

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**ANÁLISIS DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA DEL  
ALIMENTADOR AMT OR 03 AL ALIMENTADOR AMT OR 02  
PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE  
ENERGÍA, AÑOS 2023 – 2027.**

**PRESENTADO POR:**

Br. WALTER YOVANY ARREDONDO CHAÑI.

Br. JONATAN ERIC CARRILLO ALDAZABAL.

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL  
DE INGENIERO ELECTRICISTA.**

**ASESOR:**

Dr. DONATO MAMANI PARI.

**CUSCO – PERÚ**

**2025**



# Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

## INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el **Asesor** Donato Mamani Pari.....  
..... quien aplica el software de detección de similitud al  
trabajo de investigación/tesis titulada: Análisis de la transferencia  
de carga del alimentador AMT 0R03 al alimentador  
AMT 0R02 para la reducción de pérdidas Técnicas de  
energía, años 2023 - 2027.....

Presentado por: Walter Yovany Arredondo Chañi..... DNI N° 43656231.....  
presentado por: Jonatan Eric Canillo Aldazabal..... DNI N°: 43806539.....  
Para optar el título Profesional/Grado Académico de Ingeniero Electricista.....

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 3 veces, mediante el  
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**  
**Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 02%.

### Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<input checked="" type="checkbox"/>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	<input type="checkbox"/>
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	<input type="checkbox"/>

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto**  
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 18 de enero de 2026.....

Firma

Post firma.....

Nro. de DNI.....

ORCID del Asesor.....

Donato Mamani Pari  
23876507  
0000-0002-0998-3124

### Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:547116219

# ERIC-WALTER CARRILLO-ARREDONDO

## TESIS CORREGIDO ERIC Y WALTER REPOSITORIO.pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid::27259:547116219

Fecha de entrega

18 ene 2026, 5:13 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

18 ene 2026, 5:21 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS CORREGIDO ERIC Y WALTER REPOSITORIO.pdf

Tamaño del archivo

8.9 MB

205 páginas

40.559 palabras

183.280 caracteres



## 2% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...




### Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

### Exclusiones


- N.º de fuentes excluidas
- N.º de coincidencias excluidas

### Fuentes principales

- 0%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 2%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

### Marcas de integridad

#### N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Texto oculto**  
70 caracteres sospechosos en N.º de páginas  
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.



DR. DONATO MAMANI PARI  
ASESOR DE TESIS

## **Dedicatoria**

*“A mi familia en especial a mis padres por darme el apoyo y por hacer de mí una mejor persona a través de sus enseñanzas, lecciones, cariño y amor”.*

***Jonatan Eric Carrillo Aldazabal.***

## **Dedicatoria**

*“A mi familia, en especial a mi madre, ya que tuvo fe en mí y forjo mi desarrollo personal, hoy puedo ver mi objetivo cumplido, ya que me motivaron continuamente afrontar los problemas más difíciles en mi formación profesional, y en vista de que el orgullo que sienten por mí, me hizo cumplir tan anhelado objetivo”.*

**Walter Yovany Arredondo Chañi.**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradecemos a Dios, quien con su infinita bondad y sabiduría ha guiado cada paso en este arduo pero enriquecedor camino académico, dándome fortaleza y esperanza en los momentos más difíciles.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, en especial a nuestro asesor de tesis, Donato Mamani Pari, por su valiosa guía en este proceso, su conocimiento y orientación han sido esenciales para alcanzar este logro académico.

Finalmente, a nuestros amigos y compañeros, quienes han estado a mi lado brindándome palabras de aliento, compartiendo experiencias y demostrando que la verdadera amistad trasciende cualquier desafío.

A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento por formar parte de este logro.

**Los tesistas.**

## **Introducción**

Los niveles de pérdidas en las empresas de distribución reflejan su eficiencia técnica, comercial y operativa en la prestación de un servicio de suministro confiable, continuo y eficiente. Estas pérdidas de energía eléctrica generan un impacto económico significativo, por lo que su reducción es fundamental para optimizar la rentabilidad del sistema eléctrico.

Un alto porcentaje de pérdidas indica un problema estructural en la distribución de energía, lo que puede derivar en costos operativos elevados, incrementos en las tarifas eléctricas y afectaciones a la economía de la empresa, debido a mayores gastos en construcción y mantenimiento.

Siendo caso el alimentador en media tensión OR-03, que presenta en el año 2023 unas pérdidas de energía eléctrica de 15.50% equivalente a 2,159.00 MWh. A esta problemática se suma el crecimiento de la demanda en los próximos años, lo que incrementará aún más las pérdidas energéticas si no se toman medidas correctivas.

La presente investigación trata de reducir las pérdidas técnicas en el alimentador OR-03, cuya principal causa es la ineficiente topología del sistema de distribución. Para ello, se propone la transferencia de carga hacia el alimentador OR-02, permitiendo una redistribución más eficiente de la energía. Además, se desarrollará un planeamiento eléctrico hasta el año 2027, considerando el impacto del crecimiento de la demanda.

Para la realización de esta investigación se tendrá en cuenta el estudio de cargabilidad de la red existente, teniendo en cuenta la influencia de los fenómenos eléctricos en la distribución de carga, Para ello, se llevará a cabo un estudio de flujo de potencia utilizando el software DIGSILENT, herramienta especializada en la simulación y análisis de redes eléctricas.



## **Resumen**

Esta investigación tiene como propósito diagnosticar la operación actual del alimentador OR-03 y cuantificar sus pérdidas técnicas de energía, encaminando la propuesta de una transferencia de carga hacia el alimentador OR-02 para mitigar problemas en el futuro. Se contextualiza el problema y se establece un marco teórico relacionado con las pérdidas técnicas de energía. Actualmente, el alimentador OR-03 enfrenta un alto porcentaje de pérdidas y demanda elevada, atribuida a la presencia de cargas de gran consumo; por lo tanto, mejorar la eficiencia del sistema de distribución es crucial para la empresa Electro Sur Este S.A.A., buscando un ahorro energético y económico. La investigación se nutrirá de datos proporcionados por la concesionaria mencionada, y se llevará a cabo un estudio de carga que evalúe el crecimiento de la demanda hasta 2027. Se elaborarán los diagramas unifilares de los circuitos eléctricos del alimentador OR-03 y se simulará el flujo de potencia utilizando el software DIGSILENT.

El objetivo principal es sugerir la transferencia de carga del alimentador OR-03 al OR-02 como solución para disminuir las pérdidas técnicas, mejorando también la capacidad de carga ante el crecimiento de la demanda. Un análisis comparativo se presentará para las pérdidas técnicas, considerando escenarios con y sin dicha transferencia. Este análisis muestra que, tras implementar la transferencia, las pérdidas se reducirían al 11.57% para 2027, en contraste con un 16.18% sin la transferencia, lo que representa una reducción total de 3279.38 Mwh de pérdidas de energía entre 2023 y 2027.

**Palabras Clave:** Transferencia, Alimentador, Perdidas, Energía.

## **Abstract**

This research aims to diagnose the current operation of feeder OR-03 and quantify its technical energy losses, leading to a proposal for a load transfer to feeder OR-02 to mitigate future problems. The problem is contextualized, and a theoretical framework related to technical energy losses is established. Currently, feeder OR-03 faces a high percentage of losses and high demand, attributed to the presence of high-consumption loads; therefore, improving the efficiency of the distribution system is crucial for Electro Sur Este S.A.A., seeking energy and cost savings.

The research will draw on data provided by the aforementioned concessionaire, and a load study will be carried out to assess demand growth until 2027. Single-line diagrams of the electrical circuits of feeder OR-03 will be prepared and the power flow will be simulated using DIGSILENT software.

The main objective is to propose load transfer from feeder OR-03 to OR-02 as a solution to reduce technical losses, while also improving load capacity in the face of growing demand. A comparative analysis of technical losses will be presented, considering scenarios with and without this transfer. This analysis shows that, after implementing the transfer, losses would be reduced to 11.57% by 2027, compared to 16.18% without the transfer, representing a total reduction of 3279.38 MWh of energy losses between 2023 and 2027.

**Keywords:** Transfer, Feeder, Losses, Energy.

## ÍNDICE

**AGRADECIMIENTOS**

**DEDICATORIA**

**INTRODUCCIÓN**

**RESUMEN**

**ABSTRACT**

**ÍNDICE DE TABLAS.....xv**

**ÍNDICE DE FIGURAS.....xvii**

**GLOSARIO DE TÉRMINOS.....xx**

**CAPÍTULO I: GENERALIDADES.....1**

1.1. Introducción ..... 1

1.2. Ámbito Geográfico ..... 1

1.3. El Problema.....3

1.3.1. Planteamiento del Problema .....3

1.3.2. Formulación del Problema .....8

1.3.2.1. Problema General .....8

1.3.2.2. Problemas Específicos .....8

1.4. Objetivos .....8

1.4.1. Objetivo General .....8

1.4.2. Objetivos Específicos.....8

1.5. Justificación del Estudio .....9

1.6. Alcances y Limitaciones ..... 11

1.6.1. Alcances de la Investigación..... 11

1.6.2.	Limitaciones de la Investigación .....	11
1.7.	Hipótesis General.....	11
1.8.	Hipótesis Específicas .....	11
1.9.	Matriz de Operacionalización de Variables .....	13
1.10.	Metodología .....	14
1.10.1.	Características de la Investigación.....	14
1.10.1.1.	Tipo de investigación.....	14
1.10.1.2.	Tipo de datos analizados .....	14
1.10.1.3.	Nivel de investigación .....	14
1.10.1.4.	Método de Investigación.....	14
1.10.2.	Población.....	14
1.10.3.	Muestra .....	15
1.10.4.	Técnicas de Recolección de Datos y Procesamiento de Datos .....	15
1.10.4.1.	Técnicas de recolección de datos.....	15
1.10.5.	Procesamiento de Datos .....	15
<b>2.</b>	<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>17</b>
2.1.	Introducción .....	17
2.2.	Antecedentes .....	17
2.2.1.	Antecedentes Internacionales.....	17
2.2.2.	Antecedentes Nacionales .....	20
2.2.3.	Antecedentes Regionales .....	22

2.3.	Bases Teóricas .....	23
2.4.	Sistemas de Distribución .....	23
2.4.1.	Componentes de un Sistema de Distribución .....	24
2.4.2.	Sistema de Distribución Tipo Radial .....	25
2.4.3.	Configuración Tipo Radial Simple .....	25
2.4.4.	Configuración Tipo Radial Extendido .....	26
2.4.5.	Configuración Tipo Radial Con Uniones .....	27
2.5.	Pérdidas de Energía .....	28
2.5.1.	Consecuencias de las Pérdidas de Energía Eléctrica .....	28
2.5.1.1.	Factores influyentes en la gestión de la empresa .....	28
2.5.1.2.	Campo ético y moral .....	29
2.5.2.	Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica .....	29
2.5.3.	Pérdidas Técnicas de Energía .....	31
2.5.3.1.	Pérdidas independientes de la demanda .....	32
2.5.3.2.	Pérdidas por la variación de la demanda .....	32
2.5.4.	Pérdidas No Técnicas de Energía .....	33
2.5.5.	Pérdidas en Alimentadores Primarios .....	33
2.5.6.	Pérdidas en Transformadores de Distribución .....	33
2.5.7.	Pérdidas en el Núcleo de los Transformadores .....	35
2.5.7.1.	Pérdidas por Histéresis .....	35
2.5.7.2.	Pérdidas por Corrientes Parásitas (Foucault) .....	36

2.5.8.	Demanda .....	37
2.5.8.1.	Cargabilidad y carga de los conductores .....	37
2.5.8.2.	Curva de carga .....	38
2.5.8.3.	Coincidencia de picos (Demanda máxima) .....	38
2.5.8.4.	Factor de demanda .....	39
2.5.8.5.	Factor de carga.....	39
2.5.8.6.	Factor de diversidad.....	39
2.5.8.7.	Relación de pérdidas de energía a pérdidas de potencia.....	40
2.5.8.8.	Factor de potencia .....	40
2.6.	Series Temporales .....	41
2.6.1.	Método de Tendencia lineal.....	41
2.6.2.	Método de Suavización Exponencial.....	42
2.6.3.	Método De Media Móvil .....	44
2.6.3.1.	Media móvil anual o de orden 12 .....	45
2.6.3.2.	Media móvil trimestral, con estacionalidad anual ( $s = 4$ ).....	45
2.6.3.3.	Media móvil de orden “s” .....	46
2.6.3.4.	Media móvil centrada .....	47
<b>3.</b>	<b>CAPÍTULO III: DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR OR-03 .....</b>	<b>48</b>
3.1.	Introducción .....	48
3.2.	Ubicación del Sistema Eléctrico .....	48



3.3.	Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución del Alimentador OR-03 .....	48
3.4.	Subestación de Transformación Oropesa .....	48
3.5.	Características Técnicas Del Alimentador OR-03 .....	50
3.5.1.	Subestaciones de Distribución comprendidas en el alimentador OR-03	50
3.5.1.1.	Clasificación de las subestaciones según el tipo de servicio .....	53
3.5.1.2.	Clasificación de las subestaciones según el tipo de instalación.....	54
3.5.1.3.	Subestaciones eléctricas de distribución según su potencia instalada ....	55
3.5.2.	Tipos de Conductores Eléctricos Utilizados en el Alimentador OR-03 .	55
3.5.3.	Tipos de Alumbrado Público Empleados en el Alimentador OR-03.....	56
3.5.3.1.	Clasificación de las luminarias según su tecnología.....	56
3.5.3.2.	Luminarias según su potencia nominal.....	57
3.6.	Modelamiento Existente .....	58
<b>4.</b>	<b>CAPÍTULO IV: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL AMT OR-03 EN LOS AÑOS DE ESTUDIO 2023-2027.....</b>	<b>60</b>
4.1.	Introducción .....	60
4.2.	Selección del Periodo de Estudio.....	60
4.3.	Análisis y Recolección de Información .....	61
4.3.1.	Datos Históricos y Parámetros Geográficos .....	61
4.3.1.1.1.	Registros Eléctricos del año 2022-2023 .....	61
4.3.1.1.2.	Latitud y Longitud del Sistema de Distribución .....	62
4.3.1.1.3.	Altura sobre el Nivel del Mar .....	62

4.3.1.1.4.	Presión Atmosférica y Densidad del Aire.....	63
4.3.2.	Evolución Histórica de la Demanda Años 2019-2023.....	63
4.3.3.	Factor de Carga AMT OR-03 .....	71
4.3.4.	Consumo del Alumbrado Público AMT OR-03 .....	73
4.4.	Uso de los Métodos de Tendencias de serie Temporales para el Pronóstico de la Demanda .....	77
4.4.1.1.	Suavización exponencial.....	77
4.4.1.2.	Regresión lineal .....	102
4.4.1.3.	Media móvil.....	111
4.5.	Determinación del Método para el Pronóstico de la Demanda .....	128
4.5.1.	Análisis Comparativo de los Resultados de los Métodos Empleados ..	129
4.6.	Estimación temporal de la demanda periodos (2024-2027) .....	129
<b>5.</b>	<b>CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TRASNFERENCIA DE CARGA AL ALIMENTADOR OR-03 .....</b>	<b>138</b>
5.1.	Introducción .....	138
5.2.	Modelamiento Existente .....	138
5.3.	Estudio de flujo de potencia.....	138
5.4.	Definición de los Resultados .....	140
5.4.1.	Modelamiento de Pérdidas Técnicas en las SEDs .....	140
5.4.2.	Pérdidas por Histéresis.....	140
5.4.3.	Pérdidas por Corrientes de Foucault .....	143

5.4.4.	Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía periodo (2023-2027) .....	145
5.4.5.	Análisis de Cargabilidad en el Alimentador OR-03 Considerando la Situación Futura año 2027 .....	147
5.5.	Aplicación de la metodología de alivio de cargas a través de la transferencia de carga .....	148
5.5.1.	Análisis para la Selección de la Ubicación para la Implementación de la Transferencia de Carga .....	149
5.5.2.	Transferencia de Carga entre el Alimentador OR-02 y OR-03 .....	149
5.6.	Análisis del Cambio de las Capacidades Instalada en los Transformadores de Distribución.....	154
5.7.	Resultados de la Implementación de la Transferencia de Carga .....	154
5.7.1.	Análisis de Cargabilidad para la Situación Futura con la Implementación de la Transferencia de Carga.....	157
5.7.2.	Análisis de Pérdidas Técnicas de Energía con la Implementación de la Transferencia de Carga .....	157
5.8.	Beneficios de la Disminución de Pérdidas Técnicas de Energía .....	160
<b>CONCLUSIONES.....</b>		<b>162</b>
<b>SUGERENCIAS.....</b>		<b>163</b>
<b>6.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>164</b>
<b>ANEXOS.....</b>		<b>166</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b>	Pérdidas de energía alimentador OR-03 años 2021 - 2024.....	5
<b>Tabla 3.1</b>	Subestaciones comprendidas en el alimentador OR-03.....	51
<b>Tabla 4.1</b>	Energía Anual Suministrada por el Alimentador OR-03 (2022-2023).....	62
<b>Tabla 4.2</b>	Coordenadas Geográficas de Referencia .....	62
<b>Tabla 4.3</b>	Parámetros Atmosféricos Estimados para Oropesa, Cusco .....	63
<b>Tabla 4.4</b>	Tabla evolución histórica de la demanda de energía alimentador OR-03 ..	64
<b>Tabla 4.5</b>	Tabla evolución histórica de la carga anual del alimentador OR-03 .....	68
<b>Tabla 4.6</b>	Demanda generada por el alumbrado público AMT OR-03.....	73
<b>Tabla 4.7</b>	Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.2$ ) .....	79
<b>Tabla 4.8</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.2 .....	80
<b>Tabla 4.9</b>	Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.3$ ) .....	87
<b>Tabla 4.10</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.3 .....	88
<b>Tabla 4.11</b>	Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.5$ ) .....	95
<b>Tabla 4.12</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.5 .....	96
<b>Tabla 4.13</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando la regresión lineal .....	105
<b>Tabla 4.14</b>	Cálculo de Error Porcentual para Media Móvil = 2.....	113
<b>Tabla 4.15</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 2 .....	114
<b>Tabla 4.16</b>	Cálculo de Error Porcentual para Media Móvil = 2.....	121
<b>Tabla 4.17</b>	Resultados del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 3 .....	122

<b>Tabla 4.18</b> Tabla comparativa de los EPAM de los métodos de series temporales..	129
<b>Tabla 4.19</b> Resultados de la proyección anual de la demanda.....	130
<b>Tabla 5.1</b> Pérdidas en el Núcleo (Histéresis y Foucault) en los Transformadores ...	143
<b>Tabla 5.2</b> Pérdidas en el Núcleo de las SEDs para el OR-03.....	144
<b>Tabla 5.3</b> Porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 periodos (2023-2027)..	146
<b>Tabla 5.4</b> Subestaciones sobrecargadas en el alimentador OR-03 año 2027.....	148
<b>Tabla 5.5</b> Subestaciones transferidas al alimentador OR-02 .....	149
<b>Tabla 5.6</b> Redimensionamiento de las potencias instaladas de las subestaciones año 2027.....	154
<b>Tabla 5.7</b> Porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 con la transferencia de carga periodos (2023-2027) .....	157
<b>Tabla 5.8</b> Tabla comparativa de la disminución de pérdidas técnicas de energía en el alimentador OR-03 años 2023 al 2027.....	158
<b>Tabla 5.9</b> Análisis de cargabilidad del alimentador OR-02 con la transferencia de carga, años 2023 al 2027 .....	159

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b>	Ámbito geográfico de la zona involucrada.....	2
<b>Figura 1.2</b>	Diagrama unifilar AMT OROPESA 02 .....	6
<b>Figura 1.3</b>	Diagrama unifilar AMT OROPESA 03 .....	7
<b>Figura 2.1</b>	Esquema de un sistema eléctrico.....	23
<b>Figura 2.2</b>	Componentes de un sistema de distribución .....	24
<b>Figura 2.3</b>	Configuración tipo radial.....	25
<b>Figura 2.4</b>	Configuración tipo radial simple.....	26
<b>Figura 2.5</b>	Configuración tipo radial extendido.....	26
<b>Figura 2.6</b>	Configuración tipo radial con uniones .....	28
<b>Figura 2.7</b>	Clasificación de las pérdidas de energía.....	31
<b>Figura 2.8</b>	Modelo equivalente de un transformador.....	34
<b>Figura 2.9</b>	Ejemplo de curva de la demanda.....	38
<b>Figura 2.10</b>	Demanda diversificada .....	40
<b>Figura 2.11</b>	Ejemplo gráfico para la regresión lineal.....	42
<b>Figura 2.12</b>	Ejemplo gráfico para la suavización exponencial .....	44
<b>Figura 3.1</b>	Subestación de Transformación Oropesa .....	49
<b>Figura 3.2</b>	Diagrama unifilar SET Oropesa .....	50
<b>Figura 3.3</b>	Distribución de las subestaciones según el tipo de servicio.....	54
<b>Figura 3.4</b>	Distribución de las subestaciones según el tipo de instalación .....	54
<b>Figura 3.5</b>	Cantidad de subestaciones por potencia instalada.....	55
<b>Figura 3.6</b>	Distribución de los tipos de conductores en el alimentador OR-03 .....	56
<b>Figura 3.7</b>	Distribución de las luminarias según el tipo de tecnología .....	57
<b>Figura 3.8</b>	Cantidad de luminarias por potencia nominal .....	57
<b>Figura 3.9</b>	Diagrama de flujo de potencia AMT OR-03 año 2023 .....	59



<b>Figura 4.1</b> Evolución histórica de la demanda de energía alimentador OR-03 .....	64
<b>Figura 4.2</b> Evolución histórica de la carga anual del alimentador OR-03 .....	68
<b>Figura 4.3</b> Diagrama de Factor de Carga AMT OR-03 .....	72
<b>Figura 4.4</b> Cantidad total de luminarias por tipo .....	75
<b>Figura 4.5</b> distribución del consumo por tipo de luminaria .....	76
<b>Figura 4.6</b> Subestaciones con mayor consumo (kw) .....	76
<b>Figura 4.7</b> Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.2.....	85
<b>Figura 4.8</b> Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.3.....	93
<b>Figura 4.9</b> Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.5.....	101
<b>Figura 4.10</b> Curva del pronóstico de la demanda usando la regresión lineal .....	110
<b>Figura 4.11</b> Curva del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 2.....	119
<b>Figura 4.12</b> Curva del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 3.....	127
<b>Figura 4.13</b> Crecimiento de la demanda años 2019 al 2027 .....	135
<b>Figura 4.14</b> Evolución de la demanda alimentador OR 03 .....	136
<b>Figura 5.1</b> Diagrama de flujo de potencia AMT OR 03 año 2027 .....	139
<b>Figura 5.3</b> Curva de histéresis Alimentador OR-03 .....	141
<b>Figura 5.4</b> Gráfico de barras para el porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 periodos (2023-2027) .....	147
<b>Figura 5.5</b> Tramo y subestaciones transferidas al alimentador OR-02 .....	151

<b>Figura 5.6</b> Diagrama de flujo de potencia AMT OR-03 con la implementación de la transferencia de carga año 2027.....	155
<b>Figura 5.7</b> Diagrama de flujo de potencia AMT OR-02 con la implementación de la transferencia de carga año 2027.....	156
<b>Figura 5.8</b> Gráfica comparativa para el porcentaje de pérdidas en el alimentador OR 03 periodos (2023-2027) .....	158
<b>Figura 5.9</b> Cargabilidad del alimentador OR 02 con la transferencia de carga para el año 2027 .....	160

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

<b>AMT</b>	Alimentador de Media Tensión
<b>SET</b>	Subestación Transformadora
<b>SED</b>	Subestación de Distribución
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>BT</b>	Baja Tensión
<b>SPAT</b>	Sistema de Puesta Tierra
<b>ELSE</b>	Electro Sur Este S.A.A.
<b>DGE</b>	Dirección General de Electricidad
<b>DM</b>	Demanda Máxima
<b>PI</b>	Potencia Instalada
<b>KW</b>	Kilo Watt
<b>MW</b>	Mega Watt
<b>Load</b>	Cargabilidad
<b>F</b>	Frecuencia
<b>FP</b>	Factor de Potencia
<b>FC</b>	Factor de Carga
<b>CA</b>	Corriente Alterna
<b>CD</b>	Corriente Directa
<b>NTSCE</b>	Norma Técnica de Calidad de Suministros Eléctricos
<b>AP</b>	Alumbrado Público

## **CAPÍTULO I: GENERALIDADES**

### **1.1. Introducción**

El sistema de distribución del alimentador OR-03 está localizado en la región de Cusco y abastece a los poblados de Huasao y Choquepata desde el inicio de sus operaciones en el año 2003. Actualmente, el alimentador OR-03 está conformado por 80 subestaciones, las cuales se encuentran distribuidas en distintos sectores, suministrando energía eléctrica con una tensión nominal de 10.5 kV. Estas subestaciones atienden tanto al sector urbano como al rural.

Actualmente existe un incremento de la demanda eléctrica ocasionando pérdidas técnicas en el alimentador, en ese entender y con el objetivo de reducir dichas pérdidas, se desarrolla el presente trabajo de tesis titulado: **“ANÁLISIS DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA DEL ALIMENTADOR AMT OR 03 AL ALIMENTADOR AMT OR 02 PARA LA REDUCCION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA, AÑOS 2023 – 2027”**.

### **1.2. Ámbito Geográfico**

El ámbito geográfico que involucra el presente trabajo, comprende el alimentador de media tensión OR-03, redes que se distribuyen en los poblados de Huasao y Choquepata ubicados dentro de la zona de concesión de la empresa ELSE.

**Figura 1.1**

Ámbito geográfico de la zona involucrada



*Fuente: Elaboración propia.*

### 1.3. El Problema

#### 1.3.1. Planteamiento del Problema

El alto índice de pérdidas de energía en las redes de distribución representa una problemática que requiere atención inmediata por parte de las empresas concesionarias. Estas pérdidas, que se traducen directamente en menor eficiencia operativa. La reducción de las pérdidas técnicas de energía es fundamental no solo para liberar capacidad en el sistema y permitir la incorporación de nuevas cargas, sino también para garantizar un servicio confiable y de calidad, en estricto cumplimiento de la Normativa Técnica para la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica (NTCSE).

En el contexto específico de la Subestación de Transformación Oropesa, el alimentador AMT OR-03, que opera a una tensión nominal de 10.5 kV y cuyo tramo principal utiliza conductor AAAC 3x25 mm<sup>2</sup> a lo largo de un recorrido total de 36.90 km, destaca como un caso crítico. Este alimentador suministra energía a 80 subestaciones de distribución y suministra a varias cargas de capacidad considerable, lo que lo convierte en un contribuyente principal a las pérdidas del sistema. El análisis de su operación revela que las pérdidas técnicas en este alimentador no son solo consecuencia del crecimiento natural de la demanda, sino de factores técnicos inherentes a su configuración y estado operativo.

Las principales causas identificadas que explican el elevado nivel de pérdidas técnicas en el AMT OR-03 son:

1. Efecto Joule: El incremento sostenido de la demanda ha llevado a que los conductores, particularmente en el tramo principal de 25 mm<sup>2</sup>, operen cercanos o por encima de su capacidad nominal. Esto genera un aumento cuadrático de las pérdidas por efecto Joule ( $I^2R$ ), donde una mayor corriente circulante eleva la disipación de energía en forma de calor en los conductores.



2. Topología Extendida y Alta Resistencia de la Red: La longitud total del alimentador (36.90 km) implica una resistencia eléctrica acumulada significativa. Esta condición, agravada por el calibre del conductor en tramos clave, produce pérdidas proporcionales a la longitud y la carga.
3. Pérdidas en el Cobre y en el Núcleo de los Transformadores: Las 80 subestaciones de distribución asociadas al alimentador presentan pérdidas inherentes en los devanados (cobre) y en los núcleos magnéticos de sus transformadores, las cuales se incrementan con la carga y son parte constitutiva de las pérdidas técnicas totales.
4. Factor de Potencia No Optimizado: Un factor de potencia bajo en las cargas conectadas aumenta la corriente aparente necesaria para suministrar la misma potencia activa, elevando las pérdidas en los conductores y equipos a lo largo de toda la red.
5. Carga Desequilibrada entre Fases: La distribución desigual de la carga monofásica entre las tres fases del sistema produce corrientes de secuencia cero que circulan por los neutros y la tierra, generando pérdidas adicionales sin contribuir a la potencia útil entregada.

Estas causas generan una serie de efectos negativos que comprometen la operación del sistema:

- Sobrecalentamiento de Equipos y Conductores, lo que acelera el envejecimiento del aislamiento y reduce la vida útil de los activos.
- Disminución del Nivel de Tensión en los puntos extremos de la red, pudiendo incumplir los límites establecidos por la NTCSE y afectando la calidad del servicio para los usuarios finales.
- Reducción en la Capacidad de Carga útil del alimentador, ya que una parte significativa de la capacidad de transporte se consume en pérdidas, limitando la posibilidad de conectar nuevos clientes.

- Mayor Riesgo de Interrupciones del Servicio debido al estrés térmico continuo sobre los componentes, que puede derivar en fallas prematuras.

**Tabla 1.1**

*Pérdidas de energía alimentador OR-03 años 2021 - 2024*

Año	Alimentador OROPESA-03	
	%Pérdida de Energía	Pérdida de Energía (MWh)
2021	13.34%	1858.83
2022	14.38%	2003.30
2023	15.50%	2,159.00
2024	15.52%	2,477.62

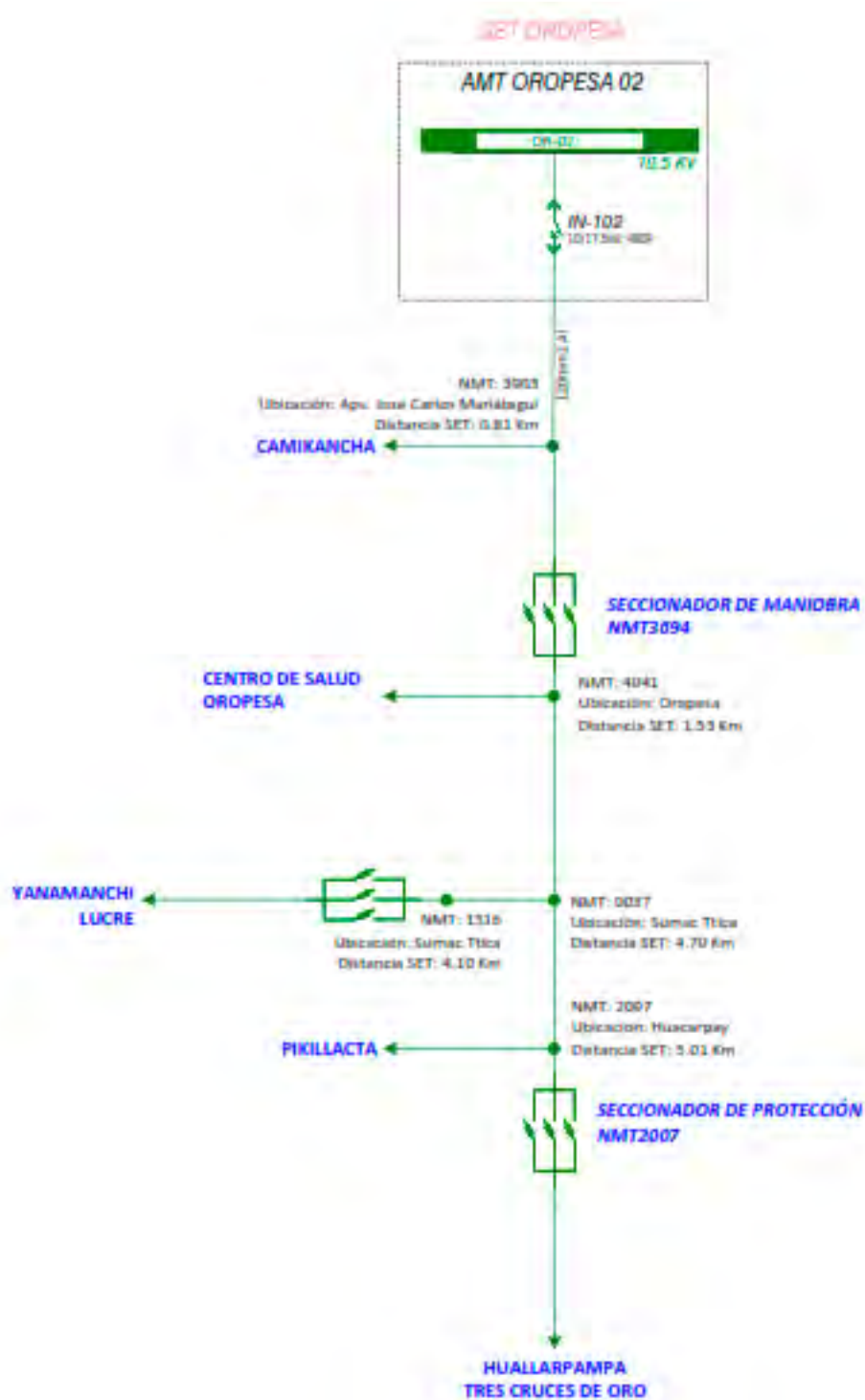
**Fuente:** Área de planeamiento Electro Sur Este.

Como se aprecia en la tabla anterior el alimentador OR-03 presenta una pérdida total de 2,477.62 MWh en el año 2024, creciendo esta de 15.50% a 15.52%. Esto se debe al crecimiento de la demanda, ya que un aumento en la carga incrementa la resistencia eléctrica en los conductores del alimentador, generando calor y provocando pérdidas de energía por efecto Joule.

Por lo tanto, el principal objetivo de este trabajo es analizar y proponer la transferencia de carga parcial del alimentador AMT OR-03 hacia el alimentador AMT OR-02, que presenta capacidad disponible. Esta reconfiguración topológica busca mitigar las causas técnicas expuestas, con la finalidad de reducir las pérdidas técnicas, mejorar los indicadores de tensión, y optimizar la capacidad existente. El estudio utilizará información real de la red y software de simulación (DIgSILENT) para identificar los tramos críticos, cuantificar los beneficios y proporcionar una base técnica sólida que sirva de aporte a los profesionales del sector en la resolución de problemáticas similares.

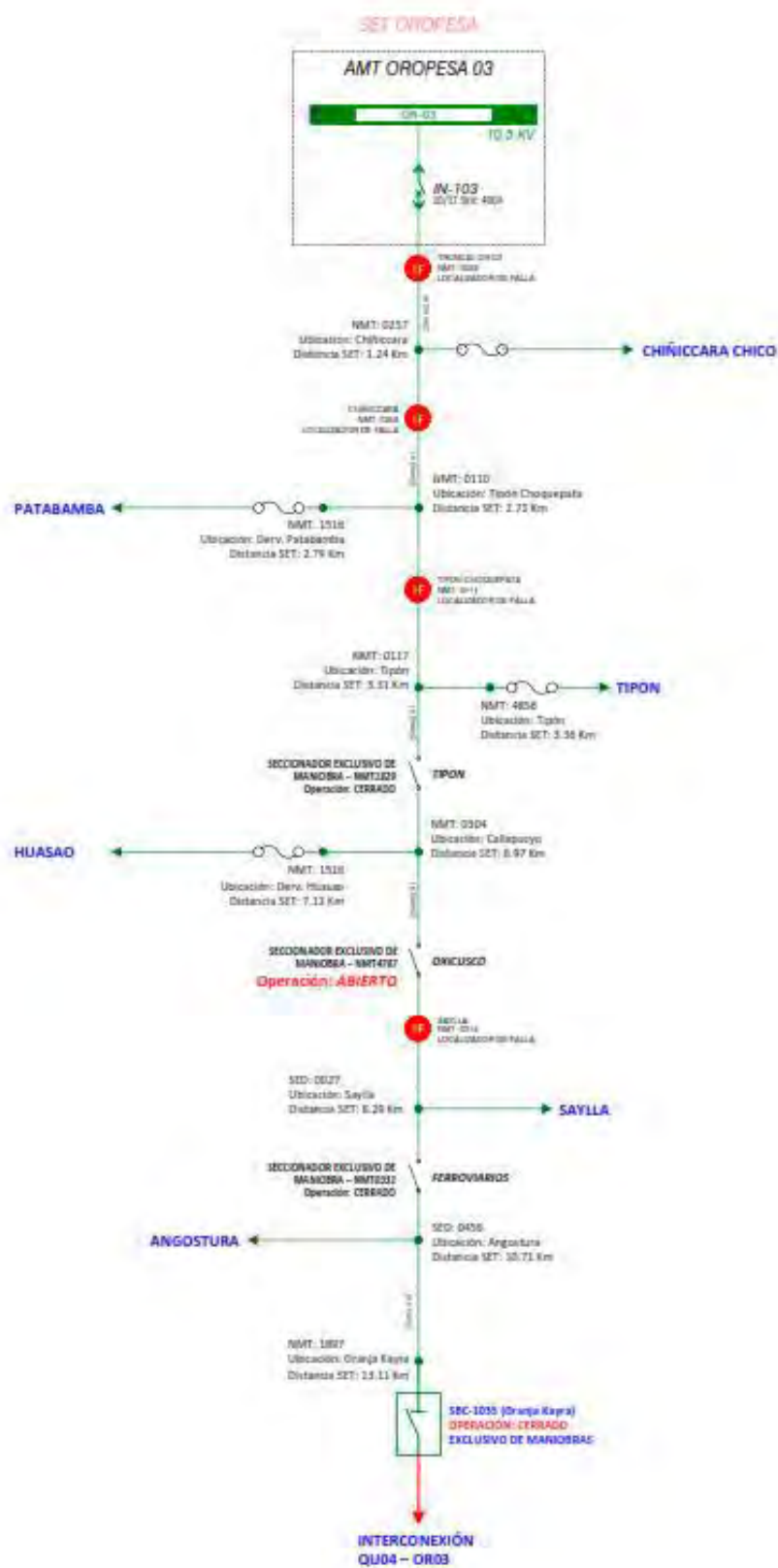
**Figura 1.2**

Diagrama unifilar AMT OROPESA 02

*Fuente: Centro de control ELSE.*

**Figura 1.3**

Diagrama unifilar AMT OROPESA 03

*Fuente: Centro de control ELSE.*

### **1.3.2. Formulación del Problema**

En la actualidad, el alimentador AMT OR-03 registra elevadas pérdidas técnicas de energía, las cuales han mostrado una tendencia creciente, alcanzando un 15.52% (2,477.62 MWh) en el año 2024, debido principalmente a la sobrecarga y a la extensa longitud de su red.

#### **1.3.2.1. Problema General**

¿De qué manera la transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución para el período 2023-2027?

#### **1.3.2.2. Problemas Específicos**

1. ¿De qué manera el diagnóstico de las condiciones operativas actuales de los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02 permite identificar los niveles de carga y las pérdidas en cada tramo?
2. ¿Qué método de proyección de la demanda eléctrica permite estimar con mayor precisión la reducción de las pérdidas técnicas para la transferencia de carga?
3. ¿En qué magnitud la transferencia de carga del AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía, asegurando la atención de la demanda proyectada para el 2027?

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo General**

Reducir las pérdidas técnicas de energía mediante la transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02, en el período 2023-2027.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos**

1. Realizar el diagnóstico de las condiciones operativas actuales de los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02 mediante la simulación de potencia, con el fin de identificar los niveles de carga y las pérdidas de potencia en cada tramo de la red.

2. Comparar los métodos de proyección de la demanda y seleccionar el que permita estimar con mayor precisión la demanda futura, para cuantificar la reducción de pérdidas técnicas asociada a la transferencia de carga.
3. Determinar la magnitud en que la transferencia de carga del AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía, asegurando el suministro de la demanda eléctrica proyectada al año 2027.

## **1.5. Justificación del Estudio**

### **a) Justificación Técnica**

El presente estudio se justifica técnicamente al proponer la reconfiguración topológica mediante transferencia de carga como solución a las elevadas pérdidas técnicas del alimentador AMT OR-03. Mediante un análisis de flujo de potencia con el software DIgSILENT, se diagnosticarán los tramos críticos donde las pérdidas por efecto Joule son más significativas debido a la sobrecarga y extensión de la red. La optimización de la distribución de carga entre alimentadores mejorará la eficiencia energética, contribuyendo a una operación más estable y segura de la red de distribución.

### **b) Justificación Académica**

Esta investigación contribuye al ámbito académico al aplicar metodologías de simulación computacional (DIgSILENT) y análisis de redes eléctricas a un caso real de estudio. El trabajo sistematiza el proceso de diagnóstico, proyección de demanda y evaluación de esquemas de transferencia de carga, generando un marco metodológico replicable para estudios similares. Asimismo, profundiza en el análisis de las pérdidas técnicas diferenciándolas claramente de las no técnicas, y valida la efectividad de las reconfiguraciones topológicas como estrategia de optimización, aportando así a la literatura especializada en eficiencia energética en sistemas de distribución.

c) Justificación Económica

La reducción de pérdidas técnicas representa un beneficio económico directo para la empresa concesionaria. La liberación de capacidad en el alimentador AMT OR-03 permitirá conectar nuevos clientes sin inversiones inmediatas en refuerzo de infraestructura, incrementando los ingresos por venta de energía. Además, al mitigar las pérdidas por sobrecarga, se reduce el estrés térmico en los equipos, extendiendo su vida útil y disminuyendo los costos de mantenimiento y reposición.

d) Justificación Social

La optimización del sistema eléctrico mediante la transferencia de carga mejorará la calidad del servicio para los usuarios de Huasao, Choquepata y zonas aledañas, al reducir las interrupciones por sobrecarga y mantener niveles de tensión adecuados. Esto facilitará la implementación de cargas futuras esenciales para el desarrollo comunal como centros de salud, instituciones educativas, alumbrado público y comercios, contribuyendo directamente a mejorar la calidad de vida y las condiciones de habitabilidad en la zona de concesión.

e) Justificación Normativa

El estudio se alinea con el marco regulatorio peruano del sector eléctrico, específicamente con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) que establece límites máximos para pérdidas técnicas y parámetros de calidad del servicio. La implementación de la transferencia de carga busca cumplir con estos requisitos normativos, asegurando que la empresa concesionaria opere dentro de los estándares establecidos. Además, considera las disposiciones del Código Nacional de Electricidad (CNE) - Utilización 2011, garantizando que las modificaciones en la red se realicen conforme a la normativa técnica vigente.

## **1.6. Alcances y Limitaciones**

### ***1.6.1. Alcances de la Investigación***

El trabajo de tesis presenta los siguientes alcances:

- Se realiza la simulación de flujo de potencia en base a los consumos mensuales de energía de las SEDs.
- El estudio se realiza con valores reales de la demanda de energía.
- La simulación de flujo de carga se realizará con las 80 subestaciones comprendidas en el alimentador.

### ***1.6.2. Limitaciones de la Investigación***

El trabajo presenta las siguientes limitaciones:

- Debido a la complejidad del estudio no se consideran estudios adicionales como el análisis de armónicos.
- Así también no se consideran estudios de calidad como el SAIDI Y SAIFI.
- La información histórica del crecimiento de la demanda comprenderá desde el año 2019 al 2027.
- No se contempla el análisis de las redes de baja tensión debido a su cuantiosa cantidad de instalaciones.

## **1.7. Hipótesis General**

Con la transferencia de carga al AMT OR-02 será posible reducir las pérdidas técnicas del AMT OR-03 y elevar el nivel de confiabilidad en los periodos 2023 al 2027.

## **1.8. Hipótesis Específicas**

1. El diagnóstico mediante simulación revelará una distribución desigual de cargas y pérdidas en diferentes tramos, donde el AMT OR-03 opera cercano a su límite de capacidad mientras el AMT OR-02 presenta margen para asumir carga adicional.



2. La proyección de la demanda mediante métodos estadísticos permitirá establecer escenarios futuros confiables para evaluar el impacto de la transferencia de carga sobre las pérdidas técnicas.
3. La implementación de la transferencia de carga en el AMT OR-03 permitirá reducir las pérdidas técnicas, optimizando la eficiencia del sistema de distribución eléctrica.

### 1.9. Matriz de Operacionalización de Variables

<b>Variable Independiente</b>	<b>Definición Conceptual</b>	<b>Definición Operacional</b>	<b>Dimensiones</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>
Transferencia de Carga	La transferencia de carga es la reconfiguración operativa del sistema de distribución que consiste en redistribuir parte de la demanda eléctrica de un alimentador hacia otro con capacidad disponible, con el fin de optimizar su operación (Gómez & Torres, 2020).	Se evalúa mediante la simulación de escenarios de operación con y sin transferencia de carga entre los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02, utilizando el software DIgSILENT PowerFactory.	Porcentaje de utilización del alimentador	Carga utilizada respecto a la capacidad del alimentador	%
			Reconfiguración de la red	Número de subestaciones transferidas	N° de SED
<b>Variable Dependiente</b>	<b>Definición Conceptual</b>	<b>Definición Operacional</b>	<b>Dimensiones</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>
Reducción de Pérdidas Técnicas de Energía	Las pérdidas técnicas de energía corresponden a la energía disipada en los elementos físicos del sistema de distribución debido a efectos eléctricos inherentes a su operación (Gómez & Torres, 2020).	Se mide mediante simulaciones de flujo de potencia en DIgSILENT PowerFactory, comparando las pérdidas antes y después de la transferencia de carga para el periodo 2023–2027.	Pérdidas en líneas de distribución	Pérdidas por efecto Joule en conductores	kW / kWh
			Pérdidas en transformadores – Cobre	Pérdidas por corriente en los devanados	kW / kWh
			Pérdidas en transformadores – Hierro	Pérdidas en el núcleo magnético	kW / kWh
			Pérdidas técnicas totales	Energía total perdida en el sistema	kWh / %

Fuente: Elaboración propia.

## **1.10. Metodología**

### ***1.10.1. Características de la Investigación***

#### **1.10.1.1. Tipo de investigación**

La presente es una investigación de tipo **aplicada** porque busca disminuir las pérdidas técnicas de energía con la implementación de la transferencia de carga.

#### **1.10.1.2. Tipo de datos analizados**

La investigación presenta un enfoque **cuantitativo** ya que busca medir y cuantificar las variables estudiadas.

