

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA



PETENG

MEMORIA LABORAL

**“VERIFICACIÓN DEL DISEÑO Y MONTAJE, PRUEBAS Y
PUESTA EN SERVICIO SUBESTACIÓN CHAGUAYA”**

POSTULANTE: UBALDO QUISBERT TORREZ

ASESOR: ING. JAIME MARCIAL JIMÉNEZ ALVAREZ

LA PAZ – BOLIVIA

2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, doy gracias a Dios, por darme la vida, salud y recursos que nos provee, ya que sin ello sería imposible alcanzar nuestros objetivos.

En segundo lugar, agradezco a mi familia, en especial a mis padres Cecilio Quisbert e Hilaria Torrez por su apoyo y ayuda incondicional.

Finalmente, a toda la planta docente de la facultad de ingeniería eléctrica y a todas las personas que de una manera u otra colaboraron en la realización del presente trabajo.

INDICE

RESUMEN.....	1
DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD LABORAL.....	2
1. INTRODUCCIÓN	9
2. ANTECEDENTES.....	10
3. OBJETIVOS	12
3.1 Objetivo General	12
3.2 Objetivo Especifico	12
4. ORGANIZACIÓN	13
5. JUSTIFICACIÓN	14
6. ALCANCE.....	14
7. MARCO TEORICO	14
8. ASPECTOS GENERALES DEL AREA DE INFLUENCIA	15
8.1 Ubicación Geográfica	15
8.2 Características del Sistema Eléctrico	16
8.3 Planteamiento del Problema	17
9. PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN	18
9.1 Disposición Física de la Subestación	19
9.2 Diagrama Unifilar	22
9.3 Configuración de la Subestación	24
9.3.1 Verificación del Diseño	25
9.3.2 Inspección de la Subestación	26
9.3.3 Coordinación del Aislamiento	27

9.3.4	Distancias mínimas de aislamiento.....	28
9.3.5	Calculo de la distancia dieléctrica mínima fase-tierra para la disposición de pararrayos en la barra de 69kV.	33
9.4	Equipos de Patio	36
9.4.1	Transformador de Potencia.....	37
10.	PRUEBAS REALIZADAS A LOS EQUIPOS DE PATIO	50
10.1	Transformador de Potencia	50
10.2	Transformador de Corriente CT.....	56
10.3	Transformador de Potencial PT	57
10.4	Seccionador de Enclavamiento.....	57
10.5	Pararrayos barra 69 kV	58
10.6	Reconectores.....	59
10.7	Resistencia de la malla de Tierra	60
11.	PLAN DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS DE CORRECCION.....	61
11.1	Verificación del montaje equipos de patio	61
11.2	Mantenimiento	62
11.3	Puesta en Servicio de la Subestación.....	75
11.4.	Norma Operativa N° 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de	77
	Nuevas Instalaciones al SIN).....	77
12.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
13.	BIBLIOGRAFIA.....	79
14.	ANEXOS.....	81

1.	DIAGRAMA UNIFILAR LINEA DE SUBTRANSMISION 69kV ALTO ACHACHICALA, ANTES DE LA ENERGIZACION DE S/E CHAGUAYA....	81
2.	PLANOS VISTA EN PLANTA, ELEVACION Y CORTES DE LA S/E CHAGUAYA	81
3.	DIAGRAMA ESQUEMATICO DE C.A., 69kV TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	81
4.	DIAGRAMA ESQUEMATICO DE C.A., 24.9kV ALIMENTADOR PUERTO ACOSTA	81
5.	PLANO MALLA DE TIERRA S/E CHAGUAYA	81
6.	ESQUEMA DISPOSICION DE PARARRAYOS EN LA BARRA DE 69kV CON CRUCETA DE 18', DONDE NO SE CUMPLE LAS DISTANCIAS MINIMAS DE AISLAMIENTO.....	81
7.	ESQUEMA DISPOSICION DE PARARRAYOS EN LA BARRA DE 69kV, CON CRUCETA DE 22', DONDE SE CUMPLE CON LAS DISTANCIAS MINIMAS DE AISLAMIENTO FASE TIERRA.	81
8.	DIAGRAMA UNIFILAR LINEA DE SUBTRANSMISION 69kV ALTO ACHACHICALA - CHAGUAYA, EN LA ENERGIZACION DE S/E CHAGUAYA	81
9.	CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA OPERATIVA N° 11 DEL CNDC, INFORMACION TECNICA DEL PROYECTO S/E CHAGUAYA	81

VERIFICACION DEL DISEÑO Y MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO SUBESTACION CHAGUAYA

RESUMEN

El presente documento tiene la finalidad de plantear el desarrollo y todo el proceso que se realizó en la verificación del diseño y montaje, pruebas y puesta en servicio de la Subestación Chaguaya, el cual permitió la energización de proyectos nuevos y de ampliación en las provincias Camacho y Muñecas ejecutados por la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz) financiados por la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.), así como la incorporación al sistema de distribución de energía eléctrica a las Provincias Bautista Saavedra y Franz Tamayo en toda su parte altiplánica y cabecera de valles.

DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD LABORAL

Descripción de las empresas donde llevo a cabo su actividad laboral

La Empresa Rural Eléctrica La Paz EMPRELPAZ S.A. tenía su oficina central ubicado en la Calle Evadidos del Paraguay N° 200 zona Villa Bolívar “A” de la ciudad de El Alto, fue la empresa encargada de atender el suministro de energía eléctrica a las poblaciones y comunidades rurales de las 12 provincias del Departamento de La Paz (Omasuyos, Larecaja, Ingavi, Los Andes, Camacho, Muñecas, Aroma, Murillo, Sud Yungas, Manco Kápac, Pacajes y José Manuel Pando).

Para cumplir con tal propósito, EMPRELPAZ compraba energía eléctrica desde los nodos ubicados en las líneas de alta tensión y redes de media tensión de la ex empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ).

El área de influencia de la empresa EMPRELPAZ en las 12 provincias del departamento de La Paz, fueron atendidas a través de las Subestaciones de Viacha, Huarina, Achacachi, Mallasa y Palca, donde posteriormente fue incorporado la Subestación Chaguaya.

Enunciado de los cargos desempeñados

Durante los 7 (siete) años de trabajo en la Empresa Rural Eléctrica La Paz EMPRELPAZ S.A., tuve la oportunidad de mostrar interés, responsabilidad y aplicación de mis conocimientos en las áreas de Supervisión de Proyectos de Electrificación Rural y como Jefe de Operación y Mantenimiento del sistema EMPRELPAZ, ambos cargos dependientes de la Gerencia Técnica, cuya descripción de ambas áreas detallo a continuación:

En febrero de 2005, por un periodo de 5 meses desempeñe mi actividad profesional como contratista para realizar los trabajos de Supervisión de Proyectos de Electrificación Rural los cuales fueron financiados por la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.).

A partir de agosto de 2005, fui asignado como personal permanente de la empresa EMPRELPAZ, haciéndome cargo de la Unidad de Supervisión de Obras, responsable de la incorporación de nuevos proyectos y ampliaciones en las redes de distribución tanto en media como en baja tensión de las entidades Gubernamentales y No Gubernamentales al sistema EMPRELPAZ.

En octubre 2006, fui promocionado como Jefe de Operación y Mantenimiento dependiente de la Gerencia Técnica, actividad que desarrollé hasta marzo de 2013.

Estructura de organización de la Gerencia Técnica

A partir de agosto 2005, como parte del personal permanente y encargado de la supervisión de proyectos de la empresa EMPRELPAZ, se realizaron trabajos en coordinación con la Jefatura de Operaciones y Mantenimiento, ambas dependientes de la Gerencia Técnica.

A continuación, se muestra un cuadro, donde se aprecia las características de la relación de subordinación con el inmediato superior dentro la empresa.

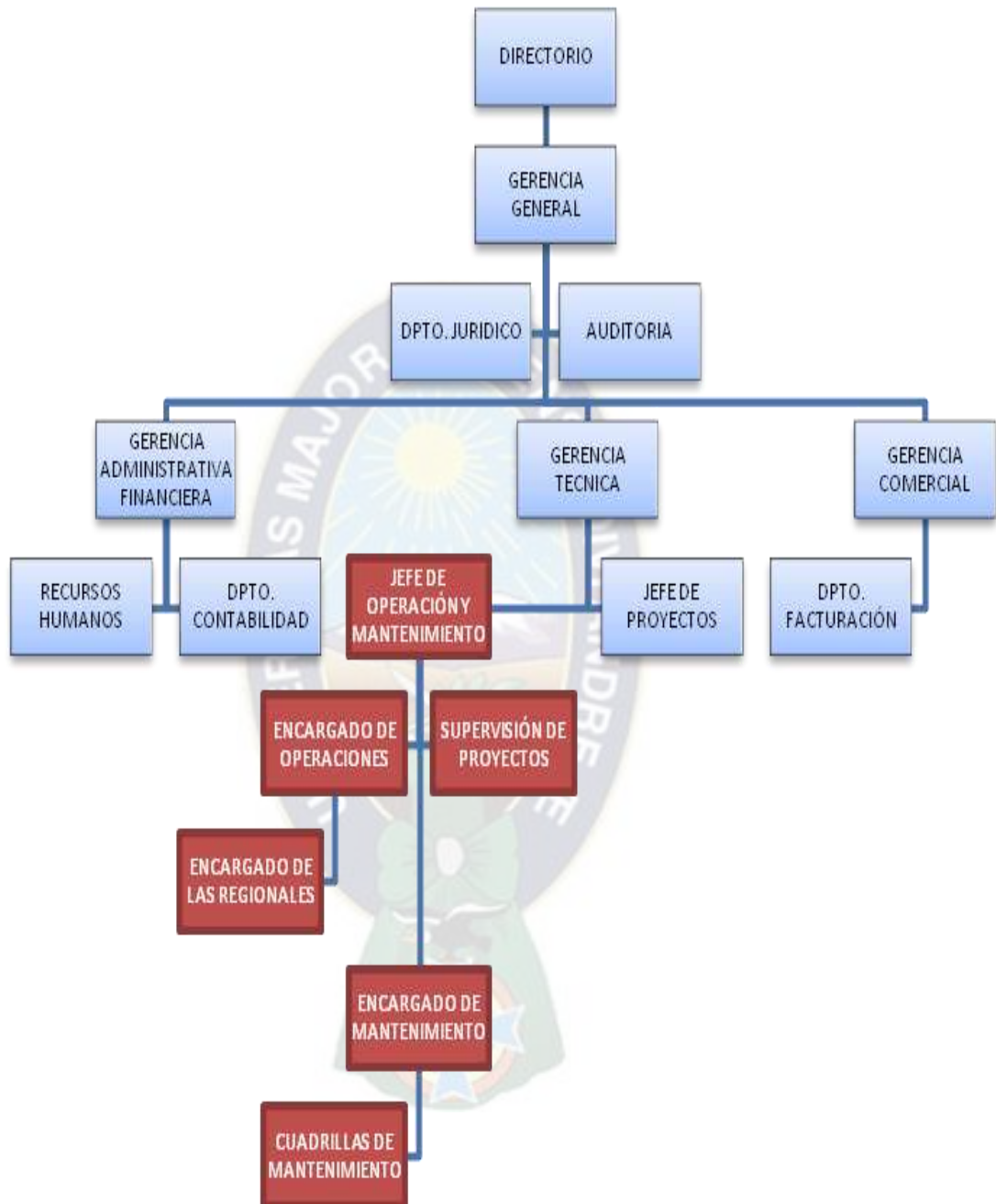


Fig. 1. Estructura de organización Gerencia Técnica y dependencias.

Fuente: EMPRELPAZ

Aspectos centrales característicos de la actividad desarrollada

Las actividades desarrolladas en la Unidad de Supervisión de Proyectos y la Jefatura de Operación y Mantenimiento se describen a continuación en los siguientes aspectos.

Actividades en la Supervisión de Proyectos

Se realizó la Supervisión de Proyectos de Electrificación Rural con financiamiento de la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.), que fueron las siguientes:

- Construcción del Proyecto Ayllus Chijcha-Parina Arriba-Parina Abajo-Aguallamaya-Janqujaqui-Hiruitu Urus-Tana, Ayllus Yaru Ingavi-Choque, Hucuri-Milluni-Jankhoaque, ejecutado por la empresa CABALLERO.
- Construcción del Proyecto Catacora, ejecutado por la empresa SECONSEL.
- Construcción del Proyecto Ampliación Cullucachi, Quenakahua Alta y Coachijo, Puchucollo Bajo, ejecutado por la empresa R.T.Z. Ltda.
- Construcción del Proyecto Inca Katurapi, Marca Masaya, Luquimbaya Tocoli, ejecutado por la empresa SECONSEL.
- Construcción del Proyecto Cantones Timusi, Sococoni, Chajlaya, ejecutado por la empresa CABALLERO.
- Construcción del Proyecto Santiago de Machaca Fase I, Santiago de Huaripujo, Thola Kollo, ejecutado por la empresa R.T.Z. Ltda.
- Construcción del Proyecto Chijipata-Patascachi, ejecutado por la empresa R.T.Z. Ltda.
- Construcción del Proyecto Bautista Saavedra, ejecutado por la empresa F.P.A.

Actividades en la Jefatura de Operación y Mantenimiento

Planificación y ejecución de los trabajos de mantenimiento de las subestaciones y alimentadores, así como la operación del sistema EMPRELPAZ, cuyas áreas de influencias describimos a continuación:

Subestación Viacha:

Alimentadores: Desaguadero, Corocoro e Irpa Chico.

Provincias: Ingavi, Pacajes, Los Andes, José Manuel Pando y Aroma

Subestación Huarina:

Alimentadores: Copacabana, Pucarani.

Provincias: Los Andes, Omasuyos y Manco Kapac

Subestación Achacachi:

Alimentadores: Ancoraimes, Sorata.

Provincias: Omasuyos, Larecaja y Muñecas

Subestación Chaguaya:

Alimentador: Puerto Acosta.

Provincias: Camacho, Muñecas, Bautista Saavedra y Franz Tamayo.

Subestación Mallasa:

Alimentador: Rio Abajo.

Provincias: Murillo

Subestación Palca:

Alimentador: Lambate.

Provincias: Murillo y Sud Yungas

Subsistema Caluyo Kami

Alimentador: Caluyo.

Provincias: Inquisivi (4ta. Sección del Municipio de Colquiri)

Subsistema Unduavi

Alimentador: Unduavi-La Rinconada.

Provincias: Murillo y Sud Yungas.

Resultados más significativos de estas actividades

Unidad de Supervisión de Proyectos

Los resultados obtenidos en esta actividad fueron las siguientes:

En coordinación con los Residentes de Obras de las empresas constructoras, se concluyeron satisfactoriamente todos los proyectos financiados por la Corporación Andina de fomento (C.A.F.) en los plazos establecidos según contratos.

Jefatura de Operación y Mantenimiento

Los trabajos más relevantes realizados en esta jefatura fueron las siguientes:

Con la planificación y ejecución de cronogramas de trabajos de inspección visual y mantenimientos programados por subestaciones y alimentadores, se redujeron las interrupciones en los mismos alimentadores del sistema EMPRELPAZ.

