

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Estudio de regulación de tensión en las líneas de distribución
primarias 13.8 kV de la SE Quebrada Honda**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Marcio Aarom Rios Galarreta

 [0009-0005-8904-8645](https://orcid.org/0009-0005-8904-8645)

Asesor

M.Sc. Estanislao Ubaldo Rosado Aguirre

 [0000-0003-3019-2456](https://orcid.org/0000-0003-3019-2456)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Rios Galarreta [1]
Referencia/Reference	[1] M. Rios Galarreta, “ <i>Estudio de regulación de tensión en las líneas de distribución primarias 13.8 kV de la SE Quebrada Honda</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Rios, 2024)
Referencia/Reference	Rios, M. (2024). <i>Estudio de regulación de tensión en las líneas de distribución primarias 13.8 kV de la SE Quebrada Honda</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis padres Miguel y Angelita, por el cariño, apoyo y comprensión en todo momento, por motivarme a siempre seguir adelante, tanto para ser una mejor persona y un excelente profesional, gracias a ello, hoy cumplo uno de los objetivos, la obtención de mi título profesional.

Agradecimientos

Además, agradezco a la empresa Abengoa Perú, por brindarme la oportunidad de trabajar con ellos, y con ello desarrollarme en el ámbito profesional de esta hermosa carrera.

Resumen

Para cubrir la demanda proyectada futura de Quebrada Honda se requerirá 22 MW aproximadamente. Además, debido al nuevo proceso productivo y condiciones de ejecución del proyecto, el espejo de agua del embalse de relaves de Quebrada Honda aumentará e inundará, en su totalidad, la actual subestación eléctrica para el año 2025. Debido a ello, la subestación eléctrica se tendrá que reubicar hacia unos 3 km al noroeste de la subestación existente, en una zona fuera del incremento del espejo del embalse de relaves proyectado hasta el año 2035. Esto trae, como consecuencia, la reconexión de los circuitos de distribución primaria 13.8 kV existentes de la subestación eléctrica Quebrada Honda hacia la nueva subestación eléctrica Quebrada Honda reubicada. Se verificará que la variación de tensión de las líneas de distribución primarias 13.8 kV se encuentre en el rango $\pm 3\%$ y en casos de contingencia en el rango de $\pm 10\%$. Se concluye que se tendrá que utilizar estaciones reguladoras de tensión para tener caídas de tensión menores al rango máximo permitido.

Palabras clave — Variación de tensión, conductores, parámetros eléctricos, líneas de distribución.

Abstract

To cover the projected future demand of Quebrada Honda, approximately 22 MW will be required. In addition, due to the new production process and project execution conditions, the water mirror of the Quebrada Honda tailings dam will increase and will completely flood the current electrical substation by 2025. Due to this, the electrical substation will be will have to relocate about 3 km northwest of the existing substation, in an area outside the tailings dam mirror increase projected until 2035. This results in the reconnection of the existing 13.8 kV primary distribution circuits of the Quebrada Honda electrical substation to the new relocated Quebrada Honda electrical substation. It will be verified that the voltage variation of the 13.8 kV primary distribution lines is in the range $\pm 3\%$ and in contingency cases in the range of $\pm 10\%$. It is concluded that voltage regulator stations will have to be used to have voltage drops lower than the maximum allowed range.

Keywords — Voltage variation, conductors, electrical parameters, distribution lines.

Tabla de contenido

	Pág.
Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xiv
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación	1
1.1.1 Situación problemática	1
1.1.2 Problema a resolver	1
1.3 Objetivos de estudio	2
1.3.1 Objetivo general	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	2
1.3.3 Indicadores de logro de objetivos.....	3
1.4 Hipótesis	3
1.4.1 Hipótesis general.....	3
1.4.2 Hipótesis específicas.....	3
1.5 Antecedentes referenciales	3
1.5.1 Internacionales	3
1.5.2 Nacionales.....	4
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	5
2.1 Marco teórico	5
2.1.1 Sistema de distribución	5
2.1.1.1 Sub-sistema de distribución primaria.....	5
2.1.1.2 Sub-sistema de distribución secundaria	6
2.1.2 Red de distribución	6

2.1.3 Subestación de distribución	6
2.1.4 Conductores.....	8
2.1.4.1 Conductor ACAR	8
2.1.4.2 Conductor AAAC	9
2.1.4.3 Capacidad térmica de los conductores.....	10
2.1.5 Regulación de tensión	12
2.1.5.1 Técnicas de regulación de tensión	12
2.1.6 Reguladores de tensión	13
2.1.6.1 Composición de los reguladores de tensión.....	13
2.1.6.2 Conexiones de los reguladores de tensión.....	14
2.1.7 Tipos de reguladores de tensión	16
2.1.7.1 Reguladores de tensión monofásicos de 32 pasos	16
2.1.7.2 Reguladores de tensión multifásicos montados en base.....	16
2.1.7.3 Reguladores de tensión monofásicos montados en base	17
2.1.8 Clases de reguladores de tensión.....	17
2.1.9 Normativa de valores kVA según la IEEE	18
2.1.10 Regulador de tensión de la serie Cooper Power de Eaton	22
2.2 Marco conceptual.....	23
2.2.1 COES	23
2.2.2 Procedimientos técnicos COES	23
2.2.3 Procedimiento técnico N°20	23
2.2.4 Tensión máxima en la red	23
2.2.5 Código Nacional de Electricidad, CNE Suministro 2011	23
2.2.6 Capacidad de carga	23
2.2.7 Cargabilidad	23

2.2.8	Caída de tensión	24
2.2.9	Parámetros eléctricos.....	24
2.2.10	Ampacidad	24
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación		25
3.1	Antecedentes	25
3.2	Descripción del trabajo de suficiencia.....	25
3.3	Ubicación del proyecto.....	26
3.4	Condiciones ambientales	27
3.5	Características eléctricas del sistema.....	27
3.6	Verificación de la ampacidad de conductores.....	28
3.7	Cálculo de parámetros eléctricos.....	29
3.7.1	Metodología.....	29
3.7.2	Conductores de las líneas primarias	29
3.7.3	Disposición geométrica de los conductores en la estructura.....	30
3.7.4	Resistencia eléctrica	32
3.7.5	Reactancia inductiva	34
3.7.6	Capacitancia.....	36
3.7.7	Resumen de resultados	37
3.8	Estudio de regulación de tensión	38
3.8.1	Metodología.....	38
3.8.2	Sistema eléctrico actual	38
3.8.3	Sistema eléctrico del proyecto	39
3.8.3.1	Conexión de línea 2101 a estación reguladora de 10 MVA...	40
3.8.3.2	Estación Pulmón	41
3.8.3.3	Área 3100.....	42

3.8.3.4 Área 2800	42
3.8.3.5 Pozos del área 2820 (P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7) y área 2101	43
3.8.3.6 Área 2400	44
3.8.3.7 Estación de bombeo pozos de respaldo Santallana.....	45
3.8.4 Demanda del sistema eléctrico	46
3.8.5 Análisis del sistema eléctrico.....	47
3.8.6 Resultados de caída de tensión	48
3.8.7 Cargabilidad de los reguladores de tensión	56
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados	57
4.1 Análisis de resultados de simulaciones de caída de tensión	57
4.2 Regulador de tensión seleccionado	58
Conclusiones.....	61
Recomendaciones.....	62
Referencias bibliográficas	63
Anexos	65

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Indicadores de logro objetivos</i>	3
Tabla 2 <i>Características de reguladores de tensión escalonado sumergidos en aceite (monofásicos).....</i>	20
Tabla 3 <i>Características de reguladores de tensión escalonado sumergidos en aceite (trifásicos)</i>	21
Tabla 4 <i>Características climáticas del proyecto.</i>	27
Tabla 5 <i>Características eléctricas del proyecto.....</i>	27
Tabla 6 <i>Datos de entrada.</i>	28
Tabla 7 <i>Capacidad térmica de los conductores.</i>	29
Tabla 8 <i>Características de los conductores utilizados en el proyecto.</i>	30
Tabla 9 <i>Características de los conductores utilizados en el proyecto.</i>	34
Tabla 10 <i>Reactancia inductiva de secuencia positiva.....</i>	36
Tabla 11 <i>Capacitancia de secuencia positiva</i>	37
Tabla 12 <i>Parámetros de secuencia positiva.</i>	38
Tabla 13 <i>Demanda del sistema eléctrico.....</i>	47
Tabla 14 <i>Resultados de simulación sistema eléctrico actual</i>	48
Tabla 15 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO4.....</i>	49
Tabla 16 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO4 – ERT en contingencia</i>	50
Tabla 17 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8.....</i>	51
Tabla 18 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 - ERT en contingencia</i>	52
Tabla 19 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5</i>	53
Tabla 20 <i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5 – ERT en contingencia</i>	54

Tabla 21	<i>Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – 1 TP en contingencia</i>	55
----------	--	----

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Línea de distribución eléctrica primaria.....</i>	5
Figura 2 <i>Línea de distribución eléctrica secundaria</i>	6
Figura 3 <i>Esquema referencial de sistemas eléctricos.</i>	7
Figura 4 <i>Composición de conductores ACAR.....</i>	9
Figura 5 <i>Composición de conductores AAAC.....</i>	10
Figura 6 <i>Conexionados de reguladores de tensión.....</i>	15
Figura 7 <i>Regulador de tensión monofásico ANSI Clase A con taps en el lado de carga</i>	18
Figura 8 <i>Regulador de tensión monofásico serie Cooper Power de Eaton</i>	22
Figura 9 <i>Ubicación de la zona geográfica del proyecto.....</i>	26
Figura 10 <i>Estructura de suspensión 13.8 kV</i>	31
Figura 11 <i>Esquema simplificado de la estructura 13.8 kV.....</i>	32
Figura 12 <i>Sistema eléctrico existente</i>	39
Figura 13 <i>Sistema eléctrico proyectado.....</i>	40
Figura 14 <i>Ubicación de ERT2 y torres de celosía.....</i>	41
Figura 15 <i>Ubicación de Estación Pulmón y Estación de bombeo 2102.....</i>	41
Figura 16 <i>Ubicación de Área 3100</i>	42
Figura 17 <i>Ubicación de Área 2800</i>	43
Figura 18 <i>Ubicación de los pozos del 01 al 07.....</i>	44
Figura 19 <i>Ubicación de área 2400.....</i>	45
Figura 20 <i>Ubicación de pozos del Dique 04.....</i>	46
Figura 21 <i>Placa de transformador SE Quebrada Honda 138/13.8 kV</i>	58
Figura 22 <i>Control de regulador de tensión SCADA CL-7</i>	59
Figura 23 <i>Placa de regulador de tensión Eaton Cooper Power Series.....</i>	60

Introducción

El desarrollo de este trabajo de suficiencia profesional es de gran motivación para el desarrollo del rubro de líneas de transmisión y subestaciones. Para este trabajo se tuvo el apoyo de la empresa Abengoa Perú y el apoyo de diversos profesionales, ingenieros con gran experiencia en el ámbito de las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas. En ese sentido, en el presente trabajo se mostrarán los procedimientos, análisis y requerimientos necesarios en la elaboración de la regulación de tensión de líneas de distribución primarias en 13.8 kV, que aseguran así que la variación de tensión sea $\pm 3\%$, con ello obtener una correcta operación durante su tiempo de vida útil.

En el capítulo 1, Parte introductoria del trabajo, se explican las generalidades del trabajo, la descripción de la problemática y los objetivos generales como los específicos.

En el capítulo 2, Marco teórico y conceptual, incluye los aspectos teóricos a tomar en cuenta en el presente trabajo.

En el capítulo 3, Desarrollo del trabajo de investigación, se explica la metodología para obtener una regulación de tensión según los requerimientos establecidos.

En el capítulo 4, Análisis y discusión de los resultados, se realiza un análisis de los datos obtenidos y su interpretación.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

Para cubrir la demanda proyectada futura de Quebrada Honda se requerirá un estimado de 22 MW, debido a ello se plantea modernizar y repotenciar la subestación eléctrica Quebrada Honda, se reemplazará su transformador de potencia existente de 7.5 MVA por 2 transformadores de potencia de 30 MVA.

Adicionalmente, debido a las nuevas condiciones de proceso y ejecución del proyecto, el espejo de agua del embalse de relaves de Quebrada Honda crecerá e inundará por completo la actual subestación eléctrica para el año 2025. Por ello, la subestación eléctrica se reubicará hacia unos 3 km al noroeste de la subestación existente en un área fuera del crecimiento del espejo del embalse de relaves proyectado hasta el año 2035. Esto trae, como consecuencia, la reconexión de los circuitos de distribución primaria 13.8 kV existentes de la subestación eléctrica Quebrada Honda hacia la nueva subestación eléctrica Quebrada Honda reubicada.

1.2 Descripción del problema de investigación

1.1.1 Situación problemática

Debido a la reubicación y repotenciación de la subestación eléctrica Quebrada Honda, se modificarán los circuitos de las líneas de distribución primarias 13.8 kV, que afectará la caída de tensión en dichos circuitos. A su vez, debido al incremento de la demanda, aumentará la potencia transmitida a través de los conductores.

1.1.2 Problema a resolver

Debido a la repotenciación y reubicación de la subestación eléctrica Quebrada Honda, el presente trabajo comprenderá la verificación de la capacidad de los conductores existentes y la selección adecuada de nuevos conductores para las reconexiones desde la subestación eléctrica Quebrada Honda Reubicada hacia los circuitos de distribución

primaria existentes. Así como los parámetros eléctricos de los distintos circuitos 13.8 kV, también se verificará que la caída de tensión no exceda el 3%. Para esto, en algunos casos, se instalarán estaciones reguladoras de tensión 13.8 kV con un banco de 3 autotransformadores monofásicos, encapsulado en un contenedor nema 4.

Para la elaboración de estos cálculos justificativos, se emplearán hojas de cálculo propias elaboradas en Excel, así como el software *Digsilent* para los análisis de flujo de carga.

1.3 Objetivos de estudio

1.3.1 Objetivo general

Presentar la metodología y procedimientos para la adecuada operación de las líneas de distribución primarias 13.8 kV, ubicadas en Quebrada Honda, que cumplen con los criterios establecidos como regulación de tensión $\pm 3\%$, con los requerimientos de los estándares y normativas nacionales e internacionales vigentes en el país.

1.3.2 Objetivos específicos

- Verificar la capacidad de los conductores existentes y determinar la capacidad de los nuevos conductores que se usarán para las reconexiones.
- Determinar los parámetros eléctricos de los circuitos 13.8 Kv.
- Verificar que la variación de tensión de las líneas de distribución primarias 13.8 kV se encuentre en el rango $\pm 3\%$, de acuerdo a los requerimientos de *Southern Copper Corporation*.

1.3.3 Indicadores de logro de objetivos

Tabla 1

Indicadores de logro objetivos

Objetivo específico	Indicador de logro	Métrica
Verificar la capacidad de conductores	Ampacidad	A
	Capacidad cortocircuito	kA
Determinar los parámetros eléctricos de los circuitos 13.8 kV	Parámetros de secuencia positiva X+, R+	Ohm/km
Verificar la caída de tensión en los distintos circuitos 13.8 kV	Caída de tensión	<3%

Nota: indicadores de logro y métricas respectivas.

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis general

La adecuada operación de las líneas de distribución primarias 13.8 kV permitirá cumplir con los criterios establecidos como regulación de tensión $\pm 3\%$, con los requerimientos de los estándares y normativas nacionales e internacionales vigentes en el país.

1.4.2 Hipótesis específicas

- La verificación de la capacidad de los conductores existentes y determinación de la capacidad de los nuevos conductores para los tramos de reconexión.
- Determinación de los parámetros eléctricos de los circuitos 13.8 kV.
- Verificación de que la variación de tensión de las líneas de distribución primarias 13.8 kV se encuentre en el rango $\pm 3\%$

1.5 Antecedentes referenciales

1.5.1 Internacionales

Cañar (2007), en su memoria de titulación “Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador Universidad perteneciente a la empresa eléctrica Ambato regional centro norte S.A.”, concluyó que la ingeniería de

distribución es importante para la optimización del sistema eléctrico. Esto mejora la eficiencia del mismo. Se recomienda actualizar constantemente la BD (base de datos) de la red con su topología correspondiente, lo cual permitirá conocer el sistema de distribución para poder aplicar la ingeniería adecuada.

1.5.2 Nacionales

Manhualaya (2021), en su tesis de licenciatura “Mejoramiento de la calidad de tensión eléctrico para disminuir compensaciones por variaciones de tensión en los usuarios regulados de Ayacucho”, realizó simulaciones de implementación de un autotransformador al final de la línea de transmisión para mejorar los niveles de tensión. Estos perfiles de tensión cumplen con las NTCSE.

Espinoza y Beltrán (2016), en su tesis de licenciatura “Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en Media Tensión”, determinaron que, debido a las demandas proyectadas por año, los parámetros mínimos de caída de tensión se ven superados. Los niveles de caída de tensión se pueden mejorar con banco de capacitores. Esta es una alternativa, para este caso, económica.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Sistema de distribución

Los sistemas de distribución eléctrica están comprendidos por las instalaciones desde la subestación eléctrica de potencia hasta la acometida que llega al usuario final y comprende lo siguiente:

2.1.1.1 Sub-sistema de distribución primaria

Tiene como objetivo llevar la energía eléctrica originada por un sistema de generación, que utiliza un subsistema de subtransmisión o sistema de transmisión a un subsistema de distribución secundario, a las instalaciones de iluminación pública o a las acometidas para los usuarios, que abarca las redes como las subestaciones eléctricas intermedias y/o subestaciones eléctricas de transformación (Huayllasco, 1994, p.15).

Figura 1

Línea de distribución eléctrica primaria



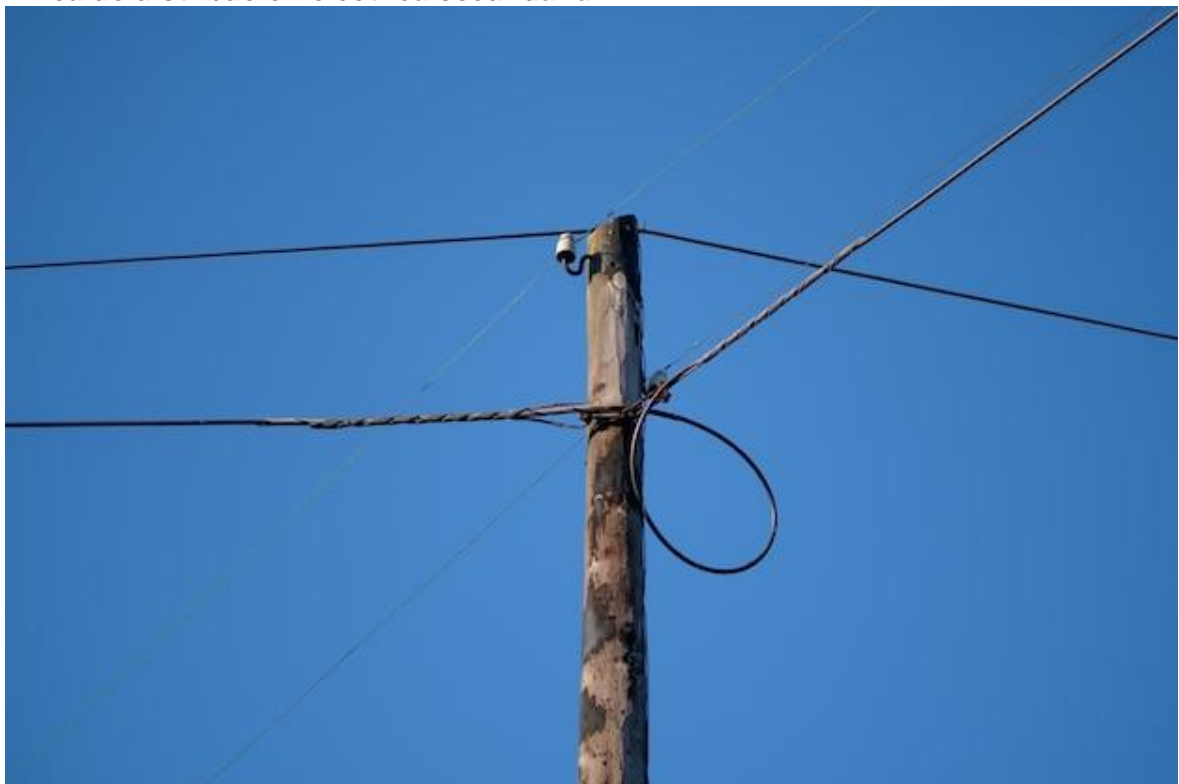
Nota: fuente <https://www.electronicar2m.com/mantenimiento-y-construccion-de-lineas-de-distribucion-electrica-primaria/>

2.1.1.2 Sub-sistema de distribución secundaria

Tiene como objetivo llevar la energía suministrada, usualmente, a tensiones menores a 1 kV desde un sistema eléctrico de generación, normalmente mediante un sistema eléctrico de transmisión o sub-sistema eléctrico de distribución primaria, a las acometidas. Tiene en cuenta cables baja tensión y sus componentes de instalación. (Huayllasco, 1994, p.15).

Figura 2

Línea de distribución eléctrica secundaria



Nota: fuente https://www.freepik.es/fotos-premium/poste-electrico-baja-tension-cielo-azul_30172577.htm

2.1.2 Red de distribución

Agrupación de cables o conductores, sus componentes de instalación y los accesorios de todos ellos que tiene como objetivo el transporte o la distribución de la energía eléctrica.

