



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA:

Elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de
la subestación chorrillos 500 kv

AUTOR:

Ing. Otto José Cevallos Almeida

**Trabajo de titulación previo a la obtención del grado
académico de Magister en Electricidad con Mención en
Energías Renovables y Eficiencia Energética**

TUTOR:

Msc. Luis Vallejo Samaniego

Guayaquil, Ecuador

11 de marzo del 2022



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Ing. Otto José Cevallos Almeida, como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **Magister en Electricidad**.

Guayaquil, 11 de marzo del 2022

TUTOR

f. 

MSc. Luis Vallejo Samaniego

DIRECTOR DEL PROGRAMA

f. 

MSc. Bayardo Bohórquez Escobar



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Otto José Cevallos Almeida


DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos 500 kV** previo a la obtención del grado académico de Magister en Electricidad, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico de la tesis del Grado Académico en mención

Guayaquil, 11 de marzo del 2022

EL AUTOR

f. 
Otto José Cevallos Almeida



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

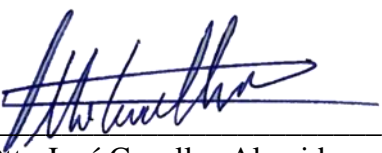
AUTORIZACIÓN

Yo, Otto José Cevallos Almeida

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación de Maestría, **Elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos 500 kV**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 11 de marzo del 2022

EL AUTOR

f. 
Otto José Cevallos Almeida



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f.

MSc. Luis Vallejo Samaniego
Tutor

f.

MSc. Bayardo Bohórquez Escobar
Director del Programa

f.

MSc. Manuel Romero Paz
Revisor

f.

MSc. Diana Bohórquez Heras
Revisor

REPORTE DE URKUND

Título del Trabajo: “ELABORACIÓN DE UN MANUAL DE RUTINAS TÉCNICAS PARA LA OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHORRILLOS 500 KV”

Programa: Maestría en Electricidad

Estudiante: OTTO JOSÉ CEVALLOS ALMEIDA

Fecha: SEP/2021

The screenshot displays the URKUND web interface. On the left, a document summary is shown: 'Documento: metta4cevallos19.08.2021.pdf (D111638750)', 'Presentado: 2021-08-24 08:48 (-05:00)', 'Presentado por: luval1962@hotmail.com', and 'Recibido: luis.vallejo.ucsg@analysis.urkund.com'. A yellow box indicates '2% de estas 47 páginas, se componen de texto presente en 1 fuentes.' On the right, a 'Lista de fuentes' (List of sources) is visible, containing several URLs related to electrical engineering and renewable energy. Below the interface, a PDF document is open, showing text from a thesis or report, including the author's name 'Ing. Cevallos Almeida, Otto José' and the title 'FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO MAESTRIA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN A ENERGÍAS RENOVABLES'. The document text is partially obscured by a vertical bar on the left side of the PDF viewer.

Conclusión: La revisión de coincidencias del resultado de la revisión, considera la desactivación de la información de texto de los formatos de presentación de trabajos de titulación en la UCSG. Se adjunta documento de Reporte URKUND de la Revisión Final en medio digital. Porcentaje de coincidencia final del 2%.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por acompañarnos todos los días,
y darnos la fortaleza.

Al Ing. Luis Vallejo, tutor de la tesis de
graduación, por su orientación durante el
desarrollo de este trabajo.

A mis padres por brindarme su apoyo
incondicional en todo momento y formarme con
buenos hábitos y valores.

A nuestros amigos y compañeros, que nos
brindaron su apoyo durante esta etapa de la vida
acompañándonos en los buenos y malos
momentos.

A nuestros profesores por transmitirnos su
sabiduría en el desarrollo de nuestra formación
profesional.

Cevallos Almeida, Otto José

DEDICATORIA

A mis padres, Msc. Otto Cevallos Mieles y la Psic. Liz Almeida Barbery, y mis hermanas Lcda. Liz Cevallos Almeida y Mía Cevallos Domínguez, por ser mi motivación constante, por creer en mí y ser mi ejemplo de superación cada día.

A la Lcda. Lenny Domínguez y a mi tío, Ing. Ben Cevallos Mieles, por su ayuda académica y sus consejos de amigo, tío y padre.

A mis abuelitas Aura Mieles y Violeta Barbery por ser parte de mi formación y lucha constante.

A mis amigos que fueron parte de mi proceso académico, por cada una de sus experiencias compartidas.

Cevallos Almeida, Otto José

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
RESUMEN	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
CAPÍTULO 1.....	19
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Justificación y alcance	19
1.2 Planteamiento del problema.....	20
1.3 Objetivos.....	20
1.3.1 Objetivo general.....	20
1.3.2 Objetivos específicos	20
1.4 Tipo de investigación.....	20
1.5 Metodología de la investigación	21
PARTE I MARCO TEÓRICO.....	22
CAPÍTULO 2.....	22
CARACTERIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	22
2.1 Componentes y tipos de una subestación eléctrica	22
2.1.1 Equipos principales.....	23
2.1.2 Sistemas en una subestación eléctrica.....	32
2.1.3 Clasificación de subestaciones eléctricas.....	33
2.2 Configuración de una subestación eléctrica.....	35
2.2.1 Barra simple	35

	X
2.2.2 Barra principal y barra de transferencia.....	36
2.2.3 Doble barra.....	36
2.2.4 Doble barra con seccionador by-pass	37
CAPÍTULO 3.....	39
SISTEMAS DE CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	39
3.1 Arquitectura de control y comunicación en subestaciones eléctricas	
40	
3.1.1 Adquisición de información desde equipos de patio	42
3.1.2 Adquisición de información desde caseta de control.....	42
3.1.3 Adquisición de información desde casa de control.....	43
3.2 Funciones del sistema de control	44
3.2.1 Ejecutar comandos	44
3.2.2 Visualizar indicadores, eventos y alarmas	45
3.2.3 Parametrizar jerarquías, permisos y protecciones.....	45
CAPITULO 4.....	47
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y CONTROL EN	
SUBESTACIONES	47
4.1 Operación de subestaciones eléctricas	48
4.1.1 Estado de los equipos.....	48
4.1.2 Rutinas establecidas	49
4.1.3 Planeación de trabajos.....	50
4.2 Control de la Subestación Eléctrica	51
4.2.1 Maniobras de equipos	51
4.2.2 Tipos de maniobras más comunes	51

4.2.3	Eventos o fallas	52
4.3	Reglas, normas y requisitos	53
4.3.1	Equipos de protección personal, reglas y distancias de seguridad 53	
4.3.2	Normas de operación de subestaciones.....	55
4.3.3	Requisitos existentes para operación de sistemas y equipos de transmisión de energía del Ecuador.	56
CAPÍTULO 5.....		58
CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL MANUAL.....		58
5.1	Definición y objetivo de un manual.....	58
5.2	Tipos de manual.....	59
5.3	Criterios para elaboración de un manual	60
PARTE II APORTACIONES		63
CAPÍTULO 6.....		63
CARACTERIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHORRILLOS 500 kV....		63
6.1	Datos generales de la subestación chorrillos	63
6.1.1	Patio de 500kV.....	65
6.1.2	Patio de 230kV.....	65
6.1.3	Patio de 30kV (SVC)	65
6.2	Identificación física y de equipos	66
6.2.1	Identificación física y obra civil de la subestación	66
6.2.2	Equipos exteriores.....	69
6.2.3	Equipos interiores	69
6.3	Levantamiento de documentación	70

CAPÍTULO 7.....	72
ELABORACIÓN DEL MANUAL DE RUTINAS TÉCNICAS	72
7.1 Equipos a realizar rutinas técnicas operativas	72
7.1.1 Equipos de operación continua con instrumentos de medición ...	72
7.1.2 Equipos de operación automática	78
7.2 Rutinas establecidas	80
7.2.1 Rutinas de equipos	80
7.3 Programación de rutinas	88
CAPÍTULO 8.....	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
8.1 Conclusiones	90
8.2 Recomendaciones	91
REFERENCIAS.....	92
ANEXOS	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Inspecciones visuales en los equipos y circuitos	48
Tabla 2 Distancia mínima por nivel de voltaje	54
Tabla 3 Requisitos legales, regulatorios y normativos	57
Tabla 4 Descripción y detalle del levantamiento físico de la subestación.....	68
Tabla 5 Listado de manuales.....	71
Tabla 6 Equipos con instrumentos de medición	72
Tabla 7 Encendido de sistema de enfriamiento por etapas de los autotransformadores	78
Tabla 8 Encendido de sistema de enfriamiento por etapas del transformador TE.....	79
Tabla 9 Lecturas en el generador de emergencia.....	79
Tabla 10 Plantilla para interruptores de 500 kV	81
Tabla 11 Plantilla para interruptores de 230 kV	81
Tabla 12 Plantilla para interruptores de 30 kV	81
Tabla 13 Plantilla de pararrayos de 500 kV	82
Tabla 14 Plantilla de pararrayos de 230 kV	82
Tabla 15 Plantilla de pararrayos de 30 kV.....	83
Tabla 16 Plantilla de autotransformadores 500/230/34.5 kV	84
Tabla 17 Plantilla de reactores de línea 500 kV	84
Tabla 18 Plantilla de transformador 230/30 kV.....	84
Tabla 19 Plantilla banco de batería.....	85
Tabla 20 Plantilla de sistema de enfriamiento de autotransformadores y transformador	86
Tabla 21 Plantilla de generador de emergencia	87