De acuerdo a cronograma, se ejecutaron trabajos de instalación de equipos reconectores, especialmente en el alimentador Corocoro, esto con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica a la Empresa Minera Corocoro (E.M.C.), consumidor importante que se encontraba ubicada en la misma población de Corocoro.

Instalación de puestos de pararrayos en los alimentadores, para reducir con estas acciones las interrupciones originadas por descargas atmosféricas.

Mejora de los sistemas de puestas a tierra en todos los puestos de pararrayos instalados a lo largo de los alimentadores.

La energización y puesta en servicio de la Subestación Chaguaya, con lo cual se ha logrado ampliar la cobertura del suministro de energía eléctrica a las provincias Bautista Saavedra y Franz Tamayo en todo su sector altiplánico y cabecera de valles, así como la energización de varios proyectos nuevos y de ampliaciones localizadas en las provincias Camacho y Muñecas los cuales fueron financiados por la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.) y misma Prefectura del departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz).



VERIFICACIÓN DEL DISEÑO Y MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO SUBESTACIÓN CHAGUAYA

1. INTRODUCCIÓN

La presente Memoria Laboral, desarrolla todo el proceso que se realizó para el diseño y montaje de la Subestación de Chaguaya y, su posterior puesta en servicio, misma que estuvo a cargo de la Unidad de Operación y Mantenimiento dependiente de la Gerencia Técnica de EMPRELPAZ (hoy DELAPAZ).

La Subestación Chaguaya tiene una potencia instalada de 4 MVA (5.2 MVA en su condición de ONAF) y una relación de transformación de 69/24.9 kV, se encuentra ubicada en la Provincia Camacho del departamento de La Paz a una altura de 3846 m.s.n.m. (Latitud 15°47'59,25"S Longitud 69°02'1,14"O), dentro su área de influencia se encuentran las Provincias Camacho, Muñecas, Bautista Saavedra y Franz Tamayo, cuya fuente de alimentación es la Subestación de Alto Achachicala a través de la línea de sub-transmisión en 69kV Alto Achachicala-Achacachi-Chaguaya.



Fig. 2. Vista exterior de la Subestación Chaguaya

Fuente: Elaboración propia

Condiciones ambientales Chaguaya

Chaguaya tiene el clima frío, hay muchas precipitaciones en verano y en invierno el clima es bastante seco. La temperatura media anual en Chaguaya es 14° y la precipitación media anual es 509 mm. No llueve durante 149 días por año, la humedad media es del 66% y el Índice UV es 4.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Día	19 °C	19 °C	18 °C	17 °C	16 °C	16 °C	16 °C	18 °C	19 °C	20 °C	19 °C	20 °C
Noche	12 °C	11 °C	11 °C	10 °C	7 °C	5 °C	5 °C	6 °C	8 °C	11 °C	12 °C	12 °C
Precipitación	149 mm	125 mm	91 mm	61 mm	21 mm	8 mm	5 mm	11 mm	35 mm	78 mm	96 mm	144 mm
Días de lluvia	27	24	26	23	15	7	7	9	15	24	25	27
Días de nieve	0	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0
Días secos	4	4	5	7	15	21	22	20	14	7	5	4
Horas de sol por día	9	7	7	7	7	7	7	9	9	10	10	10
Fuerza del viento (Bft)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Índice UV	4	4	4	3	3	3	4	4	4	4	4	5

TABLA 1. Comportamiento del clima en Chaguaya

Fuente: SENAMHI

2. ANTECEDENTES

En la gestión del año 2000 la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz) realizó la entrega de la Subestación Chaguaya a la Empresa Rural de Distribución La Paz EMPRELPAZ S.A. (actualmente DELAPAZ), para su administración, operación y mantenimiento.

Debido a problemas técnicos emergentes en el montaje de los equipos de protección (pararrayos) en la barra de 69 kV de la Subestación Chaguaya, ausencia de equipos de maniobra-protección en la línea de Subtransmisión entre S/E Achacachi y S/E - Chaguaya y el incumplimiento a la Normativa Operativa N° 11 del C.N.D.C. (Condiciones técnicas para la incorporación de nuevas Instalaciones al SIN), el C.N.D.C no autorizó a EMPRELPAZ la energización y puesta en servicio de Subestación de Chaguaya en una primera oportunidad.

Ante las limitaciones de capacidad y operatividad del Alimentador Puerto Acosta cuya fuente de suministro era la Subestación de Achacachi, la cual se encontraba operando alrededor del 90% de su capacidad nominal y no poder suministrar energía eléctrica a los nuevos proyectos, sumado a esto en su zona de influencia la inversión en varios proyectos ejecutados por la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz), en las provincias Camacho, Muñecas, Bautista Saavedra y Franz Tamayo, con perspectivas de un crecimiento importante en la demanda de energía y potencia eléctrica, la Subestación Achacachi ya no tuvo la capacidad de suministrar mayor potencia, es así que surge la necesidad de energizar y poner en servicio la Subestación Chaguaya para suministrar energía eléctrica a los nuevos consumidores, el mismo que permitiría energizar los mencionados proyectos de las provincias anteriormente descritas, siempre con la principal finalidad de satisfacer la demanda creciente y emprendimiento futuros.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo es describir el proceso de puesta en servicio de la Subestación Chaguaya y energizar los proyectos denominados Proyecto Cantones Timusi-Sococoni-Chajlaya de la provincia Muñecas, Proyecto Bautista Saavedra, financiados por la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.) y el Proyecto Pelechuco de la provincia Franz Tamayo financiado por la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz), satisfaciendo de esta manera la demanda de energía eléctrica actual y futura con calidad, continuidad, operatividad, seguridad y economía en toda el área de influencia de la Subestación, asimismo, dando cumplimiento a la Normativa Operacional N°11 del C.N.D.C., además de la incorporación de un equipo de protección y maniobra en la línea de Subtransmisión en 69kV entre Subestación Achacachi y Subestación Chaguaya por parte de la empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ) y corrigiendo las observaciones técnicas en la barra 69kV de la misma Subestación Chaguaya.

3.2 Objetivo Especifico

Como objetivos específicos del presente trabajo podemos mencionar:

- Verificación de documentos técnicos del montaje de equipos conforme a los planos de la Subestación.
- Verificación del funcionamiento de los equipos de patio.
- Lectura de las placas de características de los equipos de patio y verificación de la concordancia correspondiente según proyecto.
- Inspección visual de estructuras, barras y conductores de potencia, conexiones a y entre equipos e hilos de guardia y, conexiones de puesta a tierra.
- Verificación del torque de las tuercas en las conexiones primarias de potencia.

- Verificación de continuidad de conexiones de puesta a tierra, de partes fijas y móviles.
- Inspección del estado del aislamiento correspondiente a la cadena de aisladores, aisladores de soporte, equipos en general y bushing de los transformadores.
- Verificación de fugas de aceite y gas en el transformador de potencia.
- Verificación e identificación de cables y bornes.
- Realizar las Pruebas Pre operacionales de equipos de patio.

4. ORGANIZACIÓN

La Empresa Rural Eléctrica La Paz EMPRELPAZ S.A. presentaba la siguiente estructura organizativa:

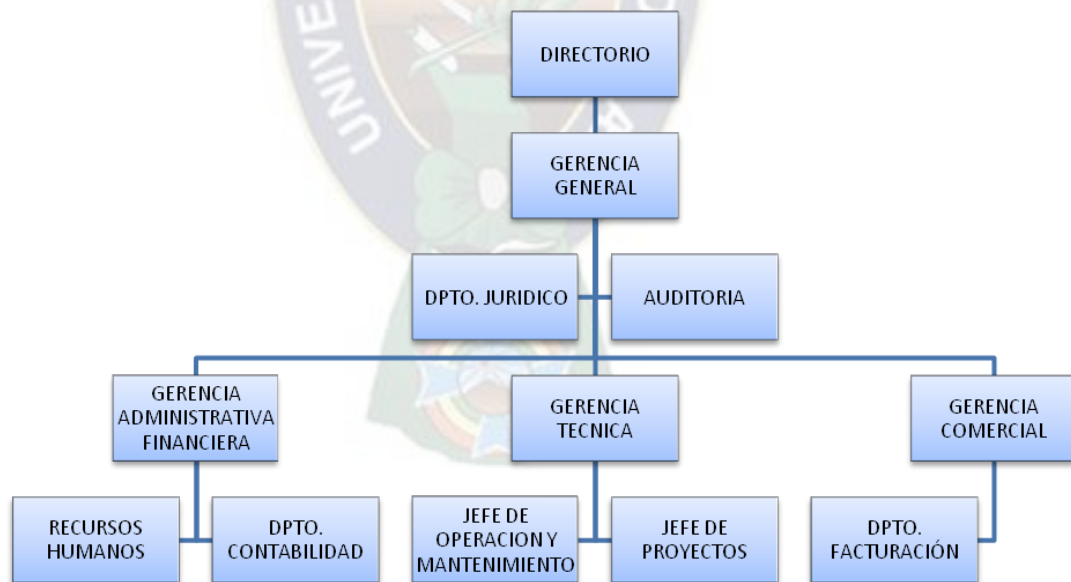


Fig. 3. Organigrama institucional y plantel ejecutivo.

Fuente: EMPRELPAZ

5. JUSTIFICACIÓN

Por la creciente demanda y la insuficiente capacidad de la línea de distribución en media tensión 24,9kV Achacachi-Chaguaya, se hace imperiosa la puesta en servicio de la Subestación Chaguaya y, de esta manera satisfacer los requerimientos de la energización de nuevos proyectos que se encontraban en su etapa de conclusión y posterior entrega por parte de la Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz).

6. ALCANCE

El alcance del presente trabajo está enmarcado en la verificación y corrección del montaje de los equipos de patio, así como las pruebas pre-operacionales de la Subestación de Chaguaya, cumpliendo la Normativa Operativa N° 11 del Comité Nacional de Despacho de Carga (C.N.D.C.), que corresponden a las Subestaciones Distribuidoras de Sub-transmisión en los niveles de tensión de 69/24.9 kV, muy difundido en el área rural del departamento de La Paz y, suministro de energía eléctrica a los proyectos de ampliaciones en las provincias Camacho y Muñecas, e incorporando al sistema de distribución de energía eléctrica a las provincias Bautista Saavedra y Franz Tamayo del Norte del Departamento de La Paz.

7. MARCO TEORICO

La Subestación Chaguaya fue diseñada en el remate de la línea de Subtransmisión en 69kV Alto Achachicala –Achacachi- Chaguaya con una configuración de barra sencilla, reductora, con simplicidad en el control y protección, además de brindar la facilidad para realizar trabajos de mantenimiento.

Si bien existen diferentes configuraciones en cuanto a subestaciones se refiere, el aspecto técnico-económico jugó un papel muy importante en la toma de decisiones para la ejecución de este proyecto, por ello, se optó por la configuración barra simple, a la

que se conecta el circuito de alta tensión por medio de un seccionador fusible de potencia. De igual manera la barra de media tensión es simple, debido a que esta configuración es económica y fácil de proteger, ocupa poco espacio y reduce las posibilidades de una operación incorrecta. Como desventaja principal, se pierde el nivel de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

8. ASPECTOS GENERALES DEL AREA DE INFLUENCIA

8.1 Ubicación Geográfica

La Subestación Chaguaya se encuentra ubicada al ingreso de la misma población de Chaguaya que pertenece al Municipio de Puerto Mayor de Carabuco de la Tercera Sección de la Provincia Camacho, situado en el Altiplano Norte del Departamento de La Paz a una altura de 3846 m.s.n.m. (Latitud 15°47'59,25"S Longitud 69°02'1,14"O), limita al Norte con el Municipio de Moco Moco, al Sur con la provincia Omasuyos, al Este con la Provincia Muñecas y al Oeste con el Lago Titicaca.

La Fig. 4, muestra que su topografía en general es ondulada con un clima templado, seco y frío en invierno, la temperatura media anual es de 14°C. No posee ríos permanentes, pero cuenta con el lago Titicaca.

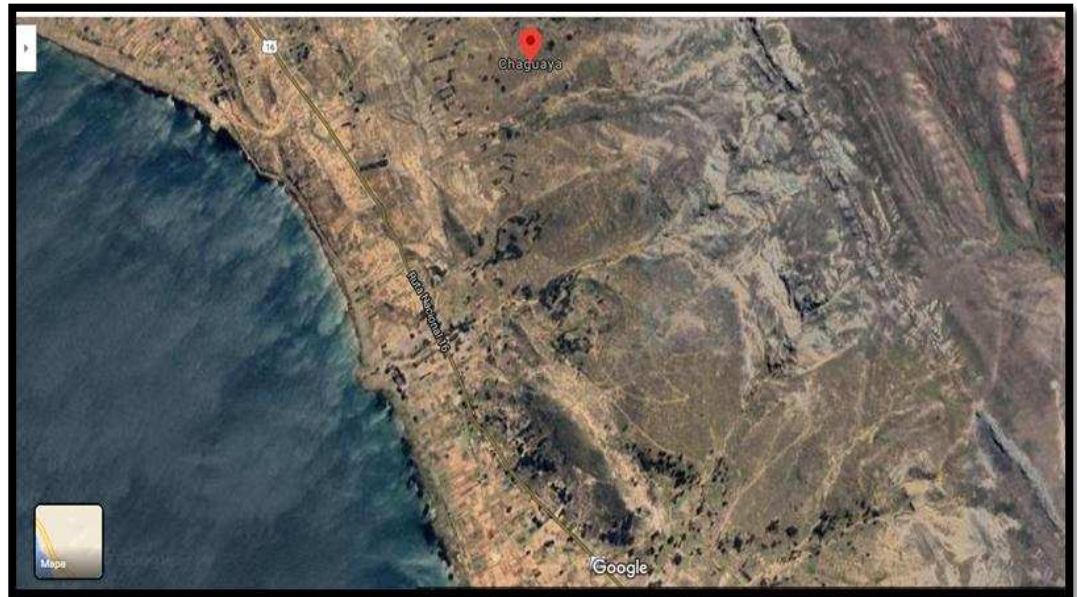


Fig. 4. Comunidad Chaguaya (Ubicación del proyecto)

Fuente: Google Maps

8.2 Características del Sistema Eléctrico

Antes de la energización y puesta en servicio de la Subestación Chaguaya, el sistema eléctrico instalado en las poblaciones de las provincias Camacho y gran parte de la provincia Omasuyos, estaba conformado por una línea de media tensión trifásica en 24,9kV denominada Alimentador Puerto Acosta cuya fuente principal de suministro de energía eléctrica fue el alimentador Ancoraimes de Subestación Achacachi, la infraestructura de la línea de Subtransmisión diseñada para 69kV Achacachi-Chaguaya que alimentaba el Ex Complejo Minero de Matilde venía funcionando en 24,9kV (Anexo 1), misma que estaba conectada a la línea de media tensión en 24,9kV trifásica que abarcaba desde la misma población de Chaguaya, atravesando las poblaciones altiplánicas de Carabuco, Escoma y llegando hasta la población de Puerto Acosta, Por otro lado, desde la propia población de Escoma se contaba con una línea monofásica de media tensión en 14,4kV que deriva y atravesando las poblaciones de Tomoco Chico,

Tomoco Grande, Tajani, Cariquina Grande, Italaque y finalizando en la población de Moco Moco, los cuales formaban gran parte de las cabeceras de valles de la provincia Camacho. En este contexto, la Subestación de Achacachi tenía una potencia instalada de 2,8 MVA y contaba con dos alimentadores denominados Sorata y Ancoraimes, donde la línea de subtransmisión diseñada para 69kV Achacachi-Chaguaya venía funcionando en 24,9kV, conectada a la salida del alimentador Ancoraimes en la misma Subestación Achacachi.