#### **1.10.1.3. Nivel de investigación**

La presente investigación tiene un **nivel explicativo con enfoque descriptivo**, ya que no solo describe el estado actual del sistema (diagnóstico) sino que busca demostrar y explicar la relación causa-efecto entre la transferencia de carga (causa) y la reducción de pérdidas técnicas (efecto), mediante la comparación de resultados.

#### **1.10.1.4. Método de Investigación**

El estudio se basa en un método cuasi-experimental mediante simulación computacional. Dado que la reconfiguración de la red no se implementa físicamente en campo, la experimentación se realiza en un entorno virtual (software DIgSILENT). Se compara un escenario base (red actual) con un escenario propuesto (con transferencia de carga), utilizando el software DIgSILENT PowerFactory para validar la relación causa (transferencia) - efecto (reducción de pérdidas) de manera segura.

### ***1.10.2. Población***

La población de estudio está conformada por la totalidad de subestaciones de distribución de los alimentadores AMT OR-02 y AMT OR-03 de la Subestación Oropesa, que suman un total de  $N = 151$  subestaciones. Estas subestaciones abastecen de energía eléctrica a las zonas de Huasao, Choquepata y áreas aledañas.

### ***1.10.3. Muestra***

Dado que el análisis requiere el modelo completo de la red para obtener resultados válidos, se emplea un muestreo causal. La muestra está conformada por la totalidad de las 129 subestaciones de distribución (80 del AMT OR-03 y 49 del AMT OR-02), junto con todos los tramos de línea y equipos asociados. Esto garantiza que las simulaciones de flujo de carga representen fielmente el comportamiento del sistema eléctrico real, sin errores de muestreo

### ***1.10.4. Técnicas de Recolección de Datos y Procesamiento de Datos***

#### **1.10.4.1. Técnicas de recolección de datos**

- Datos Históricos de la demanda
- Documentos
- Base de Datos ELSE

### ***1.10.5. Procesamiento de Datos***

Para el procesamiento de datos se aprovecha de las facilidades tecnológicas que nos proporcionan los programas computacionales como:

- Software DIGSILENT 15.1
- Arcgis 9.3
- Microsoft office 2016.
- Google Earth
- Arcv2CAD 5.0

La matriz de consistencia se muestra en la página siguiente.

TÍTULO: ANALISIS DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA DEL ALIMENTADOR AMT OR 03 AL ALIMENTADOR AMT OR 02 PARA LA REDUCCION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA, AÑOS 2023 – 2027					
LINEA DE INVESTIGACIÓN	PROBLEMA DE ESTUDIO	PROBLEMAS	HIPÓTESIS	OBJETIVOS	CONCLUSIONES
<p>Eficiencia Energética en Sistemas de Eléctricos de Distribución.</p>	<p>Las pérdidas técnicas de energía en el alimentador AMT OR 03 son elevadas en el periodo 2023-2027.</p>	<p><b><u>Problema general:</u></b></p> <p>¿De qué manera la transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución para el período 2023-2027?</p>	<p><b><u>Hipótesis general:</u></b></p> <p>Con la transferencia de carga al AMT OR-02 será posible reducir las pérdidas técnicas del AMT OR-03 y elevar el nivel de confiabilidad en los periodos 2023 al 2027.</p>	<p><b><u>Objetivo general:</u></b></p> <p>Reducir las pérdidas técnicas de energía mediante la transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02, en el período 2023-2027.</p>	<p>1. La transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02 demuestra ser una medida efectiva para reducir las pérdidas técnicas de energía durante el período 2023-2027, logrando una optimización significativa del sistema, lo que valida la hipótesis principal de la investigación.</p> <p>2. El diagnóstico realizado mediante simulación de flujo de potencia permitió determinar que para el año 2023 el alimentador AMT OR-03 presenta pérdidas técnicas de energía de 2,159.00 MWh, equivalente al 15.50% del total de energía suministrada. Este modelamiento estableció la línea base operativa necesaria para evaluar la intervención.</p> <p>3. Tras evaluar los métodos de proyección de demanda, se seleccionó la suavización exponencial con coeficiente igual a 2 por presentar el mejor ajuste, con un error porcentual absoluto medio (EPAM) del 3.12%, el más bajo en comparación con otros métodos evaluados, garantizando así la mayor precisión para proyectar la demanda futura.</p> <p>4. La implementación de la transferencia de carga reduce las pérdidas técnicas del alimentador OR-03 de 15.50% a 11.57%, lo que representa una reducción del 3.93 puntos porcentuales. En términos absolutos, esto se traduce en un ahorro energético de 3,279.36 MWh para el período de estudio, asegurando simultáneamente la atención de la demanda eléctrica proyectada.</p>
<p><b>OBJETO DE ESTUDIO</b></p> <p>La transferencia de carga entre los alimentadores AMT OR-03 y OR-02 y su impacto en las pérdidas técnicas.</p>		<p><b><u>Problemas específicos:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>¿De qué manera el diagnóstico de las condiciones operativas actuales de los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02 permite identificar los niveles de carga y las pérdidas en cada tramo?</li> <li>¿Qué método de proyección de la demanda eléctrica permite estimar con mayor precisión la reducción de las pérdidas técnicas para la transferencia de carga?</li> <li>¿En qué magnitud la transferencia de carga del AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía, asegurando la atención de la demanda proyectada para el 2027?</li> </ul>	<p><b><u>Hipótesis específicas:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El diagnóstico mediante simulación revelará una distribución desigual de cargas y pérdidas en diferentes tramos, donde el AMT OR-03 opera cercano a su límite de capacidad mientras el AMT OR-02 presenta margen para asumir carga adicional.</li> <li>La proyección de la demanda mediante métodos estadísticos permitirá establecer escenarios futuros confiables para evaluar el impacto de la transferencia de carga sobre las pérdidas técnicas.</li> <li>La implementación de la transferencia de carga en el AMT OR-03 permitirá reducir las pérdidas técnicas, optimizando la eficiencia del sistema de distribución eléctrica.</li> </ul>	<p><b><u>Objetivos específicos:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar el diagnóstico de las condiciones operativas actuales de los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02 mediante la simulación de potencia, con el fin de identificar los niveles de carga y las pérdidas de potencia en cada tramo de la red.</li> <li>Comparar los métodos de proyección de la demanda y seleccionar el que permita estimar con mayor precisión la demanda futura, para cuantificar la reducción de pérdidas técnicas asociada a la transferencia de carga.</li> <li>Determinar la magnitud en que la transferencia de carga del AMT OR-03 al AMT OR-02 reduce las pérdidas técnicas de energía, asegurando el suministro de la demanda eléctrica proyectada al año 2027.</li> </ul>	

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. Introducción

Para llevar a cabo un análisis y evaluación en el ámbito de la distribución eléctrica, es fundamental contar con una base teórica sólida. Esto incluye conceptos clave sobre sistemas de distribución y pérdidas de energía, así como herramientas estadísticas relevantes, tales como la regresión lineal y el análisis de tendencias en series de tiempo. Estos fundamentos permiten una evaluación precisa del comportamiento del sistema y facilitan la identificación de estrategias para optimizar su desempeño.

### 2.2. Antecedentes

#### 2.2.1. Antecedentes Internacionales

- ✓ El estudio “GESTIÓN DE SOBRECARGAS A TRAVÉS DE TRANSFERENCIAS DE CARGA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”, Universidad Pontificia Bolivariana, desarrollado por Juan Diego Montoya López, Medellín - Colombia año 2016.

“Propone una metodología para la gestión de sobrecarga en las redes de transmisión a través de transferencias con el fin de reducir el esfuerzo operativo requerido, asegurando además la viabilidad de las transferencias propuestas mediante la determinación de los límites de potencia entre SEDs. Para realizar esta metodología se emplea un análisis de sensibilidad de carga transferida y un método iterativo de bisección para determinar los límites de potencia de carga que se van a transferir. Al realizar esto, la metodología permite generalizar el procedimiento sin importar el tamaño de las instalaciones del sistema, el nivel de enmallamiento y los centros de carga se encuentran. Adicionalmente, mediante el DIGSILENT, los tiempos de ejecución de la metodología se vuelven rápidos y eficaces tanto para la realización de los estudios de planeación

de la operación como para la operación a lo largo del tiempo”. (Montoya López, 2016, p. 62)

- ✓ La Tesis “DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LA ZONA SUR DEL MUNICIPIO SANDINO, PINAR DEL RÍO”, Universidad de Pinar del Río presentada por Yosvani Torres Hernández, año 2015 Pinar del Río - Cuba.

Donde se concluye que:

“Con la aplicación de las mejoras organizativas a las redes eléctricas en la zona sur de Sandino se disminuyen las pérdidas técnicas de energía eléctrica en 0,61 %, lo que equivale a un ahorro de 98,86 MWh/año, logrando una mayor confiabilidad en el SEN a partir de la reconfiguración de los esquemas de las redes de distribución”. (Torres Hernández, 2015, p. 69)

#### **Adán J. (2009)**

Minimización de pérdidas en redes de distribución mediante reconfiguración (tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, México D.F.

Comentario crítico:

- Aporta: Presenta una metodología práctica para reconfigurar redes de distribución con el objetivo de minimizar pérdidas técnicas, usando análisis de flujos de carga y simulaciones en software especializado.
- Utilidad: Es útil porque proporciona una base metodológica comprobada que puede adaptarse al caso de los alimentadores AMT OR-03 y AMT OR-02, permitiendo estimar el impacto de la reconfiguración (transferencia de carga) en las pérdidas.
- Crítica: Aunque es sólido en el planteamiento técnico, el estudio carece de análisis de confiabilidad del sistema tras la reconfiguración, lo cual sería valioso incorporar en el presente trabajo.

**Bocangel C. y Bedia N. (2014)**

Desarrollo de un software para la reconfiguración de redes primarias de distribución (tesis de pregrado). Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco. Cusco, Perú.

Comentario crítico:

- Aporta: Desarrolla un software propio para simular escenarios de reconfiguración de redes primarias, lo cual permite evaluar el efecto en pérdidas técnicas.
- Utilidad: Es relevante porque aborda un contexto local (Cusco) y demuestra la factibilidad de aplicar herramientas computacionales para optimizar redes, lo que respalda el uso de software como DIGSILENT en esta tesis.
- Crítica: El software creado es básico y no incorpora funciones avanzadas de predicción de demanda, lo que limita su aplicación para proyecciones a mediano plazo como las que plantea esta investigación.

**Granobles R., Caicedo D., Díaz F. y Gers O. (2005)**

Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. Energía y Computación, Vol. 10, No.1.

Comentario crítico:

- Aporta: Realiza un análisis exhaustivo de las distintas técnicas y algoritmos de reconfiguración de redes de distribución eléctrica, destacando sus ventajas y limitaciones.
- Utilidad: Es clave para conocer el panorama general de métodos existentes, ayudando a justificar la selección del enfoque más adecuado para reducir pérdidas en tu estudio.
- Crítica: Al ser un artículo de revisión, no aplica directamente un caso práctico, por lo que será necesario complementar con estudios aplicados para evaluar resultados concretos.



### **Landeros A. (2018)**

Smart reconfiguration of electric power distribution networks for power loss minimization and voltage profile optimization (tesis de maestría). Reykjavík University. Reykjavík, Iceland.

Comentario crítico:

- **Aporta:** Propone una reconfiguración inteligente que no solo reduce pérdidas técnicas, sino que también mejora los perfiles de tensión, usando técnicas avanzadas de optimización.
- **Utilidad:** Es útil porque incorpora criterios de eficiencia y confiabilidad, alineados con los objetivos de tu tesis, y puede servir de referencia para justificar el uso de herramientas de simulación y optimización.
- **Crítica:** Su contexto es un sistema europeo de alta automatización, distinto al del sistema de distribución de Cusco, por lo que se requiere adaptar su metodología a la realidad local.

### **2.2.2. Antecedentes Nacionales**

- ✓ La Tesis “PROPUESTA DE DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEJORAMIENTO DE TENSIÓN DE SERVICIO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN DE SERVICIO”, Universidad Católica Santo Toribio De Mogrovejo, presentada por Ana Lucia Machuca Farfán, Chiclayo 2018.

Donde se concluye que:

“Se realizó la selección del alimentador con el mayor porcentaje de pérdidas totales excluyendo los remodelados recientemente como el C214 y C217, además se discriminó al único alimentador con 22,9 KV de tensión, obteniendo así en alimentador de Estudio C216, con una máxima demanda de

4,4 MW, y demanda promedio de 2,95MW. El factor de carga calculado es de 0,67 y el proporcionado por ENSA fue de 0,65, el factor de pérdidas obtenido es de 0,49” (Machuca Farfán, 2018).

“La proyección de la Máxima Demanda de la carga por subestación se obtuvo por el Método de promedio de tendencias aprovechando la data histórica de 7 años anteriores que me fue brindada por la Concesionaria de energía eléctrica, tomando en cuenta que la tasa de crecimiento de la población es 3% anual según los datos del INEI, se concluye que el alimentador C216 crece anualmente un promedio de 3,1 -3,7% anual respectivamente al consumo y Máximas Demandas (Machuca Farfán, 2018).

- ✓ La Tesis “ANÁLISIS DEL CONTROL DE PÉRDIDAS Y RECUPERO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ALIMENTADOR A4005 EN LA UNIDAD DE NEGOCIOS AYACUCHO, 2023”, Universidad Continental. Presentado por Katia Cañari Días y María Rocío Bacon Villanueva, Huancayo 2023.

Donde se concluye que:

“Se concluye que para la demanda proyectada del alimentador A4005 se tiene una recuperación de energía de 65.01840 MW que corresponden a unas pérdidas actuales simuladas de 47.378 MW y que, teniendo en cuenta la proyección de la demanda, las pérdidas en conductores, acometidas, medidores, pérdidas no técnicas y técnicas arrojan como resultado unas pérdidas futuras de 99.59760 MW que, con la recuperación de energía desciende a 34.5972 MW de potencia que se recuperaría que significan un 34.737 % de recuperación de energía eléctrica ejerciendo un control en las pérdidas anteriormente mencionadas para el año 2025” (Cañari Días y Bacon Villanueva, 2023).

“Se concluye que la cargabilidad de los transformadores acorde a la proyección de la demanda trabajarán en 85.45 % de su capacidad nominal en condiciones normales de operación por lo que involucra un aumento de las pérdidas de energía de 96.3256 MW para años posteriores al 2025 de no mitigarse dichas pérdidas o sin ejercer un control sobre estas” (Cañari Días y Bacon Villanueva, 2023).

### **2.2.3. Antecedentes Regionales**

- ✓ La Tesis “CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SUB-SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN”, Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco, presentada por Washington Nicolás Ayma Coila, Cusco año 2022.

Donde se concluye que:

“Para la estimación de las pérdidas de energía, ha sido realizada siguiendo nuestra propia metodología de evaluación, utilizando los reportes del sistema comercial y distribución, módulo de balance de energía y cargabilidad” (Ayma Coila, 2022).

“Para la cuantificación de las pérdidas técnicas en volumen y porcentaje se consideraron las pérdidas de energía en las líneas media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión y en los medidores de electricidad de los clientes (Ayma Coila, 2022).

“Los esfuerzos realizados por las empresas distribuidoras para el control y reducción las pérdidas de energía eléctrica no han sido suficientes y actualmente, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las empresas de distribución, originando costos internos altos y un serio impacto sobre las tarifas eléctricas (Ayma Coila, 2022).

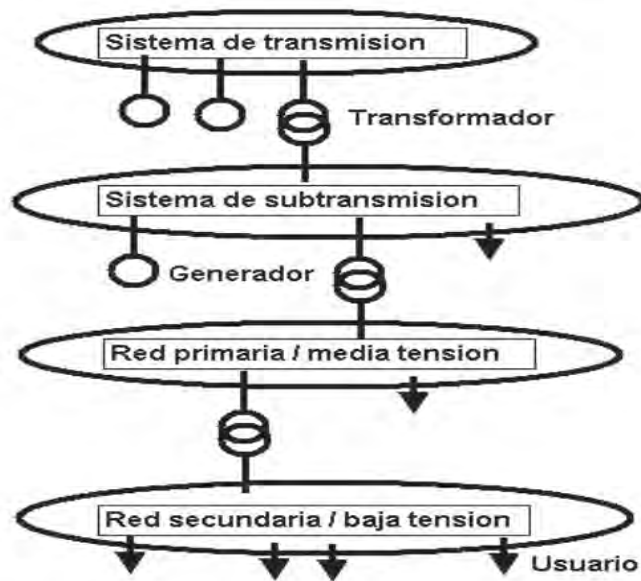
### **2.3. Bases Teóricas**

### **2.4. Sistemas de Distribución**

Los sistemas de distribución incluyen todos los elementos de transporte de energía eléctrica comprendidos entre las subestaciones primarias, donde la transmisión de potencia se reduce a niveles de distribución, y las reducciones de voltaje en los clientes. Un sistema de distribución normal consta de: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, que transforman la energía a una tensión más baja, adecuada para la distribución local, alimentadores o feeders, los cuales alimentan un área bien definida; estaciones de transformación de distribución, montada en postes o cámaras subterráneas, para de esta manera transformar la energía a la tensión de los usuarios finales. Luego se tienen las redes de distribución de baja tensión que transportan la energía a lo largo de las calles y por acometidas desde las redes de baja tensión a los empalmes de los usuarios. (Cañar Olmedo, 2007, p. 35)

### **Figura 2.1**

Esquema de un sistema eléctrico



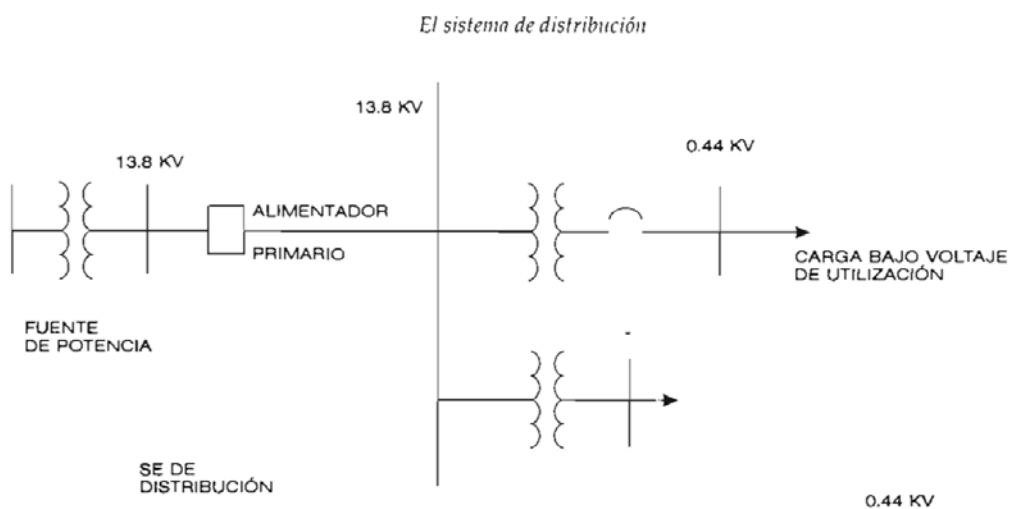
*Fuente: Riofrío, 2004.*

#### 2.4.1. Componentes de un Sistema de Distribución

“En un sistema de distribución eléctrica suelen encontrarse los siguientes elementos: alimentadores de media tensión, subestaciones de distribución, líneas aéreas o aterradas, capacitores o condensadores y equipos de protección” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 51).

#### Figura 2.2

Componentes de un sistema de distribución



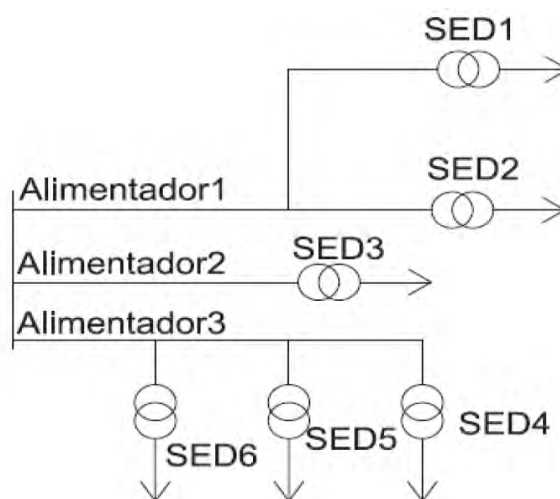
*Fuente: Juárez Cervantes, 2005.*

### 2.4.2. Sistema de Distribución Tipo Radial

Este tipo de configuración es el más simple y de más bajo costo, por lo tanto, el más común. La confiabilidad del servicio es baja; la ocurrencia de una falla en algún punto causa el corte del servicio de muchos usuarios. Es obvio que el sistema radial está expuesto a muchas posibilidades de interrupción, por fallas en conductores aéreos o cables subterráneos, o por fallas en los transformadores, los tiempos de interrupción son grandes. (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 51)

**Figura 2.3**

Configuración tipo radial



**Fuente:** Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016.

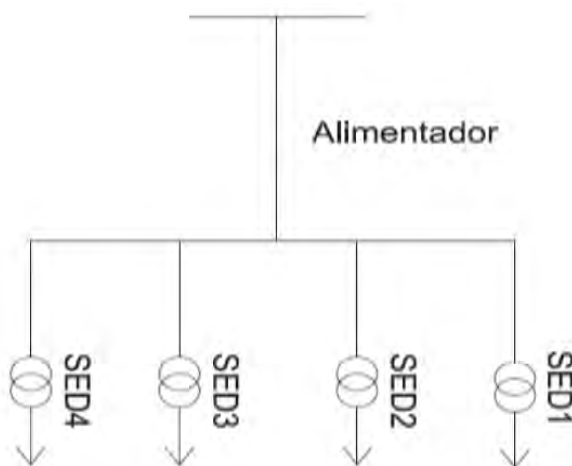
### 2.4.3. Configuración Tipo Radial Simple

El sistema radial simple, es el más sencillo y económico de todos los sistemas, sólo emplea un alimentador principal, el cual parte de la subestación de distribución hasta el transformador de distribución, punto de alimentación de los usuarios. Una falla en el alimentador principal causará interrupción del servicio, a todos los usuarios durante el mismo tiempo que dure la falla. En un

sistema de distribución bien planificado se debería utilizar para alimentar cargas de tipo residencial y cargas no críticas. Este sistema es tan confiable como lo sean el cable y el equipo asociado al alimentador. (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 52).

**Figura 2.4**

Configuración tipo radial simple



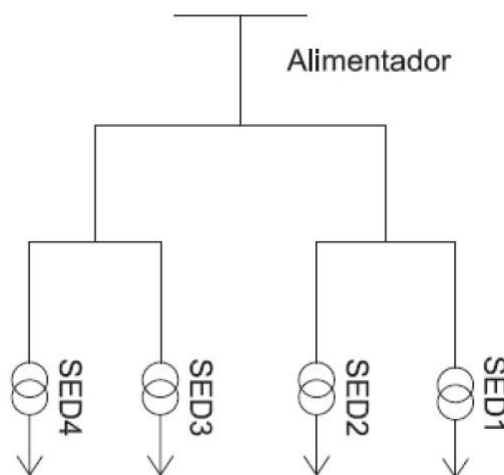
**Fuente:** Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016.

#### 2.4.4. Configuración Tipo Radial Extendido

Puede aumentarse la confiabilidad del sistema, si a partir del alimentador principal se derivan sub-alimentadores o ramales primarios separados del alimentador principal, mediante los seccionadores adecuados. Así, en el caso de una falla, sólo habrá interrupción del servicio para aquellos usuarios que estén después del punto de falla; aquéllos ubicados entre la fuente de alimentación y el sitio de falla no perderán el servicio. Este es el caso del sistema radial expandido. (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 52)

**Figura 2.5**

Configuración tipo radial extendido



**Fuente:** Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016.

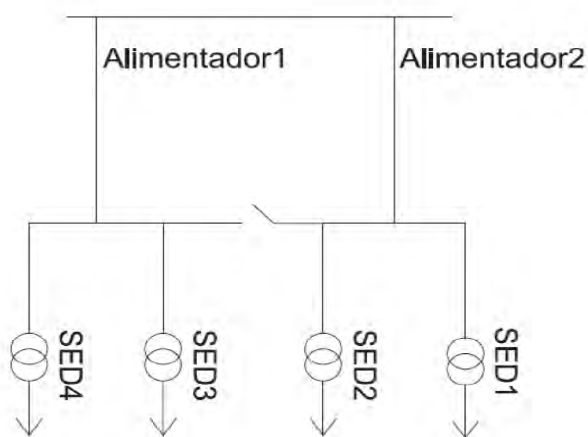
#### **2.4.5. Configuración Tipo Radial Con Uniones**

Es otra variación del sistema radial. Este sistema emplea varios alimentadores primarios los cuales recorren toda el área a servir, con una repartición proporcional de la carga. La confiabilidad de servicio se ve aumentada en este sistema, debido a que los diferentes alimentadores o sub-alimentadores que se derivan de los anteriores, se unen por medio de seccionadores normalmente abiertos; así en caso de falla, los usuarios del ramal afectado no perderán el servicio sino durante el tiempo en que se localice la falla y se operen los seccionadores. Su costo es mayor debido a la adición de los equipos de mando. En condiciones normales cada alimentador funciona como un circuito radial simple. Esta configuración es semejante a la de anillo abierto. (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 53)



**Figura 2.6**

Configuración tipo radial con uniones



*Fuente: Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016.*

## 2.5. Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de las empresas eléctricas, se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites lógicos. Es práctica común clasificar las pérdidas de energía eléctrica en técnicas y no técnicas. (Torres Hernández, 2015, p. 35)

### 2.5.1. Consecuencias de las Pérdidas de Energía Eléctrica

#### 2.5.1.1. Factores influyentes en la gestión de la empresa

“El índice de las pérdidas de energía, es uno de los indicadores más importantes de la gestión técnica y administrativa de las empresas distribuidoras. Por la cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de estas. Mediante este factor es posible determinar criterios que conlleven a un control exhaustivo de forma permanente y con ellos reducirlas a valores cercanos al mínimo, mediante un estudio del sistema de distribución” (Cañar Olmedo, 2007, p. 37).

Consecuencias:

- “Produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, lo que provoca en la empresa inversiones altas así mismo como extensiones de proyectos sobredimensionadas con el propósito de soportar los excesivos incrementos de consumos” (Cañar Olmedo, 2007, p. 37).
- “Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados” (Cañar Olmedo, 2007, p. 37).

#### **2.5.1.2. Campo ético y moral**

El robo de energía eléctrica a través de conexiones directas sin registro en la empresa y la alteración mañosa de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad, producen efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas lo cual constituye una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población. Por las diferentes zonas de ubicación en una población, hasta pudiera ser comprensible que a las zonas periféricas los habitantes de escasos recursos económicos traten de apropiarse de la energía eléctrica sin pagarla a fin de tener un poco de confort elemental. (Cañar Olmedo, 2007, p. 39)

#### **2.5.2. Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica**

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, en todos los subsistemas y componentes: subtransmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de forma que se puedan definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción. En vista de que el valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de las empresas eléctricas, es conveniente determinar la cantidad de energía (MWh) que se

pierde. En un sistema eléctrico normalmente se identifican dos tipos de pérdidas que son las técnicas y las no técnicas, que de una manera general se presentan a continuación. (Cañar Olmedo, 2007, p. 40)

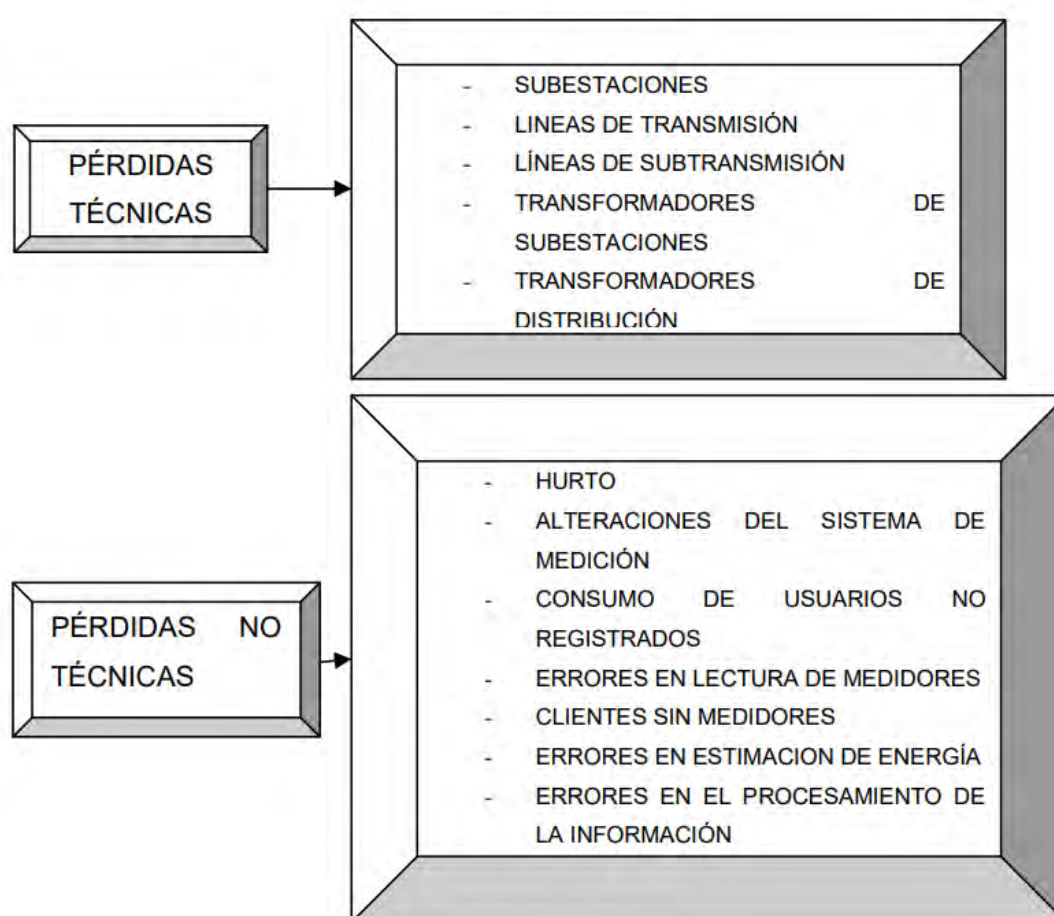
En un sistema de distribución eléctrica se tiene innegablemente pérdidas técnicas debido a que no existe un sistema ideal sin pérdidas de ninguna índole, sino al contrario, los subsistemas poseen estos márgenes de pérdidas, pero si estos valores son excesivos, significa que no existe suficiente ingeniería por parte de la Empresa Distribuidora y se encuentra en condiciones incorrectas, y por tanto resultados negativos para la comunidad en general. (Cañar Olmedo, 2007, p. 40)

Toda pérdida de energía tiene un efecto adverso en la Empresa Distribuidora. Debido a ellas la empresa se encuentra obligada ya sea a comprar energía adicional o a establecer nuevas normas para satisfacer la demanda, con lo cual se incrementan los costos. Las pérdidas no técnicas son consecuencias de deficiencias en la parte administrativa de la empresa distribuidora, en la cual están involucrados procesos internos, desde contables hasta políticas establecidas. La magnitud de las pérdidas no técnicas dentro de un subsistema es un parámetro que la empresa distribuidora tiene que controlar, ya sea con mayor revisión de conexiones ilegales, mediciones precisas de consumos en los medidores de energía de los usuarios, control y verificación de las lecturas de contadores de energía, así como el proceso de ingreso a la base datos, actualización de los listados de los clientes registrados al sistema y sus categorías tarifarias, a fin de reducir este tipo de pérdidas, hasta desaparecerlas. En general las pérdidas son una sombra oscura para cualquier empresa distribuidora, por tal razón necesitan reducir sus índices. La empresa debe

realizar diferentes pasos para un estudio adecuado de sus pérdidas, primero un diagnóstico completo de la situación actual por la que pasa la Entidad, relacionar este diagnóstico con índices históricos de años anteriores de la Empresa, para buscar alternativas y establecer metas para la reducción de este índice, para esto es necesario establecer sus causas y sus posibles. soluciones (Cañar Olmedo, 2007, p. 41)

**Figura 2.7**

Clasificación de las pérdidas de energía



**Fuente:** Cañar Olmedo, 2007.

### 2.5.3. Pérdidas Técnicas de Energía

El conjunto de pérdidas eléctricas debidas a fenómenos físico-electromagnéticos dentro de los elementos del sistema son denominadas pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo puede ser reducida a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores. Existen las pérdidas de transmisión de alto voltaje (resistivas, skin, efecto corona) y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria), así como también pérdidas en los núcleos de los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corriente parásita e histéresis). (Cañar Olmedo, 2007, p. 43)

#### **2.5.3.1. Pérdidas independientes de la demanda**

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidas por las corrientes de excitación. Aquí también se incluyen las pérdidas por efecto corona. (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 72)

#### **2.5.3.2. Pérdidas por la variación de la demanda**

“Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 72).

$$P_L = I^2 \times R \quad (2.1)$$

En donde:

$P_L$  = Pérdidas en el Sistema (W).

R = Resistencia del elemento del sistema ( $\Omega$ ).

$I$  = Corriente que circula por la red (A).

#### **2.5.4. Pérdidas No Técnicas de Energía**

“Son las que se producen por robo o fraude y por deficiencias administrativas, se las denomina también pérdidas negras. Estas pérdidas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema y las pérdidas técnicas estimadas por el mismo, a continuación, las definimos” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 73).

- “Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 73).
- “Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 73).
- “Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 73).

#### **2.5.5. Pérdidas en Alimentadores Primarios**

Se manifiestan principalmente por la resistencia eléctrica de los elementos y las corrientes que circulan por las redes eléctricas. Debido a que los voltajes son relativamente pequeños (10.5 KV), la pérdida de potencia por efecto corona son casi despreciables, por lo que para el análisis se pueden despreciar, igualmente los valores de susceptancia de las líneas de distribución son muy pequeñas por lo que no se toman en cuenta para el análisis.

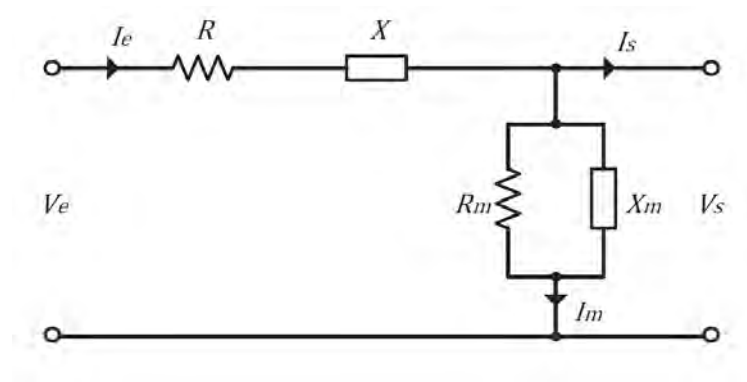
#### **2.5.6. Pérdidas en Transformadores de Distribución**

En transformadores de distribución se presentan dos tipos de pérdidas:

- “Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos; a estas se les denomina pérdidas en el cobre” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 74).
- “Las pérdidas que están asociadas al valor del voltaje aplicado están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, a estas se les denomina pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío” (Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016, p. 74).

**Figura 2.8**

Modelo equivalente de un transformador



**Fuente:** Huacasi Puma & Choquecahuana Asto, 2016.

Donde:

$I_e$  = Corriente de entrada (A).

$I_s$  = Corriente de salida (A).

$V_e$  = Tensión de entrada (V).

$V_s$  = Tensión de salida (V).

$R$  = Resistencia serie (asociada a las pérdidas en el Cu) ( $\Omega$ ).

$X$  = Reactancia serie ( $\Omega$ ).

$R_m$  = Resistencia paralelo (asociada a las pérdidas en el hierro) ( $\Omega$ ).

$X_m$  = Reactancia paralela ( $\Omega$ ).

$I_m$  = Corriente de excitación del transformador (A).

### 2.5.7. *Pérdidas en el Núcleo de los Transformadores*

Las pérdidas en el núcleo, también conocidas como pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío, son un componente fundamental de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Estas pérdidas se originan en el núcleo ferromagnético de los transformadores y están presentes constantemente mientras el transformador se encuentra energizado, independientemente de la carga que esté suministrando. Para los transformadores de distribución del alimentador OR 03, estas pérdidas se componen principalmente de dos mecanismos físicos: las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault (Cengel, 2012; Chapman, 2012).

#### 2.5.7.1. **Pérdidas por Histéresis**

Las pérdidas por histéresis se producen debido al fenómeno de magnetización y desmagnetización cíclica del material ferromagnético del núcleo (generalmente acero al silicio), que ocurre en cada ciclo de la frecuencia de alimentación del sistema (60 Hz). Cada vez que el campo magnético se invierte, se debe gastar energía para superar la resistencia interna de los dominios magnéticos del material a cambiar su orientación y polarización. Esta energía, que se disipa en forma de calor, es proporcional al área del lazo de histéresis característico del material (Steinmetz, 1892).

$$P_h = \eta * f * B_{max}^n * V \quad (2.2)$$

Donde:

- $P_h$  = Pérdidas por histéresis (W)
- $\eta$  = Coeficiente de histéresis del material del núcleo (depende del tipo de acero)
- $f$  = Frecuencia (Hz) = 60 Hz
- $B_{max}$  = Densidad máxima de flujo magnético (Teslas)



- $n$  = Exponente de Steinmetz (aproximadamente 1.6 para aceros al silicio)
- $V$  = Volumen del núcleo ( $m^3$ )

### 2.5.7.2. Pérdidas por Corrientes Parásitas (Foucault)

Las pérdidas por corrientes de Foucault son pérdidas resistivas ( $I^2R$ ) causadas por la circulación de corrientes inducidas dentro del propio material del núcleo del transformador. Estas corrientes parásitas se generan como consecuencia del flujo magnético variable en el tiempo (Ley de Faraday-Lenz), el cual induce voltajes en el núcleo. Al circular en planos perpendiculares al flujo, disipan energía en forma de calor (Sadiku, 2012).

La magnitud de estas pérdidas depende críticamente de la conductividad eléctrica del material, el espesor de las laminaciones y la magnitud del flujo magnético. Para minimizarlas, los núcleos se construyen con láminas o laminaciones delgadas de acero al silicio, las cuales están aisladas eléctricamente entre sí para interrumpir la trayectoria de circulación de las corrientes.

$$P_e = K_e * (f * B_{max} * t)^2 * V \quad (2.3)$$

Donde:

- $P_e$  = Pérdidas por corrientes de Foucault (W)
- $K_e$  = Constante que depende de la conductividad del material.
- $f$  = Frecuencia (Hz) = 60 Hz
- $B_{max}$  = Densidad máxima de flujo magnético (Teslas)
- $t$  = Espesor de la laminación del núcleo (m)

$V$  = Volumen del núcleo ( $m^3$ )

### 2.5.8. *Demanda*

Las pérdidas de potencia y energía de un subsistema de distribución dependen de la demanda que deben suplir, por lo tanto, el uso de esta información de forma correcta permitirá obtener resultados más precisos. Para la estimación de la demanda de potencia y energía en los distintos puntos del sistema en estudio, o en cualquier sistema en general es necesario la utilización de aparatos de medición, para de esta manera llevar un registro de la información requerida en el estudio, estos aparatos deberán obtener valores de corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía. La demanda de un sistema es el promedio de potencia requerido por una carga, durante un determinado intervalo de tiempo, denominado intervalo de demanda, la demanda se expresa en kilovatio. (Cañar Olmedo, 2007, p. 50)

$$D = \frac{E}{T} \quad (2.4)$$

Donde:

D = Demanda expresada en (KW).

E = Energía expresada en (KWh).

T = Tiempo (horas)

#### 2.5.8.1. **Cargabilidad y carga de los conductores**

La cargabilidad es la capacidad de conducción del conductor y usualmente se establece igual al límite térmico. La carga es el nivel de corriente que tiene en un momento dado. El conductor puede ser cargado hasta un límite en condiciones normales y otro superior para condiciones críticas o de emergencia. Cuando el conductor se encuentra en condiciones normales su carga depende de los criterios que la empresa adopta para dejar margen suficiente para transferencias de carga entre alimentadores, ese margen de

seguridad permite evitar sobrecargas y está por debajo del 100% de la cargabilidad. Un marco de estado crítico significa que, si existe una interrupción total o parcial de un alimentador primario, ya sea por sobrecargas, cortocircuitos, u otros, es necesario manejar la carga mediante transferencias, para lo cual es aceptable llegar al 100% de la cargabilidad de las líneas. (Cañar Olmedo, 2007, p. 50)

### 2.5.8.2. Curva de carga

“La Curva de carga es el valor que toma la demanda eléctrica en cada intervalo, no se debe representar la curva de carga con potencias instantáneas. La curva representa gráficamente la variación de la carga en periodos de tiempo determinados” (Cañar Olmedo, 2007, p. 51).

**Figura 2.9**

Ejemplo de curva de la demanda



**Fuente:** *RevistaElectroIndustria.com.cl*, 2022.

### 2.5.8.3. Coincidencia de picos (Demanda máxima)

Debido a que no todas las cargas de los usuarios son al mismo tiempo, las consecuencias son: Las cargas pico en diferentes partes del sistema se dan a diferentes tiempos. La carga pico de un grupo de cargas será siempre menor que la suma de las cargas pico individuales. (Cañar Olmedo, 2007, p. 52)

#### 2.5.8.4. Factor de demanda

“El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima y la carga instalada en el sistema” (Cañar Olmedo, 2007, p. 52).

Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$F_{demanda} = \frac{D_{max}}{\sum C_i} \quad (2.5)$$

Donde:

$F_{demanda}$  = Factor de demanda del sistema.

$D_{max}$  = Demanda máxima en un periodo de tiempo (KW).

$C_i$  = Cargas instaladas (KW).

#### 2.5.8.5. Factor de carga

“El factor de carga es la relación entre la carga promedio y la carga de pico en un período especificado. Mide de alguna manera, el grado de utilización de la instalación” (Cañar Olmedo, 2007, p. 53).

$$F.C. = \frac{D_{promedio}}{D_{max}} \quad (2.6)$$

Donde:

F.C. = Factor de Carga del Sistema.

$D_{promedio}$  = Demanda Promedio en (KW).

$D_{max}$  = Demanda Máxima del sistema (KW).

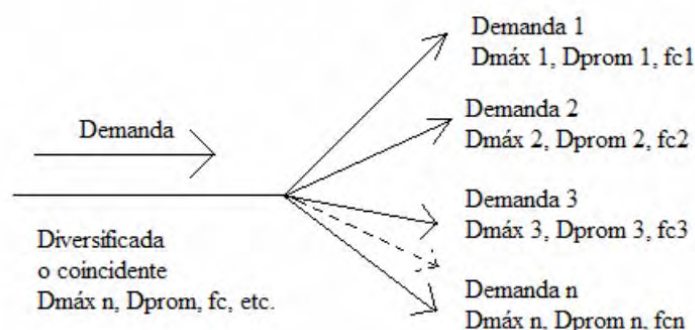
#### 2.5.8.6. Factor de diversidad

El factor de diversidad es la relación de la suma de las máximas demandas individuales de varias partes de un sistema en este caso del alimentador en estudio y la máxima demanda del sistema. Siendo  $D_i$  máxima demanda individual de la carga  $i$ . (Cañar Olmedo, 2007, p. 53)

$$F.D. = \frac{\sum D_i}{D_{max}} \quad (2.7)$$

**Figura 2.10**

Demanda diversificada

*Fuente: Cañar Olmedo, 2007.***2.5.8.7. Relación de pérdidas de energía a pérdidas de potencia**

“El factor de pérdidas se define como la relación entre las pérdidas promedio del sistema y las pérdidas que corresponden al pico más alto en un determinado tiempo” (Cañar Olmedo, 2007, p. 53).

$$F_{perd} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Pérdidas de la demanda máxima}} \quad (2.8)$$

**2.5.8.8. Factor de potencia**

El factor de potencia, también denominado, coseno de  $\phi$ , en realidad es la relación, entre la potencia activa, y la total existente, en la instalación, que se denomina aparente, y es la que factura, la empresa. El factor de potencia es muy importante debido a que si este es muy bajo disminuye la calidad del servicio eléctrico. Existe un factor de potencia cuando hay la potencia reactiva, que no produce trabajo, sólo es necesaria para producir flujo electromagnético en equipos como motores, transformadores, etc. En sectores donde existen industrias con gran número de motores y máquinas de alto consumo, estos requieren gran cantidad de reactivos y por consecuencia tienen bajo factor de

potencia, y aumento en la intensidad de corriente, pérdidas en conductores y caídas de tensión, y aumentos en las facturas por consumo de electricidad.  
(Cañar Olmedo, 2007, p. 55)

$$Fp = \frac{P}{S} \quad (2.9)$$

Donde:

Fp = Factor de potencia.

P = Potencia Activa (W).

S = Potencia Apararente (VA).

## 2.6. Series Temporales

Una serie temporal (o simplemente una serie) es una secuencia de N observaciones (datos) ordenadas y equidistantes cronológicamente sobre una característica (serie univariante o escalar) o sobre varias características (serie multivariante o vectorial) de una unidad observable en diferentes momentos.  
(Mauricio, 2007, p. 10)

### 2.6.1. Método de Tendencia lineal

Uno de los aspectos más relevantes de la Estadística es el análisis de la relación o dependencia entre variables. Frecuentemente resulta de interés conocer el efecto que una o varias variables pueden causar sobre otra, e incluso predecir en mayor o menor grado valores en una variable a partir de otra. Por ejemplo, supongamos que la altura de los padres influye significativamente en la de los hijos. Podríamos estar interesados en estimar la altura media de los hijos cuyos padres presentan una determinada estatura. Los métodos de regresión estudian la construcción de modelos para explicar o representar la dependencia entre una variable respuesta o dependiente (Y) y la(s) variable(s) explicativa(s) o dependiente(s), X. En este Tema abordaremos el modelo de regresión lineal, que

tiene lugar cuando la dependencia es de tipo lineal, y daremos respuesta a dos cuestiones básicas. (Moreno Sarmiento, 2007, p. 39)

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_0 + e \quad (2.10)$$

Donde:

$Y$  = Variable dependiente.