Tabla 22 Horario semanal de rutinas 88

Tabla 23 Detalle y hora de rutinas 89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Disyuntor de 500 kV	23
Figura 2	Seccionadores 500 kV	25
Figura 3	Transformador capacitivo de tensión de 500 kV	26
Figura 4	Transformador de corriente de 500 kV	27
Figura 5	Transformador de potencia de 230/30 kV	28
Figura 6	Autotransformador de 500/230/34.5 kV	29
Figura 7	Reactor de línea de 500 kV	30
Figura 8	Pararrayo de 500 kV	31
Figura 9	Generador de emergencia 0.48 kV	32
Figura 10	Configuración de barra simple	35
Figura 11	Configuración de barra principal y transferencia	36
Figura 12	Configuración de doble barra	37
Figura 13	Configuración de doble barra con seccionador by-pass	38
Figura 14	Niveles de control en subestaciones	40
Figura 15	Arquitectura de comunicación por niveles	41
Figura 16	Mediciones en el SCADA	43
Figura 17	Tipos de manuales de relevancia	59
Figura 18	Ubicación de la S/E Chorrillos 500 kV	63
Figura 19	Mapa de líneas de transmisión de 500 kV	64
Figura 20	Subestación Chorrillos 500kV	67
Figura 21	Manómetro y contador de interruptores de 500, 230 y 30 kV	73
Figura 22	Termómetro de transformadores y reactores	74
Figura 23	Amperímetro y Contador de pararrayos de 500 kV	75

Figura 24 Amperímetro y Contador de pararrayos de 230 kV	76
Figura 25 Amperímetro y Contador de pararrayos de 30 kV	76
Figura 26 PLC para el banco de baterías	77

RESUMEN

La presente investigación propone la elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación Chorrillos 500 kV, por lo que se basó en la ausencia de adquisición de información de los diferentes equipos que poseen instrumentos de medición de la subestación, por ese motivo se realizó un levantamiento técnico detallado de los equipos que dispongan instrumentos de medición por medio una revisión de manuales de los fabricantes de los equipos eléctricos, con la finalidad de evitar o minimizar mantenimientos correctivos y poder realizar mantenimientos preventivos para garantizar la disponibilidad y el buen funcionamiento de los diferentes equipos de la subestación. Está desarrollado en dos partes: la parte teórica y la elaboración del manual. La primera parte contiene la importancia de un manual técnico con sus respectivos conceptos, tipos y criterios para su elaboración. En la sección de aportaciones abarca el levantamiento físico, revisión documental y el diseño de las rutinas diarias, semanales y mensuales para tener como resultado la elaboración del manual de rutinas técnicas operativas.

Palabras claves: Manual, subestación, rutinas, técnicas, operación, mantenimiento.

ABSTRACT

The current investigation offers the elaboration of a guidebook with technical routines to operate The Chorrillos 500 kV Substation. The non-existence of information about the management of the different equipment with measurement instruments at the substation lead to the development of this guide. For the development of the guidebook, it was necessary a detailed and accurate technical evaluation of the equipment that have measurement instruments, the evaluation was carried out by means of a review of the manuals of the electrical equipment manufacturers. As a result of the evaluation, this will guarantee a successful equipment performance and it will ensure its proper operation and availability; besides this, a suitable analysis will help to avoid or to reduce the corrective maintenance of the different equipment at the substation. The guidebook was developed in two sections: The first section is the theoretical part; this contains the importance of having a technical guidebook, the corresponding principles, types, and the criteria for its development. The second part covers the physical evaluation, the review and analysis report of the periodical routines, to obtain the proper operational guide.

Keywords: Manual, routines, techniques, operation, substation, maintenance.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación y alcance

La producción, salud, bienestar y comodidad de la población de diferentes ciudades podrían verse afectados cuando existe la interrupción del servicio eléctrico, la subestación Chorrillos se abastece de la energía eléctrica generada por COCA CODO SINCLAIR a través de las distintas subestaciones de 500 kV , a través de los bancos de autotransformadores de potencia se reduce el voltaje a 230 kV y se conectan en el anillo del Sistema Nacional Interconectado (SIN), por ende una falla originada dentro de la subestación podría provocar el desabastecimiento de energía eléctrica en gran parte de Guayaquil y Quevedo e inclusive por medio de la protección sistémica podría provocar la desenergización de COCA CODO SINCLAIR, afectando a otras ciudades, estas fallas eléctricas podrían ser ocasionadas cuando no se ha identificado variaciones de señales de los diferentes instrumentos de medición en los distintos equipos que se podrían evitar identificando y registrando información de los equipos con instrumentos de medición y así poder programar mantenimientos preventivos que reducirá la posibilidad de fallas en los equipos. El proyecto que se va a ejecutar es de intervención, ya que se plantea una forma ordenada para la operación de la subestación chorrillos, A través del manual de rutinas técnicas para la operación se podrá controlar y tomar decisiones para los diferentes equipos de la subestación; la logística es fundamental para el óptimo funcionamiento y confiabilidad de los diferentes sistemas y subsistemas que se posee en la subestación Chorrillos.

El alcance de la investigación se centrará exclusivamente en determinar el ¿Qué hacer? Y ¿Cómo hacer? Para obtener la información que otorgan los diferentes instrumentos de medición de los equipos que lo contengan, que son los autotransformadores, disyuntores, reactores, pararrayos, generador de emergencia y sistema de enfriamientos. No han sido considerados los equipos que no poseen instrumentos de medición; seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de voltaje, capacitores, etc.

1.2 Planteamiento del problema

En la subestación eléctrica Chorrillos se presenta muchos mantenimientos correctivos al no ser poseer un manual de rutinas técnicas que permita realizar el levantamiento detallado de información de los diversos equipos, por ello la necesidad de establecer un manual de rutinas técnicas operativas que permita la adquisición y registro de información, para poder identificar de manera temprana las diferentes variaciones de datos, y una vez identificado estas variaciones poder tomar decisiones con respecto a la planificación de mantenimientos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Elaborar un manual de rutinas técnicas para la correcta operación y adquisición de datos de la subestación Chorrillos, a través de un levantamiento de información por medio del registro de variables de los diferentes instrumentos de medición que se poseen en los equipos de alta, media y baja tensión.

1.3.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar la topología de la subestación e identificar los equipos con instrumentos de medición.
- Diseñar el manual y la periodicidad de rutinas técnicas para la operación de la subestación eléctrica Chorrillos.

1.4 Tipo de investigación

La presente investigación es de tipo documental y analítico, ya que se realizará el levantamiento de información de los manuales de los equipos que se poseen en la subestación y se realizara el análisis correspondiente para determinar que equipos están vinculados con la elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos.

1.5 Metodología de la investigación

Este trabajo tiene como método de investigación el analítico – sintético, esta metodología será utilizada con el fin de verificar los sinnúmeros de parámetros de medida que cada equipo arroja y se dejará asentado esta adquisición de información para su posterior análisis y así poder determinar su correcto funcionamiento según el tipo de parámetro y equipo. Para este fin se realizará un levantamiento físico y documental que estará basado en la revisión de planos y manuales de todos los equipos en la subestación, donde se identifican accesorios e instrumentos de medida que posee cada uno de ellos, además de determinar cuáles son los dispositivos que no poseen instrumentos de medición pero necesitan una determinada revisión u operación en cierto periodos de tiempo, con este levantamiento se podrá determinar cuántos y de cuáles equipos se podrá extraer información, valores límites: mínimos y máximos de cada instrumento de medida, según los diferentes tipos de parámetros que se obtendrá y dependiendo de su naturaleza se podrá empezar a definir la frecuencia y posibles horarios para la adquisición de información, correlacionarla y emitir un diagnóstico.

PARTE I MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 2

CARACTERIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Los sistemas eléctricos de potencia se componen de varias etapas empezando desde la generación de energía eléctrica hasta el consumidor final o usuario, pasando por las siguientes etapas.

- **Generación:** consisten en la transformación de la energía eléctrica proveniente de diferentes fuentes como pueden ser térmica, hidráulica, eólicas, solar, etc.
- **Transmisión:** La energía eléctrica generada se transmite a los diferentes sectores o ciudades, para minimizar las pérdidas debido a las grandes distancias por las que se debe transmitir se emplean voltajes normados dependiendo del país como 138kV, 230kV, 500kV, etc.
- **Distribución:** Una vez que la energía eléctrica fue generada, y transportada hasta las ciudades, las empresas distribuidoras son las encargadas de suplir el servicio hasta el usuario final, esta distribución la realizan a diferentes voltajes como 13.8kV, 22kV, 69kV, etc.

Desde la generación hasta la distribución esta energía eléctrica pasa por diferentes subestaciones eléctricas. Una subestación eléctrica es un conjunto de diferentes elementos que permite la transformación, regulación o seccionamiento del flujo de potencia dependiendo de las necesidades del sistema.

2.1 Componentes y tipos de una subestación eléctrica

Una subestación está conformada por circuitos de entrada y de salida, que se conectan a un punto en común, estos circuitos están conformados por diferentes equipos principales. A continuación, se presentará los conceptos de los principales elementos y sistemas de una subestación eléctrica.

2.1.1 Equipos principales

Los equipos primarios de las subestaciones son los interruptores, seccionadores, pararrayos, reactores, generador de emergencia, transformadores de potencia, de corriente y de voltaje, que se los detalla a cada uno de ellos a continuación.

- Interruptor o disyuntor

Los disyuntores de potencia son aquellos que permiten interrumpir o energizar un circuito eléctrico con carga, en la siguiente imagen se muestra un interruptor de tanque vivo.