Estas líneas de media tensión en 24,9kV de gran longitud suministra la energía eléctrica a las poblaciones alejadas de Puerto Acosta y Moco Moco, ocasionando problemas de caídas de tensión, inestabilidad de la línea por la falta del conductor neutro físico en el tramo Achacachi-Chaguaya e interrupciones constantes, especialmente en las épocas lluviosas.

8.3 Planteamiento del Problema

Ante las limitaciones de capacidad y operatividad del Alimentador Puerto Acosta, el cual se encontraba conectado a la salida del alimentador Ancoraimes en la población de Achacachi cuya fuente de suministro era la Subestación Achacachi, la misma se encontraba operando al 90% de su capacidad nominal.

Por otro lado, se contaba con varios proyectos financiados y ejecutados por la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz), en las provincias Camacho, Muñecas, Bautista Saavedra y Franz Tamayo, que se encontraban en su etapa de culminación y posterior energización, que la Subestación Achacachi fuente principal del alimentador Puerto Acosta en ese período, ya no tuvo la capacidad para atender esta demanda de energía y potencia adicional de los mencionados proyectos en las provincias anteriormente descritas (Anexo 1), ya que la Subestación Achacachi se encontraba al límite de su capacidad nominal.

Finalmente, como resultado de las inspecciones realizadas a la Subestación Chaguaya por parte del personal de la Gerencia Técnica de EMPRELPAZ S.A., se encontraron problemas técnicos en el montaje de los equipos de protección (pararrayos) en la barra de 69kV (Anexo 6), la falta de instalación de un equipos de maniobra y protección en la línea de Subtransmisión Achacachi-Chaguaya por parte de la empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ) ubicado en la misma Subestación Achacachi, ya que con la disposición radial de la línea de Subtransmisión en 69kV Alto Achachicala-Achacachi, en cuyo tramo se contaba con dos subestaciones más, una denominada Subestación Huarina y la misma Subestación Achacachi que resultarían afectadas ante una contingencia en el tramo Achacachi-Chaguaya, asimismo, el incumpliendo con la Normativa 11 del CNDC (Condiciones Técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN) (Anexo 9), sin la corrección a los problemas técnicos y cumplimientos a la normativa anteriormente mocionada, no se pudo energizar la Subestación Chaguaya por parte de EMPRELPAZ.

9. PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN

La Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz) en la gestión del año 2000 realizo la entrega de la Subestación Chaguaya a la Empresa Rural de Distribución La Paz EMPRELPAZ S.A. (actualmente DELAPAZ), para su administración, operación y mantenimiento.

Como resultado de las inspecciones previas antes de realizar la solicitud para la energización de esta subestación, se identificó problemas técnicos en el montaje de los equipos de protección contra sobretensiones (pararrayos) en la barra de 69 kV, la falta de instalación de un equipo de maniobra-protección en la línea de Subtransmisión entre Subestación Achacachi y Subestación Chaguaya. Por otro lado, se carecía de la información necesaria para el cumplimiento a la Normativa Operativa N° 11 del C.N.D.C. (Condiciones técnicas para la incorporación de nuevas Instalaciones al SIN),

razones por las cuales, el C.N.D.C no autorizó a EMPRELPAZ la energización y puesta en servicio de Subestación de Chaguaya.

9.1 Disposición Física de la Subestación

En las Fig. 5, se puede advertir la disposición física de los elementos que conforman la barra de 69 kV, bahía en 24.9 kV y, en la Fig. 6 se muestra la disposición esquemática de la subestación en una vista de perfil.



Fig. 5. Subestación Chaguaya

Fuente: Elaboración propia

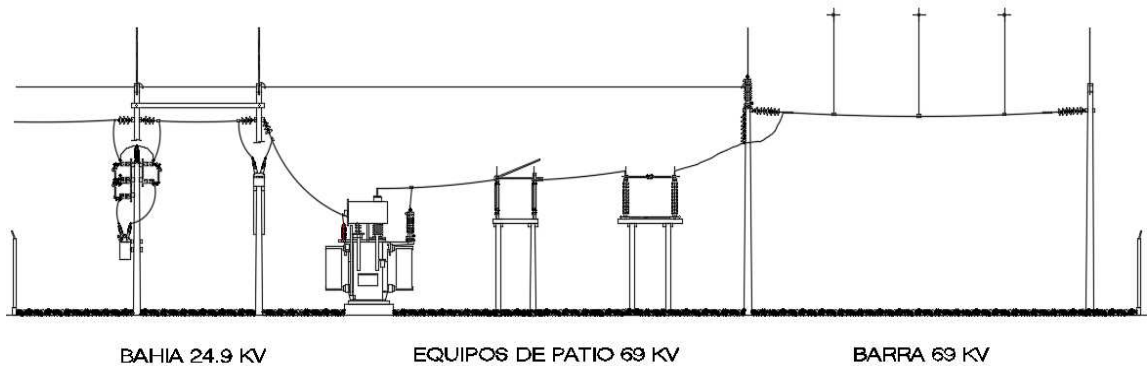


Fig. 6. Disposición de equipos de patios, vista de perfil Subestación Chaguaya

Fuente: EMPRELPAZ

Durante los trabajos programados por la Gerencia Técnica de EMPRELPAZ, se logró verificar el estado de los equipamientos y componentes principales de la Subestación Chaguaya, tanto en los niveles de tensiones de 69 kV y 24,9 kV como se ve en la Fig. 6.

Una descripción y división más detallada de los equipos de patio que conforman la subestación Chaguaya, se muestra a continuación.

Barra de 69kV

- Barra flexible con conductor N° 2/0 ACSR.
- Pararrayos ZnO, Clase Estación 60kV, protección de la barra.
- Jabalinas de toma de tierra (Copperweld) 5/8”*24”, apantallamiento de la barra.

Equipos de patio en 69kV

- Transformador Trifásico de Potencia 5MVA, 69/24,9kV, 50 Hz.
- Portafusible de Potencia, 115 kV, 250 A, montaje horizontal.

- Elemento fusible 115 kV, 40 A, protección contra sobrecorrientes del transformador de potencia lado 69kV.
- Seccionador Aéreo Tripolar, 161 kV.
- Pararrayos ZnO, Clase Estación 60 kV, protección contra sobrevoltajes lado primario del transformador de potencia.
- Pararrayos ZnO, Clase Estación 18 kV, protección contra sobrevoltajes lado secundario del transformador de potencia.
- Cable acero galvanizado (EHS) 5/16", apantallamiento para los equipos de patio 69 kV.

Equipos bahía en 24,9 kV

- Reconectores monofásicos 27 kV.
- Transformadores de corriente monofásicos, 75-150/5, 27 kV.
- Transformadores de potencial monofásicos, 14400/120 V, 27 kV.
- Pararrayos ZnO, Clase Estación 18 kV.
- Transformador de distribución de 10 kVA, 14,4/0,23 kV
- Cuchillas 650 A, 27 kV.
- Portafusibles Bypass 200 A, 27 kV.
- Jabalinas de toma de tierra (Copperweld) 5/8"*24", apantallamiento de la bahía 24,9 kV.
- Barra flexible con conductor N° 2/0 ACSR.

En el Anexo 2, se muestran en planos adjuntos la disposición física de todos los equipos de patio de la Subestación, tanto en sus vistas de planta, elevaciones y cortes.

9.2 Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar de una Subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo conductor todo el equipamiento que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos. El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

La elección del diagrama unifilar de una Subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha Subestación en el sistema.

El diagrama de conexiones que se adopte, determina en gran parte el costo de la instalación. Este depende de la cantidad de equipos considerado en el diagrama, lo que a su vez repercute en la adquisición de mayor área de terreno y, finalmente, un costo total mayor.

Por otra parte, en la realización de un mismo diagrama de conexiones, se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas, que presentan variaciones de la superficie ocupada, en función del tipo de barra, del tipo de estructura, de la mayor o menor sencillez de la instalación, del aspecto de la instalación, etc., misma que también repercuten en el costo final de la Subestación [1].

El diagrama unifilar de la Fig. 7, muestra la forma de operación y agrupación funcional de la instalación. El conjunto de equipos y barrajes en la Subestación Chaguaya con niveles en 69kV y 24,9kV, están localizados en el sector y/o área denominada patio de conexiones, que, mediante una configuración de barra simple, se realizó las conexiones correspondientes de la Subestación, este arreglo de los equipos de patio de la Subestación es lo que se denomina configuración, que en este caso es de barra simple [2].

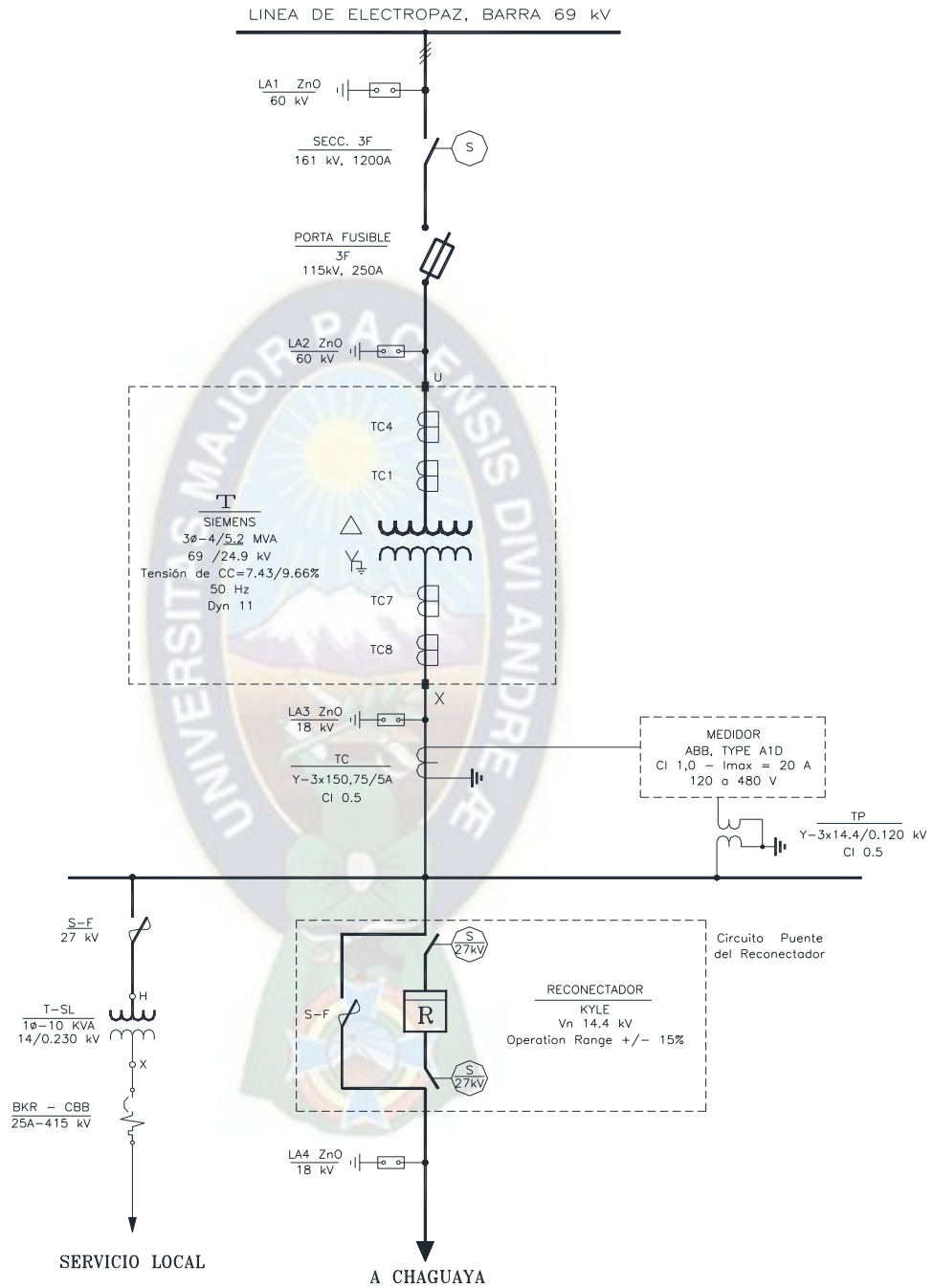


Fig. 7. Diagrama Unifilar Subestación Chaguaya.

Fuente: EMPRELPAZ.

9.3 Configuración de la Subestación

La selección de la configuración de una Subestación considera diversos aspectos, tales como:

- ✓ La función que cumplirá dentro del sistema, lo que permite establecer los grados de flexibilidad, confiabilidad y seguridad.
- ✓ Tipo de Subestación, en nuestro caso es de transformación.
- ✓ De la configuración a elegir se deben considerar sus características, la facilidad de ampliaciones futuras, la simplicidad en el control y protección, la facilidad de realizar trabajos de mantenimientos y finalmente los costos requeridos.

Si bien existe abundante información de las ventajas y desventajas de las diferentes configuraciones en cuanto a subestaciones se refiere, el aspecto económico juega un papel decisivo para adoptar una de ellas, en nuestro caso, este parámetro primo para utilizar la configuración de barra sencilla, debido a la función que cumplirá dentro del sistema como Subestación de transformación, la simplicidad en el control y protección, facilidad de ejecutar trabajos de mantenimiento y, en cuanto a las ampliaciones, existe suficiente espacio a sus alrededores para adquirir terrenos y repotenciar la Subestación.

En el lado de alta tensión 69 kV, la Subestación Chaguaya cuenta con fusibles de potencia para una protección contra sobrecargas y cortocircuitos, lo cual, permitirá su desconexión y aislación antes de que se produzcan daños en los componentes del circuito. En el lado de media tensión, salida del Alimentador en 24,9 kV, está protegida con reconectores monofásicos, los cuales operaran con sus respectivas curvas lentas y rápidas.

Por último, la S/E Chaguaya a la llegada de la línea de Subtransmisión Achacachi-Chaguaya en la barra recepción de 69 kV y a la salida del alimentador en 24,9 kV, se tienen instalados pararrayos clase estación, para proteger a la Subestación contra sobrevoltajes de origen atmosférico.

9.3.1 Verificación del Diseño

De acuerdo a la información y planos analizados por parte de la Jefatura de Operaciones y Mantenimiento y personal técnico asignado (Anexo 2), la Subestación Chaguaya es una Subestación de transformación, es decir, reduce la tensión de Subtransmisión de 69kV a 24,9 kV y, de esta manera realizar la distribución mediante alimentadores de media tensión, este tipo de subestación es muy común en el área rural.

La subestación consta de un transformador trifásico de potencia de 4/5,2 MVA protegido en el lado primario de alta tensión 69 kV por un portafusibles de potencia 115 kV y 250 (A) de montaje horizontal y, en el secundario se encuentra protegido por 3 (tres) reconectores monofásicos de 27 kV, asimismo, también cuenta con pararrayos clase estación protegiendo el lado primario 69 kV y el lado secundario en 24,9 kV del transformador de potencia.