2.1.3 Subestación de distribución

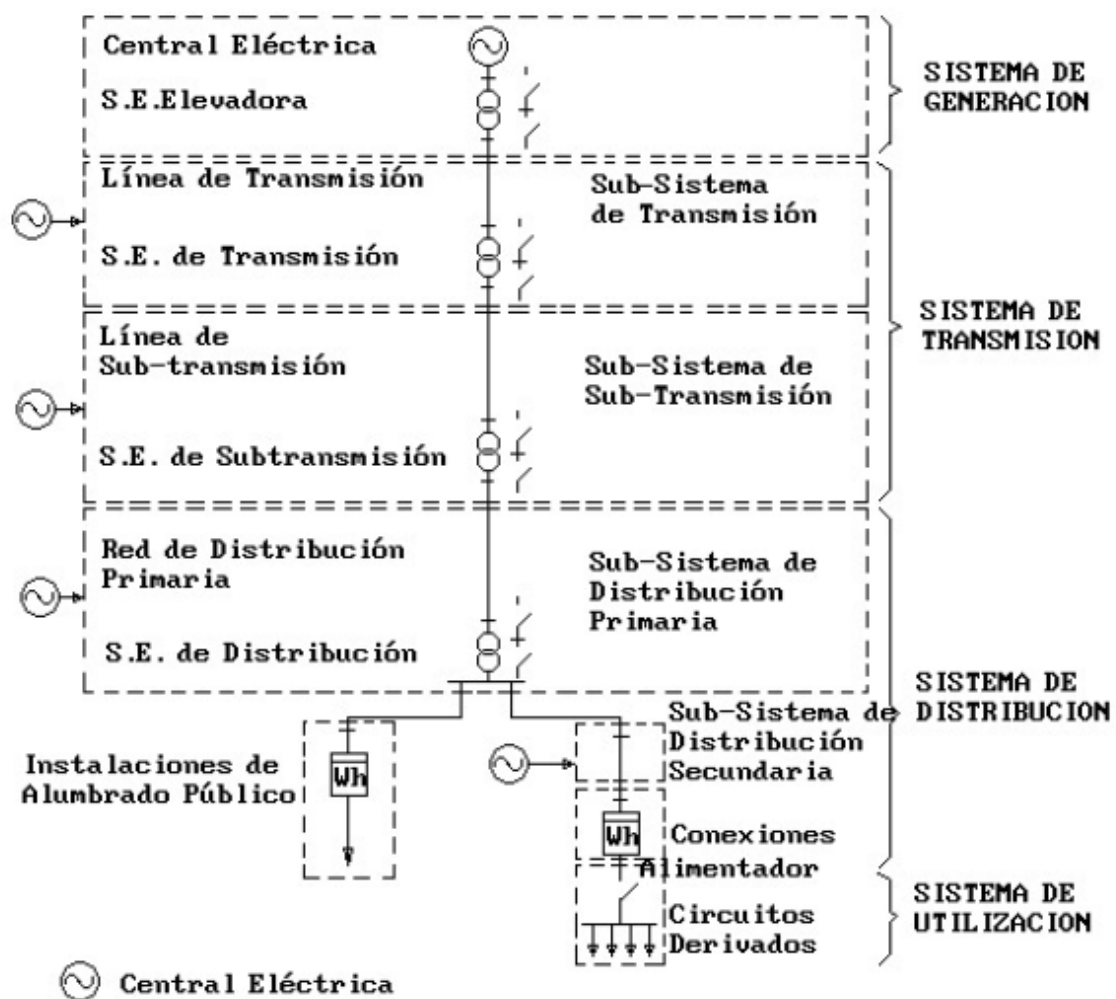
Agrupación de instalaciones eléctricas para transformación y/o división de la energía eléctrica, que viene desde una red de distribución primaria y la proporciona a un

subsistema de distribución secundaria, instalaciones de iluminación pública, a diferentes redes de distribución primaria o a usuarios que requieren tensiones de distribución primaria o secundaria. Abarca, usualmente, los transformadores de potencia y los equipos eléctricos de maniobra, control y protección, tanto en el lado de tensión primaria como en el lado de tensión secundaria.

En la Figura 3, se muestra un esquema referencial de los sistemas eléctricos. Para el presente trabajo de suficiencia profesional, se abarca el subsistema de distribución primaria (Huayllasco, 1994, p.16).

Figura 3

Esquema referencial de sistemas eléctricos.



Nota: fuente Huayllasco, 1994, p.17

2.1.4 Conductores

Debido a la ampliación y reconexión de las líneas de distribución primarias, se utilizarán conductores metálicos desnudos, que se obtienen a través de cableado de hilos metálicos (alambres) que están al rededor de unos hilos centrales. (Bautista, 2009, p.50).

Estos conductores metálicos desnudos deben tener las siguientes características:

- Baja resistencia
- Mínimo costo
- Elevada resistencia mecánica

Cabe indicar que los materiales más empleados son los siguientes:

- Aluminio
- Aleación de aluminio

2.1.4.1 Conductor ACAR

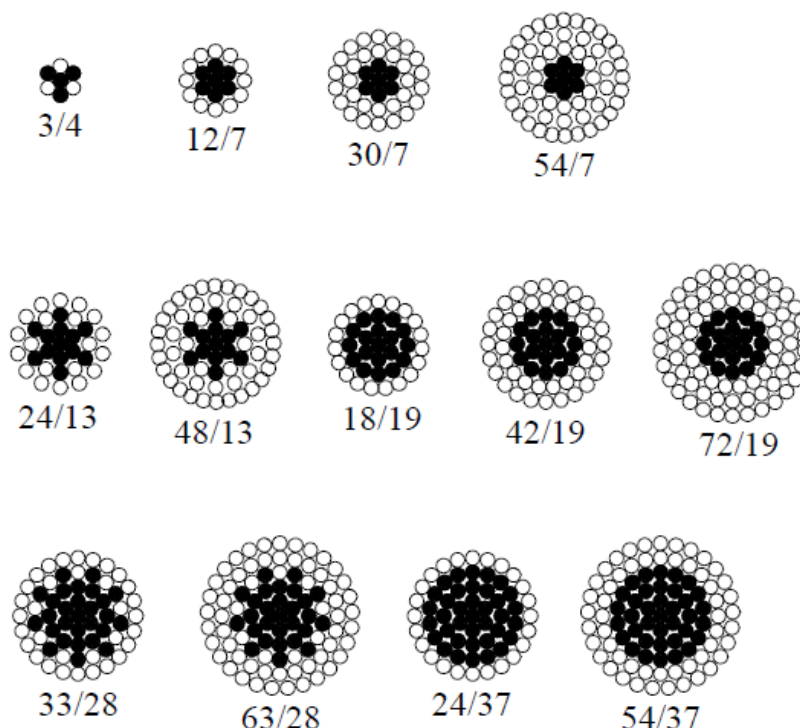
Está compuesto por hilos de aluminio 1350, reforzados por un núcleo de aleación 6201 de mayor resistencia. Dado que estos alambres de aleación se pueden emplear en diversas cantidades, permitirá lograr casi cualquier propiedad deseada de ambas aleaciones (conductores de alambres 1350 y 6201), tales como capacidad de corriente, capacidad de tensión y longitud de vano (Division & Revised, 2009, p.100). Ver Figura 4.

Debido a su composición total de aluminio, estos conductores presentan una buena protección al medio ambiente, dando así una alta resistencia a la humedad, sales, acidez y contaminantes.

El uso de estos conductores permite obtener una mayor capacidad de corriente a menor peso, en comparación con los conductores ACSR, y con una mejor resistencia en condiciones de humedad, salines, acidez y contaminación (Prysmian Group, 2022, p.50).

Figura 4

Composición de conductores ACAR



Nota: fuente Division & Revised (2009, p.101).

2.1.4.2 Conductor AAAC

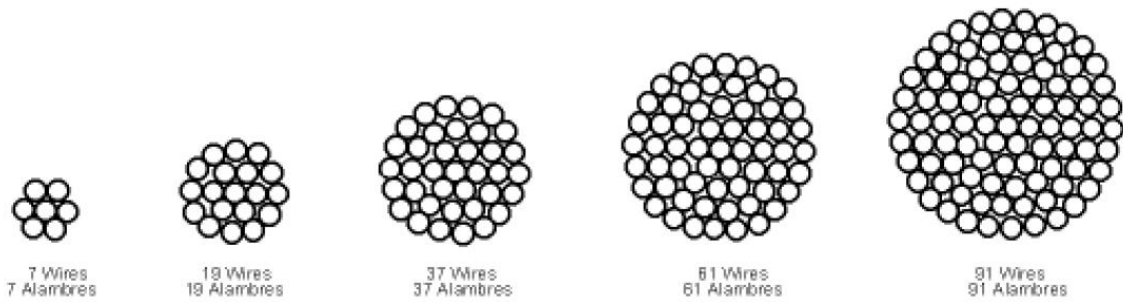
Está compuesto por alambres de aleación de aluminio de alta resistencia 6201-T81, trenzados concéntricamente, de igual similitud en construcción y apariencia a los conductores de aluminio 1350 (Division & Revised, 2009, p.51). Ver Figura 5.

Presenta una fuerza comparable con los conductores ACSR. Además, al estar compuesto solo de aleación de aluminio, son muy útiles en condiciones ambientales con alta humedad, salinidad, acidez y contaminación donde los conductores compuestos por acero presentarían problemas.

Por su relación flecha/tracción, hacen a este conductor ideal tanto en las redes de distribución y sistemas de transmisión aéreos. Pesan, aproximadamente, la mitad de un conductor de cobre con la misma conductividad y, además, de un 20% menos que un conductor ACSR (Prysmian Group, 2022, p.54).

Figura 5

Composición de conductores AAAC



Nota: fuente https://www.iesacr.com/files/product/catalogo/832_cablesaaac.pdf

2.1.4.3 Capacidad térmica de los conductores

La capacidad térmica del conductor permite saber hasta que potencia se puede transmitir sin perjudicar las características mecánicas del conductor. Esta potencia de transmisión de un conductor por capacidad térmica depende del nivel de tensión con el cual se va energizar, tipo de material, diámetro del conductor, altura de instalación, condiciones climáticas y su ubicación geográfica.

El cálculo de la capacidad térmica del conductor se fundamenta en el balance térmico, el cual debe de cumplir las condiciones del equilibrio que describe que el calor ganado sea igual al calor perdido (IEEE 738, 2012, p.20).

Todo ello se representa en la ecuación 1, descrita a continuación:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \cdot R(T_c) \quad (1)$$

Donde

- q_r : calor perdido por radiación por unidad de longitud, (W/m).
- q_c : potencia calorífica disipada por convección, (W/m).
- q_s : potencia calorífica ganada por irradiación solar, (W/m).
- $I^2 \cdot R(T_c)$: calor producido por efecto Joule a la temperatura T_c .
- $R(T_c)$: resistencia eléctrica a la temperatura T_c de operación del conductor, (Ω/m).

Además, para el cálculo de la resistencia eléctrica $R(T_c)$, calor perdido (q_r), y potencias caloríficas q_c y q_s se tienen las siguientes ecuaciones:

$$R(T_c) = \left(\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right) (T_{high} - T_{low}) + R(-T_{low}) \quad (2)$$

$$q_c = [1.01 + 1.35 \left(\frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.52}] k_f k_{angle} (T_c - T_a) \quad (3)$$

$$q_r = 17.8 D \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (4)$$

$$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) A' \quad (5)$$

Donde

- T_a : temperatura ambiente del aire, ($^{\circ}\text{C}$).
- D : diámetro del conductor, (m).
- ρ_f : densidad relativa del aire, (kg/m^3).
- V_w : velocidad del aire sobre el conductor, (m/s).
- T_c : temperatura máxima de operación del conductor, ($^{\circ}\text{C}$).
- k_{angle} : factor de dirección del viento
- T_{low} : temperatura inicial dada por el fabricante, ($^{\circ}\text{C}$).
- T_{high} : temperatura final dada por el fabricante, ($^{\circ}\text{C}$).
- ε : factor de emisividad.
- α : factor de absorción.
- Q_{se} : ganancia de calor solar.

La norma IEEE 738 (2012), nos menciona que los valores de emisividad y absorción generalmente están correlacionados con ambas, aumentan con el tiempo y la contaminación atmosférica (p.30).

Además, la misma norma (IEEE 738, 2012, p.30), nos indica lo siguiente:

CIGRE/IEEE (2006) sugiere si no se han realizado mediciones en campo, emplear un valor de absorción de no menos de 0.8, con una emisividad de no más de 0.1 por debajo de la absorción (p.31).

Por otro lado, en referencia a lo indicado en CIGRE/IEEE (2006), se emplean valores conservadores de 0.7 para la emisividad y 0.9 para la absorción en nuestros cálculos para determinar la capacidad del conductor a límite térmico (p.31).

2.1.5 Regulación de tensión

Unas de las finalidades de las empresas de distribución eléctrica es proveer a los usuarios niveles de tensión que se esté en los márgenes decretados por normas de regulación eléctrica.

Usualmente la mayor parte de las pérdidas en sistemas de distribución eléctrico se originan en consecuencia de la caída de tensión, la que se origina por la corriente que circula mediante la línea.

Los niveles de tensión se podrían regular con apoyo de reguladores de tensión que tendrían como ubicación la subestación de distribución. (International Electrotechnical Commission, 2009, p.40).

2.1.5.1 Técnicas de regulación de tensión

Las empresas de distribución eléctrica manejan la tensión en estado estable mediante diferentes formas.

- Banco de capacitores conmutados y fijos.
- Reguladores de tensión para barra
- Reguladores de tensión para línea
- Transformadores con cambio de tomas de subestación (LTC)

Gran parte de las empresas de distribución utilizan los LTC para regular los niveles de tensión del bus de la subestación y bancos de capacitores conmutados cuando es inevitable. (International Electrotechnical Commission, 2009, p.40)

Las tomas en los transformadores de distribución son una forma diferente para suministrar la tensión adecuada a los usuarios. Los transformadores de distribución están disponibles con y sin *tomas* sin carga (quiere decir que las tomas deben modificarse sin carga), con *tomas* estándar de $\pm 2.5\%$ y $\pm 5\%$. Las empresas de distribución eléctrica podrán usar dicha función para suministrar una tensión fija a los usuarios en un circuito con baja tensión primaria. (International Electrotechnical Commission, 2009, p.42).

2.1.6 Reguladores de tensión

Todos los equipos de regulación de tensión están contruidos para que, automáticamente, mantengan el nivel establecido, lo cual será independiente de las variaciones de carga. Esto quiere decir que cuando la carga va incrementándose, el regulador aumenta la tensión en el alimentador para que, con esto, con el desbalance que se genera, lo pueda retribuir en la red. Cuando las distancias de los alimentadores son largas y los clientes están en zonas aisladas, se requerirá la instalación de reguladores de tensión o capacitores en un lugar óptimo en la línea para complementar para la debida regulación. El regulador de tensión podría ser tipo escalonado. El tipo discreto o el tipo paso a paso podrían ser tipo estación monofásica y trifásica, estas se pueden utilizar en subestaciones eléctricas para regular los bus y la tensión a lo largo de la línea. Un regulador de tensión paso a paso se comporta como un autotransformador con muchas *tomas* en las bobinas con conexionado en serie, con 32 tomas, a un rango de aumentar o disminuir el 10% del nivel de tensión nominal, teniendo $5/8\%$ de variación de tensión por paso.

2.1.6.1 Composición de los reguladores de tensión

El regulador de tensión está dividido en 2 partes: un aparato fuente y un aparato de control. Aparte de los autotransformadores, todos los aparatos eléctricos también llevan incluidos aparatos para medición.

2.1.6.2 Conexiones de los reguladores de tensión

Todos los reguladores de tensión poseen 3 tipos de conexionado que se podrán usar: conexionado en delta (Δ), conexionado en estrella (Y) y conexionado en delta abierto (\angle). El conexionado a emplear va a depender de la tensión nominal del regulador de tensión, de la tensión nominal de los alimentadores de distribución y de la cantidad de regulación que se necesita (International Electrotechnical Commission, 2009, p.50).

- **Delta abierto.** Este conexionado contiene 2 reguladores de tensión de una sola fase, los cuales serán conectados fase-fase.
- **Delta cerrado:** Este conexionado requiere 3 reguladores monofásicos fase-fase. Utilizando dicho conexionado delta cerrado, el margen de regulación aumenta en un 50%; es decir, desde $\pm 10\%$ hasta $\pm 15\%$. Este caso se podrá ver en la Figura 6.
- **Estrella.** Sistema que contiene 4 hilos, de forma usual en circuitos de 3 fases, contiene 3 reguladores monofásicos que se conectará cada fase al neutro. El conexionado fase a neutro es utilizada en circuitos monofásicos y bifásicos. Los reguladores de tensión controlarán la tensión en cada fase del circuito de forma independiente, con esto apoyar al desbalance de tensión.

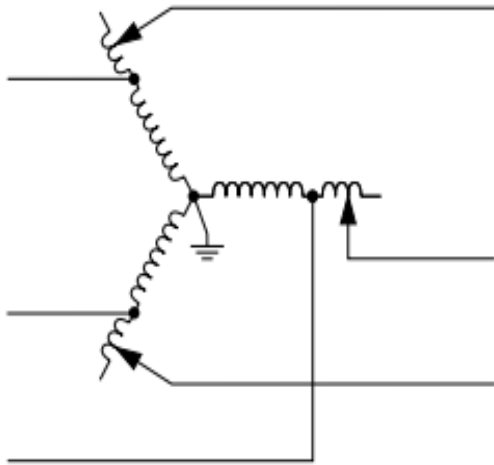
En ambos conexionados en delta, dichos reguladores verán una alteración de fase de corriente respecto a la tensión L-L. En el conexionado principal con un factor de potencia de uno para la carga, la corriente que fluye por el regulador superará a la tensión de L-L en 30° (International Electrotechnical Commission, 2009, p.50).

En la figura 6, se estarán mostrando los conexionados de reguladores de tensión.

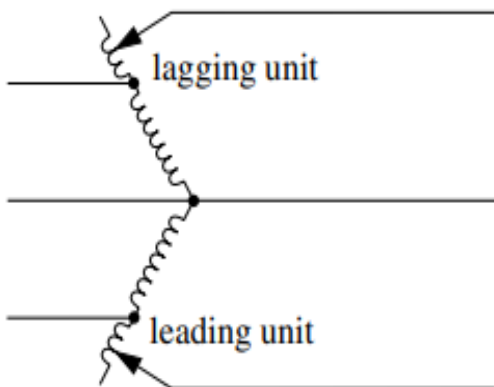
Figura 6

Conexionados de reguladores de tensión.

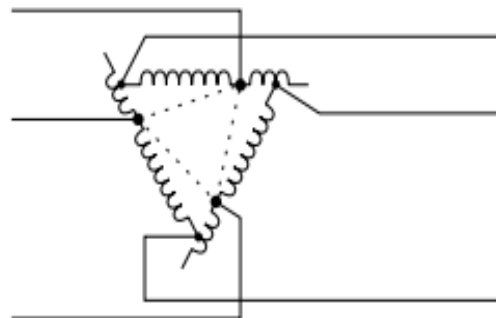
Grounded-wye connection



Open-delta connection



Closed-delta (leading) connection



Nota: Fuente conexas de reguladores de tension

2.1.7 Tipos de reguladores de tensión

2.1.7.1 Reguladores de tensión monofásicos de 32 pasos

El regulador de tensión de una fase en verdad es el autotransformador de tensión regulable en 32 pasos de $\pm 10\%$. El control del regulador de tensión localiza la tensión en el sistema, lo cual podrá hacer que opere un cambiador de taps para regular la tensión en un rango definido.

Los reguladores de tensión monofásicos están clasificados desde 2.4 kilo-volt hasta 34.5 kilo-volt en sistemas de 60 Hertz. (Yépez y Caicedo, 2023, p.30).

2.1.7.2 Reguladores de tensión multifásicos montados en base

Se hicieron pensando en ser utilizados en zonas públicas y comerciales con sistemas de distribución subterráneas. De esta forma, se estará ahorrando espacio si lo comparamos con las instalaciones en aire. Estos reguladores tienen disponibilidad en configuración monofásica, dos en uno y tres en uno, y también se podrá configurar para sistemas con conexionado en estrella o delta.

Varios de dichos diseños tendrán dos o tres reguladores de una fase en un mismo tanque para subestaciones y sistemas subterráneos. Los reguladores de tensión que se montan en base darán la misma función de los reguladores de tensión usuales que se montan en tanques redondos, subestaciones y postes. Parecido a los diseños que se usan tradicionalmente, este tipo de forma de montaje en base logra regular la tensión de línea a $\pm 10\%$ en 32 pasos si están los bancos conectados estrella. En caso no haya líneas aéreas, se tendrá que reducir el suelo para, de esta forma, proceder con la instalación de un regulador de tensión.

Estos reguladores de tensión de tipo montaje en base tienen clasificación entre 2.5 kilo-volt y 34.5 kilo-volt en sistemas de 60 Hertz. (Yépez y Caicedo, 2023, p.30).

2.1.7.3 Reguladores de tensión monofásicos montados en base

Tienen el mismo principio de los reguladores de tensión montaje en poste redondo usuales y los reguladores de tensión de subestación eléctrica en un diseño con rack.

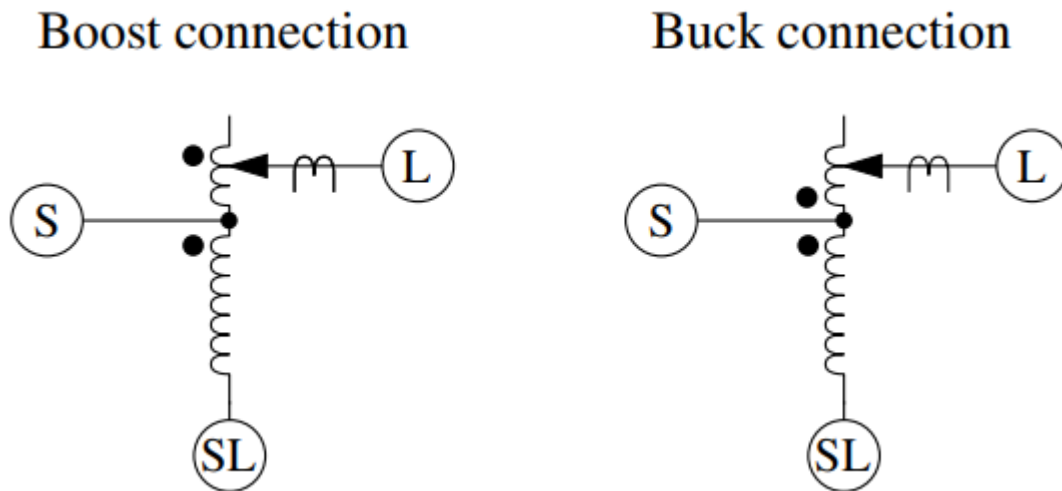
2.1.8 Clases de reguladores de tensión

Existen 2 tipos de reguladores de tensión según ANSI (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares): Diseños ANSI Clase A y ANSI Clase B. En aplicaciones que superen los 875 amperes, existen 2 tipos de reguladores. En adición, ajustes: tipo TX y tipo AX. La estructura del exterior, el conexionado a la fuente de alimentación y la utilización serán las mismas. Lo que logra diferenciar a los reguladores ANSI Tipo A y Tipo B es, básicamente, su construcción al interior. El regulador monofásico está constituido por 3 bushings, la carga (L), la fuente (S), y la fuente-carga (SL) en el cual el devanado estará en serie entre S y L como se podrá observar en la Figura 7, la configuración de este es lineal ANSI tipo A, teniendo las tomas localizadas cerca de la carga, en cambio un ANSI tipo b es lo contrario. En este tipo, las tomas están localizadas cerca de la fuente.