Figura 1
Disyuntor de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 1 se puede observar una disyuntor de 500 kv ubicado en la subestación chorrillos, este disyuntor pertenece a la bahía de Tisaleo, el disyuntor es un dispositivo de maniobra que permite la energización o des energización de circuitos eléctricos, con la capacidad de interrumpir corrientes anormales o de carga, el disyuntor tiene la capacidad para disipar el arco eléctrico que se produce al abrir o cerrar el equipo, además de restablecer la rigidez dieléctrica del medio comprometido entre los contactos una vez que no exista la presencia del arco eléctrico.

Existen varias formas de eliminar el arco producido en las aperturas y cierres de los interruptores como en aceite dieléctrico, aire comprimido y el más usado que es el SF₆ (Hexafluoruro de azufre), por lo que existen varios tipos de disyuntores como:

- Interruptor en aceite: Es aquel que su cuba es de gran volumen y posee aceite dieléctrico como medio de extinción del arco eléctrico.
- Interruptor en aire comprimido: Aquel que posee un cilindro con aire comprimido, que mediante el sistema de control al momento de la apertura del disyuntor que es cuando se produce el arco eléctrico este activa el principio del escape del aire provocando un soplado longitudinal del arco.
- Interruptor en SF₆: El SF₆ es un gas inerte que tiene una presión de 2 a 3 kg/cm² cuyas propiedades son superiores a cuál quien otro aislante. El disyuntor en SF₆ posee sus cámaras de extinción dentro del gas SF₆ y es hermético que es lo que permite mantener la presión de gas, cada uno de los polos del interruptor lleva SF₆.

Las cámaras de extinción de un interruptor pueden ser tanque vivo o tanque muerto, la diferencia del tanque muerto con el tanque vivo, es que su cámara de extinción se encuentra aterrizada, es decir la carcasa de la cámara de extinción se encuentra conectada a tierra y la cámara de extinción del tanque vivo no posee una puesta a tierra en su carcasa.

- Seccionador

Los seccionadores son dispositivos de maniobra utilizado para la conexión y desconexión de circuitos de la subestación, su funcionamiento está limitado a maniobras sin carga, sin embargo son capaces de soportar corrientes nominales o de corto circuito durante tiempos muy cortos, estos equipos se los pueden maniobrar de manera local o de manera remota, sin embargo por seguridad se deberá realizar la inspección en patio de que se cumpla la maniobra que se ha mandado a ejecutar (en aperturas que los contactos estén completamente abiertos y en cierre que estén completamente cerrados).

Figura 2
Seccionadores 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 2 se observa un seccionador de 500 kV de tipo semipantógrafo utilizado en la subestación chorrillos para los seccionadores adyacentes del disyuntor y parar selector de barra, los tipos de seccionadores que existen son:

- Seccionadores de cuchillas abiertas: Son utilizados en media tensión en áreas abiertas o cerradas, ya sean monofásicos o trifásicos, compuestos por una base y sus cuchillas móviles que permitirán el cierre o apertura del circuito.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes: Este tipo de seccionadores por su diseño no necesitan de áreas espaciosas a diferencia de los seccionadores de cuchillas abiertas, ya que las cuchillas no requieren de movimientos angulares, su movimiento es lineal que disminuye su capacidad de desconexión, aproximadamente un setenta por ciento menor que el de cuchillas abiertas.
- Seccionadores de columnas giratorias: Se utilizan en instalaciones a la intemperie, este tipo de seccionadores constan de sus cuchillas en una columna aislada giratoria, que al girar permitirá que las cuchillas hagan su contacto con las partes fijas en los extremos pudiendo así cerrar el circuito.

- Seccionadores pantógrafos: Fueron diseñados basándose en un paralelogramo, de tal manera que posee aislador soporte, aislador rotativo, una parte fija, y otra móvil, el mecanismo del pantógrafo se encuentra en el aislador soporte y transfiere el movimiento del aislador rotativo al brazo de la parte móvil, su movimiento es de fractura vertical.
 - Seccionadores semipantógrafos: Posee aislador soporte, aislador rotativo, una parte fija, y otra móvil, el mecanismo del pantógrafo se encuentra en el aislador soporte y transfiere el movimiento del aislador rotativo al brazo de la parte móvil, a diferencia del seccionador pantógrafo su movimiento es de fractura horizontal.
-
- Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión permiten adquirir de manera indirecta el voltaje de un circuito, a continuación, se presenta un transformador de tensión.

Figura 3

Transformador capacitivo de tensión de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 3 se puede apreciar un transformador capacitivo de tensión a 500 kV utilizado en la subestación Chorrillos, este CVT a través de sus 4 devanados permite medir de forma indirecta los voltajes en equipos primarios y transformarlos a señales en baja tensión que son utilizadas por los equipos de protección, control y medición.

- Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente permiten adquirir de manera indirecta la corriente de un circuito, a continuación, se presenta un transformador de corriente.

Figura 4

Transformador de corriente de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 4 se posee un transformador de corriente de 500 kV, ubicado en la subestación Chorrillos, este transformador de corriente por medio de sus 6 devanados permite medir de forma indirecta las corrientes que fluyen a través del circuito correspondiente a su ubicación, las corrientes primarias a través de sus devanados son transformadas en señales de corriente baja intensidad, que permite utilizarlas en los dispositivos de protección, control y medición.

En los Bushings de los reactores de línea, autotransformadores y transformadores de potencia, se poseen transformadores de corriente que de igual manera permitirá conocer las corrientes que circulan a través de ellos y se utilizan para las protecciones de cada uno de ellos, normalmente se los utiliza para la protección diferencial corta, es decir se toma las corrientes desde el bushings de alta y baja tensión para los IED's de protección.

- Transformador de potencia

El transformador de potencia es un equipo principal de una subestación eléctrica, diseñado para transformar diferentes niveles de voltaje, ya sea reducir o aumentar el nivel de tensión.

El transformador de potencia permite acoplar sistemas eléctricos que se encuentren en diferente nivel de voltaje, indiferente de la dirección del flujo de potencia. El transformador posee devanados de manera independiente, a diferencia de los autotransformadores que se componen con múltiples devanados en serie que se utilizan en bancos conformados por 3 autotransformadores.

Figura 5

Transformador de potencia de 230/30 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 5 se presenta un transformador de 150 MVA a un nivel de voltaje de 230 000 V y que lo reduce a 30 000 V, el transformador presentado permite reducir el voltaje con el objetivo de energizar del sistema Static Varial Control (SVC), el cual posibilita regular el voltaje de manera automática a nivel de 230 kV.

- Autotransformador de potencia

Un autotransformador es un transformador especial con la diferencia que tienen múltiples devanados conectados en serie que implica que no exista aislamiento entre ellos, de esta manera se reduce el tamaño constructivo, disminuye las pérdidas, se aumenta la capacidad de transformación, cabe indicar que un banco de transformación está compuesto de 3 autotransformadores.

Figura 6

Autotransformador de 500/230/34.5 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 6 se observa un autotransformador de potencia de 150 MVA compuesto por su voltaje primario de 500 kV, voltaje secundario 230 kV y voltaje terciario de 34.5 kV.

En la subestación Chorrillos se poseen 7 autotransformadores, cada uno de 150 MVA, se dispone de 2 bancos de autotransformadores designados como ATI y ATJ, cada banco tiene una capacidad de transformación de 450 MVA, y se goza de un autotransformador de reserva en el caso que uno de los otros 6 quede indisponible.

- Reactores de potencia

Los reactores de potencia permiten compensar el efecto reactivo o capacitivo que se produce en las líneas de transmisión o en los sistemas que utilicen una gran longitud de conductor, minimizando las pérdidas de energía eléctrica, comúnmente se los utiliza para estabilizar la transmisión de potencia eléctrica o para controlar el voltaje.

Figura 7

Reactor de línea de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 7 se presenta un banco de reactores de línea con capacidad de 40 Mvar cada reactor, el banco de reactores está compuesto por 3 reactores, es decir que la capacidad del banco es de 120 Mvar a un nivel de voltaje de 500 Kv.

En la subestación chorrillos se posee 4 reactores de línea que corresponden al circuito proveniente desde la subestación Tisaleo, tres de los reactores permiten crear el banco de reactores (uno para cada fase), y el cuarto reactor es el de reserva, que su función principal es estar disponible ante cualquier evento o falla de cualquiera de los otros 3 reactores, así aumentar la confiabilidad de este circuito.

- Pararrayos

Los pararrayos sirven para la protección de sobrevoltajes causados por descargas atmosféricas o por maniobras, limitando estas sobretensiones y descargándolas directamente a tierra, los tipos más comunes de pararrayos en subestaciones eléctricas son:

- Pararrayo de distribución: Equipos que protegen a las líneas eléctricas de distribución de energía (hasta 42 kV), ya sea subterráneos o aéreos, permitiendo que se limiten las sobretensiones provocadas en sus circuitos.
- Pararrayo intermedio: Estos pararrayos son utilizados para voltajes de hasta 144 kV, es decir que están presentes en subestaciones pequeñas o en equipos de media tensión, tienen ventajas proporcionadas por el polímero, por su diseño permite instalarlos en lugares con áreas pequeñas.
- Pararrayos de pedestal: Estos pararrayos son utilizados en la mayoría de las subestaciones eléctricas para la protección de sus equipos, ya que poseen una alta capacidad de descarga.