$X_0$  = Variable independiente.

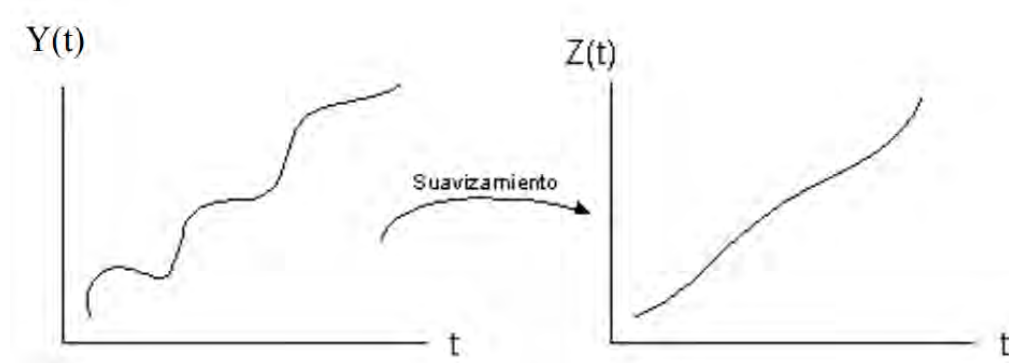
$\beta_0, \beta_1$  = Constantes.

$e$  = Error aleatorio.

Una forma de visualizar la tendencia de la curva, es mediante la suavización, a idea principal de este método es definir a partir de la serie en observación una nueva serie de datos que suavice los efectos generados por la tendencia, con la finalidad de predecir la dirección de la tendencia temporal ver siguiente figura. (Quispe, 2012, p. 382)

**Figura 2.11**

Ejemplo gráfico para la regresión lineal



**Fuente:** Quispe, 2012.

### 2.6.2. Método de Suavización Exponencial

“Esta técnica se basa en la atenuación de los valores de la serie de tiempo, obteniendo el promedio de estos de manera exponencial; es decir, los datos se ponderan dando un mayor peso a las observaciones más recientes y uno menor a las más antiguas. Al peso para ponderar la observación más reciente se le da

el valor  $\alpha$ , la observación inmediata anterior se pondera con un peso de  $\alpha$  (1 -  $\alpha$ ), a la siguiente observación inmediata anterior se le da un peso de ponderación de  $\alpha$  (1 -  $\alpha$ )<sup>2</sup> y así sucesivamente hasta completar el número de valores observados en la serie de tiempo a tomar en cuenta para realizar la atenuación, es decir, para calcular el promedio ponderado. La estimación o pronóstico será el valor obtenido del cálculo del promedio” (Quispe, 2012, p. 390).

La expresión para realizar el cálculo de la suavización exponencial simple se muestra a continuación:

$$P_{t+1} = \alpha Y_t + \alpha(\alpha - 1)Y_{t-1} + \alpha(\alpha - 1)^2 Y_{t-2} \dots + \alpha(\alpha - 1)^{n-1} Y_{t-(n-1)} \quad (2.11)$$

Su expresión equivalente es la siguiente:

$$P_{t+1} = \alpha Y_t + (\alpha - 1)P_t \quad (2.12)$$

Donde:

$Y_t$  = Valor de la serie exponencial en el periodo t.

$P_{t+1}$  = Pronóstico o predicción exponencial para el periodo t+1.

$P_t$  = Pronóstico exponencial para el periodo t.

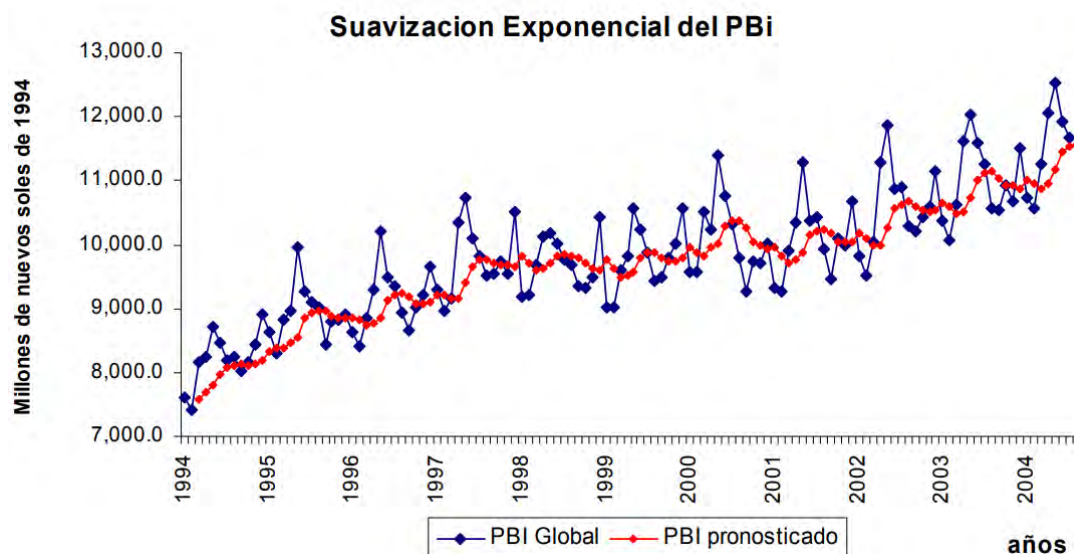
$\alpha$  = Factor de suavización exponencial, ( $0 < \alpha < 1$ ).

“Es decir, el valor de la serie suavizada en el período “t+1” es igual a “ $\alpha$ ” veces el valor de la serie en el período “t”, más “1- $\alpha$ ” veces el valor predicho en el período “t”. Es así que para determinar los valores de la serie suavizada se necesita un valor inicial  $P_0$ , el cual puede ser un promedio de los datos anteriores o simplemente el primer valor de la serie”. (Quispe, 2012, p. 390)



**Figura 2.12**

Ejemplo gráfico para la suavización exponencial

*Fuente: Quispe, 2012.*

### 2.6.3. Método De Media Móvil

“El objetivo de los métodos a usarse en esta unidad es “suavizar” a las fluctuaciones aleatorias causadas por el componente irregular de la serie. Estos métodos resultan apropiados para series estables, es decir, aquellas que no exhiban ningún comportamiento de tendencia, ni variaciones cíclicas ni estacionales, además es conveniente suavizar cuando existen cambios bruscos o movimientos irregulares en la serie. Son relativamente simples y generalmente alcanzan un buen nivel de predicción en períodos de tiempos cortos” (Quispe, 2012, p. 382).

“El término móvil indica que conforme se tenga disponible una nueva observación de la serie de tiempo, se reemplaza la observación más antigua en la ecuación y se calcula un nuevo pronóstico” (Quispe, 2012, p. 382).

“Como resultado el promedio se ajustará, a medida que se agreguen nuevos datos de la variable  $n$ , este valor indica cuantos períodos habrá que tomarse para calcular el promedio, generalmente suele variar entre tres (3) a cinco (5),

dependiendo de cuantos elementos tiene la serie de datos. A continuación, pasamos a ver una serie de variantes del método mencionado que se utilizan para eliminar el componente irregular y/o el componente estacional, los cuales se basan en la construcción de una serie de variables a partir de los datos originales, realizando para ello promedio de estos datos” (Quispe, 2012, p. 383).

El promedio para los “n” se calcula:

$$P_{\text{móvil}} = \frac{\sum(n \text{ valores de datos más recientes})}{n} \quad (2.13)$$

Donde:

$P_{\text{móvil}}$  = Promedio móvil.

n = es una indicación de cuantos periodos habrá que tomarse para calcular el promedio.

La media móvil presenta los siguientes casos:

#### **2.6.3.1. Media móvil anual o de orden 12**

“Consiste en sustituir el dato de cada mes por el promedio de los datos de los últimos 12 meses. Así, por ejemplo, para calcular la Media Móvil Anual de febrero de 1997, calculamos el promedio de los doce meses comprendidos entre marzo de 1996 y enero de 1997” (Quispe, 2012, p. 383).

Es decir:

$$M_t^{12} = \frac{y_t + y_{t-1} + y_{t-2} + \dots + y_{t-11}}{12} \quad (2.14)$$

Donde:

$M_t^{12}$  = Promedio móvil de orden 12.

y = Datos mensuales.

#### **2.6.3.2. Media móvil trimestral, con estacionalidad anual (s = 4)**

Expresada como:

$$Y(k) = \frac{1/2Y(k-2) + Y(k-1) + Y(k) + Y(k+1) + 1/2y(k+2)}{4} \quad (2.15)$$

Donde:

$Y$  = Media móvil trimestral.

$n$  = número de valores.

$Y(k)$  = Valores trimestrales, siendo  $3 \leq k \leq n-2$ .

### 2.6.3.3. Media móvil de orden “s”

Podemos construir medias móviles de orden inferior a 12, es decir, que no sean anuales. Así, la Media Móvil de Orden 3 se construye promediando los tres últimos datos. De manera general, la Media Móvil de Orden  $s$  se construye de la siguiente forma. (Quispe, 2012, p. 384)

$$M_t^s = \frac{y_t + y_{t-1} + y_{t-2} + \dots + y_{t-s+1}}{s} \quad (2.16)$$

Donde:

$M_t^s$  = Promedio móvil de orden  $s$ .

$s$  = número de orden de la serie móvil.

$y$  = Datos mensuales.

“La principal ventaja que presenta esta media móvil será que no retrasará tanto la evolución de la variable como lo hacía la media móvil anual, ya que, al no utilizar tantas observaciones, su comportamiento se asemejará más al de la serie original. Sin embargo, el principal inconveniente de esta media móvil viene precisamente de esa menor utilización de observaciones. Al no construirse con 12 observaciones, no se elimina completamente el componente estacional, llegando en ciertos casos a multiplicarse este efecto. Así, supongamos que trabajamos con una media móvil de orden 3 para la serie PBI, la cual tiene un componente estacional muy marcado (todos los meses de agosto son

sistemáticamente más bajos que el resto de los meses del año). Al construir esta media móvil de orden 3, va a ocurrir que el dato sistemáticamente más bajo de agosto en la serie original, no sólo afecte al dato de la media móvil de agosto sino también lo hará al dato de septiembre y al dato de octubre” (Quispe, 2012, p. 384).

#### 2.6.3.4. Media móvil centrada

Esta media móvil no se construye promediando los datos anteriores al dato original, sino que se utilizan simétricamente los datos adyacentes. Por ejemplo, para construir el dato de julio de 1996 de la media centrada de orden 3 se utiliza el promedio de los meses de junio, julio y agosto de 1996. En general, la Media Móvil Centrada de orden “s” va a estar definida por la siguiente expresión. (Quispe, 2012, p. 384)

$$MC_t^s = \frac{y_{t+(s-1)/2} + \dots + y_{t+1} + y_t + y_{t-1} + \dots + y_{t-(s-1)/2}}{s} \quad (2.17)$$

Donde:

$MC_t^s$  = Media móvil centrada de orden s.

s = número de orden de la serie móvil.

y = Datos mensuales de la media móvil.

## **CAPÍTULO III: DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR OR-03**

### **3.1. Introducción**

En este capítulo se describen las condiciones actuales de operación del sistema de distribución del alimentador OR-03, proveniente de la subestación de transformación de Oropesa. El objetivo es analizar su estado operativo en función del cumplimiento de la Normativa Técnica para la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica (NTCSE), lo que permitirá tomar decisiones acertadas para la planificación y optimización del sistema eléctrico en su conjunto.

### **3.2. Ubicación del Sistema Eléctrico**

El área de concesión de Electro Sur Este S.A.A. se encuentra en la Zona Sur, abarcando las regiones de Cusco, Puerto Maldonado y Apurímac, donde suministra energía eléctrica.

Por su parte, el alimentador OR-03 está ubicado en los poblados de Huasao y Choquepata, pertenecientes al distrito de Oropesa, en la provincia de Quispicanchi, región Cusco.

### **3.3. Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución del Alimentador OR-03**

El sistema de distribución eléctrico del alimentador OR-03 opera actualmente con un nivel de tensión de 10.5 kV. Este alimentador se origina en la subestación de transformación de Oropesa, la cual cuenta con cuatro alimentadores de distribución que operan al mismo nivel de tensión.

En la actualidad, el alimentador OR-03 suministra energía eléctrica a un total de 4,462 usuarios.

### **3.4. Subestación de Transformación Oropesa**

La subestación de transformación Oropesa está ubicada en el distrito homónimo, en la provincia de Quispicanchi, región Cusco.

**Figura 3.1**

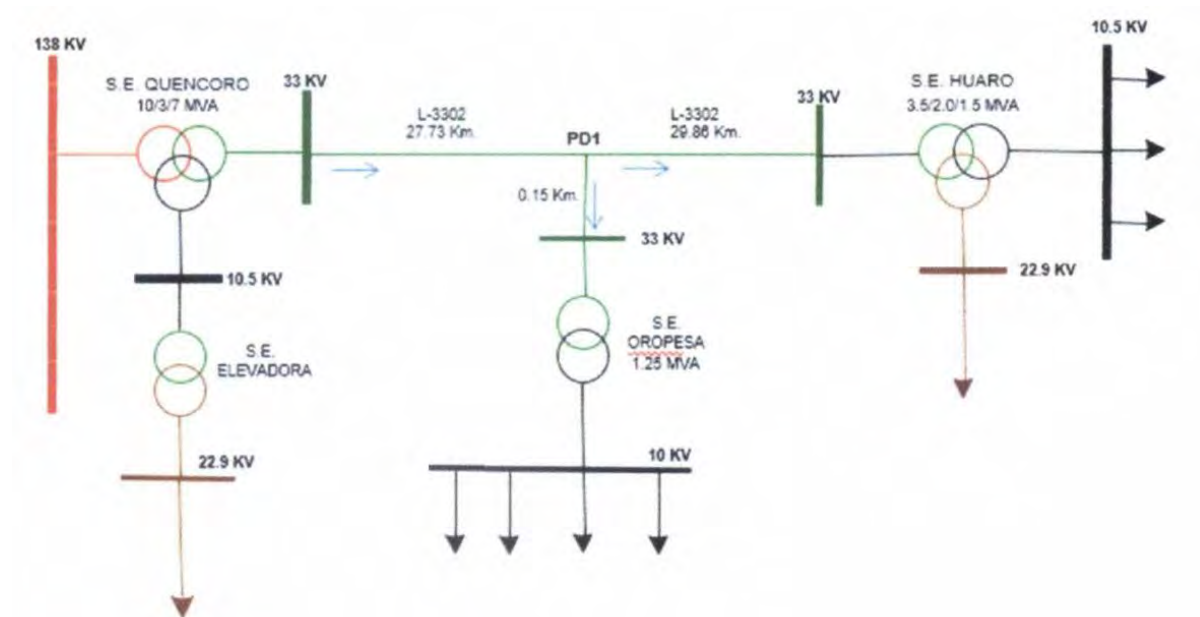
Subestación de Transformación Oropesa



**Fuente:** Fotografía del SET Oropesa.

La SET Oropesa en la actualidad presenta 4 alimentadores (OR 01, OR 02, OR 03 y OR 04). Es alimentador desde la SET Quencoro por una red de 33 kV y con una longitud aproximada de 57 km, tal como se aprecia en el siguiente diagrama.

**Figura 3.2**  
Diagrama unifilar SET Oropesa



**Fuente:** Centro de control ELSE.

### 3.5. Características Técnicas Del Alimentador OR-03

Conocer las características técnicas de operación del alimentador OR-03 es fundamental para evaluar y modelar las redes de media tensión. A través del software DIGSILENT, es posible analizar sus parámetros de funcionamiento, lo que permite una mejor comprensión y optimización del sistema eléctrico.

#### 3.5.1. Subestaciones de Distribución comprendidas en el alimentador OR-03

El alimentador en estudio presenta 80 Subestaciones de distribución y trabajan a un nivel de tensión de 10.5 KV para el lado primario y diferentes niveles de tensión para el lado secundario.

En la siguiente tabla se detallan las características principales de las subestaciones de distribución.

**Tabla 3.1***Subestaciones comprendidas en el alimentador OR-03*

Ítem	Código SED	Nombre Subestación	Potencia Instalada KVA	Nro. de Usuarios	Cantidad De AP
1	0060086	TELEFONICA	50	3	--
2	0060087	LLAMA GAS	75	1	--
3	0060099	BELL SOUTH	50	1	--
4	0060247	ANTENA CLARO CHURCANA	100	1	--
5	0060187	ISLAPAMPA CHURUPUCYO	15	1	--
6	0060232	ALMACENES DIST. AGUIRRE	100	1	--
7	0060252	INDUSTRIAS FIRME	160	1	--
8	0060262	ESTACION CHURUPUCYO	38	1	--
9	0060267	PLANTA EIMERSOL	25	1	--
10	0060352	ESTACION IMPERIAL	50	1	--
11	0060347	APV TIPON 3	50	71	36
12	0060084	APV TIPON 2	100	162	87
13	0060083	APV TIPON 1	100	176	98
14	0060258	CONDEBAMBILLA	50	136	35
15	0060057	COMUNIDAD ANGOSTURA	25	49	9
16	0060251	KCAJYAPATA	25	24	--
17	0060025	HUASAO	50	130	54
18	0060132	CHIDICCARA CHICO	50	34	7
19	0060130	CHIDICCARA	50	92	52
20	0060024	HUASAO	100	245	101
21	0060152	JOHANA VAN DEN BERG	50	1	--
22	0060364	CHANCADORA V.C	250	1	--
23	0060373	APV. SANTA BARBARA	75	49	58
24	0060376	PLANTA JERGO - ANGOSTURA	125	1	--
25	0060386	CHINGO CHICO	50	31	10
26	0060388	CALLAPUCYO 2	100	87	61
27	0060387	CALLAPUCYO	50	67	41
28	0060097	NUEVO HUASAO	25	23	8
29	0060385	CHURUPUCYO	25	47	31



Ítem	Código SED	Nombre Subestación	Potencia Instalada KVA	Nro. de Usuarios	Cantidad De AP
30	0060390	IPESA SAC.	38	1	--
31	0060405	CHANCADORA PRIMAVERA	200	1	--
32	0060346	RESIDENTES DE CCATCA	50	94	22
33	0060408	INKAVE SAC	100	1	--
34	0060240	BOCATOMA	25	10	1
35	0060023	CHOQUEPATA II	50	208	143
36	0060137	REAL NACIENTE	100	85	41
37	0060234	SED PARAISO	15	29	20
38	0060412	SS.EE. CHOQUEPATA I	50	123	75
39	0060402	HUASAO SED 001	50	254	114
40	0060403	HUASAO	50	166	98
41	0060125	RESIDENCIA VIZCARRA	25	1	--
42	0060372	MIRADOR QUINTA ETAPA	50	107	31
43	0060124	ANGOSTURA	100	279	74
44	0060127	EX-PEAJE	25	20	3
45	0060136	TAMBILLO	50	69	57
46	0060128	QUINTA EL CARMEN	25	21	9
47	0060165	APV FERROVIARIOS-II	75	152	64
48	0060164	APV FERROVIARIOS-I	50	112	53
49	0060111	CONDEBAMBA	25	80	34
50	0060335	APV AGUA VIDA	50	135	51
51	0060239	FAMILIA INQUILTUPA	25	1	--
52	0060421	H. LASTEROS	50	1	--
53	0060427	APV. SOL NACIENTE	50	69	48
54	0060436	S.E. FABRIMETCH	100	1	--
55	0060119	SAYLLA ESTADIO	50	117	47
56	0060238	FABRICA LACTEOS	100	44	65
57	0060026	GRIFO SAYLLA	50	1	--
58	0060225	OXICUSCO	100	1	--
59	0060404	OXIMAN COMERCIAL SAC	50	1	--
60	0060424	CHINGO GRANDE SED	50	26	42

Ítem	Código SED	Nombre Subestación	Potencia Instalada KVA	Nro. de Usuarios	Cantidad De AP
61	0060096	CHINGO GRANDE	50	209	68
62	0060334	CHINGO GRANDE	25	1	--
63	0060027	SAYLLA	100	372	79
64	0060440	FACTORIA FRANKLIN	50	1	--
65	0060444	S.E. AVICOLAS MAX POLLOS	100	1	--
66	0060112	PATABAMBA	50	48	10
67	0060451	LOS GIRASOLES - ANGOSTURA	25	18	13
68	0060456	COMUNIDAD ANGOSTURA I	50	11	20
69	0060461	UNIVERSIDAD CONTINENTAL	1250	1	--
70	0060464	MOLINERA IMPERIAL	160	1	--
71	0060466	SERTRAQ	300	1	--
72	0060415	CONDEBAMBA	50	142	56
73	0060497	NUEVA ESPERANZA	50	1	25
74	0060469	VILLA CRISTO REY	25	1	10
75	0060475	TIPON	100	1	--
76	0060480	CENTRAL LLAMAGAS	100	1	--
77	0060484	CHINGO GRANDE	50	1	--
78	0060485	PLANTA LINDE	75	1	--
79	0060260	CHAMPA CANCHA	10	1	--
80	0060481	ASOC. VILLA CHUMBIVILCANA	50	1	36

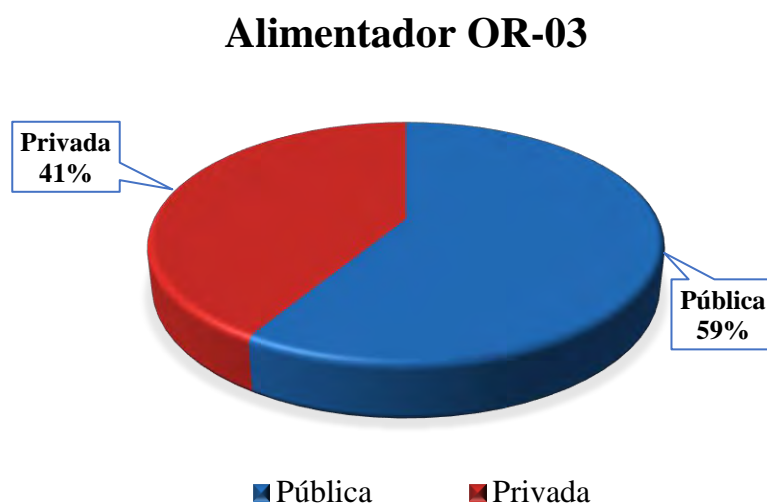
*Fuente: Base de Datos ELSE.*

### **3.5.1.1. Clasificación de las subestaciones según el tipo de servicio**

Según el tipo de servicio se pueden clasificar en subestaciones públicas y privadas, presentando los siguientes porcentajes.

**Figura 3.3**

Distribución de las subestaciones según el tipo de servicio

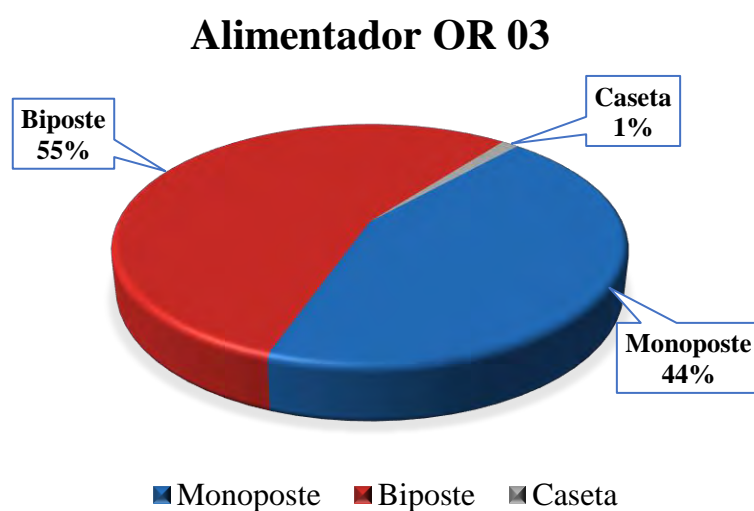
*Fuente: Base de datos subestaciones ELSE.***3.5.1.2. Clasificación de las subestaciones según el tipo de instalación**

Según el tipo de instalación el alimentador presenta subestaciones monopostes, bipostes y en caseta.

Distribuyéndose de la siguiente forma:

**Figura 3.4**

Distribución de las subestaciones según el tipo de instalación

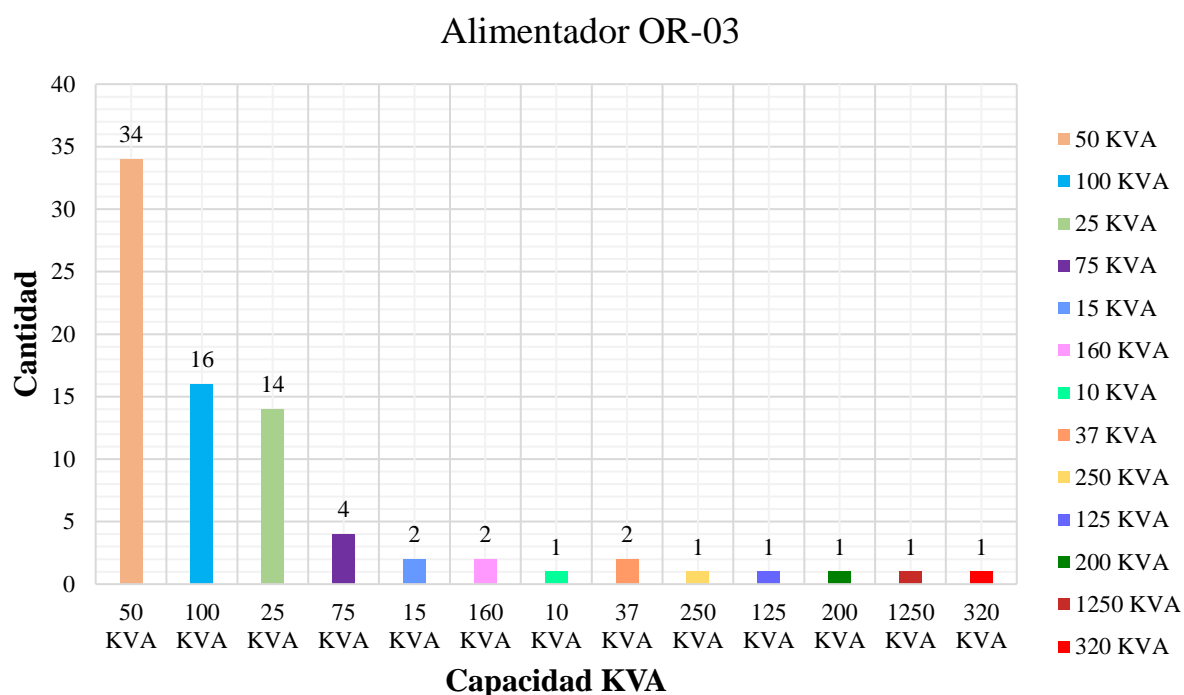
*Fuente: Base de datos subestaciones ELSE.*

### 3.5.1.3. Subestaciones eléctricas de distribución según su potencia instalada

En el diagrama presentado se pueden observar las potencias instaladas de las SEDs en el alimentador OR-03. La SED 0060461 - Universidad Continental cuenta con una potencia nominal de 1250 kVA, siendo la de mayor relevancia para el diagnóstico. En total, la potencia instalada en el alimentador asciende a 6,529 kVA.

**Figura 3.5**

Cantidad de subestaciones por potencia instalada



**Fuente:** Base de datos subestaciones ELSE.

### 3.5.2. Tipos de Conductores Eléctricos Utilizados en el Alimentador OR-03

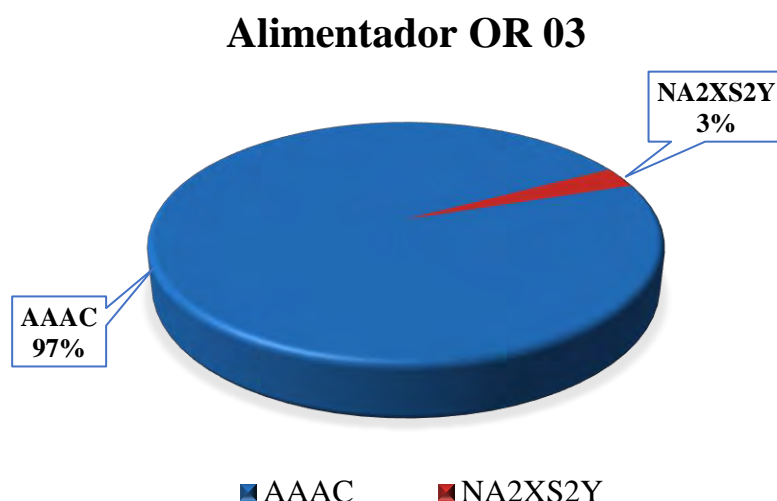
El alimentador OR-03 tiene un recorrido total de 36.90 km y está conformado por distintos tipos de conductores. Principalmente, se identifican dos tipos: AAAC (aleación de aluminio) y NA2XS2Y (aluminio con aislamiento de polietileno).

Estos materiales poseen buenas propiedades conductoras, por lo que es fundamental comprender sus características técnicas, como resistencia y reactancia, para optimizar el desempeño del sistema eléctrico.

A continuación, se presenta la distribución de los conductores AAAC y NA2XS2Y en el alimentador OR-03. de los conductores AAAC y NA2XS2Y en el alimentador OR-03 se muestra a continuación.

**Figura 3.6**

Distribución de los tipos de conductores en el alimentador OR-03



**Fuente:** Base de datos subestaciones ELSE.

En la figura anterior se observa que los conductores más utilizados en las redes del alimentador OR-03 son del tipo AAAC, lo que indica que la infraestructura del alimentador está compuesta principalmente por redes aéreas.

### 3.5.3. Tipos de Alumbrado Público Empleados en el Alimentador OR-03

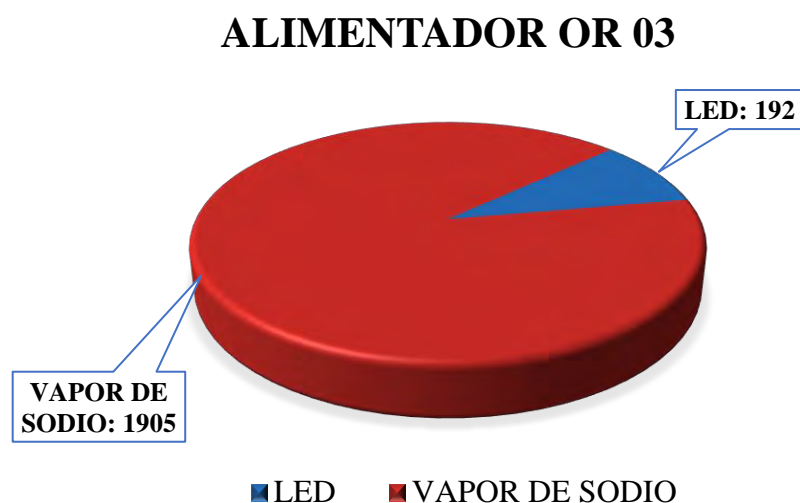
En el año 2023, el alimentador OR-03 cuenta con un total de 2,097 luminarias. Conocer esta cantidad, junto con sus respectivas potencias, es fundamental para calcular la demanda máxima del alimentador.

#### 3.5.3.1. Clasificación de las luminarias según su tecnología

Según su tecnología, el alimentador OR-03 cuenta con luminarias LED y de vapor de sodio, distribuidas de la siguiente manera.

**Figura 3.7**

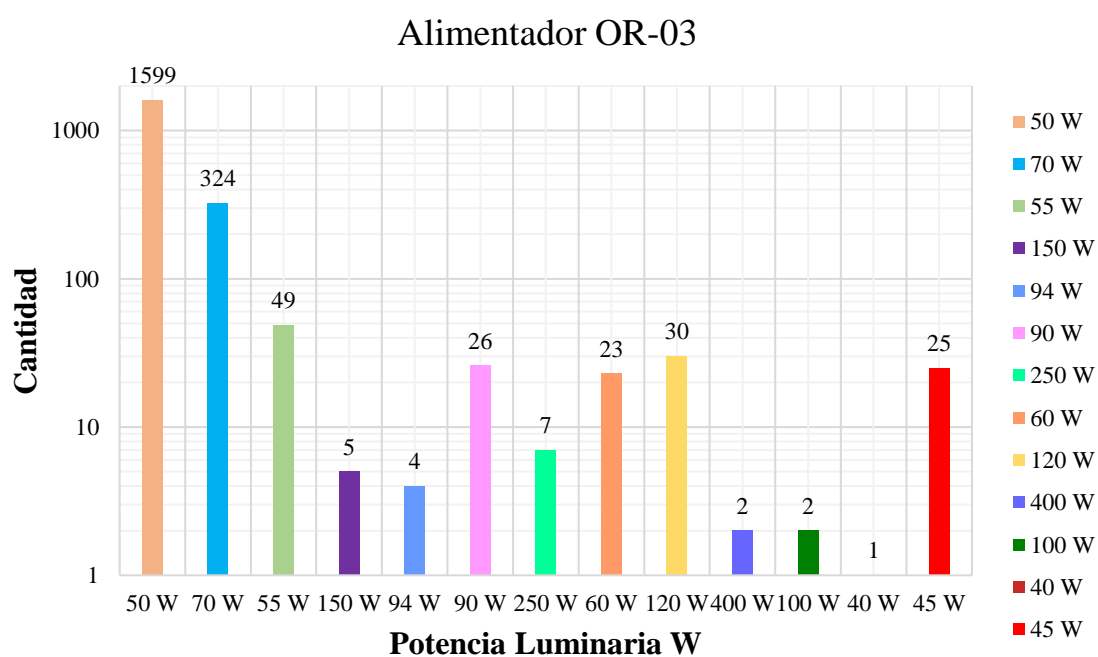
Distribución de las luminarias según el tipo de tecnología

*Fuente: Base de datos subestaciones ELSE.***3.5.3.2. Luminarias según su potencia nominal**

Las luminarias del alimentador poseen distintas potencias nominales, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 3.8**

Cantidad de luminarias por potencia nominal

*Fuente: Base de datos subestaciones ELSE.*

En la figura anterior se observa que las luminarias de 50 W son las más predominantes, con un total de 1,599 puntos de luminancia.

Con estas características técnicas definidas, en el siguiente capítulo se lleva a cabo la modelación y el análisis de flujo de potencia del alimentador OR-03.

### **3.6. Modelamiento Existente**

Para el modelado del alimentador OR-03, se emplearon las características eléctricas de los conductores, su disposición topológica y la distribución de las subestaciones a lo largo del sistema, de acuerdo con la base de datos de ELSE.

Este modelamiento integral y validado es fundamental, ya que proporciona la línea base técnica confiable sobre la cual se evaluará el impacto de la reconfiguración de la red mediante la transferencia de carga entre alimentadores.





## **CAPÍTULO IV: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL AMT OR-03 EN LOS AÑOS DE ESTUDIO 2023-2027**

### **4.1. Introducción**

Un pronóstico confiable de la demanda es fundamental para la toma de decisiones en la planificación del sistema de distribución. Su objetivo es determinar cuánta inversión se requiere y en qué períodos debe realizarse, asegurando así una expansión eficiente y la adecuación del diseño de las instalaciones de distribución.

Un sistema bien planificado, tanto técnica como económicamente, garantiza una asignación eficiente de recursos, optimizando la inversión y permitiendo a la empresa distribuidora cumplir sus objetivos estratégicos.

Además, una predicción precisa facilita la implementación de acciones preventivas para gestionar el crecimiento futuro de la carga, al mismo tiempo que permite aplicar medidas correctivas ante eventualidades no previstas.

### **4.2. Selección del Periodo de Estudio**

Al seleccionar el período de estudio para el alimentador OR-03, es fundamental considerar diversos factores que permitan definir un horizonte de análisis adecuado. Para este propósito, se ha establecido un horizonte energético anual que abarca desde 2019 hasta 2027.

El período de análisis adoptado comprende cinco años, con el objetivo de garantizar resultados que se ajusten a los parámetros requeridos, permitiendo una toma de decisiones eficiente mediante la optimización de recursos y el mantenimiento de niveles eléctricos adecuados.

Este balance de un año completo ayudará a realizar una evaluación completa del alimentador para los años propuestos. El alimentador en estudio cuenta con un registrador digital que realiza mediciones precisas a nivel de las 80 subestación. Estas medidas pueden tener valores de demanda, factor de potencia, pérdidas técnicas de energía, etc.

### **4.3. Análisis y Recolección de Información**

En esta parte de la investigación, el análisis del pronóstico de la demanda se basa en los consumos mensuales de energía, los cuales se obtienen a partir de la base de datos de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

#### ***4.3.1. Datos Históricos y Parámetros Geográficos***

Para el desarrollo de un modelo de simulación y análisis de pérdidas técnicas robusto y preciso en el alimentador OR-03 de Oropesa, es fundamental caracterizar tanto el comportamiento histórico del sistema como las condiciones ambientales y geográficas únicas de su ubicación. Estos parámetros inciden directamente en la capacidad de conducción de los equipos, las pérdidas por resistencia y el desempeño general del sistema de distribución.

##### ***4.3.1.1.1. Registros Eléctricos del año 2022-2023***

La base del análisis dinámico del sistema recae en la data operativa histórica. Para este estudio, se recopilaron los registros eléctricos del alimentador OR-03 correspondientes al período 2022-2023. Estos datos, proporcionados por la empresa concesionaria, incluyen mediciones horarias de potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR), voltaje (kV) y corriente (A) en el punto de entrega del alimentador.

El procesamiento de esta información permitió establecer la curva de duración de carga típica, identificar la demanda máxima simultánea, calcular el factor de carga y caracterizar el perfil de consumo, el cual presenta variaciones estacionales y horarias asociadas a las actividades socioeconómicas de la zona de Oropesa. La evolución de la energía anual entregada para este período se resume en la siguiente tabla:

**Tabla 4.1***Energía Anual Suministrada por el Alimentador OR-03 (2022-2023)*

Año	Energía Anual (MWh)	Demanda Máxima Registrada (kW)	Factor de carga (%)
2022	13,337.17	2,150	70.8
2023	14,894.07	2,380	71.4

**Fuente:** Base de Datos ELSE.

Este crecimiento interanual del 11.7% en el consumo de energía es un insumo crítico para la proyección de demanda futura.

#### **4.3.1.1.2. Latitud y Longitud del Sistema de Distribución**

La ubicación geográfica exacta del centro de carga del alimentador es un parámetro esencial para estudios de irradiación solar y temperatura, los cuales afectan la capacidad de conducción de los conductores y la eficiencia de los transformadores. Las coordenadas del centro de la localidad de Oropesa, que sirve como referencia para el alimentador OR-03, son las siguientes:

**Tabla 4.2***Coordenadas Geográficas de Referencia*

Parámetro	Valor
Latitud	13° 35' 32" S
Longitud	71° 46' 20" O
UTM (WGS 84)	18L 782241 E 8495814 S

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Instituto Geográfico Nacional (IGN).

#### **4.3.1.1.3. Altura sobre el Nivel del Mar**

La altitud es quizás el factor geográfico más impactante en el desempeño de los sistemas eléctricos. La densidad del aire disminuye con la altura, lo que reduce la capacidad de los equipos para disipar calor de manera eficiente. Además, esta baja densidad afecta la rigidez dieléctrica del aire, lo que puede comprometer el aislamiento y la capacidad de las protecciones. La ciudad de Oropesa, ubicada en la región andina, se encuentra a una altura significativa.

Según datos del Instituto Geográfico Nacional (IGN), la altitud promedio de la localidad es de 3,150 metros sobre el nivel del mar.

#### **4.3.1.1.4. Presión Atmosférica y Densidad del Aire**

Como se mencionó, la altitud influye directamente en la presión atmosférica y, por consiguiente, en la densidad del aire ( $\rho$ ). Estos parámetros son vitales para el cálculo de la capacidad de corriente de los conductores, ya que un aire menos denso disipa menos calor por convección, obligando a reducir la capacidad nominal los equipos. Utilizando modelos atmosféricos estándar y la altitud de Oropesa, se estiman los siguientes valores promedio:

**Tabla 4.3**

*Parámetros Atmosféricos Estimados para Oropesa, Cusco*

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Altitud	H	3,150	m
Presión Atmosférica	P	69.5	kPa
Temperatura Promedio	T	12.5	°C
Densidad del Aire	$\rho$	0.88	kg/m <sup>3</sup>

**Fuente:** *Elaboración propia aplicando el modelo atmosférico ISA (International Standard Atmosphere).*

La densidad del aire de 0.88 kg/m<sup>3</sup> representa aproximadamente un 78% de la densidad al nivel del mar (1.225 kg/m<sup>3</sup>).

#### **4.3.2. Evolución Histórica de la Demanda Años 2019-2023**

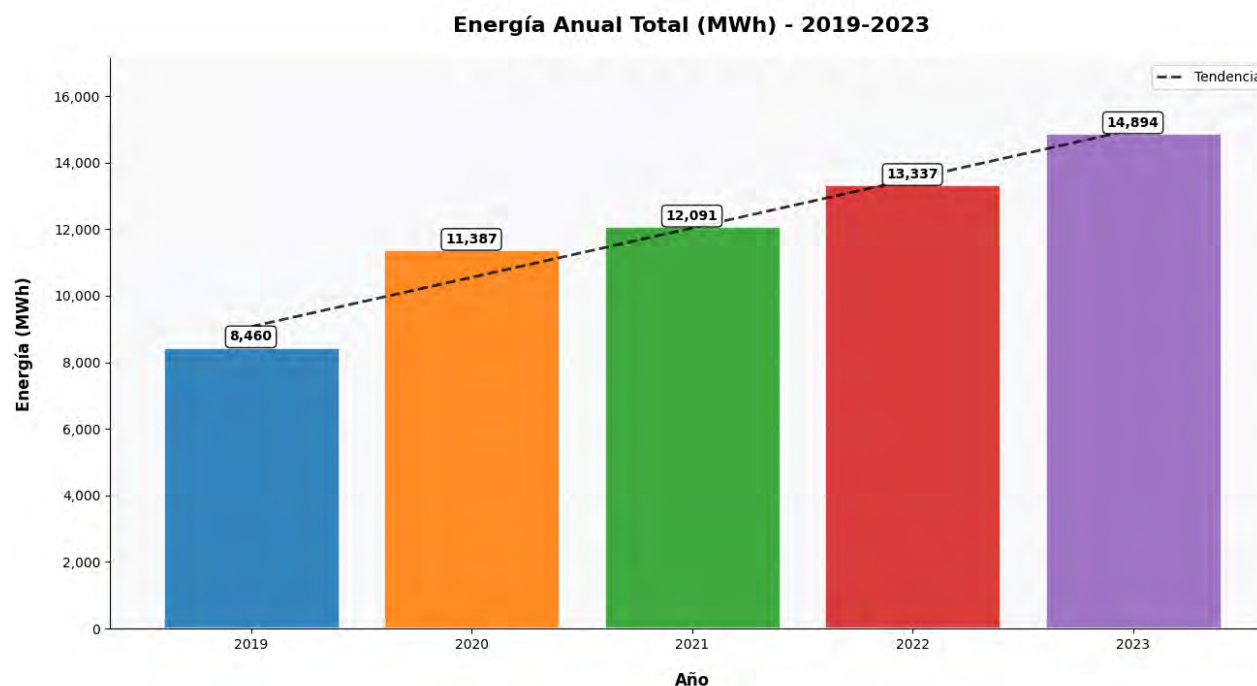
Para el alimentador OR-03, la recolección de datos se realizó a partir de los registros mensuales de consumo de energía de cada subestación de la ciudad, abarcando el período de 2019 a 2023. En total, se analizaron 80 subestaciones pertenecientes al alimentador OR-03, cuyos datos fueron proporcionados por la empresa concesionaria.

Posteriormente, se llevó a cabo un ordenamiento y procesamiento de los datos, agrupándolos por código de subestación para determinar el consumo total de cada SED

intervenida. Como resultado, se obtuvo la siguiente tabla y gráfica que muestra la evolución histórica de la demanda de energía en el AMT OR-03.