El regulador contiene un dispositivo que medirá la corriente con un transformador de corriente en el lado de carga y medirá la tensión con un transformador de tensión entre L y SL . Los reguladores contienen un interruptor inverso que voltea el devanado en serie según la configuración programada, sea hacia atrás o para adelante, una vez con ello se podrá obtener el conexionado tipo aditiva o sustractiva. (Yépez & Caicedo, 2023, p.50).

Figura 7

Regulador de tensión monofásico ANSI Clase A con taps en el lado de carga



Nota: Fuente regulador de tensión monofásico ANSI Clase A con taps en lado de carga, Yépez & Caicedo

De lo mencionado anteriormente, se entiende que los reguladores de tensión trifásicos, utilizados en las subestaciones eléctricas, son sistemas en delta o estrella, que manejan las 3 fases, en simultáneo son unidades de mayor tamaño. El conexionado utilizado internamente es una conexión en estrella al terminal neutro flotante.

2.1.9 Normativa de valores kVA según la IEEE

El valor nominal de un regulador de tensión por pasos se expresará en los siguientes términos:

- Potencia nominal en kVA
- Cantidad de fases
- Frecuencia
- Tensión
- Corriente
- Rango de tensión en %

Aparte de sus valores nominales, los reguladores de tensión deberán suministrar una salida de kVA nominal sin exceder el incremento de temperatura determinado en la tensión operativa. Los valores nominales que se prefieren en los reguladores de tensión por pasos se basan en una operación a una frecuencia de 60 Hertz y una tensión ratio de incremento del 10% y reducción del 10%. (International Electrotechnical Commission, 2009, p.55).

Tabla 2

Características de reguladores de tensión escalonado sumergidos en aceite (monofásicos)

Tensión nominal del sistema	BIL (kV)	Potencia (kVA)	Corriente (A)
2400/4160Y	60	50	200
		75	300
		100	400
		125	500
		167	668
		250	1000
		333	1332
		416	1665
4800/8320Y	75	50	100
		75	150
		100	200
		125	250
		167	334
		250	500
		333	668
		416	833
7620/13200Y	95	38.1	50
		57.2	75
		76.2	100
		114.3	150
		167	219
		250	328
		333	438
		416	546
		500	656
		667	875
13800	95	833	1093
		1000	1312
		69	50
		138	100
		207	150
		276	200
		414	300
		552	400
		667	483
		833	604
14400/24940Y	150	1000	725
		72	50
		144	100
		288	200
		333	231
		432	300
		576	400
		667	463
		833	578
		1000	694
19920/34500Y	150	100	50
		200	100
		333	167
		400	201
		667	334
		833	418
		1000	502
34500	200	173	50
		345	100
		518	150
		690	200

Nota: fuente <https://standards.ieee.org/ieee/C57.15/6716/>

Tabla 3

Características de reguladores de tensión escalonado sumergidos en aceite (trifásicos)

Tensión nominal del sistema	BIL (kV)	Enfriamiento natural		Enfriamiento natural/forzado	
		Potencia (kVA)	Corriente (A)	Potencia (kVA)	Corriente (A)
2400/4160Y	60	500	667	625	833
		750	1000	937	1250
		1000	1334	1250	1667
4800	60	500	577	625	721
		750	866	937	1082
		1000	1155	1250	1443
7620/13200Y	95	500	219	625	274
		750	328	937	410
		1000	437	1250	546
		1500	656	2000	874
		2000	874	2667	1166
		2500	1093	3333	1458
		3000	1312	4000	1750
7970/13800Y	95	500	209	625	261
		750	313	937	391
		1000	418	1250	523
		1500	628	2000	837
		2000	837	2667	1116
		2500	1046	3333	1394
		3000	1255	4000	1673
14400/24940Y	150	500	125.5	625	156.8
		750	188.3	937	235.4
		1000	251	1250	314
		1500	377	2000	502
		2000	502	2667	669
		2500	628	3333	837
		3000	694	4000	926
19920/34500Y	150	500	84	625	105
		750	125.5	937	156.8
		1000	167	1250	209
		1500	251	2000	335
		2000	335	2667	446
		2500	418	3333	557
		3000	502	4000	669

Nota: fuente <https://standards.ieee.org/ieee/C57.15/6716/>

2.1.10 Regulador de tensión de la serie Cooper Power de Eaton

Los reguladores de tensión de la serie *Cooper Power de Eaton* ofrecen una regulación de tensión mediante la utilización del controlador de regulador de tensión CL-7 avanzado y modificadores de derivación *Quik-drive*. La mezcla de tecnología de control avanzado y el dispositivo modificador de derivación de rápida respuesta no tiene comparación.

Sus características principales son las siguientes:

- Control de regulador de tensión avanzado que tiene compatibilidad con SCADA CL-7
- Cambiadores de derivación Quik-drive: 32 pasos en menos de 10 segundos
- Las capacidades de tensión tienen disponibilidad desde 2.4 kilo-volt hasta 34.5 kilo-volt en sistemas de 60 Hertz
- Regulación de tensión en 32 pasos (5/8 % por paso) hasta un límite de $\pm 10\%$ en bancos conectados en estrella

Figura 8

Regulador de tensión monofásico serie Cooper Power de Eaton



Nota: fuente Catálogo serie Cooper Power de Eaton

2.2 Marco conceptual

2.2.1 COES

Entidad privada sin fines lucrativos conformada por agentes del SEIN, cuyas decisiones son de carácter obligatorio para todos estos agentes.

2.2.2 Procedimientos técnicos COES

Son procedimientos en materia de operación del Sistema Interconectado y además de la administración del mercado eléctrico, propuesto en el artículo 13 de la Ley N° 28832.

2.2.3 Procedimiento técnico N°20

Determina los requerimientos y procedimientos que debemos seguir para la modificación, integración o retiro de instalaciones eléctricas del sistema interconectado.

2.2.4 Tensión máxima en la red

Esto hace referencia al valor pico más elevado que puede llegar la tensión en un momento determinado. En nuestro país, el Procedimiento Técnico N° 20, nos indica que debemos considerar a este valor pico como un +5% de la tensión nominal.

2.2.5 Código Nacional de Electricidad, CNE Suministro 2011

Con aprobación en Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM, asimismo esta versión aclara y precisa algunos aspectos relacionados con la seguridad.

2.2.6 Capacidad de carga

Cantidad de energía eléctrica que se puede transportar de manera segura sin sobrecalentamiento.

2.2.7 Cargabilidad

La cargabilidad indica la capacidad de potencia que puede fluir por el regulador de tensión bajo condiciones aceptables.

2.2.8 *Caída de tensión*

Se refiere a la pérdida de potencial eléctrico que ocurre en todo el recorrido de la energía por la resistencia que este presenta. Esto genera que el potencial eléctrico final sea menor que el potencial eléctrico inicial.

2.2.9 *Parámetros eléctricos*

Son las magnitudes típicas en una línea de distribución como la resistencia, inductancia y capacitancia.

2.2.10 *Ampacidad*

Es la corriente eléctrica máxima en amperes, que el conductor puede transmitir continuamente mediante condiciones de uso normales sin exceder su clasificación de temperatura.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Antecedentes

Como parte del proyecto de Ampliación del Embalse de Relaves en Quebrada Honda, se instalarán nuevas subestaciones que alimentarán diversas cargas eléctricas como estaciones de bombeo y demás equipamiento correspondiente al mejoramiento operativo del embalse de relaves. Debido a ello, *Southern Perú Copper Corporation* (SPCC) requiere efectuar la ampliación de las líneas de distribución primarias en 13.8kV, así como también la reubicación y desmontaje de las líneas existentes según corresponda.

El embalse de relaves de Quebrada Honda se encuentra ubicado en la Pampa Purgatorio, a 1,200 m s. n. m., provincia Mariscal Nieto, región Moquegua. El acceso se realiza a la altura del kilómetro 24 de la carretera Toquepala-Camiara, en donde la infraestructura operativa existente se encuentra ubicada sobre el terreno cuyo Derecho de Uso de Terreno Eriazo DUTE, denominado Pampa Purgatorio, está otorgado a *Southern Perú*. Así, también, las líneas de transmisión, subestaciones eléctricas existentes y otras servidumbres para los sistemas y dispositivos de procesos industriales que se ejecutan en el área de operaciones de Quebrada Honda.

3.2 Descripción del trabajo de suficiencia

Debido al incremento de la demanda del embalse de relaves en Quebrada Honda, se requiere la ampliación de líneas de distribución primarias en 13.8 kV. Por ello, se realizará el estudio de regulación de tensión con el fin de cumplir los criterios establecidos en el contrato. Por ejemplo, la selección y sección del conductor a emplear en cada línea de distribución primaria, además, una caída de tensión menor al 3% y caída de tensión en contingencia menor al 10%.

3.3 Ubicación del proyecto

Debido a las nuevas condiciones de proceso y derivadas del Proyecto de Ampliación Toquepala, el espejo de agua del embalse de relaves de Quebrada Honda crecerá geográficamente e inundará, antes del año 2025, la zona donde está ubicado actualmente la subestación eléctrica. Por ello, se requirió retirar toda la infraestructura, eléctrica principalmente, del área de influencia inundable. La nueva ubicación proyectada para reubicar la subestación se encuentra a unos 3 km al noroeste de la subestación eléctrica existente, en un área fuera geográfica fuera del crecimiento del espejo del embalse de relaves proyectado hasta el año 2035. Ver Figura 9.

Figura 9

Ubicación de la zona geográfica del proyecto



Nota: adaptada del Mapa Geográfico del Perú.

3.4 Condiciones ambientales

El proyecto de las líneas de distribución primarias 13,8 kV estará situada en la zona de Quebrada Honda, las características ambientales donde se instalará son las siguientes:

Tabla 4

Características climáticas del proyecto.

Descripción	Und	Valor
Altura máxima sobre el nivel del mar	m s. n. m.	1270
Temp. Máx.	°C	40
Temp. media	°C	12
Temp. Mín.	°C	-5
Velocidad del viento máxima	m/s	26
Humedad relativa	-	44%

Nota: las temperaturas ambientales dadas han sido tomadas según datos históricos de líneas de transmisión existentes cercanas al área. La velocidad del viento de acuerdo a lo indicado en la tabla 250-1-B del Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011.

La zona de Quebrada Honda es un área desértica con frecuentes neblinas provenientes de la costa, por lo que hay que considerar que el material estará sometido a altos niveles de corrosión, contaminación salina, vientos, variaciones de temperatura y polución a causa de los vientos que arrastran arena e impactan en el cable.

3.5 Características eléctricas del sistema

Las características eléctricas del sistema se muestran en la Tabla 5:

Tabla 5

Características eléctricas del proyecto.

Descripción	Unidad	Valor
Tensión nominal del servicio	kV	13.8
Tensión máxima del servicio	kV	14.5
Frecuencia	Hz	60
Puesta a tierra del sistema	-	Aterrado mediante resistencia

Nota: características eléctricas del sistema.

3.6 Verificación de la ampacidad de conductores

Se determinará la ampacidad del conductor en condiciones de límite térmico, donde la temperatura del conductor no debe superar los 75°C. Estos procedimientos están basados en IEEE 738 (2012, p.37) descrita en el ítem 2.1.4.3 del presente documento.

Para los cálculos de la relación corriente-temperatura de los conductores preseleccionados, se empleará el software especializado PLS CADD y los reportes serán mostrados en el anexo 1.

Los datos de entrada, que se ingresó al software PLS CADD, son los mostrados en la Tabla 6.

Tabla 6

Datos de entrada.

Descripción	Unidad	Valor
Latitud media de la línea de transmisión	°	17.4
Altitud máxima	msnm	1500
Azimut medio de la línea de transmisión respecto al norte	°	90
Tipo de atmósfera	-	Industrial
Temperatura máxima del aire	°C	24
Velocidad del viento	m/s	0.61
Coeficiente de emisividad	-	0.7
Coeficiente de absorción	-	0.9
Ángulo entre viento y eje de conductor	°	90

Nota: estos valores están relacionados a la ubicación geográfica del estudio.

Con ello, se procedió a determinar la ampacidad a la máxima temperatura de operación, 75°C, para cada conductor preseleccionado y se obtuvo los resultados mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7**Capacidad térmica de los conductores.**

Conductor (MCM)	Ampacidad a 75°C	Potencia (MVA)
ACAR 120 mm ²	400.22	9.55
ACAR 350 MCM	499.47	11.92
ACAR 450 MCM	593.22	14.16
ACAR 500 MCM	628.04	14.99
AAAC 240 mm ²	592.94	14.55

Nota: de acuerdo a la tabla anterior, todos los conductores ACAR y AAAC seleccionados cumplen con la demanda requerida.

3.7 Cálculo de parámetros eléctricos

3.7.1 Metodología

Para determinar los parámetros eléctricos de las líneas de distribución primarias, se realizó la identificación de los conductores a utilizar por cada línea de distribución primaria, así como el tipo de estructura y disposición geométrica de los conductores en esta.

Además de ello, se realizó el cálculo de los parámetros de secuencia positiva, que servirá para realizar las simulaciones de caída de tensión.

3.7.2 Conductores de las líneas primarias

Para la línea de distribución primaria 13.8 kV del proyecto, se utilizarán los conductores mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 8***Características de los conductores utilizados en el proyecto.***

Descripción	Unidad	ACAR 120 mm ²	ACAR 350 MCM	ACAR 450 MCM	ACAR 500 MCM	AAAC 240 mm ²
Sección	mm ²	120	177	228	253	240
Diámetro	mm	14.57	17.24	19.54	20.60	22.04
N° hilos	-	12/7	12/7	12/7	12/7	19
Peso aproximado	kg/km	349	488	628	698	795.7
Carga de rotura	kg-f	2813	3817	4811	5345	8722
Resistencia DC a 20°C	ohm/km	0.239	0.171	0.133	0.120	0.116
Coeficiente de dilatación lineal	1/°C	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023
Módulo de elasticidad	kgf/mm ²	6300	6300	6300	6300	6300

Nota: los datos se han tomado de catálogo de fabricante Centelsa.

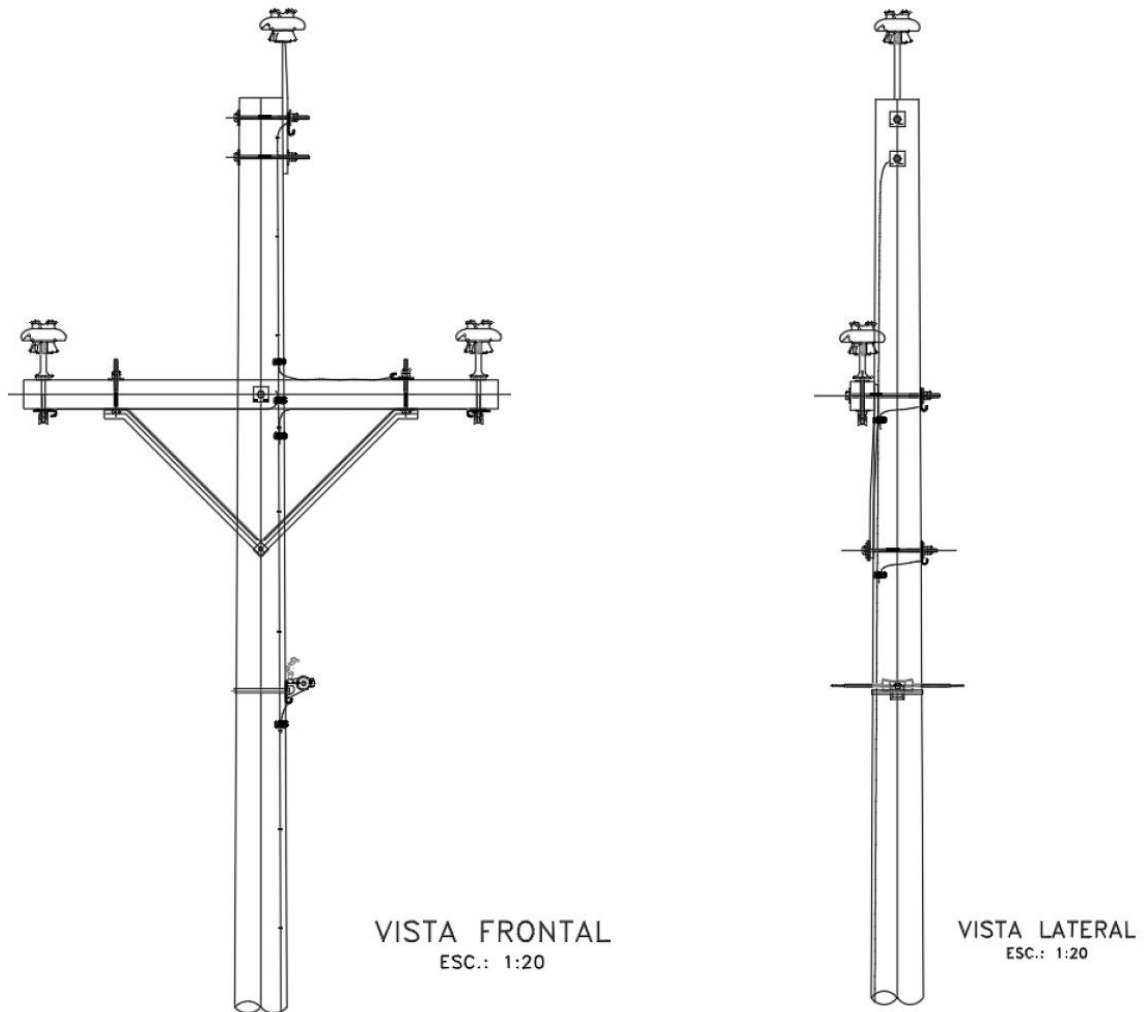
3.7.3 Disposición geométrica de los conductores en la estructura

Tomando en consideración las dimensiones de las estructuras más representativas, longitud de aisladores y la altura media de los conductores, se ha calculado los espaciamientos geométricos en las estructuras de distribución, los cuales se muestran a continuación.

Se utilizará la estructura un poste tipo *Western Red Cedar* (WRC), de 55 pies de longitud, clase 2, ménsulas de 4 $\frac{3}{4}$ " x 5 $\frac{3}{4}$ " x 7.9', riostras de 2" x 2" x $\frac{1}{4}$ ".

Figura 10

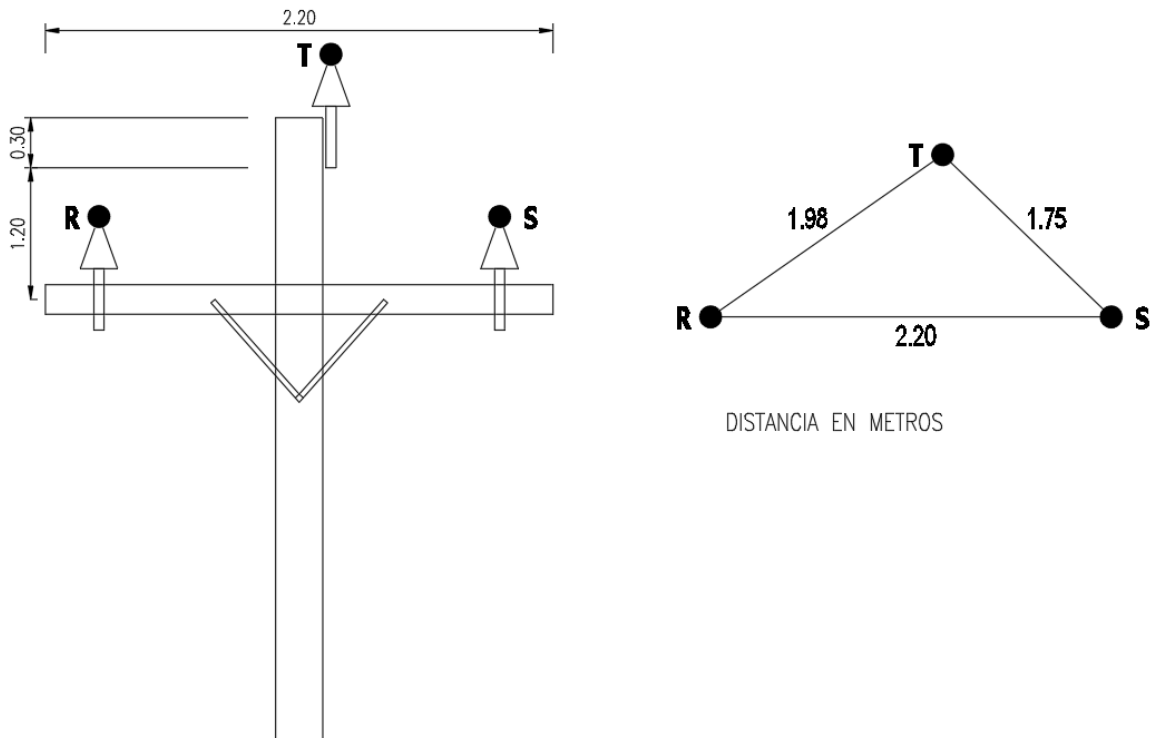
Estructura de suspensión 13.8 kV



Nota: fuente Plano de Ingeniería de Detalle de la estructura de suspensión para las líneas de distribución primarias.

Figura 11

Esquema simplificado de la estructura 13.8 kV



Nota: fuente en base a la estructura típica de suspensión para las líneas de distribución primarias.

3.7.4 Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica de una línea aérea es de los factores que más influyen en el diseño de una línea optimizada. Las pérdidas de potencia y energía son una función directa de la resistencia del conductor de fase, por lo que su determinación exacta es importante. La resistencia es la propiedad de un circuito eléctrico o de cualquier cuerpo que pueda ser utilizado como parte de un circuito eléctrico, que determina la tasa promedio en cual la energía eléctrica se transforma en calor en función de la corriente eléctrica.

Un conductor de diámetro d tiene una resistencia total por und. de longitud, en m, a la corriente continua expresada por la ecuación 6.

$$R'_{DC} = \rho / A = \rho * 4 / (\pi * d^2) \quad , (6)$$

Donde

R'_{DC} : resistencia en Ω / m

ρ : resistividad en $\Omega * mm^2 / m$

A: sección transversal del conductor en mm²

d: diámetro del conductor en mm

Cuando se usa para conducir corrientes alternas, la resistencia de CA efectiva puede ser mayor que la resistencia de CC definida anteriormente debido a efectos de piel y espiral.

Conociendo la resistencia de un conductor a 20°C, se obtiene la resistencia a cualquier temperatura T, por

$$R'_{TDC} = R'_{20DC} * [1 + \alpha (T-20)] \quad , (7)$$

Donde

α : Coeficiente de temperatura.