Figura 8
Pararrayo de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 8 se presenta los pararrayos de 500 kV, ubicados en la subestación Chorrillos, en la bahía de línea que se dirige hacia la subestación Tisaleo.

- Generador de emergencia

Equipo cuya utilización principal es suministrar de energía eléctrica cuando se ausente la alimentación principal de energía eléctrica, en las subestaciones automatizadas poseen sistemas de encendido/apagado automático que es cuando el suministro de fuente principal y/o respaldo se desenergiza/energiza correspondientemente.

Figura 9
Generador de emergencia 0.48 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 9 se observa el generador eléctrico de emergencia de la subestación chorrillos, el generador es trifásico a 480 voltios con una potencia de 569 KVA.

2.1.2 Sistemas en una subestación eléctrica

Los sistemas que se presentan en una subestación eléctrica son los siguientes.

- **Sistemas de control:** Conjunto de dispositivos que permiten realizar maniobras e interbloqueos según parámetros o condiciones preestablecidas, se utiliza para la operación de los diferentes equipos de una subestación, como realizar aperturas/cierres de seccionadores y disyuntores, realizar encendido/apagado de sistemas de enfriamiento y del grupo electrógeno.

- **Sistemas de supervisión:** Conjunto de dispositivos que permiten visualizar los eventos, alarmas y mediciones de se presentan en los equipos o sistemas que se poseen en la subestación.
- **Sistemas de protección:** Conjunto de dispositivos que operan según parámetros o condiciones preestablecidas, con la finalidad de proteger los equipos que posee una subestación. Los dispositivos de protección están compuestos de múltiples entradas provenientes de los equipos de patio (TC, TP, protecciones mecánicas, etc), estando en capacidad de tomar decisiones sobre los equipos de desconexión bajo falla (Disyuntor).
- **Sistema de servicios auxiliares:** Grupo de dispositivos que permiten y garantizan el suministro continuo de energía eléctrica para los equipos y sistemas instalados en la subestación, por lo general los servicios auxiliares provienen de transformadores o banco de autotransformadores de las subestaciones a través de sus devanados de baja tensión, cuando su fuente principal se desenergiza por falla o mantenimiento, existe la red pública de las distribuidoras que coge la carga de los servicios auxiliares, pero no obstante muchas subestaciones no poseen de la red pública, pero con el fin de mantener energía en los servicios auxiliares, existe la presencia del generador de emergencia o grupo electrógeno que asumirá el suministro de energía por un tiempo determinado hasta que se pueda despejar la falla o acaben los mantenimientos de nuestra fuente principal.

En la subestación Chorrillos se poseen los sistemas mencionados anteriormente, a diferencia que, en los servicios auxiliares, donde la fuente principal es la energía que proviene del terciario de los bancos de autotransformadores y como respaldo se cuenta con el grupo electrógeno en el caso que exista algún evento en la fuente principal.

2.1.3 Clasificación de subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son el medio de interconexión y despacho entre los diferentes circuitos de un sistema eléctrico, con elementos capaces de variar voltajes, corrientes, frecuencia, etc. y se clasifican por su función o por su intervención en el sistema eléctrico como en generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Las subestaciones se pueden clasificar de dos maneras, por su función en el sistema eléctrico o por su tipo de instalación (Chedraui, A. V., & Servín, E. D. G. A. (Eds.). 2011).

- Función en el sistema eléctrico:
 - Subestaciones en centrales eléctricas: son aquellas subestaciones que elevan el voltaje generado por los generadores entre 5 a 25 kV, para sí poder transmitirlos en alta tensión, en Ecuador los voltajes de transmisión son de 138 kv, 230 kv y 500 kV.
 - Subestaciones receptoras primarias: son las subestaciones que reducen el voltaje entregado por las líneas de transmisión, y alimentan a los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, en el Ecuador el voltaje de subtransmisión es de 69 kV y el voltaje de distribución es de 13.8 kV, de 22 kV y 34.5 kV.
 - Subestaciones receptoras secundarias: son aquellas que reciben la energía de las líneas de subtransmisión y entregan la energía a las redes de distribución.
 - Subestaciones a la intemperie: son las subestaciones que sus elementos se encuentran al aire libre.

- Tipo de instalación:
 - Subestaciones a la intemperie: son aquellas que sus instalaciones y elementos se encuentran al aire libre y dimensionadas para resistir las diversas condiciones climáticas, estas subestaciones son de sistemas de alta y muy alta tensión generalmente.
 - Subestaciones de tipo blindado o encapsulado: estas subestaciones normalmente se instalan en lugares donde no se posee grandes espacios físicos, por lo que disponen de un blindado metálico y su aislamiento es el Hexafluoruro de azufre (SF₆).

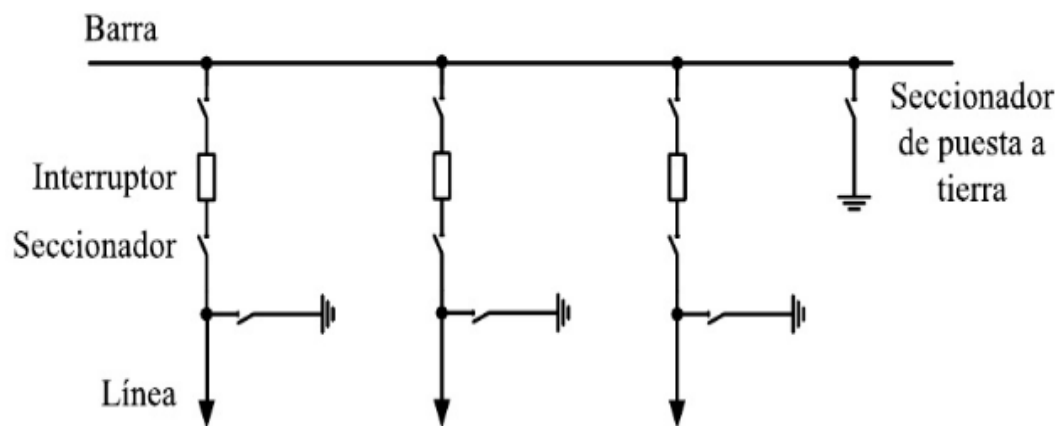
2.2 Configuración de una subestación eléctrica

Las configuraciones de las subestaciones están divididas por su esquema dependiendo de la utilidad y factibilidad que se necesite, cada configuración posee un disyuntor que permite la conexión y desconexión a una o más barras por medio de seccionadores, entre las más utilizadas se tienen (Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C., 2017):

2.2.1 Barra simple

Esta configuración cuenta con una sola barra al cual se conectan los circuitos por medio de seccionadores y disyuntores o interruptores, este tipo de configuraciones es simple, económica y no ocupa grandes espacios. La principal desventaja de utilizar barra simple es la poca confiabilidad ya que al requerir un mantenimiento o presentarse una falla en la barra, se tendrá que suspender el suministro de energía a todos los circuitos que se conecten a ella.

Figura 10
Configuración de barra simple



Nota. Adaptada del manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115, 33 y 13.2 kV, Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C., 2017.

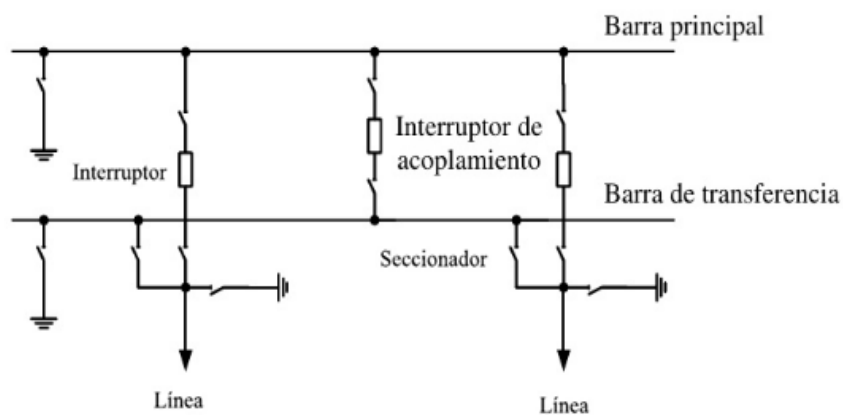
En la figura 10 se presenta el esquema de barra simple, donde se puede observar que sus circuitos están conectados a través de seccionadores e interruptores, además de un seccionador de puesta a tierra en el caso que se desee aterrizar la barra.

2.2.2 Barra principal y barra de transferencia

La configuración de barra principal y de transferencia se utiliza para mejorar la confiabilidad de fallas de interruptores, se agrega una barra auxiliar en la configuración de la barra simple, un seccionador a cada circuito que permita la conexión a la barra de transferencia y un disyuntor con seccionadores adyacentes para unir estas dos barras, de esta manera se conserva el flujo de potencia durante mantenimientos o fallas del interruptor. Se podrá utilizar la barra de transferencia para un circuito a la vez.