**Figura 4.1**

Evolución histórica de la demanda de energía alimentador OR-03



*Fuente: Elaboración propia.*

**Tabla 4.4**

Tabla evolución histórica de la demanda de energía alimentador OR-03

Nro.	Código Subestación	Energía Anual (MWh)				
		2019	2020	2021	2022	2023
1	0060086	140.685	132.081	120.929	114.487	116.228
2	0060087	70.794	71.522	87.089	70.627	128.314
3	0060099	167.980	178.961	190.743	203.342	180.009
4	0060247	276.219	294.677	317.531	342.838	367.469
5	0060187	60.152	67.500	61.420	67.894	62.035
6	0060232	123.169	110.108	94.941	119.067	187.395
7	0060252	511.733	545.821	583.695	625.339	644.633
8	0060262	20.054	30.649	44.326	66.159	112.073
9	0060267	69.116	75.153	80.097	87.931	93.769
10	0060352	108.973	119.953	131.230	142.523	156.414

Nro.	Código Subestación	Energía Anual (MWh)				
		2019	2020	2021	2022	2023
11	0060347	98.467	108.520	117.587	128.541	140.703
12	0060084	236.943	256.123	273.040	291.050	311.939
13	0060083	266.813	288.376	308.310	332.787	598.310
14	0060258	66.835	84.005	81.785	84.665	111.065
15	0060057	18.732	26.100	23.580	22.260	50.964
16	0060251	74.155	79.658	89.359	97.463	95.499
17	0060025	96.768	170.496	155.580	138.732	158.256
18	0060132	44.844	57.288	59.712	60.936	93.492
19	0060130	71.346	77.264	85.166	91.699	98.035
20	0060024	119.962	156.986	168.458	144.312	679.226
21	0060152	129.986	138.690	151.430	164.895	175.782
22	0060364	799.583	854.916	914.701	980.167	805.120
23	0060373	71.529	79.464	89.597	101.147	113.596
24	0060376	126.119	139.143	141.656	148.145	157.009
25	0060386	14.760	28.476	37.632	30.048	97.152
26	0060388	197.361	210.248	223.978	238.603	254.184
27	0060387	47.016	65.160	75.084	52.524	67.776
28	0060097	69.144	76.896	79.704	76.284	76.524
29	0060385	18.456	27.624	67.824	74.376	38.808
30	0060390	117.418	127.245	138.614	150.366	145.749
31	0060405	439.914	444.262	465.251	474.698	489.720
32	0060346	38.364	64.548	113.568	95.102	92.639
33	0060408	374.014	404.449	442.860	368.843	362.672
34	0060240	20.736	33.468	21.540	29.196	33.516
35	0060023	175.371	197.382	211.183	225.562	111.327
36	0060137	56.380	63.938	72.505	89.083	229.505
37	0060234	25.105	38.577	50.300	56.356	61.056
38	0060412	92.297	99.332	113.919	123.913	137.465
39	0060402	95.340	96.804	97.176	129.180	131.208
40	0060403	77.496	91.776	96.588	108.540	101.088
41	0060125	46.900	41.629	43.927	49.701	57.141

Nro.	Código Subestación	Energía Anual (MWh)				
		2019	2020	2021	2022	2023
42	0060372	57.156	64.848	67.368	71.767	112.454
43	0060124	299.700	253.560	247.200	236.796	246.132
44	0060127	14.724	17.172	22.608	24.420	58.716
45	0060136	41.652	57.348	46.548	52.068	69.060
46	0060128	34.116	49.800	57.612	58.032	47.172
47	0060165	65.724	120.240	121.380	108.588	137.916
48	0060164	59.436	74.664	69.828	72.348	74.676
49	0060111	53.268	60.684	48.120	63.180	65.436
50	0060335	42.828	64.704	64.104	48.240	56.352
51	0060239	57.773	60.901	64.201	74.644	73.649
52	0060421	124.103	141.125	134.239	155.146	151.679
53	0060427	26.844	31.896	37.944	49.116	43.260
54	0060436	290.635	305.270	311.167	319.893	328.560
55	0060119	103.704	101.616	111.012	127.068	123.264
56	0060238	96.079	62.960	82.076	75.745	148.380
57	0060026	131.485	143.483	152.856	151.888	160.825
58	0060225	191.569	193.315	202.034	219.895	221.898
59	0060404	3.265	4.567	4.104	4.368	5.654
60	0060424	51.982	63.476	70.693	86.002	92.482
61	0060096	173.076	196.260	219.744	232.596	216.012
62	0060334	41.063	53.741	67.714	73.324	57.916
63	0060027	368.340	393.276	437.520	444.441	465.381
64	0060440	75.917	105.199	97.078	120.078	131.716
65	0060444	184.738	207.371	196.489	210.692	226.171
66	0060112	13.128	14.904	17.520	12.072	99.324
67	0060451	14.400	18.840	22.080	23.928	71.148
68	0060456	27.915	40.970	54.613	58.480	65.658
69	0060461	-	1,220.224	1,242.244	1,393.059	1,438.341
70	0060464	-	459.152	489.135	461.075	483.102
71	0060466	-	459.342	496.681	514.025	535.637
72	0060415	97.182	48.557	58.780	69.671	81.273

Nro.	Código Subestación	Energía Anual (MWh)				
		2019	2020	2021	2022	2023
73	0060497	-	-	31.214	33.252	35.423
74	0060469	-	-	-	-	32.520
75	0060475	-	-	-	236.332	131.764
76	0060480	-	-	-	139.788	144.752
77	0060484	-	-	-	73.709	81.656
78	0060485	-	-	-	131.875	135.539
79	0060260	40.757	42.541	21.245	21.740	24.079
80	0060481	-	-	-	88.449	94.225
Total		8,459.58	11,387.272	12,090.765	13,337.171	14,894.068

**Fuente:** Base de Datos ELSE.

A partir de la tabla presentada, se concluye que la implementación de los métodos de proyección está directamente relacionada con la disponibilidad temporal de los datos, constituyendo un factor determinante para realizar predicciones precisas al considerar la evolución histórica de las variables analizadas.

Asimismo, al transformar los datos de la tabla anterior a unidades de potencia, se obtiene de manera similar la siguiente gráfica y tabla correspondiente.



**Figura 4.2**

Evolución histórica de la carga anual del alimentador OR-03

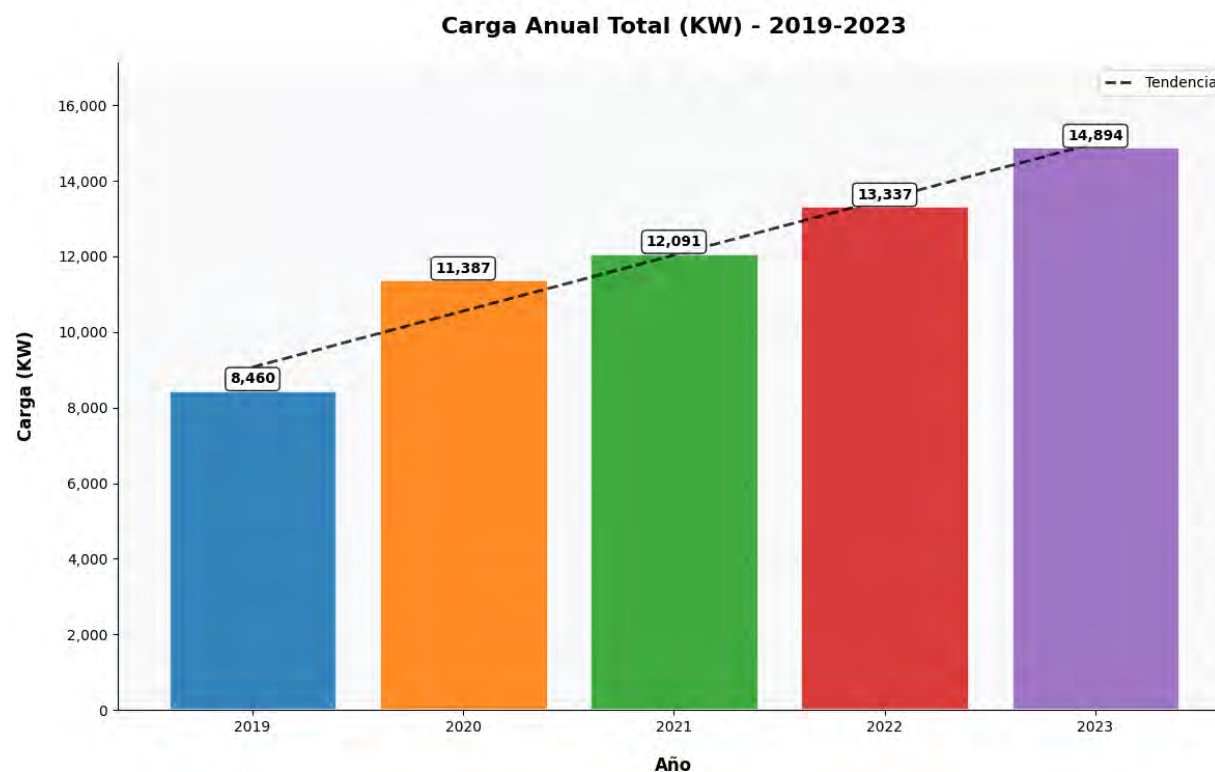
*Fuente: Elaboración propia.***Tabla 4.5**

Tabla evolución histórica de la carga anual del alimentador OR-03

Nro.	Código Subestación	Carga Anual (KW)				
		2019	2020	2021	2022	2023
1	0060086	23.03	21.62	19.80	18.74	19.03
2	0060087	11.59	11.71	14.26	11.56	21.01
3	0060099	27.50	29.30	31.23	33.29	29.47
4	0060247	45.22	48.24	51.98	56.13	60.16
5	0060187	9.85	11.05	10.06	11.11	10.16
6	0060232	20.16	18.03	15.54	19.49	30.68
7	0060252	83.78	89.36	95.56	102.37	105.53
8	0060262	3.28	5.02	7.26	10.83	18.35
9	0060267	11.32	12.30	13.11	14.40	15.35
10	0060352	17.84	19.64	21.48	23.33	25.61
11	0060347	16.12	17.77	19.25	21.04	23.03

Nro.	Código Subestación	Carga Anual (KW)				
		2019	2020	2021	2022	2023
12	0060084	38.79	41.93	44.70	47.65	51.07
13	0060083	43.68	47.21	50.47	54.48	97.95
14	0060258	10.94	13.75	13.39	13.86	18.18
15	0060057	3.07	4.27	3.86	3.64	8.34
16	0060251	12.14	13.04	14.63	15.96	15.63
17	0060025	15.84	27.91	25.47	22.71	25.91
18	0060132	7.34	9.38	9.78	9.98	15.31
19	0060130	11.68	12.65	13.94	15.01	16.05
20	0060024	19.64	25.70	27.58	23.63	111.20
21	0060152	21.28	22.70	24.79	26.99	28.78
22	0060364	130.90	139.96	149.75	160.46	131.81
23	0060373	11.71	13.01	14.67	16.56	18.60
24	0060376	20.65	22.78	23.19	24.25	25.70
25	0060386	2.42	4.66	6.16	4.92	15.90
26	0060388	32.31	34.42	36.67	39.06	41.61
27	0060387	7.70	10.67	12.29	8.60	11.10
28	0060097	11.32	12.59	13.05	12.49	12.53
29	0060385	3.02	4.52	11.10	12.18	6.35
30	0060390	19.22	20.83	22.69	24.62	23.86
31	0060405	72.02	72.73	76.17	77.71	80.17
32	0060346	6.28	10.57	18.59	15.57	15.17
33	0060408	61.23	66.21	72.50	60.38	59.37
34	0060240	3.39	5.48	3.53	4.78	5.49
35	0060023	28.71	32.31	34.57	36.93	18.23
36	0060137	9.23	10.47	11.87	14.58	37.57
37	0060234	4.11	6.32	8.23	9.23	10.00
38	0060412	15.11	16.26	18.65	20.29	22.50
39	0060402	15.61	15.85	15.91	21.15	21.48
40	0060403	12.69	15.02	15.81	17.77	16.55
41	0060125	7.68	6.82	7.19	8.14	9.35
42	0060372	9.36	10.62	11.03	11.75	18.41

Nro.	Código Subestación	Carga Anual (KW)				
		2019	2020	2021	2022	2023
43	0060124	49.06	41.51	40.47	38.77	40.29
44	0060127	2.41	2.81	3.70	4.00	9.61
45	0060136	6.82	9.39	7.62	8.52	11.31
46	0060128	5.59	8.15	9.43	9.50	7.72
47	0060165	10.76	19.68	19.87	17.78	22.58
48	0060164	9.73	12.22	11.43	11.84	12.23
49	0060111	8.72	9.93	7.88	10.34	10.71
50	0060335	7.01	10.59	10.49	7.90	9.23
51	0060239	9.46	9.97	10.51	12.22	12.06
52	0060421	20.32	23.10	21.98	25.40	24.83
53	0060427	4.39	5.22	6.21	8.04	7.08
54	0060436	47.58	49.98	50.94	52.37	53.79
55	0060119	16.98	16.64	18.17	20.80	20.18
56	0060238	15.73	10.31	13.44	12.40	24.29
57	0060026	21.53	23.49	25.02	24.87	26.33
58	0060225	31.36	31.65	33.08	36.00	36.33
59	0060404	0.53	0.75	0.67	0.72	0.93
60	0060424	8.51	10.39	11.57	14.08	15.14
61	0060096	28.33	32.13	35.97	38.08	35.36
62	0060334	6.72	8.80	11.09	12.00	9.48
63	0060027	60.30	64.38	71.63	72.76	76.19
64	0060440	12.43	17.22	15.89	19.66	21.56
65	0060444	30.24	33.95	32.17	34.49	37.03
66	0060112	2.15	2.44	2.87	1.98	16.26
67	0060451	2.36	3.08	3.61	3.92	11.65
68	0060456	4.57	6.71	8.94	9.57	10.75
69	0060461	0.00	199.76	203.37	228.06	235.47
70	0060464	0.00	75.17	80.08	75.48	79.09
71	0060466	0.00	75.20	81.31	84.15	87.69
72	0060415	15.91	7.95	9.62	11.41	13.31
73	0060497	0.00	0.00	5.11	5.44	5.80

Nro.	Código Subestación	Carga Anual (KW)				
		2019	2020	2021	2022	2023
74	0060469	0.00	0.00	0.00	0.00	5.32
75	0060475	0.00	0.00	0.00	38.69	21.57
76	0060480	0.00	0.00	0.00	22.88	23.70
77	0060484	0.00	0.00	0.00	12.07	13.37
78	0060485	0.00	0.00	0.00	21.59	22.19
79	0060260	6.67	6.96	3.48	3.56	3.94
80	0060481	0.00	0.00	0.00	14.48	15.43
<b>Total</b>		<b>1,384.92</b>	<b>1,768.36</b>	<b>1,937.18</b>	<b>2,134.18</b>	<b>2,377.49</b>

**Fuente:** Base de Datos ELSE.

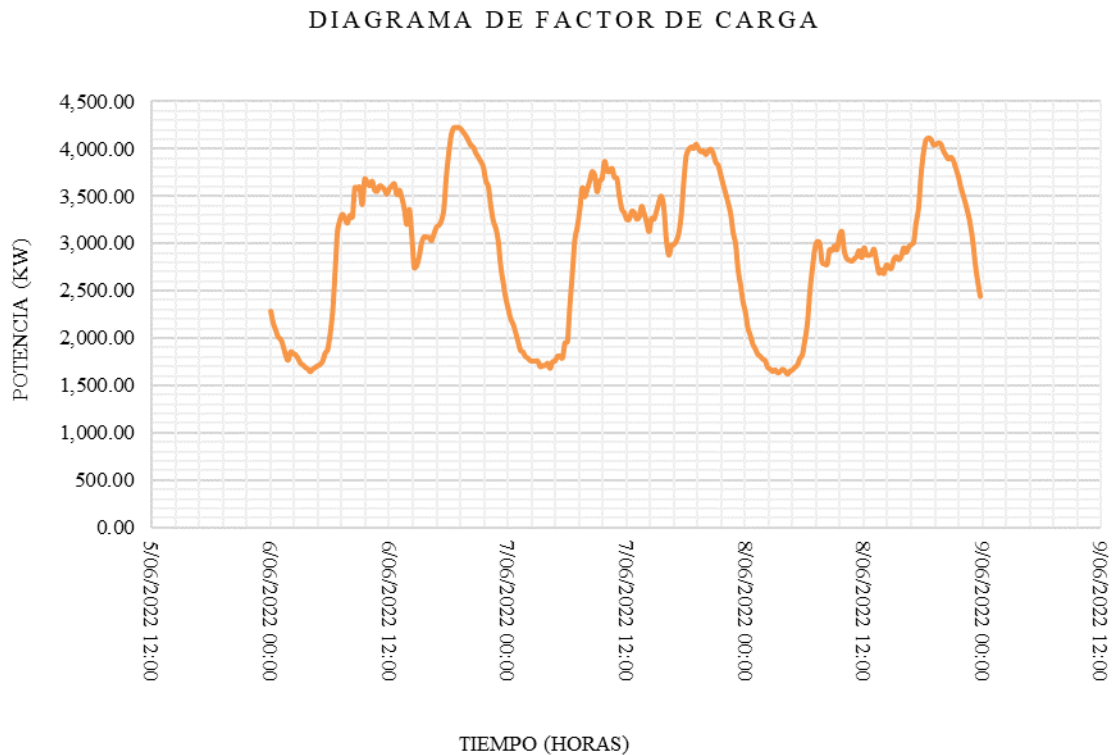
#### **4.3.3. Factor de Carga AMT OR-03**

El factor de carga y el diagrama de carga fueron determinados a partir de la información proporcionada por Electro Sur Este S.A.A. (ELSE). Estos datos incluyen mediciones realizadas en subestaciones de distribución, obtenidas a través de estudios de calidad que la empresa lleva a cabo de manera periódica.

A continuación, se presenta esta información en la siguiente figura.

**Figura 4.3**

Diagrama de Factor de Carga AMT OR-03



*Fuente:* Base de Datos ELSE.

A partir de la figura anterior, se obtienen los valores de demanda promedio y demanda máxima, los cuales corresponden a 2,952.35 kW y 4,233.99 kW, respectivamente.

El factor de carga ( $FC$ ) se calcula mediante la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, expresada en porcentaje:

$$FC = \frac{\text{Demanda Máxima (kW)}}{\text{Demanda Promedio (kW)}} \times 100\% \quad (4-1)$$

Sustituyendo los valores:

$$FC = \frac{4,233.99}{2,952.35} \times 100\% = 0.6973 \times 100\% = 69.73\% \quad (4-2)$$

El resultado obtenido de 69.73% para el factor de carga del alimentador OR-03 en el año 2023 indica una buena eficiencia en la utilización de la capacidad del sistema, ya que este

valor refleja que la demanda se mantiene relativamente estable sin picos excesivos ni subutilización prolongada.

#### **4.3.4. Consumo del Alumbrado Público AMT OR-03**

Un aspecto relevante a considerar es la demanda generada por el alumbrado público, ya que en algunas subestaciones existe una cantidad significativa de luminarias.

A continuación, se presenta en la siguiente tabla la demanda ocasionada por las luminarias.

**Tabla 4.6**

*Demanda generada por el alumbrado público AMT OR-03*

Nro.	Código Subestación	Cantidad de Luminarias		Consumo Total de las luminarias (KW)
		Tipo LED	Tipo Vapor de Sodio	
1	0060086	-	-	-
2	0060087	-	-	-
3	0060099	-	-	-
4	0060247	-	-	-
5	0060187	-	-	-
6	0060232	-	-	-
7	0060252	-	-	-
8	0060262	-	-	-
9	0060267	-	-	-
10	0060352	-	-	-
11	0060347	-	36	1.86
12	0060084	-	87	4.59
13	0060083	-	98	5.50
14	0060258	-	35	2.07
15	0060057	-	9	0.47
16	0060251	-	-	-
17	0060025	12	42	3.10
18	0060132	-	7	0.39
19	0060130	-	52	2.62
20	0060024	10	91	5.61
21	0060152	-	-	-
22	0060364	-	-	-
23	0060373	-	58	3.70
24	0060376	-	-	-
25	0060386	-	10	0.50

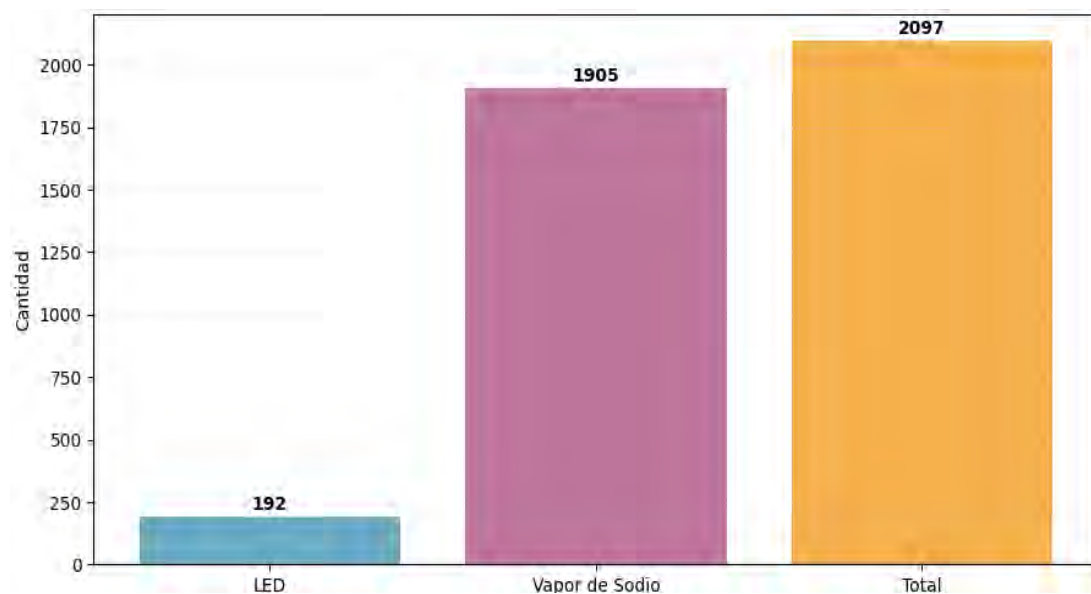
Nro.	Código Subestación	Cantidad de Luminarias		Consumo Total de las luminarias (KW)
		Tipo LED	Tipo Vapor de Sodio	
26	0060388	-	61	3.05
27	0060387	9	32	2.27
28	0060097	-	8	0.40
29	0060385	-	31	1.55
30	0060390	-	-	-
31	0060405	-	-	-
32	0060346	-	22	1.38
33	0060408	-	-	-
34	0060240	-	1	0.07
35	0060023	-	143	7.41
36	0060137	-	41	2.29
37	0060234	-	20	1.06
38	0060412	-	75	4.35
39	0060402	9	105	5.94
40	0060403	1	97	5.14
41	0060125	-	-	-
42	0060372	-	31	1.63
43	0060124	-	74	4.74
44	0060127	-	3	0.19
45	0060136	30	27	5.79
46	0060128	-	9	0.71
47	0060165	-	64	3.52
48	0060164	-	53	2.71
49	0060111	-	34	1.84
50	0060335	-	51	2.77
51	0060239	-	-	-
52	0060421	-	-	-
53	0060427	-	48	2.40
54	0060436	-	-	-
55	0060119	3	44	2.57
56	0060238	21	44	4.69
57	0060026	-	-	-
58	0060225	-	-	-
59	0060404	-	-	-
60	0060424	-	42	2.10
61	0060096	-	68	3.40
62	0060334	-	-	-
63	0060027	17	62	4.44
64	0060440	-	-	-

Nro.	Código Subestación	Cantidad de Luminarias		Consumo Total de las luminarias (KW)
		Tipo LED	Tipo Vapor de Sodio	
65	0060444	-	-	-
66	0060112	1	9	0.49
67	0060451	-	13	0.67
68	0060456	8	12	1.14
69	0060461	-	-	-
70	0060464	-	-	-
71	0060466	-	-	-
72	0060415	-	56	2.86
73	0060497	25	-	1.13
74	0060469	10	-	0.60
75	0060475	-	-	-
76	0060480	-	-	-
77	0060484	-	-	-
78	0060485	-	-	-
79	0060260	-	-	-
80	0060481	36	-	1.98
Total		192	1905	117.69

Fuente: Base de Datos ELSE.

**Figura 4.4**

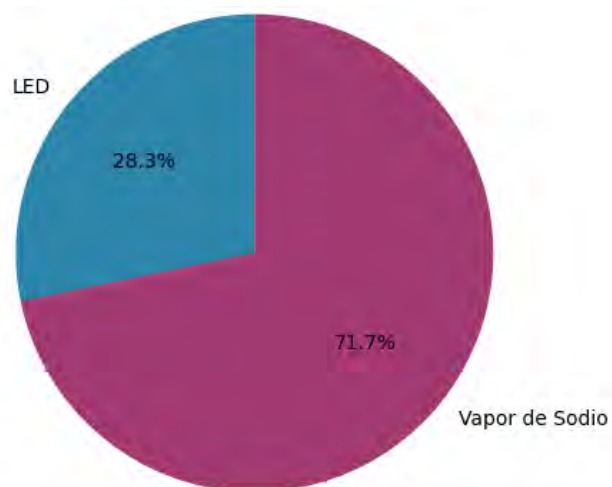
Cantidad total de luminarias por tipo



Fuente: Elaboración propia.

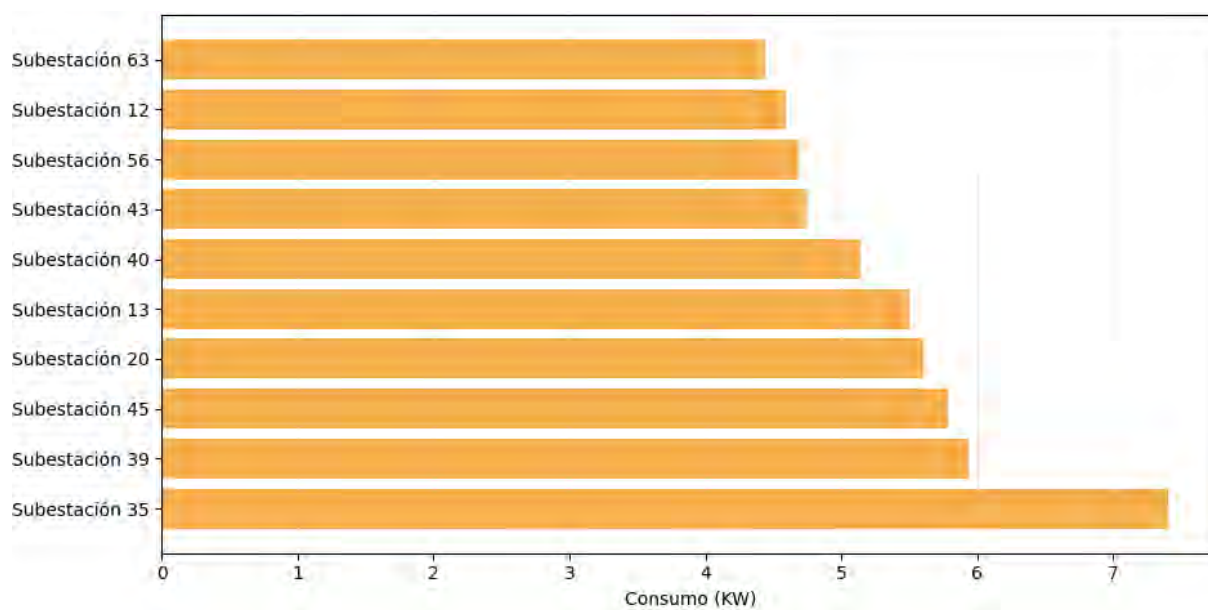


**Figura 4.5**  
distribución del consumo por tipo de luminaria



*Fuente:* Elaboración propia.

**Figura 4.6**  
Subestaciones con mayor consumo (kw)



*Fuente:* Elaboración propia.

#### **4.4. Uso de los Métodos de Tendencias de serie Temporales para el Pronóstico de la Demanda**

Existen diversas técnicas para el pronóstico de la demanda. En esta tesis, se abordan los métodos de tendencia de series temporales, los cuales consisten en observaciones de una variable registradas a intervalos regulares de tiempo. Entre los métodos más relevantes se encuentran la suavización exponencial, la media móvil y la regresión lineal.

La metodología seleccionada para la predicción de la demanda es un factor clave, ya que una proyección precisa permitirá garantizar planes de desarrollo óptimos, asegurando que las instalaciones estén correctamente dimensionadas o, al menos, que la desviación esperada se mantenga dentro de límites razonables.

##### **4.4.1.1. Suavización exponencial**

El suavizado exponencial es una técnica de series temporales utilizada frecuentemente para realizar pronósticos a mediano plazo. Para su aplicación, es fundamental contar con información histórica que permita calcular los valores futuros. Este método opera con distintos factores de suavización, lo que permite evaluar el grado de ajuste a los datos disponibles. Además, requiere únicamente tres valores para su cálculo, siguiendo la siguiente fórmula:

$$F_t = +\alpha \cdot F_{t-1} + (1 - \alpha) \cdot A_t \quad (4-3)$$

Donde:

- $F_t$ : Valor suavizado en el período t
- $A_t$ : Valor real en el período t (Tabla 4.5)
- $F_{t-1}$ : Valor suavizado en el período anterior
- $\alpha$ : Coeficiente de suavización

Para realizar toda esta formulación se hará apoyo de la herramienta de análisis de datos del programa Excel. Para los valores de la constante de suavización, se escogen valores de: 0.2,

0.3 y 0.5, estos valores indican que la predicción actual de la demanda debe ajustarse entre un 20%, 30% y 50% respectivamente del error en el pronóstico anterior.

Por otra parte, un coeficiente de suavización mayor a 1 genera una respuesta más rápida, pero producen predicciones erróneas, así también, escoger coeficientes de suavización demasiado pequeños acarrea en retrasos prolongados en los valores pronosticados.

Definiendo estos valores y para coeficientes de suavización de 0.2, 0.3 y 0.5 obtenemos las siguientes tablas de pronóstico.

A continuación se presenta el desarrollo para la primera serie de datos (SED 0060086), ya que los cálculos para las demás subestaciones fueron realizados de manera automatizada en Excel.

#### **Suavización exponencial con coeficiente $\alpha = 0.2$ - SED 0060086**

##### **Para 2019**

$$F_{2019} = A_{2019} = 23.03 \quad (4-4)$$

##### **Para 2020**

$$F_{2020} = 0.2 \times F_{2019} + 0.8 \times A_{2020} = 0.2 \times 23.03 + 0.8 \times 21.62 \approx 21.90 \quad (4-5)$$

##### **Para 2021**

$$F_{2021} = 0.2 \times F_{2020} + 0.8 \times A_{2021} = 0.2 \times 21.90 + 0.8 \times 19.80 = 20.22 \quad (4-6)$$

##### **Para 2022**

$$F_{2022} = 0.2 \times F_{2021} + 0.8 \times A_{2022} = 0.2 \times 20.22 + 0.8 \times 18.74 \approx 19.04 \quad (4-7)$$

##### **Para 2023**

$$F_{2023} = 0.2 \times F_{2022} + 0.8 \times A_{2023} = 0.2 \times 19.04 + 0.8 \times 19.03 \approx 19.03 \quad (4-8)$$

Para los años 2024- 2027 se utiliza una proyección basada en el máximo error histórico, el cual captura la desviación porcentual entre los valores reales y suavizados existentes. Este error máximo refleja la incertidumbre inherente de los datos y se usa para estimar crecimiento futuro (Makridakis y Hyndman, 2012).

$$F_t = F_{t-1} \times (1 + E_{max}) \quad (4-9)$$

- $F_t$ : Valor proyectado en el año t.
- $F_{t-1}$ : Valor suavizado del año anterior.
- $E_{max}$ : Máximo error porcentual histórico en forma decimal.

**Tabla 4.7**

*Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.2$ )*

Año	Real (At)	Suavizado (Ft)	Error Porcentual
2019	23.03	23.03	-
2020	21.62	21.9	1.30%
2021	19.8	20.22	<b>2.13%</b>
2022	18.74	19.04	1.58%
2023	19.03	19.03	0.01%

**Fuente:** *Elaboración propia.*

**Para 2024**

$$F_{2024} = F_{2023} \times (1 + 0.0213) = 19.03 \times 1.0213 \approx 19.43 \quad (4-10)$$

Donde 0.0213, es el máximo error porcentual de los periodos 2019-2023:

**Para 2025**

$$F_{2025} = F_{2024} \times (1 + E_{max}) = 19.43 \times 1.0213 = 19.847 \approx 19.85 \quad (4-11)$$

**Para 2026**

$$F_{2026} = F_{2025} \times (1 + E_{max}) = 19.85 \times 1.0213 \approx 20.27 \quad (4-12)$$

**Para 2027**

$$F_{2027} = F_{2026} \times (1 + E_{max}) = 20.27 \times 1.0213 \approx 20.70 \quad (4-13)$$

**Tabla 4.8**

*Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.2*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	21.90	20.22	19.04	19.03	19.43	19.85	20.27	20.70	0.250	1.25%
2	0060087	11.59	11.69	13.74	12.00	19.20	20.85	20.89	20.94	20.98	0.694	4.04%
3	0060099	27.50	28.94	30.77	32.79	30.13	30.81	31.19	31.57	31.96	0.496	1.61%
4	0060247	45.22	47.64	51.11	55.12	59.15	60.21	60.96	61.73	62.50	0.871	1.60%
5	0060187	9.85	10.81	10.21	10.93	10.31	10.54	10.69	10.85	11.02	0.182	1.71%
6	0060232	20.16	18.45	16.12	18.82	28.31	30.50	31.22	31.96	32.72	1.014	4.33%
7	0060252	83.78	88.24	94.09	100.72	104.57	106.26	107.23	108.21	109.20	1.300	1.33%
8	0060262	3.28	4.67	6.74	10.01	16.68	18.20	19.45	20.80	22.24	0.837	7.67%
9	0060267	11.32	12.11	12.91	14.10	15.10	15.41	15.65	15.89	16.13	0.237	1.71%
10	0060352	17.84	19.28	21.04	22.87	25.06	25.59	26.06	26.54	27.03	0.451	2.00%
11	0060347	16.12	17.44	18.89	20.61	22.55	23.02	23.45	23.89	24.33	0.402	1.97%
12	0060084	38.79	41.30	44.02	46.92	50.24	51.05	51.82	52.59	53.38	0.716	1.54%
13	0060083	43.68	46.50	49.68	53.52	89.06	97.14	98.60	100.07	101.57	2.836	3.48%
14	0060258	10.94	13.19	13.35	13.76	17.30	18.14	18.19	18.25	18.30	0.397	2.50%
15	0060057	3.07	4.03	3.89	3.69	7.41	8.24	8.31	8.39	8.46	0.314	4.76%
16	0060251	12.14	12.86	14.28	15.62	15.63	16.01	16.01	16.02	16.02	0.218	1.48%
17	0060025	15.84	25.50	25.48	23.26	25.38	27.57	27.58	27.59	27.59	0.875	3.29%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
18	0060132	7.34	8.97	9.61	9.90	14.23	15.23	15.34	15.45	15.56	0.430	3.44%
19	0060130	11.68	12.46	13.65	14.74	15.79	16.12	16.37	16.62	16.88	0.257	1.78%
20	0060024	19.64	24.49	26.96	24.29	93.82	108.48	110.91	113.40	115.94	4.970	6.35%
21	0060152	21.28	22.42	24.32	26.46	28.31	28.88	29.24	29.61	29.98	0.440	1.69%
22	0060364	130.90	138.15	147.43	157.86	137.02	142.43	144.28	146.14	148.04	2.987	2.11%
23	0060373	11.71	12.75	14.28	16.10	18.10	18.60	18.97	19.35	19.73	0.399	2.51%
24	0060376	20.65	22.35	23.02	24.01	25.36	25.84	26.03	26.21	26.40	0.295	1.23%
25	0060386	2.42	4.21	5.77	5.09	13.74	15.61	16.15	16.71	17.29	0.793	8.26%
26	0060388	32.31	34.00	36.13	38.48	40.99	41.60	42.11	42.63	43.15	0.542	1.42%
27	0060387	7.70	10.07	11.85	9.25	10.73	11.54	11.92	12.32	12.73	0.514	5.02%
28	0060097	11.32	12.33	12.91	12.57	12.54	12.79	12.80	12.81	12.82	0.122	0.96%
29	0060385	3.02	4.22	9.73	11.69	7.42	8.67	9.01	9.38	9.75	0.808	9.96%
30	0060390	19.22	20.51	22.26	24.14	23.92	24.38	24.44	24.49	24.55	0.322	1.41%
31	0060405	72.02	72.59	75.45	77.26	79.59	80.34	80.50	80.65	80.81	0.473	0.61%
32	0060346	6.28	9.71	16.82	15.82	15.30	16.76	16.90	17.05	17.19	0.753	5.03%
33	0060408	61.23	65.22	71.04	62.52	60.00	62.12	62.78	63.44	64.11	1.303	2.03%
34	0060240	3.39	5.06	3.83	4.59	5.31	5.77	5.96	6.15	6.35	0.273	5.89%
35	0060023	28.71	31.59	33.98	36.34	21.85	26.19	26.61	27.03	27.47	1.382	6.36%
36	0060137	9.23	10.22	11.54	13.98	32.85	36.98	37.85	38.75	39.66	1.476	5.47%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
37	0060234	4.11	5.87	7.76	8.93	9.78	10.47	10.69	10.92	11.15	0.355	4.50%
38	0060412	15.11	16.03	18.13	19.85	21.97	22.59	22.91	23.24	23.57	0.429	2.18%
39	0060402	15.61	15.80	15.89	20.10	21.20	22.26	22.29	22.32	22.35	0.350	1.68%
40	0060403	12.69	14.56	15.56	17.33	16.70	17.22	17.39	17.55	17.72	0.329	2.03%
41	0060125	7.68	6.99	7.15	7.94	9.07	9.35	9.40	9.45	9.51	0.173	2.14%
42	0060372	9.36	10.36	10.90	11.58	17.04	18.31	18.53	18.75	18.98	0.480	3.11%
43	0060124	49.06	43.02	40.98	39.21	40.08	41.54	41.76	41.98	42.21	0.670	1.65%
44	0060127	2.41	2.73	3.51	3.90	8.47	9.48	9.71	9.95	10.19	0.379	5.61%
45	0060136	6.82	8.87	7.87	8.39	10.72	11.31	11.48	11.66	11.84	0.369	3.86%
46	0060128	5.59	7.64	9.07	9.41	8.06	8.57	8.65	8.72	8.80	0.324	3.85%
47	0060165	10.76	17.90	19.48	18.12	21.69	23.65	24.10	24.57	25.04	0.853	4.23%
48	0060164	9.73	11.72	11.49	11.77	12.13	12.63	12.69	12.76	12.83	0.180	1.48%
49	0060111	8.72	9.69	8.24	9.92	10.55	11.04	11.20	11.37	11.54	0.296	3.15%
50	0060335	7.01	9.88	10.37	8.39	9.06	9.67	9.79	9.90	10.02	0.375	4.00%
51	0060239	9.46	9.87	10.38	11.85	12.02	12.38	12.42	12.46	12.50	0.160	1.40%
52	0060421	20.32	22.55	22.09	24.74	24.81	25.46	25.48	25.50	25.52	0.338	1.40%
53	0060427	4.39	5.06	5.98	7.63	7.19	7.56	7.68	7.80	7.92	0.229	3.39%
54	0060436	47.58	49.50	50.65	52.03	53.44	53.95	54.25	54.56	54.87	0.366	0.71%
55	0060119	16.98	16.70	17.88	20.22	20.19	20.75	20.76	20.77	20.78	0.239	1.22%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
56	0060238	15.73	11.39	13.03	12.53	21.94	24.25	24.49	24.74	24.99	0.993	6.07%
57	0060026	21.53	23.10	24.64	24.82	26.03	26.46	26.51	26.56	26.61	0.281	1.14%
58	0060225	31.36	31.59	32.78	35.35	36.13	36.78	36.85	36.91	36.98	0.298	0.85%
59	0060404	0.53	0.71	0.68	0.71	0.88	0.93	0.94	0.95	0.96	0.025	3.10%
60	0060424	8.51	10.02	11.26	13.52	14.82	15.41	15.74	16.08	16.42	0.394	3.12%
61	0060096	28.33	31.37	35.05	37.47	35.79	36.70	37.14	37.58	38.03	0.677	1.93%
62	0060334	6.72	8.38	10.54	11.71	9.93	10.41	10.66	10.92	11.19	0.423	4.18%
63	0060027	60.30	63.57	70.01	72.21	75.39	77.09	77.67	78.26	78.85	0.943	1.33%
64	0060440	12.43	16.26	15.97	18.92	21.03	22.21	22.31	22.41	22.52	0.575	3.06%
65	0060444	30.24	33.21	32.38	34.07	36.44	37.23	37.47	37.71	37.96	0.491	1.41%
66	0060112	2.15	2.38	2.77	2.14	13.44	15.77	16.15	16.53	16.92	0.785	7.80%
67	0060451	2.36	2.94	3.48	3.83	10.08	11.44	11.69	11.95	12.22	0.483	6.03%
68	0060456	4.57	6.28	8.41	9.34	10.47	11.13	11.41	11.68	11.97	0.369	4.34%
69	0060461	-	159.81	194.66	221.38	232.65	242.62	245.52	248.46	251.44	14.541	2.10%
70	0060464	-	60.13	76.09	75.60	78.39	82.30	82.43	82.56	82.69	4.960	1.51%
71	0060466	-	60.16	77.08	82.74	86.70	91.21	92.24	93.28	94.34	5.419	2.00%
72	0060415	15.91	9.54	9.61	11.05	12.85	13.29	13.31	13.33	13.36	0.605	6.69%
73	0060497	-	-	4.09	5.17	5.67	5.96	6.09	6.22	6.35	0.355	6.79%
74	0060469	-	-	-	-	4.26	4.54	4.83	5.15	5.49	0.266	1.63%

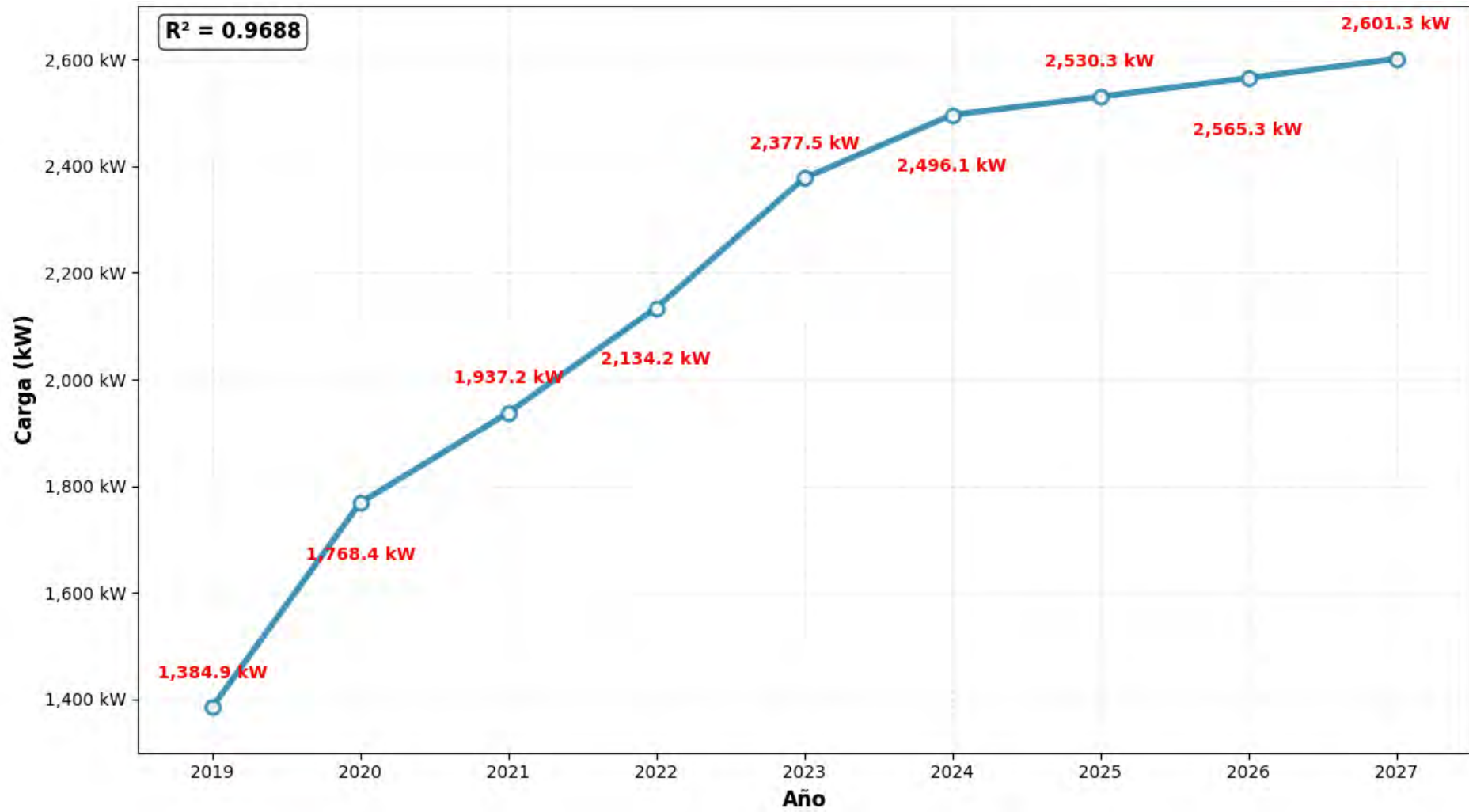


Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
75	0060475	-	-	-	30.95	23.45	25.49	27.70	30.11	32.73	2.404	2.17%
76	0060480	-	-	-	18.31	22.62	23.65	24.72	25.85	27.02	1.414	1.14%
77	0060484	-	-	-	9.65	12.63	13.33	14.07	14.85	15.67	0.789	1.39%
78	0060485	-	-	-	17.27	21.21	22.15	23.13	24.15	25.22	1.325	1.11%
79	0060260	6.67	6.91	4.16	3.68	3.89	4.66	4.70	4.73	4.77	0.229	6.32%
80	0060481	-	-	-	11.58	14.66	15.61	16.39	17.21	18.07	0.916	2.88%
<b>Total</b>		<b>1,384.9</b>	<b>1,768.4</b>	<b>1,937.2</b>	<b>2,134.2</b>	<b>2,377.5</b>	<b>2,496.1</b>	<b>2,530.3</b>	<b>2,565.3</b>	<b>2,601.3</b>		

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.7**

Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.2



Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para suavización exponencial = 0.2

$$R = \frac{n \sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{[n \sum X^2 - (\sum X)^2][n \sum Y^2 - (\sum Y)^2]}} \quad (4-14)$$

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92, 1768.36, 1937.18, 2134.18, 2377.49, 2496.07, 2530.26, 2565.33, 2601.35]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 19,795.14$
- $\sum XY = 40,186,348.77$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 45,125,789.63$

$$R = \frac{9 \times 40,186,348.77 - (18,207 \times 19,795.14)}{\sqrt{[9 \times 36,837,165 - 18,207^2][9 \times 45,125,789.63 - 19,795.14^2]}} \quad (4-15)$$

$$R = \frac{752,819.50}{1,259,230.95} = 0.9843 \quad (4-16)$$

$$R^2 = (0.9843)^2 = 0.9688 \quad (4-17)$$

Este valor evidencia una relación extremadamente fuerte y una buena aproximación del modelo a los valores observados.