En el caso de haces con n_2 subconductores, la resistencia equivalente es simplemente la resistencia de un subconductor R'_{DC} dividido por n_2 : $R'_{tot} = R'_{DC}/n_2$; ya que se desprecia la influencia de la separación entre subconductores.

Cuando se trate de conductores de líneas aéreas, se debe considerar la resistencia a las temperaturas apropiadas. Por lo general, los conductores de las líneas aéreas están diseñados para temperaturas máximas del conductor entre 60 a 80 °C.

Las mediciones de temperatura de los conductores aéreos realizadas en campo han demostrado que la temperatura real del conductor es, generalmente, inferior a los valores obtenidos teóricamente. En vista de eso, para calcular las pérdidas Joule, es más apropiado tener en cuenta una temperatura del conductor más baja, digamos de 40 a 50°, para evitar una sobreevaluación de las pérdidas térmicas en cualquier consideración económica.

Tabla 9***Características de los conductores utilizados en el proyecto.***

Descripción	Unidad	ACAR 120 mm ²	ACAR 350 MCM	ACAR 450 MCM	ACAR 500 MCM	AAAC 240 mm ²
Sección	mm ²	120	177	228	253	240
Diámetro	mm	14.57	17.24	19.54	20.6	22.04
N° hilos	-	12/7	12/7	12/7	12/7	19
Resistencia DC a 20°C	ohm/km	0.239	0.171	0.133	0.12	0.116
Temperatura de referencia	°C	20	20	20	20	20
Coeficiente de temperatura	1/°C	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023
Temperatura de medición	°C	40	40	40	40	40
Resistencia AC a 40°C	ohm/km	0.257	0.184	0.143	0.129	0.125

Nota: elaboración de resultados de resistencia eléctrica AC a la temperatura 40°C.

3.7.5 Reactancia inductiva

La impedancia de secuencia positiva es el parámetro de línea más utilizado para condiciones normales de operación y cálculos de circuitos de corriente alterna, como relaciones de tensión y corriente, pérdidas de potencia y energía, flujo de potencia, etc. Es una cantidad vectorial, que se puede representar como un número complejo en formato rectangular con componentes reales e imaginarias como:

$$Z_1 = R_1 + j X_1 \quad (8)$$

Donde

R_1 : resistencia

X_1 : reactancia de secuencia positiva

Las relaciones de inductancia utilizadas, para predecir el rendimiento de la línea de transmisión aérea, usualmente involucran los efectos de conductores por separado y en paquetes que operan en paralelo o en serie. Configuraciones de grupos de elementos portadores de corriente de un circuito coordinado con circuitos similares que constituyen otras fases en sistemas trifásicos también son tratados en varios casos. La reactancia

inductiva de secuencia positiva de una transposición total línea de transmisión trifásica equivalente estará dada por lo siguiente:

$$X_L = 28.935325 * 10^{-4} f \ln \frac{D_m}{D_s} \quad (9)$$

Donde

f: frecuencia 60 Hz

D_m: distancia media geométrica

D_s: radio medio geométrico

El valor del radio medio geométrico (D_s) debe ser calculado de la siguiente manera, siendo r su radio exterior:

- Cables con 7 hilos: D_s = 0.726 r
- Cables con 19 hilos: D_s = 0.758 r
- Cables con 37 hilos: D_s = 0.768 r
- Cables con 61 hilos: D_s = 0.772 r
- Cables con 91 hilos: D_s = 0.774 r
- Cables con 127 hilos: D_s = 0.776 r

Se puede observar, que a medida que se incrementa el número de hilos, hay una convergencia para

$$D_s = 0.7788 r \quad (10)$$

En caso de circuitos simple terna (ver figura 10) la distancia media geométrica será

$$D_m = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{AC}} \quad (11)$$

Tabla 10***Reactancia inductiva de secuencia positiva***

Descripción	Unidad	ACAR 120 mm ²	ACAR 350 MCM	ACAR 450 MCM	ACAR 500 MCM	AAAC 240 mm ²
Dab	m	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
Dac	m	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Dbc	m	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
Radio medio geométrico (Dm)	m	1.968	1.968	1.968	1.968	1.968
Radio externo (r)	mm	7.285	8.62	9.77	10.3	11.02
N° hilos	hilos	19	19	19	19	19
Factor de RMG	-	0.758	0.758	0.758	0.758	0.758
Distancia media geométrica (Ds)	m	0.0055	0.0065	0.0074	0.0078	0.0084
Reactancia inductiva (X _L)	ohm/km	0.4430	0.4304	0.4209	0.4169	0.4118

Nota: elaboración de resultados de reactancias inductivas de secuencia positiva.

3.7.6 Capacitancia

La capacitancia permite almacenar cargas eléctricamente separadas cuando hay potenciales diferentes entre los conductores. La capacitancia tiene como unidad de medida los Faradios, en el cual $1 \text{ F} = 1 \text{ As/V}$. Debido al enorme valor de un Faraday, la unidad Microfaradio, donde $1 \text{ uF} = 10^{-6} \text{ F}$, es más habitual. La reactancia capacitiva es la inversa de la frecuencia y capacitancia.

$$X_c = 1 / (2 \pi f C)$$

X_c se mide en Ω o $M\Omega$ ($10^6 \Omega$). La inversa de la reactancia capacitiva se llama susceptancia capacitiva $B_c = 2 \pi f C$, medido en S o μS (10^{-6} S).

En las líneas aéreas la capacitancia es un parámetro importantísimo, debido a que tiene como responsabilidad almacenar y proporcionar potencia reactiva para los requerimientos del sistema. Los conductores de la línea aérea asumirán potenciales entre sí y con la tierra. La tierra se considera que tiene un potencial de cero campos eléctricos y las capacidades se conforman mediante la tierra y los conductores (incluidos los cables de tierra). Las capacidades se reparten en todos los conductores a través de la línea para

transpuestas las capacitancias totales promedio por fase son iguales. Por lo que, normalmente, el promedio la altura del conductor a tierra se tiene en cuenta para su cálculo.

La capacitancia de secuencia positiva entre conductores es la siguiente:

$$C_s = \frac{0.02412 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{Dm}{r} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Dm}{2hm} \right)^2}} \right)} \text{ F/km} \quad (12)$$

Como normalmente, $2hm \approx Dm$, la ecuación anterior será reducida a

$$C_s = \frac{0.02412 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{Dm}{r}} \text{ F/km} \quad (13)$$

Tabla 11

Capacitancia de secuencia positiva

Descripción	Unidad	ACAR 120 mm ²	ACAR 350 MCM	ACAR 450 MCM	ACAR 500 MCM	AAAC 240 mm ²
Dab	m	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
Dac	m	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
Dbc	m	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
Radio medio geométrico (Dm)	m	1.968	1.968	1.968	1.968	1.968
Radio externo (r)	mm	7.285	8.620	9.770	10.300	11.020
Capacitancia sec. Positiva (C)	nF/km	9.919	10.227	10.468	10.573	10.711

Nota: elaboración de resultados de capacitancia de secuencia positiva.

3.7.7 Resumen de resultados

A continuación, se mostrarán los resultados de parámetros eléctricos de secuencia positiva que se usarán para el cálculo de regulación de tensión.

Tabla 12***Parámetros de secuencia positiva.***

Conductor	Sección (mm ²)	R (a 40°C) (ohm/km)	XL (ohm/km)	C (nF/km)
ACAR 120 mm ²	120	0.257	0.4430	9.919
ACAR 350 MCM	177	0.184	0.4304	10.227
ACAR 450 MCM	228	0.143	0.4209	10.468
ACAR 500 MCM	253	0.129	0.4169	10.573
AAAC 240 mm ²	240	0.125	0.4118	10.711

Nota: elaboración de tabla de parámetros de secuencia positiva.

3.8 Estudio de regulación de tensión

3.8.1 Metodología

Para determinar la regulación de tensión de las líneas de distribución primarias 13.8 kV, inicialmente se debe determinar los puntos mencionados a continuación:

- Ubicación geográfica de la SE Quebrada Honda Reubicada y las distancias hacia los puntos de carga de cada línea de distribución primaria 13.8 kV.
- Calibre de los conductores a utilizar en el sistema eléctrico trifásico.
- Parámetros eléctricos de las líneas de distribución primaria 13.8 kV.
- La demanda de cada línea de distribución primaria 13.8 kV.
- Las características de los reguladores de tensión (*Step-Voltage Regulators*).

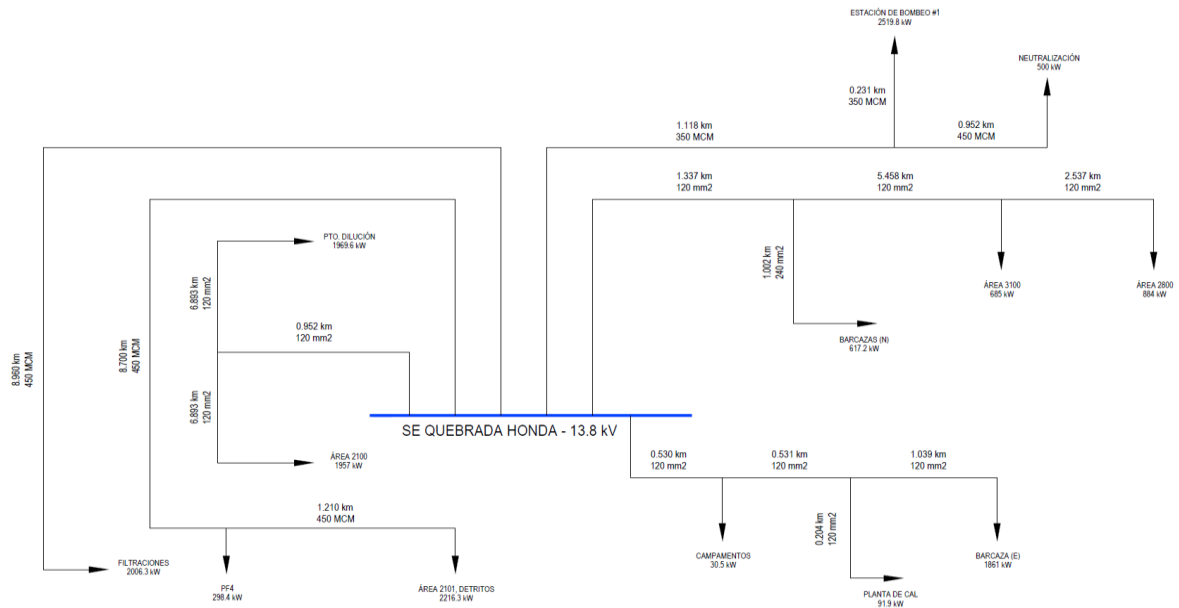
3.8.2 Sistema eléctrico actual

El sistema eléctrico actual consta de alimentadores en 13.8 kV conectados a la barra 13.8 kV de la SE Quebrada Honda 138/13.8 kV, la cual está conectada al SEIN en el nivel de 138 kV.

Las redes de media tensión están conformadas por líneas de distribución aéreas con conductores ACAR 350 MCM, ACAR 450 MCM, ACAR 120 mm² y AAAC 240 mm².

Figura 12

Sistema eléctrico existente



3.8.3 Sistema eléctrico del proyecto

El sistema eléctrico proyectado consta de la modificación y reconexión de las líneas de 13.8 kV, que emplea tramos de diferentes alimentadores para lograr su conexión a la nueva subestación Quebrada Honda Reubicada; asimismo, se instalará una estación reguladora (ERT1) en el Área 3100 y 2800, que atenderá las cargas de “Estación de Bombeo 1”, “Neutralización”. Además de un incremento de carga a futuro y una estación reguladora (ERT2) en el Área 2820 y 2101, que atenderá las cargas de Espesador y los pozos. La estación reguladora tendrá una corriente nominal de 300 A.

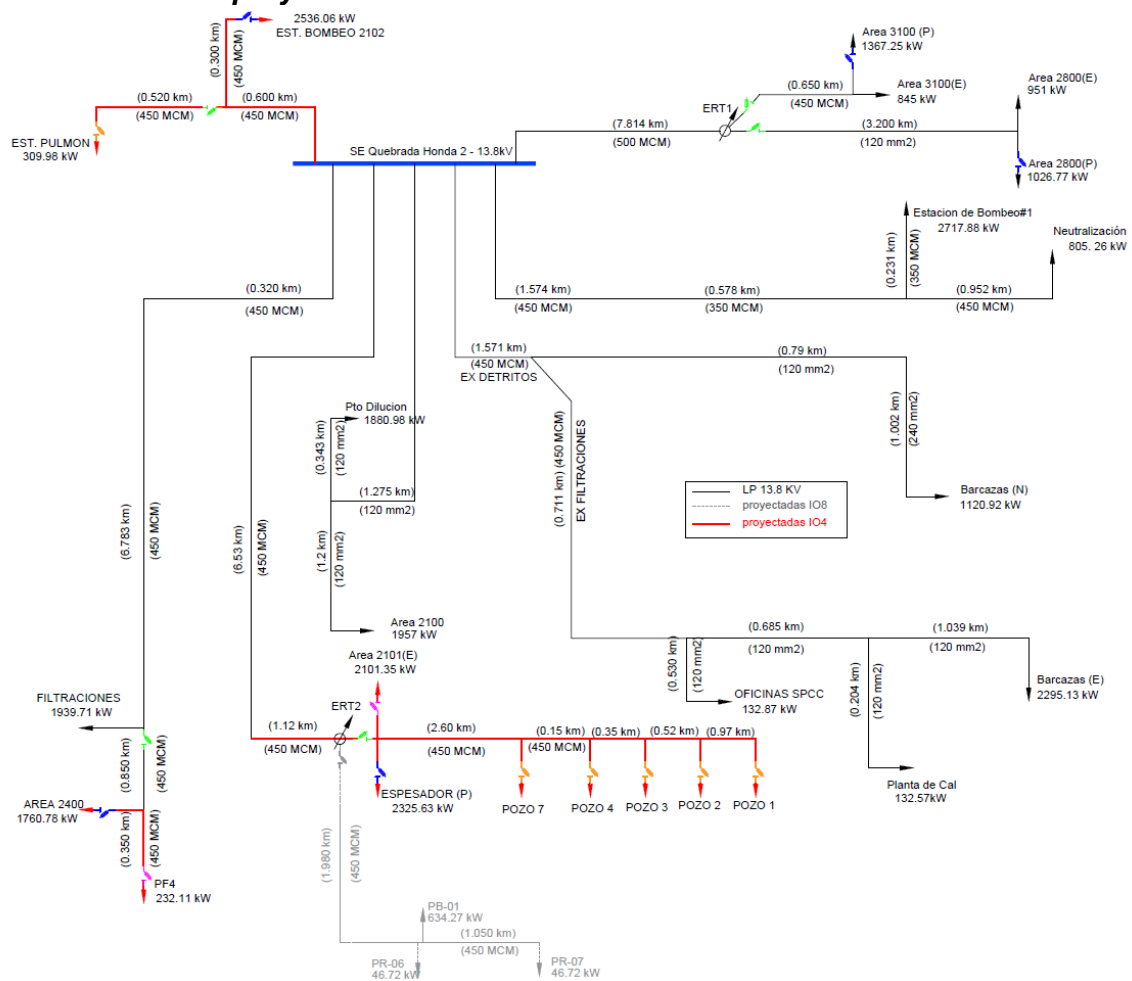
Los conductores a considerar en la reconexión serán de secciones iguales a los existentes.

En caso de la estación reguladora para el área 2800 y 3100, se instalará una línea de distribución con conductor ACAR 500MCM, uno por fase, de aproximadamente 7.8 km de longitud.

En la siguiente figura se muestra el sistema eléctrico en 13.8 kV proyectado al año de instalación del proyecto.

Figura 13

Sistema eléctrico proyectado

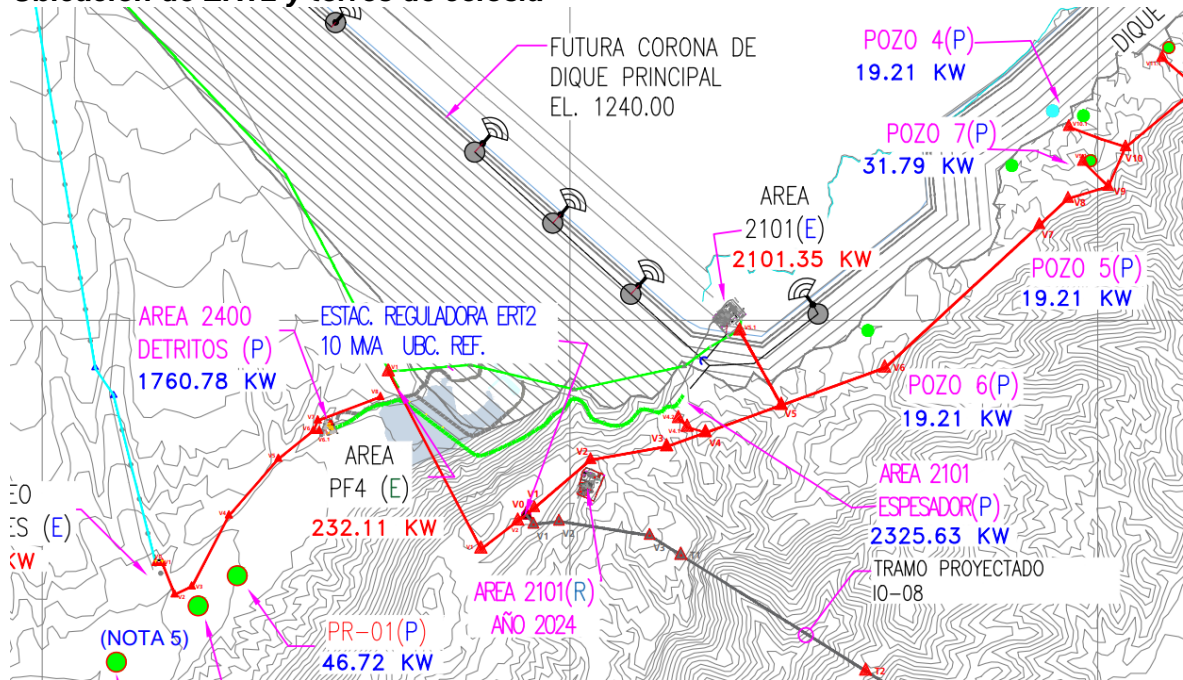


3.8.3.1 Conexión de línea 2101 a estación reguladora de 10 MVA

La estación reguladora de 10MVA deberá ser alimentada por el circuito que llega de la LDP Área 2101, Detritos en 13.8kV existente, en la cual se deberán considerar el montaje de 2 torres de celosía, los cuales están ubicados en los puntos indicados en la figura 14.

Figura 14

Ubicación de ERT2 y torres de celosía

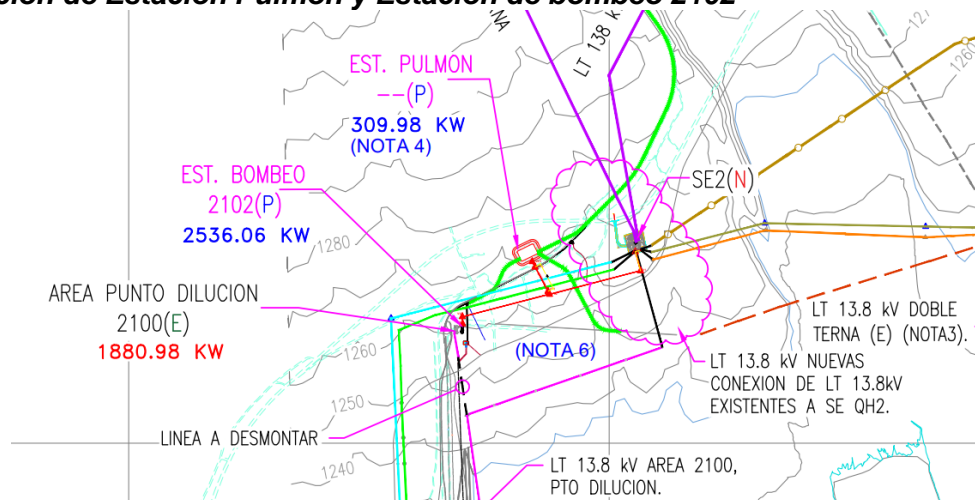


3.8.3.2 Estación Pulmón

La estación Pulmón se alimentará de la línea en 13.8kV existente del circuito que va hacia el área de filtraciones, ver figura 15.

Figura 15

Ubicación de Estación Pulmón y Estación de bombeo 2102

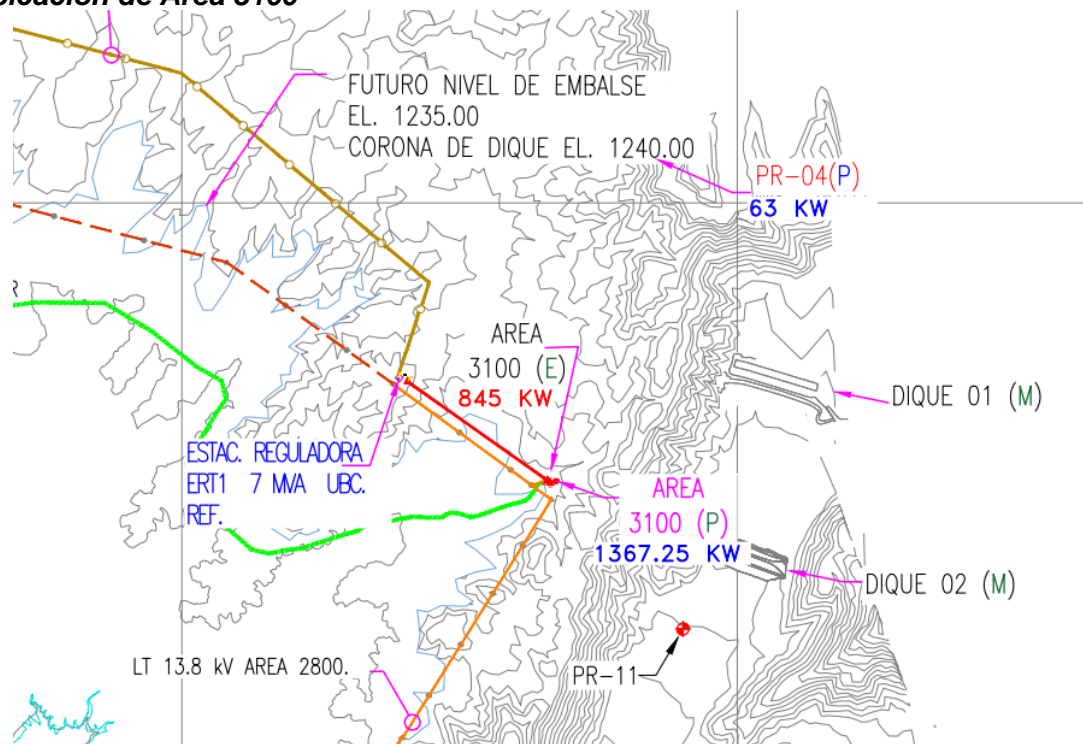


3.8.3.3 Área 3100

El área 3100 se alimentará de la nueva estación reguladora de tensión de 7MVA (ERT1), ver figura 16.

