UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

DEPARTAMENTO
DE INGENIERIA
ELÉCTRICA

Memoria de titulación
para optar el título de Ingeniero Electricista

Modelo computacional del sistema eléctrico de Puerto Natales para evaluación de pérdidas, análisis económico y proyección de carga para el año 2026.

Autor : Fernando Barrientos Soto
Profesor patrocinante : Esteban Gil Sagas

Valparaíso - Chile
1 de diciembre de 2025

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): X Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Modelo computacional del sistema eléctrico de Puerto Natales para evaluación de pérdidas, análisis económico y proyección de carga para el año 2026.

Nombre del candidato(a): Fernando Cristóbal Nicolas Barrientos Soto

Carrera / Grado: Ingeniero Electricista

Campus: Casa Central **Departamento:** Departamento Electrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Esteban Manuel Gil Sagás, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

X El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

_____

_____

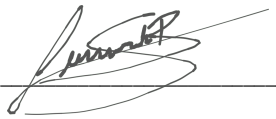
_____

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 3/12/2025 **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 25/11/2025 **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

Quiero agradecer a todas las personas que me acompañaron en este camino, aportando con su apoyo, cariño y motivación para llegar hasta esta meta.

Agradezco profundamente a mis padres, Hugo y Miriam, por su amor incondicional, su apoyo constante y por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo y la perseverancia. Extiendo también este reconocimiento a mi hermano, Víctor, por su compañía, aliento y cariño a lo largo de este proceso.

A mis amigos Lucas, Nicolás, Fernanda, Matías, Jorge, Cristian y Alfonso, gracias por compartir cada desafío, logro y momento de alegría. Su apoyo y compañía hicieron de esta etapa una experiencia inolvidable. A mis amigos mecánicos, Valentina, Cristóbal, Joaquín, Ilan, Tomás, Javier y Andrés, gracias por su cercanía y por acompañarme fuera del ámbito académico con la misma energía y amistad de siempre.

Agradezco sinceramente a EDELMAG por darme la oportunidad de desarrollar esta memoria junto a ellos. Su disposición y colaboración fueron fundamentales para concretar este trabajo.

Finalmente, extiendo mis agradecimientos al profesor Esteban Gil, al proyecto ANID-Basal CIA250006 (AC3E) y al proyecto Fondecyt 1231892, por su contribución a la realización de este trabajo.

Resumen

El presente estudio tiene por objetivo analizar, modelar y evaluar, desde una perspectiva técnica y económica, el sistema eléctrico de distribución de la ciudad de **Puerto Natales**, considerando el incremento de demanda asociado al crecimiento industrial proyectado hacia el año **2026**. Para ello, se construyó un modelo detallado de la red en formato `DGS`, formato nativo del software **PowerFactory** que permite importar y simular redes eléctricas completas. Dicho archivo se obtuvo a partir de la información georreferenciada y de los parámetros eléctricos contenidos en un archivo `.kmz`, los cuales fueron extraídos a planillas `Excel` y posteriormente reorganizados en un `Excel` con estructura `DGS` mediante un código desarrollado en **Python**. Este proceso permitió generar un modelo reproducible y coherente con la configuración real del sistema, habilitando su análisis operativo y técnico dentro de **PowerFactory**.

Los resultados del diagnóstico técnico evidencian que los alimentadores **A5** y **A6**, que abastecen los principales polos industriales, concentran la mayor proporción de pérdidas técnicas y operan con márgenes reducidos de corriente y tensión frente a escenarios de mayor demanda. Se analizaron dos estrategias: (i) la **reconductorización selectiva** de tramos críticos, y (ii) la creación de **nuevos alimentadores dedicados A7 (Australis)** y **A8 (AquaChile)**. Además, se evaluó la **extensión del alimentador A2** para suministrar energía a la **Planta Hollemberg**.

Las simulaciones realizadas en **PowerFactory** demostraron que la reconductorización con conductor **AL XLPE reforzado 185 mm^2** reduce las pérdidas técnicas en un **50 %**, mientras que el uso de **300 mm^2** incrementa la eficiencia hasta un **68 %**, aunque con un sobrecosto no justificable. En paralelo, la implementación de los nuevos alimentadores A7 y A8 permite **descargar** los troncales A5–A6 en más de un 50 %, mejorando la calidad de servicio y la confiabilidad global del sistema.

Desde la perspectiva económica, los análisis de **CAPEX** y ahorro energético muestran que el *payback* por pérdidas evitadas supera la vida útil de los activos, por lo que la decisión de inversión debe sustentarse en criterios de **robustez, continuidad y expansión futura**. En conjunto, se propone una modernización gradual que combine **refuerzos selectivos**, **nuevos alimentadores** y **digitalización operativa**, asegurando una red más confiable, eficiente y sostenible para la región de Magallanes.

Abstract

This study aims to analyze, model, and evaluate, from a technical and economic perspective, the electrical distribution system of **Puerto Natales**, considering the projected industrial demand growth toward **2026**. For this purpose, a detailed network model was built in `DGS` format, which is the native import format of the **PowerFactory** software for complete electrical networks. The `DGS` file was generated from georeferenced data and electrical parameters contained in a `.kmz` file. This information was extracted into `Excel` spreadsheets and subsequently reorganized into a `DGS`-structured `Excel` file using a **Python** script. This process enabled the creation of a reproducible model consistent with the actual system configuration, allowing for detailed operational and technical analysis within

The technical diagnosis showed that feeders **A5** and **A6**, supplying the main industrial zones, concentrate most of the technical losses and operate with reduced current and voltage margins under high-demand scenarios. Two strategies were analyzed: (i) **selective reconductoring** of critical sections, and (ii) the implementation of **new dedicated feeders A7 (Australis)** and **A8 (AquaChile)**. In addition, the **extension of feeder A2** was evaluated to supply the **Hollemberg Fish Plant**.

Simulations carried out in **PowerFactory** revealed that reconductoring with **AL XLPE 185 mm^2** conductors reduces technical losses by approximately **50 %**, while the **300 mm^2** option increases efficiency up to **68 %**, though with an unjustified cost increase. Meanwhile, new feeders A7 and A8 achieve over **50 % load relief** on A5–A6, improving service quality and overall reliability.

From an economic perspective, **CAPEX** and energy savings analyses indicate that the simple *payback* for avoided losses largely exceeds the asset lifetime. Therefore, investment decisions should be guided by **operational robustness, service continuity, and future expansion capacity**. Overall, a gradual modernization plan combining **selective reinforcements**, **new industrial feeders**, and **operational digitalization** is proposed to ensure a more reliable, efficient, and sustainable network for the Magallanes region.

Índice general

1 Introducción 2
1.1 Contexto 2
1.2 Motivación 3
1.3 Objetivos 4
1.4 Estructura del documento 4

2 Datos y caracterización del sistema 6
2.1 Resumen del capítulo 6
2.2 Descripción del sistema de Puerto Natales 6
2.3 Fuentes de datos (KMZ, AMI) y calidad 7

3 Construcción del modelo en formato DGS 8
3.1 Resumen del capítulo 8
3.2 Propósito del formato DGS 8
3.3 Flujo KMZ→Excel→DGS 8
3.4 Hojas DGS 10
3.5 Buenas prácticas y validación de la importación 10

4 Ajustes post–importación y calibración AMI 12
4.1 Resumen del capítulo 12
4.2 Inconsistencias típicas y correcciones 12
4.3 Procedimiento de calibración (α y ajustes finos) 13
4.4 Resultado de la calibración 14

5 Escenarios de operación 15
5.1 Resumen del capítulo 15
5.2 Definición y propósito de cada escenario 15

5.3 Variables y umbrales de evaluación 16

6 Resultados técnicos 19
6.1 Resumen del capítulo 19
6.2 Peores casos por alimentador (A1–A6) 19
6.2.1 Peor caso — Alimentador 1 (A1) 20
6.2.2 Peor caso — Alimentador 2 (A2) 21
6.2.3 Peor caso — Alimentador 3 (A3) 22
6.2.4 Peor caso — Alimentador 4 (A4) 23
6.2.5 Peor caso — Alimentador 5 (A5) 24
6.2.6 Peor caso — Alimentador 6 (A6) 25
6.3 Escenario base (20:00 hrs) 26
6.4 Cargas futuras para el año 2026 28

7 Medidas de refuerzo 31
7.1 Resumen del capítulo 31
7.2 Por qué reforzar y qué se busca conseguir 31
7.3 Justificación de intervenir A5–A6 32
7.4 Reconductorización con conductores AL XLPE reforzados 33
7.5 Resultados con refuerzo a 20:00 hrs 34
7.5.1 Alternativa A: Conductor AL XLPE reforzado 185 mm^2 34
7.5.2 Alternativa B: Conductor AL XLPE reforzado 300 mm^2 36
7.6 Resultados con refuerzo en Cargas 2026 39
7.6.1 Alternativa A: Conductor AL XLPE reforzado 185 mm^2 40
7.6.2 Alternativa B: Conductor AL XLPE reforzado 300 mm^2 42
7.6.3 Comparativa final entre alternativas de refuerzo (Cargas 2026) 45
7.7 Comparativa global de resultados: 20:00 h vs. Cargas 2026 . . 45

8 Expansión y nuevos alimentadores industriales 47
8.1 Resumen del capítulo 47
8.2 Alimentador 7 – Planta Australis 47
8.3 Alimentador 8 – Planta AquaChile 50
8.4 Extensión del Alimentador 2 – Proyecto Planta Hollemberg . . . 51
8.5 Resultados operativos con nuevos alimentadores (A7–A8) y extensión A2 54

9 Análisis económico 56
9.1 Resumen del capítulo 56

9.2 Contexto técnico resumido 57
9.3 CAPEX: supuestos y cómputos 57
9.4 Pérdidas técnicas → dinero (solo *Cargas 2026*) 58
9.5 Payback comparativo: nuevos alimentadores vs. pérdidas evitadas 58
9.6 Cierre del capítulo 59

10 Conclusiones 61

Anexos 66

Índice de figuras

2.1 Diagrama unilineal Puerto Natales agosto 2025. Fuente: Unilineal proporcionado por la empresa 7

6.1 A1: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent. 20
6.2 A2: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 21
6.3 A3: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 22
6.4 A4: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 23
6.5 A5: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 24
6.6 A6: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 25

7.1 Corriente de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2 Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent. 34
7.2 Potencia de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 34
7.3 Perfil de tensión del Alimentador 5 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 35
7.4 Perfil de tensión del Alimentador 6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 35
7.5 Corriente de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 36
7.6 Potencia de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 36
7.7 Perfil de tensión del Alimentador 5 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 37
7.8 Perfil de tensión del Alimentador 6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 38
7.9 Corriente de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 40
7.10 Potencia de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 40
7.11 Perfil de tensión del Alimentador 5 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 41

7.12 Perfil de tensión del Alimentador 6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 41
7.13 Corriente de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 42
7.14 Potencia de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 42
7.15 Perfil de tensión del Alimentador 5 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 43
7.16 Perfil de tensión del Alimentador 6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent 44

8.1 Trazado del Alimentador 7 (Australis). Fuente: Imagen proporcionada por EDELMAG. 48
8.2 Trazado del Alimentador 8 (AquaChile). Fuente: Imagen extraida de Google Earth y trazados propios. 50
8.3 Trazado de la extensión del Alimentador 2 hacia Planta Hollemberg. Fuente: Imagen proporcionada por EDELMAG. 52

1 Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 77
2 Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 77
3 Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 78
4 Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 78
5 Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 79
6 Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 79
7 Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 80
8 Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 80
9 Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 81
10 Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 81
11 Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 82
12 Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 82
13 Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 83
14 Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 83
15 Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 84
16 Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 84
17 Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 85
18 Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 85
19 Alimentador A7 (Australis). Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 86
20 Alimentador A8 (AquaChile). Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent. 86
21 Ficha técnica conductor 185 mm^2. 87
22 Ficha técnica conductor 300 mm^2. 88

Índice de tablas

1.1 Resumen de instalaciones eléctricas por localidad en la Región de Magallanes. Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por EDELMAG 3

3.1 Resumen de hojas DGS, su función y campos típicos. Fuente: Información extraída de la documentación de DigSilent(1) 10
3.2 Tipos de datos usados en las cabeceras DGS. Fuente: Información extraída de la documentación de DigSilent(1) 11

4.1 Depuración posterior a la importación: inconsistencias típicas y acciones correctivas. Fuente: Elaboración propia. 13
4.2 Resumen de la calibración de escenarios frente a mediciones AMI. Fuente: Elaboración propia. 14
4.3 Error porcentual entre valores simulados en PowerFactory y valores medidos por AMI para el escenario base que se define en el siguiente capitulo. Fuente: Elaboración propia. 14

5.1 Resumen de escenarios de estudio: definición y propósito. Fuente: Elaboración propia. 16

6.1 Corrientes máximas admisibles por conductor ($I_{\text{máx}}$) en cada alimentador. Todas las cabeceras poseen límite operativo de 150 A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. . . . 20
6.2 A1: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 102$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 20
6.3 A2: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 100$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 21
6.4 A3: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 100$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 22
6.5 A4: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 80$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 23
6.6 A5: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 115$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 24
6.7 A6: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 150$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 25
6.8 Resumen comparativo de peores casos por alimentador con límites $I_{\text{máx}}$ actualizados (A1–A6 = 102, 100, 100, 80, 115, 150 A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 26

6.9 Corrientes, potencias activas y porcentaje de cargabilidad de cabecera a las 20:00 (condición base). Los porcentajes se calculan respecto de $I_{\text{máx}} = \{102, 100, 100, 80, 115, 150\}$ A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 26
6.10 Corrientes, potencias activas y porcentaje de cargabilidad de cabecera para el escenario *Cargas 2026*. Los porcentajes se calculan respecto de $I_{\text{máx}} = \{102, 100, 100, 80, 115, 150\}$ A. Se observa que A5 supera el límite térmico de su conductor ($155{,}7\,\%$). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 28
6.11 Comparación A5 y A6 entre la condición 20:00 y el escenario *Cargas 2026*. La cargabilidad se calcula con $I_{\text{máx}} = \{115, 150\}$ A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. . . . 30

7.1 Pérdidas técnicas a las 20:00 con conductor AL XLPE 185 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 34
7.2 Síntesis cualitativa para A5–A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2.Fuente: Elaboración propia 36
7.3 Pérdidas técnicas a las 20:00 con conductor AL XLPE 300 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 37
7.4 Síntesis cualitativa para A5–A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Elaboración propia. 38
7.5 Comparación de resultados entre refuerzos AL XLPE 185 mm^2 y 300 mm^2 en los alimentadores A5–A6 (20:00). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 39
7.6 Pérdidas técnicas en el escenario *Cargas 2026* con conductor AL XLPE 185 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 40
7.7 Síntesis cualitativa para A5–A6 en *Cargas 2026* con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Elaboración propia. 42
7.8 Pérdidas técnicas en el escenario *Cargas 2026* con conductor AL XLPE 300 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 43
7.9 Síntesis cualitativa para A5–A6 en *Cargas 2026* con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Elaboración propia. 44
7.10 Comparación de resultados entre refuerzos AL XLPE 185 mm^2 y 300 mm^2 en los alimentadores A5–A6 (*Cargas 2026*). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 45

8.1 Corrientes y potencias de cabecera (caso con A7–A8 y extensión A2). Los límites $I_{\text{máx}}$ corresponden a los valores térmicos actualizados por alimentador. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 54
8.2 Descarga de A5 y A6 tras migrar cargas industriales a A7–A8. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. 55

9.1 Magnitudes de cabecera con A7–A8 en servicio. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent. . . . 57

9.2 Presupuestos entregados (A7 y Hollemberg). Fuente: Presupuestos entregados por EDELMAG. 57
9.3 Payback simple de A7 y A8 frente a pérdidas evitadas (*Cargas 2026*). Fuente: Elaboración propia con los datos y cálculos realizados. 58

1. Introducción

1.1 Contexto

La planificación y operación de los sistemas eléctricos de distribución en Chile enfrenta múltiples desafíos vinculados al crecimiento de la demanda, la necesidad de mejorar la confiabilidad del suministro y la incorporación de nuevas tecnologías que optimicen el uso de la energía. En el caso particular de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, estas problemáticas adquieren un carácter aún más complejo debido a la condición geográfica y climática extrema de la zona.

Al respecto, es necesario precisar que la configuración eléctrica regional no es uniforme. Si bien se aplica el esquema de Sistemas Medianos establecido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [2], esta clasificación corresponde específicamente a los sistemas de generación operados por EDELMAG en las comunas de Puerto Natales y Torres del Paine. En contraste, existen localidades como Cerro Sombrero y Villa Tehuelches que operan mediante sistemas de administración municipal —con o sin cobro asociado—. Esta condición general de aislamiento, al no existir interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), impide aprovechar economías de escala o respaldos externos, obligando a cada subsistema a contar con soluciones locales y una gestión altamente eficiente de sus recursos energéticos.

El sistema eléctrico regional se compone de diversos subsistemas que abastecen a las principales localidades: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Cada subsistema presenta características particulares de generación, demanda y distribución, ajustadas a las condiciones socioeconómicas y al entorno geográfico de la localidad. Por ejemplo, Punta Arenas concentra la mayor capacidad instalada y la demanda más significativa, mientras que Porvenir y Puerto Williams tienen consumos más acotados, con redes menos extensas. En este marco, Puerto Natales se sitúa como un subsistema intermedio en términos de magnitud, pero de gran relevancia estratégica por su rol en el abastecimiento de la comuna de Natales y de la comuna Torres del Paine, destino turístico de importancia mundial.

La Tabla 1.1 sintetiza las principales características del sistema eléctrico regional, destacando las instalaciones existentes en cada subsistema. Estos datos permiten dimensionar la magnitud de la infraestructura desplegada en Magallanes y sirven como punto de partida para comprender los desafíos técnicos de operación y planificación que enfrenta cada localidad en particular.

Instalaciones	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Total
Líneas de Alta Tensión (km) 66 kV	8,5	–	–	12,6	8,5
Líneas de Media Tensión (km)	324,3	196,2	28,4	12,6	561,4
Líneas de Baja Tensión (km)	618,9	134,8	40,2	8,2	802
Transformadores empresa	652	159	44	16	871
Transformadores particulares	480	120	42	15	657
Transformadores totales	1132	279	86	31	1528
MVA Instalados Propios	70,4	11,1	2,7	0,9	85,1
MVA Instalados Particulares	81,8	15,7	11,3	2,5	111,3
Cantidad postes MT	7011	2802	608	250	10671
Cantidad postes BT	10822	2483	804	203	14312

Cuadro 1.1: Resumen de instalaciones eléctricas por localidad en la Región de Magallanes. Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por EDELMAG

1.2 Motivación

La creciente demanda energética y la necesidad de optimizar los recursos han impulsado el desarrollo de modelos computacionales que permitan analizar, planificar y mejorar los sistemas eléctricos de potencia. En particular, en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, el suministro eléctrico presenta desafíos únicos debido a su aislamiento geográfico y a la condición de ser un *Sistema Mediano*, desconectado de los grandes sistemas interconectados del país. Esta condición genera una alta dependencia de los recursos locales de generación y hace que cualquier error de planificación o ineficiencia operativa tenga un impacto directo en la calidad y continuidad del servicio.

El subsistema de Puerto Natales y Cerro Castillo, que abastece a más de 11.500 clientes con una demanda aproximada de 10 MW, se caracteriza por operar con seis alimentadores de 13,2 kV, mayoritariamente en redes aéreas. Sin embargo, la empresa distribuidora local (EDELMAG) no cuenta con un modelo eléctrico detallado en software especializado como *DIgSILENT PowerFactory*. Esta carencia limita la capacidad de analizar con precisión las pérdidas técnicas, diagnosticar sobrecargas en las líneas y proyectar de manera fundamentada las expansiones de red. En este contexto, disponer de un modelo actualizado y calibrado con mediciones reales se vuelve esencial para garantizar la confiabilidad y eficiencia del sistema.

La investigación que aquí se presenta busca justamente superar esta brecha, desarrollando un modelo que permita evaluar en detalle la operación actual y futura del sistema de Puerto Natales. A partir de este modelo será posible analizar escenarios de contingencia, estimar pérdidas técnicas, evaluar cambios de conductores y, en general, dotar a la empresa distribuidora de una herramienta de planificación moderna que apoye la toma de decisiones en un contexto de creciente demanda energética y de incorporación de nuevas cargas industriales proyectadas para 2026.

1.3 Objetivos

Desarrollar un modelo computacional del Sistema Eléctrico de Puerto Natales que permita la evaluación de pérdidas, análisis económico y proyección de futuras cargas para el año 2026, integrando datos actualizados en un entorno compatible con DIgSILENT PowerFactory.

Objetivos Específicos:

- Diseñar y programar una herramienta que transforme información de cargas contenida en archivos .kmz a un formato compatible con DIgSILENT.
- Utilizar el modelo para identificar pérdidas técnicas y posibles sobrecargas en las líneas existentes.
- Explorar alternativas técnicas, como reconfiguración de red, para reducir pérdidas y mejorar la eficiencia operativa.
- Evaluar el impacto técnico-económico de la incorporación de futuras cargas y proponer medidas de mitigación.

1.4 Estructura del documento

Este documento se organiza en nueve capítulos y anexos, siguiendo un flujo desde la adquisición de datos hasta la evaluación técnica–económica y las conclusiones.

- **Capítulo 1 — Introducción, objetivos y alcance:** contextualiza el sistema bajo estudio, plantea el problema, define objetivos generales y específicos, y delimita el alcance técnico y geográfico del trabajo.
- **Capítulo 2 — Datos y caracterización del sistema:** presenta el inventario disponible (longitudes de redes, transformadores, MVA instalados, postes MT/BT) y resume las principales magnitudes por localidad, como línea base para el modelamiento.
- **Capítulo 3 — Construcción del modelo en *PowerFactory* (DGS):** describe el flujo `KMZ` → Excel → **DGS**, el diseño del libro DGS y la función de cada hoja (`ElmNet`, `ElmTerm`, `ElmLne`, `TypLne`, `ElmTr2`, `TypTr2`, `ElmCoup`, `ElmFeeder`, `IntGrfnet`, `IntGrf`, `IntGrfCon`); detalla tipos de datos, punteros y buenas prácticas para asegurar consistencia y reproducibilidad.
- **Capítulo 4 — Ajustes post–importación y calibración con AMI:** documenta la depuración posterior a la importación (conectividad, estados operativos, homologación de tipos de línea y transformadores) y la calibración contra mediciones AMI en cabeceras, combinando un factor global de carga (25–30 %) con ajustes finos en nodos sensibles.
- **Capítulo 5 — Escenarios de operación:** fundamenta y define los escenarios analizados: peores casos por alimentador (A1–A6), contingencia global, **condición vespertina de referencia (20:00)** y **cargas 2026** (con la incorporación de grandes clientes en A5–A6). Se explican los criterios de selección y las variables de reporte (cargabilidad, $V_{\text{mín}}$, pérdidas).
- **Capítulo 6 — Resultados técnicos (caso base):** presenta para cada escenario sin intervención los perfiles de tensión por alimentador, corrientes y potencias en cabecera, y pérdidas técnicas globales, destacando los alimentadores y tramos con mayor sensibilidad (en especial A6 por longitud efectiva).

- **Capítulo 7 — Medidas de refuerzo:** evalúa la reconductorización selectiva **120 mm^2 → 185 mm^2 Al XLPE** en los alimentadores **A5** (3,50 km) y **A6** (3,48 km).
- **Capítulo 8 — Expansión y nuevos alimentadores industriales:** analiza la necesidad de crecimiento de la red para atender la demanda proyectada de las principales industrias (Australis y AquaChile), evalúa la alternativa de construir nuevos alimentadores dedicados desde cabecera (A7 y A8) y compara su efecto técnico frente al refuerzo de las líneas existentes (A5 y A6).
- **Capítulo 9 — Análisis económico:** desarrolla la comparación técnico–económica entre el refuerzo selectivo y la construcción de nuevos alimentadores, cuantificando la reducción de pérdidas, los costos de inversión y las métricas de rentabilidad (payback simple y VAN). Además, analiza sensibilidades en precio de energía y horas equivalentes de operación, e incorpora beneficios no energéticos como capacidad, calidad de tensión y confiabilidad.
- **Capítulo 10 — Discusión y conclusiones:** sintetiza los resultados técnicos y económicos, destacando la conveniencia de los nuevos alimentadores frente al refuerzo tradicional. Presenta las conclusiones generales del estudio y propone recomendaciones para la planificación y desarrollo futuro de la red en Puerto Natales.

2. Datos y caracterización del sistema

2.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presenta la caracterización general del sistema eléctrico de **Puerto Natales** y las fuentes de información utilizadas para su modelación en **PowerFactory**. Se describe la configuración actual de la red de media tensión a 13,2 kV, compuesta por seis alimentadores radiales que abastecen zonas urbanas, periurbanas e industriales, identificando los principales desafíos derivados del crecimiento de la demanda en media tensión, tales como la verificación de márgenes térmicos, perfiles de tensión y continuidad de servicio.

Asimismo, se detallan las fuentes de datos empleadas —archivos **KMZ**, registros de **medición AMI** y el **diagrama unilineal actualizado**—, junto con el proceso de depuración y validación de la información, lo que garantiza la coherencia eléctrica y la confiabilidad del modelo base sobre el cual se desarrollan los análisis y simulaciones de los capítulos siguientes.

2.2 Descripción del sistema de Puerto Natales

El sistema eléctrico local está conformado por redes de **baja tensión (BT)** y **media tensión (MT)**. La barra principal de MT opera a **13,2 kV** y abastece **seis alimentadores** radiales que cubren zonas urbanas y periurbanas con mezcla de usos (residencial, comercio, equipamientos y actividad industrial). La BT se deriva desde transformadores de distribución ubicados a lo largo de los alimentadores.

En la actualidad, **varias industrias han solicitado incrementos de potencia contratada** y/o nuevas conexiones en MT. Esto impone requerimientos adicionales sobre:

- **Capacidad y cargabilidad de alimentadores:** verificación de márgenes térmicos por tramo, factor de carga y posibles cuellos de botella en derivaciones.
- **Perfiles de tensión:** control de caída de tensión en puntas, necesidad de regulación (por ejemplo, *taps* en transformadores, bancos de capacitores y/o reguladores de tensión).
- **Calidad y continuidad de servicio:** impacto esperado en indicadores (tensiones fuera de banda, pérdidas técnicas, sensibilidad a maniobras).
- **Planificación de refuerzos:** alternativas como seccionamiento estratégico, reconductorización puntual, cambio de calibre en tramos críticos.
- **Construcción de nuevos alimentadores:** incorporación de nuevos alimentadorres en MT para grandes clientes.

En consecuencia, el modelo en **PowerFactory** se utilizará para cuantificar la cargabilidad por alimentador bajo distintos escenarios de crecimiento industrial, apoyándose en información proporcionada por la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)[3], estudios de flujo de potencia, y comparando configuraciones con y sin refuerzos para asegurar operación dentro de límites de tensión y corriente.

2.3 Fuentes de datos (KMZ, AMI) y calidad

Se emplearon dos fuentes principales:

- **Google Earth**: posiciones georeferenciadas y atributos mínimos de postes, transformadores, tramos, fusibles, reconectadores y desconectadores.
- **Medición *AMI***: corrientes y potencias en cabeceras para periodos representativos, utilizadas como referencia de calibración.
- **Diagrama unilineal**: información más actualizada respecto a los conductores, cargas y conexiones de los alimentadores, permitiendo ajustar el modelo a la configuración real del sistema eléctrico y asegurar la coherencia de los parámetros utilizados en el análisis.

Durante la extracción y preparación de datos se depuraron entidades sin continuidad eléctrica, segmentos abiertos/duplicados y equipos fuera de servicio, a fin de elevar la consistencia del modelo.

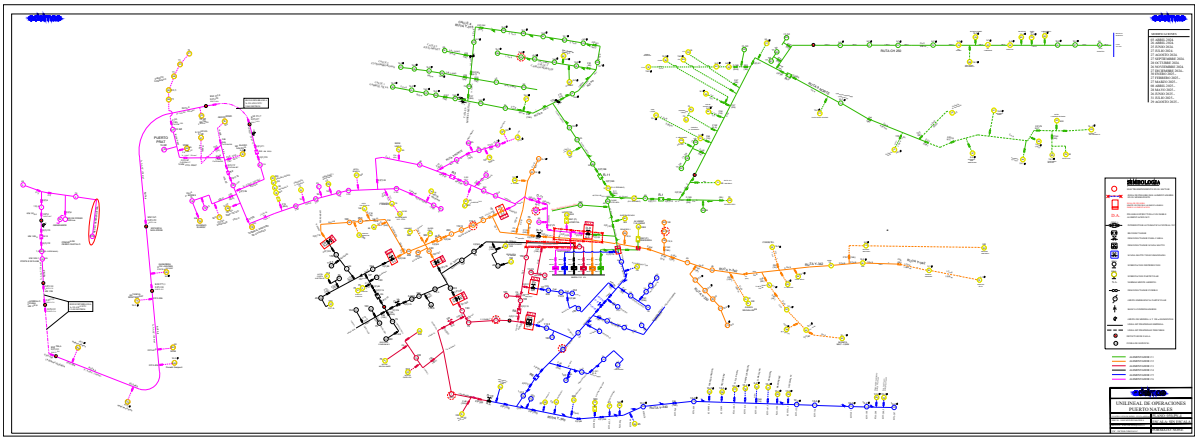


Figura 2.1: Diagrama unilineal Puerto Natales agosto 2025. Fuente: Unilineal proporcionado por la empresa

3. Construcción del modelo en formato DGS

3.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presenta el proceso de construcción del modelo eléctrico de **Puerto Natales** en formato `DGS`, utilizado para su análisis en **PowerFactory**. Se describe el propósito del formato `DGS`, su estructura basada en clases y atributos, y la metodología aplicada para transformar la información geoespacial del archivo `.kmz` en un conjunto de planillas Excel estructuradas según la especificación de DIgSILENT.