Figura 11

Configuración de barra principal y transferencia



Nota. Adaptada del manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115, 33 y 13.2 kV, Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C., 2017

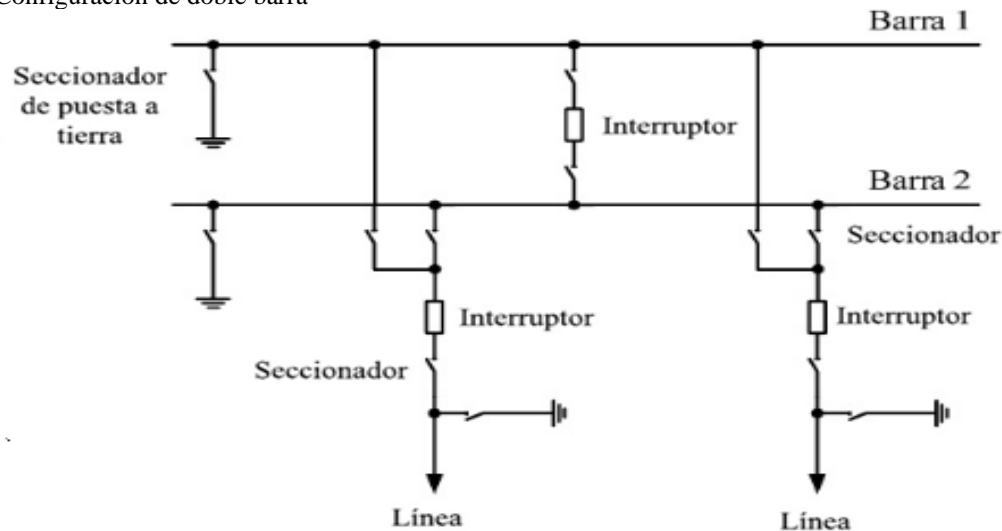
En la figura 11 se muestra el esquema de configuración de barra principal y barra de transferencia. Cada barra posee un seccionador de puesta a tierra como se puede observar en el lado izquierdo de la figura.

2.2.3 Doble barra

Se compone instalando una segunda barra a la configuración de la barra simple, estas dos barras se conectan a través de seccionadores y un interruptor, así permite separar circuitos en cada una de las barras, aumentando la confiabilidad del sistema, puesto que, al presentarse un mantenimiento o una falla en una de las dos barras, se perderá el flujo de potencia de los circuitos que estaban conectados a la barra fallada.

Si existe un mantenimiento o falla permanente que demande un periodo de tiempo extenso, estos circuitos podrán conectarse a la barra que se encuentra energizada. Para mantenimiento de interruptores se deberá suspender el flujo de potencia de las líneas o circuitos.

Figura 12
Configuración de doble barra



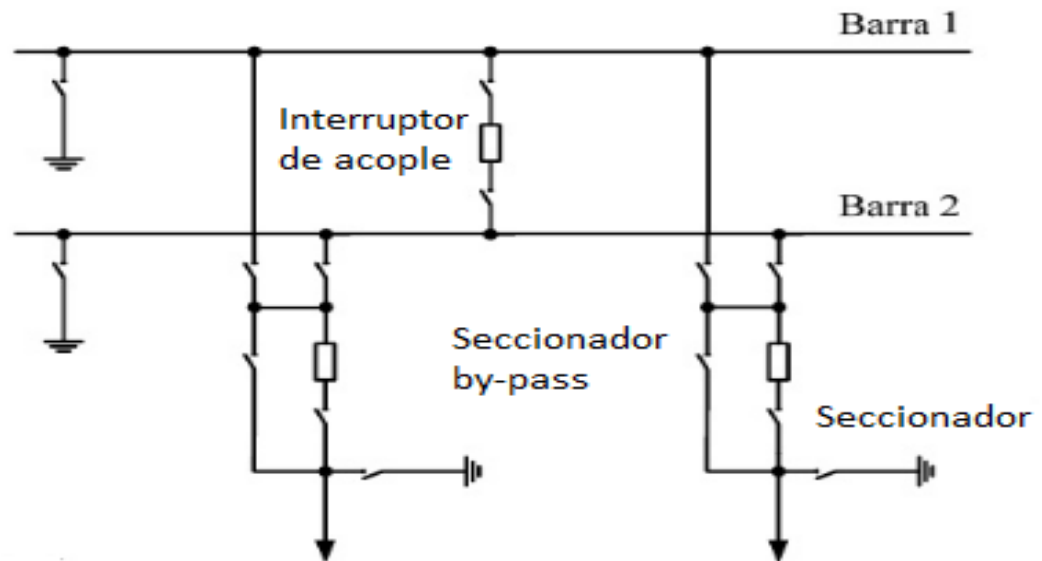
Nota. Adaptada del manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115, 33 y 13.2 kV, Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C., 2017.

En la figura 12 se exhibe el esquema de configuración de doble barra, cada barra posee un seccionador de puesta a tierra como se puede observar en el lado izquierdo de la figura, a diferencia de la barra principal y barra de transferencia es que las 2 barras permanecen energizadas constantemente.

2.2.4 Doble barra con seccionador by-pass

Esta configuración es la unión de las principales características de las configuraciones de doble barra y barra principal y transferencia, permite seccionar el interruptor por medio de un seccionador by-pass con la finalidad de proporcionar el constante flujo de energía cuando se presenten mantenimientos o fallas del interruptor, el funcionamiento del seccionador by-pass es en serie con el interruptor de acople entre las 2 barras, por lo que limita a solo poder transferir un circuito a la vez.

Figura 13
Configuración de doble barra con seccionador by-pass



Nota. Adaptada del manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115, 33 y 13.2 kV, Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C., 2017

En la figura 13 se muestra la configuración de doble barra con seccionador by-pass, al igual que la configuración de doble barra este esquema posee seccionadores de puesta a tierra en cada barra, las dos barras permanecen energizadas de manera constante, pero con la diferencia que cada bahía o circuito posee un seccionador by-pass que permitirá realizar mantenimientos a los interruptores de los circuitos sin tener interrupción en su servicio y así mejorando la confiabilidad con respecto a los esquemas antes presentados.

CAPÍTULO 3

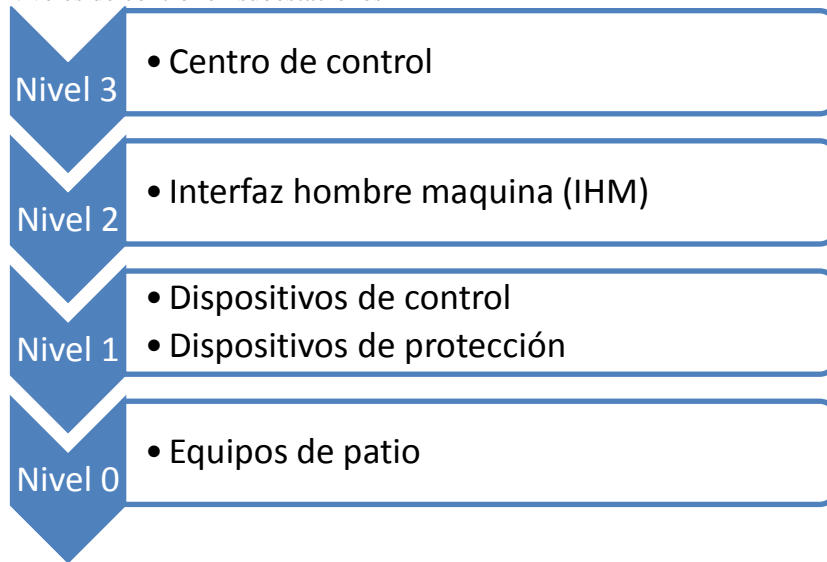
SISTEMAS DE CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones eléctricas poseen diferentes equipos de control y protección, en las subestaciones modernas la comunicación que existe entre estos equipos es a través de uso de redes LAN de alta velocidad, estos equipos se encuentran ubicados en lugares climatizados para garantizar la integridad de ellos. En la actualidad las mayorías de las subestaciones cuentan con equipos primarios y secundarios de control que poseen la modalidad para funcionar de manera local o remota, por ello existen nivel de control de estos equipos que son

- Nivel 0 – Equipos de patio: Este nivel de control es para realizar operaciones de disyuntores o seccionadores, con la finalidad de ejecutar las maniobras desde patio normalmente para mantenimientos (seccionadores y disyuntores abiertos), al colocar en LOCAL, se deshabilita la operación del equipo desde los niveles superiores.
- Nivel 1 – Dispositivos de control y protección: EL control de este nivel se realiza desde las casas de relé donde se disponen de tableros de control, medición y protección, en la Unidad Controladora de Bahía (BCU) se puede realizar maniobras de los equipos de patio y al colocar la BCU en LOCAL, se deshabilita la operación de equipos desde los niveles superiores.
- Nivel 2 – Interfaz hombre maquina (IHM): Este nivel permite la supervisión, medición y control desde las computadoras IHM, ubicadas en Sala de Control, y al colocar el IHM en LOCAL, se deshabilita la operación de equipos desde el nivel 3.
- Nivel 3 – Centro de control: Permite al centro de control la operación de los equipos primarios, a excepción de seccionadores de puestas a tierra, para garantizar que las aperturas o cierres sean notificadas por el operador, existen subestaciones que, si permiten que el centro de control pueda realizar maniobras de los seccionadores de puestas a tierra, pero existen disposiciones que no podrá realizar estas maniobras por seguridad.