Figura 16

Ubicación de Área 3100

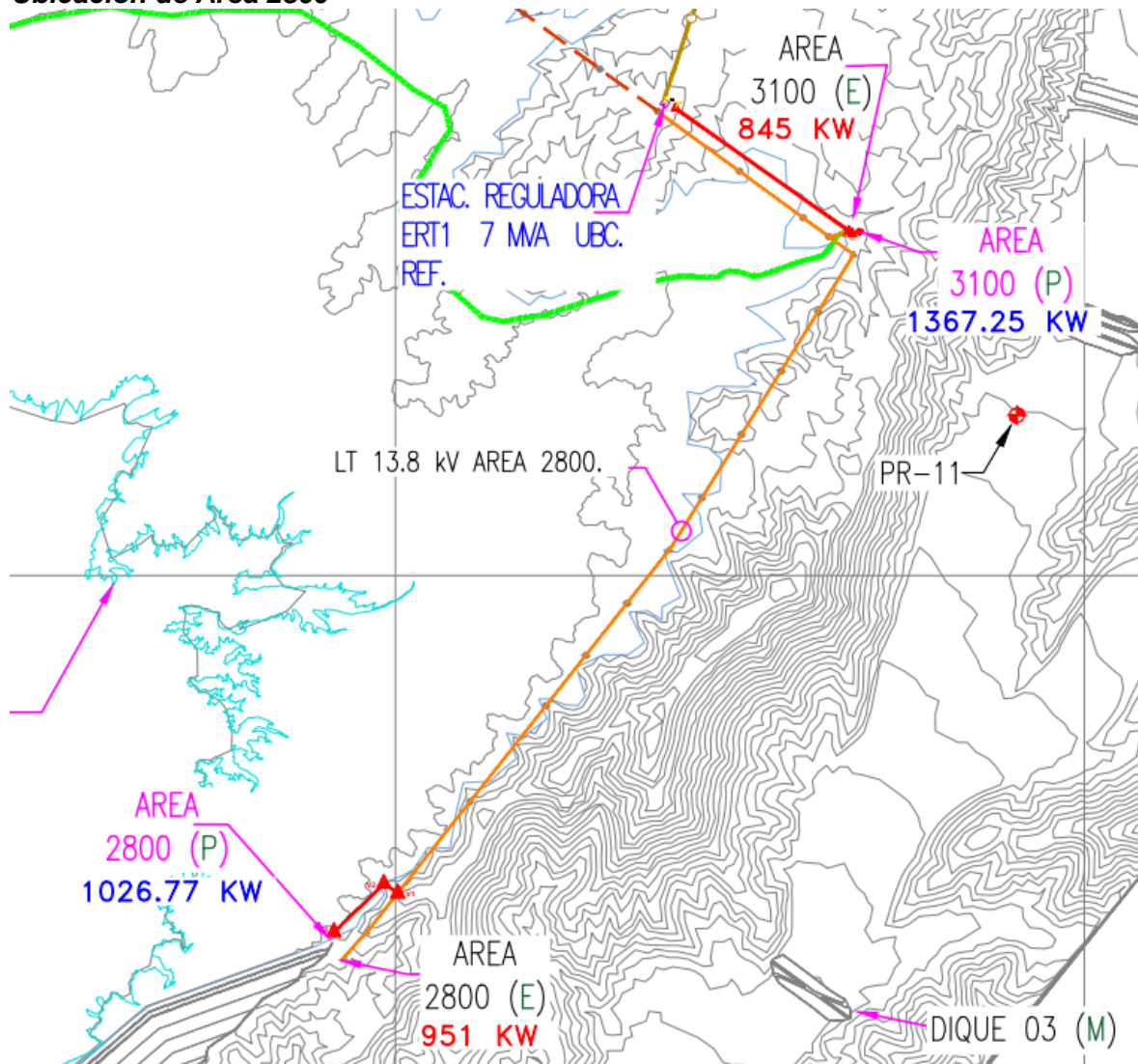


3.8.3.4 Área 2800

El área 2800 se alimentará de la nueva estación reguladora de tensión de 7MVA (ERT1), ver figura 17.

Figura 17

Ubicación de Área 2800

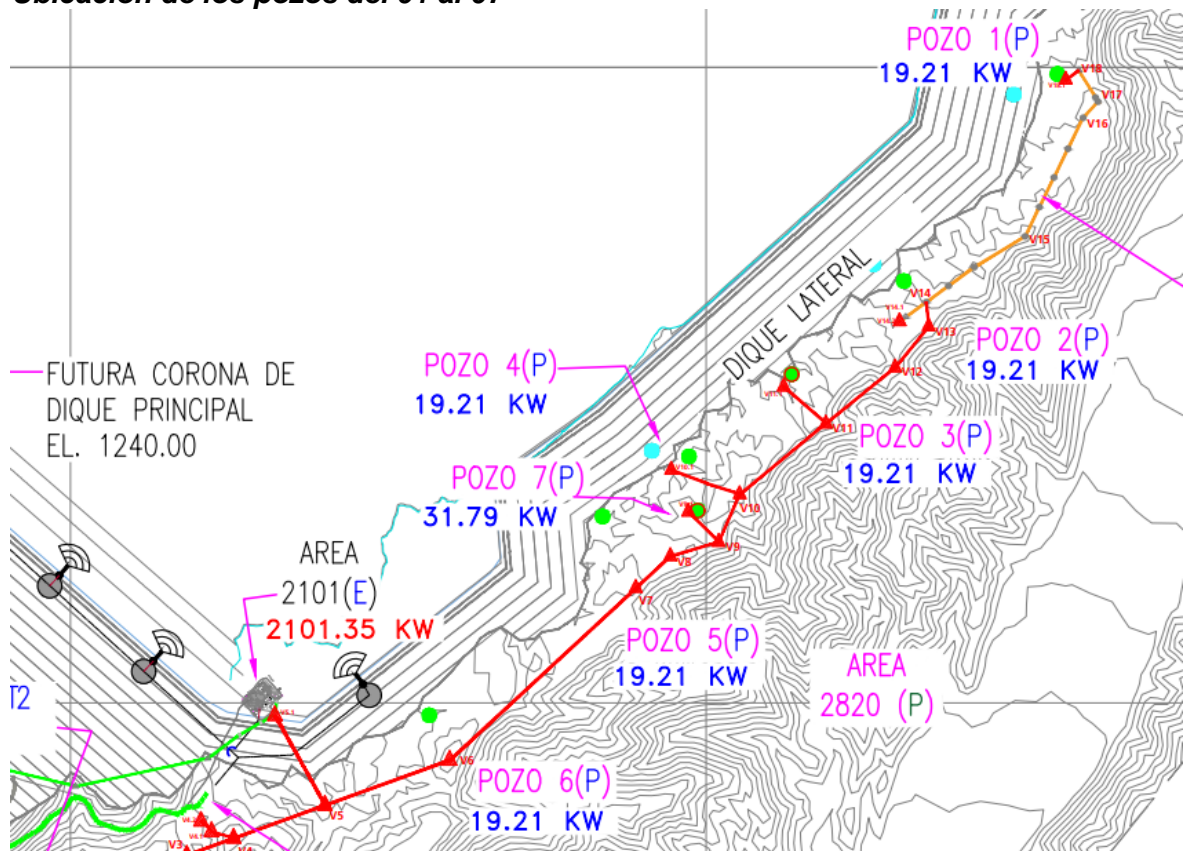


3.8.3.5 Pozos del área 2820 (P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7) y área 2101

Los siete pozos del área 2820 y el área 2101 se alimentarán de la nueva línea que saldrá de la estación reguladora de tensión de 10MVA (ERT2), ver figura 18. En este punto se consideran transformadores de distribución aéreos solo para los pozos P1 al P7, el área 2101 será del tipo pedestal.

Figura 18

Ubicación de los pozos del 01 al 07



3.8.3.6 Área 2400

El área 2400 alimentará de una nueva línea que derivará de la línea en 13.8kV existente del circuito de filtraciones. Se entiende, en este punto, que se deberá efectuar la desconexión de la carga de la línea que va al área 2101 para ser alimentada por el circuito de filtraciones. Ver figura 19.

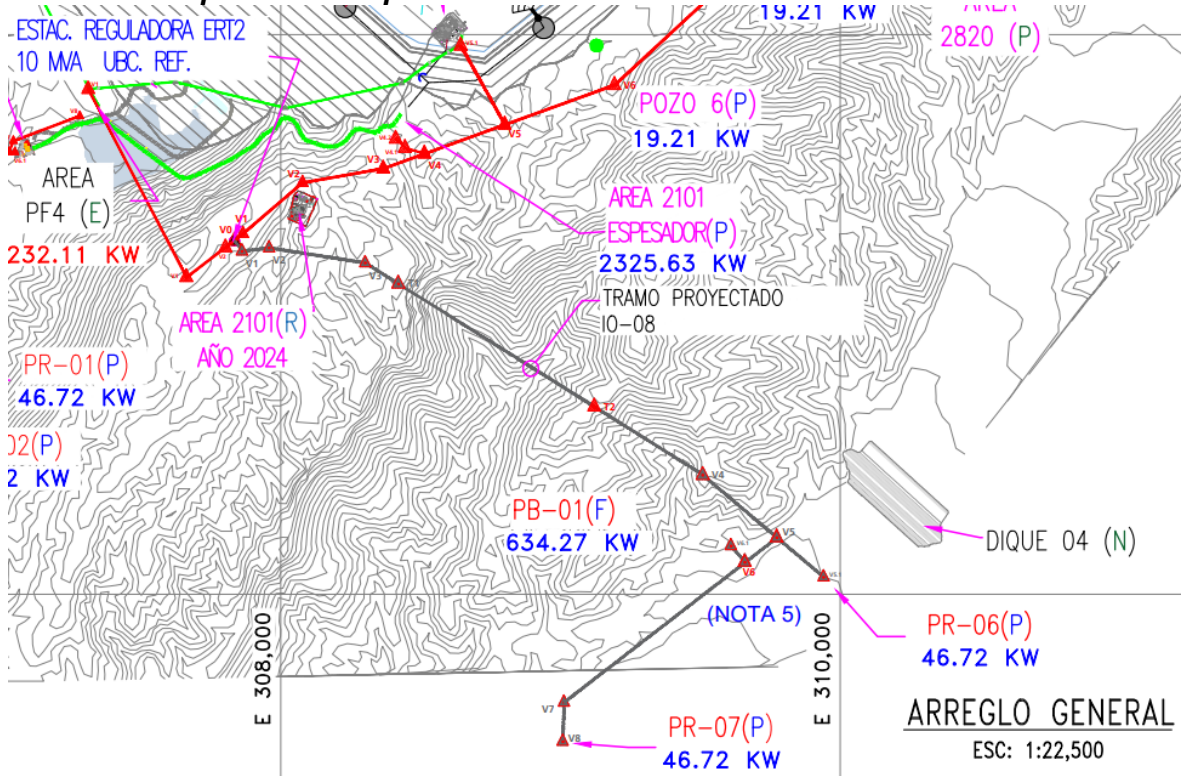
Ubicación de área 2400



45

Figura 20

Ubicación de pozos del Dique 04



3.8.4 Demanda del sistema eléctrico

En la tabla 13, se muestra el resumen de la demanda del sistema eléctrico asociado alcanzado por el cliente.

Tabla 13***Demanda del sistema eléctrico***

Área	Centro de carga	Máxima demanda (kW)
Filtraciones	Est. Bombeo Filtraciones	1939.71
	PF4	232.11
	Área 2400 Detritos	1760.78
2101, Detritos	Área 2101 (E.)	2101.35
	Área 2101 Espesador (P)	2325.63
	Pozos 1,2,3,4,7	108.63
	PB-01	634.27
	PR-06	46.72
	PR-07	46.72
2100, Pto Dilución	Área Pto Dilución 2100	1880.98
	Área 2100 (E.)	1957
Campamentos, Planta Cal, Barcazas	Oficinas SPCC (E.)	132.87
	Planta cal. (E.)	293.57
	Barcazas (E.)	2295.13
	Barcazas (N)	1120.92
Est. Bombeo #1, Neutralización	Estación Bombeo #1	2717.88
	Planta Neutralización	805.26
Área 2800 y 3100	Área 3100 (E.)	845
	Área 3100 (P)	1367.25
	Área 2800 (E.)	951
	Área 2800 (P)	1026.77
Área 2102	Est. Pulmón	309.98
	Est. Bombeo 2102	2536.06

Nota: datos alcanzados por el cliente

3.8.5 Análisis del sistema eléctrico

El análisis del comportamiento del sistema eléctrico se ha realizado mediante un análisis de flujo de potencia para determinar las caídas de tensión en el lado 13.8 kV de los centros de carga.

El criterio empleado para el flujo de carga será el siguiente:

- Los límites de tensión en barras de subestaciones $\pm 3\%$, en operación normal
- Máxima caída tensión en barras de subestaciones -10%, en contingencia.

Se define estado de contingencia de la línea como la indisponibilidad de las estaciones reguladoras de tensión (ERT1 – ERT2) y estado de contingencia del

transformador (TP), como la indisponibilidad de uno de los dos transformadores de potencia 30 MVA en la subestación.

Se evaluarán los siguientes casos:

- Caso 1: sistema eléctrico actual
- Caso 2: máxima demanda con proyecto IO4
- Caso 3: máxima demanda con proyecto IO4 – ERT en contingencia
- Caso 4: máxima demanda con proyecto IO8
- Caso 5: máxima demanda con proyecto IO8 - ERT en contingencia
- Caso 6: máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5
- Caso 7: máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5 – ERT en contingencia
- Caso 8: máxima demanda con proyecto IO8 – 1 TP en contingencia

3.8.6 Resultados de caída de tensión

Los resultados de regulación de tensión son los siguientes:

- Caso 1: sistema eléctrico actual

Tabla 14

Resultados de simulación sistema eléctrico actual

Centros de carga	Sistema eléctrico actual (sin proyecto)	
	pu	%ΔV
Área 2100	0.961	3.90%
Área 2101-Detritos	0.960	4.00%
Área 2800	0.963	3.70%
Área 3100	0.969	3.10%
Barcazas (E)	0.989	1.10%
Barcazas (N)	0.989	1.10%
Est. Bombeo #1	0.992	0.80%
Filtraciones	0.973	2.70%
Neutralización	0.992	0.80%
Oficinas SPCC	0.997	0.30%
PF4	0.964	3.60%
Planta Cal	0.994	0.60%
Pto. Dilución	0.962	3.80%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 5)

- Caso 2: máxima demanda con proyecto IO4

Tabla 15

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO4

Centros de carga	Operación Normal IO4	
	pu	%ΔV
Área 2100	0.972	-2.82%
Área 2101	0.995	-0.49%
Área 2102	0.987	-1.32%
Área 2400	0.931	-6.89%
Área 2800	0.983	-1.69%
Área 3100	0.997	-0.32%
Barcazas (E)	0.968	-3.25%
Barcazas (N).	0.978	-2.22%
Bus BB2 13.8 KV	0.993	-0.65%
Bus BB1 13.8 KV	0.991	-0.86%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	0.978	-2.17%
Est. Bombeo #1.	0.978	-2.25%
ERT1-Entrada	0.928	-7.24%
ERT1-Salida	1.000	-0.05%
ERT2-Entrada	0.919	-8.12%
ERT2-Salida	0.999	-0.05%
Espesador	0.996	-0.37%
Est. Pulmón	0.989	-1.14%
Filtraciones	0.935	-6.48%
Neutralización	0.977	-2.26%
P1	0.996	-0.44%
P2	0.996	-0.44%
P3	0.996	-0.43%
P4/P7	0.996	-0.43%
P5	0.996	-0.42%
P6	0.996	-0.41%
PF4	0.931	-6.91%
Planta de Cal.	0.974	-2.63%
PR-06/PB-01	-	-
PR-07	-	-
Pto. Dilución	0.978	-2.20%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 6)

- Caso 3: máxima demanda con proyecto IO4 – ERT en contingencia

Tabla 16

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO4 – ERT en contingencia

Centros de carga	Contingencia IO4	
	pu	%ΔV
Área 2100	0.972	-2.81%
Área 2101	0.916	-8.45%
Área 2102	0.987	-1.31%
Área 2400	0.931	-6.88%
Área 2800	0.912	-8.83%
Área 3100	0.927	-7.35%
Barcazas (E)	0.968	-3.24%
Barcazas (N).	0.978	-2.21%
Bus BB2 13.8 KV	0.994	-0.64%
Bus BB1 13.8 KV	0.991	-0.86%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	0.978	-2.16%
Est. Bombeo #1.	0.978	-2.24%
ERT1-Entrada	0.929	-7.06%
ERT1-Salida	0.929	-7.06%
ERT2-Entrada	0.920	-7.97%
ERT2-Salida	0.920	-7.97%
Espesador	0.917	-8.31%
Est. Pulmón	0.989	-1.13%
Filtraciones	0.935	-6.47%
Neutralización	0.978	-2.25%
P1	0.916	-8.39%
P2	0.916	-8.38%
P3	0.916	-8.38%
P4/P7	0.916	-8.38%
P5	0.916	-8.37%
P6	0.916	-8.36%
PF4	0.931	-6.90%
Planta de Cal.	0.974	-2.62%
PR-06/PB-01	-	-
PR-07	-	-
Pto. Dilución	0.978	-2.19%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 7)

- Caso 4: máxima demanda con proyecto IO8

Tabla 17

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8

Centros de Carga	Operación Normal IO8	
	pu	%ΔV
Área 2100	0.971	-2.88%
Área 2101	0.995	-0.50%
Área 2102	0.986	-1.38%
Área 2400	0.930	-6.95%
Área 2800	0.983	-1.69%
Área 3100	0.997	-0.32%
Barcazas (E)	0.968	-3.25%
Barcazas (N).	0.978	-2.22%
Bus BB2 13.8 KV	0.993	-0.65%
Bus BB1 13.8 KV	0.991	-0.93%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	0.978	-2.17%
Est. Bombeo #1.	0.978	-2.25%
ERT1-Entrada	0.928	-7.24%
ERT1-Salida	1.000	-0.05%
ERT2-Entrada	0.904	-9.56%
ERT2-Salida	0.999	-0.06%
Espesador	0.996	-0.37%
Est. Pulmón	0.988	-1.20%
Filtraciones	0.935	-6.55%
Neutralización	0.977	-2.26%
P1	0.996	-0.45%
P2	0.996	-0.44%
P3	0.996	-0.44%
P4/P7	0.996	-0.44%
P5	0.996	-0.43%
P6	0.996	-0.42%
PF4	0.930	-6.97%
Planta de Cal.	0.974	-2.63%
PR-06/PB-01	0.997	-0.33%
PR-07	0.997	-0.34%
Pto. Dilución	0.977	-2.26%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 8)

- Caso 5: máxima demanda con proyecto IO8 - ERT en contingencia

Tabla 18

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 - ERT en contingencia

Centros de carga	Contingencia IO8	
	pu	%ΔV
Área 2100	0.971	-2.87%
Área 2101	0.902	-9.83%
Área 2102	0.986	-1.37%
Área 2400	0.931	-6.94%
Área 2800	0.912	-8.83%
Área 3100	0.927	-7.35%
Barcazas (E)	0.968	-3.24%
Barcazas (N).	0.978	-2.21%
Bus BB2 13.8 KV	0.994	-0.64%
Bus BB1 13.8 KV	0.991	-0.91%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	0.978	-2.16%
Est. Bombeo #1.	0.978	-2.24%
ERT1-Entrada	0.929	-7.06%
ERT1-Salida	0.929	-7.06%
ERT2-Entrada	0.907	-9.35%
ERT2-Salida	0.907	-9.35%
Espesador	0.903	-9.69%
Est. Pulmón	0.988	-1.19%
Filtraciones	0.935	-6.53%
Neutralización	0.978	-2.25%
P1	0.902	-9.77%
P2	0.902	-9.77%
P3	0.902	-9.77%
P4/P7	0.902	-9.76%
P5	0.902	-9.76%
P6	0.903	-9.74%
PF4	0.930	-6.96%
Planta de Cal.	0.974	-2.62%
PR-06/PB-01	0.904	-9.64%
PR-07	0.903	-9.65%
Pto. Dilución	0.978	-2.25%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 9)

- Caso 6: máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5

Tabla 19

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5

Centros de Carga	Operación Normal TAP5	
	pu	%ΔV
Área 2100	1.025	2.54%
Área 2101	0.995	-0.50%
Área 2102	1.040	3.97%
Área 2400	0.987	-1.27%
Área 2800	0.983	-1.67%
Área 3100	0.997	-0.30%
Barcazas (E)	1.022	2.20%
Barcazas (N).	1.032	3.17%
Bus BB2 13.8 KV	1.047	4.65%
Bus BB1 13.8 KV	1.044	4.40%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	1.032	3.22%
Est. Bombeo #1.	1.031	3.14%
ERT1-Entrada	0.985	-1.53%
ERT1-Salida	1.000	-0.03%
ERT2-Entrada	0.963	-3.67%
ERT2-Salida	0.999	-0.06%
Espesador	0.996	-0.37%
Est. Pulmón	1.041	4.14%
Filtraciones	0.991	-0.88%
Neutralización	1.031	3.13%
P1	0.996	-0.45%
P2	0.996	-0.44%
P3	0.996	-0.44%
P4/P7	0.996	-0.44%
P5	0.996	-0.43%
P6	0.996	-0.42%
PF4	0.987	-1.28%
Planta de Cal.	1.028	2.78%
PR-06/PB-01	0.997	-0.33%
PR-07	0.997	-0.34%
Pto. Dilución	1.031	3.14%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 10)

- Caso 7: máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5 – ERT en contingencia

Tabla 20

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – TAP 5 – ERT en contingencia

Centros de Carga	Contingencia TAP 5	
	pu	%ΔV
Área 2100	1.026	2.56%
Área 2101	0.961	-3.92%
Área 2102	1.040	3.98%
Área 2400	0.987	-1.26%
Área 2800	0.970	-3.01%
Área 3100	0.984	-1.62%
Barcazas (E)	1.022	2.21%
Barcazas (N).	1.032	3.18%
Bus BB2 13.8 KV	1.047	4.66%
Bus BB1 13.8 KV	1.044	4.41%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	1.032	3.23%
Est. Bombeo #1.	1.032	3.15%
ERT1-Entrada	0.987	-1.35%
ERT1-Salida	0.987	-1.35%
ERT2-Entrada	0.965	-3.47%
ERT2-Salida	0.965	-3.47%
Espesador	0.962	-3.79%
Est. Pulmón	1.042	4.15%
Filtraciones	0.991	-0.87%
Neutralización	1.031	3.14%
P1	0.961	-3.87%
P2	0.961	-3.86%
P3	0.961	-3.86%
P4/P7	0.961	-3.86%
P5	0.961	-3.85%
P6	0.962	-3.84%
PF4	0.987	-1.27%
Planta de Cal.	1.028	2.79%
PR-06/PB-01	0.963	-3.75%
PR-07	0.962	-3.76%
Pto. Dilución	1.031	3.15%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 11)

- Caso 8: máxima demanda con proyecto IO8 – 1 TP en contingencia

Tabla 21

Resultados de simulación máxima demanda con proyecto IO8 – 1 TP en contingencia

Centros de Carga	TAP 5 - Contingencia TP1	
	pu	%ΔV
Área 2100	1.019	1.89%
Área 2101	0.995	-0.51%
Área 2102	1.033	3.32%
Área 2400	0.981	-1.95%
Área 2800	0.983	-1.69%
Área 3100	0.997	-0.31%
Barcazas (E)	1.013	1.28%
Barcazas (N).	1.023	2.26%
Bus BB2 13.8 KV	1.038	3.76%
Bus BB1 13.8 KV	1.038	3.76%
Bus 138 KV	1.000	0.00%
Oficinas SPCC	1.023	2.31%
Est. Bombeo #1.	1.022	2.23%
ERT1-Entrada	0.975	-2.49%
ERT1-Salida	1.000	-0.05%
ERT2-Entrada	0.956	-4.37%
ERT2-Salida	0.999	-0.07%
Espesador	0.996	-0.38%
Est. Pulmón	1.035	3.50%
Filtraciones	0.984	-1.56%
Neutralización	1.022	2.22%
P1	0.995	-0.46%
P2	0.995	-0.45%
P3	0.996	-0.45%
P4/P7	0.996	-0.45%
P5	0.996	-0.44%
P6	0.996	-0.43%
PF4	0.980	-1.97%
Planta de Cal.	1.019	1.86%
PR-06/PB-01	0.997	-0.34%
PR-07	0.997	-0.35%
Pto. Dilución	1.025	2.49%

Nota: simulación realizada en el software Digsilent (Ver Anexo 12)

3.8.7 Cargabilidad de los reguladores de tensión

De las simulaciones, los bancos de reguladores seleccionados de 10 MVA y 7 MVA tendrán una cargabilidad máxima de 67% y 59% respectivamente (Anexo 8), no superando su potencia nominal de regulación.

