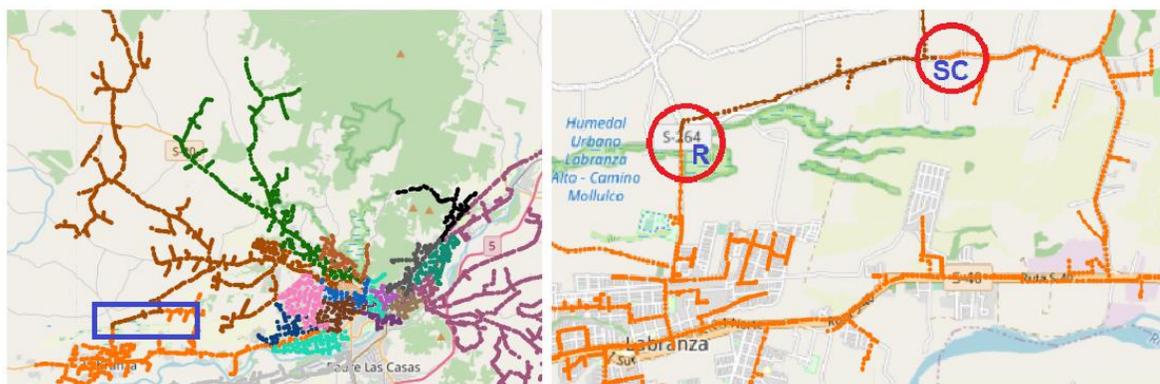


Figura 3.5 Conexión entre red eléctrica de Pedro de Valdivia (color café, S/E Chivilcán) y Botrollhue (color naranja, S/E Las Encinas).

Hasta el momento, los resultados están siendo lo esperado en el sentido de que existen cargas por debajo del mínimo de regulación de tensión, siendo estas las que se encuentran a una mayor distancia con respecto al su alimentador. Sin embargo, la configuración enmallada no fue una solución del todo viable ya que como vimos la cantidad de carga fuera del mínimo obtenida en el caso 1 aumentó y solamente durante el caso 2 se logró disminuir nuevamente el número de cargas fuera del mínimo establecido a valores inferiores al del caso base.

S/E Las Encinas

Para el caso base de la S/E Las Encinas, la mayor cantidad de cargas por debajo del mínimo de 14,1 [kV] son del tipo suburbanas con un total de 83 cargas seguidas por las cargas rurales con un total de 47 cargas. Si nos ubicamos geográficamente dentro de la figura 3.6, estas 130 cargas se encuentran ubicadas en Botrollhue (color naranja), fuera del subsector urbano de Temuco, específicamente dentro del recuadro rojo. La aglomeración de todas estas cargas dentro de una misma zona, sumado a que solamente exista una única “ruta” o “camino” que permite el flujo de corriente entre el alimentador y la carga, genera que todas esas cargas presenten una tensión de suministro con una caída de tensión que supera lo máximo establecido.

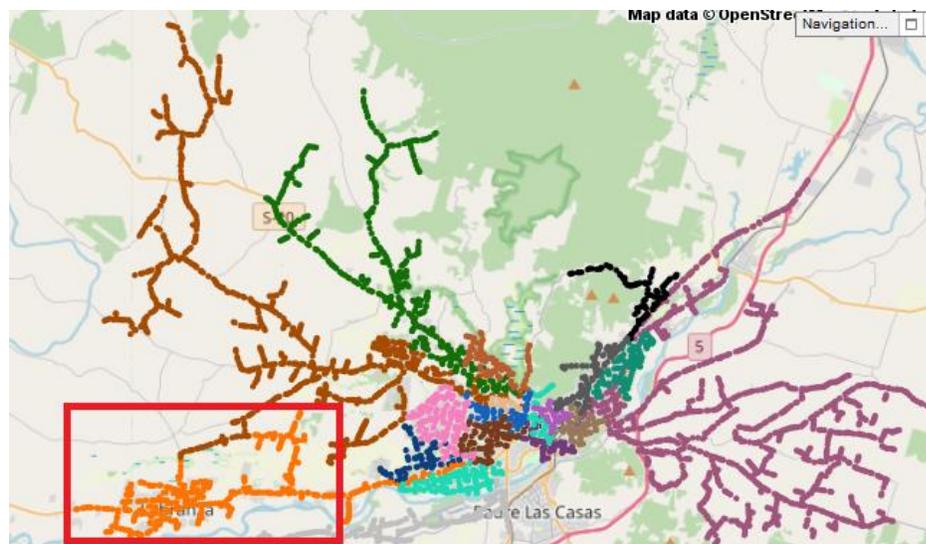


Figura 3.6 Zona con cargas fuera del mínimo ubicadas dentro del recuadro rojo.

En cuanto al caso 1, la única zona que podía realizar un enmallamiento se encuentra en el sector suburbano y urbano de la ciudad de Temuco (ver figura 3.7 recuadro color amarillo), en donde a su vez se concentra la mayor cantidad de Equipos de Maniobra (EM) y Equipos de Protección (EP) disponibles (ver figura 3.7, Puntos Rojos). Esto permite que la red eléctrica perteneciente al alimentador de Botrolhue (color naranja) pueda enmallarse con las redes pertenecientes a otros alimentadores de la S/E Las Encinas siendo estas: Uruguay (color café oscuro), Amanecer (color celeste), Ganaderos (color azul) e Inglés (color rosado), lo que trae como beneficio la reducción de la caída de tensión entre el alimentador y la carga, permitiendo pasar de 155 cargas a solo 130 cargas por debajo del mínimo de tensión de suministro de 14,1 [kV].

Para el caso 2 ocurre lo mismo que se explicó anteriormente, solo que esta conexión entre las redes eléctricas de Pedro de Valdivia y Botrolhue no beneficia demasiado a la S/E Las Encinas ya que solamente una carga pasó de estar de fuera a dentro del mínimo, siendo esta una carga “cercana” al alimentador.

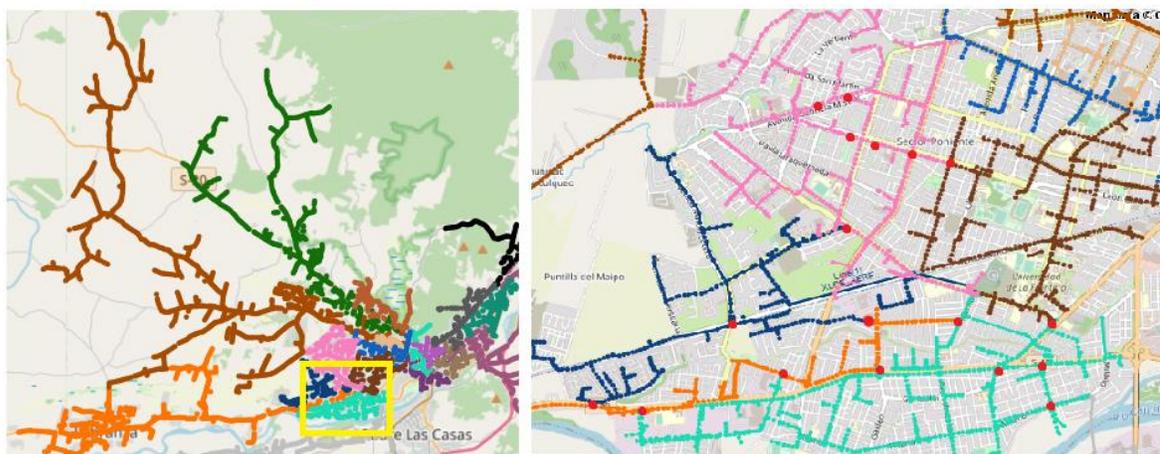


Figura 3.7 Concentración de EM y EP en el sector suburbano y urbano (recuadro color amarillo).

En este caso se cumplen los mismos puntos ya descritos para la S/E Chivilcán, con el agregado que en este caso si fue beneficioso, de manera constante, el cambio de configuración producto de la continua disminución de cargas que se encontraban fuera del mínimo de regulación de tensión. Siendo esto lo que en un inicio se esperaba al momento de aplicar la configuración enmallada.

S/E Pumahue

En cuanto a por qué la S/E Pumahue en ninguno de los casos posee cargas fuera del mínimo se debe a que, aunque existen zonas rurales, en donde, producto de la distancia entre el alimentador y las cargas se esperaría encontrar caídas de tensión, la demanda de potencia activa y reactiva por parte de estas cargas no alcanza una magnitud lo suficientemente grande que conlleve a caídas de tensión que pongan a estas mismas cargas a estar fuera del mínimo requerido de regulación de tensión.

Aumento de la tensión nominal del alimentador de 15 [kV] a 15,9 [kV]

Producto de que el cambio de configuración no solucionó los problemas de regulación de tensión existentes, dado que siguen existiendo cargas por debajo del mínimo requerido, como una posible solución se procedió a aumentar la tensión del alimentador por sobre su valor nominal como se indica [29], para que de esta manera la tensión de suministro de las cargas aguas abajo del alimentador también se viese aumentada.

Un “pero “de este método es que requiere de ir probando cuál valor de tensión es el que mejor se adapta al SD ya que como tal no existe ningún calculo que permita determinar el aumento de tensión de manera exacta. En este caso, se decidió partir operando con una tensión 15,9 [kV], siendo este último valor el máximo permitido en la normativa impuesta por la CNE para el SD primario Temuco-CGE [10].

Otro punto con respecto a esta prueba, es que se usó la potencia nominal de las cargas existentes dentro del SD primario al momento de subir la tensión de alimentación a 15,9 [kV]. En cuanto a los valores de la demanda de potencia, se verán con mayor profundidad en la sección **3.7 Demanda de potencia activa y Pérdidas I²R**.

Posterior al cambio de tensión nominal del alimentador, se volvió a evaluar al igual que antes la tensión de suministro en las cargas existentes dentro del SD primario. En la tabla 3.11 se puede apreciar que ya no existen cargas fuera del mínimo de regulación de tensión en ninguna de las 3 subestaciones ni cuando operamos con una configuración radial (Caso base) y enmallada (Casos 1 y 2).

Tabla 3.11 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión de suministro de 14,1 [kV] posterior al aumento de tensión del alimentador a 15,9 [kV].

S/E	N° total de cargas existentes en cada S/E	N° total de cargas fuera del mínimo		
		Caso base	Caso 1	Caso 2
Chivilcán	771	0	0	0
Las Encinas	566	0	0	0
Pumahue	596	0	0	0
Total	1933	0	0	0

En lo que respecta a las caídas de tensión, estas siguen existiendo tal y como muestra la figura 3.8 el cual es un gráfico que compara el número de cargas versus la magnitud de la caída de tensión asociada a las misma para los casos base, 1 y 2, pero a diferencia de cuando se operaba a tensión nominal, estas no son lo suficientemente grandes como para permitir que existan cargas fuera del mínimo de 14,1 [kV].

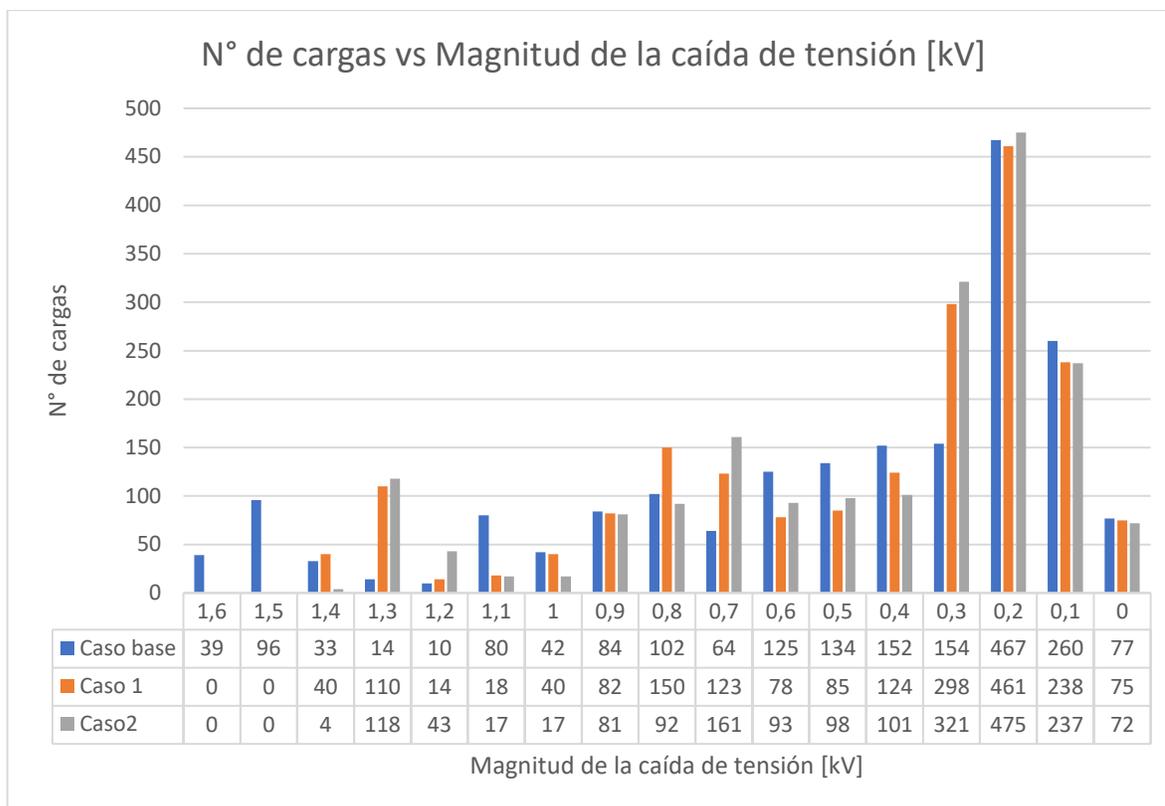


Figura 3.8 N° de cargas vs Magnitud de la caída de tensión posterior al aumento de tensión a 15,9 [kV].