Además, se explica el flujo de trabajo completo `KMZ→Excel→DGS`, destacando la automatización mediante un código en **Python** que asegura la correspondencia entre coordenadas, parámetros eléctricos y relaciones entre objetos. Se detallan las principales hojas del formato `DGS` (`ElmNet`, `ElmTerm`, `ElmLne`, `TypLne`, entre otras), sus punteros y atributos característicos, junto con las buenas prácticas adoptadas durante la validación de la importación al software.

En conjunto, este capítulo establece la base metodológica y estructural que permite disponer de un modelo eléctrico coherente, completamente parametrizado y listo para la simulación y evaluación operativa en los capítulos siguientes.

3.2 Propósito del formato DGS

Para analizar la red de Puerto Natales en **PowerFactory**, se construyó un modelo en formato `DGS`[1] a partir del archivo georreferenciado `.kmz`[4] de Google Earth. En DGS, cada clase (red, barras, líneas, transformadores, maniobras, alimentadores, etc.) se representa como una **tabla** (una hoja del libro), donde las columnas son **atributos nativos** de PowerFactory y cada fila es una **instancia**. Esta estandarización permitió reconstruir ("exportar" hacia PowerFactory) la red completa con su topología y parámetros eléctricos.

3.3 Flujo KMZ→Excel→DGS

El proceso de conversión y estructuración de datos se automatizó mediante un **código desarrollado en Python**, diseñado para extraer la información geoespacial desde el archivo `.kmz`, organizarla en planillas Excel y posteriormente estructurar el libro final en formato `DGS` conforme a la especificación de DIgSILENT. Los algoritmos implementados garantizan la correcta correspondencia entre coordenadas, atributos eléctricos y relaciones entre objetos. Los códigos fuente completos se incluyen en los **Anexos** (ver Anexo 10 y Anexo 10).

1. **Extracción desde `.kmz` a Excel.** Se generaron planillas por tipo de objeto (postes, transformadores, tramos, fusibles, reconectadores y desconectadores), con *coordenadas* y *atributos mínimos*. Se depuraron entidades sin continuidad eléctrica, segmentos abiertos/duplicados y equipos fuera de servicio.
2. **Diseño del libro DGS.** Se creó un libro con una hoja por clase (`ElmNet`, `ElmTerm`, `ElmLne`, `TypLne`, `ElmCoup`, `ElmFeeder`, `IntGrfnet`, `IntGrf`, `IntGrfCon`). La **fila 1** de cada hoja contiene la *cabecera* con el nombre exacto del atributo y su tipo.
3. **Verificación de consistencia.** Se comprobó la unicidad del identificador `FID`, el cual es un número único para cada elemento dentro del modelo y se utiliza como referencia para vincular un objeto con otro dentro de las distintas hojas del formato `DGS`.
4. **Importación en PowerFactory.** Mediante `File→Import→DGS Format` se reconstruyó el modelo. Al incluir `IntGrf`, el unifilar queda disponible tras la importación.

3.4 Hojas DGS

A continuación se resumen las hojas más utilizadas, su función, punteros clave y campos típicos. Las *denominaciones de columnas* pueden variar ligeramente según la versión, pero el formato se mantiene.

Hoja	Función	Punteros/relaciones	Campos típicos (ejemplos)
`ElmNet`	red/subred y parámetros generales	–	`FID`, `loc_name`, `frnom (r)`
`ElmTerm`	barras y nodos (busbar, junction, internal)	`fold_id (p)`	`FID`, `loc_name`, `iUsage (i)`, `uknom (r)`
`TypLne`	tipo de línea/cable (parámetros por km)	–	`FID`, `loc_name`, `nlnph (i)`, `rline/xline/cline (r)`, `uline (r)`
`ElmLne`	tramos de línea/cable	`bus1 (p)`, `bus2 (p)`, `typ_id (p)`	`FID`, `loc_name`, `dline (r)`, `on_off (i)`
`ElmCoup`	equipos de maniobra (interruptor/seccionador)	`bus1 (p)`, `bus2 (p)`	`FID`, `loc_name`, `aUsage`, `on_off (i)`
`ElmFeeder`	alimentadores (cabecera y agrupación)	`pHeadTerm (p)`, `pNet (p)`, `fold_id (p)`	`FID`, `loc_name`
`IntGrfnet`	definición del lienzo del unifilar	`fold_id (p)`	`FID`, `loc_name`
`IntGrf`	símbolos del unifilar (posición/tamaño)	`pDataObj (p)`	`FID`, `rX/rY (r)`, `rSizeX/rSizeY (r)`, `symbName`
`IntGrfCon`	conexiones del unifilar (polilíneas)	`fold_id (p)`	`FID`, `rX:0(r)`, `rY:0(r)`, `rX:1(r)`, `rY:1(r)`, ...

Cuadro 3.1: Resumen de hojas DGS, su función y campos típicos. Fuente: Información extraída de la documentación de DigSilent[1]

3.5 Buenas prácticas y validación de la importación

Tipos de datos, orden de asignación y operaciones

En la cabecera (fila 1) se indica el *tipo* del atributo:

Anotación	Significado
`(i)`	Entero (estados, índices, banderas)
`(r)`	Real (magnitudes físicas: kV, kW, km, %)
`(a:n)`	Cadena de longitud n (nombres, descriptores)
`(p)`	Puntero: referencia al `FID` de otro objeto

Cuadro 3.2: Tipos de datos usados en las cabeceras DGS. Fuente: Información extraída de la documentación de DigSilent[1]

Identificadores y punteros. Se emplea `FID` como identificador único por clase. Las columnas `(p)` deben apuntar a `FID` existentes (p. ej., `bus1`, `bus2`, `typ_id`, `fold_id`, `pHeadTerm`, `pNet`, `pDataObj`).
Orden de asignación. En clases con múltiples modos de entrada (por ejemplo, cargas), primero se fija el *modo* y después los valores (P, Q, I, $\cos\varphi$).

Lectura de atributos desde la interfaz

Durante la preparación del DGS se verificaron nombres y significados en el *Data Manager/Inspector*. Al situar el cursor sobre un campo, la interfaz muestra el *nombre interno* y notas de uso. Esto permitió mapear correctamente los *nombres de cabecera* y definir, cuando fue necesario, el *orden de asignación*.

4. Ajustes post–importación y calibración AMI

4.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presenta el proceso de **ajuste post–importación y calibración del modelo eléctrico** a partir de los registros de medición **AMI**. Se describen las principales **inconsistencias detectadas tras la importación del formato** `DGS` y las acciones correctivas aplicadas en **PowerFactory**, tales como la restitución de continuidad eléctrica, la homologación de tipos de línea, la verificación del estado operativo de maniobras y la corrección de tensiones nominales y fases.

Posteriormente, se detalla el procedimiento de **calibración global y ajuste fino** mediante el factor de carga α, orientado a minimizar las diferencias entre los valores simulados y los medidos por el sistema AMI en las cabeceras de los alimentadores. El modelo resultante representa fielmente la topología y el comportamiento operativo del sistema de Puerto Natales, garantizando coherencia eléctrica, consistencia con los datos reales y confiabilidad para los análisis de pérdidas, cargabilidad y perfiles de tensión desarrollados en los capítulos siguientes.

4.2 Inconsistencias típicas y correcciones

Luego de importar el modelo formato `DGS` , se revisó la topología y los parámetros eléctricos con las siguientes acciones:

1. **Conectividad y continuidad:** cierre de pequeños intersticios geométricos entre terminales y tramos; consolidación de nodos colineales; unificación de duplicados; eliminación de entidades sin continuidad eléctrica.
2. **Estado operativo:** verificación del estado inicial de equipos ElmCoup (abierto/cerrado) conforme a la operación normal; revisión de enlaces de respaldo y maniobras relevantes.
3. **Asignación de tipos:** homologación de tramos ElmLne con su tipo TypLne (sección, material, parámetros R'/X'/C'); corrección de longitudes; ajuste de límites térmicos donde correspondía.
4. **Transformadores y cargas:** en este estudio los transformadores de distribución representan la demanda conectada.
5. **Tensiones nominales y fases:** verificación de `uknom` en ElmTerm y consistencia de fases en los tramos asociados; corrección de discrepancias para evitar desbalances ficticios.

Inconsistencia (desde KMZ)	**Acción correctiva en PF**	**Efecto buscado en el modelo**
Tramos con extremos sin contacto topológico	Ajustar coordenadas de terminales, fusionar nodos colineales	Restituir continuidad eléctrica del troncal/derivaciones
Duplicados o segmentos superpuestos	Depurar objetos, conservar un único tramo con parámetros consolidados	Evitar paralelos ficticios y conteo doble de impedancias
Estado operativo desconocido en equipos de maniobra	Fijar `on_off` en ElmCoup según operación normal	Reflejar la condición de servicio real y trayectorias de flujo
Tipo de línea no homologado	Reasignar TypLne y longitudes `dline`	Coherencia de R'/X'/C' y límites térmicos por tramo
Tensión nominal o fases inconsistentes	Corregir `uknom` en ElmTerm y fases en ElmLne	Eliminar desbalances o sub/sobretensiones artificiales

Cuadro 4.1: Depuración posterior a la importación: inconsistencias típicas y acciones correctivas. Fuente: Elaboración propia.

4.3 Procedimiento de calibración (α y ajustes finos)

Con la topología y parámetros depurados, se definieron **escenarios de operación** y se ejecutó una **calibración** frente a mediciones *AMI* de corriente y potencia en cabeceras:

1. **Ajuste global:** se ensayó un *factor global de carga* α en el intervalo $\alpha \in [0{,}25,\ 0{,}30]$ sobre la demanda del modelo,[1] minimizando la desviación entre *corriente/potencia simulada* y *corriente/potencia AMI*.
2. **Ajuste fino:** sobre α seleccionado, se modificó manualmente un *porcentaje reducido* de cargas en nodos sensibles (variaciones de pocos puntos porcentuales), con sustento operativo.

[1] Este rango se definió de manera iterativa, ajustando sucesivamente el valor de α hasta identificar el intervalo en que las corrientes simuladas en cabecera muestran la mayor coincidencia con las corrientes medidas por los medidores inteligentes AMI.

Parámetro / decisión	Criterio aplicado
Factor global α	Búsqueda en [0,25, 0,30]; selección del valor con menor error en cabeceras
Ajuste fino de cargas	Variaciones manuales puntuales (pocos %) en nodos sensibles, con sustento operativo
Variables objetivo	Corriente [A] y potencia trifásica [kW/kVA] en cabeceras de cada alimentador/escenario
Fuente de referencia	Registros *AMI* del periodo representativo de cada caso de estudio
Criterio de aceptación	Concordancia visual y numérica en cabeceras; consistencia con límites técnicos (tensión mínima, cargabilidad)

Cuadro 4.2: Resumen de la calibración de escenarios frente a mediciones AMI. Fuente: Elaboración propia.

4.4 Resultado de la calibración

El resultado de este proceso es un **modelo en** PF que:

- Representa con mayor fidelidad la *topología en servicio* de Puerto Natales, con parámetros eléctricos coherentes por tramo;
- Permite **simulaciones** que reproducen los valores *AMI* en cabeceras para los instantes representativos de cada escenario;
- Habilita el análisis comparativo de *pérdidas*, *cargabilidades* y *perfiles de tensión* en condiciones actuales y proyectadas, con una base de datos reproducible y auditable.

Los escenarios específicos (peores casos por alimentador, operación normal, incorporación de nuevas cargas) se desarrollan en la siguiente sección, usando como base el modelo depurado y calibrado descrito anteriormente.

Alim.	I Modelo	I AMI	Error[%]	P Modelo [kW]	P AMI [kW]	Error[%]
A1	56.38	56.81	0.76	1,019	1,142.84	10.83
A2	64	67.02	4.51	1,317	1,449.09	9.11
A3	44	46.45	5.27	0,915	1,016.37	9.98
A4	55	57.62	4.55	1,132	1,267.12	10.63
A5	85.83	84.17	1.97	1,741	1,838.79	5.31
A6	83	81.74	1.54	1,703	1,850.10	7.94

Cuadro 4.3: Error porcentual entre valores simulados en PowerFactory y valores medidos por AMI para el escenario base que se define en el siguiente capitulo. Fuente: Elaboración propia.

5. Escenarios de operación

5.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presentan los **escenarios de operación** utilizados para el diagnóstico técnico–económico del sistema eléctrico de **Puerto Natales**. Se definen las condiciones de análisis y sus propósitos, abarcando tres situaciones clave: los **peores casos por alimentador**, la **condición base de las 20:00 horas** y el escenario de **cargas proyectadas para el año 2026**. Cada escenario se plantea con el objetivo de representar distintos grados de solicitación del sistema, equilibrando realismo operativo, severidad técnica y utilidad para la planificación de refuerzos y expansiones futuras.

Se establecen además las **variables de evaluación** y los **umbrales técnicos** utilizados para el análisis, justificando la selección de las 20:00 horas como condición de referencia, debido a que en ese horario se registró específicamente el **peak de corriente promedio** en los medidores AMI, coincidiendo con el pico vespertino de máxima demanda en sistemas con predominio residencial y comercial.

Finalmente, se describen los principales **riesgos y desafíos técnicos** esperados en cada escenario: sobrecarga térmica en los alimentadores A5–A6, caídas de tensión en puntas de línea y la necesidad de refuerzos o reconfiguraciones ante el crecimiento industrial proyectado.

Este capítulo proporciona, por tanto, la base conceptual y operativa sobre la cual se desarrollan los análisis comparativos y las medidas de refuerzo en los capítulos siguientes.

5.2 Definición y propósito de cada escenario

Esta sección establece y fundamenta los escenarios utilizados para el diagnóstico técnico–económico del sistema de Puerto Natales. Cada escenario busca capturar una condición relevante de operación, equilibrando (i) *Realismo operativo* (consistencia con maniobras y registros AMI), (ii) *Severidad técnica* (situaciones que tensionan límites de corriente y de perfil de tensión) y (iii) *Utilidad para planificación* (base para priorizar refuerzos, reconfiguraciones y/o expansión).

Escenario	Definición operativa	Propósito de análisis
Peores casos por alimentador (A1–A6)	Para cada alimentador se selecciona un instante donde la *corriente promedio de la fase más exigida* alcanza su máximo. En A1–A4 los picos coinciden con maniobras/contingencias (A1 apoya a A6; A2 a A4; A3 a A5; A4 absorbe carga cuando salen A1 y A2). En A5–A6 se observan picos propios de demanda.	Identificar tramos críticos (sobrecorrientes y caídas de tensión) y priorizar refuerzos selectivos o reconfiguraciones por alimentador.
Condición base (20:00)	Situación representativa del *pico residencial–comercial vespertino* en torno a las 20:00, en día laborable.	Referencia "estándar" para comparar alternativas (antes/después), estimar pérdidas en operación cotidiana y verificar cumplimiento de tensión mínima.
Cargas proyectadas 2026	Proyección de incremento de demanda industrial. *AquaChile* solicita aumentar su capacidad de 1,3 a 1,8 MW, mientras que *Australis*, actualmente autogenerada, planea conectarse a la red con una potencia de 3 MW. Adicionalmente, el ingreso de la *Planta Hollemberg* (1,3 MW) requerirá la reconfiguración de parte de la red y la extensión de nuevos tramos para su conexión segura.	Evaluar el impacto de las nuevas cargas sobre corrientes de cabecera, tensiones y pérdidas; determinar necesidad de refuerzos en alimentadores, reconductorización y/o extensión de la red.

Cuadro 5.1: Resumen de escenarios de estudio: definición y propósito. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Variables y umbrales de evaluación

Por qué usar las 20:00 como condición de referencia

La elección de las 20:00 como hora de referencia se justifica porque el *pico vespertino* es dominante en sistemas con alta participación residencial y comercio/servicios.

Específicamente, en los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, la normativa define el *bloque de horas de punta* como el período comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.[5, 6]. Adicionalmente, las curvas de demanda publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional muestran que la demanda diaria alcanza su máximo en ese tramo horario, con variaciones estacionales propias [7, 8]. Por ello, 20:00:

1. Captura la *máxima solicitación cotidiana* del sistema sin recurrir a contingencias.
2. Facilita la comparación entre días y escenarios (consistencia horaria).
3. Maximiza la probabilidad de observar el *mínimo de tensión* en puntas de línea y la *cargabilidad* más alta en cabeceras.

Riesgos técnicos esperados por escenario

Peores casos por alimentador.

En A1–A4, los máximos se gatillan por *apoyos temporales* y transferencias (suple/absorbe), elevando corrientes en troncales y deteriorando perfiles en extremos. En A5–A6, al ser picos típicos de demanda, la sensibilidad a incrementos de carga es mayor: aumentos marginales pueden llevar a cargabilidad > 100 % y $V_{\text{mín}} < 0{,}92$ p.u. Las palancas típicas de mitigación son: reconductorización de los primeros kilómetros (reducción de R' efectiva sobre todo el perfil) y construcción de nuevos alimentadores.

Condición vespertina de referencia (20:00).

Sirve como línea base para comparar "antes/después" y estimar *pérdidas en operación cotidiana*. En sistemas con carga residencial relevante, este horario concentra el consumo por coincidencia de actividades domésticas y comerciales; por tanto, es el *punto de diseño* más frecuente para distribución [5, 6, 7].

Cargas proyectadas 2026.

La incorporación de grandes clientes industriales en la zona de Natales modifica sustancialmente la distribución de cargas en media tensión:

- **AquaChile** incrementa su capacidad desde 1,3 MW a 1,8 MW. Si bien este aumento de 0,5 MW no satura actualmente el *alimentador 6*, la proyección de un crecimiento continuo de la demanda hace necesario dotar al alimentador de la capacidad suficiente para soportar futuros incrementos sin comprometer la tensión en sus tramos terminales.
- **Australis**, empresa actualmente autogenerada, proyecta conectarse a la red con una potencia de 3 MW, lo que *satura el alimentador 5* y puede comprometer la capacidad térmica de las líneas de cabecera.
- **Planta Hollemberg** solicita una conexión de 1,3 MW, lo que exige *extender el alimentador 2* y reconfigurar parte del tramo del alimentador 5, de modo que el alimentador 2 asuma parte de su carga. Adicionalmente, se requiere reforzar secciones críticas para mantener márgenes adecuados de tensión y corriente.

En conjunto, estos incrementos demandan una evaluación detallada de:

1. **Refuerzos de conductor** en A5–A6 y tramos asociados para reducir caídas de tensión y pérdidas.
2. **Extensión y redistribución de alimentadores**, incorporando la ampliación del alimentador 2 para aliviar la sobrecarga del alimentador 5.

3. **Nuevas configuraciones operativas** que optimicen la transferencia de carga y mejoren la resiliencia ante futuras expansiones industriales.

Estos proyectos se enmarcan en un contexto regional de crecimiento energético asociado a la expansión de plantas salmoneras en Puerto Natales [9, 10, 11].

6. Resultados técnicos

6.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presentan los **resultados técnicos** de los escenarios definidos para el sistema de **Puerto Natales**. Primero se analizan los **peores casos por alimentador (A1–A6)** y la **operación base de las 20:00 h** sin refuerzos, evaluando corrientes de cabecera respecto de los límites térmicos por conductor, perfiles de tensión ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.) y criterios operativos. Los resultados muestran que **A1 y A4** pueden exceder o rozar sus límites térmicos bajo maniobras transitorias, mientras que **A6** mantiene mayor holgura térmica aunque con menor $V_{\text{mín}}$ por su longitud; la condición base exhibe márgenes adecuados pero concentra **pérdidas** en los troncales más largos (A5–A6).

Luego se estudia el escenario **Cargas 2026**, en el que se proyecta un aumento de demanda industrial que eleva significativamente la solicitación de **A5** (supera su límite térmico) y exige atención en **A6** por caída de tensión y pérdidas. Finalmente, se evalúan **alternativas de refuerzo** (reconductorización en tramos iniciales y, de ser necesario, redistribución de carga o nuevo alimentador), verificando su impacto en la reducción de pérdidas, la mejora de $V_{\text{mín}}$ y la **disminución de la cargabilidad** de las líneas. El capítulo establece así la base comparativa para la selección de medidas técnicas costo–efectivas que aseguran capacidad, estabilidad y calidad de suministro en el corto y mediano plazo.

6.2 Peores casos por alimentador (A1–A6)

Se evalúan los peores casos con foco en:

(I) **Corriente de cabecera** frente a los límites térmicos por alimentador,
(II) **Perfil de tensión** (cumplimiento de $V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.), y
(III) **Observaciones operativas** (longitud del troncal y sensibilidad a refuerzo inicial).

Todas las **cabeceras de los alimentadores** están diseñadas para un límite operativo nominal de 150 A. No obstante, en la práctica, cada cabecera se ajusta al **valor máximo de corriente que puede soportar el conductor asociado a su troncal principal**, determinado por su material, sección y condiciones de instalación. Por esta razón, los valores de $I_{\text{máx}}$ presentados en la Tabla 6.1 corresponden a la **corriente máxima admisible del conductor** de cada alimentador, y no al límite físico del equipo de cabecera.

Alimentador	A1	A2	A3	A4	A5	A6
$\boldsymbol{I_{\text{máx}}}$ [A]	102	100	100	80	115	150

CUADRO 6.1: Corrientes máximas admisibles por conductor ($I_{\text{máx}}$) en cada alimentador. Todas las cabeceras poseen límite operativo de 150 A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

6.2.1 Peor caso — Alimentador 1 (A1)

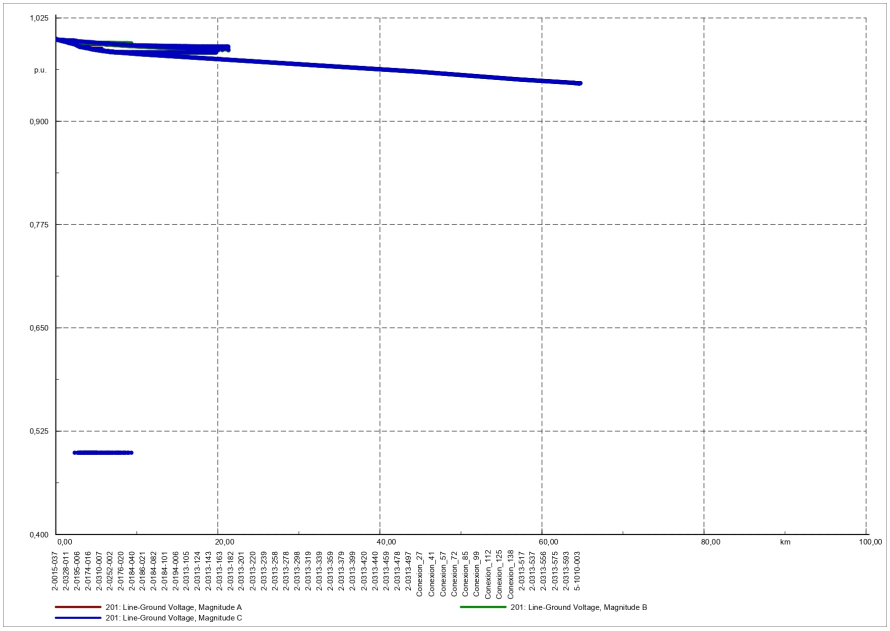


FIGURA 6.1: A1: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura del perfil. Troncal largo con pendiente marcada; $V_{\text{mín}}$ distal en torno a 0,94–0,95 p.u. (cumple con holgura el 0,92 p.u.).

Corrientes de fase [A]	133, 133, 116
I_{cab} [A]	127,3
Cargabilidad [%]	**124,8**
P [MW]	2,615
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim$ 0,94–0,95

CUADRO 6.2: A1: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 102$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Excede el límite térmico ($I_{\text{cab}}/I_{\text{máx}} \approx 1{,}25$). Sensible a longitud y leve desbalance de fase C. **Sugerido:** refuerzo de 1–2 km iniciales (baja R' y mejora el perfil), reconfiguración/transferencia de carga y balance de fases.

6.2.2 Peor caso — Alimentador 2 (A2)

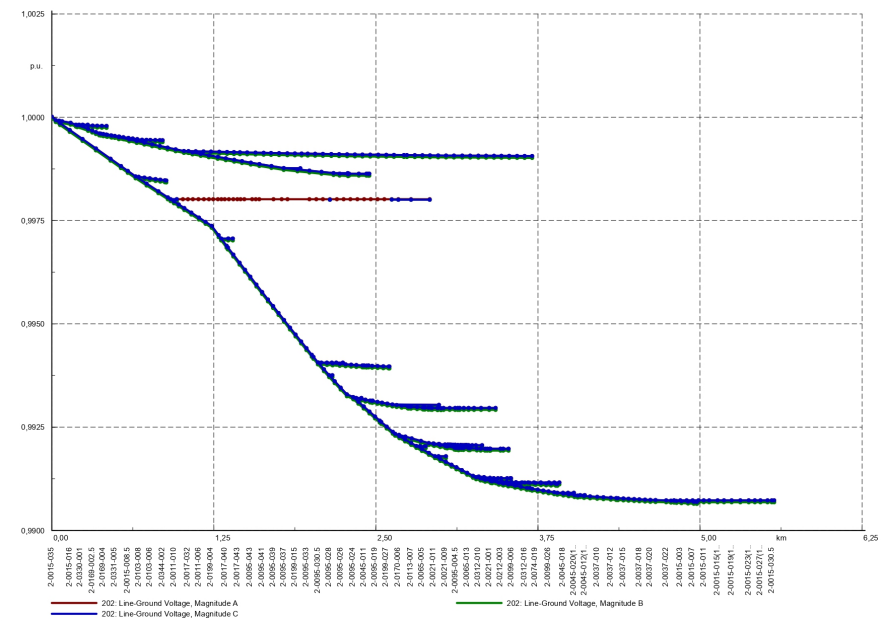


FIGURA 6.2: A2: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Perfil. Caída suave y monotónica; trazas casi superpuestas. $V_{\text{mín}} \approx 0{,}991$–$0{,}992$ p.u.

Corrientes de fase [A]	81, 81, 81
I_{cab} [A]	81,0
Cargabilidad [%]	**81,0**
P [MW]	1,660
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim$ 0,991–0,992

CUADRO 6.3: A2: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 100$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Holgado en tensión y corriente; buen candidato para apoyos. **Sugerido:** refuerzo corto inicial sólo si el rol de apoyo a A4 se hace frecuente.

6.2.3 Peor caso — Alimentador 3 (A3)

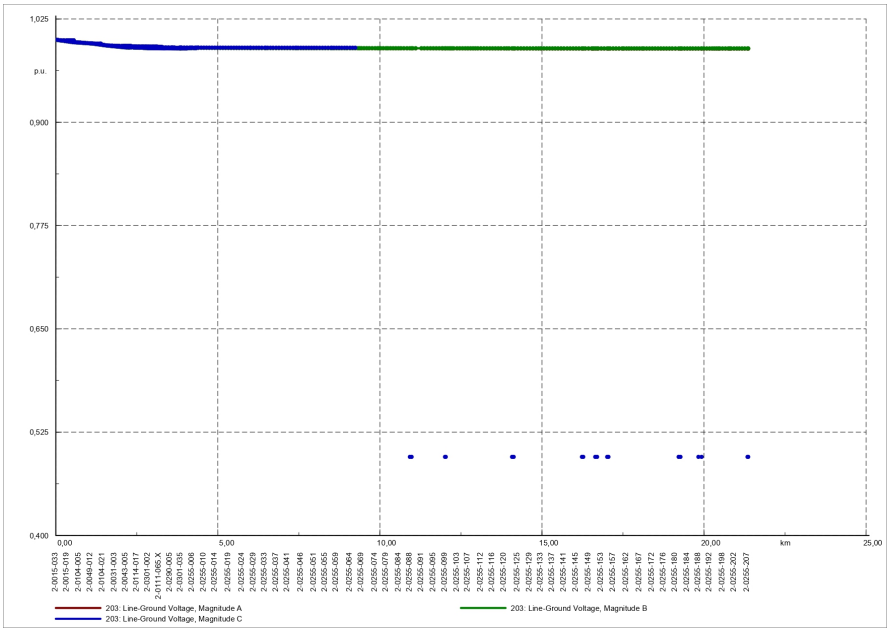


FIGURA 6.3: A3: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Perfil. Regular y equilibrado; $V_{\text{mín}} \approx 0{,}997$–$0{,}998$ p.u. (puntos a $\sim 0{,}5$ p.u. corresponden a entidades no conectadas).

Corrientes de fase [A]	84, 84, 83
I_{cab} [A]	83,7
Cargabilidad [%]	**83,7**
P [MW]	1,728
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim$ 0,997–0,998

CUADRO 6.4: A3: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 100$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Holgado; puede apoyar a A5 sin comprometer tensión. **Sugerido:** refuerzo corto inicial si aumentan transferencias.