### **Suavización exponencial con coeficiente $\alpha = 0.3$ - SED 0060086**

**Para 2019**

$$F_{2019} = A_{2019} = 23.03 \quad (4-18)$$

**Para 2020**

$$F_{2020} = 0.3 \times F_{2019} + 0.7 \times A_{2020} = 0.3 \times 23.03 + 0.7 \times 21.62 \approx 22.05 \quad (4-19)$$

**Para 2021**

$$F_{2021} = 0.3 \times F_{2020} + 0.7 \times A_{2021} = 0.3 \times 22.05 + 0.7 \times 19.80 \approx 20.48 \quad (4-20)$$

**Para 2022**

$$F_{2022} = 0.3 \times F_{2021} + 0.7 \times A_{2022} = 0.3 \times 20.48 + 0.7 \times 18.74 \approx 19.26 \quad (4-21)$$

**Para 2023**

$$F_{2023} = 0.3 \times F_{2022} + 0.7 \times A_{2023} = 0.3 \times 19.26 + 0.7 \times 19.03 \approx 19.10 \quad (4-22)$$

**Tabla 4.9**

*Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.3$ )*

Año	Real (At)	Suavizado (Ft)	Error Porcentual
2020	21.62	22.05	1.99%
2021	19.8	20.48	<b>3.43%</b>
2022	18.74	19.26	2.78%
2023	19.03	19.1	0.37%

**Fuente:** *Elaboración propia.*

**Para 2024**

$$F_{2024} = F_{2023} \times (1 + 0.0343) = 19.10 \times 1.0343 \approx 19.76 \quad (4-23)$$

**Para 2025**

$$F_{2025} = F_{2024} \times (1 + E_{max}) = 19.76 \times 1.0343 \approx 20.44 \quad (4-24)$$

**Para 2026**

$$F_{2026} = F_{2025} \times (1 + E_{max}) = 20.44 \times 1.0343 \approx 21.14 \quad (4-25)$$

**Para 2027**

$$F_{2027} = F_{2026} \times (1 + E_{max}) = 21.14 \times 1.0343 \approx 21.87 \quad (4-26)$$

**Tabla 4.10**

*Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.3*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	22.05	20.47	19.26	19.10	19.75	20.42	21.12	21.84	0.421	2.12%
2	0060087	11.59	11.67	13.48	12.14	18.35	20.67	20.73	20.80	20.86	1.012	5.85%
3	0060099	27.50	28.76	30.49	32.45	30.36	31.28	31.86	32.45	33.04	0.754	2.44%
4	0060247	45.22	47.34	50.59	54.46	58.45	60.18	61.31	62.46	63.64	1.418	2.59%
5	0060187	9.85	10.69	10.25	10.85	10.37	10.70	10.91	11.11	11.32	0.255	2.39%
6	0060232	20.16	18.67	16.48	18.59	27.05	30.25	31.33	32.44	33.60	1.527	6.51%
7	0060252	83.78	87.68	93.19	99.62	103.76	106.55	108.34	110.16	112.01	2.141	2.18%
8	0060262	3.28	4.50	6.43	9.51	15.70	17.96	19.83	21.88	24.15	1.330	12.11%
9	0060267	11.32	12.01	12.78	13.91	14.92	15.42	15.79	16.17	16.56	0.386	2.78%
10	0060352	17.84	19.10	20.77	22.56	24.69	25.57	26.28	27.00	27.74	0.734	3.23%
11	0060347	16.12	17.27	18.66	20.33	22.22	23.01	23.65	24.30	24.98	0.654	3.20%
12	0060084	38.79	40.99	43.59	46.43	49.68	51.03	52.18	53.35	54.55	1.166	2.50%
13	0060083	43.68	46.15	49.18	52.89	84.43	96.08	98.24	100.44	102.70	4.366	5.38%
14	0060258	10.94	12.91	13.25	13.68	16.83	18.08	18.28	18.47	18.67	0.631	3.99%
15	0060057	3.07	3.91	3.88	3.71	6.95	8.11	8.14	8.18	8.21	0.459	6.85%
16	0060251	12.14	12.77	14.07	15.39	15.56	16.15	16.23	16.31	16.38	0.367	2.47%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
17	0060025	15.84	24.29	25.12	23.43	25.17	28.43	28.83	29.23	29.63	1.360	5.10%
18	0060132	7.34	8.77	9.47	9.83	13.66	15.13	15.36	15.59	15.83	0.677	5.47%
19	0060130	11.68	12.36	13.47	14.55	15.60	16.13	16.50	16.88	17.27	0.420	2.90%
20	0060024	19.64	23.88	26.47	24.48	85.18	105.11	108.91	112.84	116.91	7.449	9.53%
21	0060152	21.28	22.28	24.04	26.11	27.98	28.90	29.44	29.99	30.56	0.717	2.75%
22	0060364	130.90	137.24	145.99	156.12	139.10	146.80	149.65	152.56	155.52	4.526	3.17%
23	0060373	11.71	12.62	14.05	15.81	17.76	18.57	19.12	19.70	20.29	0.648	4.06%
24	0060376	20.65	22.14	22.88	23.84	25.14	25.85	26.20	26.56	26.92	0.482	2.01%
25	0060386	2.42	3.99	5.51	5.10	12.66	15.24	15.79	16.36	16.95	1.186	12.25%
26	0060388	32.31	33.79	35.80	38.08	40.55	41.59	42.35	43.13	43.92	0.883	2.31%
27	0060387	7.70	9.78	11.54	9.48	10.61	11.70	12.21	12.74	13.30	0.753	7.28%
28	0060097	11.32	12.21	12.80	12.58	12.54	12.92	12.94	12.96	12.97	0.185	1.46%
29	0060385	3.02	4.07	8.99	11.22	7.81	9.61	10.36	11.18	12.05	1.244	14.95%
30	0060390	19.22	20.35	21.99	23.83	23.85	24.61	24.62	24.63	24.64	0.496	2.16%
31	0060405	72.02	72.52	75.07	76.92	79.20	80.34	80.57	80.81	81.04	0.769	0.99%
32	0060346	6.28	9.28	15.80	15.64	15.31	17.61	17.69	17.76	17.84	1.072	7.14%
33	0060408	61.23	64.72	70.17	63.32	60.56	63.50	64.77	66.06	67.37	1.987	3.08%
34	0060240	3.39	4.85	3.92	4.52	5.20	5.79	6.10	6.42	6.76	0.392	8.34%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
35	0060023	28.71	31.23	33.57	35.92	23.53	30.39	31.22	32.07	32.94	2.100	9.52%
36	0060137	9.23	10.10	11.34	13.61	30.38	36.20	37.48	38.81	40.19	2.266	8.46%
37	0060234	4.11	5.65	7.46	8.70	9.61	10.61	11.03	11.46	11.90	0.589	7.38%
38	0060412	15.11	15.92	17.83	19.55	21.62	22.57	23.05	23.54	24.04	0.697	3.52%
39	0060402	15.61	15.78	15.87	19.56	20.91	22.47	22.53	22.58	22.64	0.568	2.72%
40	0060403	12.69	14.32	15.37	17.05	16.70	17.48	17.64	17.80	17.96	0.505	3.11%
41	0060125	7.68	7.07	7.16	7.84	8.90	9.33	9.38	9.42	9.47	0.260	3.19%
42	0060372	9.36	10.24	10.79	11.46	16.33	18.17	18.56	18.96	19.37	0.747	4.87%
43	0060124	49.06	43.78	41.46	39.57	40.08	42.27	42.49	42.72	42.95	1.071	2.63%
44	0060127	2.41	2.69	3.40	3.82	7.87	9.30	9.70	10.11	10.54	0.585	8.76%
45	0060136	6.82	8.62	7.92	8.34	10.42	11.27	11.51	11.76	12.01	0.535	5.53%
46	0060128	5.59	7.38	8.82	9.30	8.19	8.97	9.16	9.36	9.56	0.515	6.06%
47	0060165	10.76	17.01	19.01	18.15	21.25	24.14	24.64	25.16	25.68	1.309	6.47%
48	0060164	9.73	11.48	11.44	11.72	12.07	12.81	12.83	12.84	12.86	0.258	2.12%
49	0060111	8.72	9.57	8.39	9.76	10.43	11.10	11.39	11.70	12.01	0.437	4.62%
50	0060335	7.01	9.52	10.20	8.59	9.03	9.95	10.16	10.37	10.58	0.562	5.94%
51	0060239	9.46	9.82	10.30	11.64	11.93	12.50	12.62	12.75	12.88	0.265	2.31%
52	0060421	20.32	22.27	22.06	24.40	24.70	25.67	25.78	25.88	25.98	0.513	2.12%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
53	0060427	4.39	4.97	5.84	7.38	7.17	7.76	7.86	7.96	8.06	0.342	5.05%
54	0060436	47.58	49.26	50.44	51.79	53.19	53.95	54.49	55.03	55.58	0.601	1.16%
55	0060119	16.98	16.74	17.74	19.88	20.09	20.98	21.07	21.16	21.25	0.385	1.96%
56	0060238	15.73	11.93	12.99	12.58	20.78	24.06	24.40	24.74	25.09	1.442	8.76%
57	0060026	21.53	22.90	24.39	24.72	25.85	26.50	26.66	26.81	26.97	0.463	1.87%
58	0060225	31.36	31.56	32.62	34.99	35.92	36.94	37.04	37.14	37.24	0.489	1.39%
59	0060404	0.53	0.68	0.68	0.70	0.86	0.93	0.94	0.94	0.95	0.037	4.49%
60	0060424	8.51	9.83	11.05	13.17	14.55	15.49	16.09	16.72	17.37	0.647	5.08%
61	0060096	28.33	30.99	34.48	37.00	35.85	37.34	37.86	38.39	38.92	1.051	2.98%
62	0060334	6.72	8.18	10.21	11.47	10.08	10.87	11.36	11.87	12.40	0.657	6.43%
63	0060027	60.30	63.16	69.09	71.66	74.83	77.48	78.66	79.85	81.06	1.557	2.19%
64	0060440	12.43	15.78	15.86	18.52	20.65	22.37	22.42	22.47	22.51	0.881	4.65%
65	0060444	30.24	32.84	32.37	33.86	36.08	37.26	37.49	37.72	37.96	0.725	2.08%
66	0060112	2.15	2.35	2.71	2.20	12.04	15.17	15.71	16.27	16.85	1.170	11.53%
67	0060451	2.36	2.87	3.39	3.76	9.28	11.17	11.62	12.09	12.57	0.742	9.41%
68	0060456	4.57	6.07	8.08	9.13	10.26	11.25	11.76	12.29	12.85	0.610	7.11%
69	0060461	-	139.83	184.31	214.93	229.31	250.80	250.80	250.80	250.80	24.569	4.44%
70	0060464	-	52.62	71.84	74.39	77.68	85.67	85.67	85.67	85.67	8.323	3.38%

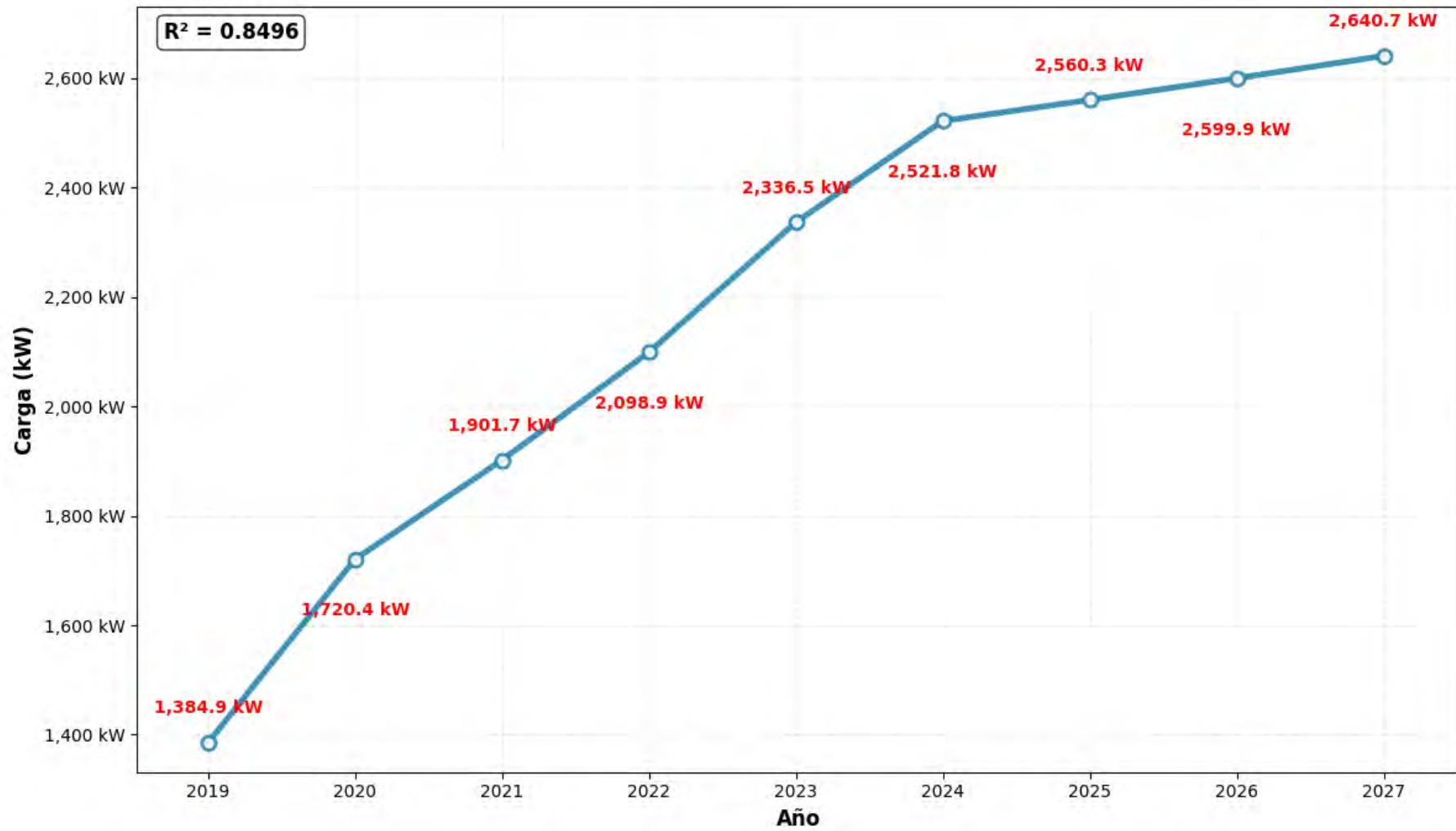


Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
71	0060466	-	52.64	72.71	80.72	85.60	94.65	94.65	94.65	94.65	9.171	4.26%
72	0060415	15.91	10.34	9.84	10.94	12.59	13.27	13.56	13.86	14.17	0.946	10.43%
73	0060497	-	-	3.58	4.88	5.52	6.09	6.09	6.09	6.09	0.592	11.26%
74	0060469	-	-	-	-	3.73	3.97	3.97	3.97	3.97	0.399	1.63%
75	0060475	-	-	-	27.08	23.22	25.01	25.01	25.01	25.01	3.315	1.92%
76	0060480	-	-	-	16.02	21.39	23.47	23.47	23.47	23.47	2.292	2.43%
77	0060484	-	-	-	8.45	11.89	13.20	13.20	13.20	13.20	1.274	2.76%
78	0060485	-	-	-	15.11	20.07	21.99	21.99	21.99	21.99	2.150	2.39%
79	0060260	6.67	6.88	4.50	3.84	3.91	5.06	5.10	5.14	5.18	0.355	9.81%
80	0060481	-	-	-	10.14	13.84	15.26	15.26	15.26	15.26	0.421	4.20%

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.8**

Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.3



*Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.*

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para suavización exponencial = 0.3

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92, 1720.43, 1901.70, 2098.91, 2336.49, 2521.80, 2560.26, 2599.88, 2640.69]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 19,765.08$
- $\sum XY = 40,142,767.64$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 44,912,190.39$

$$RR = \frac{9 \times 87,819.84 - (36 \times 19,765.08)}{\sqrt{[9 \times 204 - 36^2][9 \times 44,912,190.39 - 19,765.08^2]}} \quad (4-27)$$

$$R = \frac{78,835.68}{85,540.21} = 0.9217 \quad (4-28)$$

$$R^2 = (0.9217)^2 = 0.8496 \quad (4-29)$$

Este valor evidencia una relación fuerte del modelo a los valores observados, explicando aproximadamente el 85% de la variabilidad de los datos.

**Suavización exponencial con coeficiente  $\alpha = 0.5$  - SED 0060086**

**Para 2019**

$$F_{2019} = A_{2019} = 23.03 \quad (4-30)$$

**Para 2020**

$$F_{2020} = 0.5 \times F_{2019} + 0.5 \times A_{2020} = 0.3 \times 23.03 + 0.7 \times 21.62 \approx 22.33 \quad (4-31)$$

**Para 2021**

$$F_{2021} = 0.5 \times F_{2020} + 0.5 \times A_{2021} = 0.3 \times 22.05 + 0.7 \times 19.80 \approx 21.07 \quad (4-32)$$

**Para 2022**

$$F_{2022} = 0.5 \times F_{2021} + 0.5 \times A_{2022} = 0.3 \times 20.48 + 0.7 \times 18.74 \approx 19.91 \quad (4-33)$$

**Para 2023**

$$F_{2023} = 0.5 \times F_{2022} + 0.5 \times A_{2023} = 0.3 \times 19.26 + 0.7 \times 19.03 \approx 19.47 \quad (4-34)$$

**Tabla 4.11**

*Cálculo de Error Porcentual para SED 0060086 ( $\alpha = 0.5$ )*

Año	Real (At)	Suavizado (Ft)	Error Porcentual
2020	21.62	22.33	3.28%
2021	19.8	21.06	<b>6.36%</b>
2022	18.74	19.9	6.19%
2023	19.03	19.2	0.89%

**Fuente:** *Elaboración propia.*

**Para 2024**

$$F_{2024} = F_{2023} \times (1 + 0.0636) = 19.20 \times 1.0636 = 20.421 \approx 20.42 \quad (4-35)$$

**Para 2025**

$$F_{2025} = F_{2024} \times (1 + 0.0636) = 20.42 \times 1.0636 \approx 21.74 \quad (4-36)$$

**Para 2026**

$$F_{2026} = F_{2025} \times (1 + 0.0636) = 21.72 \times 1.0636 \approx 23.12 \quad (4-37)$$

**Para 2027**

$$F_{2027} = F_{2026} \times (1 + 0.0636) = 23.10 \times 1.0636 \approx 24.60 \quad (4-38)$$

**Tabla 4.12**

*Resultados del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial con coeficiente 0.5*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	22.33	21.06	19.90	19.20	20.43	21.74	23.12	24.60	0.826	4.19%
2	0060087	11.59	11.65	12.95	12.26	19.26	21.02	21.12	21.23	21.34	0.952	6.00%
3	0060099	27.50	28.40	29.81	31.55	29.89	31.45	31.89	32.34	32.80	1.117	3.56%
4	0060247	45.22	46.73	49.36	52.74	58.68	62.21	63.75	65.32	66.93	2.251	4.17%
5	0060187	9.85	10.45	10.25	10.68	10.26	10.82	10.93	11.05	11.16	0.334	3.08%
6	0060232	20.16	19.09	17.32	18.41	28.22	31.45	33.20	35.05	37.01	1.597	7.73%
7	0060252	83.78	86.57	91.06	96.72	103.77	109.50	111.33	113.19	115.08	3.676	3.76%
8	0060262	3.28	4.15	5.70	8.27	16.33	20.20	22.42	24.88	27.61	1.750	18.34%
9	0060267	11.32	11.81	12.46	13.43	14.97	15.97	16.37	16.78	17.20	0.624	4.55%
10	0060352	17.84	18.74	20.11	21.72	24.83	26.54	27.35	28.18	29.03	1.165	5.23%
11	0060347	16.12	16.94	18.10	19.57	22.34	23.91	24.63	25.37	26.13	1.036	5.16%
12	0060084	38.79	40.36	42.53	45.09	49.87	52.55	53.78	55.04	56.33	1.874	4.08%
13	0060083	43.68	45.45	47.96	51.22	88.60	97.06	100.69	104.45	108.36	4.221	6.06%
14	0060258	10.94	12.35	12.87	13.36	17.22	18.98	19.66	20.36	21.09	0.847	5.75%
15	0060057	3.07	3.67	3.77	3.70	7.42	8.46	8.60	8.75	8.89	0.422	7.34%
16	0060251	12.14	12.59	13.61	14.78	15.46	16.60	16.78	16.96	17.15	0.703	4.72%
17	0060025	15.84	21.88	23.67	23.19	25.37	30.85	31.50	32.16	32.83	2.214	8.22%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
18	0060132	7.34	8.36	9.07	9.52	14.15	15.69	16.40	17.15	17.93	0.834	7.55%
19	0060130	11.68	12.16	13.05	14.03	15.65	16.67	17.09	17.51	17.95	0.689	4.81%
20	0060024	19.64	22.67	25.12	24.37	93.83	108.48	111.93	115.48	119.14	5.900	9.87%
21	0060152	21.28	21.99	23.39	25.19	28.06	29.93	30.68	31.44	32.23	1.158	4.49%
22	0060364	130.90	135.43	142.59	151.53	135.75	143.31	147.60	152.02	156.56	6.142	4.14%
23	0060373	11.71	12.36	13.51	15.04	17.88	19.53	20.28	21.05	21.86	1.010	6.47%
24	0060376	20.65	21.71	22.45	23.35	25.23	26.41	26.90	27.39	27.89	0.794	3.35%
25	0060386	2.42	3.54	4.85	4.88	13.70	17.00	17.12	17.24	17.36	1.168	14.98%
26	0060388	32.31	33.36	35.02	37.04	40.70	42.81	43.75	44.71	45.69	1.411	3.74%
27	0060387	7.70	9.18	10.74	9.67	10.81	12.32	12.63	12.96	13.29	1.099	10.40%
28	0060097	11.32	11.95	12.50	12.49	12.52	13.15	13.16	13.17	13.17	0.299	2.33%
29	0060385	3.02	3.77	7.44	9.81	7.04	9.37	10.39	11.52	12.77	1.869	19.98%
30	0060390	19.22	20.03	21.36	22.99	23.69	25.25	25.44	25.62	25.81	0.985	4.27%
31	0060405	72.02	72.37	74.27	75.99	79.34	81.31	81.71	82.11	82.51	1.202	1.56%
32	0060346	6.28	8.42	13.51	14.54	15.04	19.15	19.31	19.47	19.63	2.096	13.77%
33	0060408	61.23	63.72	68.11	64.25	60.35	64.21	65.26	66.34	67.42	2.930	4.46%
34	0060240	3.39	4.44	3.98	4.38	5.27	6.27	6.52	6.78	7.06	0.529	11.08%
35	0060023	28.71	30.51	32.54	34.73	21.53	25.43	26.85	28.34	29.92	2.332	8.88%
36	0060137	9.23	9.85	10.86	12.72	32.60	36.91	39.10	41.41	43.85	2.115	10.11%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
37	0060234	4.11	5.21	6.72	7.97	9.59	11.35	11.81	12.29	12.78	1.067	13.35%
38	0060412	15.11	15.69	17.17	18.73	21.75	23.48	24.27	25.08	25.92	1.093	5.63%
39	0060402	15.61	15.73	15.82	18.48	20.88	23.51	23.65	23.78	23.91	0.869	4.18%
40	0060403	12.69	13.86	14.83	16.30	16.50	17.86	17.92	17.97	18.02	0.916	5.63%
41	0060125	7.68	7.25	7.22	7.68	9.02	9.59	9.63	9.66	9.70	0.313	3.98%
42	0060372	9.36	9.99	10.51	11.13	16.95	18.29	19.16	20.06	21.01	0.807	5.96%
43	0060124	49.06	45.29	42.88	40.82	40.40	44.08	44.19	44.31	44.42	2.087	5.15%
44	0060127	2.41	2.61	3.16	3.58	8.41	9.64	10.33	11.07	11.86	0.593	11.24%
45	0060136	6.82	8.10	7.86	8.19	10.68	12.15	12.53	12.93	13.34	0.620	6.56%
46	0060128	5.59	6.87	8.15	8.83	7.94	9.19	9.46	9.73	10.00	0.865	9.82%
47	0060165	10.76	15.22	17.55	17.66	21.59	26.49	26.66	26.83	27.01	1.971	9.84%
48	0060164	9.73	10.98	11.20	11.52	12.09	13.32	13.47	13.62	13.78	0.484	4.01%
49	0060111	8.72	9.33	8.60	9.47	10.46	11.43	11.69	11.96	12.24	0.613	6.51%
50	0060335	7.01	8.80	9.65	8.77	9.13	10.68	10.78	10.89	11.00	0.901	9.26%
51	0060239	9.46	9.71	10.11	11.17	11.88	12.90	13.09	13.29	13.48	0.472	4.11%
52	0060421	20.32	21.71	21.84	23.62	24.59	26.31	26.47	26.63	26.79	0.887	3.65%
53	0060427	4.39	4.81	5.51	6.78	7.02	8.13	8.20	8.27	8.34	0.611	8.96%
54	0060436	47.58	48.78	49.86	51.11	53.25	54.53	55.07	55.62	56.17	1.017	1.98%
55	0060119	16.98	16.81	17.49	19.15	19.97	21.56	21.78	22.01	22.23	0.679	3.44%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
56	0060238	15.73	13.02	13.23	12.81	22.00	27.78	28.21	28.65	29.10	1.407	10.16%
57	0060026	21.53	22.51	23.77	24.32	25.93	27.23	27.65	28.07	28.50	0.798	3.24%
58	0060225	31.36	31.50	32.29	34.14	35.89	37.74	37.91	38.08	38.25	0.805	2.29%
59	0060404	0.53	0.64	0.66	0.69	0.88	1.00	1.03	1.05	1.07	0.050	6.46%
60	0060424	8.51	9.45	10.51	12.30	14.57	16.42	17.03	17.67	18.34	1.089	8.66%
61	0060096	28.33	30.23	33.10	35.59	35.41	38.23	38.28	38.33	38.38	1.825	5.14%
62	0060334	6.72	7.76	9.42	10.71	9.73	11.19	11.48	11.78	12.08	1.059	10.04%
63	0060027	60.30	62.34	66.98	69.87	74.92	79.78	81.10	82.45	83.81	2.709	3.82%
64	0060440	12.43	14.83	15.36	17.51	20.75	23.64	24.43	25.26	26.10	1.473	7.99%
65	0060444	30.24	32.10	32.13	33.31	36.28	38.26	38.31	38.35	38.39	0.953	2.75%
66	0060112	2.15	2.29	2.58	2.28	13.46	15.78	16.72	17.72	18.77	0.883	12.12%
67	0060451	2.36	2.72	3.17	3.54	10.03	11.42	12.51	13.71	15.02	0.702	11.91%
68	0060456	4.57	5.64	7.29	8.43	10.29	12.18	12.71	13.26	13.83	1.081	12.66%
69	0060461	-	99.88	151.62	189.84	226.35	283.93	283.93	283.93	283.93	49.742	11.52%
70	0060464	-	37.58	58.83	67.16	76.70	97.05	97.05	97.05	97.05	17.386	10.15%
71	0060466	-	37.60	59.46	71.80	84.51	107.23	107.23	107.23	107.23	18.745	11.29%
72	0060415	15.91	11.93	10.78	11.09	12.86	14.40	14.80	15.21	15.63	1.473	17.04%
73	0060497	-	-	2.56	4.00	5.44	6.88	6.88	6.88	6.88	1.090	20.68%
74	0060469	-	-	-	-	4.26	4.54	4.54	4.54	4.54	0.266	1.63%

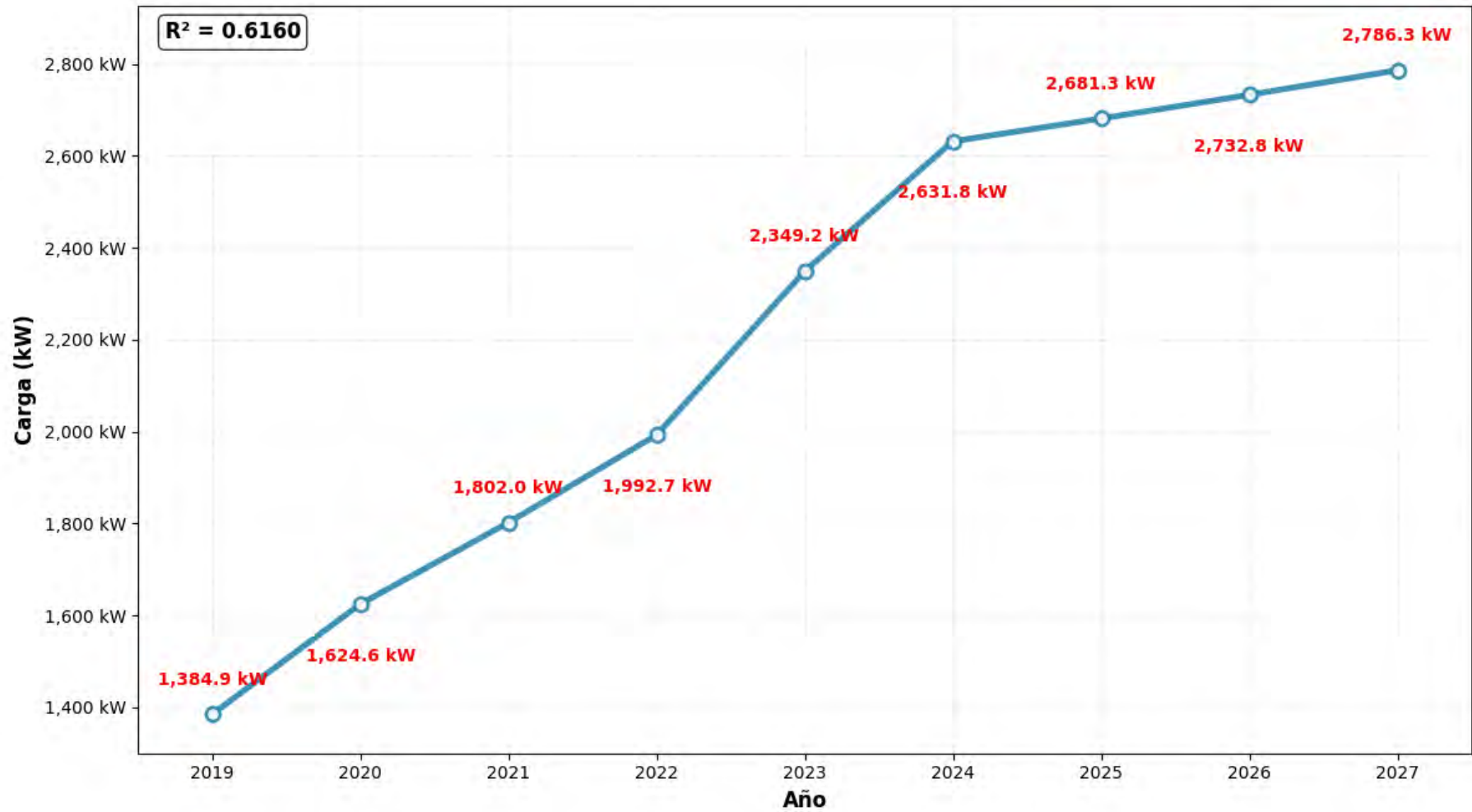


Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
75	0060475	-	-	-	19.35	21.13	21.56	21.56	21.56	21.56	4.948	0.52%
76	0060480	-	-	-	11.44	21.25	23.44	23.44	23.44	23.44	3.473	2.59%
77	0060484	-	-	-	6.03	11.90	13.21	13.21	13.21	13.21	1.875	2.74%
78	0060485	-	-	-	10.79	19.91	21.96	21.96	21.96	21.96	3.268	2.57%
79	0060260	6.67	6.82	5.15	4.35	4.02	5.96	6.08	6.21	6.34	0.673	18.63%
80	0060481	-	-	-	7.24	13.79	15.25	15.25	15.25	15.25	2.219	4.29%

***Fuente:*** Elaboración propia.

**Figura 4.9**

Curva del pronóstico de la demanda usando una suavización exponencial = 0.5



*Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.*

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para suavización exponencial = 0.5

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92, 1624.57, 1801.98, 1992.70, 2349.19, 2631.78, 2681.30, 2732.78, 2786.31]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 19,985.53$
- $\sum XY = 40,142,767.64$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 44,912,190.39$

$$RR = \frac{9 \times 87,819.84 - (36 \times 19,765.08)}{\sqrt{[9 \times 204 - 36^2][9 \times 44,912,190.39 - 19,765.08^2]}} \quad (4-39)$$

$$r = \frac{1,231,219.79}{6,444.6} \approx 0.7851 \quad (4-40)$$

$$R^2 = (0.7851)^2 \approx 0.616 \quad (4-41)$$

Existe una relación positiva moderadamente entre el paso del tiempo y los valores de carga, donde el modelo explica aproximadamente el 62 % de la variabilidad de los datos observados.

Asimismo, en cada tabla se añadieron las columnas **EAM** y **EPAM**. El **EAM** (Error Absoluto Medio) se define como la diferencia absoluta entre la demanda real y el valor pronosticado. Por otro lado, el **EPAM** (Error Promedio Absoluto Medio) representa la diferencia entre la demanda real y la pronosticada, expresada en porcentaje.

#### 4.4.1.2. Regresión lineal

El método de regresión lineal es adecuado cuando la demanda sigue una tendencia lineal. Su objetivo es comprender la naturaleza probabilística de la regresión, permitiendo estimar el crecimiento de la demanda en función de una variable observada, como el tiempo.

A partir de la información histórica analizada previamente y estableciendo la variable tiempo con el año 2019 como periodo 0, el 2020 como 1 y así sucesivamente hasta el 2027, se obtiene la siguiente ecuación de regresión lineal.

$$Y_t = a + b \cdot t \quad (4.42)$$

Donde:

- $Y_t$ : Valor pronosticado en el período  $t$
- $t$ : Variable temporal (año codificado como 0, 1, 2, ...)
- $a$ : Intercepto
- $b$ : Pendiente

La ecuación será:

$$Y_t = 23.03 - 1.41 \cdot t \quad (4.43)$$

#### **Cálculo de pronósticos 2019-2027:**

Para 2019 ( $t=0$ ):

$$Y_0 = 23.03 - 1.41 \cdot 0 = 23.03 \quad (4.44)$$

Para 2020 ( $t=1$ ):

$$Y_1 = 23.03 - 1.41 \cdot 1 = 21.62 \quad (4.45)$$

Para 2021 ( $t=2$ ):

$$Y_2 = 23.03 - 1.41 \cdot 2 = 20.21 \quad (4.46)$$

Para 2022 ( $t=3$ ):

$$Y_3 = 23.03 - 1.41 \cdot 3 = 18.80 \approx 18.81 \quad (4.47)$$

Para 2023 ( $t=4$ ):

$$Y_4 = 23.03 - 1.41 \cdot 4 = 17.39 \approx 17.40 \quad (4.48)$$

Para 2024 ( $t=5$ ):

$$Y_5 = 23.03 - 1.41 \cdot 5 = 15.98 \approx 15.99 \quad (4.49)$$

Para 2025 ( $t=6$ ):

$$Y_6 = 23.03 - 1.41 \cdot 6 = 14.57 \approx 14.58 \quad (4.50)$$

Para 2026 ( $t=7$ ):

$$Y_7 = 23.03 - 1.41 \cdot 7 = 13.16 \approx 13.17 \quad (4.51)$$

Para 2027 ( $t=8$ ):

$$Y_8 = 23.03 - 1.41 \cdot 8 = 11.75 \approx 11.76 \quad (4.52)$$

Aplicando la regresión lineal para los años de estudio obtenemos la siguiente tabla de proyecciones.

**Tabla 4.13***Resultados del pronóstico de la demanda usando la regresión lineal*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		0	1	2	3	4	5	6	7	8		
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	21.62	20.21	18.81	17.40	15.99	14.58	13.17	11.76	0.528	2.75%
2	0060087	11.59	11.71	11.83	11.95	12.07	12.19	12.30	12.42	12.54	2.939	15.73%
3	0060099	27.50	29.30	31.10	32.89	34.69	36.49	38.29	40.08	41.88	1.437	4.83%
4	0060247	45.22	48.24	51.26	54.28	57.31	60.33	63.35	66.37	69.39	1.353	2.35%
5	0060187	9.85	11.05	12.25	13.46	14.66	15.86	17.07	18.27	19.47	2.261	21.82%
6	0060232	20.16	18.03	15.89	13.75	11.61	9.47	7.33	5.20	3.06	6.289	23.46%
7	0060252	83.78	89.36	94.94	100.52	106.10	111.68	117.26	122.84	128.42	0.760	0.75%
8	0060262	3.28	5.02	6.75	8.49	10.22	11.96	13.69	15.43	17.16	2.744	18.22%
9	0060267	11.32	12.30	13.29	14.28	15.27	16.26	17.25	18.23	19.22	0.094	0.68%
10	0060352	17.84	19.64	21.44	23.23	25.03	26.83	28.63	30.42	32.22	0.181	0.73%
11	0060347	16.12	17.77	19.41	21.06	22.70	24.35	26.00	27.64	29.29	0.127	0.59%
12	0060084	38.79	41.93	45.07	48.21	51.35	54.49	57.63	60.77	63.91	0.304	0.64%
13	0060083	43.68	47.21	50.74	54.27	57.80	61.33	64.86	68.39	71.92	10.157	10.48%
14	0060258	10.94	13.75	16.56	19.37	22.18	25.00	27.81	30.62	33.43	3.173	21.38%
15	0060057	3.07	4.27	5.48	6.69	7.89	9.10	10.30	11.51	12.72	1.278	32.70%
16	0060251	12.14	13.04	13.94	14.84	15.74	16.64	17.54	18.45	19.35	0.477	3.09%
17	0060025	15.84	27.91	39.98	52.05	64.12	76.19	88.26	100.33	112.40	20.517	83.41%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		0	1	2	3	4	5	6	7	8		
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
18	0060132	7.34	9.38	11.42	13.45	15.49	17.53	19.56	21.60	23.64	1.326	13.21%
19	0060130	11.68	12.65	13.62	14.59	15.56	16.52	17.49	18.46	19.43	0.311	2.06%
20	0060024	19.64	25.70	31.76	37.82	43.88	49.95	56.01	62.07	68.13	21.423	33.95%
21	0060152	21.28	22.70	24.13	25.55	26.98	28.40	29.83	31.25	32.68	0.975	3.56%
22	0060364	130.90	139.96	149.02	158.08	167.13	176.19	185.25	194.31	203.37	9.611	7.19%
23	0060373	11.71	13.01	14.31	15.61	16.91	18.21	19.50	20.80	22.10	0.751	4.32%
24	0060376	20.65	22.78	24.91	27.04	29.18	31.31	33.44	35.57	37.70	1.996	8.11%
25	0060386	2.42	4.66	6.91	9.15	11.40	13.64	15.89	18.13	20.38	2.372	31.63%
26	0060388	32.31	34.42	36.53	38.64	40.75	42.86	44.97	47.08	49.19	0.356	0.88%
27	0060387	7.70	10.67	13.64	16.61	19.58	22.55	25.52	28.49	31.46	4.459	45.14%
28	0060097	11.32	12.59	13.86	15.13	16.40	17.67	18.93	20.20	21.47	1.829	14.55%
29	0060385	3.02	4.52	6.02	7.52	9.03	10.53	12.03	13.53	15.03	3.101	31.50%
30	0060390	19.22	20.83	22.44	24.05	25.66	27.27	28.88	30.48	32.09	0.654	2.74%
31	0060405	72.02	72.73	73.44	74.15	74.87	75.58	76.29	77.00	77.71	2.898	3.69%
32	0060346	6.28	10.57	14.85	19.14	23.43	27.71	32.00	36.29	40.57	3.893	24.38%
33	0060408	61.23	66.21	71.20	76.18	81.16	86.14	91.13	96.11	101.09	9.722	16.16%
34	0060240	3.39	5.48	7.56	9.65	11.73	13.82	15.90	17.99	20.07	3.788	82.54%
35	0060023	28.71	32.31	35.92	39.52	43.12	46.73	50.33	53.93	57.54	7.209	36.88%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		0	1	2	3	4	5	6	7	8		
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
36	0060137	9.23	10.47	11.70	12.94	14.18	15.42	16.65	17.89	19.13	6.300	18.73%
37	0060234	4.11	6.32	8.52	10.73	12.93	15.14	17.34	19.55	21.75	1.181	12.28%
38	0060412	15.11	16.26	17.41	18.57	19.72	20.87	22.02	23.17	24.32	1.436	6.87%
39	0060402	15.61	15.85	16.09	16.33	16.57	16.81	17.05	17.29	17.53	2.478	11.70%
40	0060403	12.69	15.02	17.36	19.70	22.04	24.38	26.71	29.05	31.39	2.243	13.46%
41	0060125	7.68	6.82	5.95	5.09	4.23	3.36	2.50	1.64	0.78	2.353	27.37%
42	0060372	9.36	10.62	11.88	13.13	14.39	15.65	16.91	18.17	19.43	1.562	10.32%
43	0060124	49.06	41.51	33.96	26.40	18.85	11.30	3.74	-3.81	-11.36	10.080	25.30%
44	0060127	2.41	2.81	3.21	3.61	4.01	4.41	4.82	5.22	5.62	1.618	20.27%
45	0060136	6.82	9.39	11.96	14.53	17.10	19.67	22.24	24.81	27.38	4.033	44.64%
46	0060128	5.59	8.15	10.72	13.29	15.86	18.42	20.99	23.56	26.13	3.302	39.71%
47	0060165	10.76	19.68	28.61	37.53	46.46	55.38	64.31	73.23	82.16	13.094	65.22%
48	0060164	9.73	12.22	14.72	17.21	19.70	22.20	24.69	27.18	29.67	4.032	33.80%
49	0060111	8.72	9.93	11.15	12.36	13.58	14.79	16.00	17.22	18.43	2.039	21.95%
50	0060335	7.01	10.59	14.17	17.76	21.34	24.92	28.50	32.08	35.66	6.412	72.79%
51	0060239	9.46	9.97	10.48	10.99	11.51	12.02	12.53	13.04	13.55	0.451	3.72%
52	0060421	20.32	23.10	25.89	28.68	31.46	34.25	37.04	39.82	42.61	3.456	14.36%
53	0060427	4.39	5.22	6.05	6.88	7.70	8.53	9.36	10.18	11.01	0.487	6.47%



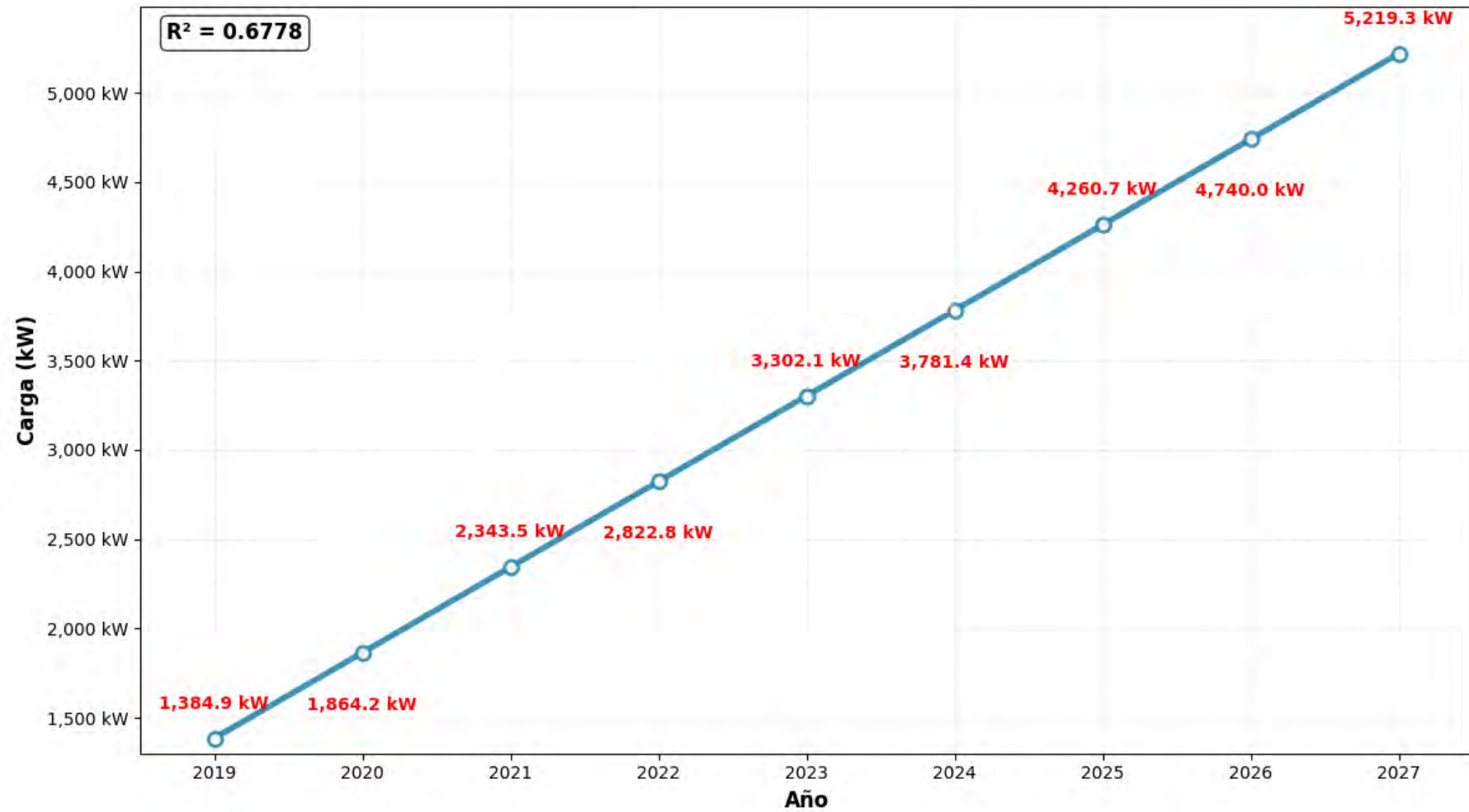
Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		0	1	2	3	4	5	6	7	8		
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
54	0060436	47.58	49.98	52.37	54.77	57.16	59.56	61.95	64.35	66.75	1.801	3.41%
55	0060119	16.98	16.64	16.29	15.95	15.61	15.27	14.93	14.58	14.24	2.825	14.08%
56	0060238	15.73	10.31	4.89	-0.54	-5.96	-11.38	-16.80	-22.22	-27.65	12.934	73.12%
57	0060026	21.53	23.49	25.45	27.42	29.38	31.35	33.31	35.27	37.24	1.509	5.89%
58	0060225	31.36	31.65	31.93	32.22	32.51	32.79	33.08	33.36	33.65	2.186	6.12%
59	0060404	0.53	0.75	0.96	1.17	1.39	1.60	1.81	2.03	2.24	0.302	39.25%
60	0060424	8.51	10.39	12.27	14.16	16.04	17.92	19.80	21.68	23.56	0.418	3.13%
61	0060096	28.33	32.13	35.93	39.72	43.52	47.31	51.11	54.90	58.70	2.461	6.88%
62	0060334	6.72	8.80	10.87	12.95	15.02	17.10	19.18	21.25	23.33	1.675	17.06%
63	0060027	60.30	64.38	68.47	72.55	76.63	80.71	84.79	88.88	92.96	0.954	1.32%
64	0060440	12.43	17.22	22.02	26.81	31.60	36.40	41.19	45.99	50.78	5.829	30.37%
65	0060444	30.24	33.95	37.65	41.36	45.06	48.77	52.48	56.18	59.89	5.098	14.67%
66	0060112	2.15	2.44	2.73	3.02	3.31	3.60	3.89	4.18	4.48	3.533	34.33%
67	0060451	2.36	3.08	3.81	4.54	5.26	5.99	6.72	7.45	8.17	1.800	19.02%
68	0060456	4.57	6.71	8.84	10.98	13.12	15.26	17.39	19.53	21.67	0.969	9.46%
69	0060461	-	199.76	399.53	599.29	799.05	998.82	1,198.58	1,398.34	1,598.11	282.743	124.64%
70	0060464	-	75.17	150.34	225.50	300.67	375.84	451.01	526.18	601.34	110.466	141.66%
71	0060466	-	75.20	150.40	225.60	300.80	376.00	451.19	526.39	601.59	105.910	124.02%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		0	1	2	3	4	5	6	7	8		
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
72	0060415	15.91	7.95	-0.01	-7.97	-15.93	-23.89	-31.85	-39.81	-47.77	14.562	122.44%
73	0060497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.088	75.00%
74	0060469	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.331	1.63%
75	0060475	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.065	25.00%
76	0060480	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.646	25.00%
77	0060484	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.359	25.00%
78	0060485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.945	25.00%
79	0060260	6.67	6.96	7.26	7.55	7.84	8.13	8.42	8.72	9.01	2.917	79.91%
80	0060481	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.476	26.63%

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.10**

Curva del pronóstico de la demanda usando la regresión lineal



*Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.*

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para regresión lineal

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92,1864.21,2343.51,2822.80,3302.09,3781.39,4260.68,4739.97,5219.26]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 29,018.83$
- $\sum XY = 58,966,245.3$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 107,251,756.8$

$$R = \frac{9(58,966,245.3) - (18,207)(29,018.83)}{\sqrt{(9(36,837,165) - (18,207)^2)(9(107,251,756.8) - (29,018.83)^2)}} \quad (4-53)$$

$$R = \frac{2,265,261.7}{1,864,187.9} \approx 0.8233 \quad (4-54)$$

$$R^2 = (0.8233)^2 \approx 0.6778 \quad (4-55)$$

El coeficiente de determinación  $R^2 \approx 0.68$  indica que el modelo de suavización (o tendencia lineal en este caso) explica alrededor del 68 % de la variabilidad de los valores de carga con respecto al paso de los años. Esto muestra una relación positiva moderadamente entre el tiempo y el incremento de los valores.