El elevar la tensión al máximo permitido trajo consigo el beneficio que ya no hubiera cargas con una tensión de suministro inferior a los 14,1 [kV], sin embargo, ahora se podría decir que tenemos el problema opuesto pues dependiendo del caso, siendo estos el base, 1 y 2 ahora contamos con 72, 75 y 77 cargas respectivamente que se encuentran al límite de lo permitido en regulación de tensión [10] que en este caso es de 15,9 [kV]. Esto dejaría vulnerable a estas cargas ante cualquier perturbación que genere un aumento de tensión momentáneo (Swell). Pero si bajamos la tensión de alimentación a solo operar con el mínimo de 14,1 [kV] esas cargas con el mínimo de tensión serían vulnerables ante perturbaciones que produzcan la disminución de la tensión (Sag). Es por eso que, como una segunda opción se buscó una tensión de alimentación que lograra estar por sobre el mínimo y por debajo del máximo, siendo las que se encuentran en la tabla 3.12. Esta segunda opción es la recomendada al momento de operar ya que evita los problemas de Sag y Swell antes mencionados.

Tabla 3.12 Aumento de tensión en cada S/E por sobre la tensión nominal de 15 [kV].

S/E	Aumento de tensión por sobre la tensión nominal de 15 [kV] en [pu]		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
Chivilcán	1,06	1,05	1,045
Las Encinas	1,06	1,05	1,045
Pumahue	1,015	1,01	1,045

Operando bajo PMGD con una tensión nominal de 15 [kV]

Los casos listados con anterioridad fueron sin considerar la implementación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Por lo que se evaluará la regulación de tensión del sistema de distribución (SD) primario operando bajo PMGD.

Posterior a la localización de estos PMGD, se procedió evaluar nuevamente la regulación de tensión de las 3 subestaciones. Los resultados obtenidos se pueden ver en la tabla 3.13. Tal y como se aprecia, la implementación del PMGD si consiguió una disminución de casos por debajo del mínimo de 14,1 [kV], esto se debe a que ahora estos PMGD alimentan parte de los sectores que contaban con problemas de caídas de tensión producto de la distancia con sus respectivas subestaciones. Sin embargo, esta disminución no fue total ya que aún existen cargas fuera del mínimo en los casos de los casos base y 1. El caso base al ser una configuración radial, no logra aprovechar del todo el PMGD ya que las líneas eléctricas adyacentes ven aumentado el flujo de corriente, pero con la ventaja que la distancia recorrida por la corriente es menor que al operar sin PMGD. Mientras que en el caso 1 aunque es una configuración enmallada, el enmallamiento aplicado ocurre principalmente en el sector urbano y suburbano de Temuco no pudiendo aprovechar del todo los PMGD de esta ventaja. En el caso 2 al ser una configuración enmallada entre las redes eléctricas de las subestaciones se pueden aplicar los equipos de maniobra y protección cercanos a los mismos lo que permite descongestionar las líneas eléctricas adyacentes a la PMGD_B.

Tabla 3.13 N° de cargas por debajo del mínimo de tensión 14,1 [kV] bajo operación de PMGD.

S/E	N° total de cargas existentes en cada S/E	N° total de cargas fuera del mínimo		
		Caso base	Caso 1	Caso 2
Chivilcán	771	23	17	0
Las Encinas	566	36	29	0
Pumahue	596	0	0	0
Total	1933	59	46	0

Por tanto, se cumple lo mencionado en [4], en donde a medida que se enmalla la red eléctrica, al pasar de una configuración radial (Caso base) a una configuración enmallada (Casos 1 y 2) se logra aprovechar de una mejor manera los PMGD existentes.

3.7 Demanda de potencia activa y Pérdidas I^2R

En esta sección se determinará la demanda de potencia activa, así como las pérdidas I^2R totales que se producen dentro del SD primario Temuco-CGE. Para ello se evaluará la demanda de potencia activa (P) y las pérdidas I^2R totales en función de: la configuración radial y enmallada, las tensiones nominales de 15 [kV] y 15,9 [kV] y la operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) disponibles dentro de las redes eléctricas de los alimentadores Pedro de Valdivia y Botrollhue.

3.7.1 Causas del aumento en la demanda de potencia activa

Como fue indicado en la sección 3.2.3 **Modelo de carga ZIP en función de su sector de carga**, cada sector de carga tiene asociado su propio modelo de carga ZIP por lo que dentro de la simulación cada sector tendrá su propio consumo potencia activa (P). Cabe recordar que estos modelos fueron generados en base a los equipos eléctricos que se pueden encontrar comúnmente en cada sector.

En la figura 3.9 se puede apreciar la variación que tendrá el modelo de carga ZIP asociado a cada sector en función de la tensión de suministro del mismo. En general, se puede distinguir que no existe ningún sector que tenga un consumo de potencia constante, siendo lo más cercano a un modelo de P_{cte} el sector industrial, el cual, si notamos posee una leve pendiente. Mientras que el sector residencial y comercial serán los más afectados respecto al

consumo de potencia activa si los vinculamos con el tema antes visto de regulación de tensión, variando en función del valor de la misma.

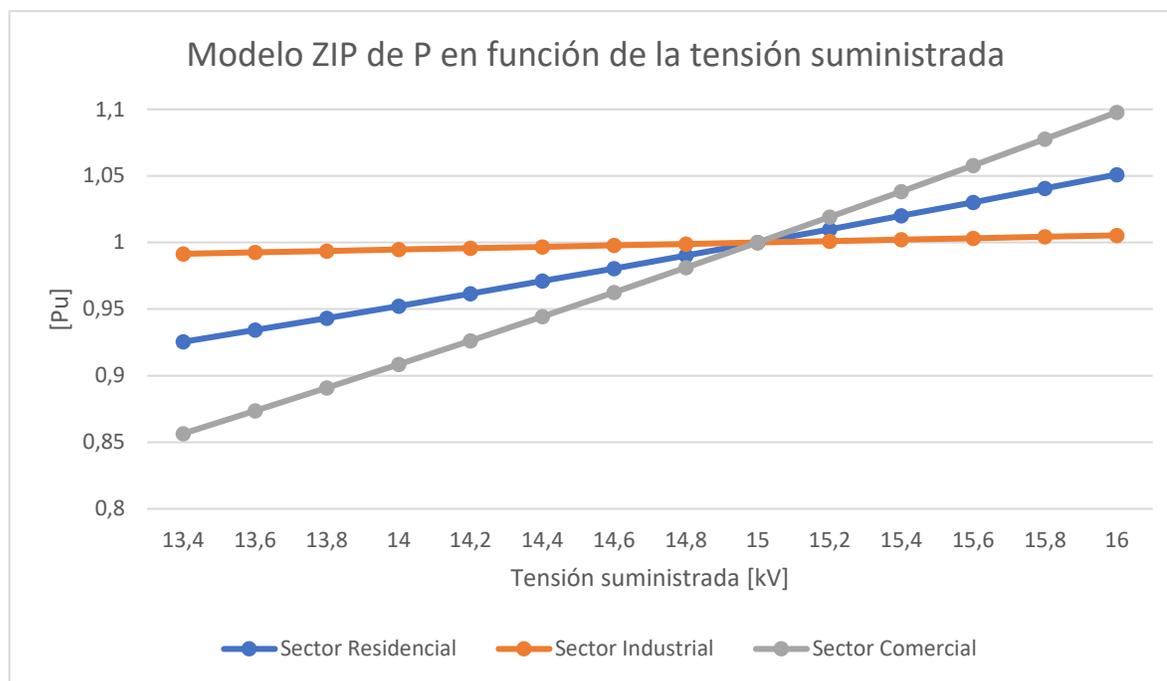


Figura 3.9 Modelo ZIP de potencia activa (P) en función de la tensión de suministro.

3.7.2 Causas de las pérdidas I^2R en las líneas eléctricas

Dentro de los parámetros existentes que alteran la resistencia del conductor se encuentran:

Resistencia de un conductor en función de la temperatura

La resistividad del conductor eléctrico se ve afectada por la temperatura a la que se encuentre el cable en función de la temperatura ambiente [30]. Lo antes dicho se expresa con la ecuación (3.11).

$$R_T = R_{20}[1 + \alpha(T - 20^\circ\text{C})] \quad (3.11)$$

En donde:

R_T : Resistencia del conductor en función de la temperatura; [Ω]

R_0 : Resistencia del conductor a 20°C ; [Ω]

α : Coeficiente de temperatura de la resistencia del material conductor; [$^\circ\text{C}^{-1}$]

T : Temperatura del cable; [°C]

Observaciones

1. Todos los cables dentro del Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE, fueron programados con un $\alpha = 3.93 * 10^{-3}$ siendo este el α del cobre, aun cuando existen tramos de línea cuyo conductor es de aluminio ($\alpha = 4.03 * 10^{-3}$). Este aspecto fue corregido para la simulación.
2. La temperatura ambiente dependerá de si la línea eléctrica fue dispuesta aérea o soterrada. Sin embargo, no fue posible obtener información referente a que tramos en específico son los que se encuentran soterrados dentro del SD primario de Temuco-CGE. Por tanto, pensando en que la cantidad de tramos de líneas soterradas serán menores a los aéreos, se tratará a todas las líneas como aéreas, por lo que existirá cierto margen de diferencia al momento de obtener las pérdidas I^2R .
3. En cuanto a la temperatura ambiente, se escogió el valor de 26.1 [°C] el cual fue la temperatura promedio registrada en el segundo semestre del año 2022 en la comuna de Temuco [31].

Efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule son producidas por el calor generado debido al flujo de corriente a través de un material que ofrece algún tipo de resistencia [32]. Para el caso de esta memoria, nos enfocaremos en las pérdidas por efecto Joule generadas en las líneas eléctricas que se encuentran dentro del Sistema de Distribución (SD) primario.

La forma matemática de expresar las pérdidas producto de efecto Joule en las líneas eléctricas es a partir de la ecuación (3.12)

$$P_{perdida} = I^2R \quad (3.12)$$

En donde:

$P_{perdida}$: Potencia perdida producto del efecto Joule; [W]

R : Resistencia del conductor; [Ω]

I : Corriente que circula a través del conductor; [A]

En cuanto a la corriente (I) dependerá del consumo de potencia que presente la carga como se muestra en la ecuación (3.13).

$$P = \sqrt{3}VI\cos(\theta) \rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos(\theta)} \quad (3.13)$$

Continuando con el tema, la resistencia del conductor depende a su vez de otros parámetros los cuales son los de la ecuación (3.14):

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (3.14)$$

En donde:

R : Resistencia del conductor; [Ω]

ρ : Resistividad del conductor; [$\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$]

L : Longitud del conductor; [m]

S : Sección transversal del conductor; [mm^2]

Por ende, las pérdidas I^2R se ven influenciadas por la corriente que fluye a través del conductor, por su resistividad, su sección transversal y su longitud, es decir que las líneas eléctricas dentro del SD primario Temuco-CGE que presenten el mayor flujo de corriente, mayor resistividad, menor sección transversal y una mayor longitud, serán las que mayores pérdidas I^2R generarán.

En base a lo antes dicho, tanto la longitud (L), como la sección transversal (S) y la resistividad del conductor (ρ) son parámetros que vienen por defecto dentro del SD primario, significando que sería necesario alterar la estructura de la red eléctrica del SD primario para lograr reducir las pérdidas I^2R . Sin embargo, esto no sería opción del todo preferible debido a que queremos aprovechar los recursos ya disponibles mediante el cambio de configuración de radial a enmallada. Por tanto, la reducción del flujo de corriente en las líneas eléctricas será la variable que en este caso generará la disminución de las pérdidas I^2R dentro del SD primario.

3.8 Resultados: Demanda de potencia activa y Pérdidas I^2R

3.8.1 Demanda de potencia activa

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos referente a la demanda de potencia activa por parte de las cargas existentes dentro del SD primario Temuco-CGE.

Operando bajo tensión de alimentación de 15 [kV] sin PMGD

La figura 3.10 muestra la magnitud de la demanda de potencia activa total existente dentro del SD primario Temuco-CGE. La potencia nominal total demanda por parte de todas las cargas es de 119,5 [MW]. Estos resultados fueron obtenidos sin incluir ningún tipo de PMGD dentro del SD primario.

Se puede distinguir que al pasar de una configuración radial (caso base), a una configuración enmallada dentro de la red eléctrica de cada subestación (S/E) (caso 1) y posteriormente a una configuración enmallada dentro de todo el SD primario (caso 2) implicó en un aumento de la demanda de potencia activa. Esto es producto del aumento de tensión de suministro debido al cambio de configuración en cargas cuya tensión de suministro se encontraba por debajo de los 15 [kV], las cuales como se vio anteriormente en la sección de **3.5 Regulación de tensión** eran principalmente cargas del subsector rural y suburbano, alejados su respectiva S/E.

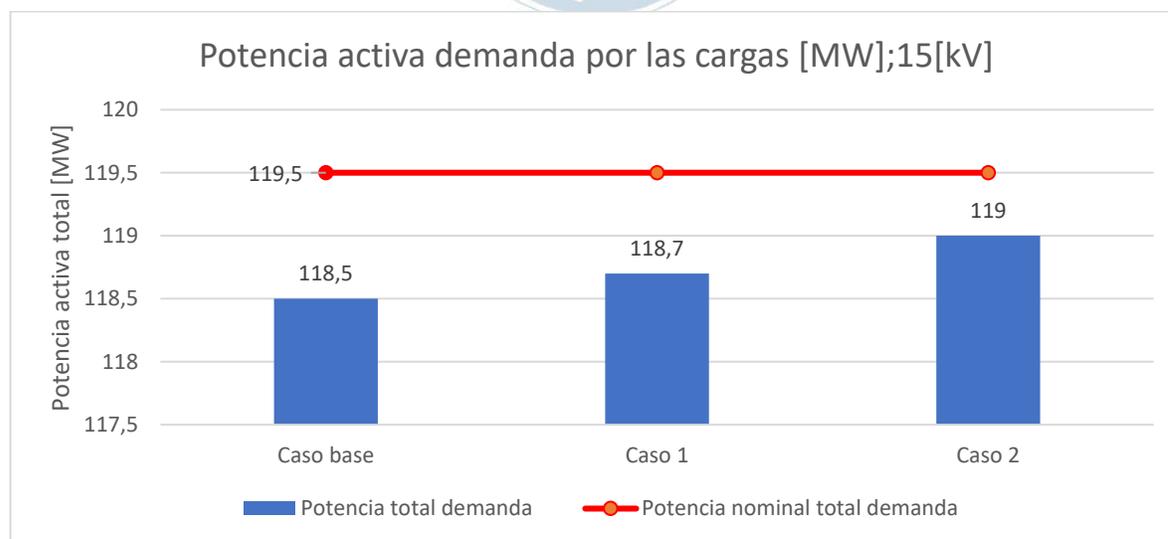


Figura 3.10 Demanda de la potencia activa total bajo una tensión nominal de 15 [kV], sin PMGD.