6.2.4 Peor caso — Alimentador 4 (A4)

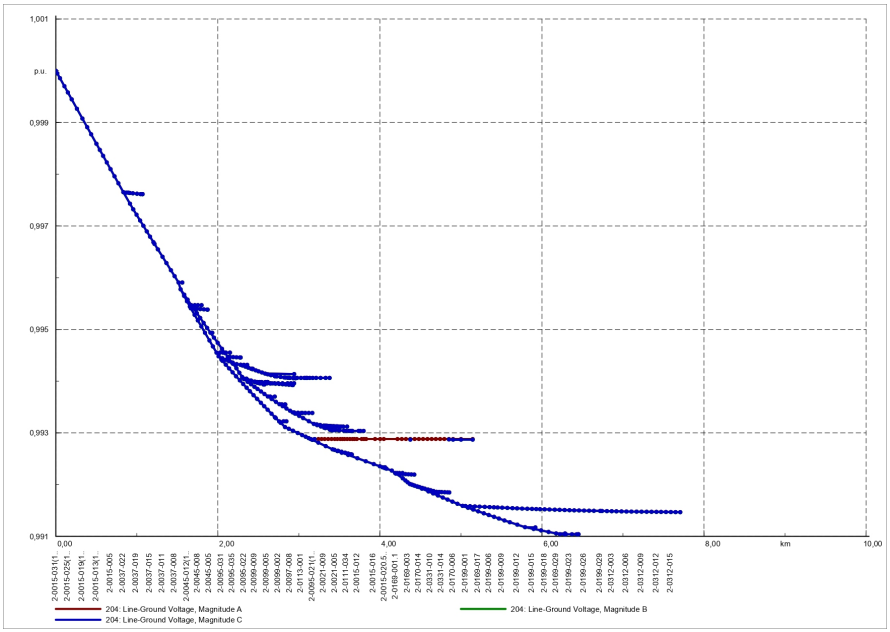


FIGURA 6.4: A4: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Perfil. Caída moderada con escalones por derivaciones; $V_{\text{mín}} \approx 0{,}992$ p.u.

Corrientes de fase [A]	83, 83, 83
I_{cab} [A]	83,0
Cargabilidad [%]	**103,8**
P [MW]	1,711
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim 0{,}992$

CUADRO 6.5: A4: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 80$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Leve sobrecarga de cabecera ($\sim 104\,\%$); el criterio de tensión se cumple con amplio margen. **Sugerido:** refuerzo corto inicial y/o transferencia de carga desde A4 hacia A2–A3 durante maniobras.

6.2.5 Peor caso — Alimentador 5 (A5)

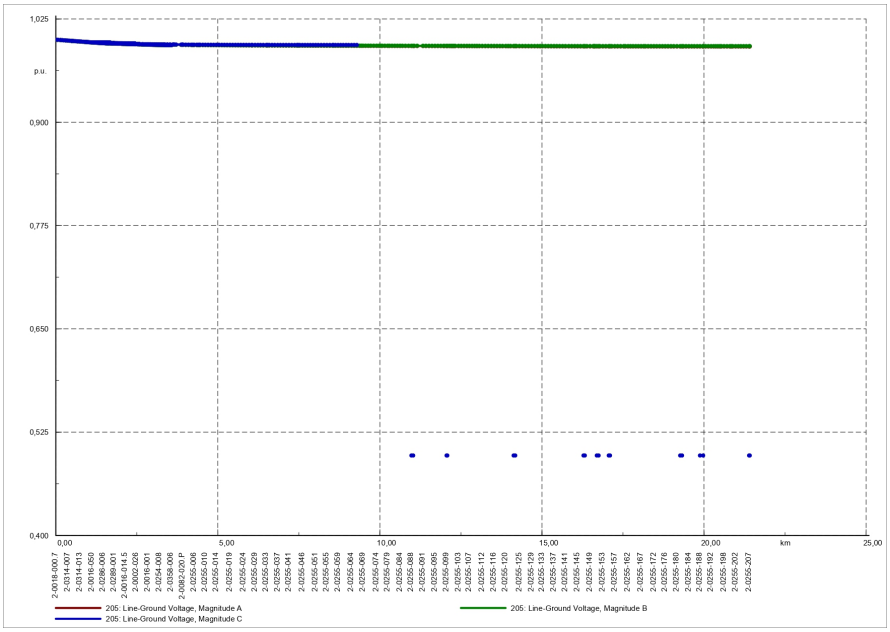


FIGURA 6.5: A5: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Perfil. Troncal largo con caída tenue; $V_{\text{mín}} \approx 0{,}998$–$0{,}999$ p.u. (puntos a $\sim 0{,}5$ p.u. no conectados).

Corrientes de fase [A]	90, 90, 89
I_{cab} [A]	89,7
Cargabilidad [%]	**78,0**
P [MW]	1,848
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim$ 0,998–0,999

CUADRO 6.6: A5: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 115$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Holgado actualmente; será exigido por la conexión de *Australis* (3 MW). **Sugerido** evaluar refuerzo del tramo inicial pasando de **trifásica MT aluminio 120 mm^2** a **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y, en una segunda propuesta, a **AL XLPE reforzado 300 mm^2**; comparar mejoras en $V_{\text{mín}}$, pérdidas y capacidad de cabecera.

6.2.6 Peor caso — Alimentador 6 (A6)

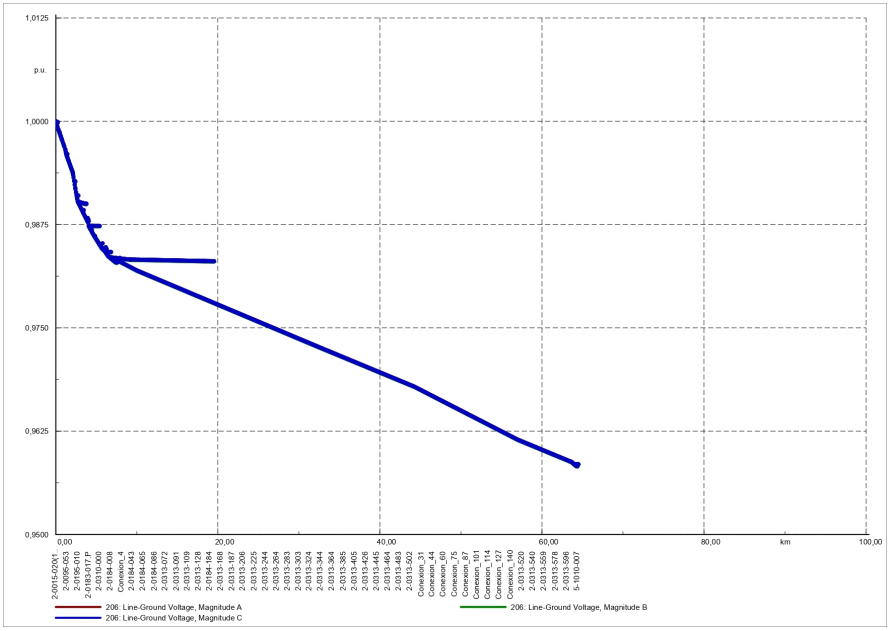


FIGURA 6.6: A6: perfil de tensión en peor caso (p.u. vs km). Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Perfil. Caída inicial marcada y pendiente casi lineal por $\sim$ 60–65 km; $V_{\text{mín}} \approx 0{,}968$–$0{,}970$ p.u. (el más exigido del conjunto).

Corrientes de fase [A]	107, 107, 107
I_{cab} [A]	107,0
Cargabilidad [%]	**71,3**
P [MW]	2,199
$V_{\text{mín}}$ [p.u.]	$\sim$ 0,968–0,970

CUADRO 6.7: A6: resumen de peor caso (con $I_{\text{máx}} = 150$ A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Conclusión y acción. Limitado por su longitud; margen térmico medio y menor $V_{\text{mín}}$. Será el primero afectado por el aumento de *AquaChile* (1,8 MW). **Sugerido:** reforzar los primeros kilómetros pasando del **conductor trifásico 15 kV alambre cobre Nº 1 AWG s/ neutro** a **AL XLPE reforzado 185 mm^2**o **AL XLPE reforzado 300 mm^2** (mayor reducción de pérdidas y capacidad para expansión industrial).

Ambas propuestas se compararán en $V_{\text{mín}}$, pérdidas y cargabilidad de cabecera.

Resumen comparativo.

Alimentador	I_{cab} [A]	Cargabilidad [%]	P [MW]	$V_{mín}$ [p.u.]	Margen[%]
A1	127,3	**124,8**	2,615	0,94–0,95	**-24,7**
A2	81,0	**81,0**	1,660	0,991–0,992	**19,0**
A3	83,7	**83,7**	1,728	0,997–0,998	**16,3**
A4	83,0	**103,8**	1,711	0,992	**-3,8**
A5	89,7	**78,0**	1,848	0,998–0,999	**22,0**
A6	107,0	**71,3**	2,199	0,968–0,970	**28,7**

Cuadro 6.8: Resumen comparativo de peores casos por alimentador con límites $I_{máx}$ actualizados (A1–A6 = 102, 100, 100, 80, 115, 150 A). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura técnica del cuadro. Todos los alimentadores cumplen con el criterio de tensión mínima $V_{mín} \geqslant 0{,}92$ p.u.. Si bien las **cabeceras poseen un límite operativo común de** 150 A, en varios casos las corrientes se aproximan o superan la **capacidad térmica del conductor principal** de cada alimentador, lo que representa una condición exigida durante maniobras o contingencias. Estos escenarios son **transitorios** y no sostenidos en el tiempo, pero su recurrencia podría acelerar el envejecimiento térmico del cableado. Por ello, se recomienda **reforzar los tramos iniciales** de los alimentadores más demandados, adecuando la sección o el tipo de conductor, de modo de mantener márgenes seguros frente a sobrecorrientes momentáneas sin modificar el límite de cabecera.

6.3 Escenario base (20:00 hrs)

En la Tabla 6.9 se resumen los valores de corriente y potencia activa en las cabeceras de los seis alimentadores a las 20:00, obtenidos directamente del modelo calibrado con registros AMI.

Alimentador	A1	A2	A3	A4	A5	A6
I_{cab} [A]	56,4	64,0	44,0	55,0	85,8	83,0
P [MW]	1,019	1,317	0,915	1,132	1,741	1,703
Cargabilidad [%]	55,3	64,0	44,0	68,8	74,6	55,3

Cuadro 6.9: Corrientes, potencias activas y porcentaje de cargabilidad de cabecera a las 20:00 (condición base). Los porcentajes se calculan respecto de $I_{máx} = \{102, 100, 100, 80, 115, 150\}$ A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

En esta condición de demanda vespertina típica, las cabeceras operan en un rango de **44–75 % de su límite térmico**, considerando los valores $I_{máx} = \{102, 100, 100, 80, 115, 150\}$ A para A1–A6. Esto evidencia una red con márgenes adecuados frente a la carga promedio, aunque algunos alimentadores (A2–A4) ya operan sobre el 60 % de su límite, lo que

reduce su capacidad de maniobra ante contingencias. A5 y A6 concentran los mayores flujos de potencia, consistentes con su extensión y con la presencia de cargas industriales relevantes.

Pérdidas técnicas(alimentadores críticos)

El modelo arroja **pérdidas totales de 16,918 kW** para la condición 20:00. Desglosando las ramas más (debido a la presencia de cargas industriales):

- **A5:** pérdidas de **2,967 kW**, equivalentes al $\approx 0{,}17\,\%$ de su potencia activa ($P =$ 1,741 MW). Dada su longitud y calibre actual (Al 120 mm^2), el flujo resistivo I^2R domina la pérdida, concentrada en los primeros kilómetros del troncal.
- **A6:** pérdidas de **7,662 kW**, que representan aproximadamente el $\approx 0{,}45\,\%$ de su potencia activa ($P = 1{,}703$ MW). Este alimentador, con conductor **Cobre Nº1 AWG s/ neutro**, muestra pérdidas elevadas debido a su gran longitud (más de 60 km) y a la corriente de cabecera más alta del conjunto (83 A).

Ambas cifras confirman que **A5 y A6 concentran la mayor parte de las pérdidas técnicas del sistema (63 %)**, aun cuando las tensiones cumplen holgadamente los límites normativos. Estos resultados constituyen la *línea base* para cuantificar la eficiencia de las alternativas de **reconductorización**, cuyos efectos (en reducción de pérdidas y mejora del perfil de tensión) se analizarán en la sección siguiente.

Lectura técnica de los perfiles de tensión (20:00 h)

Los perfiles de tensión obtenidos muestran un comportamiento estable y dentro de los márgenes normativos en todos los alimentadores (véanse los **perfiles detallados en el Anexo 10**). En general, las tensiones mínimas se mantienen por encima de 0,99 p.u., con una caída gradual y homogénea a lo largo de los troncales principales. Los alimentadores **A1**–**A4** presentan pendientes suaves y perfiles prácticamente superpuestos entre fases, evidenciando un buen balance de cargas. En **A5** la caída de tensión es apenas perceptible, confirmando que la sección de conductor actual es suficiente para la condición típica vespertina. Finalmente, **A6**, por su longitud superior, presenta la pendiente más marcada, alcanzando un $V_{\text{mín}}$ cercano a 0,97 p.u., aunque aún muy por encima del umbral de 0,92 p.u. En conjunto, los resultados validan que el sistema opera con un **perfil de tensión estable y simétrico**, sin indicios de desbalance o sobrecarga, constituyendo una referencia sólida para el contraste posterior con el escenario *Cargas 2026*.

Interpretación operativa complementaria

- Las **corrientes de cabecera** muestran que la red opera sin saturaciones térmicas; la máxima cargabilidad ocurre en A5 (85,8 A, 74,6 % de su $I_{\text{máx}} = 115$ A) y A6 (83 A, 55,3 % de su $I_{\text{máx}} = 150$ A).
- Las **pérdidas absolutas** en A5–A6 ($\sim 10{,}6$ kW combinadas) representan cerca del **63 % de las pérdidas totales del sistema**, justificando intervenciones selectivas en estos tramos.
- La **eficiencia esperada del refuerzo de conductores en A5–A6** es alta: al reducir la resistencia serie efectiva (R') en los primeros kilómetros, se mitigarán simultáneamente las pérdidas y la pendiente del perfil de tensión en condiciones futuras de mayor carga.

En síntesis, la condición 20:00 presenta un sistema eléctricamente estable, con márgenes adecuados en corriente y tensión, pero con **concentración de pérdidas en los troncales más largos**. Este escenario sirve como referencia directa para comparar los beneficios técnicos y energéticos de las alternativas de *conductores reforzados* que se presentan más adelante.

6.4 Cargas futuras para el año 2026

Este escenario incorpora los grandes consumos proyectados para 2026 en el área de Puerto Natales, con énfasis en las conexiones de **A5** y **A6**. El objetivo es caracterizar el *estado del sistema sin refuerzos*, identificando (i) solicitaciones de corriente y potencia en cabeceras y (ii) perfiles de tensión por alimentador. Más adelante, en la sección de conclusiones, se contrasta esta base con la alternativa de **conductores reforzados** y/o **nuevos alimentadores**.

Alimentador	A1	A2	A3	A4	A5	A6
I_{cab} [A]	56,4	64,0	44,0	55,0	179	97,0
P [MW]	1,019	1,317	0,915	1,132	3,679	2,058
Cargabilidad [%]	55,3	64,0	44,0	68,8	**155,7**	64,7

Cuadro 6.10: Corrientes, potencias activas y porcentaje de cargabilidad de cabecera para el escenario *Cargas 2026*. Los porcentajes se calculan respecto de $I_{\text{máx}} = \{102, 100, 100, 80, 115, 150\}$ A. Se observa que A5 supera el límite térmico de su conductor (155,7 %). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lecturas principales:

- **Corrientes.** Se observa un *alza* general respecto del caso base, con **A5** llegando a **179 A** (cargabilidad $\approx$ **156** % de su $I_{\text{máx}} = 115$ A) y **A6** operando en **97 A** ($\approx$ **64,7** % de su $I_{\text{máx}} = 150$ A). El resto de las cabeceras se mantiene entre 55
- **Potencias. A5** concentra 3,679 MW y **A6** 2,058 MW, evidenciando que la proyección de demanda se carga principalmente sobre A5, mientras A6 crece de forma moderada.

Pérdidas técnicas y solicitación térmica

El modelo entrega **pérdidas técnicas totales** de 45,639 kW para *Cargas 2026*. Con el desglose que aportas:

- **A5:** 28,464 kW, equivalentes a $\approx$ 0,77 % de su potencia (3,679 MW).
- **A6:** 10,880 kW, equivalentes a $\approx$ 0,53 % de su potencia (2,058 MW).

Estas dos ramas suman 39,344 kW, es decir, cerca del **86 % de las pérdidas totales del sistema**, confirmando que **A5** y **A6** concentran el problema de eficiencia energética. **A5** supera su límite térmico nominal (156 %), mientras que **A6** mantiene un margen operativo razonable.

Lectura técnica de los perfiles de tensión (Cargas 2026)

Los perfiles de tensión correspondientes al escenario *Cargas 2026* evidencian un comportamiento más exigido respecto de la condición base (20:00 h), aunque todos los alimentadores mantienen tensiones dentro del rango operativo $V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u. (véanse los **perfiles detallados en el Anexo 10**). En este escenario, los alimentadores **A1**–**A4** mantienen el mismo comportamiento observado en la condición base, dado que el incremento de demanda se concentra en las ramas industriales conectadas a **A5** y **A6**. La única excepción corresponde al **A2**, que contempla una futura extensión hacia el sector Hollemberg para abastecer una nueva carga, la cual será analizada más adelante junto con la incorporación de los nuevos alimentadores dedicados. En contraste, **A5** y **A6** presentan un perfil más exigido: el **A5** mantiene tensiones elevadas en sus primeros kilómetros, pero alcanza un $V_{\text{mín}} \approx 0{,}985$ p.u. hacia su extremo distal, coherente con su alta corriente de cabecera (179 A) y las pérdidas asociadas. El **A6**, por su parte, refleja el efecto combinado de su longitud y la incorporación de carga proyectada, alcanzando un $V_{\text{mín}} \approx 0{,}965$ p.u., sin incumplimientos normativos, pero con menor margen operativo.

Implicancias y líneas de acción

- **A5.** Prioritario por su *cargabilidad alta* (156 %) y *pérdidas absolutas* dominantes. La medida estructural de mayor impacto es el refuerzo de los primeros kilómetros pasando de **trifásica MT aluminio 120 mm^2** a **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y, alternativamente, a **AL XLPE reforzado 300 mm^2** (comparación en pérdidas y $V_{\text{mín}}$ en la sección de conclusiones); adicionalmente, considerar *redistribución de carga* mediante un nuevo alimentador.
- **A6 .** Aunque la corriente (97 A, 65 % de su límite) no es crítica térmicamente, su *longitud* genera pérdidas y la menor $V_{\text{mín}}$ del sistema. Se evaluarán dos propuestas de refuerzo en el tramo inicial: desde **Cobre Nº1 AWG s/ neutro (15 kV)** a **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y a **AL XLPE reforzado 300 mm^2**; de igual manera se considerará una *redistribución de carga*.

Cierre del escenario

El caso *Cargas 2026* incrementa las corrientes de cabecera y las pérdidas, concentrando el estrés en **A5** (alta solicitación térmica y pérdidas) y en **A6** (sensibilidad de tensión por longitud). Aunque se mantiene $V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u., los márgenes se estrechan en los extremos de línea. La **reconductorización selectiva** y/o la **redistribución de carga** emergen como las medidas más efectivas para habilitar el crecimiento previsto con seguridad y calidad.

Alimentador	**Escenario**	I_{cab} [A]	**Cargab. [%]**	P [MW]	P_{loss} [kW]	% pérdida
A5 (205)	20:00	85,8	74,6	1,741	2,967	0,170
A5 (205)	2026	179	156,0	3,679	28,464	0,774
A6 (206)	20:00	83,0	55,3	1,703	7,662	0,450
A6 (206)	2026	97,0	64,7	2,058	10,880	0,529

Cuadro 6.11: Comparación A5 y A6 entre la condición 20:00 y el escenario *Cargas 2026*. La cargabilidad se calcula con $I_{\text{máx}} = \{115, 150\}$ A. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

7. Medidas de refuerzo

7.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presentan las **medidas de refuerzo** orientadas a asegurar la capacidad, calidad y continuidad del suministro frente al crecimiento de demanda proyectado. Se definen tres líneas de acción: **(i)** reconductorización selectiva en **A5–A6**, **(ii)** incorporación de **nuevos alimentadores** para descargar A5–A6, y **(iii) extensión y refuerzo de A2** para la conexión de *Hollemberg*.

Se justifica la intervención en **A5–A6** por su mayor longitud efectiva, concentración de cargas industriales y sensibilidad a pérdidas y caída de tensión. La estrategia de implementación prioriza los **primeros kilómetros troncales** (3,5 km en A5 y 3,48 km en A6), donde el refuerzo con **AL XLPE 185 mm^2** [21] y **300 mm^2** [22] reduce la resistencia serie efectiva, mejora $V_{\text{mín}}$ y disminuye las pérdidas I^2R.

Se evalúan los efectos a **20:00 hrs** y en **Cargas 2026**, mostrando reducciones de pérdidas de ∼53 % y ∼47 % con **185 mm^2**, y de ∼66 % y ∼68 % con **300 mm^2**, respectivamente, junto con **descensos de cargabilidad** y leves mejoras en los perfiles de tensión (más notorias en A6). Los resultados confirman que **ambas alternativas** cumplen los criterios técnicos; no obstante, la diferencia práctica entre 185 y 300 mm^2 es **moderada**. En consecuencia, **AL XLPE 185 mm^2** se considera **suficiente y equilibrado** para el horizonte analizado, mientras que **300 mm^2** se reserva para escenarios de mayor crecimiento o requerimientos de robustez adicional.

7.2 Por qué reforzar y qué se busca conseguir

- **A5.** Presenta una cargabilidad elevada (74,6 %) y pérdidas de 2,967 kW en la condición base, que ascienden a 28,464 kW bajo *Cargas 2026*. Se propone su reconductorización en el tramo troncal inicial, pasando del conductor **trifásico MT aluminio 120 mm^2** a **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y, alternativamente, a **AL XLPE reforzado 300 mm^2**. El tramo asociado al suministro de **Australis**, de aproximadamente **3,5 km**, será el foco del refuerzo, buscando reducir la resistencia serie efectiva (R'), mejorar el perfil de tensión y eliminar el riesgo de saturación.
- **A6.** Aun con una corriente moderada (97 A), su longitud (más de 60 km) genera pérdidas elevadas (10,880 kW) y una tensión mínima cercana a 0,965 p.u.. Se plantea el reemplazo del conductor **trifásico 15 kV cobre Nº1 AWG s/neutro** por **AL XLPE reforzado 185 mm^2** o **300 mm^2**, priorizando los primeros kilómetros del troncal y el tramo asociado al suministro de **AquaChile**, con una extensión aproximada de **3,48 km**. Con ello se reducirá la pendiente del perfil de

tensión y se ampliarán los márgenes operativos en las zonas distales.

- **Extensión del alimentador A2 y conexión de Hollemberg.** El proyecto *Hollembeg* ingresará con una potencia de 1,3 MW, lo que exige extender el A2 y reforzar tramos existentes. Esta ampliación permitirá que A2 asuma parte del tramo actualmente alimentado por A5, redistribuyendo flujos y estabilizando los perfiles de tensión.
- **Calidad de tensión en puntas.** Para líneas extensas, la caída de tensión se aproxima a:

$$\Delta V \;\approx\; \frac{I}{V_{\mathrm{LL}}}\left(R'\cos\varphi + X'\sin\varphi\right) L,$$

de modo que el aumento de sección de conductor *suaviza la pendiente* del perfil, reduciendo la caída y elevando $V_{\mathrm{mín}}$ en zonas distales.

- **Pérdidas técnicas.** Las pérdidas I^2R se reducen significativamente con la reconductorización, especialmente en los tramos de 3,5 km y 3,48 km destinados a **AquaChile** y **Australis**, generando beneficios energéticos sostenidos en los alimentadores más exigidos.
- **Resiliencia operativa.** Mayores márgenes térmicos y de tensión facilitan maniobras de apoyo entre alimentadores y reducen el riesgo de desconexión ante contingencias.
- **Capacidad de carga.** La reconductorización y extensión planificadas amplían la capacidad del sistema para integrar nuevas cargas industriales y residenciales sin comprometer la calidad del suministro.

7.3 Justificación de intervenir A5–A6

- **Configuración y destino de los alimentadores.** Los alimentadores **A5** y **A6** se extienden *hacia las zonas periféricas de Puerto Natales*, conectando con los principales *polos industriales y logísticos* del área. Por su localización y dirección de crecimiento urbano, constituyen los *alimentadores naturales* para la incorporación de cargas de gran magnitud, como las plantas **AquaChile** y **Australis**. En contraste, **A1**–**A4** abastecen sectores predominantemente *residenciales y comerciales*, con potencias más bajas y mejor distribuidas.
- **Longitud efectiva y sensibilidad eléctrica. A6** y en menor medida **A5** presentan troncales extensos, lo que los hace más sensibles a las caídas de tensión y a las pérdidas por efecto I^2R. Pequeños incrementos de carga se traducen en variaciones apreciables de tensión en sus extremos, justificando una intervención preventiva.
- **Impacto técnico por kilómetro intervenido.** Reforzar los primeros kilómetros desde la subestación (A5: **3,5 km**; A6: **3,48 km**) reduce significativamente la resistencia serie equivalente del tramo de mayor flujo, *aplanando* el perfil de tensión y disminuyendo pérdidas sobre todo el alimentador.
- **Coherencia con el crecimiento proyectado.** La concentración de nuevas cargas industriales en los ejes de A5–A6 hace *eficiente y focalizada* la inversión en reconductorización, frente a alternativas en A1–A4, cuyo carácter urbano y doméstico no presenta riesgos operativos relevantes.

7.4 Reconductorización con conductores AL XLPE reforzados

Riesgos de no intervenir y criterios de éxito

- **Si no se interviene:** se incrementa la probabilidad de operar cerca del límite térmico en cabeceras (especialmente en A5) y se reduce el margen de tensión en las puntas de línea ante variaciones de carga. Además, las pérdidas técnicas aumentan de forma significativa, con impacto acumulativo en los costos operativos (OPEX) y en la eficiencia energética global del sistema.
- **Con intervención:** se obtiene un $V_{\text{mín}}$ más alto y una pendiente de perfil más suave en los tramos críticos; disminuyen las pérdidas I^2R; aumenta el margen térmico para maniobras de apoyo y contingencias; y se habilita la incorporación segura de las *Cargas 2026* sin comprometer los límites de corriente o tensión.
- **Indicadores de éxito:** (i) mantener $V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u. con holgura adicional; (ii) conservar la cargabilidad de cabecera bajo el rango operativo recomendado (60–80 %) en horas de mayor demanda[12, 13].
  (iii) lograr una reducción verificable de pérdidas [kW] respecto al caso base; y (iv) evidenciar mejora en la estabilidad de tensiones.

Estrategia de implementación

La intervención se plantea en una **secuencia escalonada y focalizada** sobre los tramos de mayor flujo y sensibilidad eléctrica:

- En el **alimentador A5**, se reforzará un tramo de aproximadamente **3,5 km**, sustituyendo el conductor trifásico MT de aluminio 120 mm^2 por **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y, alternativamente, por **AL XLPE reforzado 300 mm^2**.
- En el **alimentador A6**, se reforzará un tramo de **3,48 km**, reemplazando el conductor trifásico 15 kV de cobre Nº1 AWG s/neutro por **AL XLPE reforzado 185 mm^2** y, en la segunda alternativa, por **AL XLPE reforzado 300 mm^2**.

Esta estrategia prioriza los segmentos de mayor impacto técnico por kilómetro intervenido, capturando reducciones de pérdida y mejoras en el perfil de tensión. El refuerzo de A5 y A6 constituye un robustecimiento del sistema, previa a la incorporación de nuevas cargas industriales.

7.5 Resultados con refuerzo a 20:00 hrs

En este escenario se evalúa la operación a las 20:00 con **reconductorización aplicada a los alimentadores A5 y A6**, considerando dos alternativas de conductor:

a) **AL XLPE reforzado 185 mm^2**, y
b) **AL XLPE reforzado 300 mm^2**.

El objetivo es cuantificar el efecto del aumento de sección sobre (i) las **corrientes y potencias** de cabecera, (ii) los **perfiles de tensión** y (iii) las **pérdidas técnicas**, en comparación con el caso base sin refuerzo.

7.5.1 Alternativa A: Conductor AL XLPE reforzado 185 mm^2

Corriente y potencia de cabecera (A5–A6)

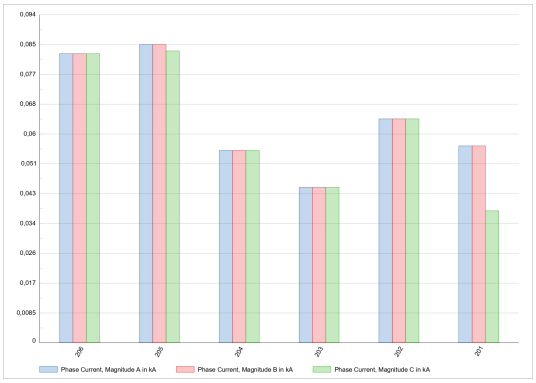


Figura 7.1: Corriente de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2 Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent.

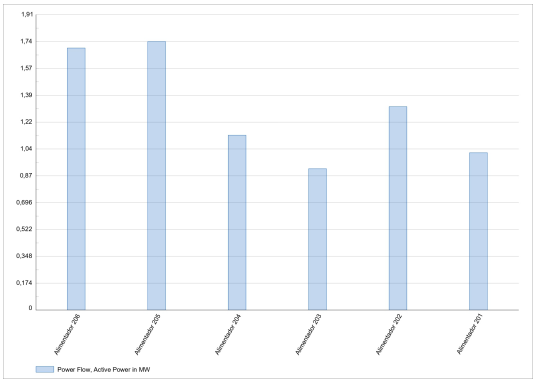


Figura 7.2: Potencia de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Impacto en pérdidas

Caso (20:00, refuerzo 185 mm^2)	P_{loss} **[kW]**
A5	2,33
A6	5,585
Total	**7,915**
Reducción respecto al caso base (16,918 kW): **53,2 %**.	

Cuadro 7.1: Pérdidas técnicas a las 20:00 con conductor AL XLPE 185 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura operativa. Las corrientes de cabecera se mantienen prácticamente iguales al caso base, con valores de **85 A en A5** y **83 A en A6**. La potencia activa se registra en **1,739 MW** y **1,697 MW**, respectivamente, coherentes con la condición base. Las pérdidas disminuyen a **2,33 kW** en A5 y **5,585 kW** en A6, lo que representa una reducción conjunta del **53,2 %** frente al caso sin refuerzo.