#### **4.4.1.3. Media móvil**

La media móvil es un indicador técnico que suaviza las fluctuaciones en la demanda al calcular el promedio de un conjunto de datos dentro de un período determinado. Se obtiene sumando las demandas de un intervalo específico y dividiéndolas entre el número de observaciones en ese intervalo. Así, cada valor de la media móvil refleja el promedio de un subconjunto de datos históricos.

Para analizar la demanda entre 2019 y 2023, se emplearán intervalos de 2 y 3 años, lo que significa que los cálculos considerarán períodos consecutivos de 2 y 3 años. Microsoft

Excel ofrece una herramienta integrada llamada "Herramientas de análisis de datos", útil para calcular medias móviles simples y realizar pronósticos de demanda basados en este método.

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de las medias móviles se presentan a continuación.

Para un intervalo = 2

$$F_t = \frac{A_{t-1} + A_{t-2}}{2} \quad (4.56)$$

Donde:

$F_t$ : Pronóstico para el año  $t$

$(A_t)$  es el pronóstico del último periodo valores reales.

$(A_{t-1})$  es el pronóstico del penúltimo periodo valores reales.

$$F_{2019} = A_{2019} = 23.03$$

**Para 2020:**

$$\frac{21.62 + 23.03}{2} = 22.33 \quad (4.57)$$

**Para 2021:**

$$F_{2021} = \frac{19.80 + 21.62}{2} = 20.71 \quad (4.58)$$

**Para 2022:**

$$F_{2022} = \frac{18.74 + 19.80}{2} = 19.27 \quad (4.59)$$

**Para 2023:**

$$F_{2023} = \frac{19.03 + 18.74}{2} = 18.885 \approx 18.89 \quad (4.60)$$

**Tabla 4.14***Cálculo de Error Porcentual para Media Móvil = 2*

Año	Real (At)	Suavizado (Ft)	Error Porcentual
2020	21.62	22.33	3.28%
2021	19.8	20.71	<b>4.61%</b>
2022	18.74	19.27	2.81%
2023	19.03	18.89	0.75%

**Fuente:** *Elaboración propia.***Para 2024**

$$F_{2024} = F_{2023} \times (1 + E_{max}) = 18.89 \times 1.0461 \approx 19.762 \quad (4-61)$$

**Para 2025**

$$F_{2025} = F_{2024} \times (1 + E_{max}) = 19.76 \times 1.0461 \approx 20.67 \quad (4-62)$$

**Para 2026**

$$F_{2026} = F_{2025} \times (1 + E_{max}) = 20.67 \times 1.0461 \approx 21.62 \quad (4-63)$$

**Para 2027**

$$F_{2027} = F_{2026} \times (1 + E_{max}) = 21.62 \times 1.0461 \approx 22.62 \quad (4-64)$$

**Tabla 4.15***Resultados del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 2*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	22.33	20.71	19.27	18.89	19.76	20.67	21.62	22.62	0.572	2.86%
2	0060087	11.59	11.65	12.98	12.91	16.28	19.94	20.05	20.15	20.25	1.851	10.89%
3	0060099	27.50	28.40	30.26	32.26	31.38	33.41	34.44	35.49	36.58	1.201	3.93%
4	0060247	45.22	46.73	50.11	54.05	58.14	60.29	62.18	64.12	66.13	1.867	3.44%
5	0060187	9.85	10.45	10.55	10.58	10.64	11.21	11.74	12.30	12.88	0.527	4.97%
6	0060232	20.16	19.09	16.78	17.52	25.09	29.66	31.42	33.28	35.26	2.470	10.57%
7	0060252	83.78	86.57	92.46	98.97	103.95	107.42	109.02	110.65	112.31	2.720	2.80%
8	0060262	3.28	4.15	6.14	9.04	14.59	17.58	20.29	23.42	27.03	1.883	17.42%
9	0060267	11.32	11.81	12.71	13.75	14.87	15.54	16.02	16.51	17.02	0.504	3.67%
10	0060352	17.84	18.74	20.56	22.41	24.47	25.59	26.60	27.66	28.75	0.971	4.32%
11	0060347	16.12	16.94	18.51	20.15	22.04	23.06	23.95	24.87	25.83	0.864	4.27%
12	0060084	38.79	40.36	43.31	46.17	49.36	51.21	52.79	54.42	56.11	1.535	3.32%
13	0060083	43.68	45.45	48.84	52.48	76.22	93.13	96.14	99.25	102.45	6.784	8.21%
14	0060258	10.94	12.35	13.57	13.62	16.02	17.93	18.17	18.42	18.67	0.996	6.29%
15	0060057	3.07	3.67	4.07	3.75	5.99	7.68	7.91	8.14	8.39	0.817	12.65%
16	0060251	12.14	12.59	13.83	15.29	15.79	16.65	16.82	17.00	17.17	0.517	3.52%
17	0060025	15.84	21.88	26.69	24.09	24.31	29.57	30.98	32.47	34.03	2.558	9.66%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
18	0060132	7.34	8.36	9.58	9.88	12.64	14.84	14.99	15.14	15.29	0.996	7.83%
19	0060130	11.68	12.16	13.30	14.48	15.53	16.25	16.78	17.32	17.88	0.546	3.82%
20	0060024	19.64	22.67	26.64	25.60	67.41	93.96	97.15	100.46	103.88	12.433	15.74%
21	0060152	21.28	21.99	23.75	25.89	27.89	29.06	29.96	30.89	31.84	0.937	3.63%
22	0060364	130.90	135.43	144.85	155.10	146.14	162.02	167.26	172.68	178.27	7.278	5.18%
23	0060373	11.71	12.36	13.84	15.61	17.58	18.58	19.51	20.48	21.51	0.861	5.46%
24	0060376	20.65	21.71	22.98	23.72	24.98	26.15	26.38	26.61	26.85	0.632	2.64%
25	0060386	2.42	3.54	5.41	5.54	10.41	14.01	15.71	17.62	19.77	1.996	20.85%
26	0060388	32.31	33.36	35.54	37.86	40.34	41.57	42.85	44.16	45.51	1.163	3.06%
27	0060387	7.70	9.18	11.48	10.45	9.85	11.96	12.75	13.60	14.49	1.348	13.31%
28	0060097	11.32	11.95	12.82	12.77	12.51	13.14	13.16	13.18	13.20	0.291	2.30%
29	0060385	3.02	3.77	7.81	11.64	9.26	13.51	14.11	14.73	15.38	1.872	24.12%
30	0060390	19.22	20.03	21.76	23.65	24.24	25.23	25.63	26.04	26.45	0.769	3.36%
31	0060405	72.02	72.37	74.45	76.94	78.94	80.72	81.12	81.52	81.91	1.019	1.32%
32	0060346	6.28	8.42	14.58	17.08	15.37	18.68	18.93	19.18	19.44	1.967	13.23%
33	0060408	61.23	63.72	69.36	66.44	59.88	65.89	66.45	67.01	67.58	3.050	4.75%
34	0060240	3.39	4.44	4.50	4.15	5.13	6.55	6.98	7.43	7.91	0.750	16.57%
35	0060023	28.71	30.51	33.44	35.75	27.58	41.72	43.05	44.43	45.84	3.365	15.83%
36	0060137	9.23	9.85	11.17	13.23	26.08	34.06	36.07	38.20	40.46	3.543	12.93%



Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
37	0060234	4.11	5.21	7.27	8.73	9.61	11.29	11.72	12.17	12.64	0.736	9.58%
38	0060412	15.11	15.69	17.46	19.47	21.40	22.76	23.57	24.41	25.27	0.924	4.73%
39	0060402	15.61	15.73	15.88	18.53	21.31	23.95	24.00	24.05	24.09	0.734	3.53%
40	0060403	12.69	13.86	15.42	16.79	17.16	18.49	18.95	19.43	19.91	0.788	4.87%
41	0060125	7.68	7.25	7.00	7.66	8.75	9.31	9.56	9.81	10.06	0.425	5.32%
42	0060372	9.36	9.99	10.82	11.39	15.08	17.81	18.14	18.48	18.83	1.132	7.24%
43	0060124	49.06	45.29	40.99	39.62	39.53	43.13	43.68	44.24	44.81	1.478	3.62%
44	0060127	2.41	2.61	3.26	3.85	6.81	8.79	9.12	9.46	9.81	0.900	13.02%
45	0060136	6.82	8.10	8.50	8.07	9.91	11.27	11.87	12.50	13.16	1.003	10.72%
46	0060128	5.59	6.87	8.79	9.47	8.61	9.97	10.00	10.04	10.08	0.712	8.60%
47	0060165	10.76	15.22	19.78	18.82	20.18	24.75	24.87	24.98	25.10	2.001	9.92%
48	0060164	9.73	10.98	11.83	11.64	12.03	13.26	13.47	13.68	13.89	0.510	4.24%
49	0060111	8.72	9.33	8.91	9.11	10.53	11.90	12.11	12.32	12.53	0.763	8.20%
50	0060335	7.01	8.80	10.54	9.20	8.56	10.01	10.06	10.10	10.15	0.951	10.25%
51	0060239	9.46	9.71	10.24	11.37	12.14	12.99	13.08	13.16	13.25	0.366	3.20%
52	0060421	20.32	21.71	22.54	23.69	25.12	26.81	27.11	27.42	27.74	0.988	4.12%
53	0060427	4.39	4.81	5.72	7.13	7.56	8.42	8.99	9.60	10.25	0.576	8.51%
54	0060436	47.58	48.78	50.46	51.66	53.08	54.35	54.87	55.39	55.91	0.776	1.51%
55	0060119	16.98	16.81	17.40	19.49	20.49	21.79	22.01	22.24	22.46	0.641	3.28%

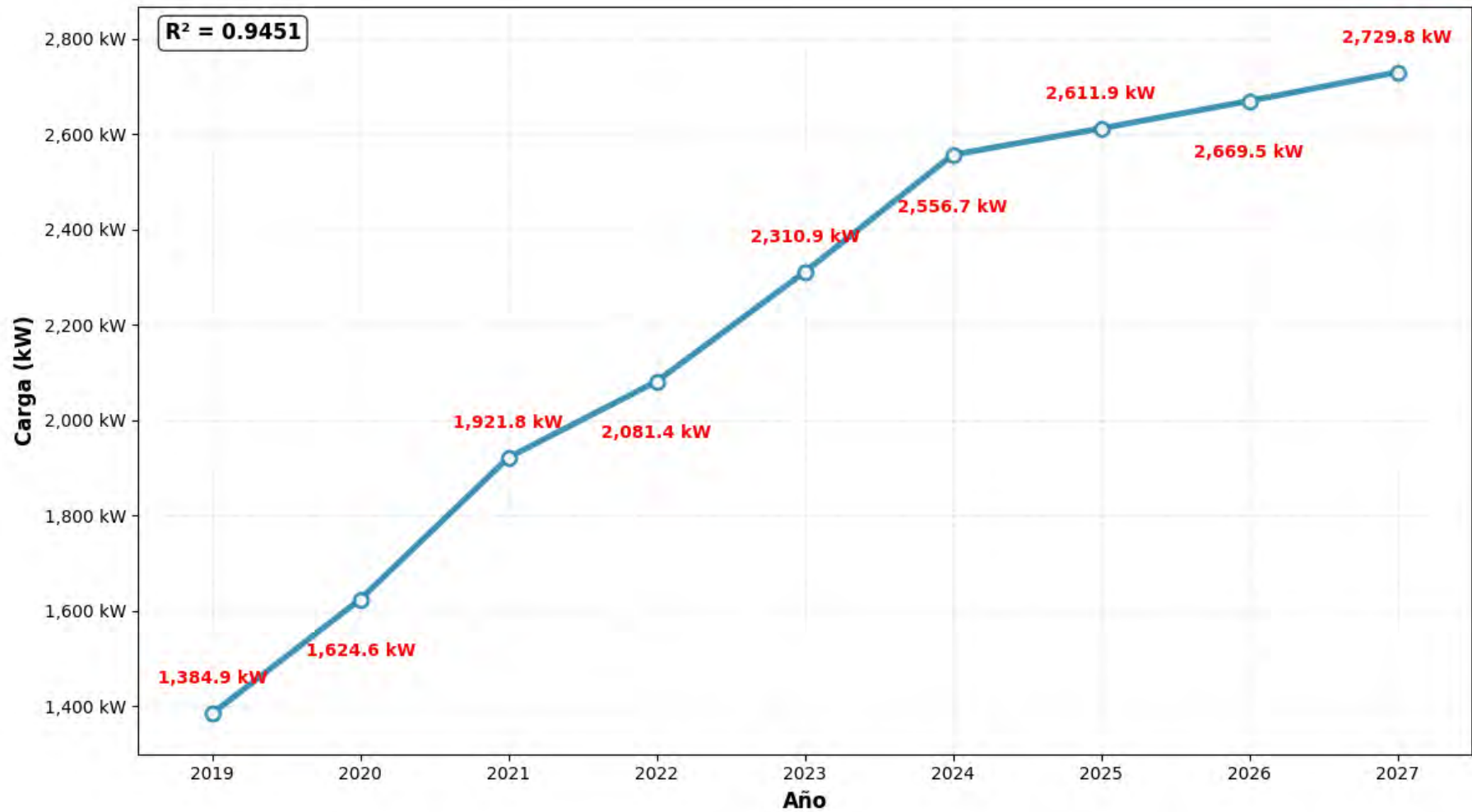
Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
56	0060238	15.73	13.02	11.87	12.92	18.35	23.17	24.14	25.15	26.20	2.685	16.65%
57	0060026	21.53	22.51	24.26	24.94	25.60	26.67	26.75	26.84	26.92	0.640	2.59%
58	0060225	31.36	31.50	32.36	34.54	36.16	37.63	37.80	37.97	38.14	0.621	1.78%
59	0060404	0.53	0.64	0.71	0.69	0.82	0.94	0.97	0.99	1.02	0.068	8.57%
60	0060424	8.51	9.45	10.98	12.83	14.61	15.93	16.49	17.07	17.67	0.829	6.64%
61	0060096	28.33	30.23	34.05	37.03	36.72	38.89	39.96	41.07	42.20	1.557	4.46%
62	0060334	6.72	7.76	9.94	11.54	10.74	12.17	12.64	13.12	13.62	0.975	9.81%
63	0060027	60.30	62.34	68.00	72.19	74.47	78.24	78.85	79.46	80.08	1.986	2.81%
64	0060440	12.43	14.83	16.56	17.78	20.61	23.48	24.46	25.48	26.55	1.474	8.02%
65	0060444	30.24	32.10	33.06	33.33	35.76	37.71	38.76	39.83	40.93	1.293	3.75%
66	0060112	2.15	2.29	2.65	2.42	9.12	13.12	13.91	14.73	15.61	1.987	19.98%
67	0060451	2.36	2.72	3.35	3.77	7.78	10.37	10.77	11.18	11.61	1.161	14.04%
68	0060456	4.57	5.64	7.82	9.26	10.16	11.78	12.17	12.57	12.99	0.772	9.30%
69	0060461	-	99.88	201.57	215.71	231.76	244.31	244.31	244.31	244.31	29.434	1.97%
70	0060464	-	37.58	77.62	77.78	77.29	79.65	79.65	79.65	79.65	11.035	2.10%
71	0060466	-	37.60	78.26	82.73	85.92	89.15	89.15	89.15	89.15	10.961	1.87%
72	0060415	15.91	11.93	8.79	10.51	12.36	13.43	14.39	15.42	16.52	1.665	18.43%
73	0060497	-	-	2.56	5.28	5.62	5.79	5.79	5.79	5.79	0.725	14.03%
74	0060469	-	-	-	-	2.66	2.84	2.84	2.84	2.84	0.665	1.63%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
75	0060475	-	-	-	19.35	30.13	42.09	42.09	42.09	42.09	6.976	9.92%
76	0060480	-	-	-	11.44	23.29	23.69	23.69	23.69	23.69	2.962	0.43%
77	0060484	-	-	-	6.03	12.72	13.34	13.34	13.34	13.34	1.671	1.22%
78	0060485	-	-	-	10.79	21.89	22.19	22.19	22.19	22.19	2.774	0.34%
79	0060260	6.67	6.82	5.22	3.52	3.75	5.63	5.69	5.76	5.82	0.530	14.55%
80	0060481	-	-	-	7.24	14.95	15.93	15.93	15.93	15.93	1.928	2.40%

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.11**

Curva del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 2



*Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.*

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para media móvil = 2

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92,1624.57,1921.80,2081.41,2310.87,2556.72,2611.91,2669.53,2729.75]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 19,891.48$
- $\sum XY = 40,250,833.77$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 45,859,750.5662$

$$R = \frac{9(40250833.77) - (18207 \cdot 19891.48)}{\sqrt{[9(36832821) - (18207)^2][9(45859750.5662) - (19891.48)^2]}} \quad (4-65)$$

$$R \approx \frac{96,000.31}{93,27.57} \approx 0.97216 \quad (4-66)$$

$$R^2 = r^2 \approx (0.97216)^2 \approx 0.94509 \quad (4-67)$$

Esto indica que aproximadamente el 94.51 % de la variabilidad de los valores de carga queda explicada por la tendencia en función del tiempo. En términos prácticos, existe una relación extremadamente fuerte entre el paso del tiempo y el aumento de la carga, lo que evidencia una muy buena aproximación del modelo a los valores observados.

Para un intervalo = 3

$$F_t = \frac{A_t + A_{t-1} + A_{t-2}}{2} \quad (4.68)$$

Donde:

( $F_t$ ) es el pronóstico del último periodo.

( $A_t$ ) es el pronóstico del último periodo valores reales.

( $A_{t-1}$ ) es el pronóstico del penúltimo periodo valores reales.

( $A_{t-2}$ ) es el pronóstico del antepenúltimo periodo valores reales.

$$F_{2019} = A_{2019} = 23.03$$

$$F_{2020} = A_{2020} = 21.62$$

**Para 2021:**

$$F_{2021} = (A_{2021} + A_{2020} + A_{2019})/3 = (19.80 + 21.62 + 23.03)/3 \approx 21.48 \quad (4.69)$$

**Para 2022:**

$$F_{2022} = (A_{2022} + A_{2021} + A_{2020})/3 = (18.74 + 19.80 + 21.62)/3 \approx 20.05 \quad (4.70)$$

**Para 2023:**

$$F_{2023} = (A_{2023} + A_{2022} + A_{2021})/3 = (19.03 + 18.74 + 19.80)/3 \approx 19.19 \quad (4.71)$$

**Tabla 4.16**

*Cálculo de Error Porcentual para Media Móvil = 2*

Año	Real (At)	Suavizado (Ft)	Error Porcentual
2021	19.8	21.48	<b>8.50%</b>
2022	18.74	20.05	7.01%
2023	19.03	19.19	0.84%

**Fuente:** *Elaboración propia.*

**Para 2024**

$$F_{2024} = F_{2023} \times (1 + 0.085) = 19.19 \times 1.085 \approx 20.82 \quad (4.72)$$

**Para 2025**

$$F_{2025} = 20.82 \times 1.085 \approx 22.59 \quad (4.73)$$

**Para 2026**

$$F_{2026} = 22.59 \times 1.085 \approx 24.51 \quad (4.74)$$

**Para 2027**

$$F_{2027} = 24.51 \times 1.085 \approx 26.59 \quad (4.75)$$

Aplicando estas dos ecuaciones obtenemos las siguientes tablas.

**Tabla 4.17***Resultados del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 3*

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	0060086	23.03	21.62	21.48	20.05	19.19	20.82	22.60	24.52	26.61	0.572	2.86%
2	0060087	11.59	11.71	12.52	12.51	15.61	19.62	19.62	19.62	19.62	1.851	10.89%
3	0060099	27.50	29.30	29.34	31.27	31.33	33.30	33.30	33.30	33.30	1.201	3.93%
4	0060247	45.22	48.24	48.48	52.12	56.09	60.10	60.10	60.10	60.10	1.867	3.44%
5	0060187	9.85	11.05	10.32	10.74	10.44	10.79	10.79	10.79	10.79	0.527	4.97%
6	0060232	20.16	18.03	17.91	17.69	21.90	28.17	28.17	28.17	28.17	2.470	10.57%
7	0060252	83.78	89.36	89.56	95.76	101.15	107.69	107.69	107.69	107.69	2.720	2.80%
8	0060262	3.28	5.02	5.19	7.70	12.15	16.25	16.25	16.25	16.25	1.883	17.42%
9	0060267	11.32	12.30	12.24	13.27	14.29	15.40	15.40	15.40	15.40	0.504	3.67%
10	0060352	17.84	19.64	19.65	21.48	23.47	25.47	25.47	25.47	25.47	0.971	4.32%
11	0060347	16.12	17.77	17.71	19.35	21.11	22.87	22.87	22.87	22.87	0.864	4.27%
12	0060084	38.79	41.93	41.81	44.76	47.80	50.90	50.90	50.90	50.90	1.535	3.32%
13	0060083	43.68	47.21	47.12	50.72	67.63	88.57	88.57	88.57	88.57	6.784	8.21%
14	0060258	10.94	13.75	12.69	13.67	15.14	17.67	17.67	17.67	17.67	0.996	6.29%
15	0060057	3.07	4.27	3.73	3.93	5.28	7.22	7.22	7.22	7.22	0.817	12.65%
16	0060251	12.14	13.04	13.27	14.54	15.41	16.84	16.84	16.84	16.84	0.517	3.52%
17	0060025	15.84	27.91	23.07	25.36	24.70	27.58	27.58	27.58	27.58	2.558	9.66%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
18	0060132	7.34	9.38	8.83	9.71	11.69	14.45	14.45	14.45	14.45	0.996	7.83%
19	0060130	11.68	12.65	12.76	13.87	15.00	16.28	16.28	16.28	16.28	0.546	3.82%
20	0060024	19.64	25.70	24.31	25.63	54.13	81.91	81.91	81.91	81.91	12.433	15.74%
21	0060152	21.28	22.70	22.93	24.83	26.85	29.01	29.01	29.01	29.01	0.937	3.63%
22	0060364	130.90	139.96	140.20	150.06	147.34	164.70	164.70	164.70	164.70	7.278	5.18%
23	0060373	11.71	13.01	13.13	14.75	16.61	18.43	18.43	18.43	18.43	0.861	5.46%
24	0060376	20.65	22.78	22.21	23.41	24.38	25.64	25.64	25.64	25.64	0.632	2.64%
25	0060386	2.42	4.66	4.41	5.25	8.99	12.90	12.90	12.90	12.90	1.996	20.85%
26	0060388	32.31	34.42	34.47	36.72	39.11	41.46	41.46	41.46	41.46	1.163	3.06%
27	0060387	7.70	10.67	10.22	10.52	10.66	13.04	13.04	13.04	13.04	1.348	13.31%
28	0060097	11.32	12.59	12.32	12.71	12.69	13.40	13.40	13.40	13.40	0.291	2.30%
29	0060385	3.02	4.52	6.22	9.27	9.88	15.36	15.36	15.36	15.36	1.872	24.12%
30	0060390	19.22	20.83	20.92	22.71	23.72	25.58	25.58	25.58	25.58	0.769	3.36%
31	0060405	72.02	72.73	73.64	75.54	78.02	80.61	80.61	80.61	80.61	1.019	1.32%
32	0060346	6.28	10.57	11.81	14.91	16.44	22.44	22.44	22.44	22.44	1.967	13.23%
33	0060408	61.23	66.21	66.65	66.37	64.09	70.43	70.43	70.43	70.43	3.050	4.75%
34	0060240	3.39	5.48	4.13	4.60	4.60	5.39	5.39	5.39	5.39	0.750	16.57%
35	0060023	28.71	32.31	31.87	34.60	29.91	49.08	49.08	49.08	49.08	3.365	15.83%
36	0060137	9.23	10.47	10.52	12.31	21.34	30.56	30.56	30.56	30.56	3.543	12.93%



Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
37	0060234	4.11	6.32	6.22	7.93	9.15	11.39	11.39	11.39	11.39	0.736	9.58%
38	0060412	15.11	16.26	16.67	18.40	20.48	22.65	22.65	22.65	22.65	0.924	4.73%
39	0060402	15.61	15.85	15.79	17.63	19.51	22.75	22.75	22.75	22.75	0.734	3.53%
40	0060403	12.69	15.02	14.51	16.20	16.71	18.18	18.18	18.18	18.18	0.788	4.87%
41	0060125	7.68	6.82	7.23	7.38	8.23	9.22	9.22	9.22	9.22	0.425	5.32%
42	0060372	9.36	10.62	10.33	11.13	13.73	17.22	17.22	17.22	17.22	1.132	7.24%
43	0060124	49.06	41.51	43.68	40.25	39.84	43.01	43.01	43.01	43.01	1.478	3.62%
44	0060127	2.41	2.81	2.97	3.50	5.77	8.08	8.08	8.08	8.08	0.900	13.02%
45	0060136	6.82	9.39	7.94	8.51	9.15	10.89	10.89	10.89	10.89	1.003	10.72%
46	0060128	5.59	8.15	7.72	9.03	8.88	10.49	10.49	10.49	10.49	0.712	8.60%
47	0060165	10.76	19.68	16.77	19.11	20.08	23.21	23.21	23.21	23.21	2.001	9.92%
48	0060164	9.73	12.22	11.13	11.83	11.83	12.21	12.21	12.21	12.21	0.510	4.24%
49	0060111	8.72	9.93	8.84	9.39	9.64	10.83	10.83	10.83	10.83	0.763	8.20%
50	0060335	7.01	10.59	9.37	9.66	9.21	11.26	11.26	11.26	11.26	0.951	10.25%
51	0060239	9.46	9.97	9.98	10.90	11.60	12.85	12.85	12.85	12.85	0.366	3.20%
52	0060421	20.32	23.10	21.80	23.49	24.07	25.88	25.88	25.88	25.88	0.988	4.12%
53	0060427	4.39	5.22	5.28	6.49	7.11	8.48	8.48	8.48	8.48	0.576	8.51%
54	0060436	47.58	49.98	49.50	51.10	52.37	53.85	53.85	53.85	53.85	0.776	1.51%
55	0060119	16.98	16.64	17.26	18.54	19.72	21.87	21.87	21.87	21.87	0.641	3.28%

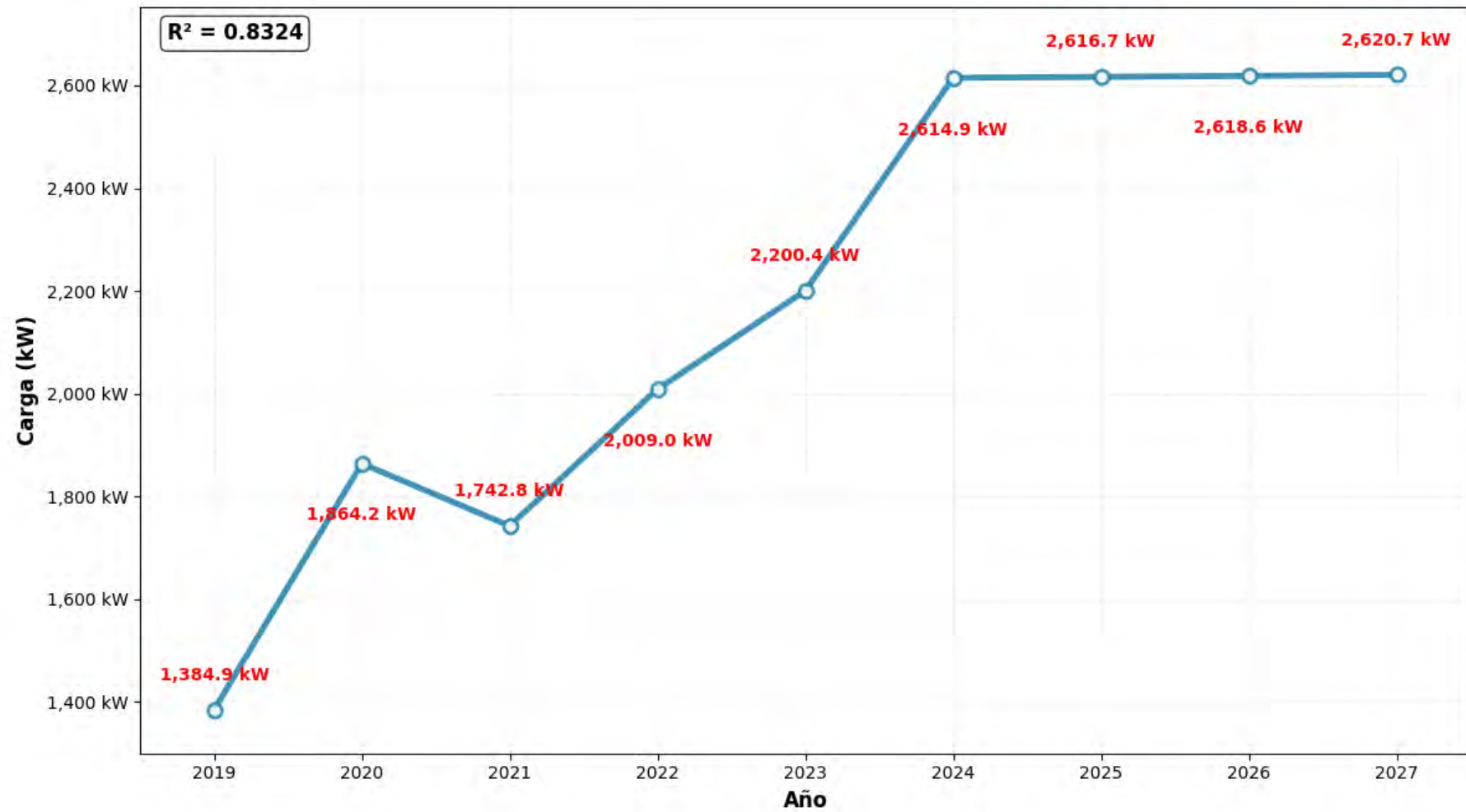
Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
56	0060238	15.73	10.31	13.16	12.05	16.71	21.92	21.92	21.92	21.92	2.685	16.65%
57	0060026	21.53	23.49	23.35	24.46	25.41	27.11	27.11	27.11	27.11	0.640	2.59%
58	0060225	31.36	31.65	32.03	33.57	35.13	37.50	37.50	37.50	37.50	0.621	1.78%
59	0060404	0.53	0.75	0.65	0.71	0.77	0.90	0.90	0.90	0.90	0.068	8.57%
60	0060424	8.51	10.39	10.16	12.01	13.60	15.59	15.59	15.59	15.59	0.829	6.64%
61	0060096	28.33	32.13	32.15	35.39	36.47	40.35	40.35	40.35	40.35	1.557	4.46%
62	0060334	6.72	8.80	8.87	10.63	10.86	13.03	13.03	13.03	13.03	0.975	9.81%
63	0060027	60.30	64.38	65.44	69.59	73.52	79.88	79.88	79.88	79.88	1.986	2.81%
64	0060440	12.43	17.22	15.18	17.59	19.04	21.27	21.27	21.27	21.27	1.474	8.02%
65	0060444	30.24	33.95	32.12	33.54	34.56	36.86	36.86	36.86	36.86	1.293	3.75%
66	0060112	2.15	2.44	2.49	2.43	7.03	11.03	11.03	11.03	11.03	1.987	19.98%
67	0060451	2.36	3.08	3.02	3.54	6.39	9.28	9.28	9.28	9.28	1.161	14.04%
68	0060456	4.57	6.71	6.74	8.41	9.75	12.16	12.16	12.16	12.16	0.772	9.30%
69	0060461	-	199.76	134.38	210.40	222.30	297.71	297.71	297.71	297.71	29.434	1.97%
70	0060464	-	75.17	51.75	76.91	78.22	105.89	105.89	105.89	105.89	11.035	2.10%
71	0060466	-	75.20	52.17	80.22	84.38	114.63	114.63	114.63	114.63	10.961	1.87%
72	0060415	15.91	7.95	11.16	9.66	11.44	13.27	13.27	13.27	13.27	1.665	18.43%
73	0060497	-	-	1.70	3.52	5.45	7.38	7.38	7.38	7.38	0.725	14.03%
74	0060469	-	-	-	-	1.77	1.89	1.89	1.89	1.89	0.665	1.63%

Nro.	Código Subestación	Pronóstico									EAM	EPAM
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
75	0060475	-	-	-	12.90	20.09	21.47	21.47	21.47	21.47	6.976	9.92%
76	0060480	-	-	-	7.63	15.53	20.88	20.88	20.88	20.88	2.962	0.43%
77	0060484	-	-	-	4.02	8.48	11.58	11.58	11.58	11.58	1.671	1.22%
78	0060485	-	-	-	7.20	14.59	19.59	19.59	19.59	19.59	2.774	0.34%
79	0060260	6.67	6.96	5.70	4.67	3.66	6.00	6.00	6.00	6.00	0.530	14.55%
80	0060481	-	-	-	4.83	9.97	13.50	13.50	13.50	13.50	1.928	2.40%

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.12**

Curva del pronóstico de la demanda usando media móvil con intervalo = 3



Fuente: Salida de SPSS y elaboración propia.

Cálculo del coeficiente de determinación  $R^2$  para media móvil = 3

X: [2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027]

Y: [1384.92,1864.21,1742.84,2009.01,2200.38,2614.92,2616.69,2618.62,2620.71]

n = 9

- $\sum X = 18,207$
- $\sum Y = 19,671.30$
- $\sum XY = 39,900,318.21$
- $\sum X^2 = 36,837,165$
- $\sum Y^2 = 43,949,072.28$

$$r = \frac{9 \cdot 39900318.21 - (18207 \cdot 19671.30)}{\sqrt{[9 \cdot 36832821 - (18207)^2][9 \cdot 43949072.28 - (19671.30)^2]}} \quad (4-76)$$

$$R \approx \frac{1344248.79}{147355.01} \approx 0.9124 \quad (4-77)$$

$$R^2 = (0.9124)^2 \approx 0.8324 \quad (4-78)$$

Esto indica que alrededor del 83.2 % de la variabilidad de la carga se explica por la tendencia en función del tiempo. Por lo tanto, existe una relación fuerte y una buena aproximación del modelo a los valores observados.

#### **4.5. Determinación del Método para el Pronóstico de la Demanda**

En general, se considera que los modelos de tendencia son algunos de los más complejos entre los utilizados para pronosticar la demanda de energía. Estos modelos determinan la demanda futura en función de variables explicativas que influyen en ella, requiriendo datos históricos como base para su aplicación. Una de sus principales fortalezas es la capacidad de medir tendencias y analizar los efectos de las causas fundamentales que generan incertidumbre en el pronóstico.

Entre sus ventajas destaca la rapidez en el procesamiento de datos, mientras que una de sus principales limitaciones es su falta de sensibilidad ante cambios estructurales en el sistema.

#### 4.5.1. Análisis Comparativo de los Resultados de los Métodos Empleados

Para seleccionar el método más adecuado para la proyección de demanda, que servirá en la simulación del flujo de potencia, se establece como criterio fundamental que el método elegido debe ofrecer la mayor precisión en los resultados, es decir, presentar el menor error promedio absoluto medio.

Con este objetivo, se ha elaborado la siguiente tabla comparativa.

**Tabla 4.18**

*Tabla comparativa de los EPAM de los métodos de series temporales*

	Métodos empleados					
	Suavización Exponencial F = 0.2	Suavización Exponencial F = 0.3	Suavización Exponencial F = 0.5	Regresión Lineal	Media Móvil I = 2	Media Móvil I = 3
EPAM	3.12%	4.82%	7.15%	26.61%	7.38%	8.81%

**Fuente:** *Elaboración propia.*

A partir de la tabla anterior, se concluye que el método de regresión lineal presenta el error promedio absoluto medio (EPAM) más alto, con un 26.61%, lo que indica una baja precisión en la proyección. Esto es comprensible, ya que el crecimiento de la demanda no suele seguir un comportamiento estrictamente lineal.

En contraste, la suavización exponencial con un factor de 0.2 muestra un EPAM de 3.12%, un valor considerablemente bajo. Esto sugiere que este método proporciona una proyección más precisa y confiable, lo que lo convierte en una opción adecuada para estimar la demanda en el horizonte de estudio hasta el año 2027.

#### 4.6. Estimación temporal de la demanda periodos (2024-2027)

Una vez seleccionada la suavización exponencial con un factor de 0.2 como método de proyección, se procede a estimar la demanda para los años 2024 a 2027. A continuación, se presenta la tabla con los resultados obtenidos a partir de este modelo de pronóstico.