Revisando los planos de diseño original, se observó que no se contaba con protección adecuada contra sobretensión de origen atmosféricos en la barra de 69 kV, y este hecho llevo a la empresa contratista a realizar un montaje improvisado a la conclusión del proyecto, lo cual, obligo a realizar algunas modificaciones en la longitud de las crucetas soporte de la barra en 69 kV, ya que la disposición de los pararrayos montados en la barra de 69 kV no cumplían con las distancias mínimas de aislamiento.

9.3.2 Inspección de la Subestación

La Jefatura de Operaciones y Mantenimiento en coordinación con personal técnico asignado, se encargó de revisar toda la documentación remitida de la Subestación, incluyendo planos (Anexo 2), los cuales, fueron utilizados en las inspecciones para verificar in situ el montaje de los equipos de patio, de acuerdo a los planos originales. Inicialmente el diseño de la Subestación no contaba con un juego de pararrayos clase estación para la protección contra sobretensiones en la barra en 69 kV, posteriormente, por análisis realizadas por parte de la supervisión al diseño de la Subestación, la misma instruyó a la empresa contratista encargada de la construcción, la implementación de un juego de pararrayos clase estación para la protección de la barra de 69 kV.

Es en esta situación y a exigencia de la supervisión, la empresa contratista realizó el montaje de los pararrayos en barra de 69 kV, pero efectuó el montaje de forma inadecuada, ya que no se cumplían con las distancias mínimas de aislación, en especial el pararrayos de la fase central con relación de los postes soporte de la barra de 69 kV y a las bayonetas (y/o jabalinas) de toma de tierra de las fases laterales, este aspecto fue uno de los principales motivos, por el cual se rechazó en varias oportunidades la puesta en servicio de la Subestación Chaguaya.

Todas estas observaciones producto de las inspecciones realizadas a la infraestructura de la Subestación, fueron informadas a la Gerencia Técnica de EMPRELPAZ, para que posterior a las evaluaciones técnicas y económicas, se tomen las decisiones adecuadas y de esta manera se pueda corregir las observaciones anteriormente mencionadas.

Finalmente, para corregir estas observaciones en la barra de 69kV, se realizó el dimensionamiento de las distancias mínimas de aislación de la disposición de los pararrayos tipo estación, las cuales se muestran en la sección 9.4.1 de esta memoria.

9.3.3 Coordinación del Aislamiento

La norma IEC 60071 se aplica a los sistemas trifásicos de corriente alterna que tienen un voltaje de los equipos por encima de 1kV, describe el procedimiento para la selección de los voltajes disruptivos nominales fase-tierra, fase –fase y el aislamiento longitudinal del equipo y de las instalaciones de estos sistemas. También se da las listas de los voltajes soportados estándar [7].

Esta norma recomienda que los voltajes soportados seleccionados deban estar relacionados con el mayor voltaje para equipos. Esta asociación es solo para fines de coordinación de aislamiento.

De acuerdo a las tensiones normalizadas más elevadas para el material se dividen en dos gamas:

Gama I: Por encima de 1 kV hasta 245 kV. Esta gama cubre a la vez las redes de transmisión y las redes de distribución.

Gama II: Por encima de 245 kV. Esta gama cubre principalmente las redes de transmisión.

Para equipos con tensión máxima de diseño no mayor a los 300 kV el nivel de aislamiento nominal es la tensión soportada con impulso tipo atmosférico y la tensión soportada a frecuencia industrial, es decir utilizaremos el rango de la Gama I de acuerdo a las tensiones normalizadas de la IEC 60071 según se ve en la Tabla 2 [7].

La coordinación del aislamiento comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que puedan aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los

esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo no causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio [2].

<i>Tension nominal Un kV (eficaz)</i>	<i>Tension máxima del equipo Um kV (eficaz)</i>	<i>Tension nominal soportada al impulso tipo rayo kV (pico)</i>	<i>Tensión nominal soportada a frecuencia industrial kV (eficaz)</i>
52	52	250	95
69	72,5	325	140
115	123	450 550	185 230
138	145	450 550 650	185 230 275
161	170	550 650 750	230 275 325
230	245	650 750 850 950 1050	275 325 360 395 460

TABLA 2. Niveles de aislamiento fase-tierra, normalizados para equipos con tensión máxima

$52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV}$ – según IEC 60071.

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tensión - Carlos Felipe Ramírez G.

(Editorial Cadena S.A.)

9.3.4 Distancias mínimas de aislamiento

Para que exista las distancias mínimas de aislación entre los pararrayos de la fase central con respecto a los postes soporte de la barra de 69kV y a las jabalinas (y/o bayonetas) de toma de tierra de las fases laterales (Anexo 6), se deben realizar las siguientes consideraciones.

- En subestaciones convencionales es importante dimensionar las distancias mínimas en el aire que se deben mantener para garantizar un adecuado nivel de aislamiento, teniendo en cuenta las condiciones atmosféricas predominantes en el sitio. De igual importancia son las distancias de seguridad necesarias para conservar la integridad del personal durante los trabajos de mantenimiento.
- Para el dimensionamiento de las distancias dieléctricas mínimas en el aire solo es determinante aquella componente que produce el más fuerte esfuerzo para un tipo dado de electrodos. En el rango de $U_m < 300 \text{ kV}$ esta es la tensión de impulso atmosférico con polaridad positiva [2].
- Las separaciones mínimas en el aire para aislamientos fase – tierra y fase – fase pueden determinarse en relación con los niveles de aislamiento estándar seleccionados, es decir, las tensiones nominales soportadas al impulso tipo atmosférico (U_{ow}), las cuales se muestran en la Tabla 3.

Tension soportada nominal al impulso atmosferico fase-tierra y fase-fase Uow	Distancia mínima fase-tierra y fase-fase
[kV pico]	[m]
250	0,48
325	0,63
450	0,9
550	1,1
650	1,3
750	1,5
850	1,7
950	1,9
1050	2,1

Tabla 3. Correlación entre niveles de aislamiento y distancias mínimas absolutas requeridas en el rango

$$52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV} \text{ según IEC 71-2}$$

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tensión - Carlos Felipe Ramírez G.

(Editorial Cadena S.A.)

Para un sistema con $U_m < 300 \text{ kV}$ se asume que las distancias dieléctricas mínimas en aire fase – fase sean prácticamente las mismas que para fase – tierra. Esto en razón de que, para este rango, las sobretensiones atmosféricas son las que determinan el mayor esfuerzo al aislamiento determinado, y cuando se produce una descarga atmosférica directa sobre una fase o un flameo inverso en una cadena de aisladores, una sola fase del sistema se ve afectada normalmente; las dos fases restantes permanecen comparativamente cerca del potencial de tierra. Por lo tanto, el esfuerzo atmosférico entre fases es bastante similar al de fase a tierra.

La separación mínima en aire requerida (d_{min}) en relación a la tensión nominal de impulso soportada U_{ow} viene dada por la siguiente ecuación:

$$do \text{ min} = 1.04 * \frac{U_{ow}}{Es} \quad (1)$$

Donde: $do \text{ min}$ = distancia mínima fase – fase o fase – tierra [m]

U_{ow} = tensión nominal de impulso soportada [kV]

Es = gradiente medio positivo al 50% de probabilidad de flameo [kV/m]

La ecuación (1) se aplica a distancias fase a tierra y fase a fase. En la **Tabla 4** se muestran los valores típicos de Es para varias configuraciones de electrodos. Esta se aplica únicamente para condiciones atmosféricas estándar hasta 1000 m.s.n.m., por lo que para determinar las distancias mínimas en el sitio del proyecto deberán realizarse las correcciones correspondientes. Para esto se utiliza el factor de corrección $katm$, que se explica a continuación en la ecuación (2).


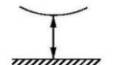
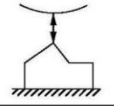
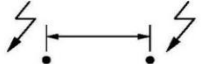

DISPOSICION DE ELECTRODOS		Es [kV/m]
Punta - Placa		480
Cable - Tierra		550
Cable - Objeto a tierra		550
Cable - Cable		550
Anillo de protección - Anillo de protección		550
IEC	≈	520

Tabla 4. Gradiente positiva Es para algunas disposiciones técnicas en electrodos con esfuerzo por tensión de impulso atmosférico.

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tensión - Carlos F. Ramírez G. (Editorial Cadena S.A.)

$$d_{\min} = (katm)^n * d_{o\min} = (katm)^n * 1.04 * \frac{U_{ow}}{Es} \quad (2)$$

Donde $katm$ es el influjo total de los parámetros atmosféricos:

$$katm = kp * kv * kh \quad (3)$$

Para tensiones de impulso atmosférico positivas el influjo de los parámetros atmosféricos en la tensión de flameo U_B de cualquier configuración de electrodos es independiente de la distancia en el aire, es decir, el exponente n de la ecuación (2) es igual a 1.

Los factores de corrección de la expresión (3), kp , kv y kh para la presión p , temperatura v y humedad absoluta h , se los determina con las siguientes ecuaciones:

$$kp = \frac{1}{1 + (Kp/100) * (p - po)}$$

$$kv = \frac{1}{1 + (Kv/100) * (v - vo)} \quad (4)$$

$$kh = \frac{1}{1 + (Kh/100) * (h - ho)}$$

Donde po , vo y ho son los valores para condiciones atmosféricas estándar, mientras que p , v y h son los valores para las condiciones del sitio del proyecto. Las unidades de la presión p están en [mbar], la temperatura v en [°C] y de la presión absoluta h en [g/m³].

Los valores de Kp , Kv y Kh fueron determinados experimentalmente [2].

$$\begin{aligned} Kp &= 0,1\% \text{ por mbar} \\ Kv &= -0,3\% \text{ por } ^\circ\text{C} \\ Kh &= 1,0\% \text{ por g/m}^3 \end{aligned}$$

9.3.5 Cálculo de la distancia dieléctrica mínima fase-tierra para la disposición de pararrayos en la barra de 69kV.

Condiciones atmosféricas estándar		Condiciones atmosféricas Chaguaya	
po	1013 [mbar]	p	645,3 [mbar]
vo	20 [°C]	v	14 [°C]
ho	11 [g/m ³]	h	5,61 [g/m ³]

Tabla 5. Datos de condiciones estándar y del sitio del proyecto.

Fuente: www.senamhi.gov.bo

Para cualquier distancia dada en aire, existe una relación lineal entre la tensión de flameo U_B y la presión del aire al menos en el rango:

$$500 \text{ mbar} < p < 1000 \text{ mbar}$$

Entre U_B y la temperatura del aire al menos en el rango:

$$0 \text{ } ^\circ\text{C} < v < 50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Y entre U_B y la humedad absoluta del aire al menos en el rango:

$$0 \text{ g/m}^3 < h < 25 \text{ g/m}^3$$

Los valores dados pueden considerarse como representativos para los varios tipos de separaciones en subestaciones de alta tensión a la intemperie.

Con las anteriores consideraciones podemos calcular las distancias de seguridad de la Subestación.

$$k_p = \frac{1}{1 + (0.1/100) * (645.3 - 1013)} = 1.581$$

$$k_v = \frac{1}{1 + (-0.3/100) * (14 - 20)} = 0.982$$

$$k_h = \frac{1}{1 + (1/100) * (5.61 - 11)} = 1.057$$

Reemplazando estos resultados en la ecuación (3).

$$k_{atm} = 1.581 * 0.982 * 1.057 = 1.641$$

Con el valor de k_{atm} calculado, se determina las distancias mínimas para los dos patios de la Subestación, mediante la ecuación (2).

De la **Tabla 2**. Niveles de aislamiento fase-tierra, normalizados para equipos con tensión máxima $52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV}$:

$$U_m = 72.5 \text{ kV}$$

$$U_{ow} = 325 \text{ kV}$$

Tensión Soportada a impulso Atmosférico a nivel del mar según **Tabla 4**.

$$E_s = 550 \text{ kV/m} \quad \text{Cable-Objeto a tierra}$$

Utilizamos esta disposición de electrodos, porque analizamos la distancia crítica entre el puente de conexión del pararrayos y los accesorios de sujeción de la bayoneta que esta puesta a tierra.

Distancia dieléctrica mínima:

$$d_{min_{69}} = 1,641 * 1,04 * \frac{325}{550} = 1,008$$

La IEC (71-A, sección 6.4) recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para tensiones menores a 245 kV, sea un 10% superior a los valores mínimos de no flameo, para la tensión que se trate, y que la distancia mínima entre fases sea 15% superior que la distancia mínima a tierra, como se muestra a continuación:

$$d_{\phi-t} = 1.1 * d_{min} \quad ; \quad d_{\phi-\phi} = 1.15 * d_{\phi-t} \quad (5)$$

Donde la distancia final del pararrayos al soporte de la bayoneta en la barra de 69kV será:

$$d_{\phi-t} = 1.1 * 1.008 = 1.1080 \text{ m.}$$

$$d_{\phi-t} = 1.1080 \text{ m.}$$

Con la disposición anterior de los pararrayos de la barra de 69kV (Anexo 6), antes de la modificación, las distancias críticas del pararrayos de la fase central al soporte de la bayoneta de toma de tierra era de 0,78 m. y 0,79 m. respectivamente de las fases laterales, lo cual fue corregido con el reemplazo de la cruceta soporte de la barra de 69kV de 18' por 22' y, realizando el montaje de los pararrayos de forma simétrica, es decir, guardando las mismas distancias a ambos lados del pararrayos de la fase central y los pararrayos de las fases laterales respectivamente, los cuales son mostrados en el Anexo 7.

9.4 Equipos de Patio

Hoy en día, la aplicación de nuevas tecnologías permite incrementar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones, tanto para la actualización o extensión de subestaciones existentes como para la construcción de subestaciones nuevas, así como en el empleo de soluciones innovadoras relativas a los equipos de patio de subestaciones.

En los equipos de alta tensión, la innovación ha estado limitada en las últimas décadas. Algunos elementos como los transformadores, condensadores, reactores, resistencias, seccionadores, interruptores, transformadores de corriente, transformadores de potencia y trampas de onda, han experimentado algunos cambios tecnológicos sin cambios sustanciales en sus dimensiones externas [4].

Todos estos cambios que se han venido realizando a través del tiempo en cuanto a tecnologías y cambios físicos, permite tener una seguridad de unir elementos de protección, como interruptores y seccionadores, en un solo elemento que posea ambas funciones para así reducir costos en mantenimiento y reducir espacio disponible de la Subestación.

9.4.1 Transformador de Potencia

El transformador de potencia es el equipo más importante de una instalación eléctrica, cuyo principio se basa en la inducción electromagnética, cuya función es transferir potencia a distintos niveles de tensión y corriente. Además, el transformador de potencia determina el costo del proyecto de una Subestación eléctrica en función de la potencia instalada.

La Fig. 8 muestra el transformador trifásico de potencia instalado en la Subestación Chaguaya, tiene una potencia instalada de 4/5,2 MVA, es decir 4 MVA en su condición ONAN y 5,2 MVA en su condición ONAF, asimismo, una relación de transformación de 69/24,9kV., cuyas características técnicas se describen en su placa de características detalladas en la Tabla 6.