Perfiles de tensión reforzados (A5–A6)

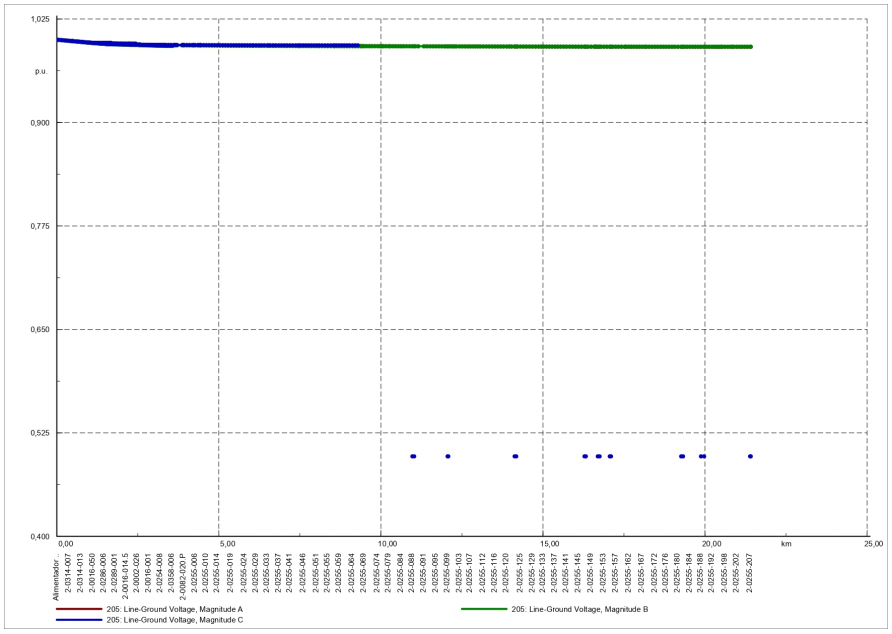


FIGURA 7.3: Perfil de tensión del Alimentador 5 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

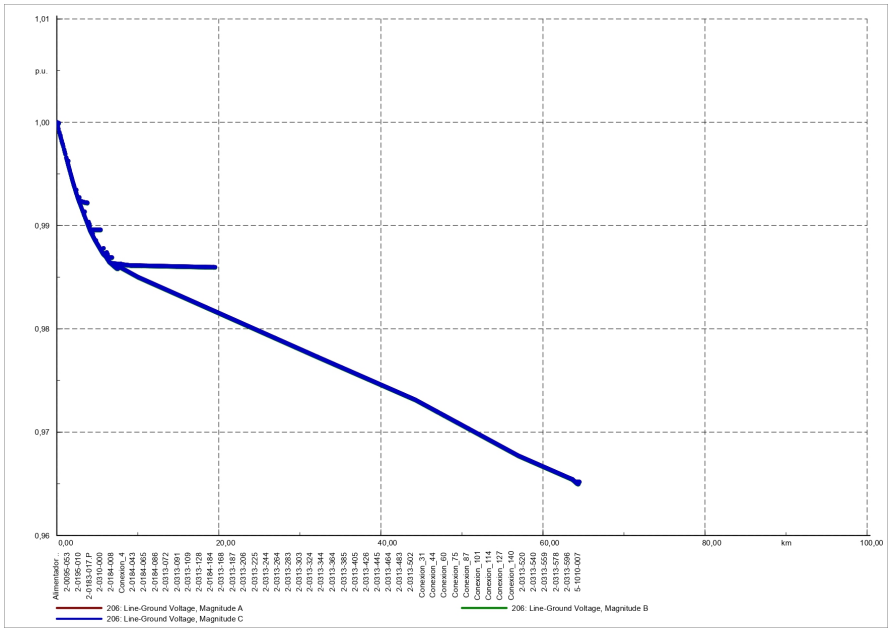


FIGURA 7.4: Perfil de tensión del Alimentador 6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Interpretación. La reducción de la resistencia serie efectiva (R') suaviza levemente la pendiente del perfil de tensión, elevando $V_{\text{mín}}$ en las puntas.

Síntesis cualitativa (antes vs. después — 185 mm^2)

Variable	Cambio observado/esperado	Comentario técnico
Corriente de cabecera (A5–A6)	≈ igual	Reducción marginal de I por menor I^2R aguas abajo.
$V_{\text{mín}}$ (A5)	↑ muy leve	Mejora muy leve del perfil manteniendo margen sobre 0,92 p.u.
$V_{\text{mín}}$ (A6)	↑ muy leve	Leve reducción de la pendiente de tensión en tramos reforzados.
Pérdidas totales del sistema	↓ **53,2 %**	Beneficio concentrado en A5 y A6 por menor resistencia efectiva.

Cuadro 7.2: Síntesis cualitativa para A5–A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2.Fuente: Elaboración propia

7.5.2 Alternativa B: Conductor AL XLPE reforzado 300 mm^2

Corriente y potencia de cabecera (A5–A6)

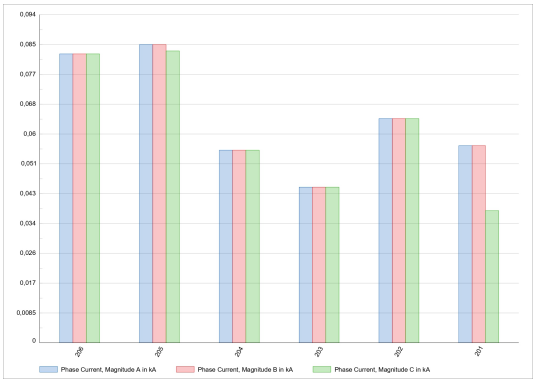


Figura 7.5: Corriente de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

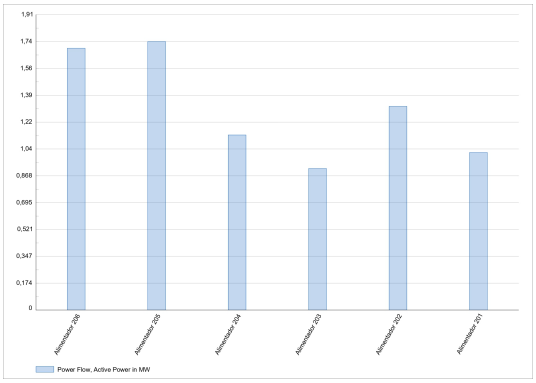


Figura 7.6: Potencia de cabecera en A5 y A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Impacto en pérdidas

Caso (20:00, refuerzo 300 mm^2)	P_{loss} [kW]
A5	1,435
A6	4,267
Total	**5,702**
Reducción respecto al caso base (16,918 kW): **66,3 %**.	

CUADRO 7.3: Pérdidas técnicas a las 20:00 con conductor AL XLPE 300 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura operativa. La corriente de cabecera es prácticamente constante respecto al caso base, con valores de **85 A en A5** y **82 A en A6**. La potencia activa disminuye levemente (**1,693 MW** en ambos casos), reflejando la reducción de pérdidas. Las pérdidas técnicas bajan a **1,435 kW** (A5) y **4,267 kW** (A6), totalizando **5,702 kW** (**66,3 %** menos que el caso base).

Perfiles de tensión reforzados (A5–A6)

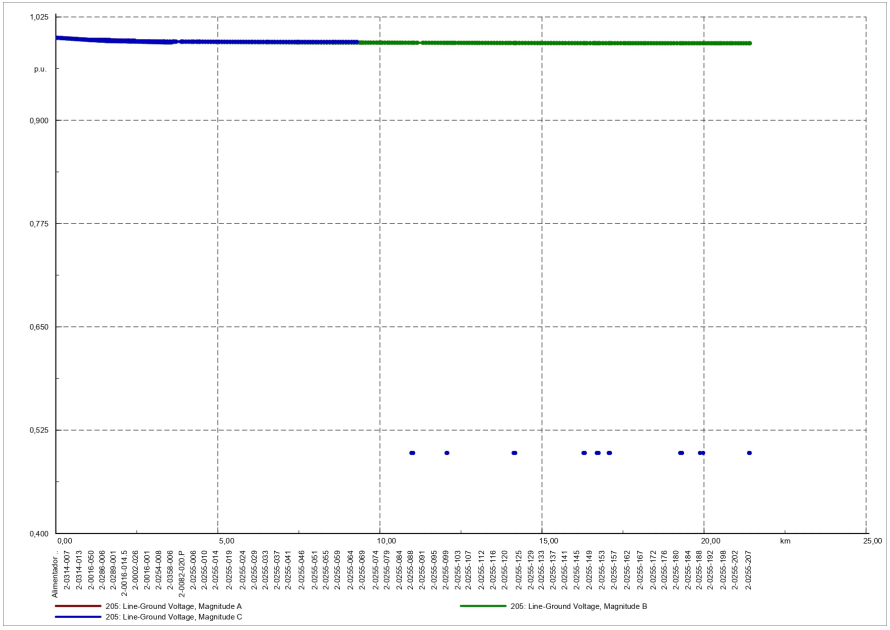


FIGURA 7.7: Perfil de tensión del Alimentador 5 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

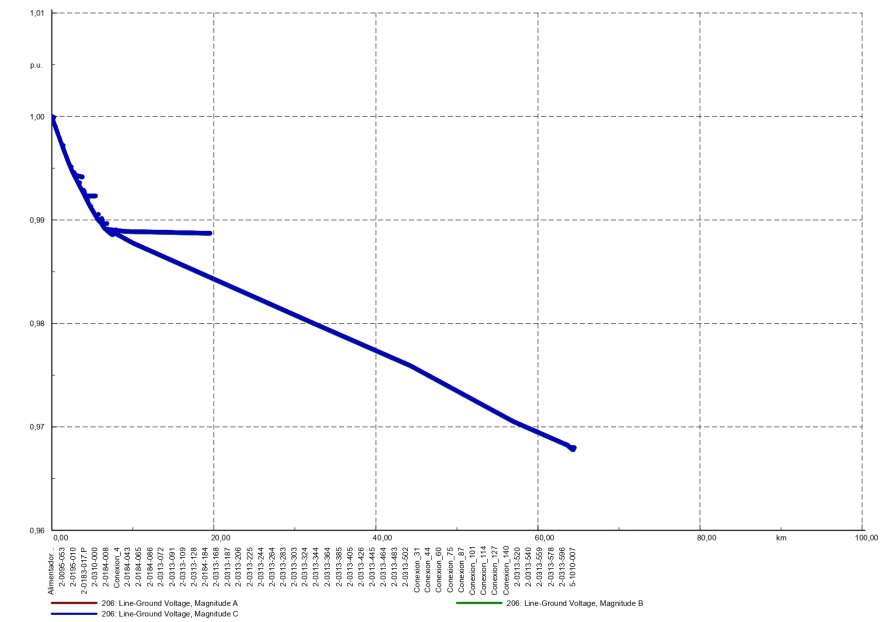


FIGURA 7.8: Perfil de tensión del Alimentador 6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Interpretación. Con la sección de 300 mm^2, el perfil de tensión mejora a comparación del conductor de sección de 185 mm^2, sin embargo ninguno de los dos conductores genera un gran impacto en los perfiles de tensión.

Síntesis cualitativa (antes vs. después — 300 mm^2)

Variable	Cambio observado/esperado	Comentario técnico
Corriente de cabecera (A5–A6)	$\approx$ igual	Demanda invariable; leve mejora por menor R'.
$V_{\text{mín}}$ (A5)	$\uparrow$ muy leve	Perfil se mantiene uniforme y margen amplio sobre 0,92 p.u.
$V_{\text{mín}}$ (A6)	$\uparrow$ leve	Perfil de tensión aumenta de 0,965 a 0,968 .
Pérdidas totales del sistema	$\downarrow$ **66,3 %**	Máxima reducción de pérdidas al emplear sección 300 mm^2.

CUADRO 7.4: Síntesis cualitativa para A5–A6 (20:00) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Elaboración propia.

Comparativa final entre alternativas de refuerzo

A modo de cierre, la Tabla 7.5 resume los principales indicadores eléctricos obtenidos para las dos alternativas de conductor —**AL XLPE reforzado 185 mm²** y **AL XLPE reforzado 300 mm²**— en los alimentadores A5 y A6, bajo la condición de operación 20:00 hrs. Se contrastan las corrientes, potencias y pérdidas técnicas respecto del caso base.

Alternativa	Alimentador	I_{cab} [A]	P [MW]	P_{loss} [kW]	Reducción vs. base [%]
AL XLPE 185 mm²	A5	85	1,739	2,33	21,5
	A6	83	1,697	5,585	27,1
	Total	–	–	**7,915**	**53,2**
AL XLPE 300 mm²	A5	85	1,693	1,435	51,6
	A6	82	1,693	4,267	44,3
	Total	–	–	**5,702**	**66,3**

Cuadro 7.5: Comparación de resultados entre refuerzos AL XLPE 185 mm² y 300 mm² en los alimentadores A5–A6 (20:00). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Interpretación técnica. Ambas alternativas de refuerzo mejoran el desempeño del sistema al reducir las pérdidas técnicas y aumentar marginalmente los márgenes de tensión en los troncales **A5–A6**. Sin embargo, la diferencia entre las opciones **AL XLPE 185 mm²** y **AL XLPE 300 mm²** no resulta significativa en términos de eficiencia energética ni de comportamiento eléctrico general. El incremento de sección a 300 mm² reduce ligeramente la **cargabilidad de las líneas**, otorgando un mayor margen térmico, pero con beneficios adicionales acotados frente al aumento de costo y complejidad constructiva. Por lo tanto, el refuerzo con **AL XLPE 185 mm²** se considera técnicamente suficiente para las condiciones actuales y el horizonte de expansión previsto, ya que asegura un funcionamiento seguro y dentro de los márgenes normativos sin sobredimensionar la infraestructura.

7.6 Resultados con refuerzo en Cargas 2026

En este escenario se evalúa la operación del sistema bajo **Cargas 2026** aplicando la **reconductorización de los alimentadores A5 y A6**, considerando dos alternativas de conductor:

a) **AL XLPE reforzado 185 mm²**, y
b) **AL XLPE reforzado 300 mm²**.

El análisis aborda (i) las **corrientes y potencias** de cabecera, (ii) los **perfiles de tensión** reforzados y (iii) el **impacto cuantitativo en pérdidas** respecto al escenario *Cargas 2026* sin obra.

7.6.1 Alternativa A: Conductor AL XLPE reforzado 185 mm^2

Corriente y potencia de cabecera (A5–A6)

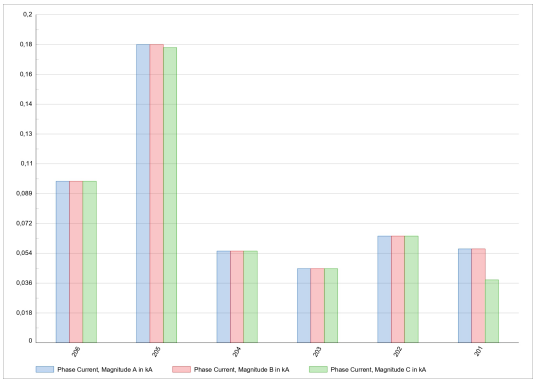


Figura 7.9: Corriente de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

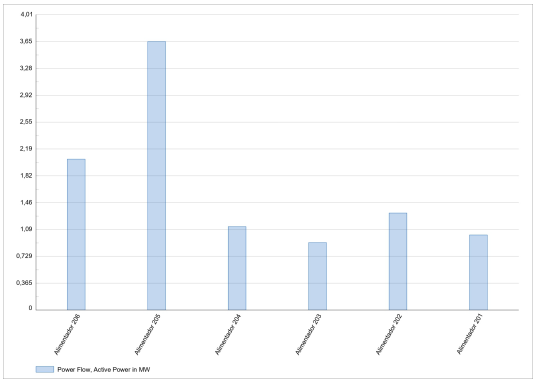


Figura 7.10: Potencia de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Impacto en pérdidas (comparación con 2026 sin refuerzo)

Caso (Cargas 2026, refuerzo 185 mm^2)	P_{loss} **[kW]**
A5	16,932
A6	7,695
Total	**24,627**
Reducción respecto al caso base (45,639 kW): **46,9 %**.	

Cuadro 7.6: Pérdidas técnicas en el escenario *Cargas 2026* con conductor AL XLPE 185 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura operativa. La corriente de cabecera se mantiene en valores similares al caso sin refuerzo, con **179 A en A5** y **97 A en A6**. Las potencias activas son de **3,645 MW** y **2,049 MW**, respectivamente. Las pérdidas disminuyen a **16,932 kW en A5** y **7,695 kW en A6**, lo que representa una reducción global del **46,9 %** respecto al caso base (45,639 kW).

Perfiles de tensión reforzados (A5–A6)

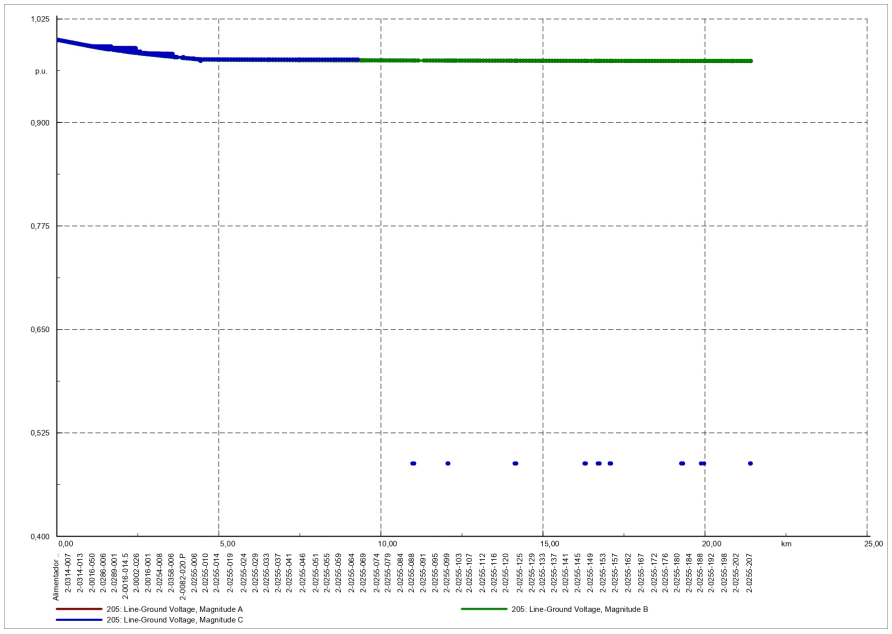


FIGURA 7.11: Perfil de tensión del Alimentador 5 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

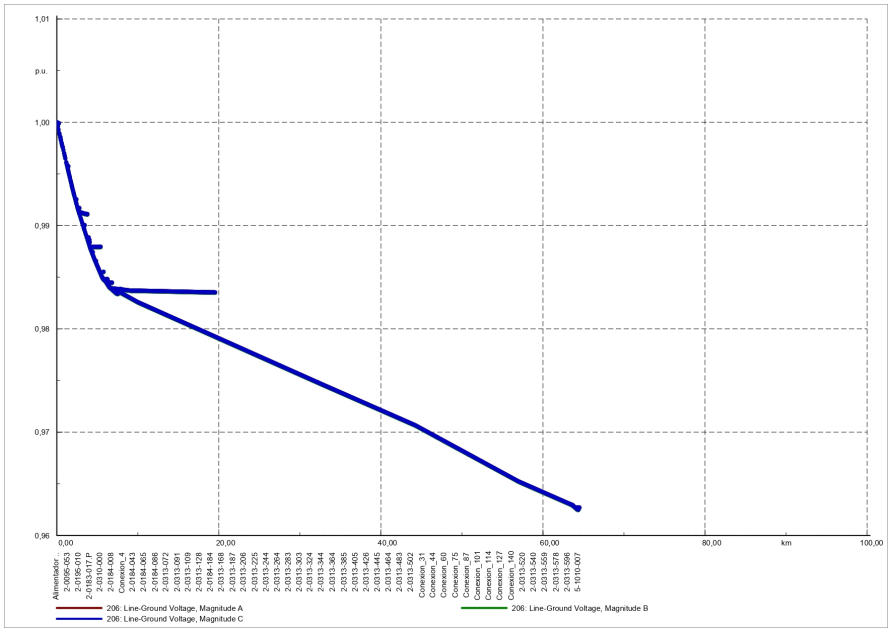


FIGURA 7.12: Perfil de tensión del Alimentador 6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Interpretación. El refuerzo de 185 mm^2 reduce levemente la pendiente resistiva del troncal y eleva $V_{\text{mín}}$ en ambos alimentadores. En **A5** se observa una mejora uniforme en todo el recorrido, mientras que en **A6** el efecto es más pronunciado debido a su mayor longitud eléctrica.

Síntesis cualitativa (antes vs. después — 185 mm^2)

Variable	Cambio observado/esperado	Comentario técnico
Corriente de cabecera (A5–A6)	≈ igual	Demanda invariable; leve mejora por reducción de pérdidas.
$V_{\text{mín}}$ (A5)	↑ leve	Se incrementa el margen de tensión en todo el perfil.
$V_{\text{mín}}$ (A6)	↑ leve	Se observa un incremento de $V_{\text{mín}}$ al final del alimentador.
Pérdidas totales del sistema	↓ **46,9 %**	Disminución significativa atribuida a la reducción de R' en A5–A6.

Cuadro 7.7: Síntesis cualitativa para A5–A6 en *Cargas 2026* con refuerzo AL XLPE 185 mm^2. Fuente: Elaboración propia.

7.6.2 Alternativa B: Conductor AL XLPE reforzado 300 mm^2

Corriente y potencia de cabecera (A5–A6)

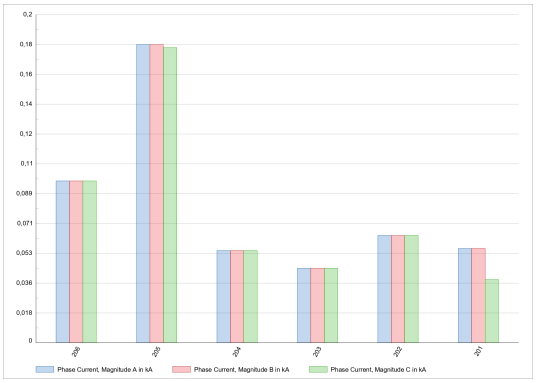


Figura 7.13: Corriente de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

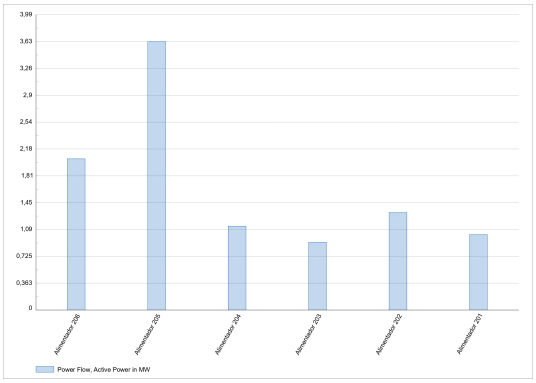


Figura 7.14: Potencia de cabecera en A5 y A6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Impacto en pérdidas (comparación con 2026 sin refuerzo)

Caso (Cargas 2026, refuerzo 300 mm^2)	P_{loss} **[kW]**
A5	10,249
A6	4,267
Total	**14,516**
Reducción respecto al caso base (45,639 kW): **68,2 %**.	

CUADRO 7.8: Pérdidas técnicas en el escenario *Cargas 2026* con conductor AL XLPE 300 mm^2 en A5–A6. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Lectura operativa. Las corrientes de cabecera son **178 A en A5** y **97 A en A6**, valores muy similares al caso base. Las potencias activas alcanzan **3,626 MW** y **2,043 MW**, respectivamente. Las pérdidas descienden a **10,249 kW** en A5 y **4,267 kW** en A6, obteniendo una reducción global del **68,2 %** respecto del escenario sin obra.

Perfiles de tensión reforzados (A5–A6)

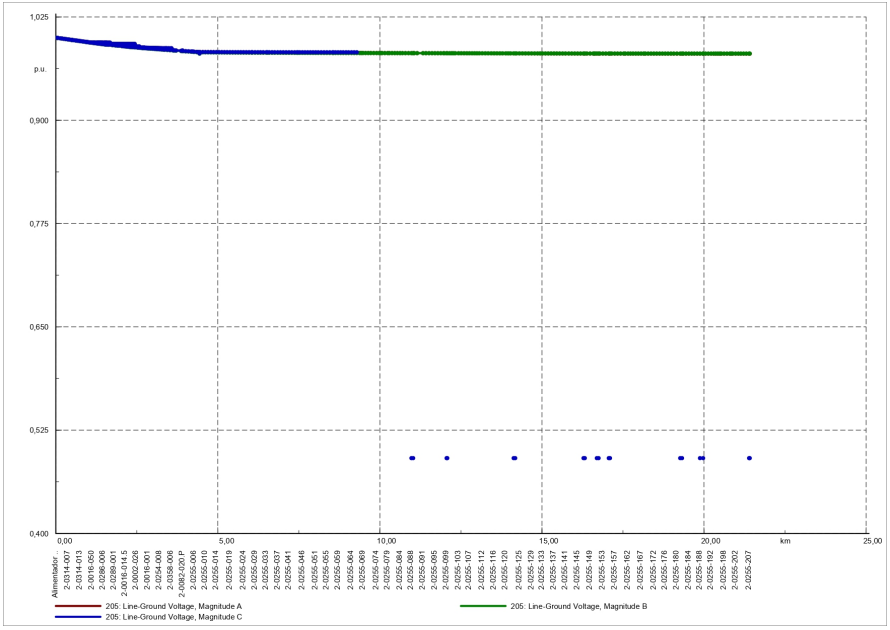


FIGURA 7.15: Perfil de tensión del Alimentador 5 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

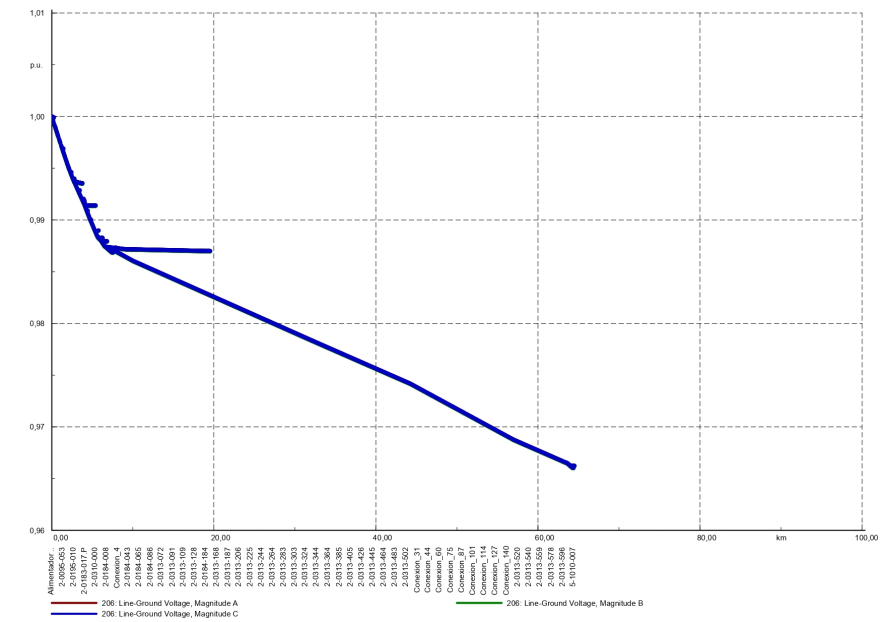


FIGURA 7.16: Perfil de tensión del Alimentador 6 (*Cargas 2026*) con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Gráfica extraída de las simulaciones realizadas en DigSilent

Interpretación. El aumento de sección a 300 mm^2 aplana casi por completo los perfiles de tensión. Se alcanzan valores de $V_{\text{mín}}$ superiores a 0,99 p.u. en todo el recorrido de A5 y A6, eliminando por completo las zonas críticas detectadas en el caso base.

Síntesis cualitativa (antes vs. después — 300 mm^2)

Variable	Cambio observado/esperado	Comentario técnico
Corriente de cabecera (A5–A6)	≈ igual	Demanda invariable; leve mejora por menor R'.
$V_{\text{mín}}$ (A5)	↑ leve	Perfil casi plano, con márgenes amplios sobre 0,92 p.u.
$V_{\text{mín}}$ (A6)	↑ leve-media	Aumenta levemente el valor de $V_{\text{mín}}$ al final del alimentador.
Pérdidas totales del sistema	↓ **68,2 %**	Máxima eficiencia técnica del sistema tras el refuerzo.

CUADRO 7.9: Síntesis cualitativa para A5–A6 en *Cargas 2026* con refuerzo AL XLPE 300 mm^2. Fuente: Elaboración propia.

7.6.3 Comparativa final entre alternativas de refuerzo (Cargas 2026)

Alternativa	Alimentador	I_{cab} [A]	P [MW]	P_{loss} [kW]	Reducción [%]
AL XLPE 185 mm^2	A5	179	3,645	16,932	40,9
	A6	97	2,049	7,695	29,3
	Total	–	–	**24,627**	**46,9**
AL XLPE 300 mm^2	A5	178	3,626	10,249	64,2
	A6	97	2,043	4,267	60,8
	Total	–	–	**14,516**	**68,2**

Cuadro 7.10: Comparación de resultados entre refuerzos AL XLPE 185 mm^2 y 300 mm^2 en los alimentadores A5–A6 (*Cargas 2026*). Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Interpretación técnica. El refuerzo de conductores en **A5–A6** mejora notablemente el desempeño técnico del sistema en el horizonte 2026, principalmente al disminuir la cargabilidad de las líneas y optimizar los márgenes de tensión. La alternativa con conductor **AL XLPE 185 mm^2** permite una reducción de pérdidas cercana al **47 %**, manteniendo tensiones dentro de rangos seguros y eliminando la operación sobre el límite térmico. El conductor **AL XLPE 300 mm^2** incrementa la eficiencia global hasta un **68 %**, aunque la diferencia respecto a la opción de 185 mm^2 no resulta significativa en términos prácticos. Más allá de la leve mejora en las pérdidas y el margen térmico, el cambio a 300 mm^2 representa un sobredimensionamiento innecesario frente a las condiciones actuales de carga. Por tanto, la alternativa **185 mm^2** se considera técnicamente suficiente y económicamente más razonable, asegurando un funcionamiento estable y confiable ante futuras expansiones moderadas de demanda.