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Análisis de resultados de simulaciones de caída de tensión

Como se puede observar en las tablas anteriores del ítem 3.9.6, ante la implementación del proyecto de líneas 13.8 kV y banco de regulación, se cumple que las caídas de tensión están dentro del rango establecido en los criterios ($\pm 3\%$), a excepción de la LP Filtraciones, Área 2400, PF4 y Barcazas E (6.48%, 6.89%, 6.91% y 3.25% respectivamente).

Asimismo, en condiciones de contingencia, es posible presentar caídas de tensión menores al 10%, considerando una tensión de salida en la SE Quebrada Honda Reubicada de 1 pu; es decir, el perfil de tensión podría mejorar si empleamos una mayor tensión en la barra de 13.8 kV, considerando que los transformadores de la subestación cuentan con regulación de tensión en vacío y el sistema permite valores de tensiones de operación de hasta $\pm 3\%$.

A fin de cumplir con una caída de tensión menor o igual al 3%, como alternativa se ha simulado elevar la posición del TAP de los transformadores de la SE Quebrada Honda Reubicada a la posición 5.

Los datos del transformador de la SE Quebrada Honda Reubicada se muestran en la siguiente figura:

Figura 21

Placa de transformador SE Quebrada Honda 138/13.8 kV

CUADRO DE TENSIONES Y CORRIENTES				
PRIMARIO (Cu)	CAMBIADOR A. T. TIPO MANUAL SIN CARGA		TENSION (V)	CORRIENTE (A) 30 MVA
	POS.	CONEX.		
	1	A - B	144900	119,5
	2	B - C	141450	122,4
	3	C - D	138000	125,5
	4	D - E	134550	128,7
	5	E - F	131100	132,1
SECUNDARIO (Cu)			13800	1255,1
TERCIARIO (10 MVA) (Cu)			13800	418,4
NIVEL DE AISLACION		TERMINAL		
		H0	H1-H2-H3 X1-X2-X3 X0	Y1-Y2-Y3
IMPULSO ATMOSFERICO kV CRESTA		350	650	110
FRECUENCIA INDUSTRIAL kV EFICAZ		207	207	34

Nota: placa de datos del transformador de la SE Quebrada Honda 138/13.8 kV.

Para la posición 5, la tensión es de 131100 V (132.1 A)

4.2 Regulador de tensión seleccionado

El regulador de tensión seleccionado de la serie *Cooper Power de Eaton* proporciona una regulación de tensión mediante el uso del control de regulador de tensión CL-7 avanzado y cambiadores de derivación *Quik-drive*.

Figura 22

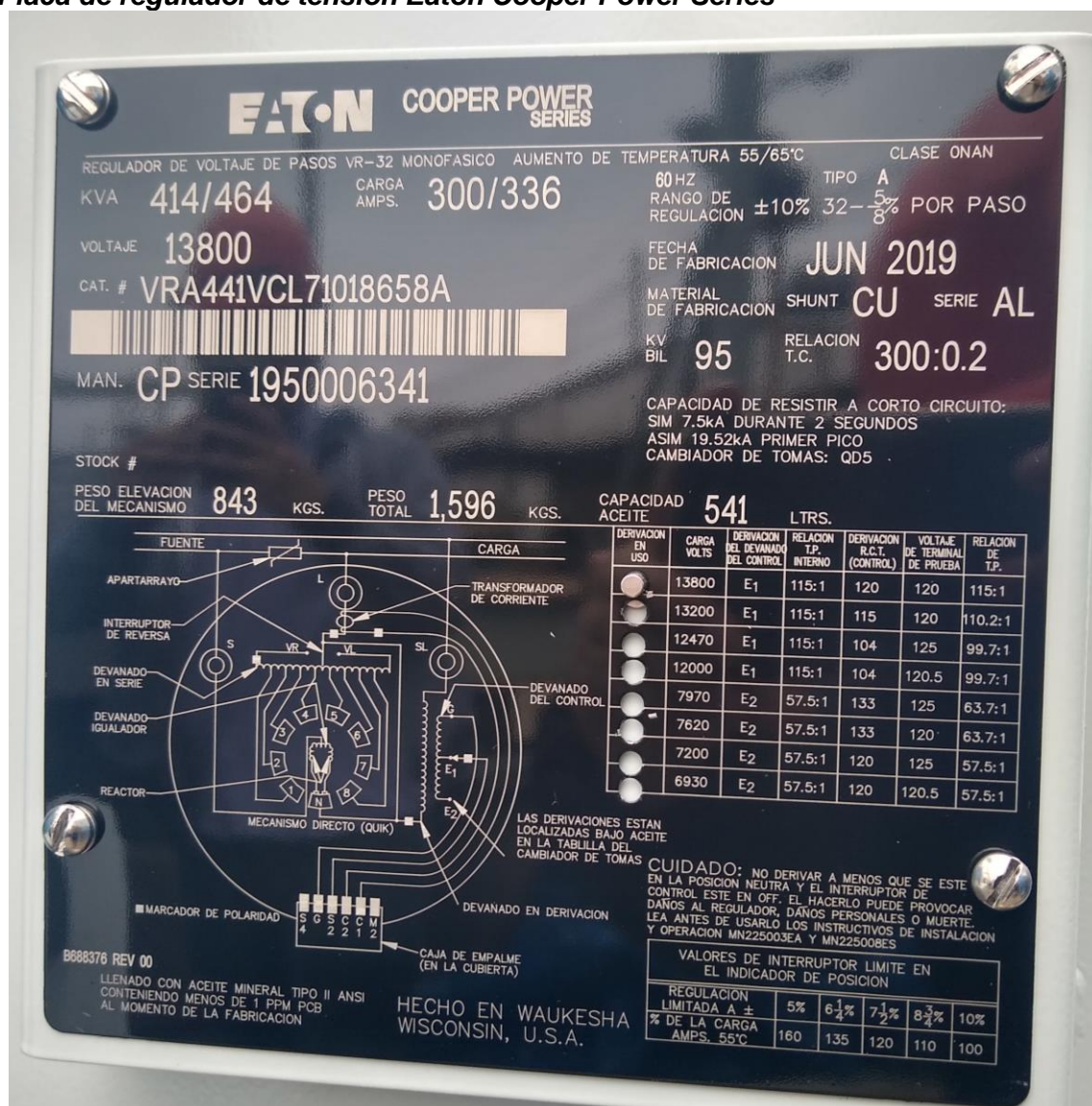
Control de regulador de tensión SCADA CL-7



Nota: control de regulador de tensión Scada CL-7.

Figura 23

Placa de regulador de tensión Eaton Cooper Power Series



Nota: placa de datos del regulador de tensión Eaton Cooper Power series.

Conclusiones

Los conductores ACAR 450, 500 MCM para los nuevos tramos de línea de distribución primaria están preparados para transmitir la demanda proyectada del sistema de distribución.

El factor de potencia de las cargas para las simulaciones de caída de tensión en las líneas primarias será de 0.9.

Ante la implementación del proyecto de líneas 13.8 kV y banco de regulación, se cumple que las caídas de tensión están dentro del rango establecido en los criterios ($\pm 3\%$), a excepción de la LP Filtraciones, Área 2400, PF4 y Barcazas E (6.48%, 6.89%, 6.91% y 3.25% respectivamente).

Asimismo, en condiciones de contingencia, es posible presentar caídas de tensión menores al 10%, considerando una tensión de salida en la SE Quebrada Honda Reubicada de 1 pu; es decir, el perfil de tensión podría mejorar si empleamos una mayor tensión en la barra de 13.8 kV, considerando que los transformadores de la subestación cuentan con regulación de tensión en vacío y el sistema permite valores de tensiones de operación de hasta $\pm 3\%$.

A fin de cumplir con una caída de tensión menor o igual al 3%, como alternativa se ha simulado elevar la posición del TAP de los transformadores de la SE Quebrada Honda Reubicada a la posición 5.

De los resultados de las simulaciones se puede apreciar que no habrá sobrecargas en los equipos reguladores de tensión, siendo su cargabilidad máxima de 67% y 59% para los reguladores de 10 MVA y 7 MVA, respectivamente.

Recomendaciones

Con el fin de cumplir los criterios de caída de tensión menores al 3%, se recomienda usar el TAP del transformador de potencia de la subestación eléctrica Quebrada Honda Reubicada en posición 5 cuando se presenten caídas de tensión mayores al 3%.

Se recomienda usar conductor ACAR 450 MCM en los nuevos tramos de línea de distribución primaria.

Referencias bibliográficas

- Bautista, J. (2009). *Líneas de transmisión de potencia. Aspectos Mecánicos Conductores y Soportes*. pdfcoffee. <https://pdfcoffee.com/lineas-de-transmision-juan-bautista-rios-pdf-free.html>
- Cañar, S. (2007). Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador UNIVERSIDAD perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato regional Centro Norte S. A. [Tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Digital – EPN. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4217?locale=es>
- CIGRE/IEEE (2006). Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings. CIGRE. <https://es.scribd.com/document/458777917/CIGRE-Guide-for-Selection-of-Weather-Parameters-for-Bare-Overhead-Conductor-Ratings-pdf>
- Division & Revised (2009). *Bulletin 1724E-200 RD-GD-2015-78 Design manual for high voltage transmission lines*. Electroenergy. <https://electroenergyic.com/bulletin-1724e-200-design-manual-for-high-voltage-transmission-lines-3/>
- Espinoza, N. y Beltrán, J. (2016). Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en media tensión. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco]. Repositorio Institucional - UNSAAC. <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/2240>
- Huayllasco, C. (1994). *UNI-FIEE Instalaciones Eléctricas II. Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*.
- IEEE 738. (2012). *IEEE Std 738™-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006/Incorporates IEEE Std 738-2012/Cor 1-2013), IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*.
- International Electrotechnical Commission (2009). *Power transformers. Part 21, Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators*. International Electrotechnical Commission. <https://webstore.iec.ch/publication/29452>

Manhualaya, L. (2021). Mejoramiento de la calidad del voltaje eléctrico para disminuir compensaciones por variaciones de voltaje en los usuarios regulados de Ayacucho. [Tesis de licenciatura, Universidad Continental]. Repositorio Institucional Continental. <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/10200>

Prysmian Group (2022). *Catálogo Técnico*. https://central-america.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/PG_CatalogoTecnico_2021-2022_ESP.pdf

Yépez, L. y Caicedo, L. (2023). Regulación óptima de voltaje en línea de media tensión en zona rural mediante DIGSILENT. [Tesis de licenciatura, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24691>

Anexos

	Pág.
Anexo 1	Ampacidad 1
Anexo 2	Diagrama unifilar de media tensión existente..... 11
Anexo 3	Diagrama unifilar de media tensión - proyecto IO4 12
Anexo 4	Diagrama unifilar de media tensión - proyecto IO8 13
Anexo 5	Simulación – Máxima demanda – LDP 13.8 kV Existente..... 14
Anexo 6	Simulación – Máxima demanda del proyecto IO4 15
Anexo 7	Simulación – Máxima demanda del proyecto IO4 – ERT en contingencia 16
Anexo 8	Simulación – Máxima demanda del proyecto IO8 17
Anexo 9	Simulación – Máxima demanda del proyecto IO8 – ERT en contingencia 18
Anexo 10	Simulación – Máxima demanda con TAP en posición 5..... 19
Anexo 11	Simulación – Máxima demanda con TAP en posición 5 – ERT en contingencia 20
Anexo 12	Simulación – Máxima demanda con un transformador de potencia en contingencia 21

Anexo 1

Ampacidad

ACAR 120 mm²

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 24.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

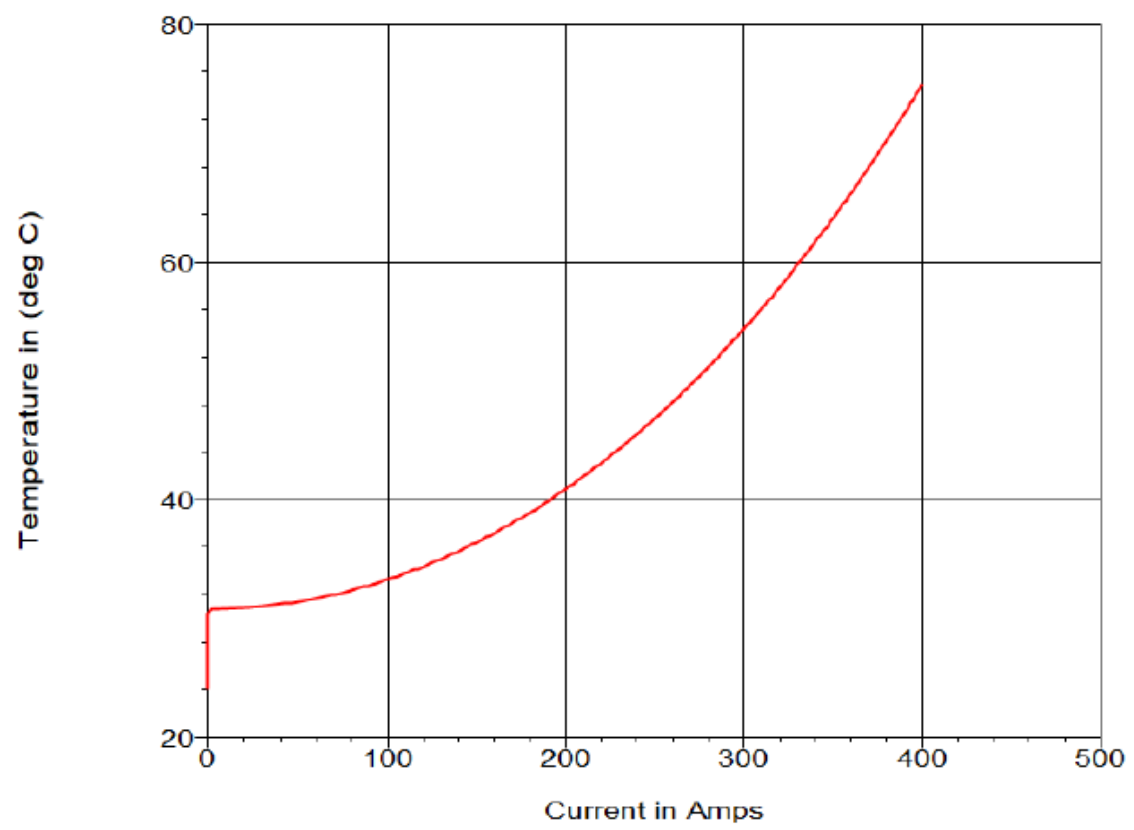
Date: agosto 2 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 215
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.988 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

Conductor Properties

Description: ACAR 120 mm2
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.2502 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.2966 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.900
Emissivity: 0.700
Outer diameter: 14.570 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 551.581 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: 17.400 (deg)
Elevation above sea level: 1500.000 (m)

Analysis Results

Current: 400.216 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 45.661 (Watt/m)
Radiative cooling: 8.941 (Watt/m)
Solar heating: 7.095 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 973.878 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.500
Final emissivity: 0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 350 MCM

Steady-State Thermal Rating

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 24.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

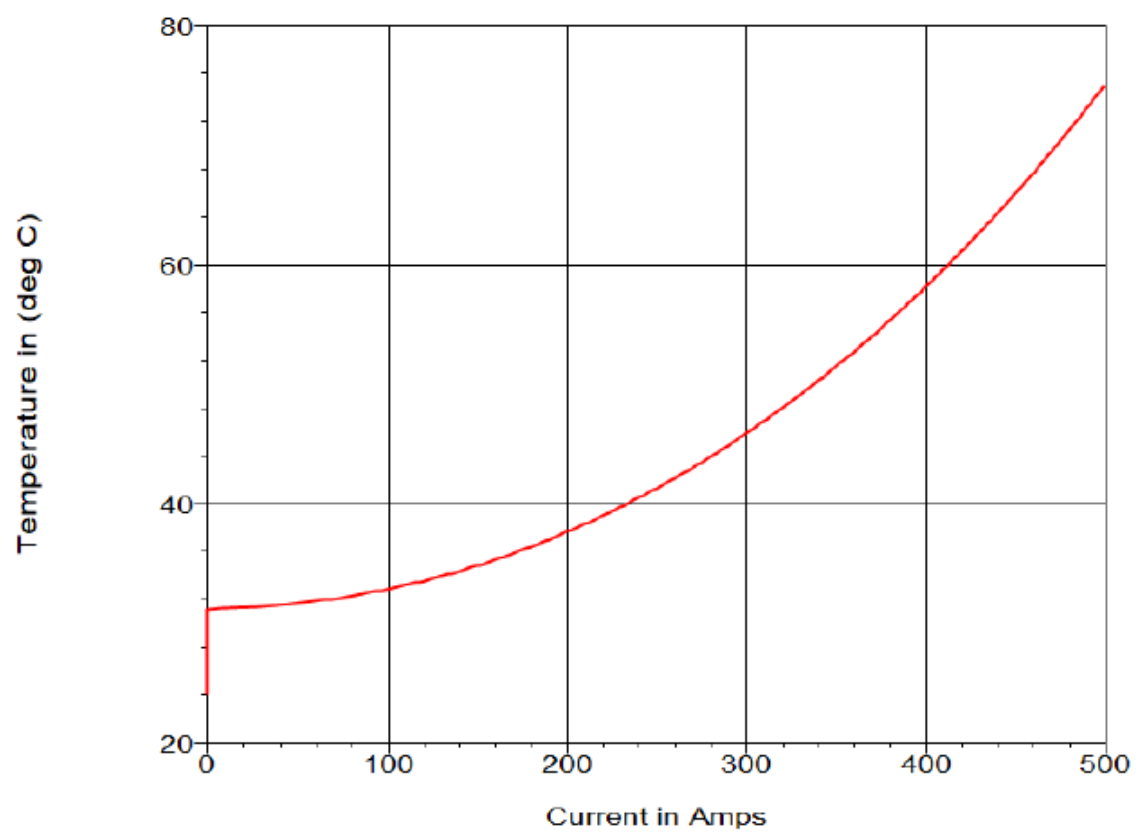
Date: agosto 2 (day of the year with most solar heating)
Day of year: 215
Sun time: 12.000 (hours)
Altitude: 89.988 (deg)
Azimuth: 180.000 (deg)

Conductor Properties

Description: ACAR 350 MCM
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 25.0 (deg C): 0.1753 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.2080 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.900
Emissivity: 0.700
Outer diameter: 17.240 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 551.581 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: 17.400 (deg)
Elevation above sea level: 1500.000 (m)

Analysis Results

Current: 499.468 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 49.705 (Watt/m)
Radiative cooling: 10.579 (Watt/m)
Solar heating: 8.395 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 973.878 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.500
Final emissivity: 0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 450 MCM

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 24.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