Fig. 8. Transformador de potencia 4/5,2MVA – 69/24,9kV Subestación Chaguaya.

Fuente: Elaboración propia.

MARCA SIEMENS (COLOMBIA) Nro.68952300 Lic. Nro.1054		SUB-ESTACION CHAGUAYA	
VOLTIOS		TRIFASICO Norma IEC	
AT	69000	TIPO CXOUM 1167 5/69	
BT	24900 Y Dy11	CLASE AISL. AO	
50 CICLOS		Refrig. ONAN/ONAF	
Corriente I _{rio.} (A) 33.5/43.5		Corriente II _{rio.} (A) 92.7/120.6	
Año: 1997		Fluido (Lt) 11500	
Prueba de impulso con onda completa: AT 350 KV, BT 150 KV, NRT 110			
IMPEDANCIA 7.43/9.66 %		Icto.cto. 0.46 (kA) 2 seg.	
Peso Desmontable 11000 Kg.		Aceite: SHELLDIALA "A"	
Altura 4000 mt.		TOTAL 26000 kg.	

TABLA 6. Placa de características Transformador de Potencia

Fuente: EMPRELPAZ

9.4.2 Transformador de Corriente (CT's)

La Fig. 9 muestra los CT's instalados en la bahía de 24,9kV y su placa de característica se detalla en la Tabla 7. Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente desde la línea de alta tensión y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, como aparatos de medida, u otros dispositivos de control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen en base a la relación de corriente primaria a corriente secundaria y con su cargabilidad. Algunas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600 / 5, 800 / 5, 1000 / 5. Los valores nominales de corriente de los transformadores son de 5 A y 1 A y la cargabilidad manejada por la norma IEC es de 2.5, 5, 10, 15, 30 VA y por la norma ANSI es 2.5, 5, 12.5, 22.5, 45 VA [8].

El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador está constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él sin alterar su funcionamiento y calidad de la forma de la señal.



Fig. 9. Transformadores de Corriente instalado en la bahía de 24,9kV.

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE UBICADO EN BAHIA DE 24.9 KV			
SADTEM	DOUAI - FRANCE		
TYPE	KE 7-2	FRECC. 50 Hz	REL 1S1-1S2 75-150/5
Nº	97-892764	IEC 80IN 1S	BURDEN 50VA
UM	27/0/200KV	CLASS E	CL 0.5
TRANSFORMATEUR DE COURANT CURRENT TRANSFORMER			
SERIES POR FASES (21-DIC-07)			
FASE A	FASE B	FASE C	
Nº 97-892759	Nº 97-892761	Nº 97-892764	
OBS.	OBS.	OBS.	

TABLA 7. Placa de características Transformador de corriente CT

Fuente: EMPRELPAZ

9.4.3 Transformador de Tensión (PT's)

La Fig. 10 muestra los transformadores de potencial (y/o tensión) instalados en la Subestación bahía 24,9 kV, y la tabla 8 detalla sus características eléctricas según su placa característica. Es un transformador de devanado especial, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una señal de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con los instrumentos incorporados o adaptados a él. Puesto que el objetivo principal es el muestreo del voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisa deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

Por lo general las tensiones nominales secundarias normalizadas IEC son de 100 y 110 V, para la norma ANSI 120 y 230 V.



Fig. 10. Transformadores de Potencial instalados en la bahía de 24,9kV.

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMADOR DE TENSION UBICADO EN BAHIA DE 24.9 KV			
SADTEM	DOUAI - FRANCE		
TYPE	VE7	FRECC. 50 Hz	REL 1a1-1b 14400//120
Nº	97-892772	IEC 1.9UN 30s	BURDEN 75VA
UM	25/70/200KV		CL 0.5
TRANSFORMATEUR DE TENSION VOLTAGE TRANSFORMER			
SERIES POR FASES (21-DIC-07)			
FASE A	FASE B	FASE C	
Nº 97-892767	Nº 97-892768	Nº 97-892772	
OBS.	OBS.	OBS.	

TABLA 8. Placa de características Transformador de Tensión PT´s

Fuente: EMPRELPAZ

9.4.4 Pararrayos

La Fig. 11 muestra los pararrayos clase estación instaladas en la barra de 69kV, así como la descripción de sus parámetros eléctricos según su placa de características detallada en la Tabla 9. Tienen como propósito proteger a los equipos de la Subestación contra sobretensiones transitorias, a través de la descarga a tierra de la corriente de impulso producida por un rayo, permitiendo la circulación de la corriente a frecuencia industrial posterior al transitorio [4].

Un descargador cumple con las siguientes características:

- Se comporta como aislador cuando la tensión aplicada no supere un valor determinado, superior a la tensión máxima del sistema.

- Se comporta como un conductor para descargar a tierra la onda de corriente producida por la sobretensión.
- Interrumpe la conducción de la corriente a tierra una vez que la sobretensión ha desaparecido del sistema y se ha restablecido la tensión nominal.
- No debe operar con sobretensiones temporales a frecuencia industrial.

Para el uso de los descargadores deben considerarse las siguientes sobretensiones:

- Voltaje normal de servicio (Tensión máxima del sistema).
- Sobretensiones Temporales (TOV).

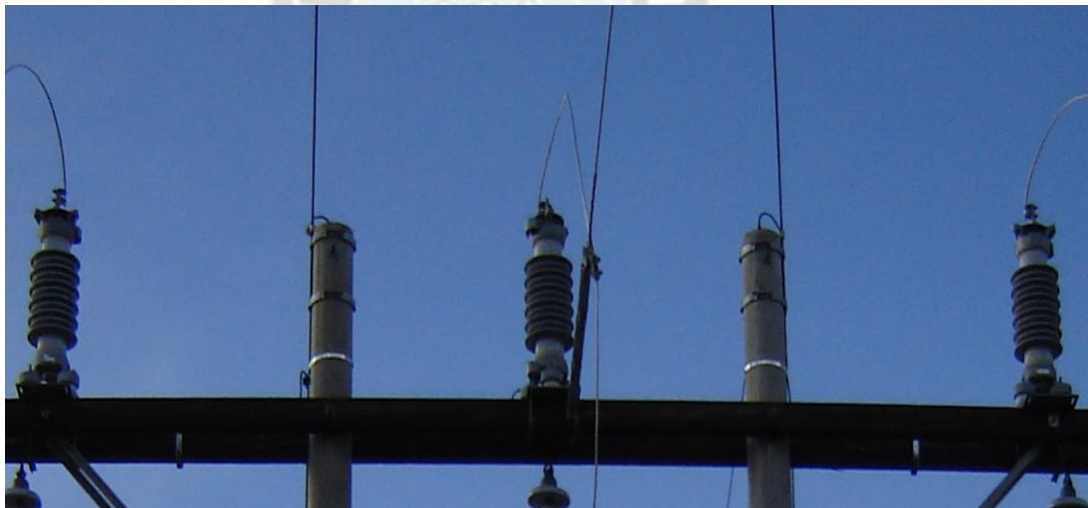


Fig. 11. Pararrayos Clase Estación instalados en la barra de 69kV.

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, tenemos instalados los pararrayos clase estación en las protecciones contra sobretensiones en el lado primario y secundario del transformador de potencia, las cuales, son mostradas en la Tabla 10 y 11 respectivamente. Finalmente, contamos con pararrayos clase estación instalados en la bahía de 24,9kV cuya placa de características se observa en la Tabla 12.

PARARRAYOS EN 69KV S/E CHAGUAYA UBICADO EN BAHIA DE 69KV (SOBRE POSTES DE H ^{FA})		
OHIO-BRASS		SURGE ARRESTER STATION
OBS.: DATOS DE PLACA PENDIENTES		
HUBBELL THE OHIO BRASS CO. * MADE IN U.S.A. AIKEN, SOUTH CAROLINA * WADSWORTH, OHIO		
SERIES Y OPERACIONES POR FASES (21-DIC-07)		
FASE A	FASE B	FASE C
SER N° ?	SER N° ?	SER N° ?
10 OPERAC.	14 OPERAC.	11 OPERAC.

TABLA 9. Placa característica Pararrayos instalados en la barra 69kV

Fuente: EMPRELPAZ

PARARRAYOS EN 69KV S/E CHAGUAYA UBICADO EN PRIMARIO DEL TRAF0 DE POT.		
COOPER		VARISTAR SURGE ARRESTER
CAT N° <input type="text" value="AZES007G053066"/>	RATING <input type="text" value="66 KV rms"/>	CERT. <input type="text" value="ANSI C62-11"/>
YEAR <input type="text" value="98"/> SER.N° <input type="text" value="98G0217"/>	MCOV / COV <input type="text" value="53 KV rms"/>	FREQUENCY <input type="text" value="50 - 60 Hz"/>
CLASS <input type="text" value="STATION"/>	PRES. RELIEF <input type="text" value="65 KA rms sym"/>	ALTURA <input type="text" value="0-12000 Ft
0-3600 M"/>
COOPER Olean, NY USA		
SERIES Y OPERACIONES POR FASES (21-DIC-07)		
FASE A	FASE B	FASE C
SER N° 98G0217	SER N° 98G0215	SER N° 98G0216
8 OPERAC.	8 OPERAC.	9 OPERAC.

TABLA 10. Placa característica Pararrayos instalados en la protección primaria lado 69kV del transformador de potencia. Fuente: EMPRELPAZ

PARARRAYOS EN 24.9KV S/E CHAGUAYA UBICADO EN SECUNDARIO DEL TRAF0 DE POT.		
OHIO-BRASS		SURGE ARRESTER STATION
Dyna Var TYPE	VL	BOTTOM 3019
CAT Nº	216015	MCOV 15.3 kVrms
POSITION OF UNITS IN STACK	215911	VOLTAGE RATED kV 18 kVrms
		RELIEF 65 kA
		SER Nº F 85162
		YEAR 97
HUBBELL THE OHIO BRASS CO.* MADE IN U.S.A. AIKEN, SOUTH CAROLINA * WADSWORTH, OHIO		
SERIES Y OPERACIONES POR FASES (21-DIC-07)		
FASE A	FASE B	FASE C
SER Nº F85168	SER Nº F85147	SER Nº F85162
8 OPERAC.	8 OPERAC.	8 OPERAC.

TABLA 11. Placa característica Pararrayos instalados en la protección secundaria lado 24,9kV del transformador de potencia. Fuente: EMPRELPAZ

PARARRAYOS EN 24.9KV S/E CHAGUAYA UBICADO A LA SALIDA		
OHIO-BRASS		SURGE ARRESTER STATION
Dyna Var TYPE	VL	BOTTOM 3019
CAT Nº	216015	MCOV 15.3 kVrms
POSITION OF UNITS IN STACK	215911	VOLTAGE RATED kV 18 kVrms
		RELIEF 65 kA
		SER Nº F 85150
		YEAR 97
HUBBELL THE OHIO BRASS CO.* MADE IN U.S.A. AIKEN, SOUTH CAROLINA * WADSWORTH, OHIO		
SERIES Y OPERACIONES POR FASES (21-DIC-07)		
FASE A	FASE B	FASE C
SER Nº F85153	SER Nº F85150	SER Nº F85152
8 OPERAC.	8 OPERAC.	8 OPERAC.

TABLA 12. Placa característica Pararrayos instalados en la bahía de 24,9kV Fuente: EMPRELPAZ

9.4.5 Seccionador-Fusible de Potencia

Interrumpen el flujo de corriente cuando se producen sobrecorrientes y soportan la tensión transitoria de recuperación que se produce luego de las sobrecorrientes.

Trabajan con cartuchos fusibles en su interior, calibrados de acuerdo a la capacidad de corriente que pueden soportar. En el momento de un cortocircuito se funden estos elementos fusibles e impiden el paso de corriente. Su principal desventaja es que hay que cambiar el elemento fusible en cada falla, sumado a esto, la poca facilidad de operación a través de circuitos de control.

En la Fig. 12 se observan los seccionadores fusibles de potencia instalados en la Subestación y, sus características eléctricas se detallan en la placa de característica descrito en la Tabla 13 y del soporte del seccionador fusible en la Tabla 14.



Fig. 12. Seccionador-Fusible de Potencia Clase 115kV en barra 69kV.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS PORTAFUSIBLE DEL SECCIONADOR FUSIBLE 69 KV		
S&C	SMD - 2B FUSE UNIT G4037(REV.4) MADE IN USA	
U.S. PATENT NUMBERS 2,961,514 3,015,008 3,184,568	COMPLETE CATALOG INFORMATION IS STAMPED ON LOWER FERRULE S&C ELECTRIC COMPANY <small>CHICAGO ILLINOIS 60626</small>	
40E <small>G - 4624 - 11</small>	<small>G 4625 - 3</small>	SLOW SPEED TCC 119-1

TABLA 13. Placa de característica del Portafusible Clase 115kV, instalado en el lado de 69kV.

Fuente: EMPRELPAZ

DATOS DEL SOPORTE DEL SECCIONADOR FUSIBLE 69 KV			
S&C	S&C POWER FUSE MOUNTING Type SMD		
CATALOG NUMBER	<input type="text" value="186498R3"/>	WITH CHANGE OF END FITTINGS, MOUNTING CAN ALSO ACCOMMODATE FUSE UNIT	<input type="text"/>
KV.NOMINAL MAX DESIGN-BIL	<input type="text" value="115 - 550"/>	MAX AMPERE RATING THEN BECOMES	<input type="text"/>
AMPERES MAX	<input type="text" value="250E"/>		
FOR FUSE UNIT	<input type="text" value="SMD-2B"/>		
S&C ELECTRIC COMPANY <small>CHICAGO ILLINOIS 60626 MADE IN U.S.A.</small>			

TABLA 14. Placa de característica del Soporte del Seccionador Fusible Clase 115kV, instalado en el lado de 69kV. Fuente: EMPRELPAZ

9.4.6 Seccionador de Enclavamiento

En la Fig. 13 se muestra el seccionador instalado en la Subestación, así como la placa de características en la Tabla 15. Un seccionador es un elemento mecánico de apertura que tiene múltiples funciones entre las cuales se destacan:

- Poner fuera de servicio equipos como interruptores, transformadores, generadores o líneas para su respectivo mantenimiento.
- En caso de falla en un equipo o línea, el seccionador es utilizado para realizar un by-pass que permita la prestación continua del servicio.
- Aterrizar líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores en el momento de su mantenimiento.

Pueden tener mando motorizado o manual y por lo general trabajan en vacío, los enclavamientos del seccionador asegurarán la permanencia en las posiciones extremas (abierto/cerrado), aún en condiciones meteorológicas adversas [1].



Fig. 13. Seccionador de Enclavamiento Clase 161kV en barra 69kV.

Fuente: Elaboración propia.


DATOS DEL SECCIONADOR 69 KV S/E CHAGUAYA			
 POWER APPARATUS DIVISION PURSLEY 2000 Inc. BRAMPTON ONT. MADE IN CANADA MAIN SWITCH X			
NOMINAL VOLTAJE	161 KV	BILL	750 KV
NOMINAL CURRENT	1200 A	MOMENTARY CURRENT	73 KA
AUX. CIRC. VOLTAGE	V	TERM PAD STRENGTH	4.4 KN
YEAR OF MFG.	6/97	RESISTANCE	125
CUSTOMER P.O. NO.	FG2601F/970407		SERIAL NO.
INST. & MAINT. NO.	CCB-E		DWG. NO.
SHORT TIME CURRENT			45 KA
WEIGHT (1 POLE)			KG
TIFE & CAT. NO.			CCB1611200
SERIES POR FASES			
LAS SERIES SON LAS MISMAS PARA LAS TRES FASES			

TABLA 15. Placa de característica Seccionador de Enclavamiento Clase 161kV instalado en lado de 69kV. Fuente: EMPRELPAZ.