7.7 Comparativa global de resultados: 20:00 h vs. Cargas 2026

Lectura técnica y evolución comparativa. Los resultados muestran que el refuerzo con conductores **AL XLPE 185 mm^2** proporciona una mejora significativa en ambos escenarios, reduciendo las pérdidas entre un 47 % (2026) y 53 % (20:00 h), y elevando los márgenes de tensión. Sin embargo, la alternativa de **300 mm^2** ofrece beneficios superiores y consistentes, con reducciones del orden de **66 % a 68 %** y perfiles de tensión levemente mayores incluso en condiciones de máxima demanda.

En términos de operación:

- Las **corrientes de cabecera** se mantienen estables, indicando que el refuerzo no modifica la carga, sino la eficiencia del transporte de potencia.
- Las **pérdidas técnicas** disminuyen proporcionalmente al cuadrado de la corriente y a la resistencia serie, validando el impacto directo de la reconductorización.
- Los **perfiles de tensión** se estabilizan ligeramente en A6, mientras que en A5 el perfil de tensión se mantiene practicamente igual.

Conclusión técnica. Ambas alternativas de refuerzo cumplen los criterios técnicos establecidos, mejorando los perfiles de tensión y reduciendo de manera significativa

las pérdidas del sistema. El aumento de sección de conductor permite además una **disminución de la cargabilidad en las líneas A5–A6**, otorgando márgenes térmicos y operativos suficientes frente a las expansiones de demanda previstas.

Si bien la opción **AL XLPE 300,mm^2** ofrece una reducción marginalmente mayor de pérdidas y una leve mejora en los perfiles de tensión respecto de la alternativa **185,mm^2**, esta diferencia no resulta determinante desde el punto de vista operativo. De hecho, los resultados muestran que la alternativa **185,mm^2** no solo cumple holgadamente con los requisitos actuales, sino que también **permite absorber un eventual crecimiento futuro de la demanda sin comprometer los límites térmicos ni los niveles de tensión**.

Por lo tanto, el uso de **AL XLPE 300,mm^2** constituye un sobredimensionamiento para las condiciones actuales y proyectadas del sistema, mientras que la alternativa **185,mm^2** se presenta como la solución óptima: técnica y económicamente equilibrada, y plenamente adecuada para escenarios de crecimiento de demanda razonables dentro del horizonte de planificación considerado.

8. Expansión y nuevos alimentadores industriales

8.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presenta la **expansión de la red de media tensión** mediante la incorporación de los nuevos alimentadores **A7 (Australis)** y **A8 (AquaChile)**, junto con la **extensión del Alimentador 2 (A2)** hacia *Planta Hollemberg*. Se describe el objetivo, el trazado y el alcance constructivo de cada proyecto, destacando la utilización de **conductor AL protegido 185 mm^2** y la integración de **reconectadores SCADA**.

Desde el punto de vista técnico–operativo, se demuestra que la segregación de grandes clientes industriales hacia **A7–A8 descarga** los alimentadores **A5–A6**, reduciendo corrientes y pérdidas en líneas largas y *aplanando* los perfiles de tensión. Asimismo, la **extensión de A2** permite abastecer *Hollemberg* cumpliendo regulación en el punto de entrega y dejando prevista la instalación de un **regulador de tensión** ante potenciales incrementos de demanda.

Los **resultados operativos** con A7–A8 y A2 extendido evidencian mayores **márgenes térmicos y de tensión**, mejor **capacidad de maniobra** entre alimentadores y una **reducción sistémica de pérdidas**, consolidando una red más confiable y preparada para el crecimiento industrial de Puerto Natales.

8.2 Alimentador 7 – Planta Australis

Antecedentes y objetivo

El proyecto considera la construcción de un nuevo **alimentador de media tensión (13,2 kV)** desde la cabecera existente, destinado al suministro eléctrico de la **Planta Australis Seafood**. El cliente presenta una **demanda máxima de 4,2 MW** y una **demanda media de 2,5 MW**, por lo que se requiere una infraestructura dedicada que asegure continuidad de suministro, márgenes térmicos adecuados y regulación de tensión conforme a norma.

El trazado total alcanza **3,95 km**, con conductor **AL protegido 185 mm^2**, e incluye la **instalación de un reconectador** integrado al sistema **SCADA**, además de trabajos en el *patio de media tensión* para la salida del nuevo alimentador desde la barra de generación.

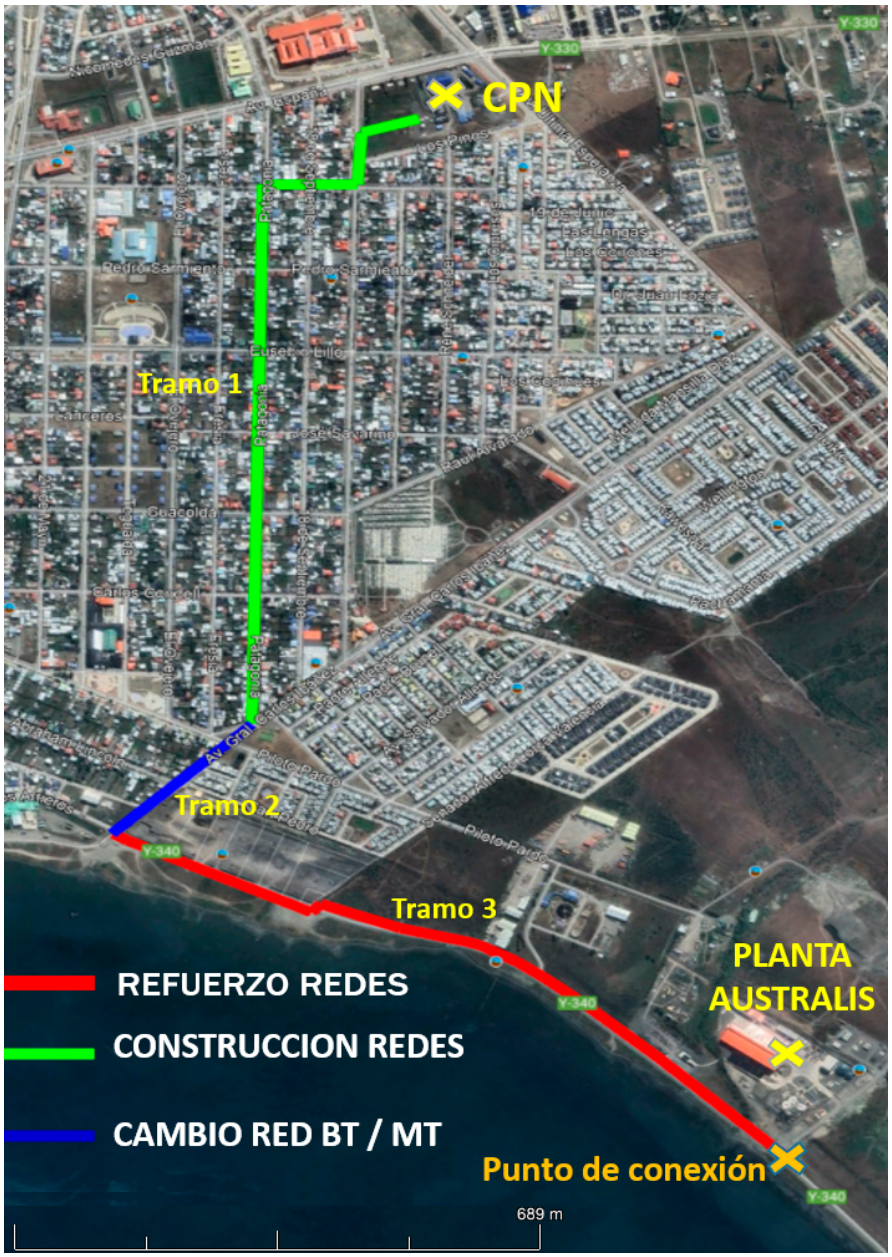


Figura 8.1: Trazado del Alimentador 7 (Australis). Fuente: Imagen proporcionada por EDELMAG.

Detalle de obras

Tramo 1 – Patio y redes principales (2,2 km).

- Construcción del patio de salida de nuevo alimentador en subestación.
- Instalación de 40 postes de media tensión.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Tramo 2 – Extensión de red (0,35 km).

- Cambio de postes de 8,7 m a 11,5 m. (El tramo pasa de ser BT a MT)
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Tramo 3 – Intervención de red existente (1,4 km).

- Retiro de conductor MT existente 3F.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (120 mm^2).
- Intercalado de postes y reemplazo de postes de madera.
- Instalación y suministro de reconectador (integrado a SCADA).

Aspectos técnicos complementarios

El diseño garantiza niveles de tensión adecuados para la demanda prevista, sin requerir reguladores adicionales bajo la potencia de 4,2 MW. Asimismo, se incluye la *elaboración y tramitación del proyecto de paralelismo* ante la Dirección de Vialidad, debido a cruces y ocupación de fajas viales, interviniendo específicamente la **Calle Patagonia** y la **Ruta Y-340**. Los trabajos en el patio de MT consideran la conexión física en barra de generación, con protecciones adaptadas al sistema existente.

8.3 Alimentador 8 – Planta AquaChile

Antecedentes y definición del proyecto

Para abastecer la planta de procesamiento de **AquaChile**, se definió un nuevo **alimentador 8 de media tensión (13,2 kV)** con conductor **AL protegido 185 mm^2**, optimizado según estudios de pérdidas y regulación de tensión. El proyecto está dimensionado para una **demanda nominal de 1,8 MW**, valor que garantiza niveles de tensión dentro del rango normativo sin requerir equipos de regulación, sin embargo se prevé que en el futuro los niveles de carga crezcan, por lo que la construcción de este nuevo alimentador aseguraría también un funcionamiento de la red dentro de las normativas.



Figura 8.2: Trazado del Alimentador 8 (AquaChile). Fuente: Imagen extraida de Google Earth y trazados propios.

Trazado y configuración

El alimentador tiene una longitud total de **8,6 km**, subdividida en cuatro tramos con distinta condición de obra y tipo de soporte.

Tramo 1 (0,84 km).

- Construcción con postes nuevos cada 50 m.

- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Tramo 2 (1,45 km).

- Utilización de postes existentes.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Tramo 3 (1,35 km).

- Instalación de postes nuevos con separación media de 50 m.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Tramo 4 (1,37 km).

- Aprovechamiento de postes existentes.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).

Consideraciones de diseño

Los cálculos de flujo de carga y caída de tensión indican que, para una demanda de 1,3 MW, el conductor de 185 mm^2 mantiene márgenes adecuados de regulación sin necesidad de refuerzo adicional. Si la demanda futura supera este valor, se evaluará la instalación de un **regulador de voltaje**.

Gestión y tramitaciones

Ambos proyectos (A7 y A8) consideran la elaboración y tramitación de los *proyectos de paralelismo* ante la Dirección de Vialidad, en cumplimiento con la normativa de uso de fajas viales y cruces aéreos. El **reconectador principal** de cada alimentador será integrado al sistema SCADA existente, permitiendo supervisión y operación remota, alineado con los estándares de digitalización y resiliencia operativa de la red.

Síntesis técnica general

- **Alimentador 7 (Australis):** longitud total 3,95 km, conductor AL 185 mm^2, potencia máxima 4,2 MW, incluye obra de patio y reconectador SCADA.
- **Alimentador 8 (AquaChile):** longitud total 8,6 km, conductor AL 185 mm^2, potencia nominal 1,3 MW, preparado para futura expansión y regulación adicional.
- Ambas obras contribuyen a la **segregación de cargas industriales**, reduciendo la exigencia sobre los alimentadores A5–A6 y aumentando la confiabilidad global del sistema de distribución.

8.4 Extensión del Alimentador 2 – Proyecto Planta Hollemberg

Antecedentes y objetivo

Para abastecer de energía a la **Planta Pesquera Hollemberg**, ubicada a orillas del río del mismo nombre, se desarrolló un estudio técnico de alternativas de conexión a la red existente. El análisis consideró el comportamiento de pérdidas y regulación de tensión para distintos puntos de conexión, con el objetivo de garantizar niveles adecuados de calidad de suministro bajo una **demanda máxima de 1,3 MW**.

En base a los resultados obtenidos, se determinó que el suministro puede ser entregado mediante una **extensión del Alimentador 2**, utilizando conductor **AL protegido**

185 mm^2, lo que permite cumplir con los criterios de regulación en el punto de entrega sin necesidad de equipos adicionales de compensación o regulación. En caso de que la potencia futura de la planta supere la demanda prevista, se contempla la incorporación de un **regulador de voltaje** aguas arriba.

Configuración general

El proyecto contempla una longitud total de **25,2 km** de redes de media tensión, dividida en cuatro tramos principales. Todos los tramos se diseñan para operar a 13,2 kV, con configuración trifásica y conductor de aluminio protegido.

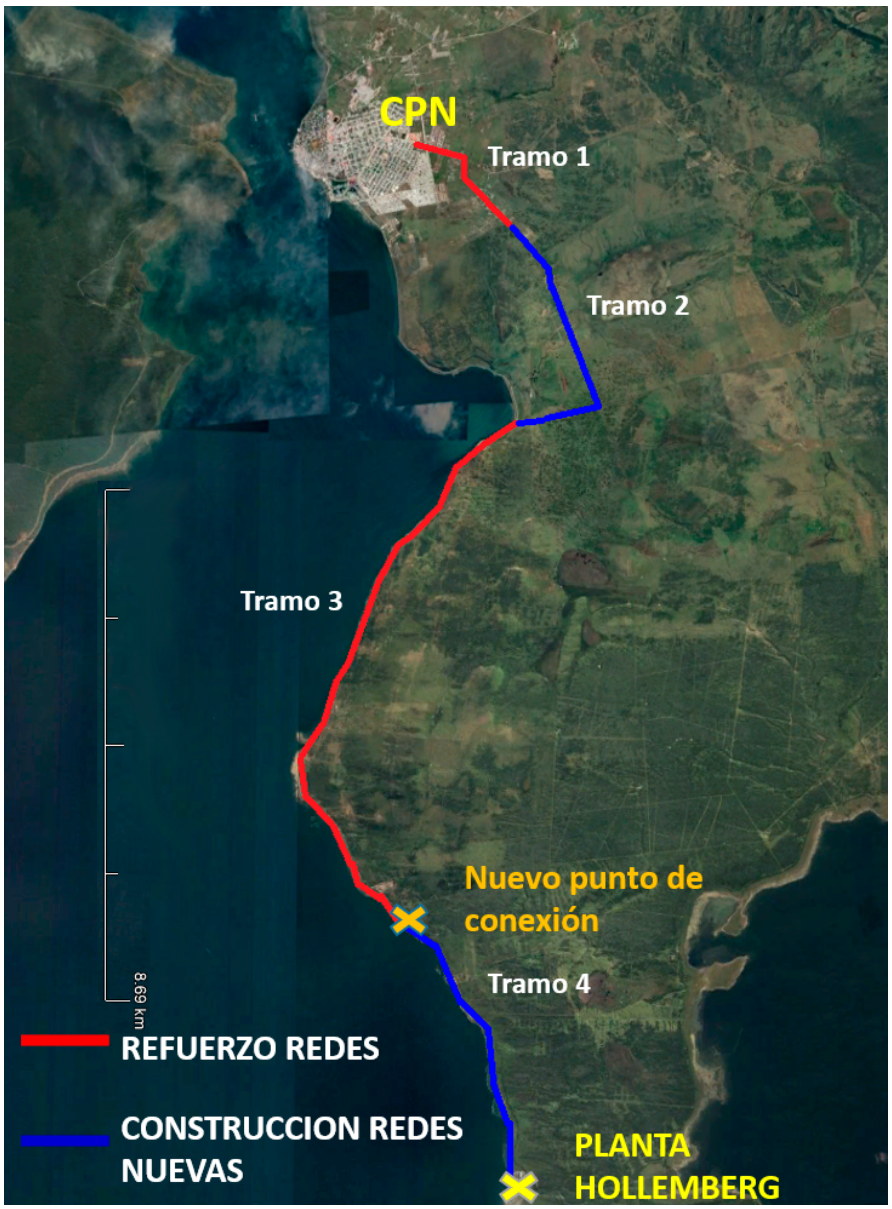


Figura 8.3: Trazado de la extensión del Alimentador 2 hacia Planta Hollemberg. Fuente: Imagen proporcionada por EDELMAG.

Tramo 1 – Modificación de red existente (2,4 km).

- Retiro de conductor MT existente 3F y 2F.
- Tendido de nuevo conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).
- Intercalado de postes de 11,5 m H.A.

Tramo 2 – Construcción de nueva red (5,8 km).

- Instalación de 92 postes nuevos.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).
- Instalación y suministro de reconectador (integrado al sistema SCADA).
- Elaboración y tramitación del Proyecto de Paralelismo ante la Dirección de Vialidad.

Tramo 3 – Modificación y refuerzo de red existente (11,5 km).

- Retiro de conductor MT existente 2F.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (120 mm^2).
- Intercalado y reemplazo de postes de madera.
- Elaboración y tramitación del Proyecto de Paralelismo ante la Dirección de Vialidad.

Tramo 4 – Modificación y extensión de red (5,5 km).

- Instalación de 85 postes nuevos.
- Tendido de conductor MT 3F aluminio protegido (185 mm^2).
- Elaboración y tramitación del Proyecto de Paralelismo ante la Dirección de Vialidad.

Consideraciones técnicas

El diseño final con conductor de 185 mm^2 asegura una caída de tensión compatible con los límites de la *Norma Técnica de Calidad de Servicio de Distribución*[14], garantizando $V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u. en el punto de conexión. El estudio de regulación demuestra que la línea puede operar sin necesidad de equipos de compensación hasta una potencia de 1,3 MW. Si se proyecta un incremento de potencia superior, se deberá evaluar la instalación de un regulador de tensión en el tramo de cabecera.

Aspectos constructivos y de operación

- La extensión se conecta directamente al **Alimentador 2**, manteniendo la topología radial de la red y reforzando la capacidad de suministro en el eje norte.
- El proyecto incluye un **reconectador telecontrolado** integrado al sistema **SCADA**, que permitirá la operación y supervisión remota de la línea.
- Todas las obras incluyen la elaboración de los respectivos *Proyectos de Paralelismo* ante la Dirección de Vialidad, debido al uso de fajas de caminos públicos.

Síntesis técnica

- **Demanda máxima:** 1,3 MW.
- **Extensión total:** 25,2 km de red trifásica MT.
- **Conductores:** AL protegido 185 mm^2 (tramos principales) y AL protegido 120 mm^2 (tramo intermedio).
- **Postes instalados:** 177 unidades (H.A. 11,5 m promedio).
- **Equipos principales:** 1 reconectador SCADA y estructuras reforzadas en cabecera.

En conjunto, la extensión del **Alimentador 2** hacia la planta Hollemberg incrementa

la capacidad del sistema en el eje industrial norte, mejora la calidad de servicio a grandes clientes y contribuye a la descentralización de cargas industriales actualmente concentradas en A5–A6.

8.5 Resultados operativos con nuevos alimentadores (A7–A8) y extensión A2

A partir de las *corrientes y potencias de cabecera* (A1–A8) y *perfiles de tensión* (201–208) obtenidos del modelo creado anteriormente pero con los nuevos alimentadores incorporados, se analizan los efectos de: (i) incorporar los nuevos alimentadores **A7** (Australis) y **A8** (AquaChile), y (ii) extender el **A2** para Hollemberg. El foco se sitúa en **A2, A5, A6, A7 y A8**, dado que A2 asume nueva carga y A5–A6 dejan de abastecer cargas industriales (traspasadas a A7–A8).

Cabeceras: corrientes y potencias reportadas

Alimentador	$\mathbf{I}_{\text{cab}}$ [A]	**P** [MW]	$\mathbf{I}_{\text{máx}}$ [A]	**Comentario**
A2	119	2,621	150	Cumple correctamente ($\sim$ 79 %); la ampliación hacia Hollemberg aumenta la carga en cabecera pero opera dentro de la capacidad admisible.
A5	83	1,716	115	Cumple holgadamente ($\sim$ 72 %); libera carga industrial trasladada a A7.
A6	69	1,430	150	Cumple holgadamente ($\sim$ 46 %); libera carga industrial trasladada a A8.
A7 (Australis)	92	1,882	150	Cumple holgadamente ($\sim$ 61 %); nuevo alimentador dedicado a cliente industrial.
A8 (AquaChile)	66	1,410	150	Cumple holgadamente ($\sim$ 44 %); nuevo alimentador dedicado a cliente industrial.

Cuadro 8.1: Corrientes y potencias de cabecera (caso con A7–A8 y extensión A2). Los límites $I_{\text{máx}}$ corresponden a los valores térmicos actualizados por alimentador. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Efecto de descarga en A5 y A6 (comparación vs. cuando alimentaban cargas industriales)

Tomando como referencia el caso en que A5–A6 abastecían las cargas industriales (escenario previo a A7–A8), se observa una **reducción sustantiva** en corrientes y potencias de cabecera:

	I antes [A]	**I ahora** [A]	**P antes** [MW]	**P ahora** [MW]
A5 (205)	179	83	3,679	1,716
A6 (206)	97	69	2,058	1,430

Cuadro 8.2: Descarga de A5 y A6 tras migrar cargas industriales a A7–A8. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

Reducciones relativas:

$$\text{A5: } \Delta I \approx -53{,}6\,\%, \quad \Delta P \approx -53{,}4\,\%$$
$$\text{A6: } \Delta I \approx -28{,}9\,\%, \quad \Delta P \approx -30{,}5\,\%$$

Lectura de perfiles de tensión

Los perfiles de los alimentadores en cuestión muestran **pendientes más suaves** en A5–A6 (post-descarga) y **buen comportamiento** en A7–A8, manteniéndose dentro de la banda operativa ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.) (véanse los **perfiles detallados en el Anexo 10**). En términos cualitativos:

- **A5 y A6:** al disminuir I y la longitud efectiva "crítica" (demanda industrial en ramas distales), la caída $I \cdot R$ se reduce y el $V_{\text{mín}}$ se aleja del umbral, mejorando márgenes.
- **A7 (Australis) y A8 (AquaChile):** perfiles estables para corrientes de 92 A y 66 A; la dedicación de cada troncal al cliente evita transferencias largas y concentra el control operativo (reconectadores SCADA).
- **A2 (Hollemberg):** con 119 A y 2,621 MW, el refuerzo/extensión permite cumplir regulación en el punto de entrega; si la potencia futura creciera, se evaluará regulador de tensión.

Conclusiones operativas

- **Descongestión de A5–A6.** La migración de cargas industriales a **A7–A8** reduce las corrientes de cabecera en ∼54 % (A5) y ∼29 % (A6), y las potencias en ∼53 % y ∼31 %, respectivamente, incrementando holgura térmica y *aplanando* los perfiles de tensión.
- **Robustez de los nuevos troncales. A7** (92 A, 1,882 MW) y **A8** (66 A, 1,410 MW) operan muy por debajo de sus límites de corriente; su naturaleza dedicada facilita la operación y la calidad de servicio industrial.
- **A2 extendido (Hollemberg).** Con 119 A y 2,621 MW, cumple holgadamente límites térmicos y de tensión para 1,3 MW en el punto de conexión; de requerirse más potencia, el *regulador* aguas arriba es la medida prevista.
- **Efecto sistémico.** La segregación de cargas industriales desde A5–A6 hacia A7–A8 *mejora pérdidas* (por menor I^2R en líneas largas), aumenta capacidades de apoyo entre alimentadores y estabiliza la operación en punta.

9. Análisis económico

9.1 Resumen del capítulo

En este capítulo se presenta la **evaluación técnico–económica** de dos caminos para habilitar el crecimiento industrial: la **reconductorización selectiva** en los ejes existentes y la construcción de **nuevos alimentadores dedicados** (**A7** Australis y **A8** AquaChile), dejando la **extensión de A2 (Hollemberg)** como obra independiente. Se sintetiza el **contexto técnico** con A7–A8 en servicio, se definen **supuestos de CAPEX** (presupuestos disponibles y costos unitarios por km) y se cuantifica el **valor anual de pérdidas evitadas** usando horas equivalentes e intensidad de precio para cargas industriales.

Los resultados muestran que la **reconductorización con AL 185 mm^2** sirve como *punto de comparación* coherente: cumple capacidad y regulación con costos moderados; el uso de **300 mm^2** reduce pérdidas de forma adicional, pero su *sobrecosto* no se justifica bajo la demanda actual. El análisis de **payback simple** evidencia que, considerando solo *ahorros por pérdidas*, los periodos de recuperación son **muy largos** (décadas), por lo que la decisión no se sustenta en la energía evitada.

Desde la perspectiva del **servicio y la operación**, los **nuevos alimentadores dedicados** entregan beneficios estructurales: *segregan grandes clientes*, descargan A5–A6, mejoran perfiles de tensión y habilitan **crecimiento futuro** con mayor confiabilidad. En consecuencia, la recomendación prioriza soluciones que **maximizan robustez y capacidad del sistema** (A7–A8 y extensión A2), usando la reconductorización de 185 mm^2 como intervención focalizada donde sea costo–efectiva, y reservando 300 mm^2 para escenarios de mayor exigencia.

9.2 Contexto técnico resumido

Alimentador	Corriente I [A]	Potencia P [MW]
A2	119	2,621
A5 (205)	83	1,716
A6 (206)	69	1,430
A7 (Australis)	92	1,882
A8 (AquaChile)	66	1,410
Descarga vs. *Cargas 2026* sin dedicados: A5: −96 A (∼ −54 %), A6: −28 A (∼ −29 %).		

Cuadro 9.1: Magnitudes de cabecera con A7–A8 en servicio. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de las simulaciones realizadas en DigSilent.

9.3 CAPEX: supuestos y cómputos

Presupuestos disponibles

Obra	CAPEX (M$ CLP)
A7 (Australis)	**622,855**
Extensión Hollemberg (A2)	**2.444,611**

Cuadro 9.2: Presupuestos entregados (A7 y Hollemberg). Fuente: Presupuestos entregados por EDELMAG.

Estimación para A8 (AquaChile)

Supuestos unitarios derivados de A7 y antecedentes internos:

$$\widehat{\mathrm{CU}}_{\mathrm{nuevo}} \approx 157{,}7 \text{ M\$/km}, \quad \widehat{\mathrm{CU}}_{\mathrm{existente}} \approx 64{,}2 \text{ M\$/km},$$

donde $\widehat{\mathrm{CU}}$ denota **costo unitario por kilómetro** (M\$ CLP/km). Cómputo:

$$L_{\mathrm{nuevo}} = 2{,}19 \text{ km} \Rightarrow 345{,}3 \text{ M\$}, \quad L_{\mathrm{exist}} = 2{,}82 \text{ km} \Rightarrow 181{,}0 \text{ M\$},$$

$$\Rightarrow \quad \textbf{CAPEX estimado A8} \approx \textbf{526,3} \text{ M\$ } (\pm 20\,\%).$$

Criterio del margen del 20 %. El rango de ±20 % se incorpora para reflejar la **incertidumbre propia de una estimación preliminar** basada en costos unitarios promedio. Este margen considera variaciones habituales en proyectos de distribución, tales como diferencias en las condiciones reales de terreno, servidumbres, obras civiles no estandarizadas, disponibilidad de materiales, ajustes de ingeniería en terreno y eventuales modificaciones en trazado. Bajo estas condiciones, un margen del orden del 20 % es consistente con prácticas de estimación en etapas conceptuales o anteproyectos, permitiendo acotar razonablemente el CAPEX esperado antes de contar con un diseño definitivo.

Costo unitario por km (criterio y alcance)

El costo unitario (**CU**) resume materiales, montaje y obras civiles por kilómetro. Se diferencia entre: *trazado nuevo* ($\widehat{\mathrm{CU}}_{\mathrm{nuevo}}$) y *aprovechamiento de traza existente* ($\widehat{\mathrm{CU}}_{\mathrm{existente}}$). Para comparaciones homogéneas en este capítulo se usa **solo el refuerzo con conductor 185 mm^2**:

$$\widehat{\mathrm{CU}}_{185} \approx \mathbf{64{,}2}\ \mathrm{M\$/km},$$

en un alcance comparable $L_{\mathrm{ref}} = 6{,}98$ km:

$$\textbf{Refuerzo 185:}\ 6{,}98 \times 64{,}2 \approx \mathbf{448{,}1}\ \mathrm{M\$}.$$

Nota. El conductor 300 mm^2 aporta mayor margen de tensión y menores pérdidas, pero su sobrecosto ($\widehat{\mathrm{CU}}_{300} \approx 97{,}6$ M\$/km) no se justifica frente a las necesidades actuales, dado que la solución con **185 mm^2** cumple técnicamente los requisitos y es la base también para los *nuevos alimentadores*.

9.4 Pérdidas técnicas → dinero (solo *Cargas 2026*)

Metodología.

$$S = \Delta P\ [\mathrm{kW}] \times h_{\mathrm{eq}}\ [\mathrm{h/año}] \times p\ [\mathrm{CLP/kWh}],$$

donde S es el ahorro anual por reducción de pérdidas, h_{eq} las horas equivalentes de operación y p el precio medio de energía. Para cargas industriales con operación continua se considera $h_{\mathbf{eq}} = 7{,}500$ **h/año** y $p = 90$ **CLP/kWh**, correspondiente al **precio medio de la energía** vigente para el subsistema de Puerto Natales, según los parámetros de referencia definidos por la Comisión Nacional de Energía [15].