Figura 14

Niveles de control en subestaciones



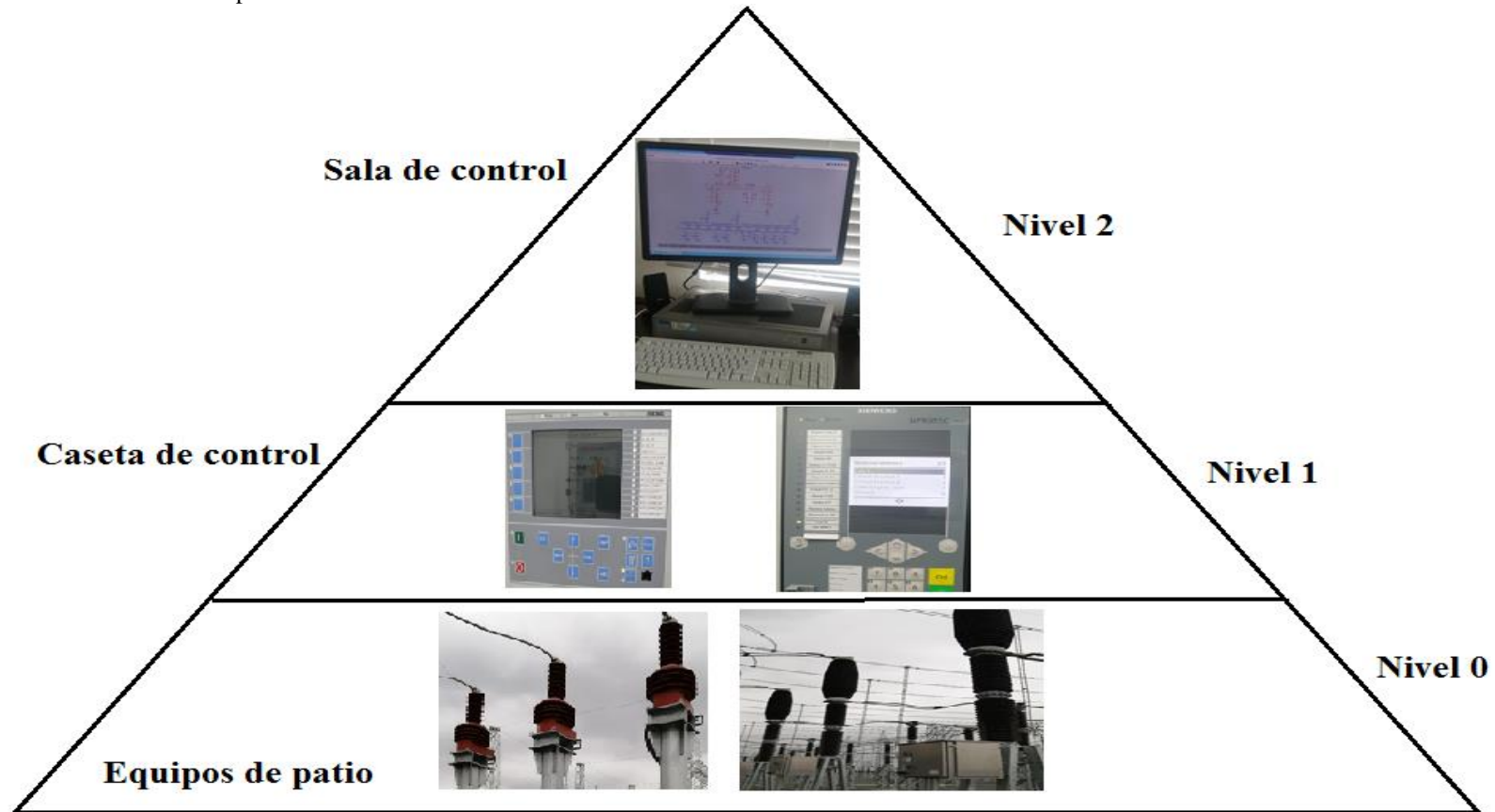
Nota. Niveles de control en la subestación Chorrillos

3.1 Arquitectura de control y comunicación en subestaciones eléctricas

En las subestaciones se realiza la supervisión y control de los circuitos de entrada, salida, transformación, sistemas de enfriamiento, sistemas de monitoreo y servicios auxiliares desde los diferentes niveles. Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste operación y adquisición de información, mediante la comunicación entre los equipos de cada uno de los niveles basados en el protocolo de comunicación IEC 61850.

En la figura 15 se presenta la arquitectura de control y comunicación, las señales, eventos o alarmas que se poseen en cada uno de los elementos que tienen las subestaciones, es decir desde el nivel 0 se extraen todas las señales, eventos o alarmas que se presentan en cada uno de los diferentes equipos, estas señales son llevadas al nivel 1 a través de cables cobre, esos dispositivos en el nivel 1 son conocidos como IED's que por medio de cables de fibra óptica establecen su comunicación hacia la sala de control, donde por medio de diferentes software se podrá visualizar y monitorear a cada uno de los elementos que posee una subestación.

Figura 15
Arquitectura de comunicación por niveles



Nota. Arquitectura de control y comunicación de la subestación chorrillos

3.1.1 Adquisición de información desde equipos de patio

En las subestaciones se presentan diferentes equipos, de los cuales se pueden extraer información a través de una comunicación por cobre, estos datos que se adquieren pueden ser digitales o analógicos, dependiendo de la función específica que tiene cada uno de ellos, a continuación, se define que son los datos analógicos y digitales.

- **Datos digitales:** Los datos digitales que se obtienen en las subestaciones son del estado de los diferentes equipos, entre ellos se tiene el estado ABIERTO/CERRADO de los equipos primarios, estado de LOCAL/REMOTA de equipos primarios o Unidades controladores de equipos.
- **Datos analógicos:** Son aquellos datos de medición que se presentan en los diferentes equipos, en los transformadores de corriente y tensión, se podrá obtener corrientes y voltajes de los diferentes circuitos, en los transformadores de potencia las temperaturas de devanados, aceite, niveles de aceite y en los interruptores la presión del gas SF₆.

3.1.2 Adquisición de información desde caseta de control

Los equipos en el nivel 1 ubicados en las casetas de relé, son dispositivos (IED's) que se encargan de la supervisión, control y protección de los diferentes circuitos o sistemas de la subestación, encargados de interactuar directamente con los equipos de patio (nivel 0) y comunicar estas señales, eventos o alarmas al IHM ubicada en la sala de control (nivel 2), los dispositivos que se presentan en el nivel 1 son los siguientes:

- **Protecciones de líneas (PL), barras (PB) y de transformadores (PT):** Los equipos de protección son los encargados de mandar comandos de apertura de circuitos de manera automática dependiendo de los parámetros establecidos por el estudio de protecciones para cada uno de ellos, en las subestaciones modernas se tienen protecciones que poseen pantallas que permiten la visualización de alarmas, de

eventos registrados y mediciones en tiempo real como son el voltaje y corriente, que a través de estas mediciones los dispositivos de protección realizan el cálculo de potencia activa, reactiva, aparente y voltaje de línea a línea.

- Unidad controladora de bahías (BCU): La BCU es la encargada de recibir el estado de posición o estados de los equipos como seccionadores, interruptores, generador, etc. Mediante su pantalla permitirá la visualización de eventos, alarmas, diagrama unifilar de circuitos, mediciones de voltaje y corriente. Además, por medio de la BCU se podrá realizar los comandos para el movimiento de seccionadores y disyuntores, encendido/apagado de generador, resetear bloqueo (protección 86) y encendido/ apagado de sistema de enfriamiento.

3.1.3 Adquisición de información desde casa de control

La información que se adquiere en el nivel 0 llega hacia el nivel 1 a través de cobre, esta información se transporta al nivel 2 mediante fibra óptica, de esta manera se realiza la operación y monitoreo de la subestación. Este nivel básicamente está compuesto de gateways, hubs de fibra óptica y GPS, a través de un sistema SCADA local para la subestación el operador podrá realizar comandos respetando los niveles de control, monitoreo de mediciones que se obtengan en la subestación, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 16
Mediciones en el SCADA

Measurements		Measurements	
Ia	103.0 A	Vab	233.9 kV
Ib	97.1 A	Vbc	235.9 kV
Ic	104.5 A	Vca	232.6 kV
In	14.4 A	Va	134.1 kV
P	16.3 MW	Vb	136.1 kV
Q	37.7 Mvar	Vc	135.4 kV
S	41.4 MVA	f	60.01 Hz

Nota. Imagen del Interfaz Hombre Maquina de la subestación chorrillos

En la figura 16 se muestra las mediciones de corriente y voltaje de una bahía de línea de la subestación Chorrillos, estas corrientes y voltajes que se presentan por fases son las adquiridas de los transformadores de corriente y voltaje que posee ese circuito, mandan las señales voltaje y corriente a los relés de control y protección, en cambio la frecuencia, potencia activa, reactiva y aparente son calculadas por los relés y mandan las mediciones al IHM.

3.2 Funciones del sistema de control

El sistema de control es el medio para el manejo, supervisión y protección de los elementos que se tienen en las subestaciones, por medio de los IED's (Protecciones y unidad controladora de bahía), que una vez parametrizados de permisivos, jerarquías y funciones que tienen que realizar (protecciones y comandos), van a ser los encargados de permitir realizar diferentes funciones en los equipos que se poseen en la subestación, cada uno de los circuitos, sistemas y grupo electrógeno poseen sus respectivos IED's de control y protección, estos dispositivos permitirán realizar las siguientes funciones:

- Ejecutar comandos
- Visualizar indicadores, eventos y alarmas
- Parametrizar jerarquías, permisivos y protecciones.

3.2.1 Ejecutar comandos

Por medio de esta función el operador podrá realizar diferentes acciones dependiendo de los equipos, cabe recalcar que las acciones que realice el operador deberán ser autorizadas por su jefe inmediato o por el centro de control.

En los disyuntores y seccionadores de potencia se podrá realizar operaciones de aperturas o cierres, para ello cada uno de estos equipos posee enclavamientos preestablecidos para evitar que estas maniobras se ejecuten de manera errónea (el operador deberá estar capacitado para poder realizar cualquier tipo de maniobra).