En la figura 3.11 se muestra el rango que tomará el modelo ZIP de cada sector de carga en donde el mínimo variará en función del caso de estudio. En ninguno de los 3 casos jamás se superó los 15 [kV] de tensión de suministro, por lo que siempre nos encontraremos trabajando en el semi plano izquierdo, es decir, en el rango de los 13,5 [kV] hasta los 15 [kV] consumiendo menos de la demanda nominal.

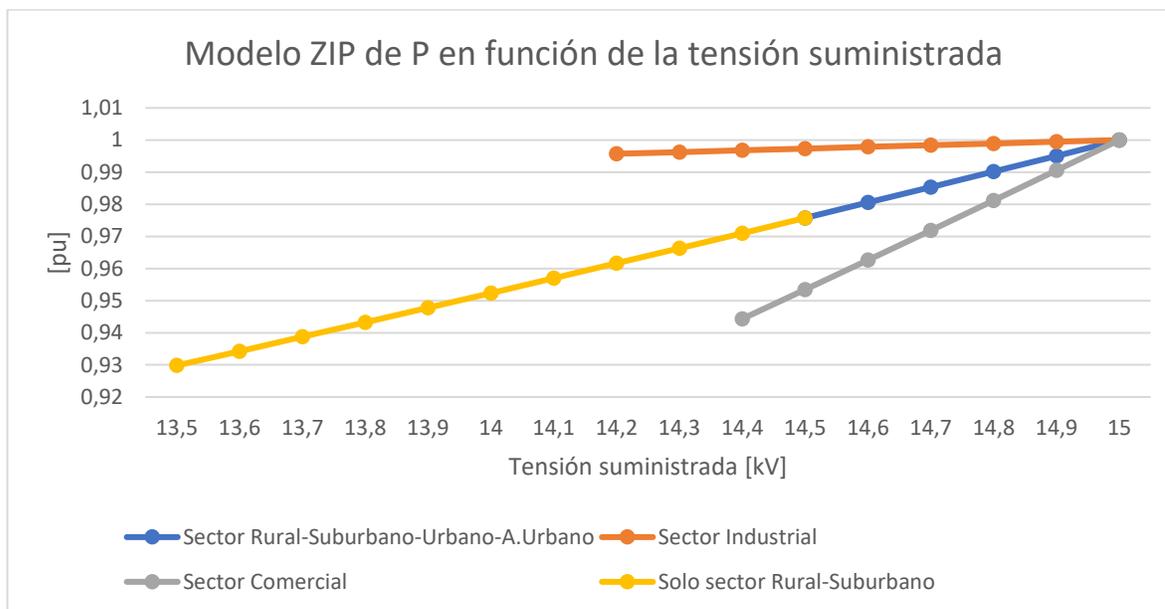


Figura 3.11 Modelo ZIP de la potencia activa (P) en función de la tensión de suministro. Tensión de alimentación de 15 [kV] sin PMGD.

Operando bajo tensión de alimentación de 15,9 [kV] sin PMGD

Para el caso en donde se elevó la tensión de alimentación al nuevo valor nominal de 15,9 [kV], si vemos la figura 3.12 el aumento de la demanda excede con creces el valor de potencia activa nominal para el caso base, 1 y 2. El motivo de este aumento es principalmente por las cargas colindantes a la S/E cuya caída de tensión es insignificante. Esto conlleva, a que se encuentren teniendo una tensión de suministro que supera los 15 [kV] estando en un máximo de 15,9 [kV], ubicándonos en el semi plano derecho de la figura 3.13, es decir, sobre los 15 [kV]. Sin embargo, las cargas ubicadas en el sector rural y suburbano, alejadas de su S/E en su mayoría siguen estando bajo los 15 [kV], llegando a tener un mínimo de 14,3 [kV] para el caso base, por tanto, siguen estando en el semiplano izquierdo de la figura 3.13, es decir, en el rango de los 14,5 [kV] hasta los 15 [kV].

En síntesis, nos da como resultado que todas las cargas, independiente del sector al que pertenezcan van a aumentar su consumo de potencia activa en comparación al caso anterior cuando se operaba a tensión nominal, solo que algunas cargas aumentarían más que otras en función de su ubicación y clasificación.

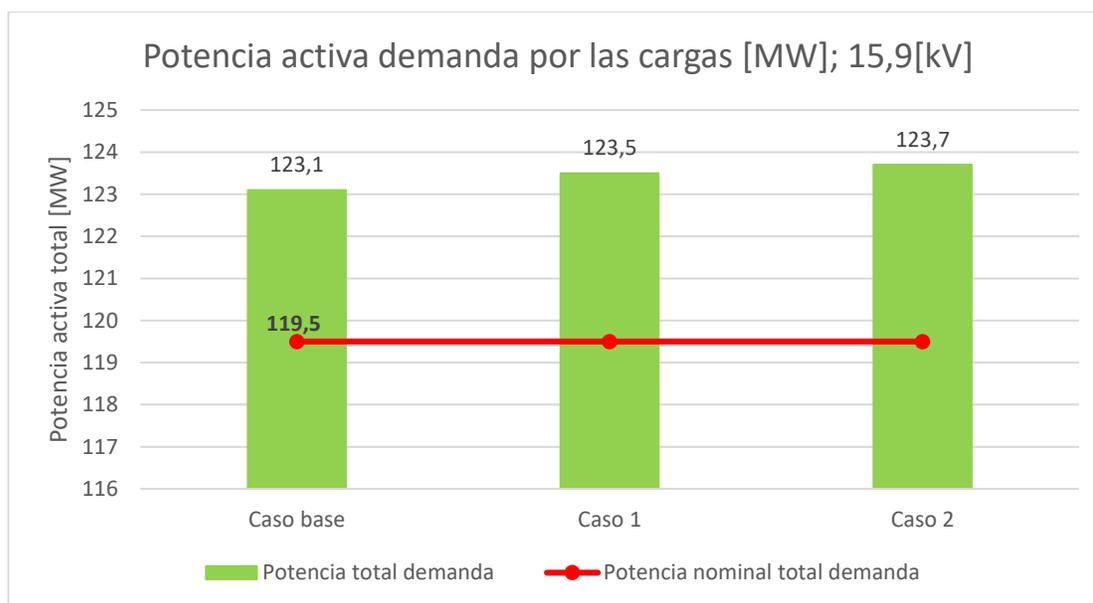


Figura 3.12 Demanda de potencia activa total bajo una tensión de 15,9 [kV], sin PMGD.

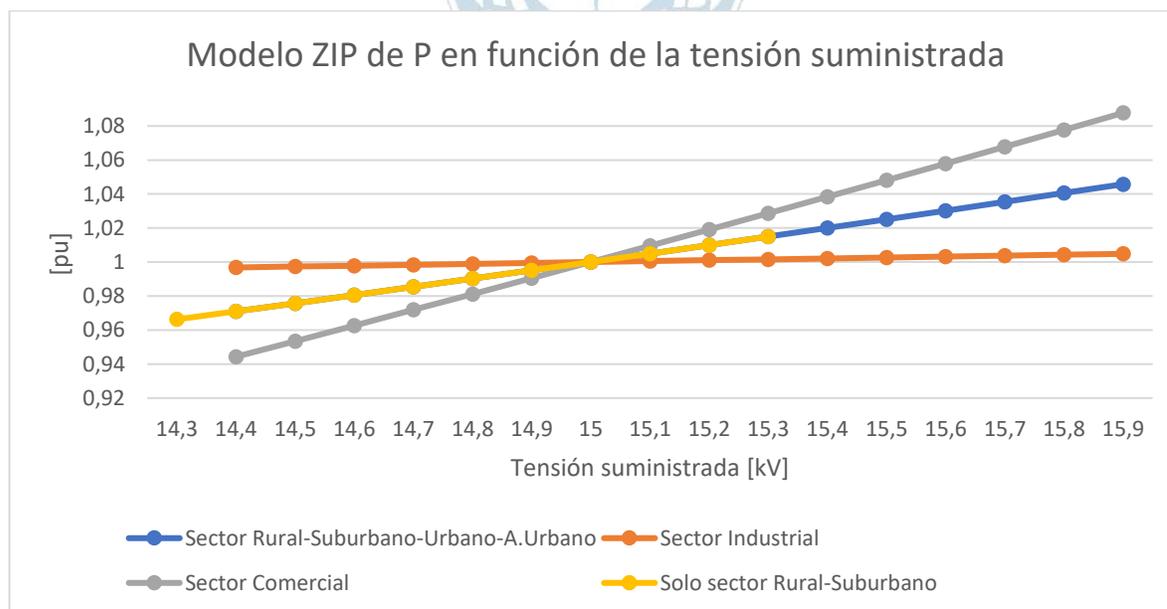


Figura 3.13 Modelo ZIP de la potencia activa (P) en función de la tensión de suministro. Tensión de alimentación de 15,9 [kV] sin PMGD.

Operando bajo tensión de alimentación de 15 [kV] con PMGD

La figura 3.14 muestra los resultados de la implementación de ambos PMGD dentro del SD primario Temuco-CGE (barras de color naranja) ante los 3 casos: base, 1 y 2. Además se compara con la demanda total obtenida al operar sin PMGD y bajo las tensiones de 15 [kV] y 15,9 [kV] (barras de color azul y verde).

La incorporación de los PMGD en los alimentadores de Pedro de Valdivia y Botrolhue tuvo como resultado un aumento de la tensión de suministro de las cargas contiguas a los PMGD. Esto logró que las cargas llegasen a operar dentro de su potencia nominal y que por tanto aumentase la potencia total consumida dentro del SD primario, pero sin llegar al valor de potencia nominal total de 119,5 [MW]. En este sentido el caso 2, es decir, la configuración enmallada dentro de toda la red existente dentro del SD primario fue el caso que permitió acercarse más a este valor nominal con 119,1 [MW].

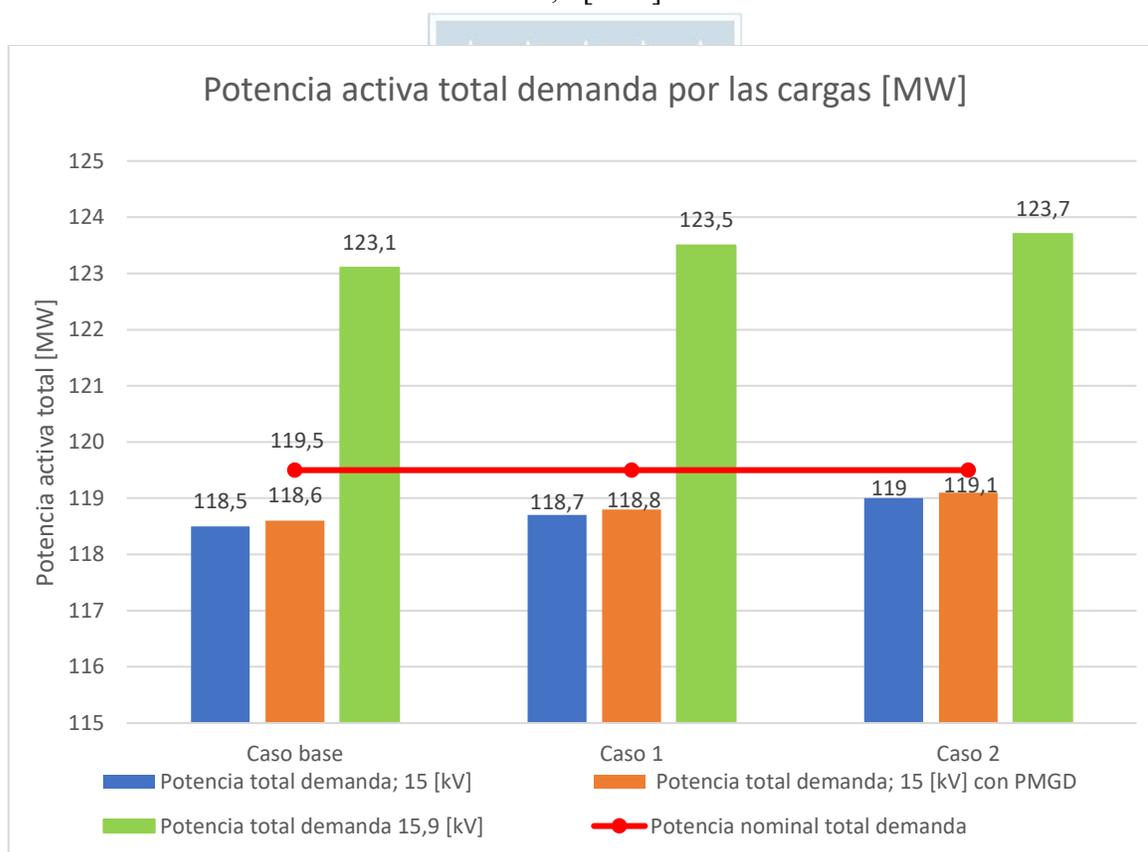


Figura 3.14 Demanda de potencia activa total por parte de todas las cargas [MW].

3.8.2 Pérdidas I^2R en líneas eléctricas

Lo primero que se puede apreciar en los resultados de la tabla 3.14, es que las pérdidas I^2R totales obtenidas en el peor de los escenarios ocurre cuando: se opera bajo una tensión nominal de 15 [kV], se emplea una configuración radial (Caso 1) y no se cuenta con PMGD. En ese escenario se registró un total de pérdidas I^2R de 16,1 [MW], y considerando que la potencia total suministrada en ese mismo escenario fue de 134,6 [MW] nos da un porcentaje de pérdidas I^2R de un 12%.