9.4.7 Reconectores

En la Fig. 14 se observa uno de los tres reconectores monofásicos instalados en la bahía de 24,9 kV y, la Tabla 16 detalla la placa de características de dichos reconectores.

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente [3].



Fig. 14. Reconectador monofásico, protección de cabecera Alimentador Puerto Acosta instalados en la bahía de 24,9kV.

Fuente: Elaboración propia

RECONECTADORES 1Ø's S/E CHAGUAYA					
KYLE ® RECLOSER					
TYPE	VXE-27	MAXIMUM INTERRUPTING CURRENT	8 KA	FILLED WITH	NON-PCB FLUID
SERIAL N°	001199	RATED CONTINUOUS CURRENT	400 AMP.	NOMINAL VOLT.	14.4 KV
B.I.L.	150 KV	MANUFACTURED	5-97	OPERATING RANGE	±15%
RATED MAXIMUM VOLTAGE	27.0 KV			FRECC.	50 Hz
COOPER POWER SYSTEMS DIVISION COOPER INDUSTRIES , INC.					
SERIES Y OPERACIONES POR FASES (21-DIC-07)					
FASE A	FASE B	FASE C			
SER N° 001199	SER N° 001192	SER N° 001196			
99 OPERAC.	70 OPERAC.	154 OPERAC.			

TABLA 16. Placa de característica Reconectador monofásico, protección de cabecera Alimentador Puerto Acosta

Fuente: EMPRELPAZ.

10. PRUEBAS REALIZADAS A LOS EQUIPOS DE PATIO

10.1 Transformador de Potencia

Tanques

Para fugas de aceite y aire, cada tanque debe probarse a no menos de 0.7 Kg/cm² cuando estén llenos con aceite.

Relaciones

Se deben determinar las relaciones de transformación, para todos los arrollamientos y en todas las posiciones de conmutación del transformador 69/24,9kV.

Polaridad

Se debe probar la polaridad y las marcas de los terminales de cada transformador de potencia.

Resistencia de arrollamientos

Se debe medir la resistencia en frío de cada arrollamiento y en las posiciones correspondientes a las posiciones extremas de conmutación. Se debe medir también la resistencia en caliente de los arrollamientos al realizarse la prueba de temperatura.

Impedancia

Se deben determinar y presentar obligatoriamente en la placa de características o en los protocolos de prueba las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero correspondientes a las características de refrigeración ONAN y ONAF (si es el caso) para todas las combinaciones de arrollamientos y las posiciones de conmutación nominales y extremas.

Temperatura

Cada transformador de potencia debe sujetarse a pruebas estándar de temperatura. El incremento de temperatura de los arrollamientos y aceite debe determinarse para operación continua al 100% de su capacidad (MVA) y con todos los radiadores de refrigeración en servicio (ONAN). Se debe determinar el incremento de temperatura de los arrollamientos y aceite para la operación continua a plena capacidad (MVA) para refrigeración por circulación forzada de aire (ONAF) y con todos los ventiladores en servicio.

Rendimientos

Se deben medir las pérdidas de cada transformador de potencia y sus rendimientos al 100% de factor de potencia para el 50%, 75%, 100% de la carga nominal.

Corriente de excitación

Se debe medir la corriente de excitación de cada transformador al 90%, 100% y 110% del voltaje nominal.

Regulación

Para la potencia nominal (ONAN), se debe determinar la regulación de tensión a la unidad y al 90% de factor de potencia en retraso

Resistencia dieléctrica de los arrollamientos

Completos con sus propios bushings, cada transformador de potencia debe someterse a las pruebas normalizadas de baja frecuencia, de onda cortada y de onda plena de impulso.

Aislación de los circuitos de control

Para el equipo de refrigeración, los dispositivos y circuitos de control y los motores deben someterse a pruebas dieléctricas de acuerdo a la norma NEMA IC-1 "Industrial Control" (Anexo 3).

Factor de potencia de la aislación

Para cada transformador de potencia, el aislamiento de cada arrollamiento debe someterse a la prueba de factor de potencia y los datos deben formar parte de los informes de pruebas. Estos datos servirán como referencia para pruebas futuras de mantenimiento [10].

**MEDICION DE LA RELACION DE TRANSFORMACION DEL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA - S/E CHAGUAYA**

TAP	H1 H2	H2 H3	H3 H1	VALOR CALCULADO
1	5,051	5,052	5,051	5,033
2	4,929	4,930	4,929	4,913
3	4,807	4,808	4,807	4,794
4	4,685	4,685	4,684	4,674
5	4,562	4,563	4,562	4,554

TABLA 17. Relación de Transformación (TTR) Transformador de Potencia

Fuente: EMPRELPAZ.

Podemos ver que los resultados medidos se aproximan a los valores calculados con la ecuación siguiente:

$$ValorCalculado = \frac{Vn_{AT}}{Vn_{BT}} * \sqrt{3}$$



Fig. 15. Delta M-4200, equipo Utilizado para la medición del tangente delta

Fuente: EMPRELPAZ

**MEDICION DE AISLAMIENTO EN BUSHING`S DE
TRANSFORMADOR DE POTENCIA S/E CHAGUAYA**

TIEMPO	Alta-Baja GΩ	Baja-Tierra GΩ	Alta-Tierra GΩ
10 seg.	9,91	6,96	15,80
30 seg.	13,40	9,68	23,80
45 seg,	14,30	11,10	24,80
1 min.	15,40	12,20	25,80
2 min.	19,40	16,10	29,00
3 min.	23,30	18,70	31,30
4 min.	27,20	21,40	33,10
5 min.	31,00	23,80	34,70
6 min.	34,70	26,10	36,00
7 min.	38,70	28,00	37,30
8 min.	41,30	30,10	38,40
9 min.	44,10	31,80	39,50
10 min.	46,90	33,60	40,20
IP	3,05	2,76	1,56

TABLA 18. Medición de Aislamiento en Bushing´s

Transformador de Potencia

Fuente: EMPRELPAZ.

El valor mínimo del IP es 1.5, los valores medidos nos indican un buen aislamiento de los bushing´s de alta y baja.

**MANTENIMIENTO DE EQUIPOS ELECTRICOS DE POTENCIA (MEEP)
PRUEBAS DEL BUSHING**

INFORMACIÓN GENERAL						CONDICIONES DE PRUEBA						
TAG						TIEMPO						
CHAGUAYA						DESPEJADO						
MARCA						HUMEDAD RELATIVA						
SIEMENS						34%						
TEMPERATURA AMBIENTE						18 °C						
TEMPERATURA ACEITE						20 °C						
NUMERO DE SERIE						173516						
DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR												
TENSIÓN (KV)						REFRIGERACIÓN						
69 / 24,9						ONAN/ONAF						
POTENCIA (55 °C)						4,5 MVA						
POTENCIA (65 °C)						4,5 MVA						
BUSHING												
INFORMACIÓN GENERAL						DATOS TECNICOS DEL BUSHING						
MARCA						TENSIÓN DE IMPULSO						
PASSON VILLA						1250 KV						
TIPO						TENSIÓN NOMINAL						
ISPN0245KV						170 KV						
PROCEDENCIA						CORRIENTE NOMINAL						
MILAN - ITALIA						1250 A						
AÑO FABRICACIÓN						2001						
Prueba Nº	LADO DE	Modo de prueba	BUSHING		Tensión prueba (KV)	Capacitancia (pF)	Factor de potencia			Corriente (mA)	Perdidas(W) Equiv. 10KV	Estado de la aislación
			FASES	Aislación medida			Factor	Medido (%)	a 20 °C (%)			
1	A.T.	UST	H ₁	C ₁	5.00	655.25	1	0.35	0.39	2.057	0.0710	satisfactorio
3	A.T.	GST GUARD		C ₂	0.50	3,923.40	1	0.42	0.42	13.310	0.5124	satisfactorio
5	A.T.	UST	H ₂	C ₁	10.00	656.76	1	0.37	0.51	2.062	0.0771	satisfactorio
8	A.T.	GST GUARD		C ₂	0.50	3,439.80	1	0.47	0.47	10.780	0.5087	satisfactorio
9	A.T.	UST	H ₃	C ₁	10.00	658.81	1	0.38	0.46	2.068	0.0780	satisfactorio
12	A.T.	GST GUARD		C ₂	0.50	3,701.30	1	0.46	0.46	11.600	0.5392	satisfactorio

COMENTARIOS: Satisfactorio para servicio

Equipo Utilizado Tangente delta Delta M-4200

Realizado por : Samuel Mollinedo I. Firma : Fecha : 19/12/2007

TABLA 19. Medición de la capacitancia Aislamiento en Bushing's

Transformador de Potencia

Fuente: EMPRELPAZ.

10.2 Transformador de Corriente CT

En los transformadores de medición (CT's) se realizaron las pruebas de relación de transformación y polaridad juntamente con personal de ELECTROPAZ.

El valor teórico de la relación de transformación es de 15, ya que la relación de transformación es de $75-150/5$. Como podemos ver, los resultados obtenidos nos permiten concluir que los CT's se encuentran en condiciones óptimas para realizar las mediciones de corrientes [8].

Los valores leídos de las pruebas realizadas en los CT's se muestran en la siguiente tabla:

RELACION DE TRANSFORMACION Y POLARIDAD EN CT's

CT	Nº	SECUNDARIO X1-X2 [V]	PRIMARIO H1-H2 [V]	I [A]	RELACION TRANSF./ POLARIDAD
CT _{FA}	1	0,3313	5,0010	0,0329	15,0951
	2	0,6649	10,0020	0,0431	15,0429
	3	0,9937	15,0010	0,0521	15,0961
	Polaridad	0,8334	5,0010	0,0325	+
CT _{FB}	1	0,3316	5,0050	0,0326	15,0935
	2	0,6653	10,0070	0,0425	15,0413
	3	0,9978	15,0010	0,0514	15,0341
	Polaridad	0,8287	4,9500	0,0322	+
CT _{FC}	1	0,3302	5,0000	0,0370	15,1423
	2	0,6637	9,9940	0,0500	15,0580
	3	0,9975	15,0050	0,0610	15,0426
	Polaridad	0,8335	5,0030	0,0379	+

TABLA 20. Relación de transformación y polaridad

Transformador de Corriente CT's

Fuente: EMPRELPAZ.

10.3 Transformador de Potencial PT

En los transformadores de medición (PT's) se realizaron las pruebas de relación de transformación y polaridad juntamente con personal de ELECTROPAZ.

Los valores leídos de las pruebas realizadas en los PT's se muestran en la siguiente tabla:

RELACION DE TRANSFORMACION Y POLARIDAD EN PT's

PT	Nº	SECUNDARIO X1-X2 [V]	PRIMARIO H1-H2 [V]	I [A]	RELACION TRANSF./ POLARIDAD
PT _{FA}	1	5,0060	587,0000	0,1015	117,2593
	2	3,0000	351,2000	0,0698	117,0667
	3	0,9996	116,6200	0,0364	116,6667
	Polaridad	1,0021	117,2900	0,0370	+
PT _{FB}	1	5,0040	579,6000	0,0983	115,8273
	2	3,0030	352,1000	0,0668	117,2494
	3	1,0001	116,8100	0,0353	116,7983
	Polaridad	1,0046	117,6300	0,0356	+
PT _{FC}	1	5,0000	586,8000	0,0980	117,3600
	2	3,0010	351,6000	0,0664	117,1609
	3	1,0011	117,4800	0,0352	117,3509
	Polaridad	1,0045	118,1200	0,0352	+

TABLA 21. Relación de transformación y polaridad

Transformador de Potencial PT's

Fuente: EMPRELPAZ.

10.4 Seccionador de Enclavamiento

Para medir la resistencia de contactos del seccionador de la barra en 69kV, se inyectaron corrientes de 100, 200 y 300 A, los valores medidos se muestran a continuación:

**RESISTENCIA DE CONTACTOS EN
SECCIONADOR DE 69 KV S/E CHAGUAYA**

I [A]	R_{FA} [μΩ]	R_{FB} [μΩ]	R_{FC} [μΩ]
100	80	75	73
200	79	73	71
300	79	74	72

TABLA 22. Medición de la Resistencia de Contactos en Seccionador de la barra en 69kV

Fuente: EMPRELPAZ.

El valor nominal de la resistencia de los contactos es de 125 μΩ como se muestra en su placa de características.

10.5 Pararrayos barra 69 kV

Se realizaron mediciones de aislamiento en los pararrayos de llegada en la barra de 69 KV. Los valores registrados fueron:

MEDICIONES DE AISLACION EN PARARRAYOS (69 KV)

FASE	PRUEBA	MEDICION GΩ	TIEMPO min	INDICE	OBSERVACIONES
FA	35	253	1	0,84	Medición en pararrayo FA con tierra FA
FB	36	279	1	1,23	Medición en FB con tierra de pararrayo de FA
	37	319	1	1	Medición en FB con tierra de pararrayo de FB
	38	25	1	1,09	Medición en FB en soporte de pararrayos
FC	39	258	1	1,5	Medición en FC con tierra de pararrayo de FC
	40	11	1	0,97	Medición en FC en soporte de pararrayos

TABLA 23. Medición de Aislación en Pararrayos Clase Estación de la barra en 69kV

Fuente: EMPRELPAZ.

10.6 Reconectores

Se realizaron las pruebas de resistencia de aislamiento y resistencia de contactos a los tres (3) reconectores monofásicos marca KYLE, los cuales forman parte de la protección de cabecera del Alimentador Puerto Acosta (Anexo 4).

La ejecución de las pruebas a los reconectores monofásicos estuvo a cargo de la empresa M.E.E.P., cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla:

MANTENIMIENTO DE EQUIPOS ELECTRICOS DE POTENCIA (MEEP)			
HOJA DE ENSAYO DE RECONECTADORES			
			FECHA DEL ENSAYO: 19/12/2007
1.-DATOS DEL INTERRUPTOR			
MARCA:	KYLE	TIPO:	VXE -27
TENSION:	27 kV	MARCA:	COOPER IND.
PROPIEDAD DE:	EMPRELPAZ	CORRIENTE NOMINAL:	8 KA
		N° Serie:	1199
		INSTALADO EN:	S/E CHAGUAYA
2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		3.- RESISTENCIA DE CONTACTOS	
POLO	SERIE	VALOR	UNIDAD
A	1199	1.08	TΩ
B	1192	1.03	TΩ
C	1199	1.05	TΩ
POLO	OPERACIÓN	VALOR	UNIDAD
A	99	42.7	μΩ
B	70	43.8	μΩ
C	154	43.1	μΩ
Resultado de la Prueba: Valores satisfactorios para el servicio			
		VOLTAJE APLICADO	5000 V
Equipo de Prueba:		MD 5060X	
Realizado por : Samuel Mollinedo I. Firma : Fecha : 19/12/2007			

TABLA 24. Pruebas de resistencia de aislación y resistencia de contactos de los tres reconectores monofásicos.