Conforme a la Tabla 7.10, la reducción de pérdidas al pasar de *base* a **185 mm^2** es:

$$\Delta P_{A5} = 11{,}532\ \mathrm{kW}, \qquad \Delta P_{A6} = 3{,}185\ \mathrm{kW}.$$

Aplicando $S = \Delta P \times h_{\mathrm{eq}} \times p$:

$$S_{A5} = 11{,}532 \times 7{,}500 \times 90 \approx \mathbf{7{,}78}\ \mathbf{M\$}/\mathrm{año}, \qquad S_{A6} = 3{,}185 \times 7{,}500 \times 90 \approx \mathbf{2{,}15}\ \mathbf{M\$}/\mathrm{año}.$$

Estos montos corresponden al valor anual de la energía que dejaría de perderse al reforzar los conductores existentes.

9.5 Payback comparativo: nuevos alimentadores vs. pérdidas evitadas

Comparamos el **CAPEX** de cada alimentador dedicado con el **ahorro anual** por pérdidas del alimentador que descargaría:

Obra	CAPEX (M$)	Ahorro (M$/año)	Payback [años]
A7 (Australis) vs. pérdidas A5	622,9	7,78	~ **80**
A8 (AquaChile) vs. pérdidas A6	526,3	2,15	~ **245**

Cuadro 9.3: Payback simple de A7 y A8 frente a pérdidas evitadas (*Cargas 2026*). Fuente: Elaboración propia con los datos y cálculos realizados.

Lectura. Con supuestos realistas para cargas industriales 24/7, los ahorros por pérdidas son del orden de **millones** de CLP/año, por lo que el *payback* por pérdidas *solo* es muy largo. La conveniencia de **A7–A8** entrega beneficios *técnicos-operativos* (capacidad, selectividad, perfiles de tensión, confiabilidad) y en *ingresos por nuevas cargas*, no en recuperar CAPEX por energía evitada.

Nota. Los paybacks representan un escenario conservador de ahorro directo por energía evitada, sin incluir efectos de calidad de servicio, confiabilidad ni ingresos por nuevas cargas.

Desde un punto de vista metodológico, el modelo desarrollado permite caracterizar con precisión la situación actual y futura de las pérdidas técnicas, balanceando el incremento natural asociado a las nuevas cargas y la extensión de alimentadores frente a la disminución lograda por el aumento de sección de los conductores. Con esta base, sería factible construir un flujo de caja simplificado; sin embargo, para calcular indicadores financieros robustos como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), sería indispensable integrar variables que exceden el alcance de este estudio técnico.

En particular, una evaluación económica exhaustiva debería contabilizar los costos operativos incrementales asociados al mantenimiento de los nuevos kilómetros de red construidos, así como proyectar los ingresos por venta de energía, definiendo si los grandes clientes (Australis y AquaChile) operarán bajo régimen regulado o libre. Adicionalmente, para el caso de la Planta Hollemberg, dado que se ubica fuera de la zona de concesión de EDELMAG, existe la factibilidad técnica y legal de pactar una tarifa específica, lo que alteraría significativamente los flujos de ingreso.

Al no incorporar estos ingresos comerciales y considerar únicamente el ahorro por pérdidas evitadas frente a inversiones de gran magnitud, los resultados arrojarían indicadores financieros negativos que no reflejan el valor real del proyecto. En consecuencia, se optó por centrar el análisis en una comparación técnico-económica relativa, dejando explícito que la conveniencia de los nuevos alimentadores se sustenta en la robustez operativa, la calidad de servicio y la capacidad de crecimiento futuro, variables críticas para la viabilidad técnica del sistema.

9.6 Cierre del capítulo

Desde el punto de vista **económico**, el conductor de $\mathbf{185\,mm^2}$ constituye el *punto de comparación* más coherente: satisface los requisitos de capacidad y regulación de tensión y es, además, el material base proyectado para los nuevos alimentadores. El uso de $\mathbf{300\,mm^2}$, si bien reduce marginalmente las pérdidas, eleva de forma considerable el *CAPEX* sin ofrecer un retorno proporcional bajo las condiciones actuales de demanda.

Los resultados del escenario *Cargas 2026* confirman que las pérdidas monetizadas asociadas al refuerzo representan sólo algunos millones de pesos por año, de modo que el **payback** basado exclusivamente en ahorro energético supera con holgura la vida útil de los activos. En consecuencia, la *reconductorización* por sí sola **no representa una alternativa económicamente eficiente**, pues su costo total es comparable al de construir un nuevo alimentador, pero con un beneficio energético limitado.

En contraste, las alternativas con **nuevos alimentadores dedicados** (A7 y A8) aportan beneficios cuantificables que trascienden el análisis puramente energético. En primer lugar, **mejoran la calidad de servicio**, reduciendo variaciones de tensión y aumentando la estabilidad en los tramos finales de línea. Además, al disminuir la corriente en los troncales A5–A6, contribuyen a una **reducción del riesgo de fallas** asociadas a sobrecarga térmica y a operación cercana a los límites normativos. Estos refuerzos permiten también **incrementar la capacidad de crecimiento futuro**, habilitando la conexión segura de nuevas cargas industriales sin comprometer los márgenes operativos del sistema. Por último, la segregación de grandes clientes mediante alimentadores dedicados facilita el **cumplimiento normativo** en materia de regulación de tensión, continuidad de suministro y límites de cargabilidad establecidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicio.

En síntesis, la decisión óptima no se define por el retorno simple asociado a pérdidas evitadas, sino por la **robustez operativa, la mejora directa en la calidad de servicio y la preparación del sistema para su expansión**. Bajo estos criterios, la construcción de nuevos alimentadores dedicados constituye la alternativa con mayor valor estratégico para el desarrollo eléctrico de Puerto Natales.

10. Conclusiones

El estudio desarrollado permite concluir que la red de distribución de Puerto Natales se encuentra actualmente en condiciones operativas estables y seguras para atender la demanda existente; sin embargo, enfrenta importantes desafíos derivados del crecimiento industrial proyectado para los próximos años. A través del proceso de modelación, calibración y análisis en **PowerFactory**, se obtuvo una representación detallada, coherente y reproducible del sistema eléctrico, la cual sirvió de base para el diagnóstico técnico y la evaluación de alternativas de refuerzo y expansión. El modelo construido en formato `DGS` permitió caracterizar con precisión la topología real, los parámetros eléctricos y las condiciones operativas de cada alimentador, validándose mediante registros de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Este proceso garantizó la fidelidad del modelo, otorgando soporte cuantitativo a las decisiones de planificación.

Los resultados del análisis técnico demuestran que la red de media tensión, compuesta por seis alimentadores principales operando a 13,2 kV, presenta márgenes adecuados de tensión y cargabilidad bajo la condición base de operación. No obstante, los alimentadores A5 y A6, que abastecen principalmente zonas industriales y periféricas, concentran las mayores pérdidas técnicas y operan más próximos a su límite térmico, especialmente en los escenarios de crecimiento de demanda. Bajo el escenario *Cargas 2026*, se evidencia un aumento considerable de la corriente en cabecera y un incremento de las pérdidas globales, principalmente atribuible al ingreso de nuevas cargas industriales de gran magnitud, como las plantas **Australis Seafood**, **AquaChile** y **Hollemberg**. Si bien las tensiones mínimas se mantienen dentro de los valores normativos, los márgenes de operación se reducen significativamente, indicando la necesidad de medidas preventivas y refuerzos estructurales.

La reconductorización selectiva de los alimentadores A5 y A6 se presenta como una alternativa efectiva para mitigar las limitaciones detectadas. El reemplazo del conductor original por cable **AL XLPE reforzado 185 mm^2** permite reducir las pérdidas técnicas en torno a un 50 %, mejorar los perfiles de tensión y aumentar la capacidad de transferencia de potencia sin alterar las condiciones de carga. Aunque la alternativa con conductor de **300 mm^2** ofrece una reducción adicional de pérdidas cercana al 66 %, su sobrecosto no se justifica en las condiciones actuales de demanda, por lo que la opción de 185 mm^2 se considera la solución más equilibrada desde los puntos de vista técnico y económico. Esta medida permite robustecer los tramos más exigidos, garantizando la operación segura del sistema en el corto y mediano plazo, y evitando la saturación de los alimentadores durante los periodos de máxima demanda.

Complementariamente, la incorporación de nuevos alimentadores industriales dedicados —**A7 (Australis)** y **A8 (AquaChile)**— constituye una estrategia estructuralmente más eficiente para acompañar el crecimiento industrial de Puerto Natales. Ambos proyectos permiten segregar grandes consumidores de los alimentadores existentes, reduciendo la corriente en cabecera en más de un 50 % en A5 y cerca de un 30 % en A6, lo que se traduce en una mejora general del perfil de tensión, una reducción sustancial de pérdidas y una mayor holgura térmica. La integración de reconectadores **SCADA** en estos nuevos troncales refuerza además la capacidad de supervisión y maniobra, incrementando la confiabilidad del sistema y alineándose con los estándares actuales de digitalización de redes eléctricas. En paralelo, la extensión del alimentador A2 hacia la planta **Hollemberg** permite redistribuir las cargas, mantener la regulación de tensión dentro de los márgenes exigidos y prever futuras expansiones mediante la posible incorporación de un regulador de voltaje aguas arriba.

Desde la perspectiva económica, los resultados evidencian que las inversiones necesarias para implementar estas soluciones son de magnitudes similares, pero difieren en su alcance y retorno operativo. La reconductorización de A5 y A6 con conductor 185 mm^2 implica un costo aproximado de 448 M$ CLP, mientras que los nuevos alimentadores A7 y A8 superan en conjunto los 1.100 M$ CLP. No obstante, los beneficios asociados a la construcción de nuevos alimentadores no se expresan únicamente en ahorros por pérdidas, sino en la mejora integral del sistema: aumento de capacidad instalada, robustez ante contingencias, confiabilidad del servicio y posibilidad de expansión ordenada frente al crecimiento industrial. Los cálculos de *payback* basados solo en el ahorro energético por pérdidas evitadas arrojan periodos de recuperación muy extensos (entre 80 y 250 años), por lo que el análisis económico debe incorporar criterios de calidad de servicio, continuidad y flexibilidad operativa, los cuales resultan decisivos para justificar la inversión.

En conjunto, el análisis comparativo permite concluir que la opción más racional desde una perspectiva integral es una **estrategia combinada**, que prioriza la construcción de alimentadores dedicados para grandes clientes industriales y la reconductorización selectiva de los tramos más exigidos del sistema existente. Esta combinación optimiza la relación entre costo, desempeño y sostenibilidad, al mismo tiempo que fortalece la capacidad del sistema para responder al crecimiento proyectado de la demanda. La extensión del alimentador A2 hacia Hollemberg complementa esta estrategia al ampliar la cobertura en el eje norte, mejorando la distribución espacial de las cargas y reduciendo la dependencia de los alimentadores industriales actuales.

Finalmente, el trabajo demuestra que el sistema de Puerto Natales cuenta con una base técnica sólida y una infraestructura adaptable que, mediante intervenciones focalizadas y planificación progresiva, puede evolucionar hacia una red moderna, eficiente y preparada para los desafíos futuros. La digitalización a través de sistemas SCADA, la mejora de la calidad de suministro y la segregación de grandes consumidores constituyen pasos esenciales para consolidar un modelo de distribución confiable y sostenible. En términos globales, el estudio valida la importancia de utilizar herramientas de simulación y calibración como soporte técnico en la toma de decisiones, asegurando que las inversio-

nes en infraestructura eléctrica se fundamenten en análisis cuantitativos precisos y en criterios de eficiencia, seguridad y desarrollo regional. En este sentido, el presente trabajo no solo proporciona un diagnóstico detallado del estado actual de la red, sino también una hoja de ruta realista y técnicamente fundamentada para su expansión, orientada a acompañar de manera segura y sostenible el crecimiento industrial de Puerto Natales en la próxima década.

Bibliografía

[1] D. GmbH, *PowerFactory - DGS Documentation*. DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2020. Versión 7.0.

[2] C. N. de Energía, "Definición y regulación de los sistemas medianos en chile." https://www.cne.cl, 2022. Consultado en 2025.

[3] C. Comisión Nacional de Energía (CNE, "Estudio de medidores inteligentes y su normativa," 2019.

[4] G. LLC, *Keyhole Markup Language (KML) and KMZ File Format*. Google Earth, Mountain View, California, USA, 2023.

[5] Ministerio de Economía, "Cambio del período de punta y su efecto en la tarificación eléctrica," tech. rep., 2008.

[6] Comisión Nacional de Energía, "Informe final: análisis y determinación de horario de horas de punta," tech. rep., 2018.

[7] Coordinador Eléctrico Nacional, "Demanda real del sistema eléctrico nacional," 2025.

[8] Energía Abierta, "Demanda programada diaria (series del coordinador)," 2025.

[9] InfoSalmon, "Aquachile inaugura moderna planta de procesos en puerto natales," 2023.

[10] Salmonexpert, "Planta dumestre de australis en natales mantiene operación; capacidad >71.000 t," 2024.

[11] AquaSur Tech, "Aprueban nuevo proyecto salmonicultor para la región de magallanes (natales)," 2024.

[12] IEEE Power Engineering Society, "Ieee std 141-1993: Recommended practice for electric power distribution for industrial plants (red book)," 1993.

[13] C. W. G. C6.04, "Benchmark systems for medium voltage distribution network studies," Tech. Rep. Technical Brochure No. 299, CIGRÉ, Paris, France, 2006.

[14] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), "Norma técnica de calidad de servicio de distribución eléctrica," 2019. Decreto Exento N.º 327/2019 del Ministerio de Energía, Chile.

[15] Comisión Nacional de Energía (CNE), "Informe técnico de parámetros de referencia para cálculo tarifario en distribución eléctrica," 2023. Santiago, Chile.

Anexos

Resumen ejecutivo

Los anexos complementan el desarrollo técnico del estudio, proporcionando los códigos, figuras y resultados gráficos que sustentan la modelación, simulación y análisis del sistema eléctrico de distribución de **Puerto Natales**. En ellos se documenta el proceso completo de construcción del modelo, desde la extracción de datos georreferenciados hasta la evaluación final de los perfiles de tensión bajo distintos escenarios operativos.

En primer lugar, se presentan los **scripts en Python** utilizados para la conversión y estructuración de la información de entrada. El primero de ellos realiza la **extracción de datos georreferenciados desde el archivo** `Puerto_Natales.kmz`, generando planillas `Excel` con coordenadas, equipos eléctricos y atributos de red. El segundo script convierte dichas planillas al **formato** `DGS`, estructura nativa de **PowerFactory** que permite importar de forma automatizada una red eléctrica completa, garantizando la consistencia entre la información topológica y los parámetros eléctricos.

Posteriormente, se incluyen los resultados gráficos correspondientes a los **perfiles de tensión** obtenidos en las simulaciones. Estos se organizan en tres apartados: (i) la condición base (*20:00 h*), que representa la operación normal del sistema; (ii) el escenario *Cargas 2026*, que considera el incremento de demanda industrial proyectado; y (iii) el caso con los **nuevos alimentadores dedicados A7 (Australis) y A8 (AquaChile)**, diseñados para descargar los troncales industriales A5–A6.

En conjunto, los anexos permiten visualizar el **comportamiento eléctrico de los alimentadores** bajo diferentes configuraciones, confirmando que las tensiones se mantienen dentro del rango operativo normativo ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.) y que las propuestas de refuerzo y expansión mejoran significativamente la estabilidad y confiabilidad del sistema. Además, los códigos presentados aseguran la **trazabilidad y reproducibilidad del modelo**, aportando una base metodológica sólida para futuras ampliaciones o actualizaciones de la red de distribución de Puerto Natales.

Conversión de archivo `.kmz` a planillas Excel

Script desarrollado en Python para la extracción y conversión de datos georreferenciados desde el archivo `Puerto_Natales.kmz`.
Archivo: `kmz_to_excel.py`

```
import os, sys, re, zipfile
import xml.etree.ElementTree as ET
import pandas as pd

NS = {'kml': 'http://www.opengis.net/kml/2.2'}
def safe(s): return re.sub(r'[<>:"/\\|?*]', "", (s or "").strip().replace(" ", "_"))

def pick_file():
    if len(sys.argv) >= 2 and os.path.isfile(sys.argv[1]): return sys.argv[1]
    try:
        import tkinter as tk
        from tkinter import filedialog
        tk.Tk().withdraw()
        p = filedialog.askopenfilename(
            title="Selecciona KMZ/KML",
            filetypes=[("KMZ","*.kmz"),("KML","*.kml"),("Todos","*.*")]
        )
        if not p: sys.exit(0)
        return p
    except Exception:
        print("Error: pasa la ruta del .kmz/.kml como argumento."); sys.exit(1)

def load_root(path):
    ext = os.path.splitext(path)[1].lower()
    if ext == ".kml":
        return ET.parse(path).getroot()
    if ext == ".kmz":
        with zipfile.ZipFile(path, "r") as z:
            for i in z.infolist():
                if i.filename.lower().endswith(".kml"):
                    data = z.read(i)
                    return ET.ElementTree(ET.fromstring(data)).getroot()
        raise FileNotFoundError("KMZ sin KML interno")
    raise ValueError("Formato no soportado")

def collect_rows(container, path_list):
    rows = []
    for pm in container.findall("kml:Placemark", NS):
        r = {"folder_path": "/".join(path_list)}
        nm = pm.find("kml:name", NS);        r["name"] = nm.text.strip() if nm is not
        ↪  None and nm.text else None
        ds = pm.find("kml:description", NS); r["description"] = ds.text if ds is not
        ↪  None else None
        co = pm.find(".//kml:coordinates", NS)
        r["coordinates"] = co.text.strip() if co is not None and co.text else None
        ed = pm.find("kml:ExtendedData", NS)
        if ed is not None:
            for d in ed.findall(".//kml:SimpleData", NS):
                k = d.get("name");  r[k] = d.text if k else r.get(k)
            for d in ed.findall(".//kml:Data", NS):
                k = d.get("name"); v = d.find("kml:value", NS)
```

```
                if k: r[k] = v.text if v is not None else None
        rows.append(r)
    return rows

def walk(container, out_base, stack):
    tag = container.tag.split('}')[-1]
    nm_e = container.find("kml:name", NS)
    raw  = (nm_e.text or tag).strip() if nm_e is not None else tag
    cur  = stack + [raw]
    ddir = os.path.join(out_base, *[safe(p) for p in cur]); os.makedirs(ddir,
    ↪  exist_ok=True)

    rows = collect_rows(container, cur)
    if rows:
        pd.DataFrame(rows).to_excel(os.path.join(ddir, f"{safe(raw) or
        ↪  'container'}.xlsx"), index=False)
        print("[OK]", os.path.join(ddir, f"{safe(raw) or 'container'}.xlsx"))

    for ch in list(container):
        if ch.tag.split('}')[-1] in ("Folder","Document"):
            walk(ch, out_base, cur)


def main():
    path = pick_file()
    base = os.path.join(os.path.dirname(path),
    ↪  os.path.splitext(os.path.basename(path))[0])
    os.makedirs(base, exist_ok=True)

    root = load_root(path)
    container = root.find(".//kml:Folder", NS) or root.find(".//kml:Document", NS)
    if container is None:
        for c in root:
            if c.tag.split('}')[-1] in ("Folder","Document"): container = c; break
    if container is None: raise RuntimeError("No se encontró Folder/Document")

    print("Procesando...")
    walk(container, base, [])
    print("Salida:", base)

if __name__ == "__main__":
    main()
```