Tabla 3.14 Pérdidas de potencia I^2R totales (por efecto Joule) en líneas eléctricas [MW].

Tensión nominal	Pérdidas debido al efecto Joule [MW]		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	16,1	9,7	7,8
15 [kV] con PMGD	15,6	9,3	7,5
15,9 [kV]	14,9	8,9	7,2

Al momento de buscar dentro de la literatura referente al tema, no es posible encontrar información precisa de cuanto porcentaje de pérdidas I^2R , las líneas eléctricas pueden llegar a generar dentro de los sistemas de distribución, ya que siempre se engloba junto al porcentaje de pérdidas I^2R que generan los transformadores implementados dentro del SD.

En el documento [33] se indica que el porcentaje de pérdidas técnicas varía entre el 6 a 10% en un caso relativamente ideal y que lo común es encontrar valores de pérdidas cercanos al 20% en países en vía de desarrollo. Incluso en [34] se menciona que es posible encontrar valores de pérdidas cercanos al 50%. Tomando en cuenta lo antes indicado podríamos considerar que nuestro SD primario en el escenario planteado se encuentra bordeando lo ideal con su 12%. Pero nuevamente hay que tener en cuenta que las pérdidas técnicas consideran la suma de las pérdidas I^2R de líneas eléctricas y transformadores en donde los transformadores pueden llegar a representar un 27% de las mismas [35] y en nuestro caso, solo estamos considerando las pérdidas I^2R de líneas eléctricas.

Otros factores que pueden haber influenciado en la magnitud de las pérdidas I^2R para el escenario mencionado se encuentran:

- Un factor de potencia mucho más bajo que los usados en este trabajo, los cuales para recordar están en el rango de 0,89 a 0,93 (inductivo). El emplear un factor de potencia aún más bajo causaría un aumento en la magnitud de la corriente lo que conllevaría a un aumento en las pérdidas I^2R .
- La baja temperatura ambiente de Temuco, ya que por ejemplo en segundo semestre para el año 2022 se registró una temperatura promedio de 26,1 [°C] [31], en comparación a por ejemplo la temperatura de Santiago que ronda los 30 [°C].
- Dependiendo del mes del año, la región de la Araucanía y, por ende, la comuna de Temuco tiene un mayor o menor consumo de energía. Como se aprecia en la tabla 3.15 por información entregada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), para el año 2021 (información más reciente hasta el momento), el mes de julio fue el que registró un mayor consumo siendo de 184,706 [GWh] mientras que el mes de febrero fue el que menor consumo registró, con 143,754 [GWh]. Por ende, podemos inferir que la demanda de potencia y por consecuencia las pérdidas I^2R calculadas corresponden a un mes del año de bajo consumo energético.

Tabla 3.15 Generación y distribución, Región de la Araucanía, INE [34].

Generación y Distribución de Energía Eléctrica, 2021 - 2022

La Araucanía	2021												2022
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Ene
Generación (MWh)	191.828	134.004	165.187	134.232	141.452	149.427	206.147	204.456	166.824	223.230	201.134	237.933	180.888
Var. 12 meses (%)	23,4	-0,1	18,7	10,0	41,1	42,3	108,2	46,5	34,7	66,0	40,2	26,8	-5,7
Var. Acumulada (%)	23,4	12,5	14,5	13,5	17,7	21,2	31,2	33,4	33,5	37,0	37,3	36,1	-5,7
Distribución (MWh)	156.387	143.754	160.099	152.863	165.988	164.142	184.706	174.744	153.735	162.306	159.444	165.150	162.752
Var. 12 meses (%)	2,2	-0,9	23,5	10,5	-3,2	3,0	9,0	12,6	-3,7	2,8	6,7	5,2	4,1
Var. Acumulada (%)	2,2	0,7	7,6	8,3	5,6	5,2	5,8	6,6	5,4	5,2	5,3	5,3	4,1

Continuando con las pérdidas I^2R , si nuevamente nos vamos a la figura 3.15 la cual expresa en porcentaje las pérdidas en cada caso, lo primero que podemos distinguir es que el caso base, el cual es una configuración radial, es la configuración que presentó la mayor cantidad de pérdidas I^2R totales con respecto los casos 1 y 2, estando en el rango del 12,0 a 10,8%. Esto producto de que al solo existir un único “camino” disponible entre el alimentador y la carga, la corriente no tenía la capacidad de circular por las líneas eléctricas que le ofreciesen una menor resistencia, teniendo que circular solamente por las líneas eléctricas disponibles. Este impedimento generó un aumento del flujo de corriente en las líneas eléctricas disponibles y, por ende, en sus pérdidas I^2R .

Para el caso 1, el cambio a una configuración enmallada permitió nuevas conexiones las cuales beneficiaron a líneas eléctricas que durante el caso base (configuración radial), se encontraban con un grado de sobrecarga que variaba entre el 75-85%, reduciendo la sobrecarga de las mismas entre un 25-35% lo que significó una disminución de las pérdidas I^2R encontrándose el rango del 7,5 a 6,7% lo cual si hacemos los cálculos llega a representar una disminución de las pérdidas I^2R entre un 4,5 a 4,1% con respecto al caso base.

El caso 2 fue el que mejores resultados presentó ante los 3 escenarios, principalmente porque al emplear todas las conexiones que permitía la red eléctrica, se logró descongestionar las líneas eléctricas que en un inicio se encontraban con algún grado de sobrecarga. Esto se vio reflejado en una disminución del flujo de corriente y por tanto en las pérdidas I^2R las cuales ahora se encuentran en el rango de los 6,2 a 5,5 %, observando una disminución de un 1,3 a 1,2 % con respecto al caso 1 y un 5,8 a 4,3% con respecto al caso base.

En síntesis, si nos referimos al apartado de las pérdidas I^2R , la mejor configuración y con la que se recomendaría operar si queremos obtener la mayor reducción en las pérdidas I^2R sería bajo la configuración enmallada dentro de todo el SD, es decir, el caso 2.

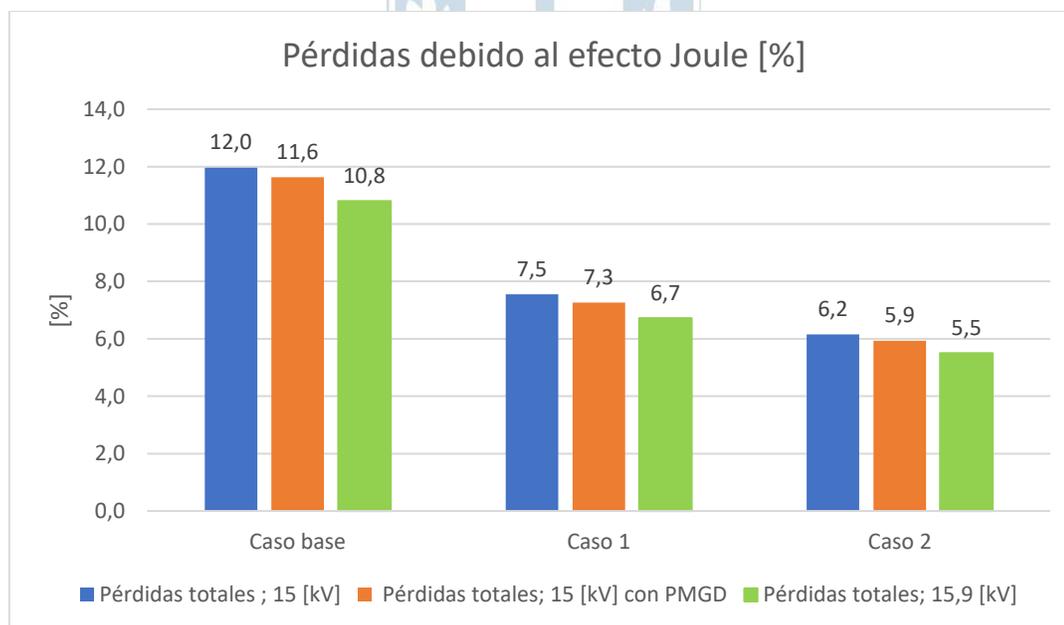


Figura 3.15 Pérdidas de potencia I^2R totales (por efecto Joule) en líneas eléctricas en %.

3.9 Cortocircuito

En esta sección se procederá a probar lo mencionado en [6], que a modo de resumen el documento indica que el aplicar una configuración enmallada dentro de los sistemas de distribución, trae como consecuencia el aumento en la magnitud de la corriente de CortoCircuito (COCI) al momento de producirse algún tipo de falla que desemboque un COCI dentro del sistema de distribución (SD) primario.

El obtener información respecto a la magnitud de la corriente de COCI ante las diferentes configuraciones que se han trabajado durante esta memoria, permitirá en primera instancia comprobar si el SD primario tal y como está es capaz de soportar este cambio de configuración, pues de no ser posible significará tener que invertir en nueva infraestructura o en el peor de los casos, no poder aplicar la configuración enmallada.

3.9.1 Parámetros usados durante la simulación

Los parámetros implementados durante la simulación del CortoCircuito (COCI) trifásico son los mostrados a continuación en la figura 3.16.

The image shows a software configuration window for a three-phase short-circuit simulation. The parameters are as follows:

- Method: IEC 60909
- Published: 2001
- Fault Type: 3-Phase Short-Circuit
- Calculate: Max. Short-Circuit Currents
- Max. Voltage Tolerance for LV-Systems: 10 %
- Short-Circuit Duration:
 - Break Time: 0,1 s
 - Used Break Time: global
 - Fault Clearing Time (lth): 1, s
- Fault Impedance:
 - Enhanced Fault Impedance Definition
 - Resistance, Rf: 0, Ohm
 - Reactance, Xf: 0, Ohm

Figura 3.16 Parámetros usados para evaluar un COCI trifásico.

Observaciones:

- Se generará un COCI trifásico porque, aunque es el menos frecuente es el que posee una mayor magnitud de corriente. Esto será útil al momento de obtener la corriente de cortocircuito de ruptura (I_b) máxima que en este caso el Desconectador Fusible (DF) deberá de ser capaz de soportar [38] y [27].
- No se encontró ninguna normativa chilena que se centrará en SD para el apartado de COCI, por lo que para ciertos aspectos se aplicará el anexo técnico: Cálculo de nivel máximo de cortocircuito [39] por parte de la Comisión Nacional de Electricidad (CNE), que a su vez se basa en la norma IEC 60909 del año 2001.
- Se está usando un voltaje prefalla (V_f) igual a 1.1 [pu] para el cálculo del COCI trifásico.

¿Por qué aumentará la corriente de COCI con la configuración enmallada?

En cuanto al aumento de magnitud de corriente de COCI que se estima verá el SD, se debe a la disminución de la magnitud de la impedancia de COCI producto del aumento de conexiones generadas al momento de enmallar la red eléctrica, al tomar la decisión de pasar de una configuración radial a una enmallada.

En base a lo antes mencionado es de esperar que ante los casos 1 y 2 los cuales son configuraciones enmalladas, sean los que generen un mayor aumento en la magnitud de la corriente de COCI, pero sobre todo el caso 2, el cual es una configuración enmallada en toda la red eléctrica perteneciente al SD. Todas estas conjeturas las podremos comprobar a través de los resultados que se obtendrán en la siguiente sección.

3.10 Resultados: Cortocircuito

En esta sección serán evaluadas las configuraciones radial y enmallada usando el Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE ante un CortoCircuito (COCI). Se realizará un COCI trifásico en determinadas barras que componen al SD primario con la finalidad de obtener la máxima corriente de COCI que deberá soportar el equipo de protección denominado Desconectador Fusible (DF) en cada sector de la red eléctrica.

Sabemos que un COCI puede ocurrir en cualquier parte de la red eléctrica, y es por eso que existen equipos de protección ubicados en puntos en concreto para aislar la zona afectada. Sin embargo, debido a la magnitud de la red eléctrica del SD primario Temuco-CGE es muy difícil el poder abarcar y comprobar el cómo afecta un COCI en cada punto de la red eléctrica y cómo actuará cada equipo de protección. Es por eso que, dando esa justificación, se revisará un número concreto de casos.

3.10.1 COCI en nodo ubicado dentro de un solo alimentador

El nodo afectado denominado como “Term-318-92943”, cuyas coordenadas son latitud/Norte $-38,737703804^\circ$ y longitud/Este $-72,629265309^\circ$, es perteneciente a la red del alimentador Inglés (color rosado) tal y como se ve en la figura 3.17. Se escogió este nodo porque cerca del mismo y dentro de la misma red eléctrica del alimentador Inglés existe un Desconectador Fusible (DF) que va a actuar en caso de que ocurra un CortoCircuito (COCI).

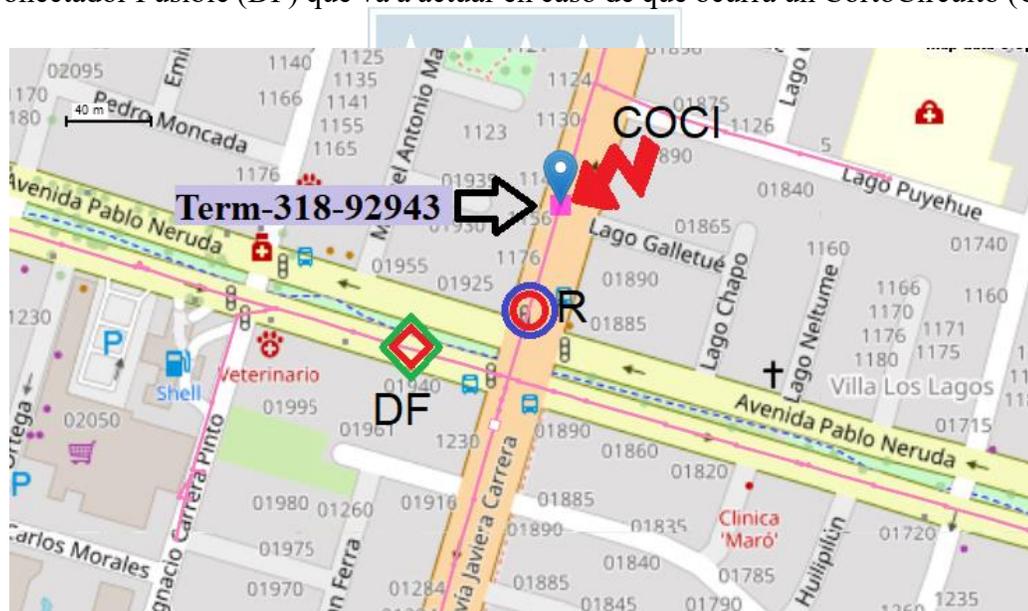


Figura 3.17 Ubicación del nodo “Term-318-92943”, del COCI 3 ϕ , del Desconectador Fusible (DF) y del Reconector (R).