Fuente: EMPRELPAZ.

10.7 Resistencia de la malla de Tierra

Según la norma IEEE-80-2000, para los sistemas de puesta a tierra es de mucha importancia la evaluación de la resistencia del terreno. Un buen sistema de puesta a tierra está provisto de una baja resistencia de la tierra para minimizar el GPR (Ground Potential Rise). Para el proyecto ver anexo diagrama de malla tierra (Anexo 5).

Se utiliza un medidor de resistencia de tierra por el método de 3 varillas, el aparato tiene una fuente de cc y mediante un oscilador y transformadores se convierte la tensión a una determinada frecuencia, el primer electrodo es de la resistencia a medir y se coloca otro a una distancia de aproximadamente 5 veces la diagonal máxima de la malla o contra antena, el segundo electrodo estará a un 62% de la separación total y en línea recta

Valores referenciales:

Malla de tierra de subestaciones < a 3 ohmios

Puesta a tierra de estructuras de líneas < a 20 ohmios

RESISTENCIA DE LA MALLA DE TIERRA

UNIDAD	R [Ω]
VALOR MEDIDO	1,7

TABLA 25. Medición de puesta a tierra

Fuente: EMPRELPAZ.

11. PLAN DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS DE CORRECCION

11.1 Verificación del montaje equipos de patio

De acuerdo al plan establecido por Gerencia Técnica (vía Jefatura de Operación y Mantenimiento) de EMPRELPAZ (hoy DELAPAZ), se identificaron problemas en la barra de 69kV, transformador de potencia y bahía en 24,9kV, mediante una inspección realizada a la Subestación Chaguaya, donde se determinó ejecutar cambios y mejoras requeridas en la infraestructura de la Subestación antes de su energización, los cuales se detallan a continuación:

- Barra en 69kV
 - Reemplazo de la cruceta actual de 18' por una cruceta de 22', esto con el fin de guardar las distancias mínimas de seguridad de aislamiento fase-tierra de los pararrayos clase estación.
 - Reubicación de los contadores de descargas de los pararrayos clase estación a una altura de considerable (1,7 m.), esto para facilitar el control en las operaciones por descarga atmosféricas de los mismos.
 - Calibrar el seccionador de enclavamiento, ya que al realizar las operaciones de cierre los rompecargas no tienen un contacto uniforme.
- Transformador de Potencia
 - Reemplazar los soportes de los equipos pararrayos de protección en el lado primario del transformador de potencia por aisladores tipo Epoxi de 15 cm.
 - Verificar las manchas de aceites en la carcasa y cuba del transformador, para descartar posibles fugas de aceite.

- Bahía en 24,9kV
 - Realizar las conexiones de los puentes a los equipos Transformadores de Tensión (PT's).

11.2 Mantenimiento

Una vez identificados los problemas en la barra de 69 kV, transformador de potencia y bahía en 24,9 kV, el personal de mantenimiento procedió a ejecutar los trabajos de corrección antes de que la instalación entre en servicio, estas tareas detallamos a continuación.

Barra en 69kV

Cambiar la cruceta de 18' por una cruceta de 22'

De acuerdo a la inspección realizada, la disposición de los pararrayos clase estación en la barra de 69kV, se encontraban instaladas de forma tal que no cumplían las distancias mínimas de aislación para una instalación a una altura de 3846 m.s.n.m., situación que fue corregida realizando en primera instancia el cambio de la cruceta de 18' a 22' y, en segunda instancia se procedió a la instalación de los equipos de protección pararrayos de forma simétrica, de tal manera de aplacar las distancias mínimas de aislación del pararrayos instalado en la fase central, ya que la misma se encontraba restringida por las distancias hacia los postes del pórtico soporte para la barra en 69kV (Anexos 6 y 7).

En la Fig. 16, se muestra la disposición original e instalación asimétrica de los equipos de protección pararrayos en la barra de 69kV, los mismos que por la premura de realizar la entrega del proyecto por la empresa contratista, no tuvieron el cuidado de conservar las distancias mínimas de aislación.

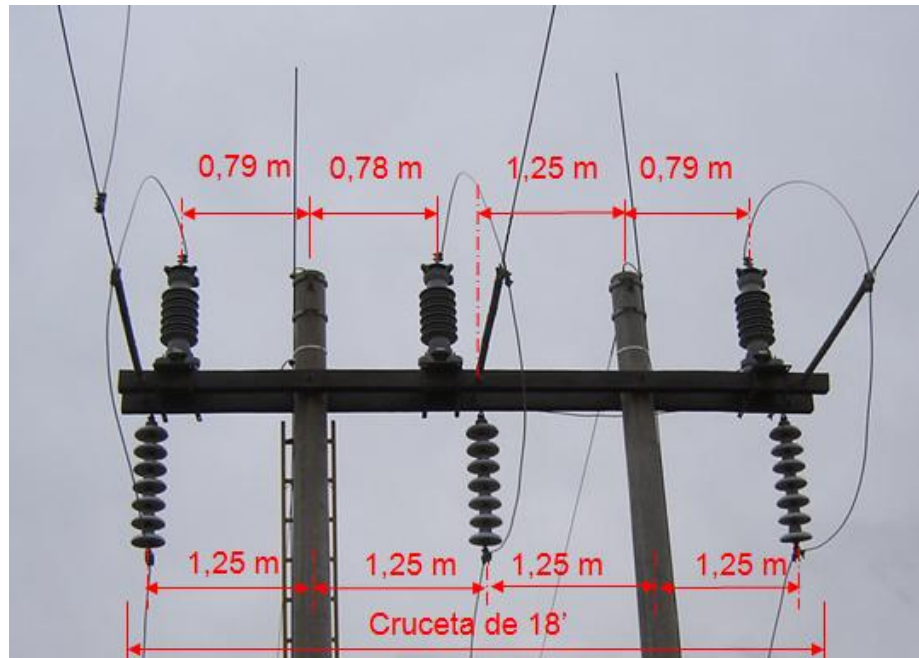


Fig. 16. Disposición original barra 69kV con cruceta de 18', donde la instalación de pararrayos no cumple las distancias mínimas fase tierra.

Fuente: EMPRELPAZ

En la Fig. 17, se muestra las correcciones realizadas a la disposición original, reemplazando las crucetas de 18' por 22' y, realizando la instalación de los equipos de protección pararrayos en la barra de 69 kV de forma simétrica, tomando en cuenta que el montaje del pararrayos de la fase central se encontraba restringida por los dos postes del pórtico soporte de la barra en 69 kV, para tal efecto se realizó algunas modificaciones en el soporte base del pararrayo instalado en la fase central de la barra de 69 kV.

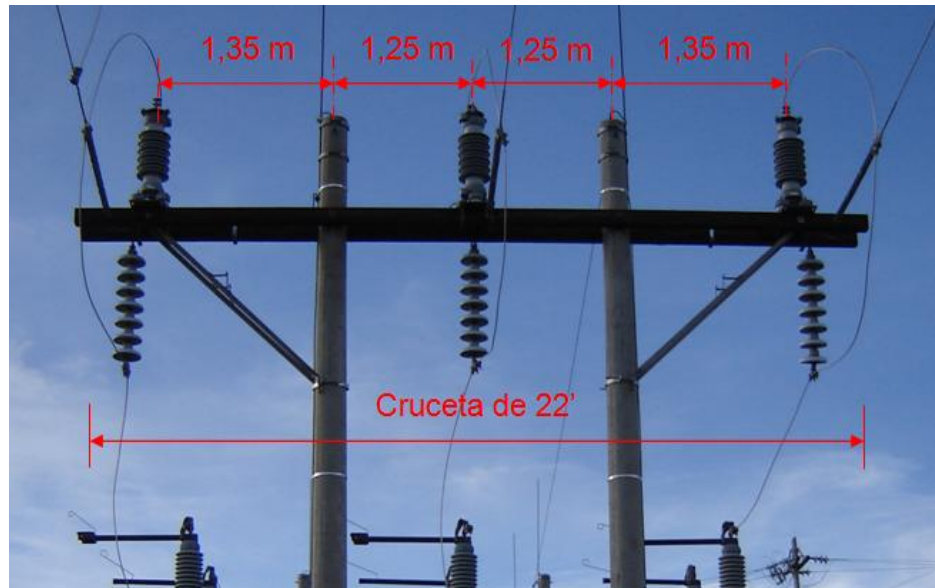


Fig. 17. Disposición modifica barra 69kV con crucecita de 22', donde la instalación de pararrayos cumple con las distancias mínimas fase tierra.

Fuente: EMPRELPAZ

Seccionador de enclavamiento barra 69kV

En la Fig. 18 se muestra uno de los polos del seccionador de la barra de 69 kV, donde de acuerdo a la inspección y las pruebas de cierre y apertura realizadas al mismo seccionadores de enclavamiento, se evidencio distancias entre los elementos móviles del seccionador, es decir los rompe cargas no tienen un contacto uniforme luego del cierre.



Fig. 18. Distancia entre los elementos móviles del seccionador al realizar el cierre definitivo.

Fuente: EMPRELPAZ

DISTANCIAS ENTRE LOS ELEMENTOS MOVILES DEL SECCIONADOR DE 69 KV LUEGO DEL CIERRE

FASES	FA	FB	FC
DIST. (cm)	9,8	10,2	8,6

TABLA 26. Distancias entre los elementos móviles después del cierre del seccionador de enclavamiento en la barra 69kV

Fuente: EMPRELPAZ.

Por lo cual se procedió a calibrar los tres polos, para que en el cierre definitivo no existan diferencias en los contactos y, los rompe cargas adquieran contactos uniformes en el cierre del seccionador, según se muestra en la Fig. 19 donde se observa la corrección realizada a los tres polos.



Fig. 19. Calibrado del seccionador de enclavamiento, donde se observa contacto uniforme en los polos en el cierre definitivo.

Fuente: EMPRELPAZ

Transformador de potencia 4/5,2 MVA

- En la inspección realizada a los soportes de los equipos de protección pararrayos del lado primario del transformador de potencia, se encontraban instalados sobre la base del pararrayos dos aisladores tipo carrete de 3" ANSI 53-2 según se muestra en la Fig. 20 y, no así con los aisladores soporte de Epoxi de 15 cm. como corresponde, los cuales fueron reemplazados.

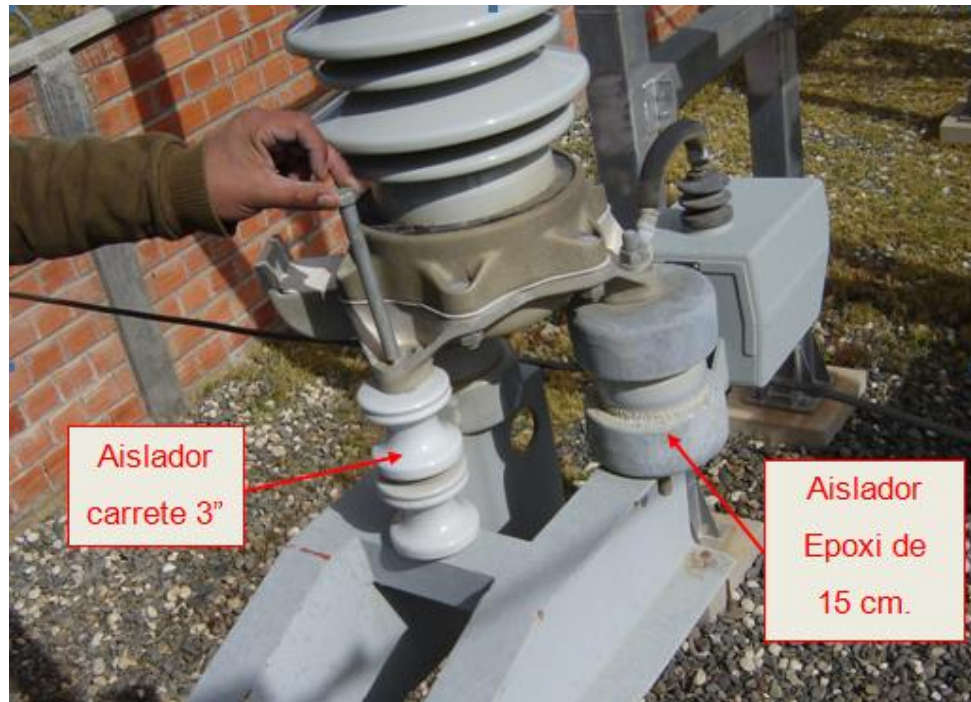


Fig. 20. Instalación de soportes con dos aisladores tipo carrete 3" y soportes Epoxi de 15 cm. en la base del equipo pararrayos protección primaria del transformador de potencia.

Fuente: EMPRELPAZ

Por otro lado, también se realizó la verificación de las manchas de aceites en el radiador, válvula del relé buchholz y soporte del tanque de expansión del transformador de potencia, para descartar posibles fugas de aceite.

- Para los trabajos de mantenimiento al transformador de potencia y verificación de posibles fugas de aceite, se contrató los servicios de la empresa M.E.E.P. (Mantenimiento de Equipos Eléctricos de Potencia), para la ejecución de la limpieza, verificación del origen de las fugas de aceite y las respectivas pruebas, según se pueden evidenciar en las Fig. 21 y Fig. 22.

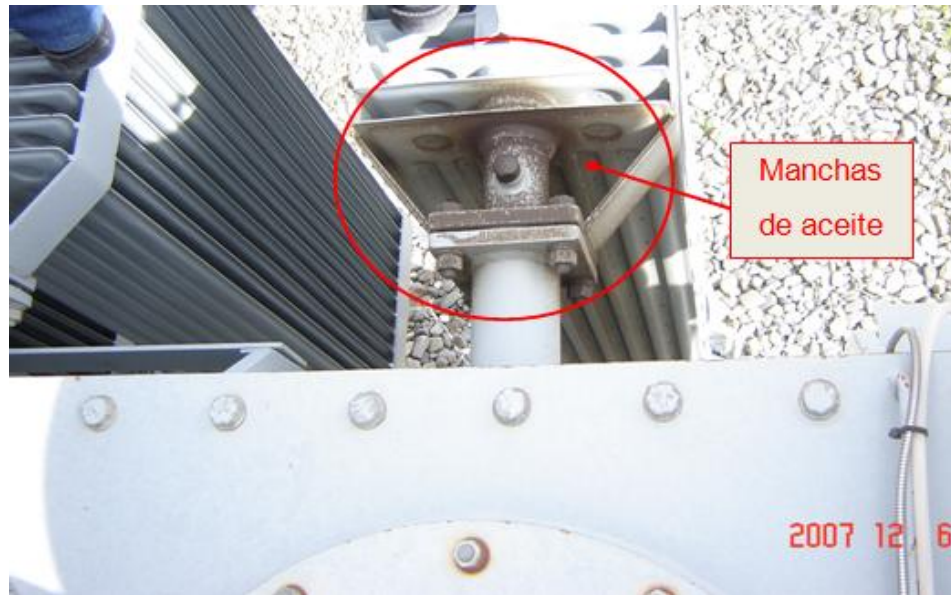


Fig. 21. Mancha de aceite en el radiador del transformador de potencia.