Conversión de planillas al formato DGS

Script en Python utilizado para generar el libro final en formato DGS compatible con **PowerFactory**.
Archivo: excel_a_dgs.py

```
import os, re, glob, uuid, math, traceback
from typing import Dict, List, Tuple, Optional
from collections import defaultdict

import numpy as np
import pandas as pd
```

```
import tkinter as tk
from tkinter import filedialog, messagebox

APP_TITLE = "Red → DGS "
VERSION   = "7.0"

SHIFT_DUP = 5.0      # m
EPS       = 1.0      # m (tolerancia tramoposte)

BAD = re.compile(r'[:*?=",\\~|\n\r<>]')
def safe(s:str)->str:
    s = str(s or "").strip()
    s = BAD.sub("_", s)
    s = re.sub(r"\s+","_", s)
    return s.strip("_") or "X"
def norm(s:str)->str: return re.sub(r"\s+","",str(s or "")).lower()
def percentile(v,p):
    a=np.asarray(v,dtype=float); a=a[np.isfinite(a)]
    return float(np.percentile(a,p)) if a.size else 0.0

def first_match(cols, pats):
    for c in cols:
        cn=norm(c)
        for p in pats:
            if isinstance(p,str):
                if p in cn: return c
            else:
                if re.search(p,cn): return c
    return None
def is_utm(series)->bool:
    a=pd.to_numeric(series,errors="coerce"); return percentile(a,90) > 1e5

def choose_point_xy(df:pd.DataFrame)->Tuple[str,str]:
    x_c=[c for c in df.columns if any(k in norm(c) for k in
    ↪  ["x2","xx","x","east","este","coordx","lon","longitud"])]
    y_c=[c for c in df.columns if any(k in norm(c) for k in
    ↪  ["y2","yy","y","north","norte","coordy","lat","latitud"])]
    x_u=[c for c in x_c if is_utm(df[c])]; y_u=[c for c in y_c if is_utm(df[c])]
    if x_u and y_u:
        x=max(x_u,key=lambda c: percentile(df[c],90))
        y=max(y_u,key=lambda c: percentile(df[c],90))
        return x,y
    x=first_match(df.columns,["x2","xx","x",re.compile(r"^x\b")]) or x_c[0]
    y=first_match(df.columns,["y2","yy","y",re.compile(r"^y\b")]) or y_c[0]
    return x,y

def suffix_num(c:str)->Optional[int]:
    m=re.search(r'(\d+)\D*$', c)
    return int(m.group(1)) if m else None

def choose_line_xy(df:pd.DataFrame)->Tuple[str,str,str,str]:
    cols=list(df.columns)
    x_cols=[c for c in cols if re.search(r'\bx',norm(c))]
    y_cols=[c for c in cols if re.search(r'\by',norm(c))]
    x_u=[c for c in x_cols if is_utm(df[c])]
    y_u=[c for c in y_cols if is_utm(df[c])]
    if len(x_u)>=2 and len(y_u)>=2:
```

```
        xs=sorted(x_u,key=lambda c:(suffix_num(c) is None, suffix_num(c) or 99, c))
        ys=sorted(y_u,key=lambda c:(suffix_num(c) is None, suffix_num(c) or 99, c))
        x1,x2=xs[0],xs[1]
        s1=suffix_num(x1); y1=next((y for y in ys if suffix_num(y)==s1), ys[0])
        y2=next(y for y in ys if y!=y1)
        return x1,y1,x2,y2
    x1=first_match(cols,["x1","x_a","xini","x_from"]) or (x_u[0] if x_u else
    ↪  x_cols[0])
    y1=first_match(cols,["y1","y_a","yini","y_from"]) or (y_u[0] if y_u else
    ↪  y_cols[0])
    xs2=[c for c in x_cols if c!=x1]; ys2=[c for c in y_cols if c!=y1]
    x2=first_match(xs2,["x2","x_b","xfin","x_to"]) or (x_u[1] if len(x_u)>1 else
    ↪  xs2[0])
    y2=first_match(ys2,["y2","y_b","yfin","y_to"]) or (y_u[1] if len(y_u)>1 else
    ↪  ys2[0])
    return x1,y1,x2,y2

def collect_xlsx(root:str)->List[str]:
    files=[]
    for ext in ("*.xlsx","*.xls"):
        files += glob.glob(os.path.join(root,"**",ext), recursive=True)
    out=[]; seen=set()
    for f in files:
        if f not in seen: out.append(f); seen.add(f)
    return out

def group_label_for(path:str, root:str)->str:
    rel=os.path.relpath(path, root)
    seg=rel.split(os.sep)[0]
    return safe(seg if seg else os.path.splitext(os.path.basename(path))[0])

class FID:
    def __init__(self): self.c=1
    def take(self,n=1):
        if n==1: v=self.c; self.c+=1; return v
        s=self.c; self.c+=n; return list(range(s,self.c))

class DGS:
    def __init__(self,version="7.0"):
        self.G=FID(); self.version=version
        self.fid_net=self.G.take(); self.fid_grf=self.G.take()
        self.rows={k:[] for k in ["General","ElmNet","ElmTerm","ElmLne","ElmLod","In
        ↪  tFolder","IntGrfnet","IntGrf","IntGrfcon","StaCubic"]}
        self._init()
    def _init(self):
        self.rows["General"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"Descr(a:40)":"Versio
        ↪  n","Val(a:40)":self.version})
        self.rows["ElmNet"].append({"FID(a:40)":self.fid_net,"OP(a:1)":"C","loc_name
        ↪  (a:80)":"Grid_Import"})
        self.rows["IntFolder"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"OP(a:1)":"C","loc_
        ↪  name(a:80)":"Grid","fold_id(p)":self.fid_grf})
        self.rows["IntGrfnet"].append({"FID(a:40)":self.fid_grf,"OP(a:1)":"C","loc_n
        ↪  ame(a:80)":"Diagrama","fold_id(p)":"","pDataFolder(p)":self.fid_net})
    def add_term(self,name,x,y,iusage=0,u_kv=1.0):
        nm=safe(name); fid=self.G.take()
        self.rows["ElmTerm"].append({"FID(a:40)":fid,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":
        ↪  nm,"fold_id(p)":self.fid_net,"uknom(r)":u_kv,
```

```
                                    "GPSlat(r)":y,"GPSlon(r)":x,"iUsage(i)":iusage,
                                    ↪  "phtech(i)":1})
        bus=self.G.take()
        self.rows["IntGrf"].append({"FID(a:40)":bus,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":f
        ↪  "Bus_{nm}","fold_id(p)":self.fid_grf,
                                    "rCenterX(r)":x,"rCenterY(r)":y,"sSymNam(a:80)":
                                    ↪  "TermStrip","pDataObj(p)":fid,"rSizeX(r)":0.
                                    ↪  5,"rSizeY(r)":0.5})
        return (fid,x,y)
    def add_line(self,name,len_km,termA,termB):
        ln=safe(name); fid=self.G.take()
        self.rows["ElmLne"].append({"FID(a:40)":fid,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":l
        ↪  n,"fold_id(p)":self.fid_net,"dline(r)":float(len_km)})
        for side,(t,_,_) in enumerate([termA,termB]):
            self.rows["StaCubic"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"OP(a:1)":"C","l
            ↪  oc_name(a:80)":safe(f"Cub_{ln}_{side}"),
                                        "fold_id(p)":t,"obj_bus(i)":side,"obj_id(p
                                        ↪  )":fid})
        sym=self.G.take()
        self.rows["IntGrf"].append({"FID(a:40)":sym,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":s
        ↪  afe(f"Sym_{ln}"),
                                    "fold_id(p)":self.fid_grf,"sSymNam(a:80)":"d_lin
                                    ↪  ","pDataObj(p)":fid,"rSizeX(r)":1,"rSizeY(r)
                                    ↪  ":1})
        for i,(_,x,y) in enumerate([termA,termB]):
            self.rows["IntGrfcon"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"OP(a:1)":"C","
            ↪  loc_name(a:80)":safe(f"Con_{ln}_{i}"),
                                        "fold_id(p)":sym,"rX:0(r)":x,"rY:0(r)":y,
                                        ↪  "iDatConNr(i)":i})
    def add_load(self,name,kva,term):
        nm=safe(name); fid=self.G.take()
        self.rows["ElmLod"].append({"FID(a:40)":fid,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":n
        ↪  m,"fold_id(p)":self.fid_net,
                                    "plini(r)":0.03,"qlini(r)":0.01,"scale0(r)":1,"i
                                    ↪  LoadTrf(r)":1,"Strat(r)":float(kva)*0.001})
        self.rows["StaCubic"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"OP(a:1)":"C","loc_n
        ↪  ame(a:80)":safe(f"Cub_LD_{nm}"),
                                    "fold_id(p)":term[0],"obj_bus(i)":0,"obj_id(p)
                                    ↪  ":fid})
        sym=self.G.take(); x,y=term[1],term[2]
        self.rows["IntGrf"].append({"FID(a:40)":sym,"OP(a:1)":"C","loc_name(a:80)":s
        ↪  afe(f"LD_{nm}"),
                                    "fold_id(p)":self.fid_grf,"rCenterX(r)":x,"rCent
                                    ↪  erY(r)":y-8,"sSymNam(a:80)":"d_load","pDataO
                                    ↪  bj(p)":fid})
        self.rows["IntGrfcon"].append({"FID(a:40)":self.G.take(),"OP(a:1)":"C","loc_
        ↪  name(a:80)":safe(f"Con_LD_{nm}"),
                                    "fold_id(p)":sym,"rX:0(r)":x,"rY:0(r)":y-8,"r
                                    ↪  X:1(r)":x,"rY:1(r)":y,"iDatConNr(i)":0})
    def rebase_to_origin(self):
        xs=[r["GPSlon(r)"] for r in self.rows["ElmTerm"]]
        ys=[r["GPSlat(r)"] for r in self.rows["ElmTerm"]]
        if not xs or not ys: return
        minx, miny = float(np.min(xs)), float(np.min(ys))
        for r in self.rows["ElmTerm"]: r["GPSlon(r)"]-=minx; r["GPSlat(r)"]-=miny
        for r in self.rows["IntGrf"]:
            if "rCenterX(r)" in r: r["rCenterX(r)"]-=minx
```

```
            if "rCenterY(r)" in r: r["rCenterY(r)"]-=miny
        for r in self.rows["IntGrfcon"]:
            if "rX:0(r)" in r: r["rX:0(r)"]-=minx
            if "rX:1(r)" in r: r["rX:1(r)"]-=minx
            if "rY:0(r)" in r: r["rY:0(r)"]-=miny
            if "rY:1(r)" in r: r["rY:1(r)"]-=miny
    def save(self,path):
        order=[("General",pd.DataFrame(self.rows["General"])),
               ("ElmNet",pd.DataFrame(self.rows["ElmNet"])),
               ("ElmTerm",pd.DataFrame(self.rows["ElmTerm"])),
               ("ElmLne",pd.DataFrame(self.rows["ElmLne"])),
               ("ElmLod",pd.DataFrame(self.rows["ElmLod"])),
               ("IntFolder",pd.DataFrame(self.rows["IntFolder"])),
               ("IntGrfnet",pd.DataFrame(self.rows["IntGrfnet"])),
               ("IntGrf",pd.DataFrame(self.rows["IntGrf"])),
               ("IntGrfcon",pd.DataFrame(self.rows["IntGrfcon"])),
               ("StaCubic",pd.DataFrame(self.rows["StaCubic"]))]  # al final
        with pd.ExcelWriter(path, engine="openpyxl") as xl:
            for sh,df in order:
                if not df.empty: df.to_excel(xl, sheet_name=sh, index=False)

def load_all_postes(path)->pd.DataFrame:
    df = pd.read_excel(path)
    name = first_match(df.columns, ["name","nombre","loc_name","denominacion","denom
    ↪  inacin","identificador","codigo","cdigo","id","poste"]) or df.columns[0]
    xcol,ycol = choose_point_xy(df)
    out = df[[name,xcol,ycol]].copy()
    out.columns = ["name","x","y"]
    out["name"] = out["name"].astype(str).map(safe)
    lev = first_match(df.columns,
    ↪  ["nivel","tension","volt","categoria","tipo","clase","red"])
    out["nivel_col__"] = df[lev].astype(str) if lev and lev in df.columns else ""
    return out

def filter_postes_by_level(df_all:pd.DataFrame, level:str)->pd.DataFrame:
    if "nivel_col__" not in df_all.columns: return df_all.copy()
    v = df_all["nivel_col__"].astype(str).str.upper()
    if level in ("BT","MT"):
        return df_all[v.str.contains(r"\b"+level+r"\b")]
    return df_all.copy()

def load_tramos_from_root(root,label)->List[dict]:
    files = collect_xlsx(root); rows=[]
    for f in files:
        try: df = pd.read_excel(f)
        except Exception as e:
            messagebox.showwarning(APP_TITLE, f"No pude leer
            ↪  {os.path.basename(f)}\n{e}"); continue
        x1,y1,x2,y2 = choose_line_xy(df)
        try:
            dx = df[x2].astype(float) - df[x1].astype(float)
            dy = df[y2].astype(float) - df[y1].astype(float)
        except Exception:
            messagebox.showwarning(APP_TITLE, f"{os.path.basename(f)}: X/Y no
            ↪  numricas."); continue
        len_km = np.sqrt(dx*dx + dy*dy) * 0.001
        grp = group_label_for(f, root)
```

```
        rows.append(pd.DataFrame({"group": f"{label}_{grp}",
                                  "x1": df[x1].astype(float), "y1":
                                  ↪  df[y1].astype(float),
                                  "x2": df[x2].astype(float), "y2":
                                  ↪  df[y2].astype(float),
                                  "len_km": pd.Series(len_km).fillna(0.0)}))
    return [] if not rows else pd.concat(rows, ignore_index=True).to_dict("records")

def load_trafos_from_root(root)->pd.DataFrame:
    files = collect_xlsx(root); rows=[]
    for f in files:
        try: df = pd.read_excel(f)
        except Exception as e:
            messagebox.showwarning(APP_TITLE, f"No pude leer
            ↪  {os.path.basename(f)}\n{e}"); continue
        name = first_match(df.columns, ["name","nombre","loc_name","denominacion","d
        ↪  enominacin","identificador","codigo","cdigo","id"]) or df.columns[0]
        xcol,ycol = choose_point_xy(df)
        kva  = first_match(df.columns, ["kva","potencia","potenciakva"])
        kvaS = pd.to_numeric(df[kva], errors="coerce").fillna(10.0) if kva and kva in
        ↪  df.columns else pd.Series([10.0]*len(df))
        rows.append(pd.DataFrame({"name": df[name].astype(str).map(safe),
                                  "x": df[xcol].astype(float), "y":
                                  ↪  df[ycol].astype(float),
                                  "kva": kvaS.astype(float)}))
    return pd.concat(rows, ignore_index=True) if rows else
    ↪  pd.DataFrame(columns=["name","x","y","kva"])

class NodeManager:
    def __init__(self, dgs:DGS, base_df:pd.DataFrame, u_kv:float):
        self.dgs=dgs; self.u_kv=u_kv
        self.base = base_df.reset_index(drop=True).copy()
        self.base_xy = self.base[["Xr","Yr"]].to_numpy()
        self.base_term: Dict[int,Tuple[int,float,float]] = {}
        self.groups_by_base: Dict[int,List[str]] = defaultdict(list)
        self.map: Dict[Tuple[int,str],Tuple[int,float,float]] = {}
        for i,r in self.base.iterrows():
            self.base_term[i] = dgs.add_term(r["name"], float(r["Xr"]),
            ↪  float(r["Yr"]), iusage=0, u_kv=self.u_kv)
    def find_near_idx(self, x:float, y:float, eps:float)->Optional[int]:
        if self.base_xy.size==0: return None
        d2 = (self.base_xy[:,0]-x)**2 + (self.base_xy[:,1]-y)**2
        k  = int(np.argmin(d2))
        if math.sqrt(float(d2[k])) <= eps: return k
        return None
    def _make_dup(self, i:int, k:int):
        _,x0,y0 = self.base_term[i]
        return self.dgs.add_term(f"{self.base.loc[i,'name']}({k})", x0, y0 +
        ↪  SHIFT_DUP*k, iusage=0, u_kv=self.u_kv)
    def term_for(self, i:int, group:str):
        key=(i,group)
        if key in self.map: return self.map[key], False
        k=len(self.groups_by_base[i])
        term = self.base_term[i] if k==0 else self._make_dup(i,k)
        self.groups_by_base[i].append(group); self.map[key]=term
        return term, (k>0)
```

```
class RadioDialog(tk.Toplevel):
    def __init__(self,parent,title,prompt,options,default):
        super().__init__(parent); self.title(title); self.resizable(False,False)
        self.var=tk.StringVar(value=default)
        tk.Label(self,text=prompt,justify="left").pack(padx=12,pady=10,anchor="w")
        frm=tk.Frame(self); frm.pack(padx=12,anchor="w")
        for o in options:
        ↪  tk.Radiobutton(frm,text=o,variable=self.var,value=o).pack(anchor="w")
        bf=tk.Frame(self); bf.pack(pady=10)
        tk.Button(bf,text="OK",width=10,command=self.ok).pack(side="left",padx=8)
        tk.Button(bf,text="Cancelar",width=10,command=self.cancel).pack(side="left",
        ↪  padx=8)
        self.result=None; self.grab_set(); self.protocol("WM_DELETE_WINDOW",
        ↪  self.cancel)
        self.update_idletasks(); w,h=self.winfo_width(),self.winfo_height()
        x=parent.winfo_rootx()+(parent.winfo_width()-w)//2;
        ↪  y=parent.winfo_rooty()+(parent.winfo_height()-h)//2
        self.geometry(f"+{x}+{y}"); self.wait_window(self)
    def ok(self): self.result=self.var.get(); self.destroy()
    def cancel(self): self.result=None; self.destroy()

def ask_radio(root,title,prompt,opts,default):
    return RadioDialog(root,title,prompt,opts,default).result

def main():
    root=tk.Tk(); root.withdraw()
    try:
        level = ask_radio(root, APP_TITLE, "Qu nivel deseas procesar?", ["BT","MT"],
        ↪  "MT")
        if not level: return

        p_posts = filedialog.askopenfilename(title="Selecciona Excel de POSTES (nico
        ↪  archivo)", filetypes=[("Excel","*.xlsx;*.xls")])
        if not p_posts: return
        df_all = load_all_postes(p_posts)
        df_sel = filter_postes_by_level(df_all, level)

        x_vals = pd.to_numeric(df_all["x"], errors="coerce"); y_vals =
        ↪  pd.to_numeric(df_all["y"], errors="coerce")
        OX = float(x_vals[x_vals>1e5].min() if (x_vals.max()>1e6 and
        ↪  x_vals.min()<1e5) else x_vals.min())
        OY = float(y_vals[y_vals>1e5].min() if (y_vals.max()>1e6 and
        ↪  y_vals.min()<1e5) else y_vals.min())

        for df in (df_all, df_sel):
            df["Xr"] = pd.to_numeric(df["x"], errors="coerce") - OX
            df["Yr"] = pd.to_numeric(df["y"], errors="coerce") - OY

        messagebox.showinfo(APP_TITLE, f"Selecciona la CARPETA RAZ de TRAMOS
        ↪  {level}.\n\n Elige una **carpeta**, NO un archivo.")
        d_tr = filedialog.askdirectory(title=f"TRAMOS {level} → carpeta (recursivo)")
        if not d_tr: return
        if not os.path.isdir(d_tr):
            messagebox.showerror(APP_TITLE,"Debes seleccionar una carpeta."); return
        tr_rows = load_tramos_from_root(d_tr, level)
```

```
traf_kind = ask_radio(root, APP_TITLE, "Qu trafos incluir?",
↪  ["PARTICULARES","EMPRESA","AMBOS","NINGUNO"], "AMBOS")
if not traf_kind: return
traf_df = pd.DataFrame(columns=["name","x","y","kva"])
def ask_traf_root(lbl):
    d = filedialog.askdirectory(title=f"TRAFOS {lbl} → carpeta (recursivo)")
    if d and os.path.isdir(d): return load_trafos_from_root(d)
    return pd.DataFrame(columns=["name","x","y","kva"])
if traf_kind in ("PARTICULARES","AMBOS"): traf_df = pd.concat([traf_df,
↪  ask_traf_root("PARTICULARES")], ignore_index=True)
if traf_kind in ("EMPRESA","AMBOS"):      traf_df = pd.concat([traf_df,
↪  ask_traf_root("EMPRESA")], ignore_index=True)

# Rescate de postes por extremos de tramos (EPS)
ends=[]
for r in tr_rows:
    ends.append((float(r["x1"])-OX, float(r["y1"])-OY))
    ends.append((float(r["x2"])-OX, float(r["y2"])-OY))
ends=np.array(ends,dtype=float) if ends else np.zeros((0,2))
all_xy=df_all[["Xr","Yr"]].to_numpy()
rescued_idx=set()
if ends.size and all_xy.size:
    for ex,ey in ends:
        d2=(all_xy[:,0]-ex)**2 + (all_xy[:,1]-ey)**2
        k=int(np.argmin(d2))
        if math.sqrt(float(d2[k])) <= EPS:
            rescued_idx.add(k)
df_final = pd.concat([df_sel, df_all.iloc[list(rescued_idx)]],
↪  ignore_index=True).drop_duplicates(subset=["name","Xr","Yr"])

u_kv = 0.4 if level=="BT" else 23.0
dgs = DGS(VERSION)
nm  = NodeManager(dgs, df_final[["name","Xr","Yr"]], u_kv=u_kv)

used_groups=set()
matched_lines=0
edge_seen=set()

for r in tr_rows:
    g = safe(r["group"]); used_groups.add(g)
    ax, ay = float(r["x1"])-OX, float(r["y1"])-OY
    bx, by = float(r["x2"])-OX, float(r["y2"])-OY
    ia = nm.find_near_idx(ax, ay, EPS)
    ib = nm.find_near_idx(bx, by, EPS)
    if ia is None or ib is None:  # requiere ambos postes
        continue
    (termA, _)= nm.term_for(ia, g)
    (termB, _)= nm.term_for(ib, g)
    if termA[0]==termB[0]:  # evita A→A
        continue
    edge_key=(min(termA[0],termB[0]), max(termA[0],termB[0]), g)
    if edge_key in edge_seen:
        continue
    edge_seen.add(edge_key)
    matched_lines += 1
    dgs.add_line(name=f"L_{g}_{uuid.uuid4().hex[:4]}",
    ↪  len_km=float(r["len_km"]), termA=termA, termB=termB)
```

```
        added_traf=0
        if not traf_df.empty:
            traf_df = traf_df.copy()
            traf_df["Xr"] = pd.to_numeric(traf_df["x"], errors="coerce") - OX
            traf_df["Yr"] = pd.to_numeric(traf_df["y"], errors="coerce") - OY
            for _,t in traf_df.iterrows():
                bi = nm.find_near_idx(float(t["Xr"]), float(t["Yr"]), EPS)
                if bi is None: continue
                term,_ = nm.term_for(bi, "TRAFOS")
                dgs.add_load(t["name"], float(t.get("kva",10.0)), term)
                added_traf += 1

        dgs.rebase_to_origin()
        out = filedialog.asksaveasfilename(title="Guardar Excel DGS",
        ↪  defaultextension=".xlsx",
                                           initialfile=f"DGS_Red_{level}.xlsx",
                                           ↪  filetypes=[("Excel","*.xlsx")])
        if not out: return
        dgs.save(out)

        messagebox.showinfo(APP_TITLE,
            f" DGS creado:\n{out}\n\n"
            f"Alimentadores detectados: {len(used_groups)}\n"
            f"Postes: total={len(df_all)}\n"
            f"Líneas creadas: {matched_lines}\n"
            f"Trafos añadidos: {added_traf}\n"
            f"(EPS={EPS} m)"
        )

    except Exception as e:
        messagebox.showerror(APP_TITLE, f"Error:\n{e}\n\n{traceback.format_exc()}")

if __name__ == "__main__":
    main()
```

Perfiles de tensión por alimentador

A continuación se presentan los **perfiles de tensión trifásicos** obtenidos para cada alimentador en la condición base (*20:00 h*), expresados en p.u. respecto del nivel nominal de 13,2 kV. Cada figura muestra la variación del voltaje en función de la distancia a cabecera (km), evidenciando la estabilidad y simetría de las tensiones en régimen normal.

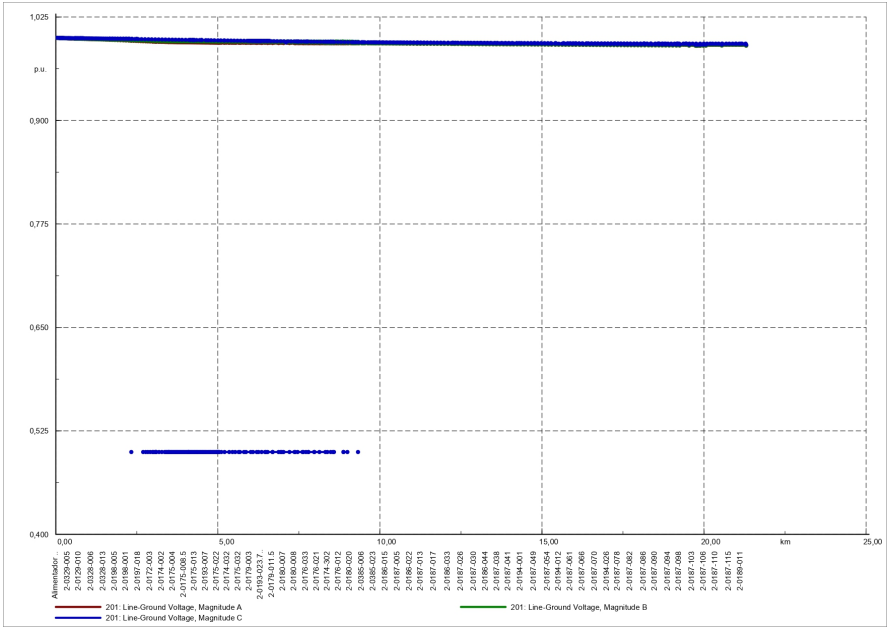


Figura 1: Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

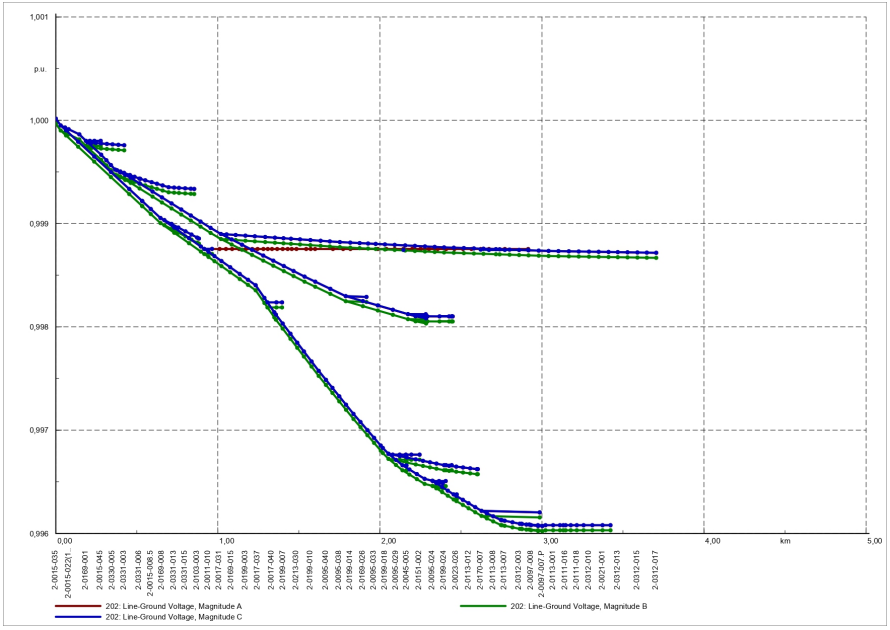


Figura 2: Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

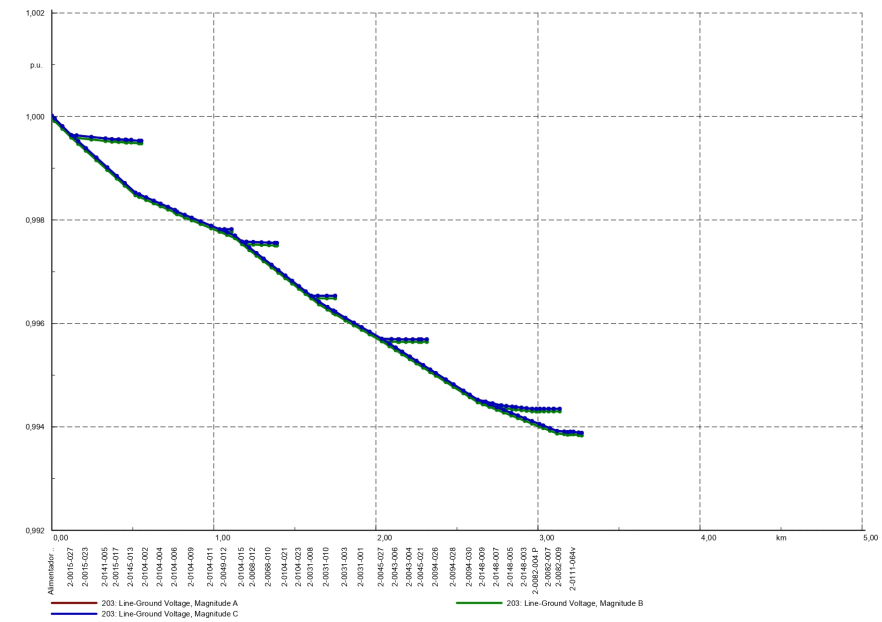


Figura 3: Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

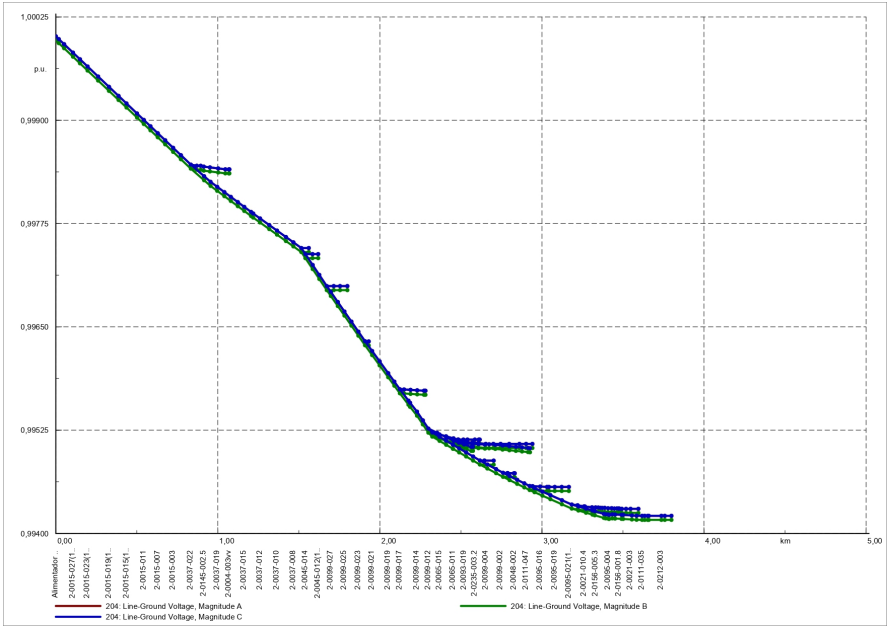


Figura 4: Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

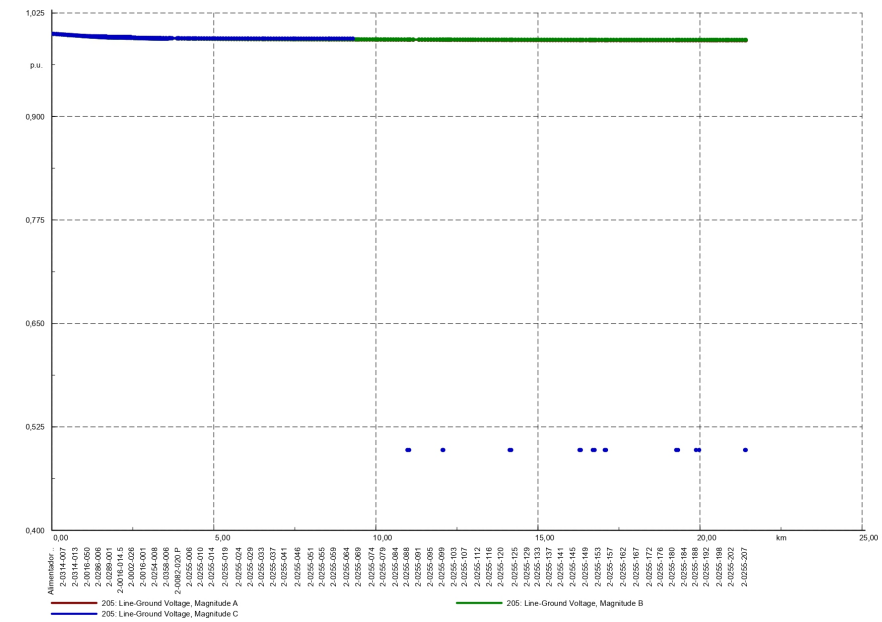


FIGURA 5: Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

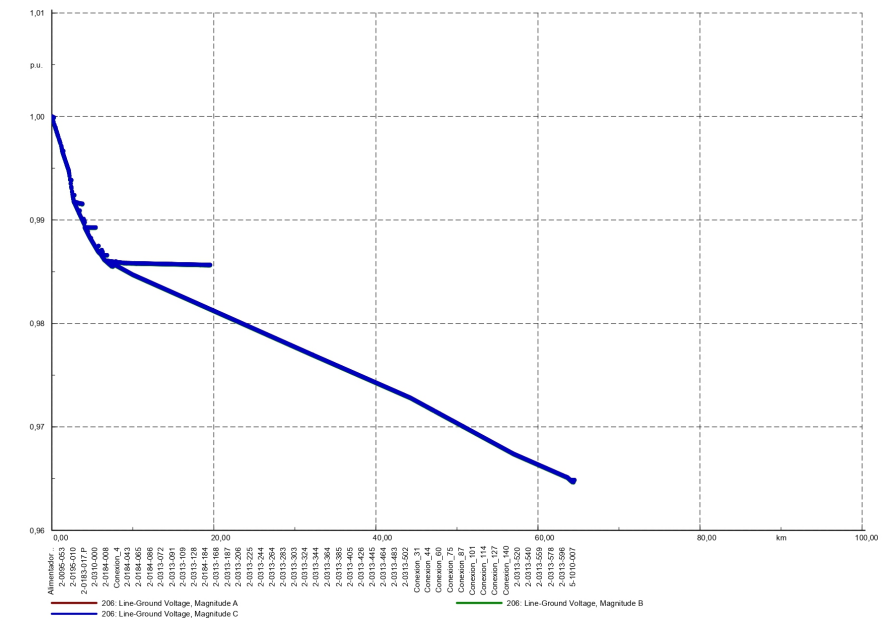


FIGURA 6: Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

En todos los casos, las tensiones se mantienen dentro del rango operativo normativo ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.), confirmando la estabilidad general del sistema bajo condiciones típicas de carga vespertina.

Perfiles de tensión por alimentador — Escenario *Cargas 2026*

A continuación se presentan los **perfiles de tensión trifásicos** obtenidos para cada alimentador en el escenario *Cargas 2026*, expresados en p.u. respecto del nivel nominal de 13,2 kV. Cada figura muestra la variación del voltaje en función de la distancia a cabecera (km).