En la figura 3.18 se muestran los valores de la corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k) y la corriente de cortocircuito máxima (I_p) producto de un COCI trifásico en el nodo “Term-318-92943”. Como se aprecia, existe un aumento en ambas variables I_k e I_p al pasar de una configuración radial (caso base) a una configuración enmallada dentro de la red eléctrica perteneciente a una misma S/E (caso 1). Lo mismo ocurre cuando damos el paso del

caso 1 al caso 2, siendo el caso 2 una configuración enmallada en toda la red eléctrica disponible del SD primario. Hasta el momento, se estaría cumpliendo el aumento en la magnitud de la corriente de COCI producto del cambio de configuración, como se indicó en [6].

El aumento final, al pasar del caso base al caso 2 fue de aproximadamente unas 5 veces en la I_k'' y unas 6 veces en la I_p lo cual es bastante considerando el valor original de la corriente de COCI obtenida.

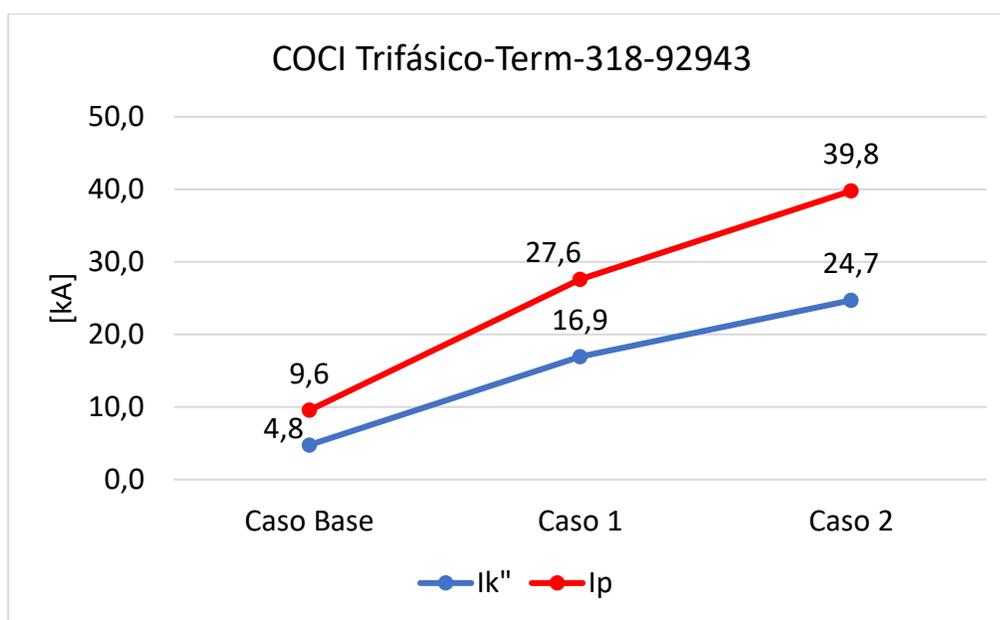


Figura 3.18 COCI trifásico en nodo “Term-318-92943”.

3.10.2 COCI en un nodo que conecta 2 redes eléctricas de diferentes S/E

El nodo afectado denominado como “Term-608-92249”, cuyas coordenadas son latitud/Norte $-38,741628811^\circ$ y longitud/Este $-72,604428073^\circ$, pertenece a la red del alimentador Uruguay (S/E Las Encinas-color café) (ver figura 3.19). El nodo se escogió debido a que este se encuentra ubicado dentro una sección de línea eléctrica que puede conectarse con la red perteneciente a O’Higgins (S/E Chivilcán-color azul) y Alemania (S/E Chivilcán-color morado), además de encontrarse en un área densamente poblada como lo es la suburbana.

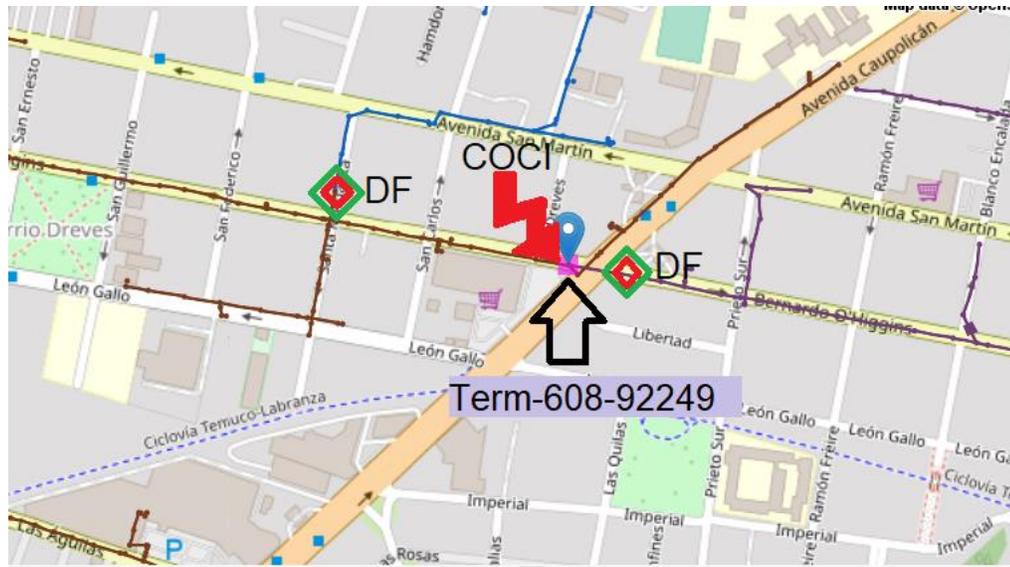


Figura 3.19 Ubicación del nodo “Term-608-92249”, del COCI 3 ϕ , del Desconectador Fusible (DF) y del Reconectador (R).

Al igual que antes, se puede apreciar en la figura 3.20 que ocurre un aumento entre el caso base y el caso 1, sin embargo, el mayor aumento de magnitud en la I_k y la I_p ocurre al realizar la conexión entre las redes pertenecientes a los alimentadores de Uruguay (S/E Las Encinas) y O’Higgins (S/E Chivilcán), es decir, el caso 2. Esto era de esperar ya que desde el punto de vista del nodo afectado estamos disminuyendo su impedancia al conectar más redes eléctricas cerca de él.

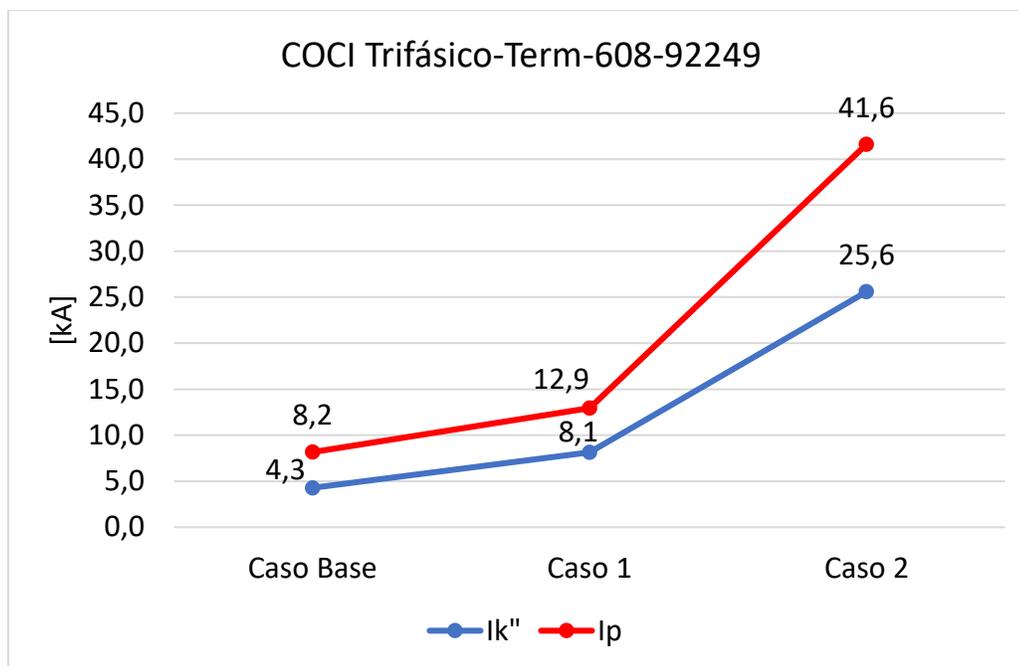


Figura 3.20 COCI trifásico en nodo Term-608-92249.

En estos 2 casos, en lo que respecta a sus resultados en si nos darían la razón, en que si cambiamos la configuración radial (caso base) del SD primario por una configuración enmallada (caso 1 y 2), va a existir un aumento de corriente de COCI.

Otro punto es que la corriente de COCI va a aumentar en función de cuanto más abarque la configuración enmallada dentro de la red eléctrica del SD primario, como se vio en los casos: base, 1 y 2 siendo este último caso el que peores consecuencias traería para el SD primario en lo que respecta a COCI.

Un problema que podemos notar es que este aumento de la corriente de COCI, depende en gran medida del nodo afectado, lo cual puede implicar en el peor de los casos un aumento de hasta 6 el valor de la I_k'' con respecto al caso base. Lo único a “favor” en este aspecto es que la I_p obtenida en ningún caso sobrepasa los $2,5 \cdot I_k''$, que es lo máximo exigido por la normativa IEC 60909.

En lo que respecta a los equipos de protección (EP) usados en los dos ejemplos, no se dispone de información respecto a sus características constructivas tales como: curvas tiempo corriente, corrientes de cortocircuito que soportan, energía térmica transferida y energía mecánica. Por lo que, como tal no se puede saber a ciencia cierta si los EP existentes a lo

largo de la red eléctrica serán o no capaces de soportar este aumento de corriente de COCI. Tampoco fue posible encontrar SD primarios de similares características para poder hacer una comparación pertinente entre los EP y determinar de esa manera si podían o no soportar el aumento de la corriente de COCI.

De lo que, si se tiene seguridad es que deben de existir equipos de protección capaces de soportar este nivel de COCI usando como base la tabla 3.16 mostrada a continuación. Considerando que nuestro SD primario tiene una tensión nominal de 15 [kV], podemos inferir que si es posible encontrar desconectores fusibles capaces de soportar este aumento en la corriente de ruptura (I_b).

Tabla 3.16 Capacidad de Ruptura Desconectores Fusibles [27]

Voltaje [kV]	I COCI, simétrico rms [kA]
4,8	125
7,2	150
14,4	132
25	80
34,5	50

En cuanto a la I_b también sería recomendable escoger uno que opere entre 1 a 3 ciclos ocurrido la falla como se indica [27] con el fin de actuar lo más rápido posible para aislar la zona en cuestión y evitar la mayor cantidad de daño.

En base a lo anterior, será necesario realizar un nuevo estudio de protecciones dentro del SD primario Temuco-CGE, con el fin de que este incorpore la información de los nuevos equipos de protección que podrían terminar siendo cambiados producto del enmallamiento. Ante esto, existe una opción la cual es planteada en [6] la cual serviría en el caso de que no se quiera reemplazar ningún equipo de protección o realizar un esquema de protección nuevo. Esta consiste en que al tener el SD operando en configuración enmallada y llegase ocurrir un COCI, el SD mediante sus equipos de maniobra lograría retomar su configuración radial original, actuando con los esquemas de protección dispuestos para esa configuración radial y de esta forma aislar el COCI. Sin embargo, este método es muy nuevo y su funcionamiento

aún no ha sido verificado del todo, pero de todas formas es una solución que se podría considerar para más a futuro.

Como se revisó en las secciones anteriores, así como se generó una disminución de la corriente que transitaba en ciertos tramos de líneas eléctricas producto de aplicar una configuración enmallada, también hubo otras que vieron aumentada su flujo de corriente. Por lo que, será necesario el verificar las secciones en donde existan reconectores, verificar si hubo un cambio en su límite de sobrecorriente y de ser así entrar a programarlo nuevamente.



Capítulo 4. Evaluación económica

4.1 Introducción general

En el siguiente capítulo se revisará como el pasar de una configuración radial a una enmallada dentro del sistema de distribución primario de la comuna de Temuco genera beneficios económicos para la empresa de distribución CGE.

En concreto el aspecto a evaluar en este caso será la cuantificación del ahorro por la reducción de pérdidas potencia I^2R y, por ende, energía que implica para la compañía distribuidora CGE el emplear una configuración enmallada en sus sistemas de distribución.

Con el fin de determinar cuánto representa en términos de monetarios el cambio de configuración, los puntos a evaluar serán comparados con los componentes del Valor Agregado a la Distribución (VAD) de CGE para el año 2020. Este es el VAD más nuevo hasta la fecha.

4.2 VAD

VAD cuyo significado es Valor Agregado a la Distribución es "un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa (de distribución) modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión en un área típica de distribución" [11]. El VAD se calcula como muestra la ecuación (4.1).

$$VAD = \frac{aVNR + AEIR + COMA + CPEyP}{kW_{coin}} \quad (4.1)$$

En donde:

VAD = Valor Agregado de Distribución de cada empresa.

$aVNR$ = Costo de las pérdidas de energía y potencia anuales del sistema de distribución.

$AEIR$ = Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución.

$COMA$ = Ajuste por efectos del impuesto a la renta.

$CPEyP$ = Costos de operación, mantenimiento y administración anuales utilizados para el sistema de distribución.

kW_{coin} = Potencia coincidente.