**Tabla 4.19***Resultados de la proyección anual de la demanda*

Nro.	Código Subestación	Demanda Anual (KW)					Demanda Proyectada (KW)			
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	0060086	23.032	21.623	19.797	18.743	19.028	19.435	19.437	19.439	19.441
2	0060087	11.590	11.709	14.257	11.562	21.006	20.852	20.894	20.937	20.979
3	0060099	27.500	29.298	31.227	33.289	29.469	30.811	31.189	31.571	31.959
4	0060247	45.220	48.242	51.983	56.126	60.159	60.208	60.962	61.726	62.499
5	0060187	9.848	11.050	10.055	11.115	10.156	10.536	10.694	10.854	11.017
6	0060232	20.164	18.026	15.543	19.492	30.678	30.495	31.219	31.959	32.717
7	0060252	83.776	89.357	95.557	102.374	105.533	106.262	107.231	108.210	109.197
8	0060262	3.283	5.018	7.257	10.831	18.347	18.196	19.454	20.799	22.237
9	0060267	11.315	12.303	13.113	14.395	15.351	15.412	15.648	15.889	16.133
10	0060352	17.840	19.638	21.484	23.333	25.607	25.595	26.063	26.541	27.027
11	0060347	16.120	17.766	19.250	21.044	23.035	24.884	25.311	25.745	26.188
12	0060084	38.790	41.930	44.699	47.648	51.068	55.644	56.409	57.185	57.973
13	0060083	43.680	47.210	50.474	54.481	97.950	102.643	104.096	105.571	107.067
14	0060258	10.942	13.752	13.389	13.861	18.182	20.209	20.263	20.317	20.371
15	0060057	3.067	4.273	3.860	3.644	8.343	8.710	8.783	8.857	8.931
16	0060251	12.140	13.041	14.629	15.956	15.634	16.009	16.012	16.015	16.018
17	0060025	15.842	27.912	25.470	22.712	25.908	30.674	30.680	30.687	30.693

Nro.	Código Subestación	Demanda Anual (KW)					Demanda Proyectada (KW)			
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
18	0060132	7.341	9.379	9.775	9.976	15.306	15.619	15.730	15.841	15.953
19	0060130	11.680	12.649	13.943	15.012	16.049	18.744	18.991	19.242	19.497
20	0060024	19.639	25.700	27.578	23.625	111.196	114.091	116.522	119.008	121.549
21	0060152	21.280	22.705	24.791	26.995	28.777	28.876	29.238	29.605	29.977
22	0060364	130.900	139.959	149.746	160.464	131.807	142.432	144.276	146.144	148.035
23	0060373	11.710	13.009	14.668	16.559	18.597	22.296	22.667	23.046	23.432
24	0060376	20.647	22.779	23.191	24.253	25.704	25.839	26.026	26.214	26.404
25	0060386	2.416	4.662	6.161	4.919	15.905	16.111	16.651	17.211	17.790
26	0060388	32.310	34.420	36.667	39.062	41.613	44.653	45.163	45.679	46.202
27	0060387	7.697	10.667	12.292	8.599	11.096	13.807	14.191	14.588	14.998
28	0060097	11.320	12.589	13.048	12.488	12.528	13.189	13.198	13.207	13.216
29	0060385	3.021	4.522	11.103	12.176	6.353	10.216	10.564	10.927	11.304
30	0060390	19.223	20.831	22.693	24.616	23.861	24.377	24.435	24.494	24.552
31	0060405	72.019	72.730	76.166	77.713	80.172	80.338	80.495	80.653	80.810
32	0060346	6.281	10.567	18.592	15.569	15.166	18.138	18.282	18.428	18.574
33	0060408	61.230	66.213	72.501	60.383	59.373	62.120	62.778	63.442	64.114
34	0060240	3.395	5.479	3.526	4.780	5.487	5.840	6.029	6.223	6.424
35	0060023	28.710	32.314	34.573	36.927	18.225	33.600	34.018	34.443	34.875
36	0060137	9.230	10.467	11.870	14.584	37.572	39.269	40.144	41.039	41.955



Nro.	Código Subestación	Demanda Anual (KW)					Demanda Proyectada (KW)			
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
37	0060234	4.110	6.315	8.235	9.226	9.996	11.526	11.749	11.976	12.208
38	0060412	15.110	16.262	18.650	20.286	22.504	26.941	27.261	27.586	27.915
39	0060402	15.608	15.848	15.909	21.148	21.480	28.198	28.229	28.259	28.290
40	0060403	12.687	15.025	15.812	17.769	16.549	22.365	22.527	22.690	22.855
41	0060125	7.678	6.815	7.191	8.137	9.355	9.346	9.399	9.452	9.506
42	0060372	9.357	10.616	11.029	11.749	18.410	19.938	20.159	20.382	20.608
43	0060124	49.064	41.510	40.469	38.766	40.294	46.276	46.500	46.725	46.951
44	0060127	2.410	2.811	3.701	3.998	9.612	9.667	9.899	10.138	10.382
45	0060136	6.819	9.388	7.620	8.524	11.306	17.100	17.274	17.450	17.628
46	0060128	5.585	8.153	9.432	9.500	7.723	9.279	9.356	9.434	9.512
47	0060165	10.760	19.685	19.871	17.777	22.578	27.172	27.625	28.086	28.556
48	0060164	9.730	12.223	11.432	11.844	12.225	15.340	15.405	15.470	15.535
49	0060111	8.721	9.935	7.878	10.343	10.713	12.881	13.043	13.209	13.376
50	0060335	7.011	10.593	10.494	7.897	9.225	12.441	12.555	12.670	12.787
51	0060239	9.458	9.970	10.510	12.220	12.057	12.378	12.420	12.462	12.504
52	0060421	20.317	23.104	21.976	25.399	24.831	25.459	25.478	25.498	25.517
53	0060427	4.395	5.222	6.212	8.041	7.082	9.960	10.077	10.195	10.316
54	0060436	47.580	49.976	50.941	52.370	53.789	53.949	54.255	54.562	54.872
55	0060119	16.977	16.636	18.174	20.802	20.180	23.324	23.332	23.340	23.348

Nro.	Código Subestación	Demanda Anual (KW)					Demanda Proyectada (KW)			
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
56	0060238	15.729	10.307	13.437	12.400	24.291	28.936	29.182	29.429	29.680
57	0060026	21.525	23.490	25.024	24.866	26.329	26.462	26.511	26.559	26.608
58	0060225	31.362	31.648	33.075	35.999	36.327	36.779	36.846	36.912	36.979
59	0060404	0.535	0.748	0.672	0.715	0.926	0.932	0.942	0.951	0.960
60	0060424	8.510	10.392	11.573	14.079	15.140	17.508	17.839	18.177	18.522
61	0060096	28.334	32.130	35.974	38.078	35.363	40.101	40.539	40.982	41.431
62	0060334	6.723	8.798	11.085	12.004	9.481	10.412	10.665	10.924	11.189
63	0060027	60.301	64.383	71.627	72.760	76.188	81.529	82.111	82.697	83.287
64	0060440	12.428	17.222	15.893	19.658	21.563	22.206	22.309	22.413	22.518
65	0060444	30.243	33.949	32.167	34.492	37.027	37.230	37.471	37.714	37.958
66	0060112	2.149	2.440	2.868	1.976	16.260	16.260	16.635	17.020	17.414
67	0060451	2.357	3.084	3.615	3.917	11.648	12.108	12.363	12.625	12.892
68	0060456	4.570	6.707	8.941	9.574	10.749	12.274	12.545	12.823	13.107
69	0060461	-	199.763	203.368	228.058	235.471	242.619	245.523	248.462	251.436
70	0060464	-	75.168	80.076	75.483	79.089	82.296	82.428	82.560	82.693
71	0060466	-	75.199	81.312	84.151	87.689	91.210	92.240	93.282	94.335
72	0060415	15.910	7.949	9.623	11.406	13.305	16.150	16.172	16.195	16.218
73	0060497	-	-	5.110	5.444	5.799	7.081	7.210	7.342	7.476
74	0060469	-	-	-	-	5.324	5.137	5.433	5.749	6.085

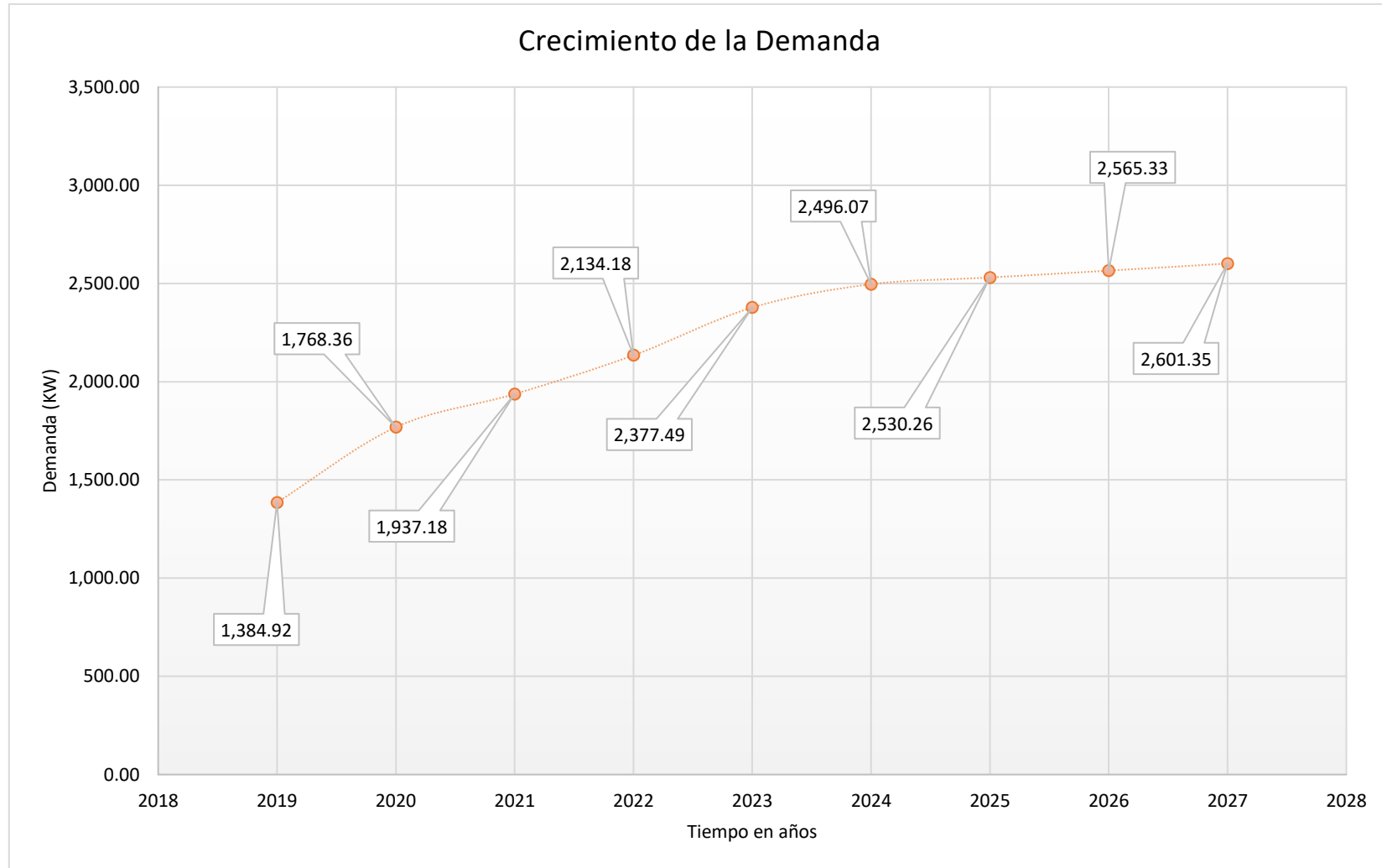
Nro.	Código Subestación	Demanda Anual (KW)					Demanda Proyectada (KW)			
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
75	0060475	-	-	-	38.690	21.571	25.487	27.703	30.113	32.732
76	0060480	-	-	-	22.885	23.697	23.648	24.724	25.849	27.025
77	0060484	-	-	-	12.067	13.368	13.327	14.067	14.849	15.674
78	0060485	-	-	-	21.589	22.189	22.145	23.127	24.152	25.223
79	0060260	6.672	6.964	3.478	3.559	3.942	4.656	4.695	4.735	4.775
80	0060481	-	-	-	11.58	14.66	15.61	16.39	17.21	18.07
Total		1,384.92	1,768.36	1,937.18	2,134.18	2,377.49	2,496.07	2,530.26	2,565.33	2,601.35

**Fuente:** Elaboración propia.

De igual forma para una mejor visualización de los resultados se muestra la siguiente gráfica.

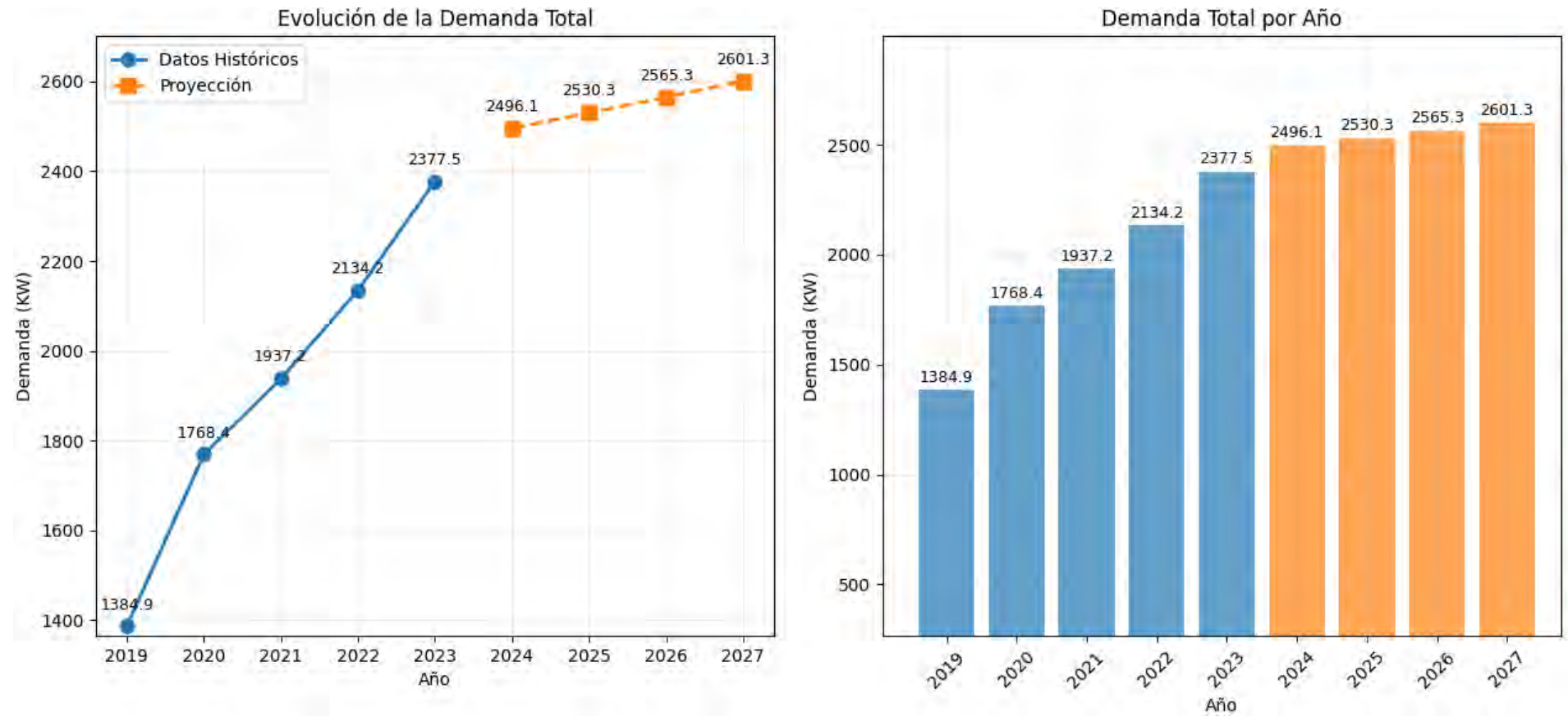
**Figura 4.13**

Crecimiento de la demanda años 2019 al 2027

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.14**

Evolución de la demanda alimentador OR 03

*Fuente: Elaboración propia.*

A partir de los resultados obtenidos, se concluye que para el año 2027, el alimentador OR 03 alcanzará una demanda de 2,601.35 kW, lo que representa un incremento del 9.42% en comparación con el año 2023, equivalente a 223.86 kW.

Con estos datos, en el siguiente capítulo se llevará a cabo la simulación y el análisis de las pérdidas técnicas de energía, con el propósito de evaluar la implementación de la transferencia de carga en el alimentador OR-03.

## **CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA AL ALIMENTADOR OR-03**

### **5.1. Introducción**

Dado que el incremento de la demanda de energía es la principal causa de sobrecargas y, por ende, del aumento en las pérdidas de energía, en este capítulo se detalla el procedimiento para calcular dichas pérdidas técnicas mediante la simulación del flujo de potencia en el software DIGSILENT.

El objetivo de este análisis es identificar y cuantificar las sobrecargas en el alimentador, así como evaluar los componentes afectados. Con esta información, se procederá a la implementación de la transferencia de carga como estrategia para reducir dichas pérdidas y mejorar la eficiencia del sistema.

### **5.2. Modelamiento Existente**

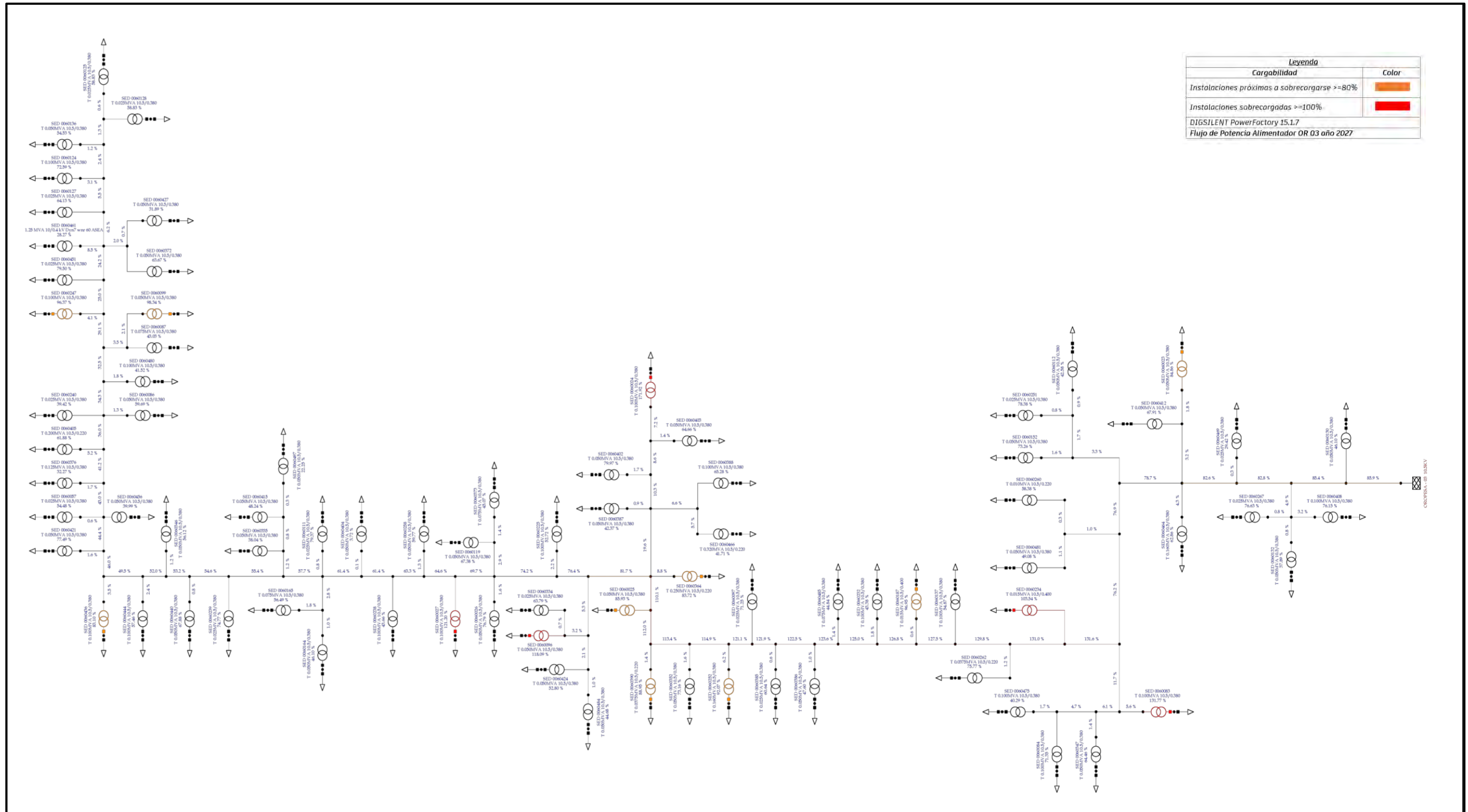
Para el modelado del alimentador OR-03, se emplearon las características eléctricas de los conductores, su disposición topológica y la distribución de las subestaciones a lo largo del sistema, de acuerdo con la base de datos de ELSE.

### **5.3. Estudio de flujo de potencia**

Para la simulación del flujo de potencia, se emplearon los resultados de la proyección obtenidos en el capítulo IV, considerando el horizonte de estudio y estimando la demanda para cada subestación de distribución.

Con estos parámetros, se realizó el análisis del flujo de potencia tanto para la situación actual como para el escenario futuro del alimentador OR-03, obteniendo los siguientes diagramas.

**Figura 5.1**  
Diagrama de flujo de potencia AMTOR 03 año 2027



*Fuente: Simulación de flujo de potencia en DIGSILENT PowerFactory 15.1.7.*



## 5.4. Definición de los Resultados

A través de la simulación del flujo de potencia en DIGSILENT, se obtienen los porcentajes de cargabilidad y las pérdidas técnicas del sistema. A continuación, se presentan y analizan estos resultados.

### 5.4.1. Modelamiento de Pérdidas Técnicas en las SEDs

El análisis detallado de las pérdidas técnicas en el alimentador OR-03 requiere la comprensión y cuantificación de los diferentes tipos de pérdidas que se presentan en los componentes del sistema de distribución. Además de las pérdidas por efecto Joule en conductores, es fundamental considerar las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución, las cuales están compuestas principalmente por pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault.

### 5.4.2. Pérdidas por Histéresis

Las pérdidas por histéresis se producen debido a la magnetización y desmagnetización cíclica del núcleo ferromagnético del transformador durante cada ciclo de la frecuencia de alimentación (60 Hz). Cada vez que el campo magnético se invierte, se debe gastar energía para superar la resistencia interna del material a cambiar su polarización magnética. Esta energía, disipada en forma de calor, es proporcional al área del lazo de histéresis del material del núcleo.

Para el cálculo de las pérdidas por histéresis en los transformadores de distribución del alimentador OR-03, se consideraron los siguientes parámetros y la fórmula clásica de Steinmetz:

$$P_h = \eta * f * B_{max}^n * V \quad (5.1)$$

Donde:

- $P_h$  = Pérdidas por histéresis (W)
- $\eta$  = Coeficiente de histéresis del material del núcleo (depende del tipo de acero)

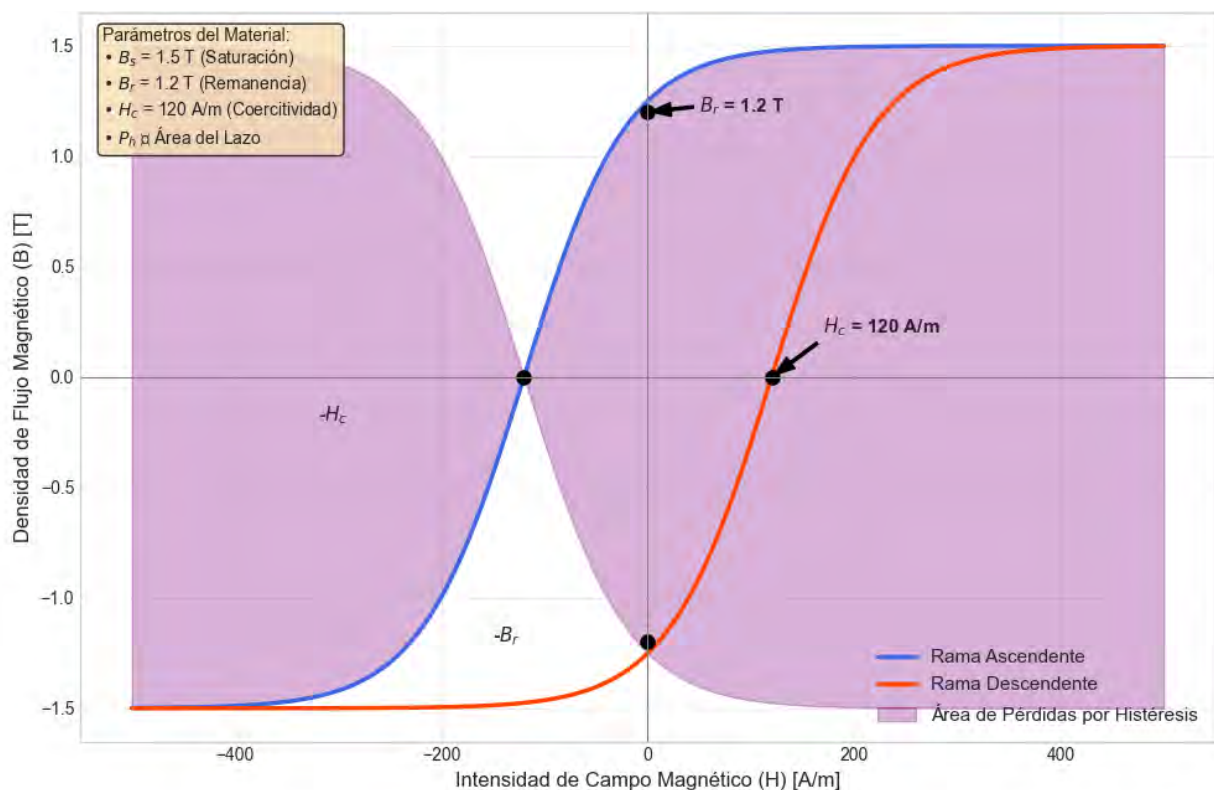
- $f$  = Frecuencia (Hz) = 60 Hz
- $B_{\text{max}}$  = Densidad máxima de flujo magnético (Teslas)
- $n$  = Exponente de Steinmetz (aproximadamente 1.6 para aceros al silicio)
- $V$  = Volumen del núcleo ( $\text{m}^3$ )

Dado que la densidad de flujo  $B_{\text{max}}$  es proporcional al voltaje aplicado ( $V$ ), y este se mantiene constante, las pérdidas por histéresis son esencialmente fijas para un transformador dado que opera a su voltaje nominal.

La siguiente figura muestra la curva de histéresis característica del acero al silicio utilizado en los transformadores del alimentador OR-03, donde se puede visualizar el área que representa las pérdidas por este fenómeno.

**Figura 5.2**

Curva de histéresis Alimentador OR-03



**Fuente:** Elaboración propia en Python.

Los parámetros que se definen en la gráfica representan las características magnéticas fundamentales de un material ferromagnético, como el acero al silicio, cuando se somete a un ciclo de magnetización.

- **$B_s = 1.5 \text{ T}$  (Densidad de Flujo de Saturación):** Este valor indica la densidad de flujo magnético máxima que el material puede alcanzar. Es el punto donde el material ya no puede magnetizarse más, sin importar cuán fuerte sea el campo magnético ( $H$ ) aplicado. En este punto, todos los **dominios magnéticos** del material están completamente alineados.
- **$H_c = 120 \text{ A/m}$  (Coercitividad):** La coercitividad es la intensidad del campo magnético opuesto que se debe aplicar para que la densidad de flujo ( $B$ ) del material regrese a cero. Es una medida de la resistencia del material a ser desmagnetizado. Un valor bajo de  $H_c$  indica un material magnéticamente "blando", ideal para aplicaciones de corriente alterna como los transformadores, porque requiere poca energía para revertir su magnetización.
- **$B_r = 1.2 \text{ T}$  (Remanencia):** La remanencia es la densidad de flujo magnético que queda en el material después de que el campo magnético aplicado ( $H$ ) ha sido reducido a cero. Es una medida de la "memoria magnética" del material. Un valor alto de  $B_r$  significa que el material retiene una gran parte de su magnetización.
- **$H_{max} = 500 \text{ A/m}$  (Máxima Intensidad de Campo Magnético Aplicada):** Este parámetro define el rango máximo del campo magnético al que el material es sometido durante la simulación. El lazo de histéresis se traza al variar el campo magnético desde  $-H_{max}$  hasta  $+H_{max}$  y viceversa.

Considerando potencias instaladas de las subestaciones del alimentador OR-03, se aplicaron valores típicos de pérdidas en vacío (que incluyen histéresis y Foucault)

proporcionados por los fabricantes para transformadores de distribución tipo poste. Para el análisis agregado, se estimó un valor promedio de pérdidas en el hierro.

**Tabla 5.1**

*Pérdidas en el Núcleo (Histéresis y Foucault) en los Transformadores*

Rango de Potencia (kVA)	N° de Transformadores	Pérdidas en Vacío Unitarios (W)	Pérdidas Totales en Vacío (kW)
10-25	15	85	1.28
37.5 - 50	32	150	4.8
75 - 100	23	250	5.75
125 - 160	5	380	1.9
200 - 300	4	600	2.4
≥ 1000	1	3500	3.5
<b>TOTAL</b>	<b>80</b>	<b>-</b>	<b>~19.63 kW</b>

**Fuente:** Elaboración propia basada en datos típicos de catálogos de fabricantes y la base de datos de ELSE.

Estas pérdidas de 19.63 kW están presentes las 24 horas del día, los 365 días del año, contribuyendo de manera constante a las pérdidas totales del sistema.

#### 5.4.3. *Pérdidas por Corrientes de Foucault*

Las pérdidas por corrientes de Foucault (o corrientes parásitas) son pérdidas resistivas causadas por las corrientes circulantes inducidas en el núcleo magnético del transformador por el flujo magnético variable en el tiempo. Estas corrientes circulan en planos perpendiculares al flujo y disipan energía en forma de calor ( $I^2 R$ ).

La magnitud de estas pérdidas depende de la conductividad eléctrica del material del núcleo, el espesor de las laminaciones y la magnitud del flujo magnético. Para minimizarlas, los núcleos se construyen con láminas delgadas de acero al silicio, aisladas entre sí.

$$P_e = K_e * (f * B_{max} * t)^2 * V \quad (5.2)$$

Donde:

- $P_e$  = Pérdidas por corrientes de Foucault (W)
- $K_e$  = Constante que depende de la conductividad del material.
- $f$  = Frecuencia (Hz) = 60 Hz

- $B_{\text{max}}$  = Densidad máxima de flujo magnético (Teslas)
- $t$  = Espesor de la laminación del núcleo (m)
- $V$  = Volumen del núcleo ( $\text{m}^3$ )

Al igual que las pérdidas por histéresis, las pérdidas por corrientes de Foucault son función del voltaje aplicado (a través de  $B_{\text{max}}$ ). Dado que el voltaje en el sistema de distribución se controla para mantenerse dentro de un rango estrecho, estas pérdidas también se consideran constantes.

En los transformadores modernos de acero al silicio de grano orientado, las pérdidas por histéresis suelen representar aproximadamente el 70% de las pérdidas totales en el núcleo, mientras que las corrientes de Foucault constituyen el 30% restante. Por lo tanto, para el grupo de transformadores del OR-03, se tiene:

**Tabla 5.2**  
*Pérdidas en el Núcleo de las SEDs para el OR-03*

Tipo de Pérdida	Porcentaje de las Pérdidas en el Núcleo	Potencia Estimada (kW)
Pérdidas por Histéresis ( $P_h$ )	70%	13.74 kW
Pérdidas por Foucault ( $P_e$ )	30%	5.89 kW
Pérdidas Totales en el Núcleo	100%	19.63 kW

**Fuente:** *Elaboración propia basada en datos del flujo de potencia.*

El modelamiento de las pérdidas técnicas en el alimentador OR-03, implementado en DIGSILENT, integra de manera integral estas pérdidas en los transformadores (calculadas a partir de sus datos de placa y modelos estándar) junto con las pérdidas por efecto Joule en los conductores. Los resultados consolidados de esta modelación, que muestran el comportamiento de las pérdidas totales de potencia y energía a lo largo del período de estudio (2023-2027). La implementación de la transferencia de carga impacta positivamente en ambos tipos de pérdidas: reduce las pérdidas Joule al descargar tramos críticos y, al permitir el redimensionamiento de transformadores sobrecargados, se reemplazan por unidades con mayores potencias nominales

que, aunque pueden tener pérdidas en vacío absolutas ligeramente mayores, operan a un porcentaje de cargabilidad mucho menor, mejorando así la eficiencia global del sistema.

#### **5.4.4. Porcentaje de Pérdidas Técnicas de Energía periodo (2023-2027)**

La evaluación de pérdidas técnicas está compuesta por los conductores y transformadores de distribución que comprenden el alimentador OR-03, las pérdidas técnicas se deben a los procesos de transporte y transformación de energía.

La suma de las pérdidas técnicas que se consideran en el estudio es:

- Pérdidas en los conductores de media tensión debido al efecto Joule.
- Pérdidas en los transformadores

Para el cálculo de las pérdidas de energía, DIGSILENT considera tres criterios fundamentales. En primer lugar, utiliza la información de las redes de media tensión, incluyendo valores de resistencia y reactancia. En segundo lugar, requiere los datos de demanda máxima y el voltaje de barra en el que opera el alimentador. Finalmente, como tercer criterio, se ingresan los datos de los transformadores de distribución asociados al alimentador OR-03, según la base de datos de la empresa ELSE.

A partir del análisis del flujo de potencia en DIGSILENT, se obtienen las pérdidas de potencia del sistema. Con estos valores, junto con el factor de carga, es posible determinar el factor de pérdidas mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones:

$$F.P. = C \times F.C. + (1 - C) \times F.C.^2 \quad (5.3)$$

Donde:

(F.P.) es el factor de pérdidas.

(F.C.) es el factor de carga del alimentador,  $F.C. = 0.6973$ .

(C) es una constante, siendo  $C = 0.3$  para sistemas de distribución.

Desarrollando y resolviendo la ecuación anterior, se obtiene una Factor de Pérdidas de 0.5495.

Entonces el porcentaje de pérdidas para el alimentador OR-03 se calcula con la siguiente expresión:

$$\%E.P. = \frac{F.P.}{F.C.} \times \%P.P. \quad (5.4)$$

Donde:

(%E.P.) es el porcentaje de pérdidas de energía.

(F.P.) es el factor de pérdidas, F.P. = 0.5495.

(F.C.) es el factor de carga del alimentador, F.C. = 0.6973.

(%P.P.) es el porcentaje de pérdidas de potencia.

Se obtiene la siguiente tabla que muestra las pérdidas técnicas de energía en el alimentador OR-03 para los periodos comprendidos entre 2023 y 2027.

**Tabla 5.3**

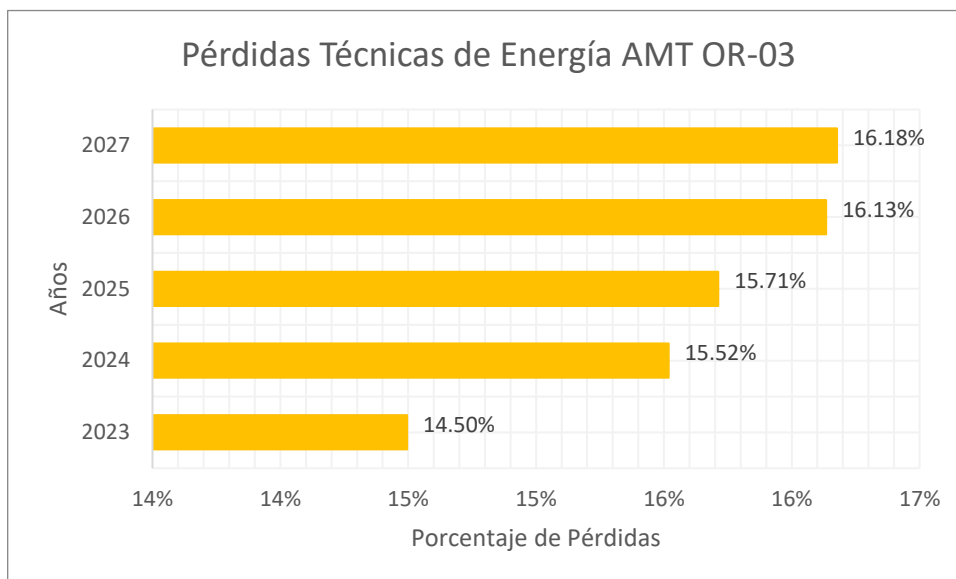
*Porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 periodos (2023-2027)*

Año	Carga Total (MW)	Alimentación Externa (MW)	Pérdida de Potencia (MW)	%Pérdida de Potencia	%Pérdida de Energía	Pérdida de Energía (MWh)
2023	2.44	2.99	0.55	18.39%	15.50%	2,159.00
2024	2.61	3.25	0.64	19.69%	15.52%	2,477.62
2025	2.65	3.31	0.66	19.94%	15.71%	2,541.54
2026	2.68	3.37	0.69	20.47%	16.13%	2,644.33
2027	2.71	3.41	0.70	20.53%	16.18%	2,686.77
Total	13.09	16.33	3.24	-	-	12,509.25

**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

**Figura 5.3**

Gráfico de barras para el porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 periodos (2023-2027)



**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

Como se observa en la tabla anterior, el porcentaje de pérdidas aumenta del 15.50 % en el año 2023 al 16.18 % en el año 2027. Este resultado indica que, si no se planifican modificaciones en el sistema de distribución, para el año 2027 se registrarían pérdidas de 2,686.77 MWh, lo que generaría un impacto económico negativo para la empresa ELSE.

#### **5.4.5. Análisis de Cargabilidad en el Alimentador OR-03 Considerando la Situación Futura año 2027**

Otra consecuencia clara debido al incremento de la demanda de energía es el incremento de la cargabilidad en los conductores y transformadores. Esta situación representa un riesgo en el proceso de transporte de energía, ya que la sobrecarga en estos componentes no solo reduce su vida útil, sino que también puede afectar la estabilidad y eficiencia del sistema.

A continuación, se presentan los resultados de la sobrecarga en los transformadores en la siguiente tabla.



**Tabla 5.4***Subestaciones sobrecargadas en el alimentador OR-03 año 2027*

Ítem	Código Subestación	Nombre Subestación	Potencia Instalada KVA	Nro. de Usuarios	% Cargabilidad
1	0060083	APV TIPON 1	100	176	131.77
2	0060024	HUASAO	100	245	171.92
3	0060234	SED PARAISO	15	29	103.54
4	0060096	CHINGO GRANDE	50	209	118.09
5	0060027	SAYLLA	100	372	121.2

***Fuente:*** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT

En la tabla anterior se observa que, para el año 2027, el alimentador OR-03 presentará cinco subestaciones sobrecargadas, destacando la Subestación 0060024 Huasao con una sobrecarga del 171.92%, debido principalmente a la gran cantidad de usuarios que abastece.

Por otra, parte según la Figura 5.1, el tramo señalado en rojo muestra una sobrecarga del 131.6% en su punto más crítico, lo que indica que el alimentador, bajo las condiciones proyectadas, enfrentará problemas de sobrecarga.

Ante esta situación, es necesario implementar la transferencia de carga para aliviar los tramos sobrecargados del alimentador OR-03. Asimismo, se recomienda aumentar la capacidad de los transformadores con sobrecarga, con el objetivo de cubrir demandas mayores y garantizar un sistema de distribución de energía más confiable.

### **5.5. Aplicación de la metodología de alivio de cargas a través de la transferencia de carga**

La propuesta de este trabajo consiste en implementar la transferencia de carga entre subestaciones de distribución como estrategia para mitigar las sobrecargas en el tramo identificado en la Figura 5.1.

### ***5.5.1. Análisis para la Selección de la Ubicación para la Implementación de la Transferencia de Carga***

Para seleccionar la ubicación óptima para la transferencia de carga, es fundamental considerar factores que garanticen una implementación eficiente y un funcionamiento adecuado, evitando confusiones entre los circuitos involucrados.

En este estudio, se ha elegido el alimentador OR-02 como receptor de la carga transferida, dado que su red se encuentra adyacente al alimentador OR-03, lo que facilita la interconexión. Además, otro factor clave en esta selección es que el troncal del alimentador OR-02 cuenta con un conductor AAAC 3x120 mm<sup>2</sup>, lo que le permite soportar un incremento de carga derivado del aumento de la demanda.

### ***5.5.2. Transferencia de Carga entre el Alimentador OR-02 y OR-03***

Para llevar a cabo la transferencia de carga, se propone transferir el tramo crítico del alimentador OR-03 junto con sus 16 subestaciones, con el objetivo de mitigar la sobrecarga en el sistema.

Las subestaciones incluidas en este tramo crítico se detallan en la siguiente tabla.

**Tabla 5.5**  
*Subestaciones transferidas al alimentador OR-02*

<b>Ítem</b>	<b>Código Subestación</b>	<b>Nombre Subestación</b>	<b>Potencia Instalada KVA</b>	<b>Nro. de Usuarios</b>
1	0060187	ISLAPAMPA CHURUPUCYO	15	1
2	0060232	ALMACENES DIST. AGUIRRE	100	1
3	0060252	INDUSTRIAS FIRME	160	1
4	0060262	ESTACION DE SERVICIOS CHURUPUCYO	37.5	1
5	0060352	ESTACION DE SERVICIOS IMPERIAL	50	1
6	0060347	APV TIPON 3	50	71
7	0060084	APV TIPON 2	100	162
8	0060083	APV TIPON 1	100	176
9	0060386	CHINGO CHICO	50	31
10	0060097	NUEVO HUASAO	25	23

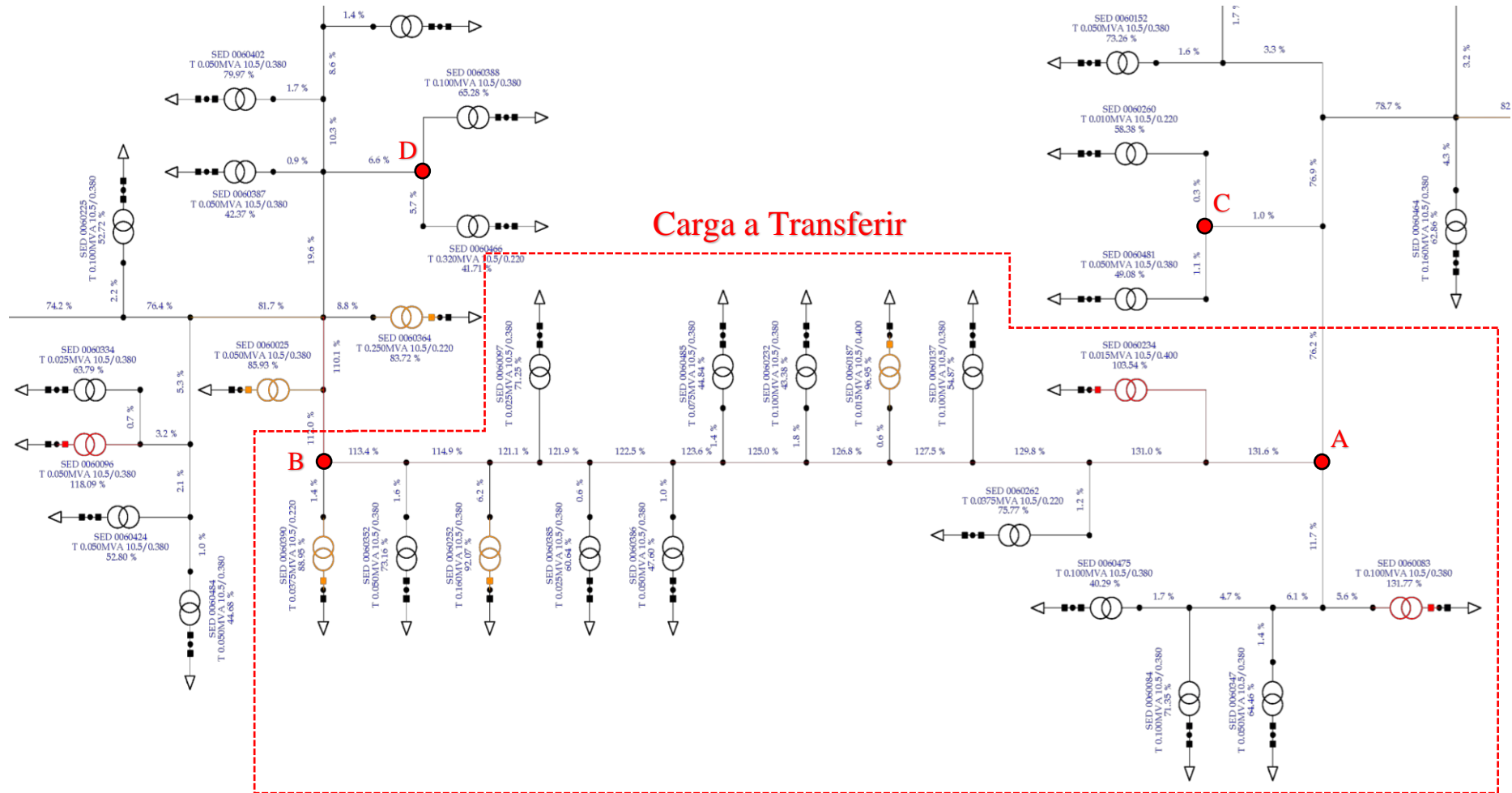
<b>Ítem</b>	<b>Código Subestación</b>	<b>Nombre Subestación</b>	<b>Potencia Instalada KVA</b>	<b>Nro. de Usuarios</b>
11	0060385	CHURUPUCYO	25	47
12	0060390	IPESA SAC.	37.5	1
13	0060137	REAL NACIENTE	100	85
14	0060234	SED PARAISO	15	29
15	0060475	TIPO	100	1
16	0060485	PLANTA LINDE	75	1

***Fuente:*** Base de Datos ELSE.

El tramo y las subestaciones transferidas al alimentador OR-02 se muestran en la siguiente figura.

**Figura 5.4**

Tramo y subestaciones transferidas al alimentador OR-02

**Fuente:** Simulación de flujo de potencia en DIGSILENT Power Factory 15.1.7.

Para realizar la transferencia de carga comprendida entre los nodos A y B al alimentador OR-02, es necesario realizar dos acciones:

La primera acción consiste en conectar el alimentador OR-02 a la carga transferida mediante un conductor aéreo AAAC de  $3 \times 25 \text{ mm}^2$  con una longitud de 15 metros.

La segunda acción consiste en interconectar los nodos C y D, para lo cual es necesario instalar un conductor aéreo AAAC de  $3 \times 35 \text{ mm}^2$  con una longitud de 1.6 km. Este recorrido inicia en la subestación Champa Cancha, sigue a lo largo de la carretera paralela al río Huatanay y finaliza en la subestación Callapucyo 2, como se muestra en la siguiente imagen satelital.

Vista satelital de la interconexión de los nodos C y D



**Fuente:** Imagen satelital Google Earth.

La transferencia de carga propuesta es viable en la actualidad, ya que emplea un conductor aéreo y no abarca una distancia considerable. Además, el trazado del tramo sigue el recorrido de la carretera, lo que permite evitar el cruce por predios o lotes privados, eliminando así la necesidad de pagos por servidumbre.

### 5.6. Análisis del Cambio de las Capacidades Instalada en los Transformadores de Distribución

Para aliviar la cargabilidad de los transformadores sobrecargados para el año 2027, se propone realizar el cambio de estos por una mayor capacidad considerando la demanda máxima, resultando la siguiente tabla.

**Tabla 5.6**

*Redimensionamiento de las potencias instaladas de las subestaciones año 2027*

Ítem	Código Subestación	SED actual		SED Proyectada	
		Potencia (KVA)	Cargabilidad	Potencia (KVA)	Cargabilidad
1	0060083	100	131.77 %	160	78.96 %
2	0060024	100	171.92 %	200	78.72 %
3	0060234	15	103.54 %	25	57.83 %
4	0060096	50	118.09 %	75	72.44 %
5	0060027	100	121.2 %	160	69.35 %

**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT

En la Tabla 5.6 se muestran las potencias proyectadas para el cambio de la capacidad de potencia en las subestaciones, donde se puede apreciar que la sobrecarga presentada en el año 2027, se reduce en valores menores al 100% para las 5 subestaciones, resolviendo el problema de cargabilidad en los transformadores.

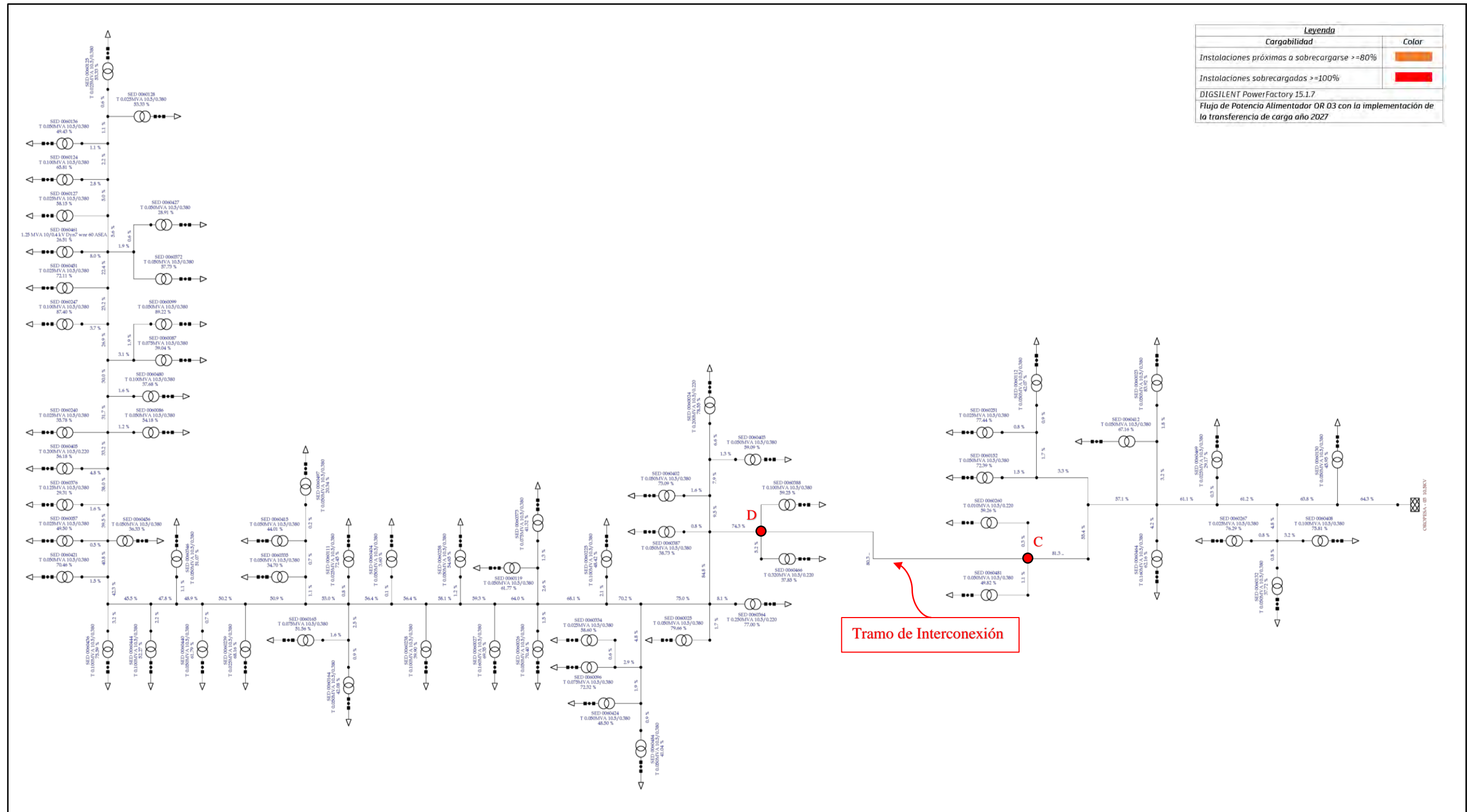
### 5.7. Resultados de la Implementación de la Transferencia de Carga

Implementado la transferencia de carga se realiza el flujo de potencia para la situación futura de los alimentadores OR-03 y OR-02, obteniéndose los siguientes diagramas.