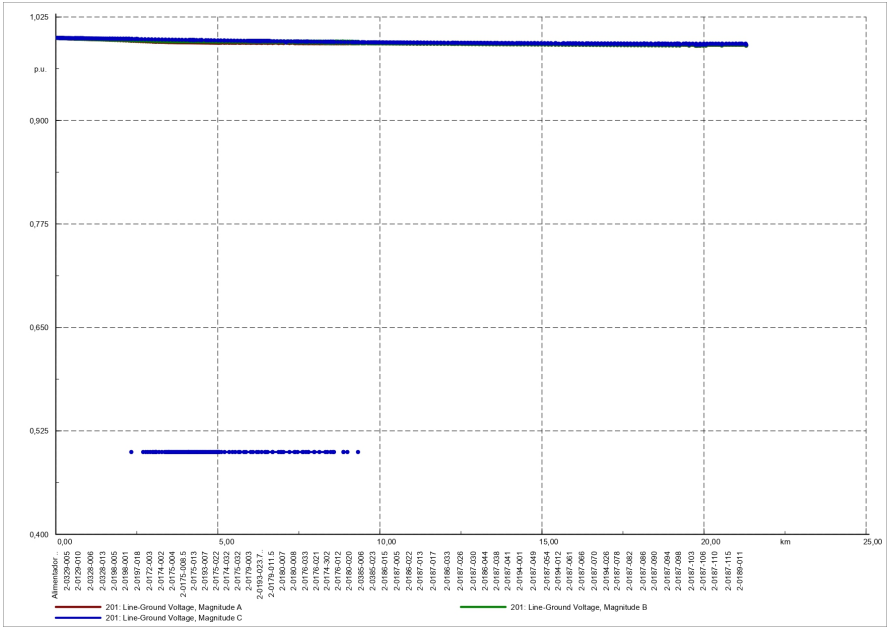


Figura 7: Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

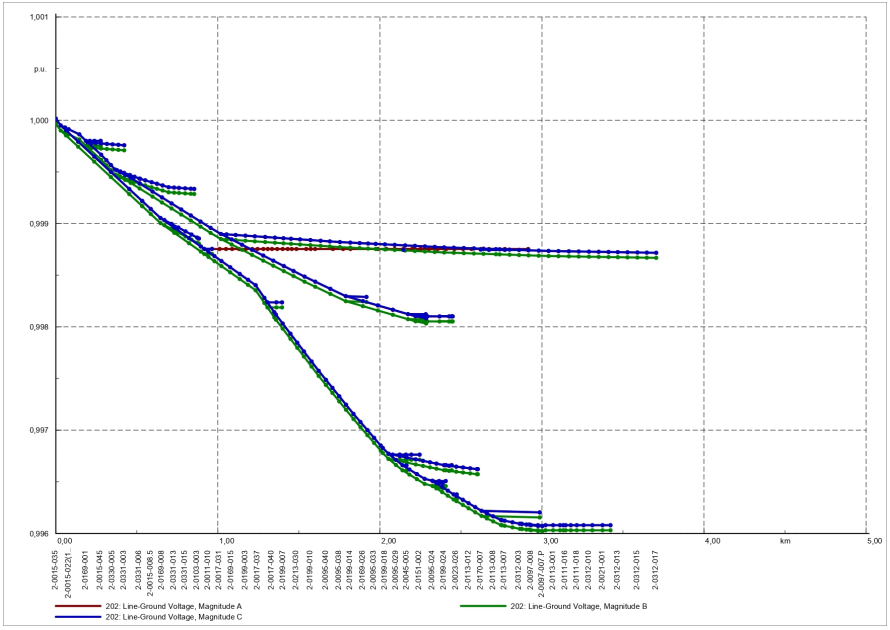


Figura 8: Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

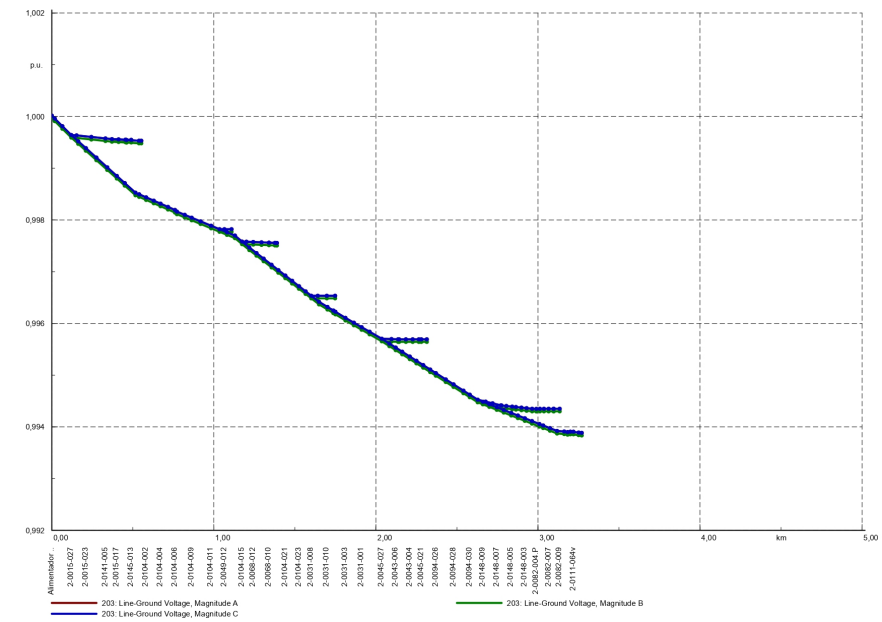


Figura 9: Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

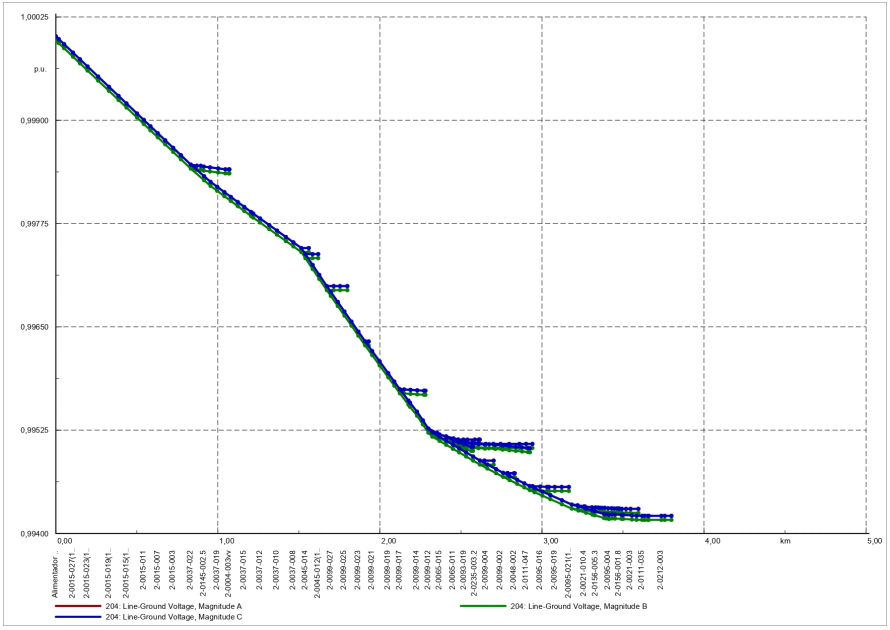


Figura 10: Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

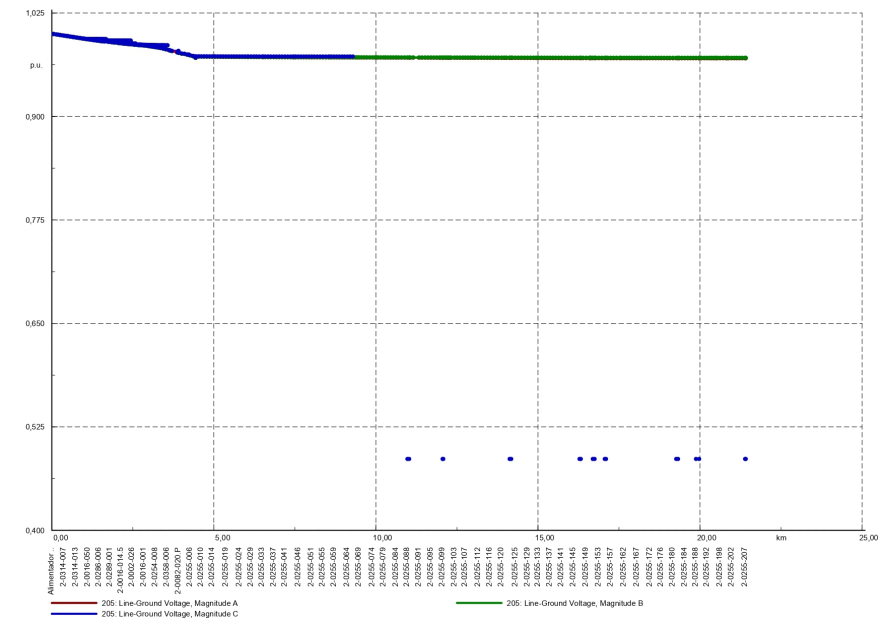


Figura 11: Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

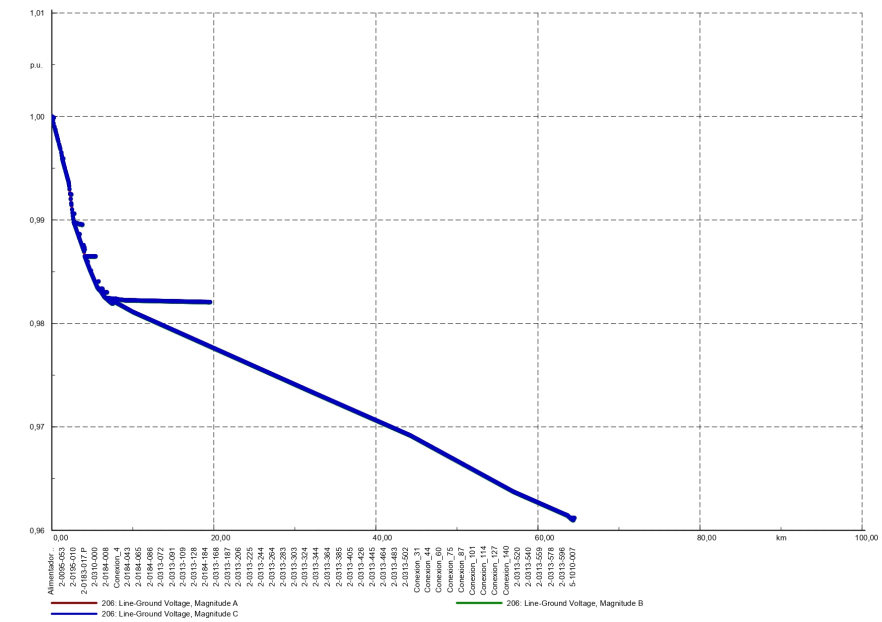


Figura 12: Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

Todas las curvas se mantienen en el rango operativo ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.); se aprecia mayor pendiente en los alimentadores de mayor longitud y/o mayor corriente de cabecera (A5–A6).

Perfiles de tensión por alimentador — Caso con A7–A8

A continuación se presentan los **perfiles de tensión trifásicos** obtenidos para los ocho alimentadores (A1–A8) en la condición posterior a la descarga de carga industrial mediante los nuevos troncales dedicados **A7 (Australis)** y **A8 (AquaChile)**. Las curvas se expresan en p.u. respecto del nivel nominal de 13,2 kV, mostrando la evolución de la tensión a lo largo de cada troncal principal.

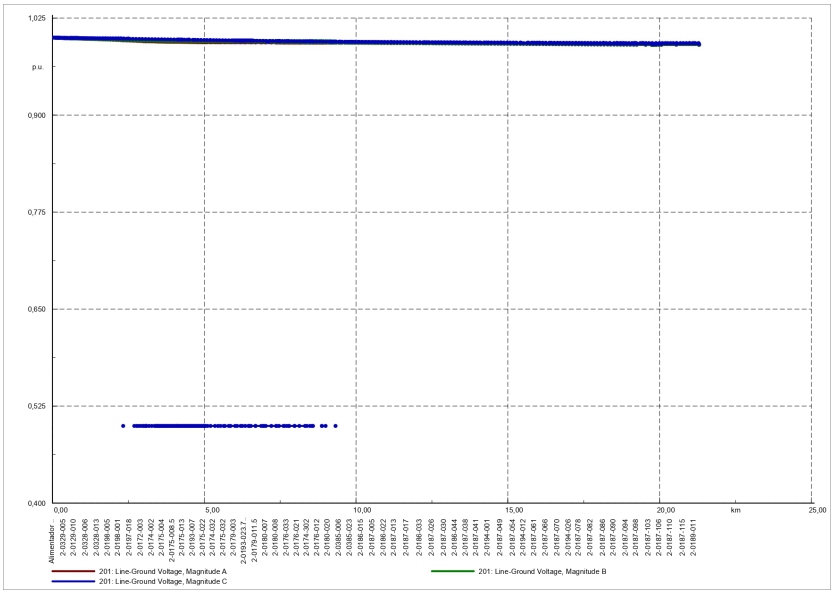


Figura 13: Alimentador A1. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

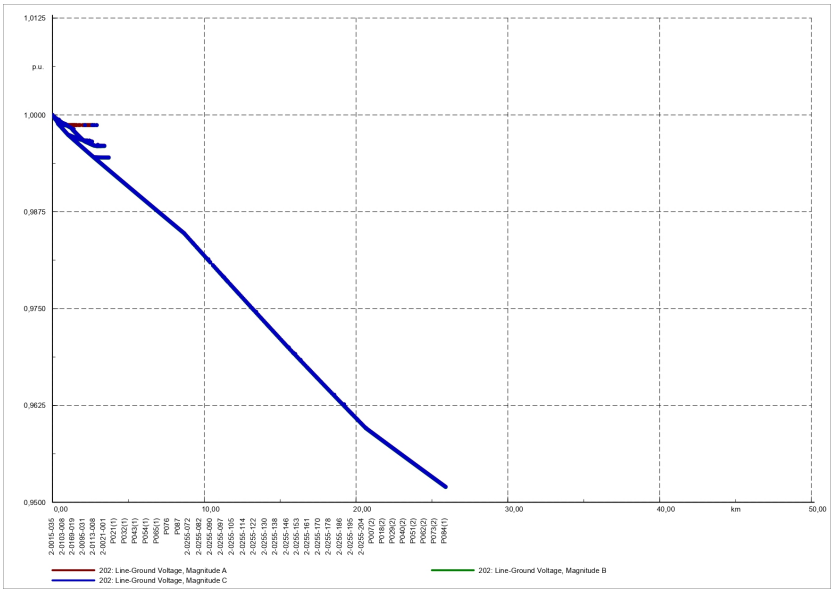


Figura 14: Alimentador A2. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

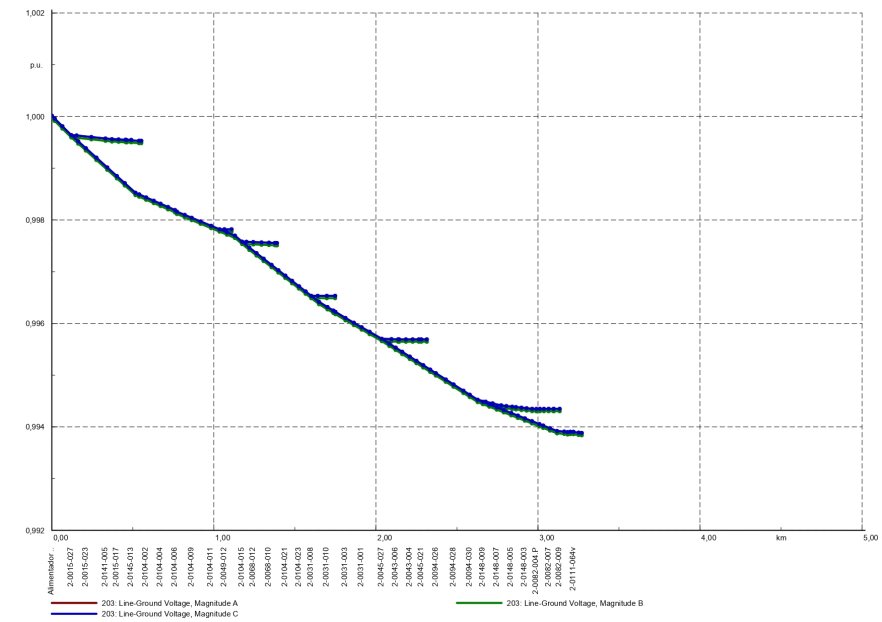


Figura 15: Alimentador A3. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

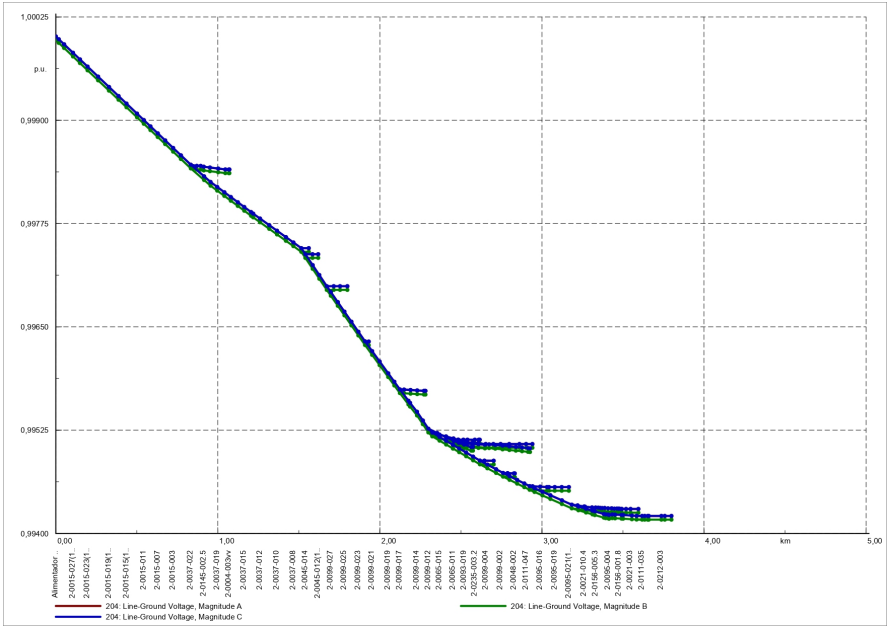


Figura 16: Alimentador A4. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

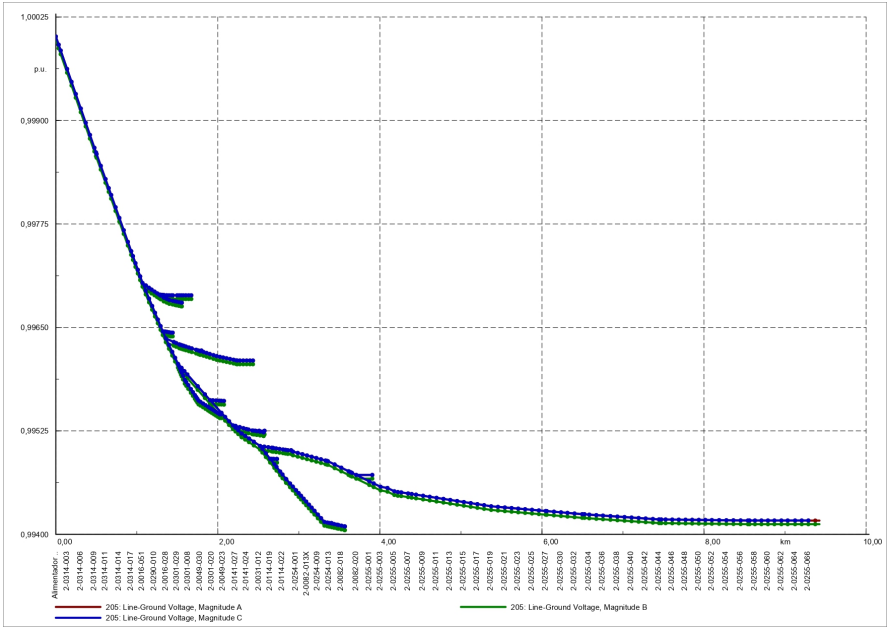


Figura 17: Alimentador A5. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

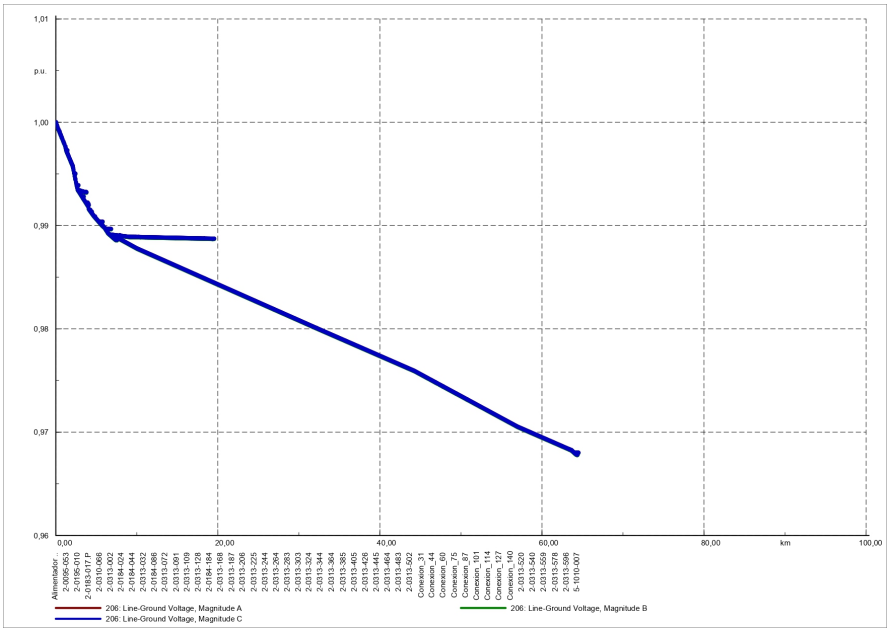


Figura 18: Alimentador A6. Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

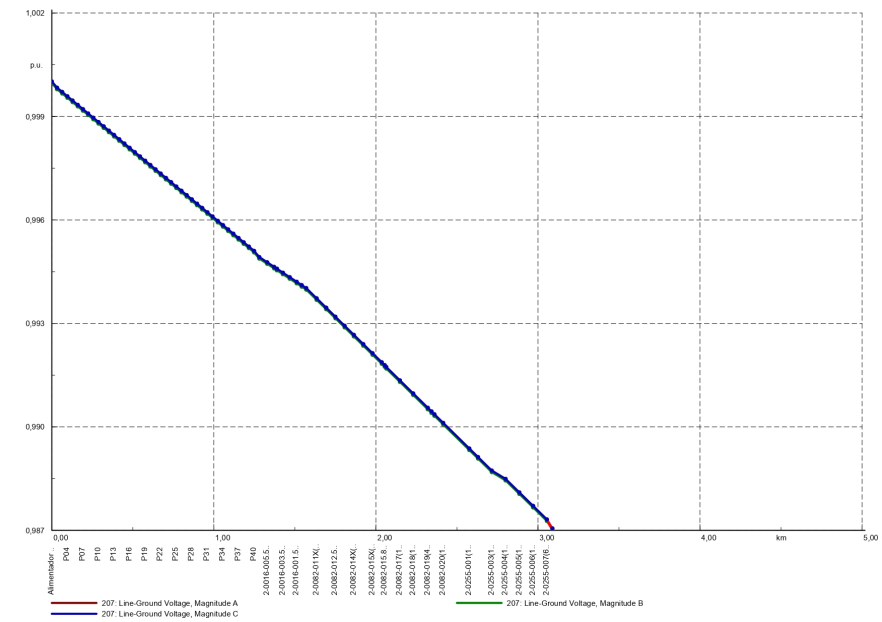


FIGURA 19: Alimentador A7 (Australis). Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

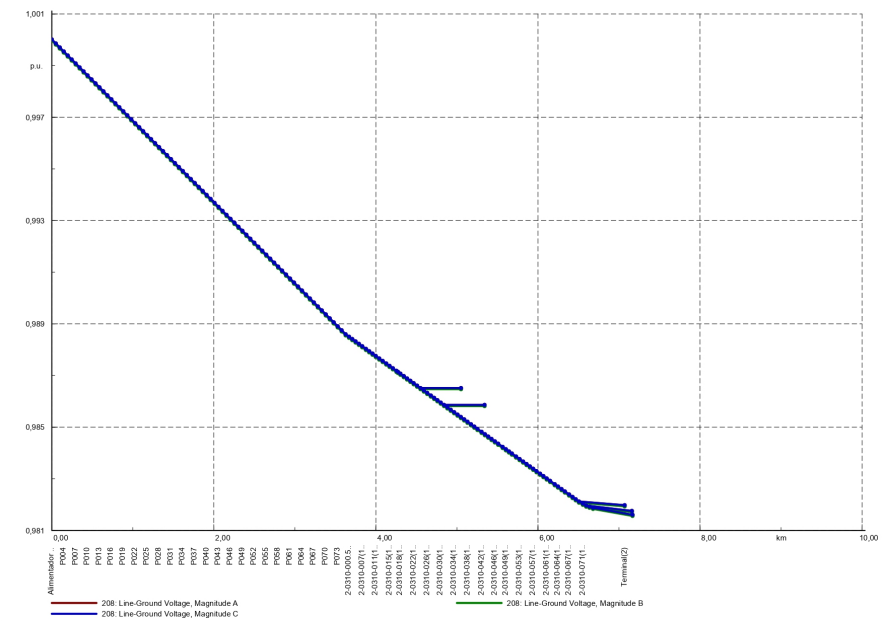


FIGURA 20: Alimentador A8 (AquaChile). Fuente: Gráfica extraída del software DigSilent.

En todos los casos, los perfiles se mantienen dentro de la banda operativa establecida por la *Norma Técnica de Calidad de Servicio de Distribución Eléctrica* ($V_{\text{mín}} \geqslant 0{,}92$ p.u.). Destacan las pendientes más suaves en **A5**–**A6** tras la redistribución de carga y la estabilidad de tensión en los nuevos alimentadores dedicados **A7**–**A8**.

Ficha técnica conductores

VITEL energía

Vitel Energía - Tecnología eléctrica
Cable de Aluminio Tricapa 185mm2 15kv 90°C AAAC/XLPE/XLPE
www.vitelenergia.com

FICHA TÉCNICA

Tipo de Venta	Venta por Metro
Marca	BAKER KABEL
Modelo Cables	ALUMINIO TRICAPA
Sección	185 mm2
Tipo de Conductor	Alambre de aleación de aluminio compactado 6201 trenzado
Tensión Nominal	15 kV
Aislación Cable	XLPE/XLPE/XLPE
Espesor de Aislación	5.55mm
Temperatura de Servicio	90°C
Diámetro Exterior Cable	28.3mm
Resistencia Máxima Corto Circuito 20°C	0.19 Ω / Km
Peso del Cable	880 Kg/Km
Normativa	ASTM B398 B399, IEC 60502

¿Tienes alguna duda o consulta en relación a las especificaciones técnicas de nuestro producto? Visita el chat en nuestra web **www.vitelenergia.com** y un ejecutivo comercial responderá tus inquietudes.

También puedes contáctarnos al: (+56) 22927 9200 o escribirnos a: comercial@vitel.cl

Figura 21: Ficha técnica conductor $185\,\mathrm{mm}^2$.

Ficha Técnica / *Datasheet*			
1	**Características Generales / *General characteristics***		
1.1	Descripción / *Description*	CABLE ALUMINIO PROT.25KV TRICAPA AAAC 300MM2 ZIVOT	
1.2	Código Aragon / *Code Aragon*	22010712	
1.3	Marca / *Brand*	Zivot	
1.4	Normas / *Standards*	IEC60502 ASTM B399/ASTMB398 ICEAS-94-649	
1.5	Aplicaciones / *Aplications*	Cable aluminio protegido tricapa, son utilizados enlineas aéreas de distribucion de electrica.	
2	**Características del Cable / *Cable characteristics***	**Unidad / *Unit***	**Ofertado / *Offered***
2.1	Sección nominal / *Conductor size*	mm^2	300 mm
2.2	Conductor de Aluminio / *Aluminum conductor*	-	Aluminio AAAC 6201-T81 / *Aluminum AAAC 6201-T81*
2.3	Configuración / *Configuration*	-	Compacto / *Compacted*
2.4	Clase de cableado / *Wiring class*	-	A
2.5	Diámetro nominal del conductor / *Nominal diameters compressed conductor*	mm	20,6
2.6	Dirección del cableado / *Wiring direction*	-	Mano Derecha / *Right hand*
2.7	Longitud de paso sobre los alambres / *Lay of a layer of wires*	-	*8-16 veces el diámetro externo / 8-16 times the outside diameter*
2.8	Peso del cable de aluminio / *Aluminum cable weight*	kg/km	815
2.9	Resistencia en DC (20°C) / *Nominal DC resistance (20°C)*	Ω/km	0,11
2.10	Resistencia nominal / *Rated Strength*	kN	88,3
2.11	Conductividad mínima a 20ºC / *Minimum conductivity at 20ºC*	% IACS	52,5
2.12	Resistividad a 20°C / *Resistivity at 20°C*	$\Omega.mm^2/m$	0,32841
2.13	Coeficiente de temperatura de la resistencia a 20°C [α] / *Temperature Coefficient of resistance at 20°C [α]*	-	0,0036
2.14	Coeficiente de dilatación lineal / *Coefficient of linear expansion*	Por °C	23x10-6
2.15	Capacidad de corriente / *Current transport capacity*	A	607
2.16	Módulo de elasticidad final / *Final elasticity module*	kg/mm^2	5700
2.17	Número de alambres / *Number of wires*	c/u	37
2.18	Diámetro nominal de cada alambre / *Nominal diameter of each wire*	mm	3,23
2.19	Resistencia mínima a la tracción del alambre / *Minimum tensile strength of wire*	kN	2,58
2.20	Elongación del alambre / *Elongation of wire*	%	3
2.21	Tipo de soldadura / *Welding*	-	*Presión en frio o a tope eléctricas / Cold-pressure or electric-butt*
2.22	Resistencia mínima a la tracción del alambre soldado / *Minimum tensile strength in welded wire*	kN	2.38/0.82
2.23	Elongación del alambre soldado (en 250mm) / *Elongation of welded wire (in 250mm)*	%	6,0
3	**Blindaje de semiconductores (control de tensiones) / *Semiconductor shield (stress control)***		
3.1	Material / *Material*	-	XLPE
3.2	Temperatura de sobrecarga de emergencia / *Emergency Overload Temperature*	°C	130
3.3	Temperatura Corriente de cortocircuito / *Short-circuit current Temperature*	°C	250
3.4	Espesor nominal / *Nominal extruded shield thickness*	mm	0,6
3.5	Espesor mínimo en cualquier punto / *Minimum point extruded shield thickness*	mm	0,44
3.7	Elongación mínima a 121ºC ± 1 ºC por 168 horas / *Minimun elongation after air oven exposure at 121ºC ± 1 ºC for 168 hours duration*	%	100
4	**Capa interna / *Internal layer***		
4.1	Material / *Material*	-	XLPE
4.2	Temperatura normal de funcionamiento / *Normal operating temperature*	°C	90
4.3	Densidad nominal / *Nominal density*	g/cm^3	0,93
4.4	Espesor nominal / *Nominal internal layer thickness*	mm	2,4
4.5	Espesor mínimo / *Minimum internal layer thickness*	mm	2
4.6	Tensión nominal / *Rated voltage*	kV	25
5	**Cubierta interna-externa / *Outer-external cover***		
5.1	Material / *Material*	-	HDPE *Anti tracking*
5.2	Temperatura normal de funcionamiento / *Normal operating temperature*	°C	75
5.3	*Temperatura de sobre carga / Emergency Overload Temperature*	°C	130
5.4	*Temperatura de corto circuito / Short-circuit current Temperature*	°C	250
5.5	Densidad nominal / *Nominal density*	g/cm^3	≥0.94
5.6	Espesor nominal interna-externa/ *Nominal outer-external cover thickness*	mm	*2,3*
5.7	Espesor mínimo interna-externa / *Minimum outer-external cover thickness*	mm	1,86
5.8	Concentricidad / *Concentricity*	%	15
5.9	Color / *Color*	-	Negro / *Black*
5.10	Resistencia mínima a la tracción / *Minimum tensile strength*	kN	17,2
5.11	Resistencia mínima a la tracción y elongación después de envejecer a 121ºC ± 1 ºC por 168 horas / *Minimum tensile strength after air oven exposure at 121ºC ± 1 ºC for 168 hours duration*	%	±25
5.12	Tensión nominal / *Rated voltage*	kV	25
6	**Cable terminado / *Finished Cable***		
6.1	Diámetro sobre la semiconductora / *Diameter on the semiconductor shield*	mm	21,8
6.2	Diámetro sobre la capa interna / *Diameter on the internal layer*	mm	26,6
6.3	Rango de diámetro sobre la cubierta exterior / *Diameter Range on the outer/external cover*	mm	31,2
6.4	Peso unitario / *Unit weight*	kg/km	1226
7	**Otras Características / *Other characteristics***		
7.1	Vida útil prevista / *Expected period of use*	Años / *Years*	30
7.2	Resistente a ácidos y álcalis / *Acid and alkali resistant*	-	SI / Yes
7.3	Resistente al ozono / *Ozone resistant*	-	SI / Yes
7.4	Resistente a los rayos ultravioleta / *UV resistant*	-	SI / Yes
7.5	Resistente al encaminamiento eléctrico ("tracking") / *Electrical Tracking Resistant*	-	SI / Yes
8	**Ilustraciones-Planos técnicos / *Illustrations-Technical Drawings***		**Nota: Los valores proporcionados en esta ficha, pueden variar de acuerdo a las tolerancias de fabricación**

ZIVOT

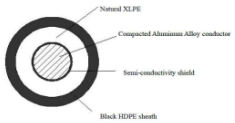


Figura 22: Ficha técnica conductor 300 mm^2.