4.3 Precio de la energía

Cuando se trata de segmentar a los clientes finales tenemos que estos se dividen en dos grupos, uno de clientes regulados y otro de clientes libres, siendo la principal diferencia entre ambos grupos la potencia instalada que disponen, en donde:

$$\text{Clientes regulados} \leq 5000 \text{ [kW]} < \text{Clientes libres}$$

Sin embargo, si el cliente posee una potencia instalada superior a los 500 [kW] tiene la capacidad de escoger a que grupo pertenecer, si al de clientes regulados o libres. Esto último es relevante ya que de las 1933 cargas disponibles dentro del SD primario Temuco-CGE, hay un determinado número de cargas las cuales pertenecen a un mismo cliente y que en total superan la potencia instalada de los 500 [kW], por lo que no es posible determinar si pertenecen al grupo de clientes regulados o libres. Y suponiendo que pertenecen al grupo de clientes libres conlleva a no poder determinar el precio de la energía que negociaron de manera directa con la empresa distribuidora.

Entre los clientes finales que no se puede asegurar si pertenecen al grupo de clientes libres o al de clientes regulados se encuentran los listados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Clientes finales que pueden entrar en la categoría de ser clientes libres o regulados.

Posibles clientes libres/regulados	Potencia instalada [kW]
Embotelladora Coca Cola Temuco	890
Universidad de la Frontera	1.776
Universidad Católica Temuco	512
Frigorífico Temuco	1.042
Rosen (Industria)	583
Casino Dreams Araucanía	1.196
Portal Temuco (Mall)	1.564
Maltexo (Industria)	1.060
Sodimac Temuco	774

En cuanto al resto de cargas su potencia instalada es inferior a 500 [kW] por lo que los clientes asociados a la misma pertenecen al grupo de clientes regulados y, por ende, se les puede asociar un precio nudo promedio. Este será mostrado en la siguiente sección.

4.3.1 Precio de la energía para clientes regulados

A partir del documento: **Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional**, [40], se empleará el valor del precio de la energía (P_e) licitado por la concesionaria distribuida CGE a partir de enero del año 2023 y que posteriormente traspasará a los clientes regulados de la comuna de Temuco. El precio de la energía para clientes regulados tiene un valor de 85,589 [\$/kWh].

4.3.2 Perfil de la demanda

Sabemos que la demanda de potencia dentro de una ciudad no es constante ya que depende de la hora del día, así como la estación del año por lo que, para complementar esta sección a las cargas disponibles dentro de la comuna de Temuco, se les asociará un perfil de demanda en función del sector al que pertenezcan, es decir: residencial, comercial e industrial.

Como tal no fue posible encontrar el perfil de demanda exacto de la comuna de Temuco, sin embargo, a partir de [41] se logró obtener el perfil de demanda de la zona sur del país como se muestra en la figura 4.1. Esta principalmente muestra los perfiles de demanda obtenidos para los sectores residencial (curva azul) y comercial (curvas naranja, amarilla y gris) durante las cuatro estaciones del año. Como existen múltiples curvas que representan el sector comercial, se decidió optar por la demanda de la curva de color gris, ya que su mayor consumo se registra en las horas donde hay sol que es cuando el comercio está abierto, y disminuye en los horarios de noche y madrugada, es decir, en los momentos de cierre del local.

Para el caso de las cargas del sector industrial, como estas se encuentran produciendo de manera constante, se les asociará un perfil de demanda constante, operando siempre en 1.0 [pu].

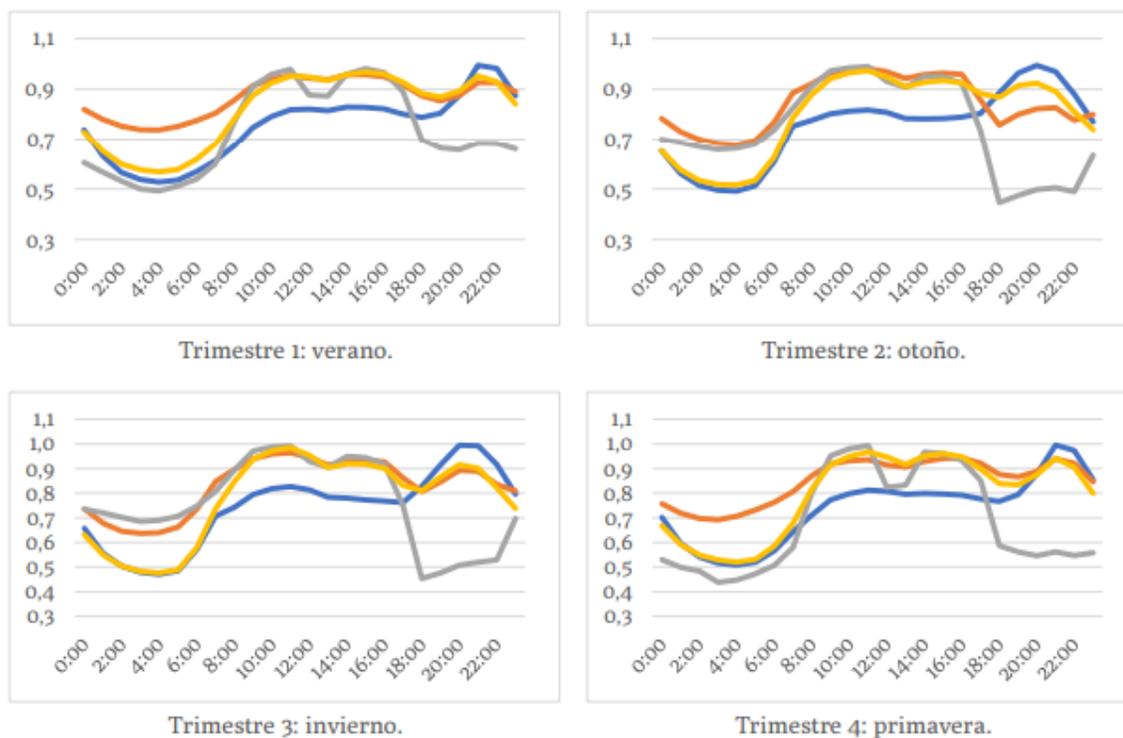


Figura 4.1 Perfil de demanda del sector residencial (curva azul) y comercial (Curvas naranja, amarilla y gris) [41].

4.4 Resultados: Evaluación económica

El procedimiento para determinar el costo de las pérdidas será el siguiente. Se tomará el total de pérdidas de energía de los clientes regulados para cada una de las estaciones del año, considerando un rango horario de 24 horas, para cada uno de los casos mencionados en **2.6.3 Casos de estudio**, tensión de alimentación y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) tal y como se muestra en las tablas 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5.

Tabla 4.2 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-
CGE, verano.

Tensión de alimentación	Pérdidas de energía producto de clientes regulados [GWh]-Verano		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	32,4576	19,5552	15,7248
15[kV] con PMGD	31,4496	18,7488	15,12
15,9 [kV]	30,0384	17,9424	14,5152

Tabla 4.3 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-
CGE, otoño.

Tensión de alimentación	Pérdidas de energía producto de clientes regulados [GWh]-Otoño		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	33,6168	20,2536	16,2864
15[kV] con PMGD	32,5728	19,4184	15,66
15,9 [kV]	31,1112	18,5832	15,0336

Tabla 4.4 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-
CGE, invierno.

Tensión de alimentación	Pérdidas de energía producto de clientes regulados [GWh]-Invierno		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	34,776	20,952	16,848
15[kV] con PMGD	33,696	20,088	16,2
15,9 [kV]	32,184	19,224	15,552

Tabla 4.5 Pérdidas de energía asociadas a clientes regulados del SD primario Temuco-
CGE, primavera.

Tensión de alimentación	Pérdidas de energía producto de clientes regulados [GWh]-Primavera		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	30,1392	18,1584	14,6016
15[kV] con PMGD	29,2032	17,4096	14,04
15,9 [kV]	27,8928	16,6608	13,4784

Posteriormente se sumarán las pérdidas de cada uno de los casos y estaciones con el fin de obtener las pérdidas de energía producto de las pérdidas de potencia I^2R producidas dentro de un año para el Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE asociadas a clientes regulados, bajo los diferentes casos de enmallamiento, aumento de tensión del alimentador y PMGD como muestra la figura 4.2. Como es de suponer el caso base, el cual es la configuración radial con la que venía el SD primario fue el caso que mayores pérdidas de energía presenta y que se lograrían reducir si cambiamos de configuración, implementamos PMGD o aumentamos la tensión de alimentación. Las pérdidas de energía fueron dejadas en [GWh] con el fin de que fuera más fácil compararlas más adelante con el Valor Agregado a la Distribución (VAD).

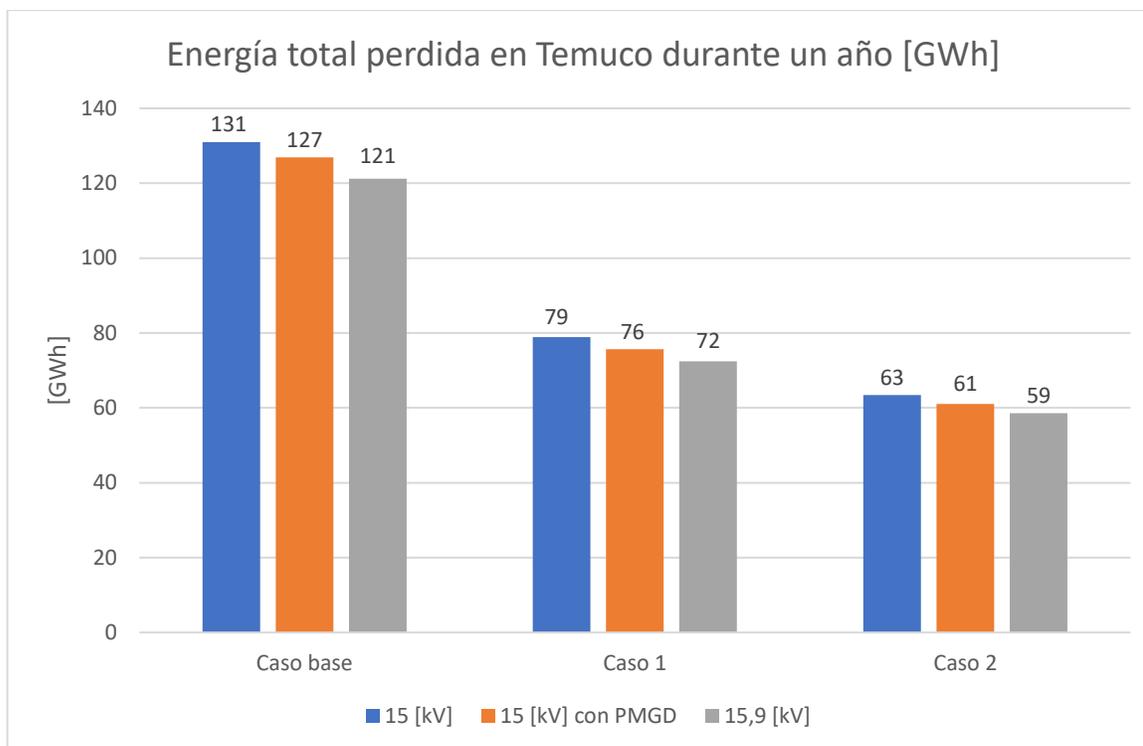


Figura 4.2 Pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE [GWh].

Posteriormente al resultado obtenido en la figura anterior se le multiplicó por el precio de la energía (P_e) para determinar la cantidad de dinero que se está perdiendo al permanecer bajo una configuración radial (caso base) y cuanto se podría ahorrar si se cambia de configuración a una enmallada (caso 1 y 2). La unidad de medida de los costos en este caso es pesos chilenos [\$].

$$Costos_{pérdidas\ energía}[\$] = Pérdidas_{energía}[GWh] * P_e \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad (4.2)$$

La figura 4.3 muestra los costos en pesos chilenos [\$] de las pérdidas de energías técnicas dentro del SD primario Temuco-CGE durante un año, bajo los diferentes casos de enmallamiento, aumento de tensión del alimentador e inclusión de PMGD.

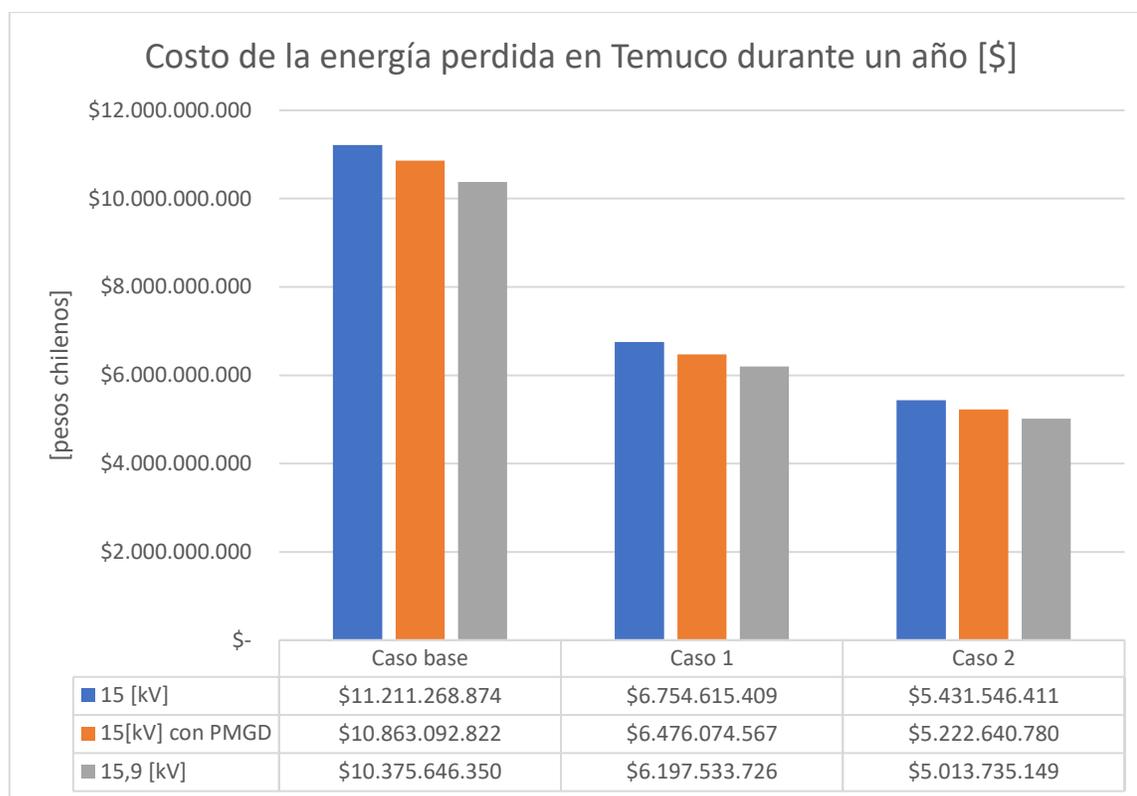


Figura 4.3 Costos de las pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE en pesos chilenos [\\$].