En los bancos de autotransformadores o transformadores podrá controlar el intercambiador de tomas bajo carga, subiendo o bajando pasos según sea requerido por el centro de control, que es el que analiza el flujo de potencia. Los transformadores y autotransformadores poseen sistemas de enfriamiento, que desde estos IED's permitirá el encendido o apagado el sistema de enfriamiento establecidos en rutinas (el modo normal de actuación es automático, según la temperatura de devanados o aceite) y en el caso del grupo electrógeno se podrá encender o apagar el generador de emergencia, el modo normal de operación del generador es automático, el IED recibe señales predeterminadas para realizar el encendido o apagado de manera automática, además de poder cambiar a modo manual el sistema y realizar la operación deseada.

3.2.2 Visualizar indicadores, eventos y alarmas

Los indicadores le permiten observar y conocer la posición en tiempo real de cada uno de los elementos que se poseen en un circuito o sistema (abierto, cerrado, encendido o apagado).

Los eventos y alarmas serán parametrizados según el diseño que se realice para cada circuito o sistema de la subestación, estos se los podrá visualizar en el IED de cada uno de ellos (BCU), por medio de la BCU se podrá conocer si los eventos que se presentan son de carácter normal o anormal, de la misma manera se podrá observar las alarmas presentes que se tienen en los elementos de ese circuito, y permita tomar decisiones para evitar que el elemento y el suministro de energía se vean afectados.

3.2.3 Parametrizar jerarquías, permisivos y protecciones

La jerarquía permitirá establecer condiciones para cada uno de los niveles, por ello los equipos de control permiten que se parametrize o establezca condiciones para realizar maniobras, en la mayoría de las subestaciones se poseen estados de LOCAL/REMOTO para cada uno de los niveles, que para poder realizar comandos desde cada nivel se deberá tener en posición local desde donde se realizara la maniobra y el nivel inferior en modo remoto.

Las parametrizaciones de permisos están establecidas para cada equipo, que para poder realizar alguna acción se deberá cumplir condiciones entre equipos de un mismo circuito y/o de otro, esta parametrización se la realiza desde los diferentes niveles incluyendo la jerarquía entre niveles.

Las protecciones son las que permiten eliminar los fenómenos ocurridos en la red de cada circuito, actuando en los interruptores, mandando comandos de apertura sin estar condicionados por jerarquías o permisos, las condiciones que evalúan son los parámetros configurados para cada tipo de protección. Como protección también se realiza la verificación de sincronismo que se basa en configuraciones para la entrada o salidas de circuitos, estas condiciones son de voltaje, frecuencia y amplitud. Esta verificación se debe cumplir con la jerarquía de mando de cada uno de los niveles, con la finalidad que pueda verificar el sincronismo desde el nivel que se vaya realizar la maniobra, excepto el nivel 0 ya que las maniobras que se realizan en este nivel son específicamente para mantenimiento.

CAPITULO 4

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y CONTROL EN SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas son áreas de alto riesgo de accidentes, se proporciona procedimientos a los operadores para crear ambientes seguros, de esta manera tengan una guía para prevenir o minimizar los riesgos que se presentan a la hora de efectuar sus diferentes trabajos, es necesario que el personal que realice la supervisión esté preparado para las diferentes tareas que se ejecutan, siguiendo los lineamientos de las empresas para asegurar la confiabilidad y seguridad de los equipos y del personal. El operador de una subestación eléctrica es el encargado de revisar el estado de los diferentes equipos y áreas, es de importancia que el operador de la subestación conozca los pasos a seguir o las acciones a tomar, por lo que se los detalla a continuación cuales son las necesidades básicas para tomar en cuenta:

- Preparación técnica: El personal que sea destinado para la operación de una subestación eléctrica debe tener conocimientos técnicos, para poder comprender y evaluar los diferentes fenómenos que se puedan presentar en su área laboral, además de poder tomar decisiones en caso de eventos o fallas que puedan afectar al suministro de energía de un circuito o sistema.
- Reconocimiento de áreas: El operador deberá conocer cuáles son las diferentes áreas de la subestación que tendrá a su cargo, esto deberá ser antes de empezar a realizar sus respectivas asignaciones laborales, con la finalidad de poder reconocer las áreas que son seguras y las que no.
- Reconocimientos de equipos: Una de las principales necesidades para la operación de una subestación es conocer todos los equipos de la subestación, para poder determinar cuáles son sus niveles de voltaje, su operación normal, anormal, datos de placa, funcionamiento, modos de operación, etc.
- Capacitaciones constantes: Las capacitaciones son de importancia para poder conocer o actualizar la información de los diferentes equipos, así se podrá tomar decisiones efectivas a la hora de presenciar un fenómeno en la subestación de tal manera que se puede garantizar un funcionamiento óptimo del sistema.

4.1 Operación de subestaciones eléctricas

En la operación de una subestación eléctrica se realizan diferentes trabajos teniendo en cuenta las prioridades para poder salvaguardar a las personas, equipos y continuidad del suministro de energía eléctrica, los trabajos que realiza un operador de subestación eléctrica son:

4.1.1 Estado de los equipos

El operador deberá estar en constantes revisiones del estado de los diferentes equipos y sistemas que posee la subestación, para poder tomar decisiones de forma oportuna, con la finalidad que los equipos se encuentren en óptimas condiciones.

- Equipo primario: En las revisiones de los equipos primarios se deberá realizar una inspección visual para cada uno de los elementos, que pueden ser:

Tabla 1
Inspecciones visuales en los equipos y circuitos

Transformadores, autotransformadores y reactores	Circuitos o líneas
Conductores de alta, media y baja tensión	Conductores Aéreos
Bushing's de alta, media y baja tensión	Polo/aisladores
Conexiones y terminales	Conexiones y terminales
Presencia de fugas de aceite	Disyuntores
Niveles de aceite	Pararrayos
Silicagel	Lubricación partes móviles de seccionadores
Medidores de temperatura	Instrumentos de medición
Estado conexiones a tierra y ajustes	Estado/Limpieza de gabinetes
Estado/Limpieza de gabinetes	Accesorios de gabinetes
Accesorios de tableros	Estado de conexiones a tierra y ajuste
Limpieza del área circundante	Limpieza del área circundante

Nota. Equipos que se poseen en la subestación chorrillos

En la tabla 1 se muestra los elementos más comunes que se realiza una inspección visual en las subestaciones, tanto en los equipos primarios como los terminales y conductores entre ellos.

De presentarse alguna novedad deberá notificar al centro de control, resolver la novedad o notificar al departamento de mantenimiento. Para poder tomar decisiones en diferentes equipos, el operador deberá conocer cuáles son los valores márgenes (máximo y mínimos) que se pueden presentar.

- **Dispositivos de control y protección:** La principal revisión que se realizan en los equipos de control y protección es que estos dispositivos se encuentren en buen estado físico y que no presenten alarmas, por ello deberán realizar ciertas actividades de manera periódica para garantizar que las alarmas presentadas no sean ajenas al sistema eléctrico de transmisión o distribución, estas inspecciones pueden ser la revisión de estado de breakers, estado de relés, ajuste de conexionado en borneras, revisión de estados de tableros y realizar limpieza de áreas y tableros.

4.1.2 Rutinas establecidas

El operador de una subestación eléctrica deberá encargarse de realizar las rutinas que el jefe o personal superior le asigne, estas rutinas pueden variar dependiendo de los diferentes equipos que posee una subestación, las rutinas más comunes que se realizan en una subestación son la toma de lecturas de presiones de SF6 y el número de operaciones que hay en los disyuntores; lectura de temperaturas de cada uno de los devanados y lectura de temperatura de aceite en los transformadores y/o autotransformadores; lectura periódica de contadores de descarga y corriente de fuga en los pararrayos; encendido periódico de sistemas de enfriamiento y revisión de su funcionamiento; encendido periódico de generador de emergencia para revisión de su funcionamiento y toma de lecturas de voltaje, corriente, nivel de diésel, voltaje de baterías; revisión de niveles de aceites en los transformadores o/y autotransformadores; revisión visual de estado de equipos que son el cableado, terminales y edificaciones civiles; revisión de estado de baterías y su respectiva lectura de voltaje y corriente de cada celda; lectura de voltaje del banco de baterías; lectura de voltaje y corriente de las barras de los cargadores y de la carga que se encuentra en cada barra; estas rutinas mencionadas son las más comunes que se presentan en una subestación eléctrica.

4.1.3 Planeación de trabajos

Es de importancia que antes de realizar maniobras o trabajos en la subestación eléctrica se tenga una planeación cuidadosa de los trabajos, revisiones y maniobras a realizar, con la finalidad de prevenir accidentes o fallas, para ello a continuación se presentan las principales planificaciones que se deberán tomar cuenta en una subestación eléctrica antes de realizar trabajos o maniobras.