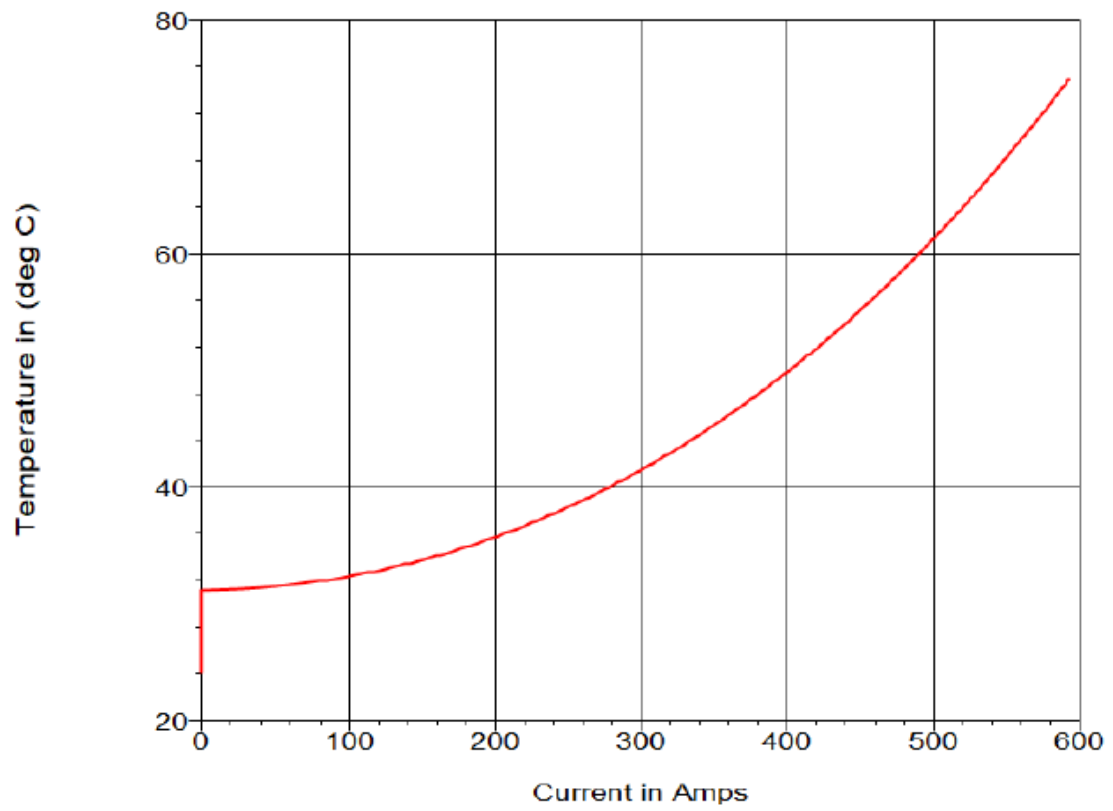
Date: julio 24 (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)
Day of year: 206
Sun time: 11.000 (hours)
Altitude: 75.610 (deg)
Azimuth: 78.828 (deg)

Conductor Properties

Description: ACAR 450 MCM
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 20.0 (deg C): 0.1303 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1591 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 19.540 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: 17.400 (deg)
Elevation above sea level: 1500.000 (m)

Analysis Results

Current: 593.218 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 52.953 (Watt/m)
Radiative cooling: 11.991 (Watt/m)
Solar heating: 8.955 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 916.565 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.500
Final emissivity: 0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



ACAR 500 MCM

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature: 24.000 (deg C)
Wind speed: 0.610 (m/s)
Wind to conductor angle: 90.000 (deg)
Atmosphere type: Industrial

Solar Conditions

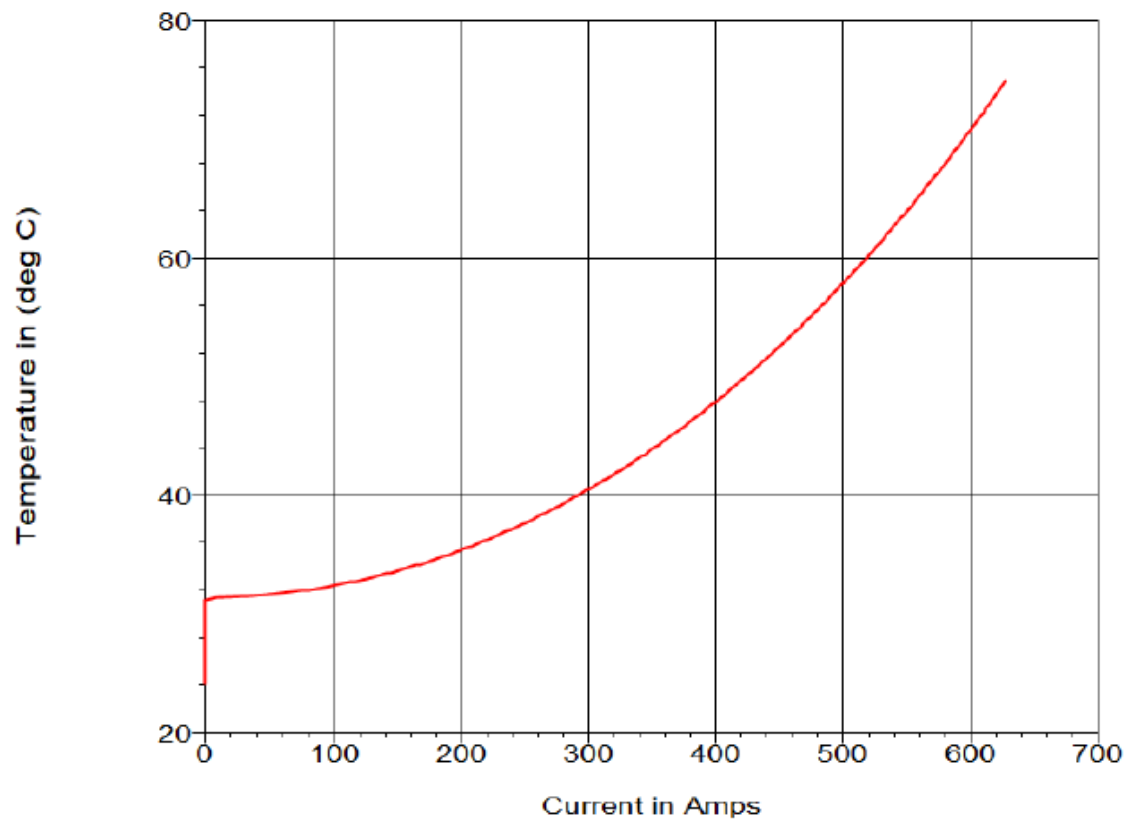
Date: julio 24 (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)
Day of year: 206
Sun time: 11.000 (hours)
Altitude: 75.610 (deg)
Azimuth: 78.828 (deg)

Conductor Properties

Description: ACAR 500 MCM
Azimuth: 90.000 (deg)
AC resistance at 20.0 (deg C): 0.1200 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C): 0.1460 (Ohm/km)
Solar absorptivity: 0.500
Emissivity: 0.500
Outer diameter: 20.600 (mm)
Outer strand diameter: 0.000 (mm)
Outer strand layers: 0
Outer surface finish: Smooth
Cable is thermal bimetallic: False
Heat capacity: 0.000 (Watt-s/m-deg C)
Latitude: 17.400 (deg)
Elevation above sea level: 1500.000 (m)

Analysis Results

Current: 628.043 (Amps)
Conductor temperature: 75.000 (deg C)
Convective cooling: 54.387 (Watt/m)
Radiative cooling: 12.641 (Watt/m)
Solar heating: 9.441 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation: 916.565 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth: 90.000 (deg)
Final solar absorptivity: 0.500
Final emissivity: 0.500
Final wind to conductor angle: 90.000 (deg)



AAAC 240 mm²

IEEE Standard 738-2006 method of calculation

Weather Conditions

Air temperature:	24.000 (deg C)
Wind speed:	0.610 (m/s)
Wind to conductor angle:	90.000 (deg)
Atmosphere type:	Industrial

Solar Conditions

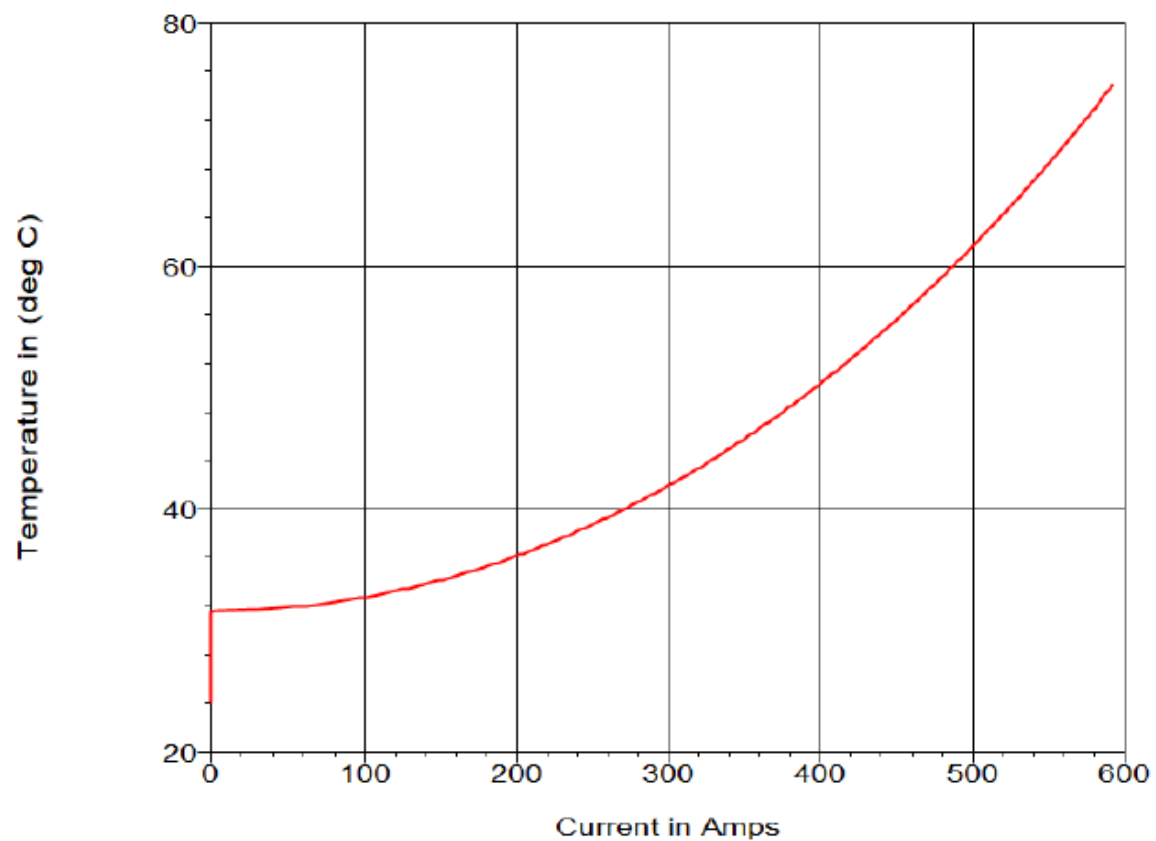
Date:	julio 24 (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)
Day of year:	206
Sun time:	11.000 (hours)
Altitude:	75.610 (deg)
Azimuth:	78.828 (deg)

Conductor Properties

Description:	AAAC 240 mm2
Azimuth:	90.000 (deg)
DC resistance at 20.0 (deg C):	0.116 (Ohm/km)
AC resistance at 75.0 (deg C):	0.1698 (Ohm/km)
Solar absorptivity:	0.500
Emissivity:	0.500
Outer diameter:	22.040 (mm)
Outer strand diameter:	0.000 (mm)
Outer strand layers:	0
Outer surface finish:	Smooth
Cable is thermal bimetallic:	False
Heat capacity:	616.411 (Watt-s/m-deg C)
Latitude:	17.400 (deg)
Elevation above sea level:	1500.000 (m)

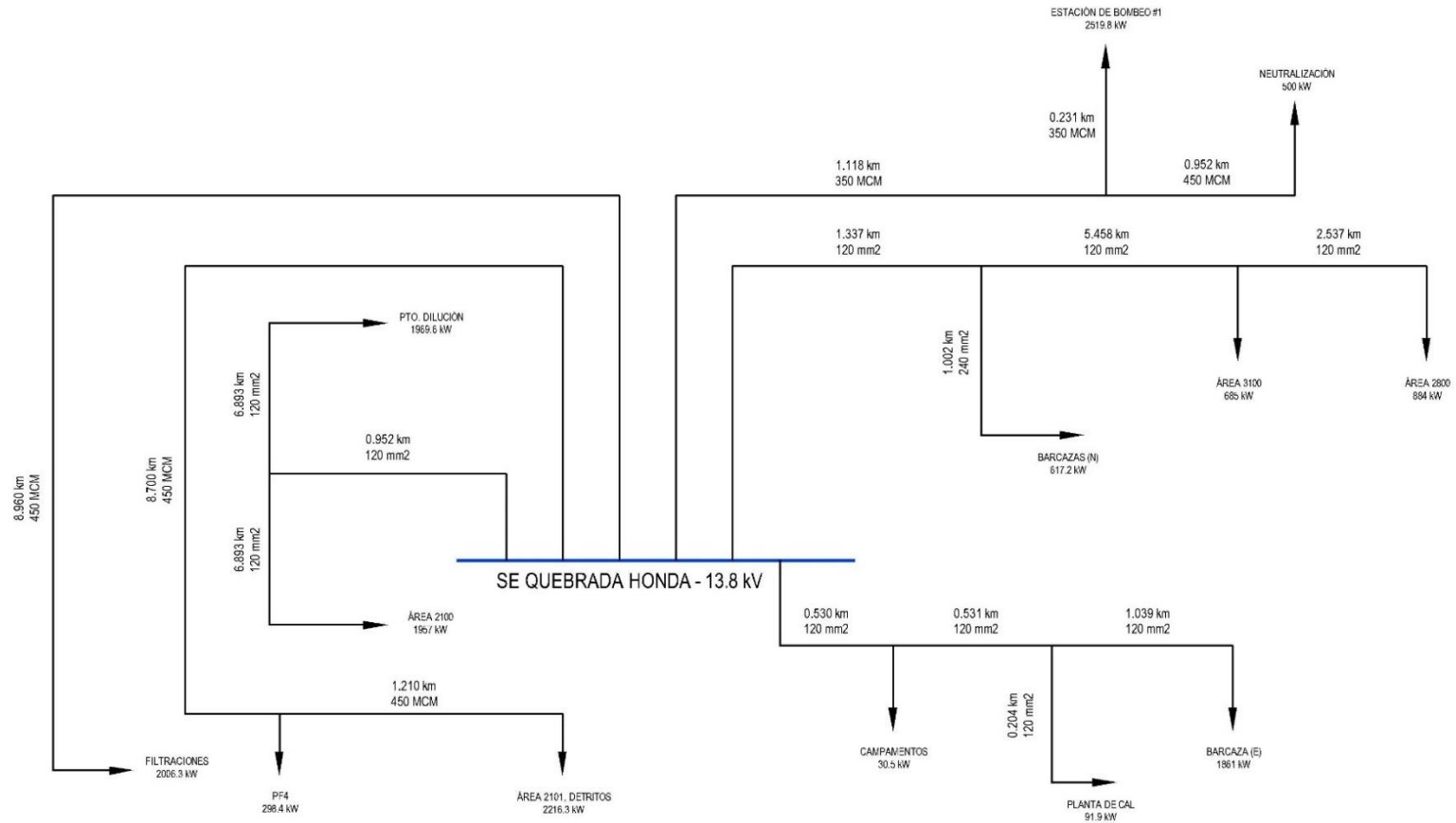
Analysis Results

Current:	592.939 (Amps)
Conductor temperature	75.000 (deg C)
Convective cooling:	56.281 (Watt/m)
Radiative cooling:	13.525 (Watt/m)
Solar heating:	10.101 (Watt/m)
Equivalent global solar radiation:	916.565 (Watt/m^2)
Final conductor azimuth:	90.000 (deg)
Final solar absorptivity:	0.500
Final emissivity:	0.500
Final wind to conductor angle:	90.000 (deg)



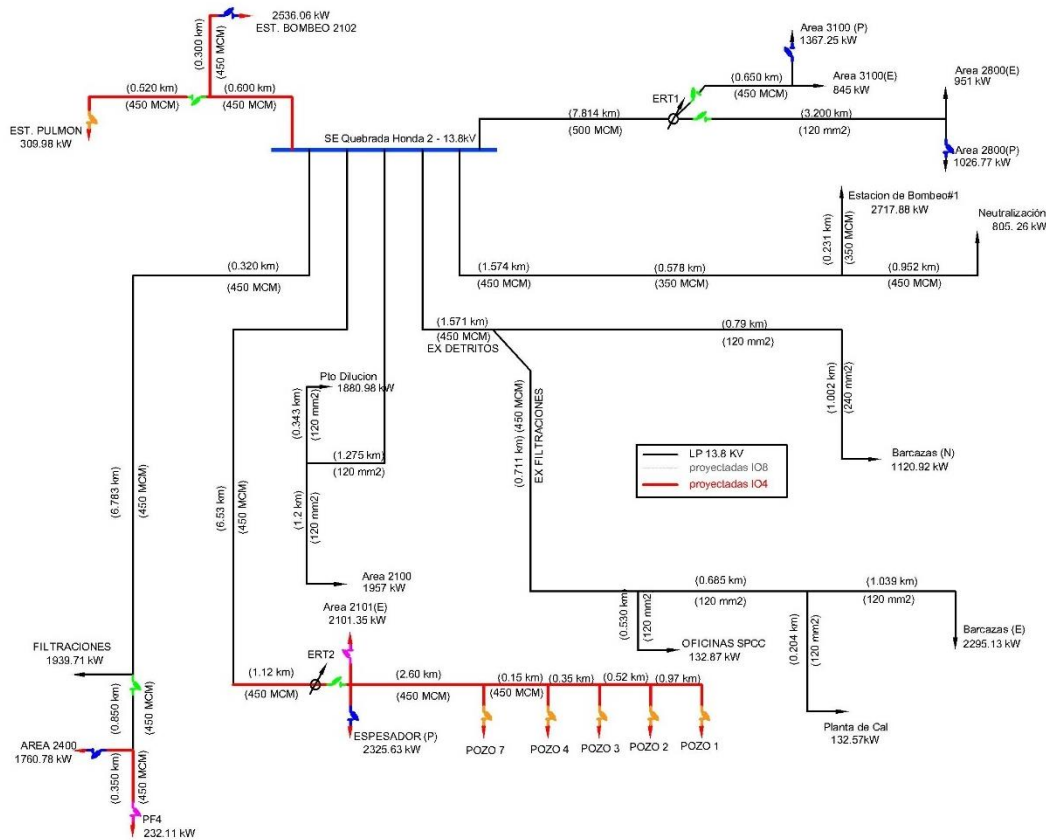
Anexo 2

Diagrama unifilar de media tensión existente



Anexo 3

Diagrama unifilar de media tensión - proyecto IO4



LEYENDA

TIPOS DE SECCIONAMIENTOS

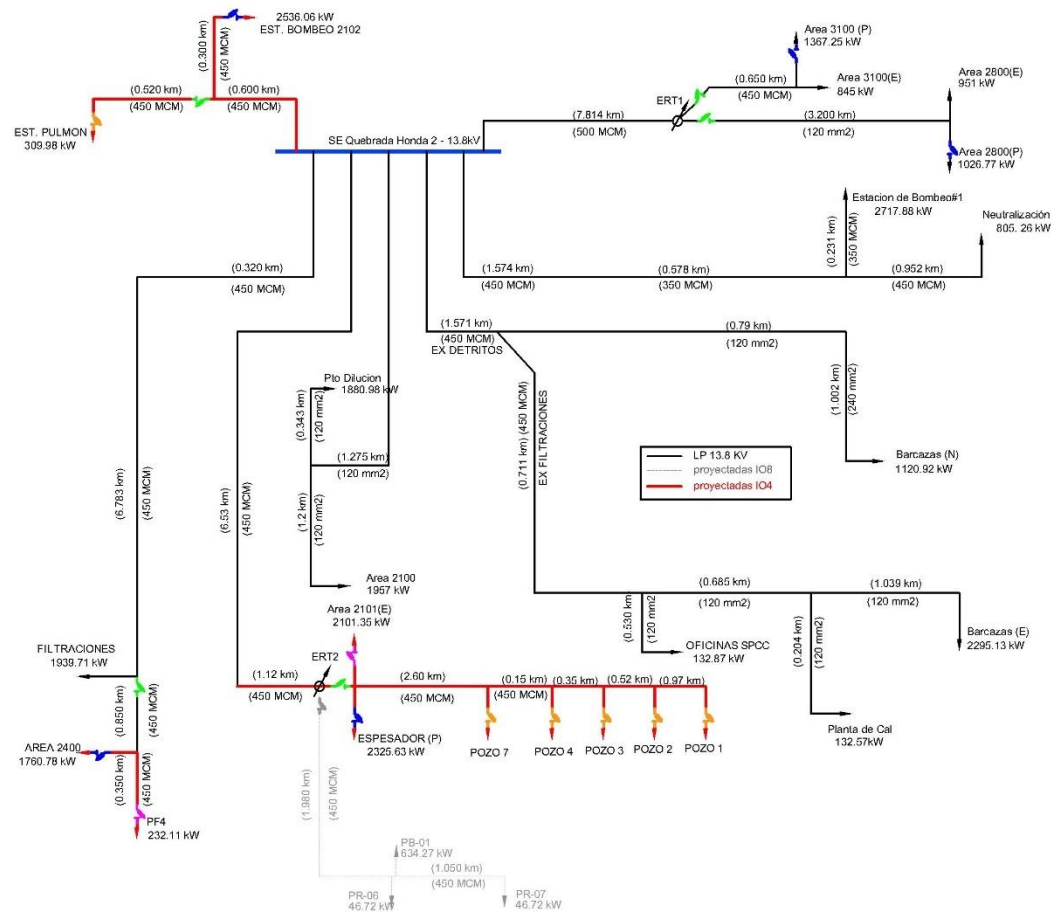
- SECCIONADOR BAJO CARGA + SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO SG, IO-04
- SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO ST, IO-04
- SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO ST, SOLICITUD ADICIONAL
- SECCIONADOR EXISTENTE (SE MANTIENE)

NOTA:

- Seccionador unipolar CUT OUT, 15kV, 100A, BL 150kV, Hubbell/Chance
- Seccionador bajo carga Eaton M-Force modelo W2R42SP2, 15kV