En la figura 4.4 se representa en porcentaje el costo asociado a las pérdidas de energía que fue mostrado en la figura anterior. Hasta el momento podemos notar claramente que el caso 2, en cualquiera de los 3 niveles de tensión usados, será el caso que genere menores pérdidas monetarias para el SD primario. En este sentido, todo esto era de esperar pensando en que los valores de pérdidas I^2R obtuvieron su menor valor al emplear el caso 2, al momento de ser evaluado en la sección anterior.

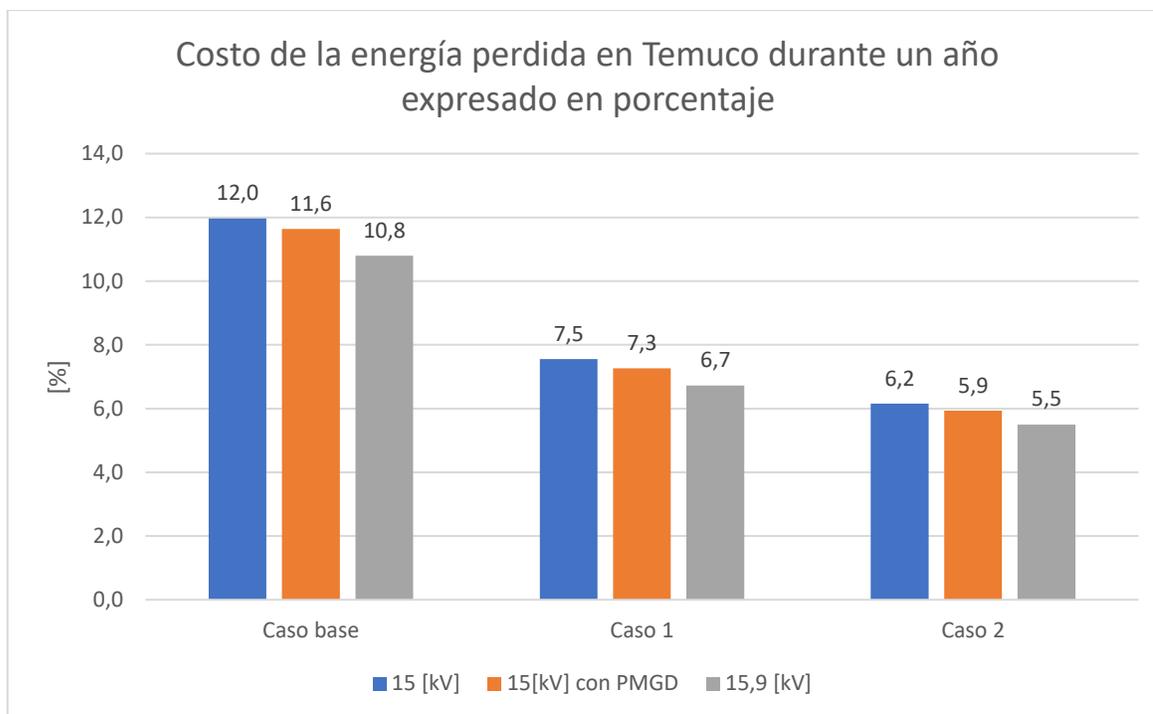


Figura 4.4 Costos de las pérdidas de energía producidas durante un año asociadas a clientes regulados del SD primario de Temuco-CGE expresado en porcentaje.

Se cuantificó cuánto sería el ahorro asociado al restar el caso base con el caso 1 y el caso base con el caso 2 para cada tensión de alimentación y PMGD tomando en cuenta los resultados de la figura anterior. Esto resultó en los datos que aparecen disponibles en la figura 4.5. El mayor ahorro se produjo al momento al realizar la resta entre el caso base y el caso 2, principalmente cuando se opera a una tensión de alimentación de 15 [kV] sin PMGD (barra azul), con un total de 5.779.772.463 [\$] o lo equivalente a un 5,8% como muestra la figura 4.6. Esto producto a que este escenario es el que presentaba mayores pérdidas para el SD primario. Mientras que para los otros escenarios (15 [kV] con PMGD y 15,9 [kV]) el ahorro en porcentaje fue menor, pero porque las pérdidas de energía que presentaban y por consecuencia en dinero eran de una menor magnitud.



Figura 4.5 Ahorro con respecto al caso base expresado en pesos chilenos [\\$].

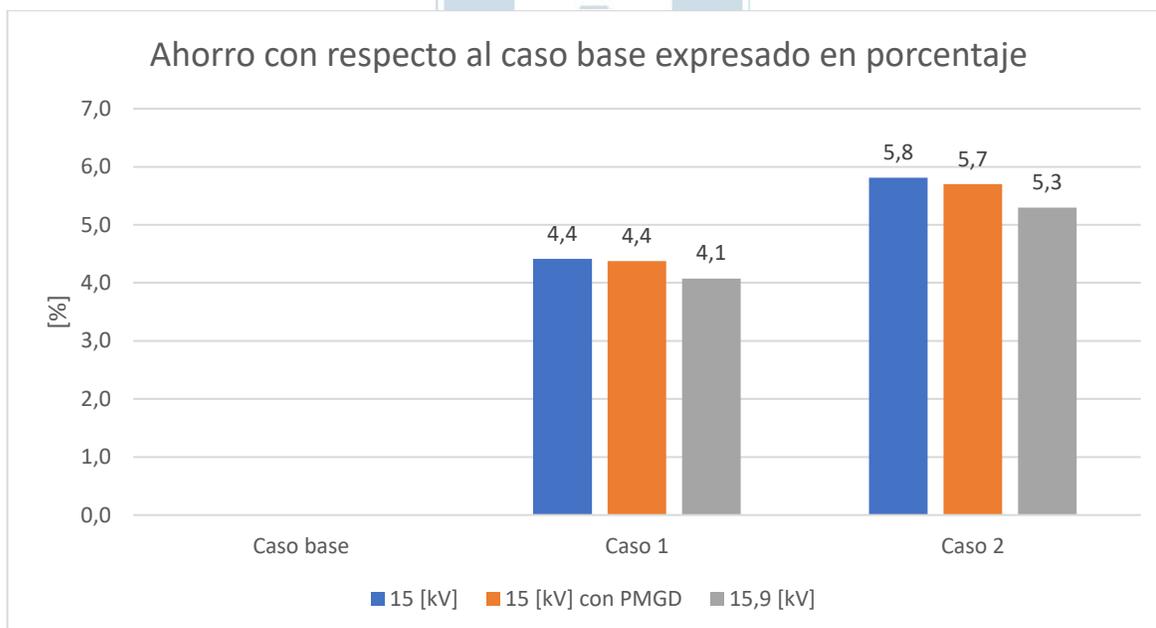


Figura 4.6 Ahorro con respecto al caso base expresado en porcentaje [%].

4.4.1 Comparación con el VAD

Con el fin de determinar cuánto será el impacto de este ahorro de energía y tener una referencia al respecto, se comparará el resultado obtenido con las pérdidas de energía totales para clientes regulados simuladas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la compañía distribuidora CGE las cuales son parte del cálculo para determinar el Valor Agregado a la Distribución (VAD), tal y como se muestra en la tabla 4.6. Cabe aclarar que la CNE determina estas pérdidas en base a la suma de la totalidad de sistemas de distribución primarios y secundarios pertenecientes a la compañía distribuidora, considerando pérdidas técnicas, es decir, pérdidas producto del efecto Joule en líneas eléctricas y transformadores, y pérdidas no técnicas, es decir, pérdidas producto de hurto y mala facturación.

Tabla 4.6 Costos de las pérdidas de energía de la compañía distribuidora CGE [MM\$] simuladas para la obtención del VAD CNE 2020 [42].

Año 2020			COSTOS DE PÉRDIDAS [MM\$]				Perdidas Simuladas		
			Código empresa	Nombre empresa	Monómico (\$/kWh)	CR	CL	CP	Total
6	Chilquinta	79,30	27.415	1	0	27.416	346	27.416	11,75%
9	Litoral	84,49	1.704	-8	0	1.696	20	1.696	16,23%
10	Enel Distribución	71,39	55.935	-24.185	3.323	35.073	491	35.073	3,64%
12	EEC	70,75	681	0	-332	349	5	349	4,15%
18	CGE	76,49	135.806	1.080	-2.019	134.867	1.763	134.867	10,63%
21	Coopelan	71,95	1.201	0	42	1.243	17	1.243	13,51%

En lo referente a la tabla las siguientes abreviaciones y definiciones significan:

- Monómico: Es el total de los costos de la compra energía y potencia dividido en la energía total comprada todo esto asociado a los clientes pertenecientes a la empresa distribuidora
- CR: Cliente Regulado
- CL: Cliente Libre
- CP: Pertenece al grupo de clientes, más no se especifica sus siglas
- MM\$: Millones de pesos chilenos

Ahora procederemos a calcular a cuánto porcentaje equivale el ahorro obtenido en las figuras anteriores con respecto al valor del VAD antes mostrado para la compañía

distribuidora CGE. Partiremos con el procedimiento que emplea la CNE para la cuantificación de los costos por pérdidas de energía, los cuales consta de los siguientes pasos:

1. Primero se determina cuánta fue la energía total comprada por todos los clientes regulados pertenecientes a la distribuidora.
2. Después se calcula cuánto fue el costo incurrido por la compra de energía y potencia por parte de la distribuidora.
3. Posteriormente se determina cuánta energía vendió la compañía distribuidora entre los grupos de clientes regulados.
4. Se resta la energía comprada (paso 1) menos la energía vendida (paso 3) para obtener las pérdidas dentro de los clientes regulados.
5. Se obtiene el valor en [MMS] denominado monómico, el cual es la división entre los costos totales de la compra de energía (paso 2) y el total de energía comprada (paso 1).
6. Por último, se determina el costo de las pérdidas de energía al multiplicar el total de pérdidas de energía (paso 4) con el monómico (paso 5) y de esta manera cuantificar el costo de la energía perdida.

La tabla 4.7 representa el VAD de la compañía distribuidora CGE al cual se le restó el ahorro obtenido en la figura 4.6 producto del cambio de configuración, implementación de PMGD o aumento de la tensión de alimentación.

Tabla 4.7 Ahorro generado en pesos chilenos para la compañía distribuidora CGE.

Tensión de alimentación	Cuantificación de todas las pérdidas energía y su disminución en pesos chilenos [\$]		
	Caso base	Caso 1	Caso 2
15 [kV]	134.867.000.000	130.410.346.534	129.087.277.537
15[kV] con PMGD	134.867.000.000	130.479.981.745	129.226.547.958
15,9 [kV]	134.867.000.000	130.688.887.376	129.505.088.799

La figura 4.7 muestra el porcentaje equivalente del ahorro de energía generado basándonos en la tabla anteriormente calculada. Como se aprecia lo máximo obtenido fue de un 4,29 % por lo que si habrá un ahorro dentro VAD producto del enmallamiento. Además,

que hay que tener en cuenta que la CNE determina las pérdidas de energía considerando pérdidas tanto técnicas como no técnicas dentro de todos los SD primarios y secundarios pertenecientes a cada compañía distribuidora.

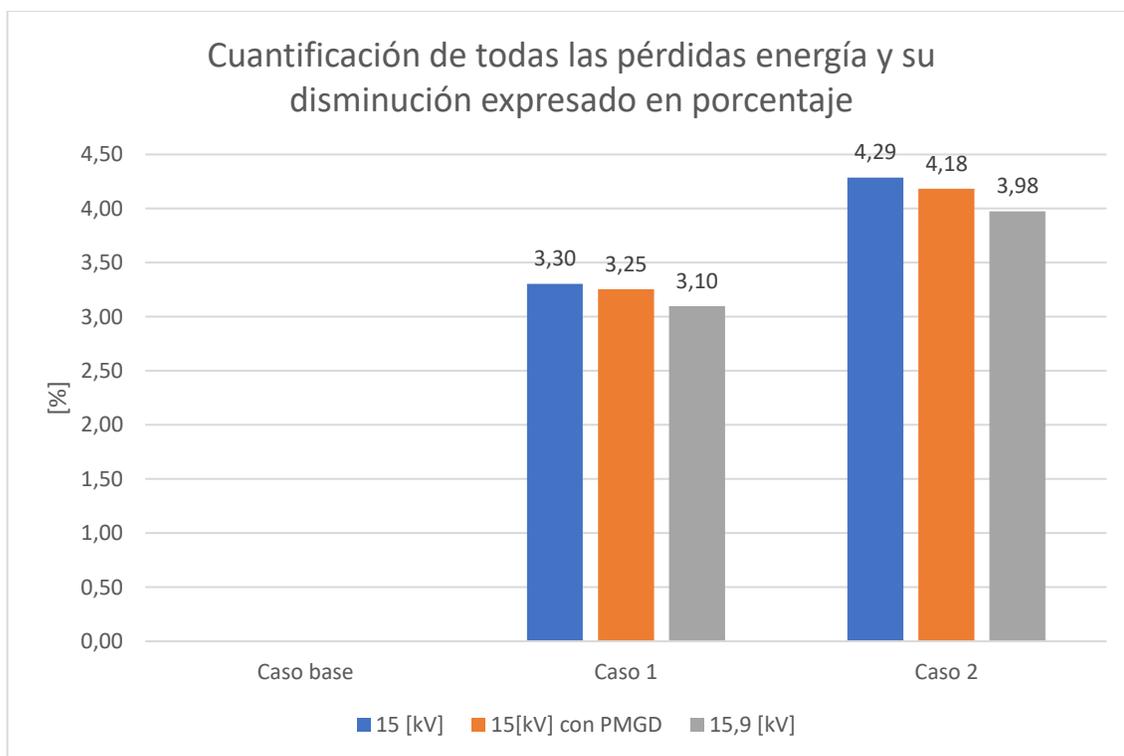


Figura 4.7 Porcentaje del ahorro de energía generado durante el periodo de un año.