**Figura 5.5**

Diagrama de flujo de potencia AMT OR-03 con la implementación de la transferencia de carga año 2027.



**Fuente:** Simulación de flujo de potencia en DIGSILENT Power Factory 15.1.7.





### 5.7.1. *Análisis de Cargabilidad para la Situación Futura con la Implementación de la Transferencia de Carga*

Con la implementación de la transferencia de carga podemos observar que los problemas de sobrecarga presentados en la Figura 5.5 se solucionan, reduciendo así los posibles problemas de cargabilidad en el alimentador OR-03 que se presentarían en el año 2027.

Así también, en el diagrama de flujo de potencia de la Figura 5.6, se puede observar que el alimentador OR-02, con la recepción de la carga transferida no presentará problemas de sobrecarga para la situación futura, por ende, no se afectarán las condiciones de operación de este alimentador.

### 5.7.2. *Análisis de Pérdidas Técnicas de Energía con la Implementación de la Transferencia de Carga*

Una vez realizada la transferencia de carga, se procede a analizar las pérdidas técnicas de energía para los años de estudio, obteniendo los siguientes resultados.

**Tabla 5.7**

*Porcentaje de pérdidas en el alimentador OR-03 con la transferencia de carga periodos (2023-2027)*

Año	Carga Total (MW)	Alimentación Externa (MW)	Pérdida de Potencia (MW)	%Pérdida de Potencia	%Pérdida de Energía	Pérdida de Energía (MWh)
2023	1.93	2.23	0.3	13.45%	10.60%	1,760.77
2024	2.08	2.43	0.35	14.40%	11.35%	1,812.17
2025	2.1	2.46	0.36	14.63%	11.53%	1,841.22
2026	2.12	2.49	0.37	14.86%	11.71%	1,894.01
2027	2.15	2.52	0.37	14.68%	11.57%	1,921.71
Total	10.38	12.13	1.75	-	-	9,229.88

**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

Para tener una mejor visualización de los resultados se presenta la siguiente tabla y gráfica comparativa.

**Tabla 5.8**

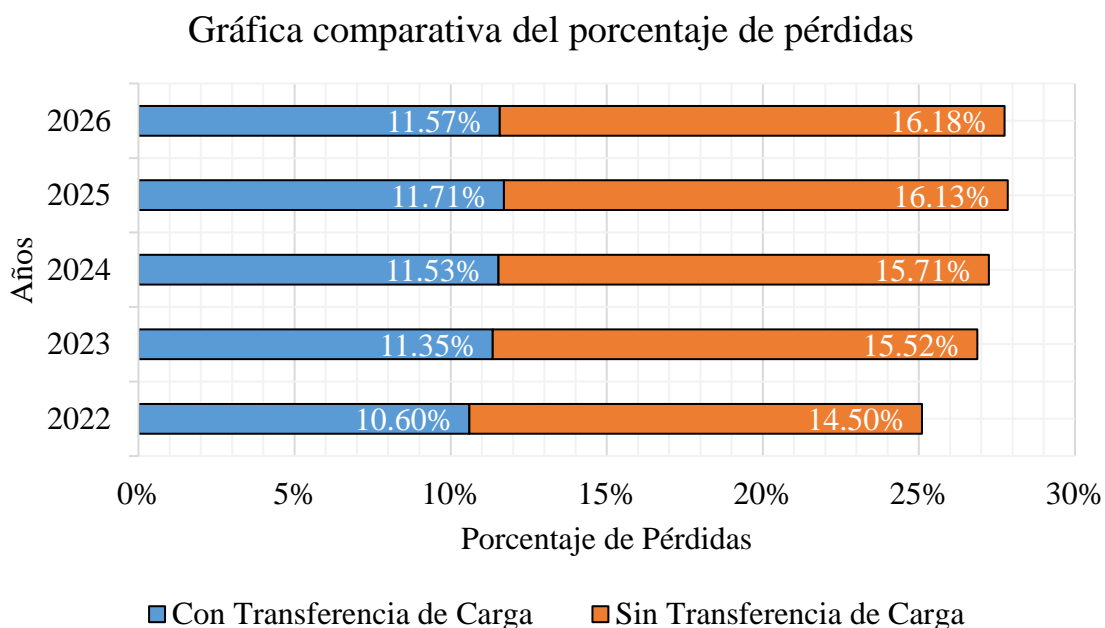
*Tabla comparativa de la disminución de pérdidas técnicas de energía en el alimentador OR-03 años 2023 al 2027*

Año	Sin la Transferencia de Carga		Con la Transferencia de Carga	
	%Pérdida de Energía	Pérdida de Energía (MWh)	%Pérdida de Energía	Pérdida de Energía (MWh)
2023	15.50%	2,159.00	10.60%	1,760.77
2024	15.52%	2,477.62	11.35%	1,812.17
2025	15.71%	2,541.54	11.53%	1,841.22
2026	16.13%	2,644.33	11.71%	1,894.01
2027	16.18%	2,686.77	11.57%	1,921.71
Total	-	12,509.26	-	9,229.88

**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

**Figura 5.7**

Gráfica comparativa para el porcentaje de pérdidas en el alimentador OR 03 periodos (2023-2027)



**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

Como se aprecia en la gráfica anterior, la implementación de la transferencia de carga permite reducir las pérdidas del alimentador OR-03 del 16.18% al 11.57% para el año 2027, lo que representa un ahorro de 3,279.36 MWh de energía durante el período de estudio.

Complementando el análisis, se presentan los resultados del flujo de potencia para el alimentador OR-02, a fin de verificar su capacidad para recibir la carga transferida desde el alimentador OR-03.

**Tabla 5.9**

*Análisis de cargabilidad del alimentador OR-02 con la transferencia de carga, años 2023 al 2027*

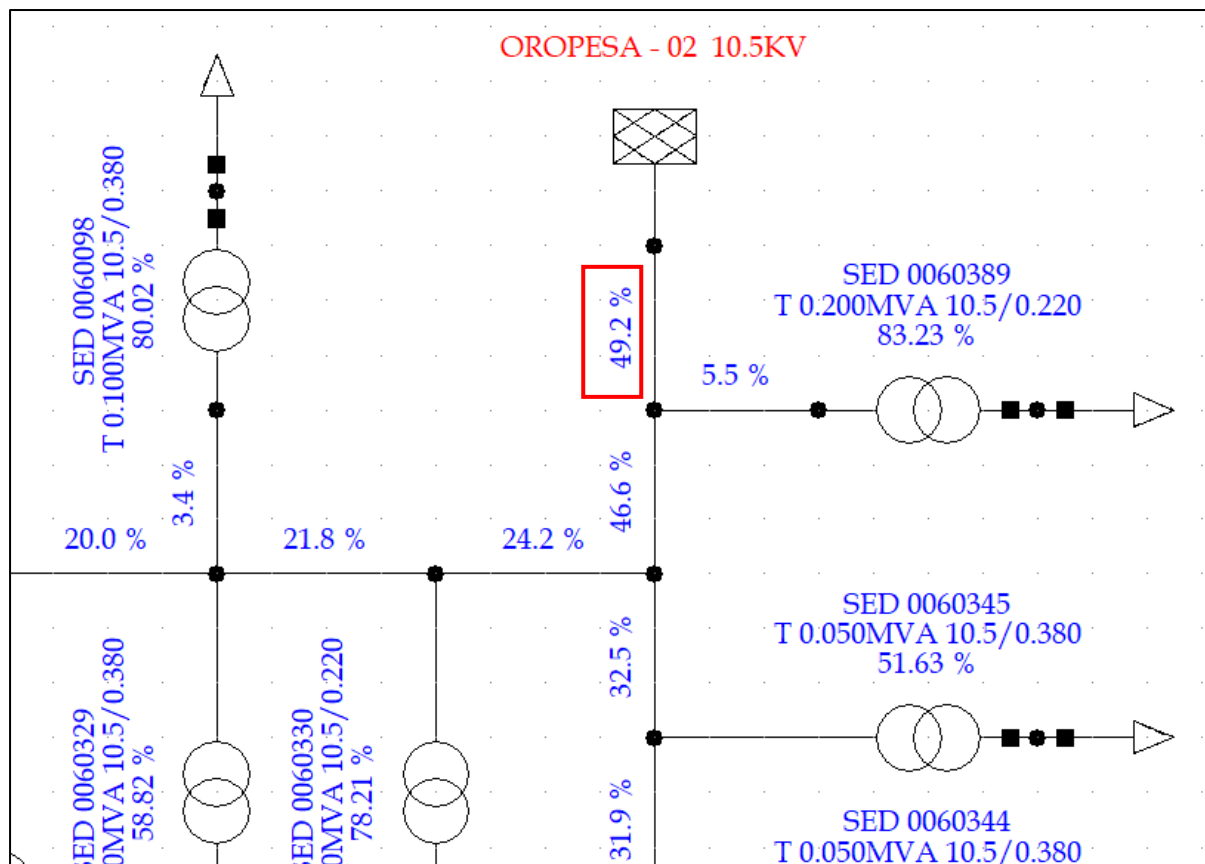
<b>Año</b>	<b>Cargabilidad Máxima de la Red (%)</b>	<b>Condición Operativa</b>
2023	42.80%	Normal
2024	44.50%	Normal
2025	46.30%	Normal
2026	47.80%	Normal
2027	49.20%	Normal

**Fuente:** Resultados del flujo de potencia DIGSILENT.

Del análisis de flujo de potencia realizado en DIGSILENT para el alimentador Oropesa 02 de 10.5 kV, en la figura siguiente se observa que la cargabilidad en el punto más crítico de la red para el año 2027 alcanza el 49.2%.

**Figura 5.8**

Cargabilidad del alimentador OR 02 con la transferencia de carga para el año 2027



**Fuente:** Flujo de potencia DIGSILENT.

Este valor se encuentra por debajo del límite operativo recomendado (70-80%), lo que indica que el alimentador OR-02 tiene capacidad suficiente para absorber la carga transferida desde el alimentador OR-03 sin presentar problemas de sobrecarga o restricciones operativas. La transferencia de carga propuesta es técnicamente viable y no compromete la confiabilidad del sistema eléctrico en el horizonte de planificación 2023-2027.

### 5.8. Beneficios de la Disminución de Pérdidas Técnicas de Energía

Un plan para la reducción de pérdidas técnicas no solo disminuye la necesidad de compra de energía a la generación, optimizando así los recursos destinados a la operación y expansión del sistema de distribución, sino que también reduce el porcentaje de cargabilidad del alimentador OR-03, permitiendo la incorporación de nuevos usuarios.

La mitigación de pérdidas debe ser una prioridad constante en el área de planificación de Electro Sur Este, ya que su correcta evaluación depende de un análisis exhaustivo, y su reducción se traduce en beneficios económicos significativos para la empresa.

### CONCLUSIONES

1. La transferencia de carga del alimentador AMT OR-03 al AMT OR-02 demuestra ser una medida efectiva para reducir las pérdidas técnicas de energía durante el período 2023-2027, logrando una optimización significativa del sistema, lo que valida la hipótesis principal de la investigación.
2. El diagnóstico realizado mediante simulación de flujo de potencia permitió determinar que para el año 2023 el alimentador AMT OR-03 presenta pérdidas técnicas de energía de 2,159.00 MWh, equivalente al 15.50% del total de energía suministrada. Este modelamiento estableció la línea base operativa necesaria para evaluar la intervención.
3. Tras evaluar los métodos de proyección de demanda, se seleccionó la suavización exponencial con coeficiente igual a 2 por presentar el mejor ajuste, con un error porcentual absoluto medio (EPAM) del 3.12%, el más bajo en comparación con otros métodos evaluados, garantizando así la mayor precisión para proyectar la demanda futura.
4. La implementación de la transferencia de carga reduce las pérdidas técnicas del alimentador OR-03 de 15.50% a 11.57%, lo que representa una reducción del 3.93 puntos porcentuales. En términos absolutos, esto se traduce en un ahorro energético de 3,279.36 MWh para el período de estudio, asegurando simultáneamente la atención de la demanda eléctrica proyectada.

**SUGERENCIAS**

1. Para optimizar este estudio, se recomienda llevar a cabo un análisis de coordinación de protecciones, con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución.
2. Para obtener una evaluación completa de las pérdidas de energía en el alimentador OR-03, se sugiere realizar un estudio que incluya tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas.
3. Es fundamental crear conciencia en la empresa concesionaria sobre la importancia de reducir las pérdidas de energía, resaltando los beneficios operativos y económicos que esta medida puede generar, así como su viabilidad para ser implementada en otros alimentadores.



## BIBLIOGRAFÍA

- Adán J. (2009). *Minimización de pérdidas en redes de distribución mediante reconfiguración* (tesis de maestría). Instituto Politécnico Nacional, México D.F.
- Ahmed A. (2012). *Network reconfiguration for loss reduction in electrical distribution system using genetic algorithm* (tesis de maestría). Al-Azhar University. El Cairo, Egipto.
- Amanqui M. (2018). *Metodología de reconfiguración de redes primarias de la subestación de transformación San Lázaro para garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico en la zona céntrica de Arequipa* (tesis de maestría). Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Arequipa, Perú.
- Ariza Ramírez, A. (2013) Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución.
- Avani G. Patel, Chintan Patel (2016) Distribution network reconfiguration for loss reduction. *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*.
- Bocangel C. y Bedia N. (2014). *Desarrollo de un software para la reconfiguración de redes primarias de distribución* (tesis de pregrado). Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco. Cusco, Perú.
- Borozan V., Rajiei D., y Ackovski R. (1997). Minimum loss reconfiguration of unbalanced distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. I.
- Calcin R. (2011). *Diagnóstico y evaluación de pérdidas eléctricas en el área de concesión Electro Puno S.A.A. SET Juliaca* (tesis de pregrado). Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, Cusco, Perú.
- Champi Huanca, R., & Marín Armuto, F. (2016) Análisis y evaluación de cargabilidad del transformador de potencia Chahuares y los alimentadores en 22.9 Kv. al año 2020.
- Granobles R., Caicedo D., Díaz F. y Gers O. (2005). Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. *Energía y Computación*, Vol. 10, No.1. 56
- Hernández F. (2013). *Reconfiguración de redes eléctricas de distribución: método exhaustivo mejorado* (tesis de pregrado). Universidad Central Marta Abreu de Las Villas. Santa Clara, Cuba.
- Jiang D. y Baldick R. (1996). Optimal electric distribution system switch reconfiguration and capacitor control. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2.

- Jiménez S. (2005). *Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica* (tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- Kandjungulume J. (2012). *Reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas* (tesis de pregrado). Universidad Central Marta Abreu de Las Villas. Santa Clara, Cuba.
- Landeros A. (2018). *Smart reconfiguration of electric power distribution networks for power loss minimization and voltage profile optimization* (tesis de maestría). Reykjavík University. Reykjavík, Iceland.
- Loor R. (2014). *Reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica basada en optimización de mapeo media – varianza* (tesis de maestría). Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Martínez J. (2013). *Reconfiguración de redes eléctricas de distribución mediante el método heurístico de optimización de lazo simple* (tesis de pregrado). Universidad Central Marta Abreu de Las Villas. Santa Clara, Cuba.
- Monzón, L. (2017) Cargabilidad en una línea de transmisión.
- Patel A. y Patel C. (2016). Distribution network reconfiguration for loss reduction, *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques* (ICEEOT).
- Rodríguez, I.C. (2012) Metodología de la Investigación científica aplicada a la Ingeniería Callao, Lima.

## **ANEXOS**

**REPORTE DE RESULTADOS DIGSILENT, ESCENARIO 2027 SIN  
TRANSFERENCIA DE CARGA**

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange									
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits				No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations						No 1.00 kVA 0.10 %		
Grid: SEP		System Stage: SEP			Study Case: Study Case					Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(1)													
0.38	0.94	0.36	-149.61						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(2)			0.02	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060132			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	37.89					
BT0010716(2)													
0.38	0.94	0.36	-149.60						P10:	0.06 MW	Q10:	0.03 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(3)			0.06	0.03	0.90	0.12		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060408			-0.06	-0.03	-0.90	0.12	76.15					
BT0010716(3)													
0.38	0.94	0.36	-149.61						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(4)			0.02	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060267			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	76.63					
BT0010716(4)													
0.38	0.92	0.35	-149.24						P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(5)			0.01	0.00	0.90	0.01		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060469			-0.01	-0.00	-0.90	0.01	29.42					
BT0010716(5)													
0.38	0.91	0.35	-149.08						P10:	0.08 MW	Q10:	0.04 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(6)			0.08	0.04	0.90	0.15		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060464			-0.08	-0.04	-0.90	0.15	62.86					
BT0010716(6)													
0.38	0.94	0.36	-149.71						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(7)			0.02	0.01	0.90	0.04		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060130			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	46.10					
BT0010716(7)													
0.38	0.91	0.35	-149.09						P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(1)			0.03	0.01	0.90	0.05		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060412			-0.03	-0.01	-0.90	0.05	67.91					
BT0010716(8)													
0.38	0.91	0.35	-149.08						P10:	0.03 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(8)			0.03	0.02	0.90	0.06		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060023			-0.03	-0.02	-0.90	0.06	84.86					
BT0010716(9)													
0.22	0.91	0.20	-148.94						P10:	0.00 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(9)			0.00	0.00	0.90	0.02		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060260			-0.00	-0.00	-0.90	0.02	58.38					
BT0010716(10)													
0.38	0.91	0.34	-148.94						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(10)			0.02	0.01	0.90	0.04		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060481			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	49.08					
BT0010716(11)													
0.38	0.91	0.35	-148.97						P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(11)			0.03	0.01	0.90	0.06		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060152			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	73.26					

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 2		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
BT0010716(12)		0.38 0.91 0.35 -148.94												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(12)			0.02	0.01	0.90	0.03		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060251			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	78.38	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(13)		0.38 0.91 0.35 -148.95												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(13)			0.02	0.01	0.90	0.03		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060112			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	42.58	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(14)		0.38 0.90 0.34 -148.82												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(14)			0.11	0.05	0.90	0.20		P10:	0.11 MW	Q10:	0.05 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060083			-0.11	-0.05	-0.90	0.20	131.77	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(15)		0.38 0.90 0.34 -148.82												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(15)			0.03	0.01	0.90	0.05		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060347			-0.03	-0.01	-0.90	0.05	64.46	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(16)		0.38 0.90 0.34 -148.82												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(16)			0.06	0.03	0.90	0.11		P10:	0.06 MW	Q10:	0.03 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060084			-0.06	-0.03	-0.90	0.11	71.35	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(17)		0.38 0.90 0.34 -148.81												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(17)			0.03	0.02	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060475			-0.03	-0.02	-0.90	0.06	40.29	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(18)		0.40 0.87 0.35 -148.05												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(18)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060234			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	103.54	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(19)		0.22 0.87 0.19 -147.94												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(19)			0.02	0.01	0.90	0.07		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060262			-0.02	-0.01	-0.90	0.07	75.77	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(20)		0.38 0.85 0.32 -147.37												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(20)			0.04	0.02	0.90	0.08		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060137			-0.04	-0.02	-0.90	0.08	54.87	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(21)		0.40 0.84 0.34 -147.15												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(21)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060187			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	96.95	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(22)		0.38 0.84 0.32 -147.04												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(22)			0.03	0.02	0.90	0.07		P10:	0.03 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060232			-0.03	-0.02	-0.90	0.07	43.38	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(23)		0.38 0.83 0.32 -146.89												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(23)			0.03	0.01	0.90	0.05		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060485			-0.03	-0.01	-0.90	0.05	44.84	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(24)		0.38 0.83 0.32 -146.81												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(24)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060386			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	47.60	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 3		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV]		[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(25)														
0.38		0.83 0.31 -146.74												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(25)				0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060385				-0.01	-0.01	-0.90	0.02	60.64	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(26)														
0.38		0.82 0.31 -146.63												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(26)				0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060097				-0.01	-0.01	-0.90	0.03	71.25	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(27)														
0.38		0.82 0.31 -146.60												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(27)				0.11	0.05	0.90	0.22		P10:	0.11 MW	Q10:	0.05 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060252				-0.11	-0.05	-0.90	0.22	92.07	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(28)														
0.38		0.82 0.31 -146.53												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(28)				0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060352				-0.03	-0.01	-0.90	0.06	73.16	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(29)														
0.22		0.82 0.18 -146.42												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(29)				0.02	0.01	0.90	0.09		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060390				-0.02	-0.01	-0.90	0.09	88.95	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(30)														
0.38		0.79 0.30 -145.65												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(30)				0.03	0.01	0.90	0.07		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060025				-0.03	-0.01	-0.90	0.07	85.93	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(31)														
0.22		0.79 0.17 -145.39												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(31)				0.15	0.07	0.90	0.55		P10:	0.15 MW	Q10:	0.07 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060364				-0.15	-0.07	-0.90	0.55	83.72	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(32)														
0.22		0.79 0.17 -145.37												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(32)				0.09	0.05	0.90	0.35		P10:	0.09 MW	Q10:	0.05 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060466				-0.09	-0.05	-0.90	0.35	41.71	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(33)														
0.38		0.79 0.30 -145.40												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(33)				0.05	0.02	0.90	0.10		P10:	0.05 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060388				-0.05	-0.02	-0.90	0.10	65.28	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(34)														
0.38		0.79 0.30 -145.42												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(34)				0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060387				-0.01	-0.01	-0.90	0.03	42.37	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(35)														
0.38		0.79 0.30 -145.40												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(35)				0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060402				-0.03	-0.01	-0.90	0.06	79.97	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(36)														
0.38		0.79 0.30 -145.38												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(36)				0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060403				-0.02	-0.01	-0.90	0.05	64.66	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(37)														
0.38		0.79 0.30 -145.38												
Cub 2 /Lod	OR03BT0010716(37)				0.12	0.06	0.90	0.26		P10:	0.12 MW	Q10:	0.06 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060024				-0.12	-0.06	-0.90	0.26	171.92	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 4	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(38)		0.38	0.78 0.30 -145.18										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(38)			0.04	0.02	0.90	0.09		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060096			-0.04	-0.02	-0.90	0.09	118.09	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(39)		0.38	0.78 0.30 -145.18										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(39)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060334			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	63.79	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(40)		0.38	0.78 0.30 -145.18										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(40)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060424			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	52.80	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(41)		0.38	0.78 0.30 -145.17										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(41)			0.02	0.01	0.90	0.03		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060484			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	44.68	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(42)		0.38	0.78 0.30 -145.18										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(42)			0.04	0.02	0.90	0.08		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060225			-0.04	-0.02	-0.90	0.08	52.72	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(43)		0.38	0.77 0.29 -144.86										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(43)			0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060026			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	76.79	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(44)		0.38	0.77 0.29 -144.86										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(44)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060119			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	67.38	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(45)		0.38	0.77 0.29 -144.86										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(45)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060373			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	45.07	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(46)		0.38	0.76 0.29 -144.63										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(46)			0.08	0.04	0.90	0.18		P10:	0.08 MW	Q10:	0.04 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060027			-0.08	-0.04	-0.90	0.18	121.20	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(47)		0.38	0.76 0.29 -144.41										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(47)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060258			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	59.77	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(48)		0.38	0.76 0.29 -144.34										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(48)			0.03	0.01	0.90	0.07		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060238			-0.03	-0.01	-0.90	0.07	43.66	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(49)		0.38	0.75 0.29 -144.32										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(49)			0.00	0.00	0.90	0.00		P10:	0.00 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060404			-0.00	-0.00	-0.90	0.00	3.72	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(50)		0.38	0.75 0.28 -144.12										
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(50)			0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060111			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	79.37	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5



Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 5		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV]		[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(51)		0.38 0.75 0.28 -144.12												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(51)				0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060164				-0.02	-0.01	-0.90	0.04	46.10	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(52)		0.38 0.75 0.28 -144.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(52)				0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060165				-0.03	-0.01	-0.90	0.06	56.49	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(53)		0.38 0.75 0.28 -144.05												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(53)				0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060335				-0.01	-0.01	-0.90	0.03	38.04	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(54)		0.38 0.75 0.28 -144.05												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(54)				0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060415				-0.02	-0.01	-0.90	0.04	48.24	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(55)		0.38 0.75 0.28 -144.05												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(55)				0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060497				-0.01	-0.00	-0.90	0.02	22.25	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(56)		0.38 0.74 0.28 -143.89												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(56)				0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060239				-0.01	-0.01	-0.90	0.03	74.77	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(57)		0.38 0.74 0.28 -143.68												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(57)				0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060440				-0.02	-0.01	-0.90	0.05	67.88	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(58)		0.38 0.74 0.28 -143.61												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(58)				0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060346				-0.02	-0.01	-0.90	0.04	56.12	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(59)		0.38 0.73 0.28 -143.56												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(59)				0.04	0.02	0.90	0.09		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060444				-0.04	-0.02	-0.90	0.09	57.46	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(60)		0.38 0.73 0.28 -143.54												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(60)				0.05	0.03	0.90	0.13		P10:	0.05 MW	Q10:	0.03 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060436				-0.05	-0.03	-0.90	0.13	83.10	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(61)		0.38 0.73 0.28 -143.48												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(61)				0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060421				-0.03	-0.01	-0.90	0.06	77.49	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(62)		0.38 0.73 0.28 -143.35												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(62)				0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060456				-0.01	-0.01	-0.90	0.03	39.99	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	
BT0010716(63)		0.38 0.73 0.28 -143.35												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(63)				0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060057				-0.01	-0.00	-0.90	0.02	54.48	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5	

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 6		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
BT0010716(64)		0.38 0.73 0.28 -143.30												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(64)			0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060376			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	32.27	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(65)		0.22 0.73 0.16 -143.24												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(65)			0.08	0.04	0.90	0.32		P10:	0.08 MW	Q10:	0.04 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060405			-0.08	-0.04	-0.90	0.32	61.88	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(66)		0.38 0.72 0.28 -143.17												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(66)			0.01	0.00	0.90	0.01		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060240			-0.01	-0.00	-0.90	0.01	39.42	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(67)		0.38 0.72 0.27 -143.16												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(67)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060086			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	59.69	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(68)		0.38 0.72 0.27 -143.14												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(68)			0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060480			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	41.52	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(69)		0.38 0.72 0.27 -143.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(69)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060087			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	43.03	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(70)		0.38 0.72 0.27 -143.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(70)			0.03	0.02	0.90	0.07		P10:	0.03 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060099			-0.03	-0.02	-0.90	0.07	98.34	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(71)		0.38 0.72 0.27 -143.04												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(71)			0.06	0.03	0.90	0.15		P10:	0.06 MW	Q10:	0.03 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060247			-0.06	-0.03	-0.90	0.15	96.37	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(72)		0.38 0.72 0.27 -143.04												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(72)			0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060451			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	79.50	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(73)		0.40 0.76 0.31 155.76												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(73)			0.24	0.12	0.90	0.51		P10:	0.24 MW	Q10:	0.12 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060461			-0.24	-0.12	-0.90	0.51	28.27	Tap:	1.00	Min:	-2	Max: 2	
BT0010716(74)		0.38 0.72 0.27 -142.99												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(74)			0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060372			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	63.67	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(75)		0.38 0.72 0.27 -142.99												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(75)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060427			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	31.89	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	
BT0010716(76)		0.38 0.72 0.27 -142.99												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(76)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060127			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	64.13	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5	

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 7	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(77)													
0.38		0.72 0.27 -142.96											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(77)			0.05	0.02	0.90	0.11		P10:	0.05 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060124			-0.05	-0.02	-0.90	0.11	72.59	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(78)													
0.38		0.72 0.27 -142.96											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(78)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060136			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	54.53	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(79)													
0.38		0.72 0.27 -142.96											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(79)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060128			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	58.83	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(80)													
0.38		0.72 0.27 -142.96											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(80)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060125			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	58.83	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0.10 %
		Model Equations	

Grid: SEP	System Stage: SEP			Study Case: Study Case			Annex:	/ 8
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10		
BT0010716(1)	0.38	0.936	0.36-149.61					
BT0010716(2)	0.38	0.935	0.36-149.60					
BT0010716(3)	0.38	0.936	0.36-149.61					
BT0010716(4)	0.38	0.920	0.35-149.24					
BT0010716(5)	0.38	0.914	0.35-149.08					
BT0010716(6)	0.38	0.940	0.36-149.71					
BT0010716(7)	0.38	0.914	0.35-149.09					
BT0010716(8)	0.38	0.913	0.35-149.08					
BT0010716(9)	0.22	0.908	0.20-148.94					
BT0010716(10)	0.38	0.908	0.34-148.94					
BT0010716(11)	0.38	0.909	0.35-148.97					
BT0010716(12)	0.38	0.908	0.35-148.94					
BT0010716(13)	0.38	0.909	0.35-148.95					
BT0010716(14)	0.38	0.903	0.34-148.82					
BT0010716(15)	0.38	0.903	0.34-148.82					
BT0010716(16)	0.38	0.903	0.34-148.82					
BT0010716(17)	0.38	0.903	0.34-148.81					
BT0010716(18)	0.40	0.874	0.35-148.05					
BT0010716(19)	0.22	0.870	0.19-147.94					
BT0010716(20)	0.38	0.849	0.32-147.37					
BT0010716(21)	0.40	0.842	0.34-147.15					
BT0010716(22)	0.38	0.838	0.32-147.04					
BT0010716(23)	0.38	0.833	0.32-146.89					
BT0010716(24)	0.38	0.831	0.32-146.81					
BT0010716(25)	0.38	0.828	0.31-146.74					
BT0010716(26)	0.38	0.825	0.31-146.63					
BT0010716(27)	0.38	0.824	0.31-146.60					
BT0010716(28)	0.38	0.821	0.31-146.53					
BT0010716(29)								

Grid: SEP		System Stage: SEP		Study Case: Study Case			Annex: / 9	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10		
BT0010716(30)	0.22	0.818	0.18-146.42					
BT0010716(31)	0.38	0.794	0.30-145.65					
BT0010716(32)	0.22	0.786	0.17-145.39					
BT0010716(33)	0.22	0.785	0.17-145.37					
BT0010716(34)	0.38	0.786	0.30-145.40					
BT0010716(35)	0.38	0.787	0.30-145.42					
BT0010716(36)	0.38	0.786	0.30-145.40					
BT0010716(37)	0.38	0.786	0.30-145.38					
BT0010716(38)	0.38	0.786	0.30-145.38					
BT0010716(39)	0.38	0.780	0.30-145.18					
BT0010716(40)	0.38	0.780	0.30-145.18					
BT0010716(41)	0.38	0.779	0.30-145.18					
BT0010716(42)	0.38	0.779	0.30-145.17					
BT0010716(43)	0.38	0.779	0.30-145.18					
BT0010716(44)	0.38	0.770	0.29-144.86					
BT0010716(45)	0.38	0.770	0.29-144.86					
BT0010716(46)	0.38	0.770	0.29-144.86					
BT0010716(47)	0.38	0.763	0.29-144.63					
BT0010716(48)	0.38	0.757	0.29-144.41					
BT0010716(49)	0.38	0.755	0.29-144.34					
BT0010716(50)	0.38	0.755	0.29-144.32					
BT0010716(51)	0.38	0.749	0.28-144.12					
BT0010716(52)	0.38	0.749	0.28-144.12					
BT0010716(53)	0.38	0.749	0.28-144.11					
BT0010716(54)	0.38	0.747	0.28-144.05					
BT0010716(55)	0.38	0.747	0.28-144.05					
BT0010716(56)	0.38	0.747	0.28-144.05					
BT0010716(57)	0.38	0.743	0.28-143.89					
BT0010716(58)	0.38	0.737	0.28-143.68					
BT0010716(59)	0.38	0.735	0.28-143.61					
BT0010716(60)	0.38	0.734	0.28-143.56					
BT0010716(61)	0.38	0.734	0.28-143.54					
BT0010716(62)	0.38	0.732	0.28-143.48					
BT0010716(63)	0.38	0.728	0.28-143.35					
BT0010716(64)	0.38	0.728	0.28-143.35					



Load Flow Calculation					Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange				
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Automatic Tap Adjust of Transformers					Max. Acceptable Load Flow Error for		1.00 kVA		
Consider Reactive Power Limits					Nodes		0.10 %		
					Model Equations				
Total System Summary					Study Case: Study Case			Annex: / 12	
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No-load Losses	
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	
Administrador\ESTUDIO_OR_03_AÑO_2026\Network Model\Network Data\SEP									
0.00	0.00	2.71	0.00	3.41	0.00	0.70	0.68	0.02	
0.00	0.00	1.31	0.00	1.37	0.00	0.06	0.01	0.04	
Total:									
0.00	0.00	2.71	0.00	3.41		0.70	0.68	0.02	
0.00	0.00	1.31	0.00	1.37		0.06	0.01	0.04	

**REPORTE DE RESULTADOS DIGSILENT, ESCENARIO 2027 CON LA  
TRANSFERENCIA DE CARGA**



Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 2		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
BT0010716(13)		0.38 0.92 0.35 -149.17												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(13)			0.02	0.01	0.90	0.03		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060112			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	42.07	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(30)		0.38 0.86 0.33 -147.35												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(30)			0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060025			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	79.66	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(31)		0.22 0.85 0.19 -147.30												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(31)			0.15	0.07	0.90	0.51		P10:	0.15 MW	Q10:	0.07 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060364			-0.15	-0.07	-0.90	0.51	77.00	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(32)		0.22 0.87 0.19 -147.64												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(32)			0.09	0.05	0.90	0.32		P10:	0.09 MW	Q10:	0.05 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060466			-0.09	-0.05	-0.90	0.32	37.85	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(33)		0.38 0.87 0.33 -147.66												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(33)			0.05	0.02	0.90	0.09		P10:	0.05 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060388			-0.05	-0.02	-0.90	0.09	59.25	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(34)		0.38 0.86 0.33 -147.49												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(34)			0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060387			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	38.73	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(35)		0.38 0.86 0.33 -147.47												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(35)			0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060402			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	73.09	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(36)		0.38 0.86 0.33 -147.46												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(36)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060403			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	59.09	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(38)		0.38 0.85 0.32 -147.12												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(38)			0.04	0.02	0.90	0.08		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060096			-0.04	-0.02	-0.90	0.08	72.32	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(39)		0.38 0.85 0.32 -147.12												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(39)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060334			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	58.60	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(40)		0.38 0.85 0.32 -147.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(40)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060424			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	48.50	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(41)		0.38 0.85 0.32 -147.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(41)			0.02	0.01	0.90	0.03		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060484			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	41.04	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5
BT0010716(42)		0.38 0.85 0.32 -147.11												
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(42)			0.04	0.02	0.90	0.07		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar		
Cub_1 /Tr2	SED 0060225			-0.04	-0.02	-0.90	0.07	48.42	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	5

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 3	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(43)		0.38	0.84 0.32 -146.84						P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(43)			0.03	0.01	0.90	0.05		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060026			-0.03	-0.01	-0.90	0.05	70.40					
BT0010716(44)		0.38	0.84 0.32 -146.84						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(44)			0.02	0.01	0.90	0.05		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060119			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	61.77					
BT0010716(45)		0.38	0.84 0.32 -146.84						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(45)			0.02	0.01	0.90	0.05		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060373			-0.02	-0.01	-0.90	0.05	41.32					
BT0010716(46)		0.38	0.83 0.32 -146.65						P10:	0.08 MW	Q10:	0.04 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(46)			0.08	0.04	0.90	0.17		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060027			-0.08	-0.04	-0.90	0.17	69.35					
BT0010716(47)		0.38	0.83 0.31 -146.46						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(47)			0.02	0.01	0.90	0.04		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060258			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	54.65					
BT0010716(48)		0.38	0.83 0.31 -146.40						P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(48)			0.03	0.01	0.90	0.06		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060238			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	39.90					
BT0010716(49)		0.38	0.83 0.31 -146.38						P10:	0.00 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(49)			0.00	0.00	0.90	0.00		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060404			-0.00	-0.00	-0.90	0.00	3.60					
BT0010716(50)		0.38	0.82 0.31 -146.22						P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(50)			0.01	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060111			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	72.45					
BT0010716(51)		0.38	0.82 0.31 -146.21						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(51)			0.02	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060164			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	42.08					
BT0010716(52)		0.38	0.82 0.31 -146.21						P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(52)			0.03	0.01	0.90	0.06		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060165			-0.03	-0.01	-0.90	0.06	51.56					
BT0010716(53)		0.38	0.82 0.31 -146.16						P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(53)			0.01	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060335			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	34.70					
BT0010716(54)		0.38	0.82 0.31 -146.16						P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(54)			0.02	0.01	0.90	0.03		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060415			-0.02	-0.01	-0.90	0.03	44.01					
BT0010716(55)		0.38	0.82 0.31 -146.16						P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(55)			0.01	0.00	0.90	0.02		Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_1 /Tr2	SED 0060497			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	20.34					

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 4	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(56)		0.38 0.82 0.31 -146.03											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(56)		0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060239		-0.01	-0.01	-0.90	0.03	68.16	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(57)		0.38 0.81 0.31 -145.85											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(57)		0.02	0.01	0.90	0.05		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060440		-0.02	-0.01	-0.90	0.05	61.79	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(58)		0.38 0.81 0.31 -145.79											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(58)		0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060346		-0.02	-0.01	-0.90	0.04	51.07	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(59)		0.38 0.81 0.31 -145.75											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(59)		0.04	0.02	0.90	0.08		P10:	0.04 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060444		-0.04	-0.02	-0.90	0.08	52.27	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(60)		0.38 0.81 0.31 -145.73											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(60)		0.05	0.03	0.90	0.11		P10:	0.05 MW	Q10:	0.03 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060436		-0.05	-0.03	-0.90	0.11	75.59	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(61)		0.38 0.80 0.31 -145.67											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(61)		0.03	0.01	0.90	0.05		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060421		-0.03	-0.01	-0.90	0.05	70.46	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(62)		0.38 0.80 0.30 -145.57											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(62)		0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060456		-0.01	-0.01	-0.90	0.03	36.33	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(63)		0.38 0.80 0.30 -145.57											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(63)		0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060057		-0.01	-0.00	-0.90	0.02	49.50	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(64)		0.38 0.80 0.30 -145.52											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(64)		0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060376		-0.03	-0.01	-0.90	0.06	29.31	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(65)		0.22 0.80 0.18 -145.47											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(65)		0.08	0.04	0.90	0.29		P10:	0.08 MW	Q10:	0.04 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060405		-0.08	-0.04	-0.90	0.29	56.18	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(66)		0.38 0.80 0.30 -145.42											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(66)		0.01	0.00	0.90	0.01		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060240		-0.01	-0.00	-0.90	0.01	35.78	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(67)		0.38 0.80 0.30 -145.41											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(67)		0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060086		-0.02	-0.01	-0.90	0.04	54.18	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(68)		0.38 0.80 0.30 -145.39											
Cub_2 /Lod		OR03BT0010716(68)		0.03	0.01	0.90	0.06		P10:	0.03 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2		SED 0060480		-0.03	-0.01	-0.90	0.06	37.68	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case				Annex:		/ 5	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
BT0010716(69)		0.38 0.80 0.30 -145.37											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(69)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060087			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	39.04	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(70)		0.38 0.80 0.30 -145.36											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(70)			0.03	0.02	0.90	0.07		P10:	0.03 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060099			-0.03	-0.02	-0.90	0.07	89.22	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(71)		0.38 0.79 0.30 -145.31											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(71)			0.06	0.03	0.90	0.13		P10:	0.06 MW	Q10:	0.03 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060247			-0.06	-0.03	-0.90	0.13	87.40	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(72)		0.38 0.79 0.30 -145.31											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(72)			0.01	0.01	0.90	0.03		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060451			-0.01	-0.01	-0.90	0.03	72.11	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(74)		0.38 0.79 0.30 -145.27											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(74)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060372			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	57.73	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(75)		0.38 0.79 0.30 -145.26											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(75)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060427			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	28.91	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(76)		0.38 0.79 0.30 -145.27											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(76)			0.01	0.01	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060127			-0.01	-0.01	-0.90	0.02	58.15	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(77)		0.38 0.79 0.30 -145.25											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(77)			0.05	0.02	0.90	0.10		P10:	0.05 MW	Q10:	0.02 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060124			-0.05	-0.02	-0.90	0.10	65.81	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(78)		0.38 0.79 0.30 -145.24											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(78)			0.02	0.01	0.90	0.04		P10:	0.02 MW	Q10:	0.01 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060136			-0.02	-0.01	-0.90	0.04	49.43	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(79)		0.38 0.79 0.30 -145.24											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(79)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060128			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	53.33	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(80)		0.38 0.79 0.30 -145.24											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(80)			0.01	0.00	0.90	0.02		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060125			-0.01	-0.00	-0.90	0.02	53.33	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
BT0010716(73)		0.40 0.84 0.34 153.67											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(73)			0.25	0.12	0.90	0.48		P10:	0.25 MW	Q10:	0.12 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060461			-0.25	-0.12	-0.90	0.48	26.51	Tap:	1.00	Min:	-2	Max: 2
BT0010716(4)		0.38 0.93 0.35 -149.40											
Cub_2 /Lod	OR03BT0010716(5)			0.01	0.00	0.90	0.01		P10:	0.01 MW	Q10:	0.00 Mvar	
Cub_1 /Tr2	SED 0060469			-0.01	-0.00	-0.90	0.01	29.17	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5

Grid: SEP		System Stage: SEP		Study Case: Study Case			Annex: / 8	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10		
BT0010716(48)	0.38	0.828	0.31-146.46					
BT0010716(49)	0.38	0.826	0.31-146.40					
BT0010716(50)	0.38	0.826	0.31-146.38					
BT0010716(51)	0.38	0.821	0.31-146.22					
BT0010716(52)	0.38	0.821	0.31-146.21					
BT0010716(53)	0.38	0.821	0.31-146.21					
BT0010716(54)	0.38	0.819	0.31-146.16					
BT0010716(55)	0.38	0.819	0.31-146.16					
BT0010716(56)	0.38	0.819	0.31-146.16					
BT0010716(57)	0.38	0.815	0.31-146.03					
BT0010716(58)	0.38	0.810	0.31-145.85					
BT0010716(59)	0.38	0.808	0.31-145.79					
BT0010716(60)	0.38	0.807	0.31-145.75					
BT0010716(61)	0.38	0.807	0.31-145.73					
BT0010716(62)	0.38	0.805	0.31-145.67					
BT0010716(63)	0.38	0.802	0.30-145.57					
BT0010716(64)	0.38	0.802	0.30-145.57					
BT0010716(65)	0.38	0.801	0.30-145.52					
BT0010716(66)	0.22	0.799	0.18-145.47					
BT0010716(67)	0.38	0.798	0.30-145.42					
BT0010716(68)	0.38	0.797	0.30-145.41					
BT0010716(69)	0.38	0.797	0.30-145.39					
BT0010716(70)	0.38	0.796	0.30-145.37					
BT0010716(71)	0.38	0.796	0.30-145.36					
BT0010716(72)	0.38	0.795	0.30-145.31					
BT0010716(74)	0.38	0.794	0.30-145.31					
BT0010716(75)	0.38	0.793	0.30-145.27					
BT0010716(76)	0.38	0.793	0.30-145.26					
BT0010716(77)	0.38	0.793	0.30-145.27					
BT0010716(78)	0.38	0.793	0.30-145.25					
BT0010716(79)	0.38	0.793	0.30-145.24					
BT0010716(80)	0.38	0.793	0.30-145.24					
BT0010716(73)	0.40	0.843	0.34 153.67					
BT0010716(4)	0.38	0.929	0.35-149.40					
BT0010716(37)								

Load Flow Calculation			Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange		
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence		
Automatic Tap Adjust of Transformers			Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits			Nodes		
			Model Equations		
No			No		
No			1.00 kVA		
			0.10 %		

Grid: SEP		System Stage: SEP				Study Case: Study Case			Annex: / 10	
Volt. Level	Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Interchange to	Power Interchange	Total Losses	Load Losses	No-load Losses
[kV]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
0.22	0.00	0.00	0.45	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.22	0.00	0.00	10.50 kV	-0.45	0.00	0.00	0.00
							-0.22	0.01	0.00	0.01
0.38	0.00	0.00	1.45	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00	10.50 kV	-1.45	0.00	0.00	0.00
							-0.70	0.01	0.00	0.01
0.40	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	10.50 kV	-0.25	0.00	0.00	0.00
							-0.12	0.01	0.01	0.00
10.50	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52			0.36	0.36	-0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09			0.00	0.00	-0.00
						0.22 kV	0.45	0.00	0.00	0.00
							0.22	0.01	0.00	0.01
						0.38 kV	1.46	0.01	0.00	0.01
							0.74	0.04	0.00	0.04
						0.40 kV	0.25	0.00	0.00	0.00
							0.13	0.01	0.01	0.00
Total:	0.00	0.00	2.15	0.00	2.52		0.00	0.38	0.36	0.02
	0.00	0.00	1.04	0.00	1.09		0.00	0.05	0.01	0.04

Load Flow Calculation			Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange		
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence		
Automatic Tap Adjust of Transformers			Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits			Nodes		
			Model Equations		
No			No		
No			1.00 kVA		
			0.10 %		

Total System Summary			Study Case: Study Case			Annex: / 11		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No-load Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
Administrador\ESTUDIO_OR_03_AÑO_2027_CARGA_CON_TRANSFE\Network Model\Network Data\SEP								
0.00	0.00	2.15	0.00	2.52	0.00	0.38	0.36	0.02
0.00	0.00	1.04	0.00	1.09	0.00	0.05	0.01	0.04
Total:								
0.00	0.00	2.15	0.00	2.52		0.38	0.36	0.02
0.00	0.00	1.04	0.00	1.09		0.05	0.01	0.04