Anexo 4

Diagrama unifilar de media tensión - proyecto IO8



LEYENDA

TIPOS DE SECCIONAMIENTOS

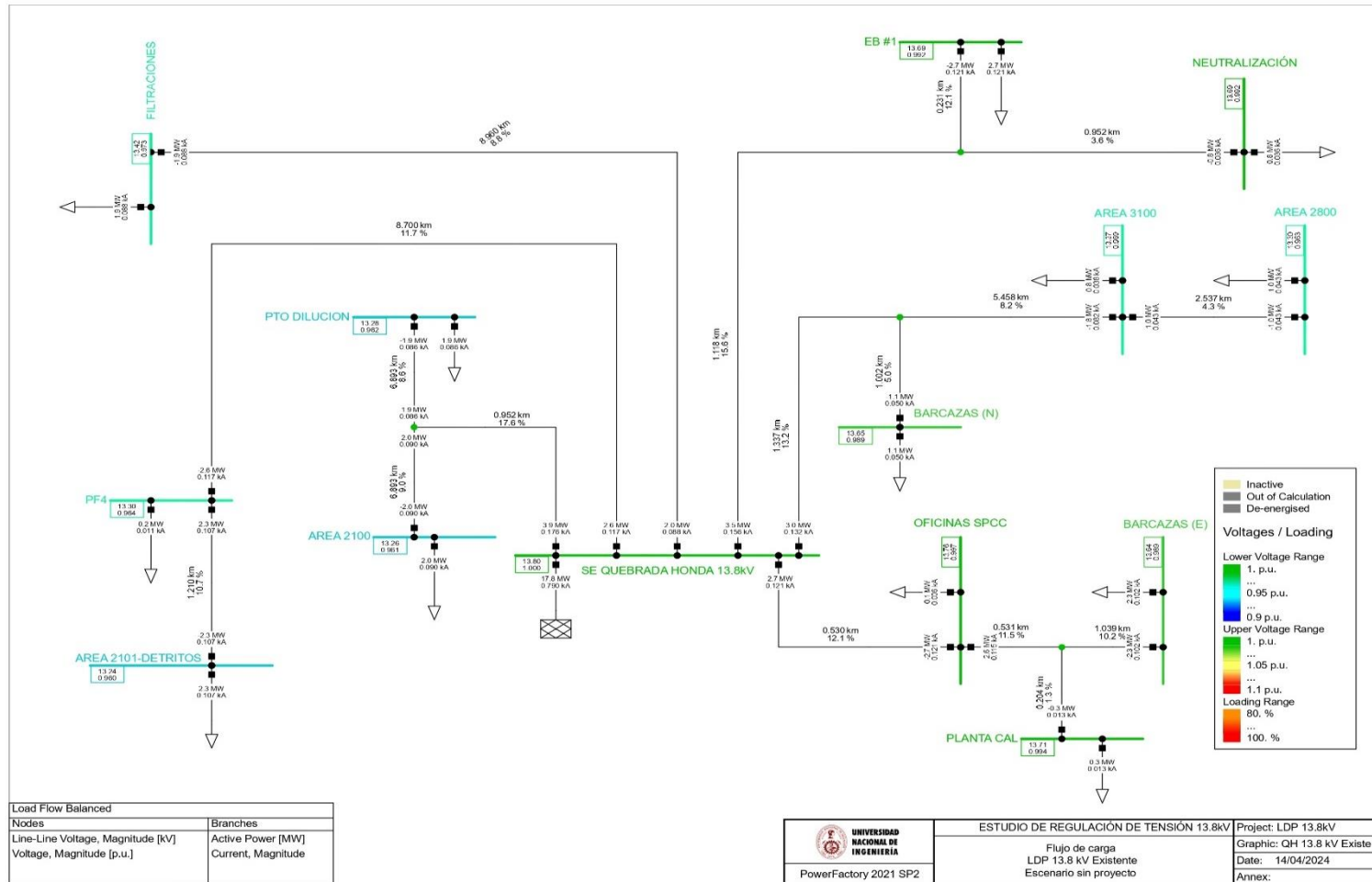
- SECCIONADOR BAJO CARGA + SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO SC, IO-04
- SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO ST, IO-04
- SECCIONADOR CUT OUT / ARMADO ST, SOLICITUD ADICIONAL
- SECCIONADOR EXISTENTE (SE MANTIENE)

NOTA:

- Seccionador unipolar CUT OUT, 15kV, 100A, BIL 150kV, Hubbell/Chance
- Seccionador bajo carga Eaton M-Force modelo W2RA2SP2, 15kV

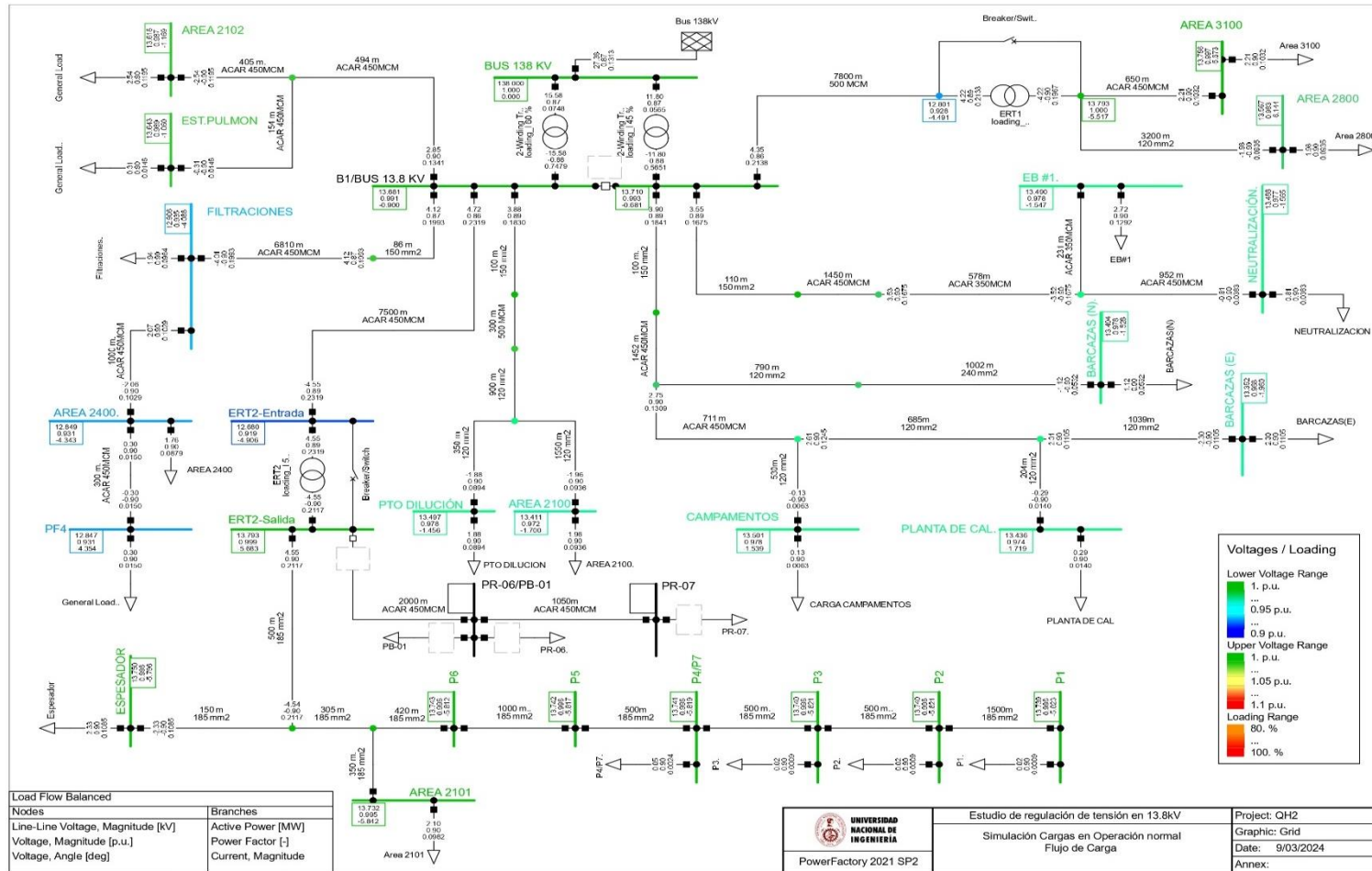
Anexo 5

Simulación – Máxima demanda – LDP 13.8 kV Existente



Anexo 6

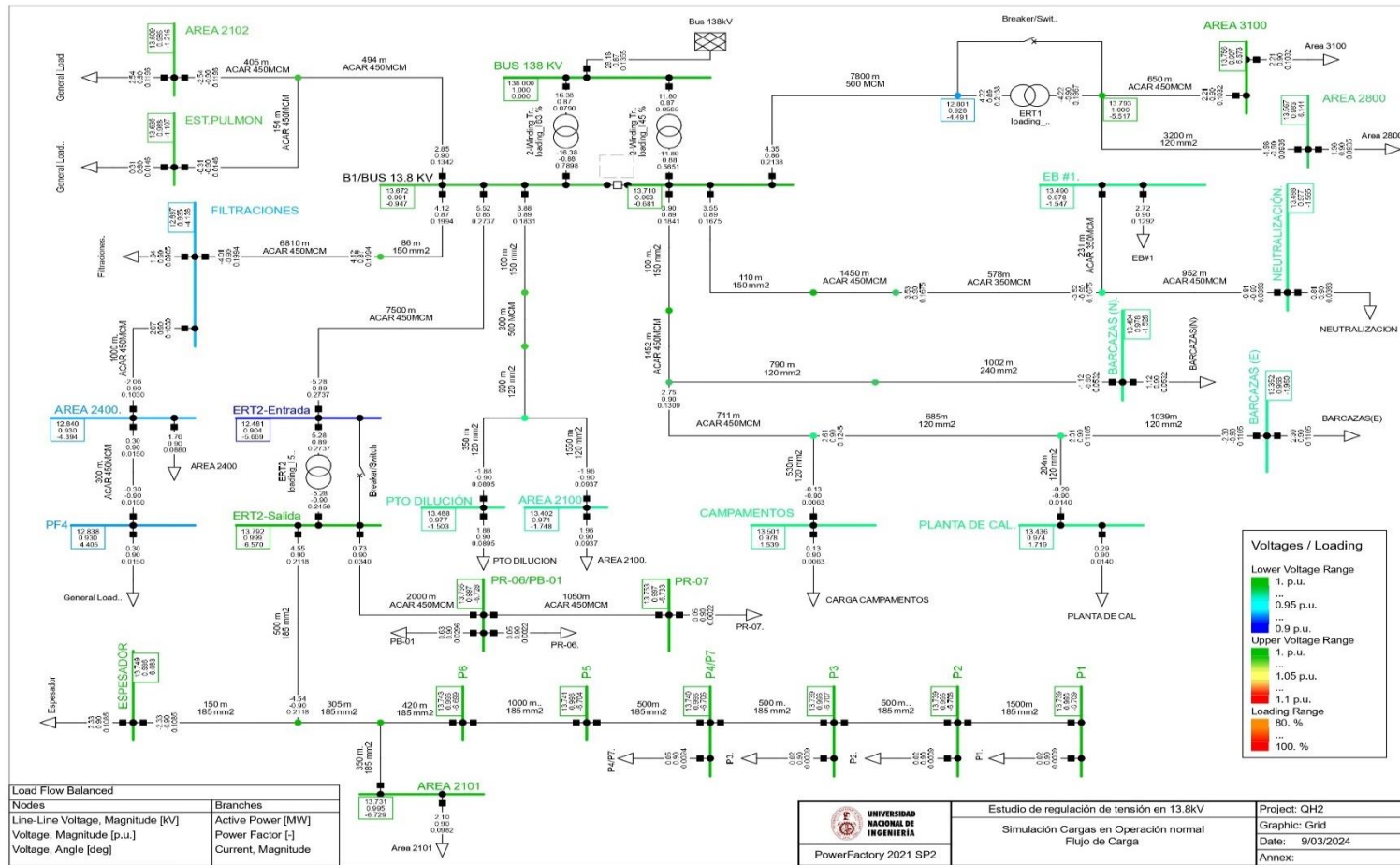
Simulación – Máxima demanda del proyecto IO4





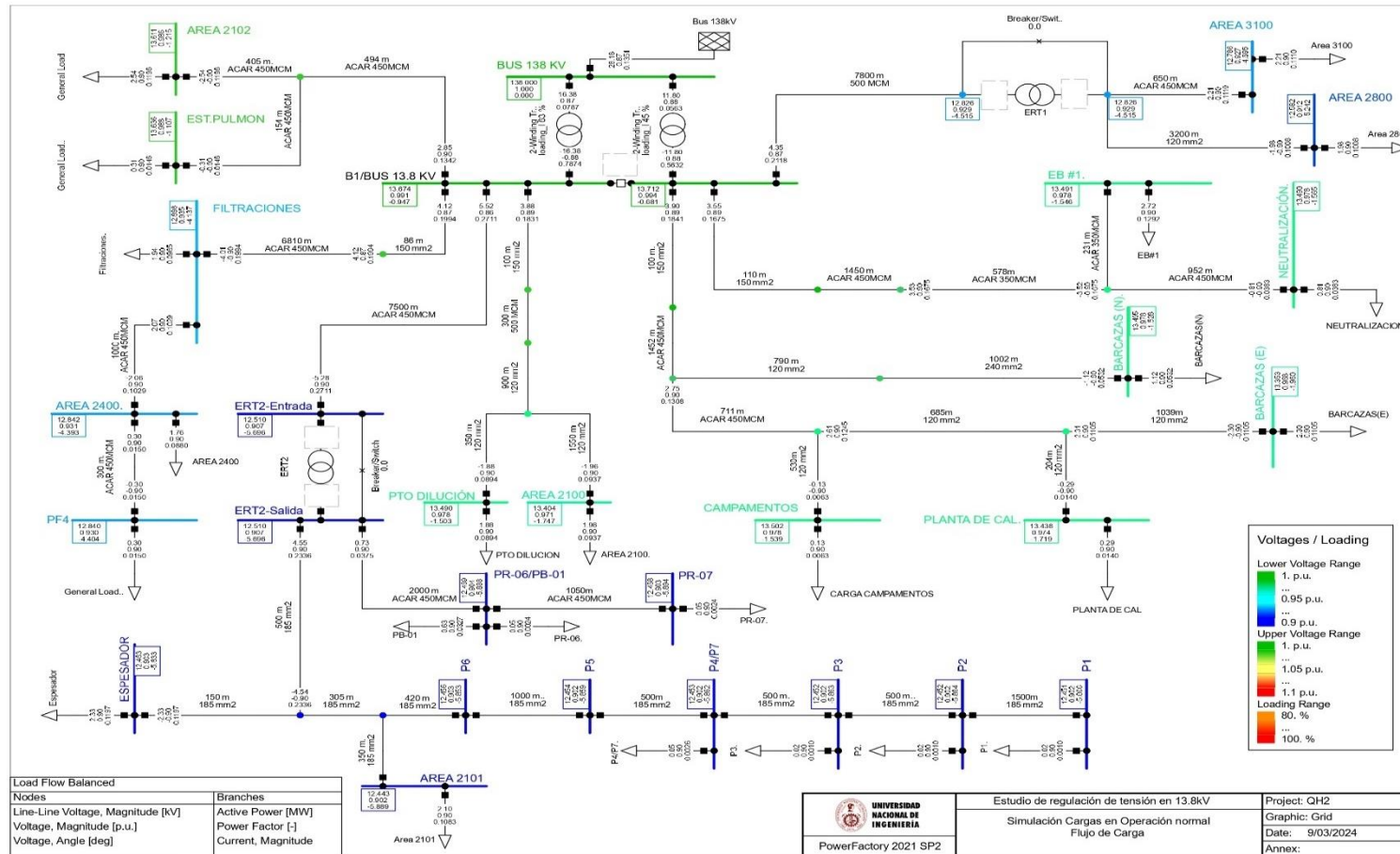
Anexo 8

Simulación – Máxima demanda del proyecto IO8



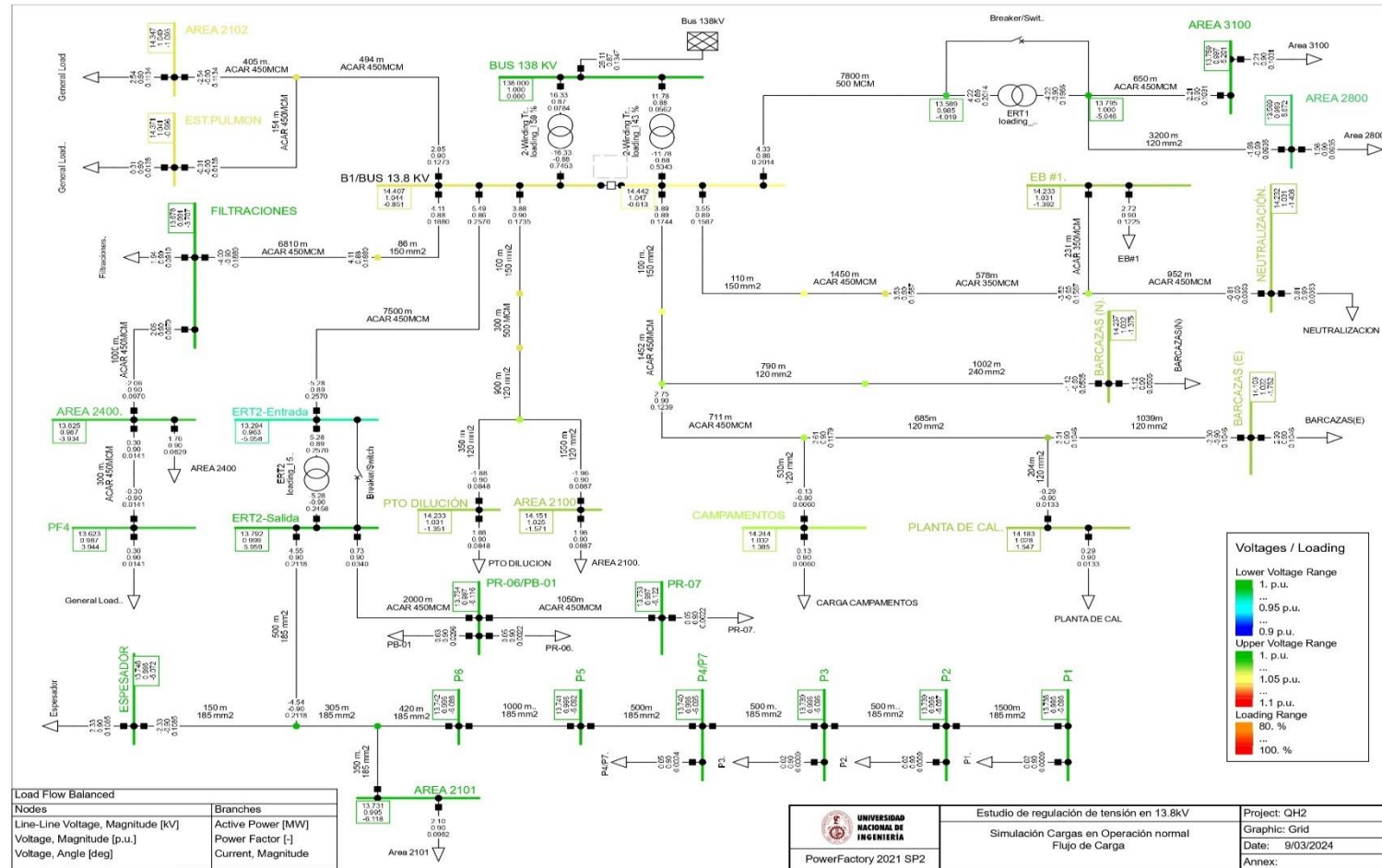
Anexo 9

Simulación – Máxima demanda del proyecto IO8 – ERT en contingencia



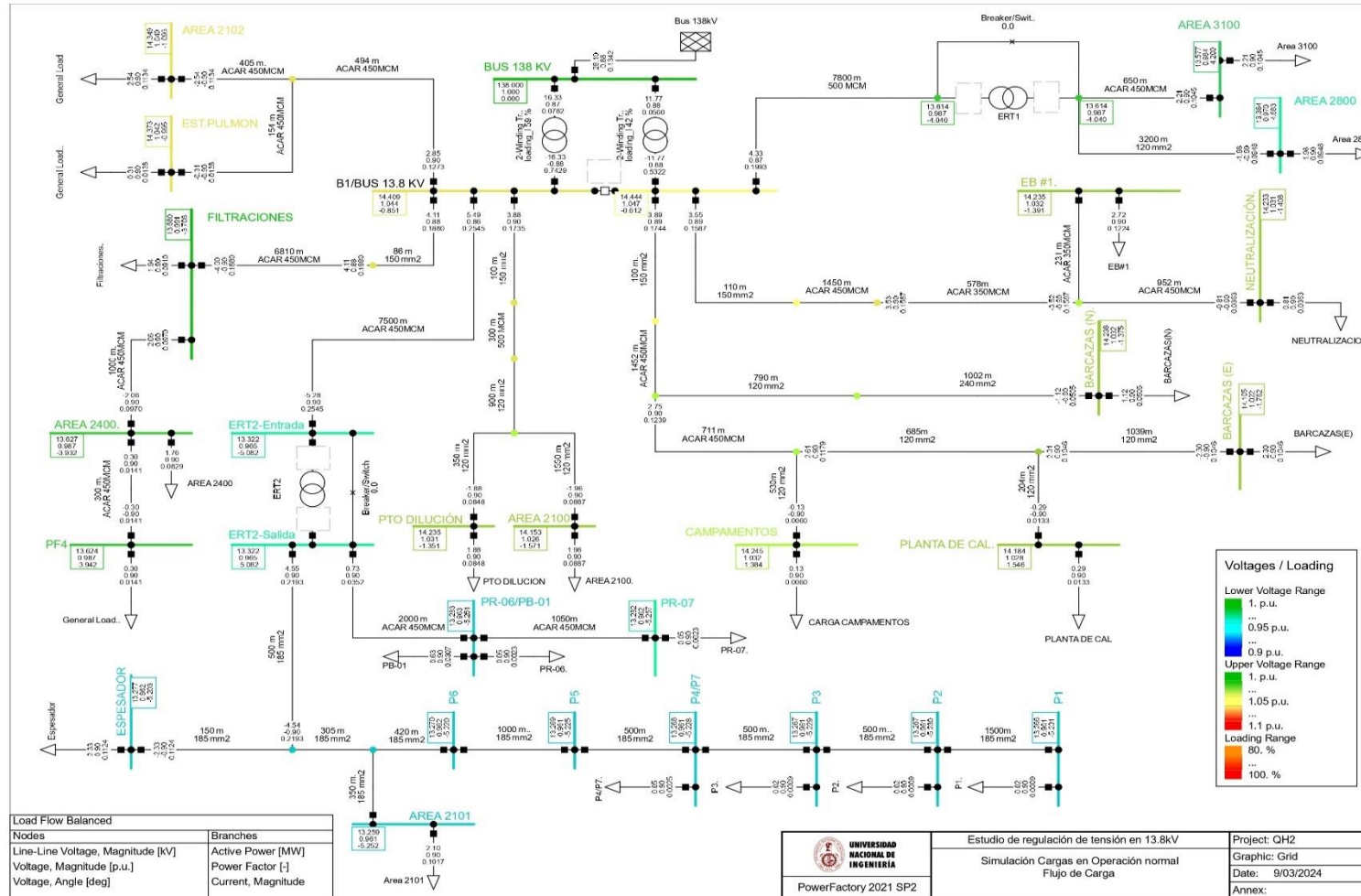
Anexo 10

Simulación – Máxima demanda con TAP en posición 5



Anexo 11

Simulación – Máxima demanda con TAP en posición 5 – ERT en contingencia



Simulación – Máxima demanda con un transformador de potencia en contingencia