Fuente: EMPRELPAZ



Fig. 22. Mancha de aceite en el soporte del tanque de expansión y válvula del relé buchholz del transformador de potencia.

Fuente: EMPRELPAZ

Bahía en 24,9kV

Luego de la identificación de la falta del cierre de puentes en los equipos de medidas PT's (Transformadores de Tensión), en coordinación con el personal de medidores de la empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ), se realizó el cierre de los puentes formando la estrella, para luego posterior a esta tarea realizar la conexión a tierra, según se puede evidenciar en las Fig. 23 y Fig. 24.

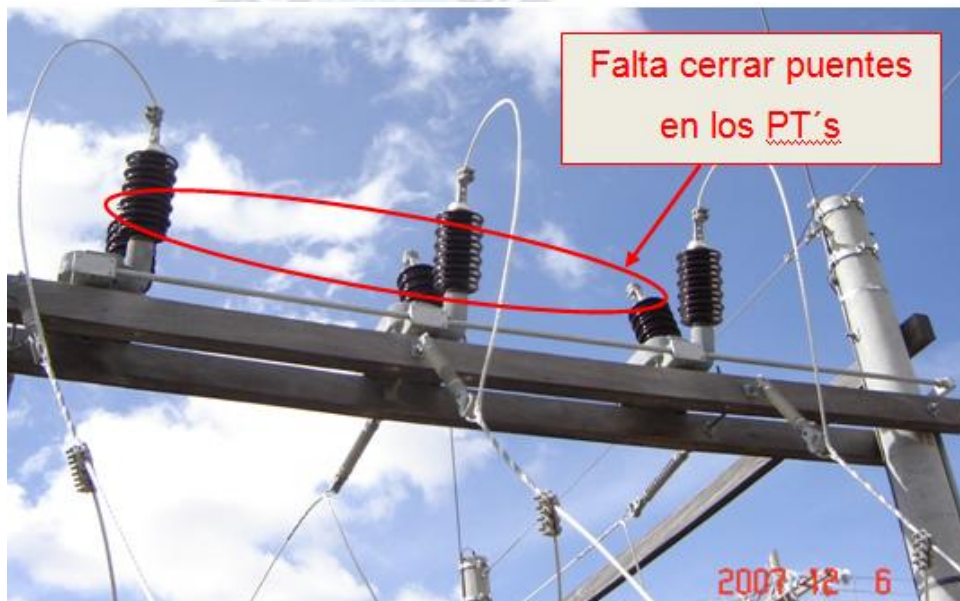


Fig. 23. Falta el cierre de los puentes en los PT's, para formar la estrella y la conexión a tierra de los mismos, instalados en la bahía de 24,9kV.

Fuente: EMPRELPAZ



Fig. 24. Ejecutado el cierre de los puentes de los transformadores de potencial (PT's) y su conexión a tierra, instalados en la bahía de 24,9kV

Fuente: EMPRELPAZ

Obras Civiles

Dentro los trabajos en la infraestructura civil de la Subestaciones Chaguaya, no se tuvieron mayores observaciones, ya que las mismas se enmarcaban en la edificación de los muros perimetrales, construcción de las fundaciones para los equipos de patio, accesos, zanjas, ductos, drenajes y finalmente el rípiado [10] .

Asimismo, también se realizaron trabajos complementarios como:

Estructuras

- Verificación de daños
- Verificación de montaje: nivel, verticalidad, deformación

- Verificación de que la estructura esté completa
- Ajuste de pernos

Revisión del galvanizado

- Verificación de Fundaciones: nivel, rajaduras, acabado

Puesta a tierra

- Aterramiento de estructuras
- Aterramiento de equipos
- Aterramiento de hilo de guarda
- Aterramiento del cerco
- Conexiones

Barras 69 kV y Bahía 24,9 kV

- Inspección visual de aisladores, conductores y ferretería
- Medición de francos a tierra y laterales

Seccionadores

- Inspección General
- Fijación y nivelación
- Estructura, fundación, pintura y estado aisladores
- Ajuste de pernos
- Estado rejilla de puesta a tierra
- Lubricación

Seccionador Fusible de Potencia y Reconectores

- Inspección General
- Fijación y nivelación
- Estructura, fundación, pintura y estado aisladores
- Ajuste de pernos
- Nivel de aceite
- Estanqueidad
- Estado de fusibles
- Ajuste de cableado
- Lubricación
- Pruebas de operación
- Operación de cierre y apertura
- Tiempos de operación de cierre y apertura
- Señalización
- Posición indicadores mecánicos de estado
- Contadores de operación
- Operación de enclavamientos mecánicos

Transformadores de potencia

- Inspección General
- Ajuste de conexiones
- Fugas de aceite tanque principal
- Pintura

- Nivelación
- Ajuste cubículo de control
- Estado del secador de aire
- Nivel de aceite
- Funcionamiento de componentes
- Ventiladores en posición control automático y manual
- Gabinete de control y relés
- Termómetro de aceite y ajuste de contactos
- Termómetro de arrollamientos y ajuste de contactos
- Conmutador de derivaciones sin carga
- Indicador de posiciones
- Relé buchholz y operación contactos
- Válvula de alivio de presión (estado)
- Sistema funcionamiento ventiladores
- Operación válvulas de conexión para circulación de aceite
- Operación válvulas radiadores

Transformadores de tensión

- Inspección General
- Ajuste de conexiones
- Caja de conexiones
- Pintura
- Nivelación

- Aterramiento

Transformadores de corriente

- Inspección General
- Porcelana
- Estado pintura
- Caja de conexiones
- Ajuste de pernos y conexiones
- Aterramiento

Pararrayos

- Inspección General
- Porcelana
- Estado pintura
- Contador de operaciones
- Aterramiento
- Ajuste de pernos y conexiones

Circuitos y equipos de medida

- Inspección General
- Estado general
- Pruebas
- Verificación de operación y calibración
- Calibrar los contadores de energía activa, reactiva y demanda.

Transformador servicio auxiliar CA

- Inspección General
- Ajuste de conexiones
- Fugas de aceite
- Pintura
- Nivelación
- Nivel de aceite

11.3 Puesta en Servicio de la Subestación

Una vez concluidas satisfactoriamente todas las pruebas en sitio y no existiendo observaciones fundamentales que obliguen a su cumplimiento inmediato, el Gerente Técnico y Jefe de Operaciones y Mantenimiento de EMPRELPAZ presentó a consideración de la Comisión de la Empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ) la conclusión de todos los trabajos complementarios y de corrección en las instalaciones de la Subestación Chaguaya y, que la misma se encontraba en condiciones óptimas para su energización.

Posteriormente la mencionada comisión de empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ), se constituye en los predios de la Subestación Chaguaya a fin de realizar una inspección general de las instalaciones.

Como resultado de la inspección a las instalaciones de la Subestación Chaguaya, se fijó para el día miércoles 26 de diciembre de 2007 como fecha de energización de la Subestación.

De acuerdo al plan de cortes programado para el día miércoles 26 de diciembre de 2007, a horas. 8:00 se procedió a desenergizar los reconectores del Alimentador Ancoraimés

de la Subestación de Achacachi – Emprelopaz, con lo cual se iniciaron los trabajos de la cuadrilla destinada a retirar los puentes de la línea diseñada para 69 KV y que venía funcionando en 24.9 KV del alimentador denominado Puerto Acosta y estaba conectada en la misma salida al alimentador Ancoraimes.

De acuerdo al cronograma de operaciones enviado por ELECTROPAZ, la línea de subtransmisión en 69 KV Achacachi–Chaguaya denominado **L-32** se energizaría a horas 12:30, pero se tuvo un retraso y la misma se energizó a horas 15:00 cerrando el interruptor de potencia **B3-277** de la Subestación Achacachi (Anexo 8).

A horas 16:05, una comisión conformada por el inspector del CNDC Ing. Angulo juntamente con los personeros del área operativa de la empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ), se presentó en la Subestación Chaguaya para realizar una inspección y verificación de rutina de las instalaciones.

A horas 16:30, se procedió a cerrar el seccionador de alta tensión en 69kV energizando en vacío el transformador de potencia de la Subestación Chaguaya.

El transformador de potencia de la Subestación quedo energizado en vacío hasta las 19:30.

A horas 19:05, se energizó el transformador de servicio local de 10 kVA y, de esta manera se energizo el sistema de iluminación de los predios de la Subestación, cuya corriente y voltaje fueron medidas en la salida del puesto de servicio local:

**CIRCUITO DE ILUMINACION S/E
CHAGUAYA**

I [Amperios]	15,6
V[Voltios]	223
P [Watts]	3478,8

TABLA 27. Mediciones de corriente y voltaje en Transformador de Servicio Local

Fuente: EMPRELPAZ

Finalmente a horas 19:50, se procedió a cerrar los reconectores monofásicos de la bahía en 24,9kV, con lo cual se energizó el alimentador denominado Puerto Acosta de la Subestación Chaguaya.

**CORRIENTES ALIMENTADOR
PUERTO ACOSTA**

Fase A [Amperios]	28
Fase B [Amperios]	34
Fase C [Amperios]	45

TABLA 28. Mediciones de corrientes en reconectores alimentador Puerto Acosta

Fuente: EMPRELPAZ

11.4. Norma Operativa N° 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN)

Define las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones. La incorporación de las nuevas instalaciones no debe afectar negativamente a la seguridad y confiabilidad del SIN [11]. Esta norma operativa se adjunta en el Anexo 9.

Alcance de los estudios

Todas las instalaciones nuevas con capacidad menor a 5MVA, requerirán estudios a ser definidos en cada caso por el CNDC.

En nuestro caso la Subestación Chaguaya tiene una potencia nominal 4MVA, es decir menor a 5MVA, por lo cual, la información enviada está sujeta a la denominada

“Información Básica de Instalaciones Distribución en Alta Tensión” que forma parte del Anexo N°2 de la Normativa Operativa N°11.

Esta información fue enviada conjuntamente con la empresa ELECTROPAZ (hoy DELAPAZ), que administra la línea de Subtransmisión Achacachi-Chaguaya en 69 kV denominada L-32 y también incorporo en esta etapa un interruptor de potencia denominado B3-277 como protección de la misma línea.

La información básica de las instalaciones de la Subestación Chaguaya enviada al CNDC se adjunta en el Anexo N°9.

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con los trabajos complementarios y de corrección que se ejecutaron, las cuales estaban a cargo de la Gerencia Técnica de EMPRELPAZ, bajo el mando de la Jefatura de Operación y Mantenimiento, se logró corregir las deficiencias en el montaje de los pararrayos de la barra de 69kV, ya que los mismos no cumplían con las distancias mínimas fase-tierra, para lo cual se tuvo que cambiar las crucetas soporte de la barra de 69kV de 18' a 22' de longitud, logrando con esto garantizar la distancia mínima entre el pararrayos de la fase central “B” y las fases laterales “A” y “C” con las bayonetas toma de puestas a tierra, logrando con esta modificación una distancia mínima de 1.10 m., así como también lo muestran los cálculos realizados en la sección 9.3.5.

Los equipos de la Subestación fueron seleccionados en función de los requerimientos del sistema, así como de las características del lugar del proyecto, en esta situación primo lo económico ante lo técnico, ya que según diseño, se instaló un seccionador fusible de potencia como protección principal del transformador de potencia en el lado de 69kV y, no así un interruptor de potencia, el cual permitiría una adecuada protección del transformador de potencia y tendría las opciones de un control local y remoto del mismo, por otro lado se optó por esta configuración, ya que el área de influencia de la

Subestación Chaguaya, en su mayoría solo se cuenta con consumidores residenciales, y alguno que otro emprendimiento industrial.

En caso de que la Empresa Minera Matilde se reactive, la Subestación Chaguaya, cuenta con la suficiente potencia para satisfacer la demanda de este consumidor industrial.

La disposición física de la Subestación permitirá futuras ampliaciones si fuera necesario, tanto en la barra de 69kV como en la bahía de 24,9kV.

Si bien se energizó la Subestación después de mucho tiempo de su entrega, por parte de la Ex Prefectura del Departamento de La Paz (hoy Gobierno Autónomo Departamental de La Paz) el año 2000 a la Empresa EMPRELPAZ, prácticamente después de 7 (siete) años, se deben realizar muchos trabajos de complementación tanto en el equipamiento de los equipos de patio en la barra de 69kV así como en bahía de 24,9kV, la incorporación de un interruptor de potencia en la barra de 69kV, logrando con esto tener un control local y remoto desde el COI (Centro de Operaciones e Información) y así realizar las maniobras correspondientes ante una contingencia e, implementar una o dos salidas más de alimentadores en la bahía de 24,9kV, para poder evacuar de manera óptima toda la potencia disponible de la Subestación.

13. BIBLIOGRAFIA

[1] José Raúl Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Libros: McGraw-Hill/Interamericana de México S.A. de C.V., 1987.

[2] Subestaciones de alta y extra alta tensión, Carlos Felipe Ramírez G.: Editorial Cadena S.A.

[3] Proyecto de Grado, “Diseño de la Subestación de Viacha EMPRELPAZ S.A.”: de Álvaro Saúl Gutiérrez Peñaloza, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, U.M.S.A.

- [4] Gilberto Enríquez Harper, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución Editorial Limusa, S.A., 1980.
- [5] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw Hill, 1996
- [6] Martínez Velasco, Juan. Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de Alta Tensión. Primera Edición. México: McGraw Hill, 2007.
- [7] IEC 60071-2. Insulation coordination – Application guide. s.l. : Norma 1996
- [8] IEC 60044-1. Instrument transformers-Part 1: Current transformers. s.l.: Norma 2003.
- [9] IEEE Std 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. s.l.: Norma 2000.
- [10] EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD. ENDE planos volumen III. Diseño, suministro, construcción y montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de subestaciones. Proyecto Línea de Transmisión Eléctrica Caranavi-Trinidad, diciembre 2006
- [11] Norma Operativa N° 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN).

14. ANEXOS.

1. DIAGRAMA UNIFILAR LINEA DE SUBTRANSMISION 69kV ALTO ACHACHICALA, ANTES DE LA ENERGIZACION DE S/E CHAGUAYA
2. PLANOS VISTA EN PLANTA, ELEVACION Y CORTES DE LA S/E CHAGUAYA
3. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE C.A., 69kV TRANSFORMADOR DE POTENCIA.
4. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE C.A., 24.9kV ALIMENTADOR PUERTO ACOSTA
5. PLANO MALLA DE TIERRA S/E CHAGUAYA
6. ESQUEMA DISPOSICION DE PARARRAYOS EN LA BARRA DE 69kV CON CRUCETA DE 18', DONDE NO SE CUMPLE LAS DISTANCIAS MINIMAS DE AISLAMIENTO.
7. ESQUEMA DISPOSICION DE PARARRAYOS EN LA BARRA DE 69kV, CON CRUCETA DE 22', DONDE SE CUMPLE CON LAS DISTANCIAS MINIMAS DE AISLAMIENTO FASE TIERRA.
8. DIAGRAMA UNIFILAR LINEA DE SUBTRANSMISION 69kV ALTO ACHACHICALA - CHAGUAYA, EN LA ENERGIZACION DE S/E CHAGUAYA
9. CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA OPERATIVA N° 11 DEL CNDC, INFORMACION TECNICA DEL PROYECTO S/E CHAGUAYA