Capítulo 5. Resumen de cualidades

5.1 Introducción general

El siguiente capítulo tiene por finalidad el establecer que configuración es pertinente emplear en cada caso de estudio de los establecidos en la sección **2.6.3 Casos de estudio**, esto mediante todos los resultados obtenidos en los capítulos anteriores. Todo esto tiene la finalidad de poder determinar finalmente, si es factible aplicar la configuración enmallada dentro del Sistema de Distribución (SD) primario Temuco-CGE y en los sistemas de distribución primarios en general o es mejor permanecer bajo una configuración radial.

5.2 Resultados

La tabla 5.1 contiene los resultados de cada una de las pruebas realizadas en sus respectivas secciones, tanto técnicas como económicas. Recordar que:

- **Caso base:** Es la configuración radial implementada en la red eléctrica del SD primario en donde cada alimentador existente alimenta su propia red eléctrica.
- **Caso 1:** Es una configuración enmallada dentro de la red eléctrica del SD primario perteneciente a una misma subestación (S/E), realizada mediante la operación de Equipos de Maniobra (EM) y Equipos de Protección (EP), y evitando el enmallamiento con las redes eléctricas pertenecientes a otras subestaciones.
- **Caso 2:** Es una configuración enmallada en toda la red eléctrica del SD primario disponible mediante la operación de todos los EM y EP existentes.

Tabla 5.1 Resumen final de lo evaluado en esta memoria.

Evaluación	Tópico	Caso Optimo	Motivo
Técnica	Regulación de tensión	Caso 2	Presenta la menor cantidad de cargas fuera del mínimo requerido, pero aun así requiere de otros métodos diferentes al cambio de configuración para que todas las cargas cumplan en lo referente a regulación de tensión.
	Demanda de potencia y pérdidas de potencia I^2R	Caso 2	Mientras más se enmalle el SD primario se verá un aumento de la demanda de potencia activa, pero con la ventaja que las pérdidas I^2R se verán reducidas de manera significativa.
	Corriente de cortocircuito	Caso base	Mientras mayor sea el grado de enmallamiento mayor será la corriente de cortocircuito. Lo que implicará en tener que hacer un nuevo estudio de coordinación de protecciones y verificar los equipos de protección.
Económica	Cuantificación de costos por pérdidas de energía I^2R	Caso 2	El mayor ahorro de energía se produce al momento de aplicar una configuración enmallada dentro del sistema de distribución. Esto impactará de manera directa a los costos asociados a la empresa distribuidora y a los cálculos determinados por la CNE.

En síntesis y finalmente podemos concluir que:

- El caso que más veces generó beneficios al SD primario fue el **caso 2** presentando mejores resultados en 3 de los 4 tópicos evaluados siendo estos: regulación de tensión, demanda de potencia activa y pérdidas de potencia I^2R , y cuantificación de costos por pérdidas de energía. Por tanto, podría ser considerado como el caso más beneficioso por sobre los otros casos evaluados.

- El **caso 1** puede ser considerada como una segunda opción en caso de que no se quiera o no se pueda realizar la unión entre redes eléctricas pertenecientes a diferentes subestaciones.
- El caso **base** únicamente presentó beneficios durante la evaluación de corriente de COCI. Por tanto, podría considerarse como la configuración que ofrece menos beneficios en comparación a la configuración enmallada antes las pruebas realizadas.



Capítulo 6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

En función de cuanto abarque la configuración enmallada dentro de la red eléctrica, es decir, si fue entre redes pertenecientes a alimentadores de una misma subestación (S/E) como ocurre en el caso 1 o entre redes eléctricas de diferentes subestaciones como ocurre en el caso 2. Existirá una mejora en diferentes aspectos técnicos y económicos que beneficiarán al Sistema de Distribución (SD) primario.

En lo que respecta a regulación de tensión, la configuración enmallada (casos 1 y 2) reduce las caídas de tensión de la red eléctrica, lo que mejora de manera pasiva la tensión de suministro de las cargas pertenecientes al SD primario. Sin embargo, esta mejora no es suficiente para algunas de las cargas, por lo que de igual manera es recomendable el aumentar la tensión de alimentación o implementar Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en puntos en específicos de la red eléctrica.

El emplear una configuración enmallada dentro del SD primario por si sola logra generar una reducción en las pérdidas de potencia I^2R , las cuales disminuirán aún más si dentro de la red eléctrica se introducen PMGD.

El inconveniente que genera ir enmallando el SD primario, es el aumento gradual de las corrientes de cortocircuito. Esto implica, que será necesario reevaluar los aspectos relacionados al área protecciones dentro del SD primario correspondiente, si es que finalmente se decide implementar una configuración enmallada. Hay que aclarar que este fue el único tópico en el que la configuración radial dio mejores resultados, que la configuración enmallada.

En el apartado económico, el cambiar de configuración implica un ahorro de energía para la compañía distribuidora. Este apartado es uno de lo que mayores incentivos que tendría la compañía distribuidora para considerar el cambio de configuración.

En síntesis, la configuración enmallada si es viable de implementar dentro de los sistemas de distribución primarios. Además, que supera a la configuración radial en la mayoría de las evaluaciones técnicas y economías realizadas.

Bibliografía

- [1] K. Prakash, A. Lallu, F. R. Islam and K. A. Mamun, "Review of Power System Distribution Network Architecture," 2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE), Nadi, Fiji, 2016, pp. 124-130.
- [2] Gonen, T., Electric Power Distribution System Engineering, 3rd ed., CRC Press, 2014.
- [3] García Santander, Luis. (2022). Análisis de Sistemas Eléctricos de Distribución en Condiciones de Falla. Departamento de Ingeniería, Universidad de Concepción.
- [4] Cruz, Marco & Fitiwi, Desta & Santos, Sérgio & Mariano, Silvio & Catalão, João. (2018). Prospects of a Meshed Electrical Distribution System Featuring Large-Scale Variable Renewable Power. Energies. Y. Al-Mahroqi, I.A. Metwally, A. Al-Hinai, and A. Al-Badi. (2012). "Reduction of Power Losses in Distribution Systems".
- [5] Y. Al-Mahroqi, I.A. Metwally, A. Al-Hinai, and A. Al-Badi. (2012). Reduction of Power Losses in Distribution Systems [5].
- [6] M. Kerzel, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, D. Wolter and C. Schacherer. (2021). Effects of static and dynamically meshed topologies on short-circuit currents and the reliability of medium voltage grids, CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021.
- [7] Wolter, Daniel & Zdrallek, Markus & Stötzel, Marcus & Schacherer, Christian & Mladenovic, I. & Biller, Martin. (2017). Impact of meshed grid topologies on distribution grid planning and operation. CIRED - Open Access Proceedings Journal. 2017.
- [8] Adriel Pérez Tellez. (2017). Modelling aggregate loads in power systems. Tesis de Magister. Escuela de Ingeniería Eléctrica, KTH Royal Institute of Technology.
- [9] Comisión nacional de energía, (2021). Informe preliminar de previsión de demanda 2021-2041: Sistema eléctrico nacional y sistemas medianos. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/Informe-PreliminarPrevision-de-Demanda2021-2041.pdf>.
- [10] Comisión nacional de energía. (2019). Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, Capítulo 3.

- <https://www.cne.cl/wpcontent/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemasde-Distribuci%C3%B3n.pdf>. [10].
- [11] Comisión nacional de energía. (2020). Metodología y definición de las Áreas Típicas de distribución (2020-2024). <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2020-2024-y-servicios-asociados/>.
- [12] Short, Tom. Electric Power Distribution Handbook, CRC Press, 2004.
- [13] Morán Tamayo, Luis. (2020). Apuntes de Protecciones Eléctricas. Departamento de Ingeniería, Universidad de Concepción.
- [14] Aman, Muhammad & Jasmon, Ghauth & Mokhlis, Hazlie & Bakar, Ab. (2016). Optimum Tie Switches Allocation and DG Placement Based On Maximization of System Loadability Using Discrete Artificial Bee Colony (DABC) Algorithm. IET Generation, Transmission & Distribution. 10. 10.1049/iet-gtd.2015.0303.
- [15] <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/subestaciones>.
- [16] Comisión nacional de energía. (2022). Compendio Cartográfico Proyectos e Instalaciones de generación eléctrica en Chile.
- [17] Chelech González, Omar Aníbal,(2018), Desarrollo, diseño y evaluación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) Fotovoltaica y su impacto en la red eléctrica según el marco regulatorio vigente.
- [18] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>
- [19] <https://es.weatherspark.com/y/25123/Clima-promedio-en-Temuco-Chile-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [20] R. J. Albuquerque. (2021). Micro-PMU-based Voltage Drop Assessment for Improving Voltage Regulation in Primary Radial Distribution Feeders, 2021 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT49243.2021.9372245.
- [21] Smart Buildings, Loads, and Customer Systems Committee. (2022). IEEE Guide for Load Modeling and Simulations for Power Systems, in IEEE Std 2781-2022, vol., no., pp.1-88, 30 Sept. 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9905546.
- [22] J. V. Milanovic, K. Yamashita, S. Martínez Villanueva, S. Ž. Djokic and L. M. Korunović, (2012). International Industry Practice on Power System Load Modeling,

- in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3038-3046, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2231969.
- [23] <https://vaventura.com/divulgacion/geografia/espacio-urbano-analisis-general>.
- [24] S. S. Dhruvanth, K. S. Reddy, P. S. Sai, R. k. Gatla, P. Sridhar and T. R. Babu. (2022). Power Factor Correction: Its Importance and Improvements, 2022 International Conference on Augmented Intelligence and Sustainable Systems (ICAISS), Trichy, India, 2022, pp. 1293-1297, doi: 10.1109/ICAISS55157.2022.10011116.
- [25] S. Kumar, C. K. Faizan ur Rehman, S. A. Shaikh and A. A. Sahito, (2018). Voltage improvement and power loss reduction through capacitors in utility network, 2018 International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICOMET.2018.8346426.
- [26] N. Wight, S. Alahakoon and P. Pledger. (2015). Voltage drop and unbalance compensation in long distance medium voltage distribution lines a feasibility study, 2015 IEEE 10th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Peradeniya, Sri Lanka, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICIINFS.2015.7398976.
- [27] R. J. Albuquerque. (2021). Micro-PMU-based Voltage Drop Assessment for Improving Voltage Regulation in Primary Radial Distribution Feeders, 2021 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT49243.2021.9372245.
- [28] Min Guo, Qingren Jina, Zhiyang Yaob and Weidong Chenc. (2020). Analysis on the Reason of Low Voltage Problem and the Effectiveness of Voltage Regulation in a Distribution Area. Electric Power Research Institute of Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning, Guangxi of China.
- [29] Nadarajah, Mithulananthan & Salama, M.M.A. & Canizares, C.A. & Reeve, J.. (2000). Distribution System Voltage Regulation and Var Compensation for Different Static Load Models. International Journal of Electrical Engineering Education. 37. 10.7227/IJEEE.37.4.8.
- [30] Safdarian, Amir, Degefa, Merkebu, Fotuhi-Firuzabad, Mahmoud & Lehtonen, Matti. (2015). Benefits of Real-Time Monitoring to Distribution Systems: Dynamic Thermal Rating. IEEE Transactions on Smart Grid. 6. 10.1109/TSG.2015.2393366.

- [31] <https://regiones.ine.cl/araucania/prensa/411-1-aument%C3%B3-laument%C3%B3-el-agua-ca%C3%ADda-en-la-ciudad-de-angol-el-segundo-semester-de-2022#:~:text=En%20otro%20plano%2C%20la%20temperatura,al%20mismo%20per%C3%ADodo%20de%202021.>
- [32] Santos, Rita da Costa. (2017). Analysis of losses in the electrical distribution network of the IST ' s Alameda campus, and definition of strategies for its reduction.
- [33] Mohsin Mahmood, Om Shivam, Pankaj Kumar, Gopal Krishnan, (2014), Real Time Study on Technical Losses in Distribution System, Department of EEE, Sri Sairam Engineering College, West Tambaram, Chennai.
- [34] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- [35] <https://www.publicpower.org/blog/refresher-reducing-distribution-system-loss>
- [36] <https://regiones.ine.cl/documentos/default-source/region-ix/estadisticas/generacion-y-distribucion-de-energia-electrica/boletines/2022/generaci%C3%B3n-y-distribuci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica-enero-2022.pdf>
- [37] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- [38] Aung Zaw Latt. (2019). Short Circuit Analysis of 33/11/0.4 kV Distribution System Using ETAP. Department of Electrical Power Engineering, Technological University (Maubin), Maubin, Myanmar.
- [39] Comisión nacional de energía. (2019). Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/C%C3%81LCULO-DE-NIVEL-M%C3%81XIMO-DE-CORTOCIRCUITO.pdf>.
- [40] Comisión Nacional de Electricidad (CNE). (2023). Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional.
- [41] Matías Ramiro Rojas Aravena. (2019). Elaboración de perfiles de demanda a nivel de distribución para efectos de consideración en planificación energética a largo plazo. Memoria de título, Departamento de ingeniería eléctrica, Universidad de Chile.
- [42] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2020-2024-y-servicios-asociados/>

[43] <https://atersa.shop/como-saber-que-tamano-de-panel-solar-escoger/#:~:text=Entre%20los%20tama%C3%B1os%20m%C3%A1s%20habituales,los%20350%20y%20490%20W.>