- Revisión de equipos y áreas de trabajo: El operador deberá revisar el estado actual de los equipos que pretende intervenir, además de las áreas donde va a realizar los trabajos, estas inspecciones les permitirán conocer detalladamente los espacios que dispondrá y herramientas a utilizar.
- Ficha de maniobras: Cuando se van a realizar movimientos de equipos, es de importancia generar una ficha de maniobra determinando el orden en el cual van a realizar las aperturas o cierres de equipos (para antes y después de los trabajos), la cual le permitirá al operador seguir minuciosamente el orden respectivo de las maniobras, cumpliendo los enclavamientos mecánicos o eléctricos que poseen cada uno de ellos, estos les ayudara evitar confusiones o mala operación de los equipos.
- Procedimientos de trabajos a ejecutar: Para realizar trabajos en la operación de las subestaciones es indispensable generar procedimientos, ayudara al operador a seguir paso a paso las indicaciones previniendo o minimizando los riesgos y fallas que pueden ocasionar durante los trabajos ejecutados.
- Capacitaciones de seguridad laboral: El operador deberá ser capacitado por el departamento o personal de seguridad laboral, con la finalidad de que el operador pueda realizar sus diferentes trabajos respetando las normas de seguridad, tal que se eviten accidentes laborales.
- Listado de herramientas a utilizar: Una vez cumplido los puntos anteriores, el operador deberá realizar un listado de las herramientas que va a utilizar durante la ejecución de sus trabajos, así evitara que llevar herramientas que no sean necesarias, además evitando que una vez que termine sus trabajos, una de ellas quede en el área y puedan ocasionar fallas.

4.2 Control de la Subestación Eléctrica

El control en las subestaciones se lo realiza a través de los niveles 0, 1 y 2, realizando comandos de apertura, cierre, encendidos, apagados o levantamientos de información de los diferentes equipos, desde el nivel 0 solo se podrán realizar maniobras por mantenimiento (existen enclavamientos que no permiten realizar maniobras desde este nivel), para las maniobras desde el nivel 1 se deberá tener en cuenta que el elemento en nivel 0 deberá estar en modo remoto y para maniobras a realizarse desde el nivel 2, se tendrá que tener tanto en nivel 0, como en nivel 1 en modo remoto.

4.2.1 Maniobras de equipos

Existen diferentes equipos que se pueden maniobrar en una subestación eléctrica, como son los seccionadores, disyuntores, generadores eléctricos de emergencia, sistemas de enfriamientos, etc, las maniobras de estos equipos lo deberá realizar el operador con consentimiento y aprobación del centro de control, existen varias formas de poder operar estos equipos, dependiendo si las subestaciones son modernas o antiguas, estos modos de operación se los puede realizar de manera local (operación desde el equipo) u operación remota (operación desde casetas de relés, sala de control o centro de control).

4.2.2 Tipos de maniobras más comunes

Las maniobras más comunes en las subestaciones son aquellas que se realizan en los con los equipos primarios como disyuntores, seccionadores e intercambiador de tomas bajo carga; los tipos de maniobras pueden ser:

- **Maniobras por operación:** Son aquellas que se realizan cuando requiere realizar mantenimientos a circuitos o equipos dentro de los circuitos eléctricos, estas maniobras pueden ser como la desenergización de un circuito por completo, cambio de barra (si posee configuración doble barra), realizar transferencias de

bahías (si consta de configuración barra principal y barra de transferencia o doble barra con by-pass) y puesta a tierra. El centro de control puede solicitar maniobras para regular voltajes en los flujos de potencias, entre las más comunes se tiene la energización o desenergización de banco de capacitores, cambio de pasos del intercambiador de tomas de los transformadores o autotransformadores, encendido de unidades de generación en las centrales eléctrica. Para realizar estas maniobras operativas en las subestaciones y centrales eléctricas se deberá tener en cuenta los enclavamientos eléctricos y mecánicos que poseen los diferentes equipos de la subestación.

- Maniobras por mantenimiento: Estas maniobras se realizan a los diferentes equipos para determinar el comportamiento normal o anormal de ellos, estas maniobras se las realizan con equipos desenergizados y desde el nivel 0 (equipos de patio) debido a sus enclavamientos que aseguran que cualquier maniobra que se realice no comprometa el flujo de energía a los circuitos que se encuentran energizados, el personal de mantenimiento será el encargado de autorizar realizar maniobras para garantizar la seguridad y bienestar tanto del personal como las de los equipos de la subestación.

4.2.3 Eventos o fallas

Existen diferentes tipos de eventos o fallas en las subestaciones o en las líneas de transmisión eléctrica que ingresan o salen de la subestación, el operador es el encargado de realizar un levantamiento y monitoreo de información de tal manera que de producirse condiciones anormales pueda notificar a los diferentes departamentos encargados según sea el caso (departamento de mantenimiento, departamento de telecomunicaciones, centro de control, entre otras). En condiciones anormales críticas donde se deben tomar decisiones inmediatas, el operador deberá estar con la correcta capacitación y conocimiento para actuar de tal manera que salvaguarde el estado de los equipos y la integridad del personal presente en la subestación, una vez atendido la novedad del evento, el operador lo deberá reportar y realizar los procedimientos establecidos.

4.3 Reglas, normas y requisitos

En las subestaciones eléctricas se poseen diferentes equipos de alta, media y baja tensión, por lo que el operador deberá conocer las reglas y normas de seguridad para evitar accidentes.

4.3.1 Equipos de protección personal, reglas y distancias de seguridad

El departamento de seguridad laboral u ocupacional es el encargado de entregar el equipo de protección personal al empleado y capacitar el correcto uso. El operador deberá usar el equipo de protección según sea la rutina para ejecutar, por lo que la empresa debe proporcionar los diferentes equipos de protección personal que son:

- Casco dieléctrico.
- Gafas para protección de rayos ultravioletas.
- Protectores auditivos.
- Mascarillas.
- Guantes de nitrilo.
- Guantes dieléctricos.
- chaleco reflectivo.
- Pértiga de ausencia de tensión.
- Pértiga de puesta a tierra.
- Botas dieléctricas.
- Botas para lluvia.
- Camiseta y jeans de algodón.
- Overol en PVC.
- Impermeable.

Los equipos de protección mencionados anteriormente junto con las respectivas capacitaciones de cómo y cuándo usar cada uno de estos elementos, le permitirán al operador realizar las diferentes rutinas garantizando su integridad física, adicionalmente deberá cumplir reglas como las siguientes:

- Revisión de que los seccionadores y/o interruptores se encuentren abiertos donde se van a ejecutar los trabajos
- Bloquear posibles maniobras de los seccionadores y/o interruptores de donde se van a realizar los trabajos.
- Verificación de ausencia de tensión en los equipos donde se van a efectuar los trabajos.
- Aterrizar si es de necesidad los equipos que se van a intervenir
- Utilizar señalización en las áreas que se van a realizar los trabajos.

Dependiendo a que nivel de voltaje se vaya a efectuar maniobras o trabajos el operador deberá conocer cuáles son las distancias mínimas desde el punto más cercano energizado hasta una de sus extremidades, herramientas o cualquier elemento que vaya a utilizar durante los trabajos a realizar.

En la siguiente tabla se muestra las distancias mínimas que se deben respetar según el nivel de voltaje línea a línea.

Tabla 2

Distancia mínima por nivel de voltaje

Tensión línea a línea (kV)	Distancia mínima (m)
Hasta 1	0.8
7.6/11.4/13.2/13.8	0.95
33/34.5	1.1
44	1.2
57.5/66	1.4
110/115	1.8
220/230	3.0
500	5.0

Nota: Adaptada del manual de procedimientos seguros en subestaciones

En la figura 2 se presentan las distancias mínimas que se deben tener en cuenta para cada nivel de voltaje donde se van a efectuar trabajos o maniobras, el operador de las subestaciones eléctricas deberá indicar a todo personal que ingrese a la subestación las distancias y áreas energizadas con la finalidad de prevenir accidentes.

4.3.2 Normas de operación de subestaciones

En las subestaciones eléctricas se deben cumplir y hacer cumplir normas con la finalidad que no existan o prevenir accidentes, por lo que al personal designado para la operación de una subestación eléctrica, se le deberá capacitar y dar a conocer cuáles son las normas que debe respetar y hacer respetar cuando empiece su jornada laboral o se encuentre dentro de las instalaciones, las normas más comunes que se presentan en las subestaciones eléctricas son:

- El personal que ingrese a una subestación deberá contar con la respectiva autorización y objetivo de su ingreso.
- Respetar y hacer respetar las áreas verdes y de parqueo.
- Todo personal que ingrese a la subestación deberá contar con el equipo de protección personal adecuado y asumirá que todos los equipos están energizados hasta que demuestre lo contrario.
- Conocer y enseñar a todo el personal que ingrese a la subestación las respectivas salidas de emergencias, puntos de encuentro y zonas seguras ante cualquier evento climático.
- Respetar y hacer respetar las señalizaciones de seguridad que se encuentren instaladas en la subestación.
- Utilizar de manera correcta y efectiva los medios de comunicación de la subestación.
- Utilizar de manera correcta y efectiva el equipo de protección personal correspondiente para ejecutar las diferentes actividades o trabajos asignados.
- Al realizar revisiones de equipos de maniobras o trabajos en ellos, se deberá ubicar el selector en posición local para evitar maniobras desde los niveles superiores.
- Todo personal que ingrese a realizar trabajos de mantenimiento deberá estar capacitado, conociendo los posibles riesgos y métodos para actuar en casos de emergencia.

4.3.3 Requisitos existentes para operación de sistemas y equipos de transmisión de energía del Ecuador.

El centro nacional de control de energía (CENACE) es el encargado de ejercer el control operativo del sistema eléctrico nacional que es la generación (CELEC), transmisión (CELEC) y distribución de energía eléctrica (CNEL). El centro de control de transmisión (COT) con la coordinación del CENACE, es el encargado de la supervisión de la operación y control de las subestaciones de transmisión de energía eléctrica, es decir que toda maniobra se coordina con el COT, el centro de control de transmisión pertenece a la unidad de negocio Transelectric. El Consejo nacional de electricidad (CONELEC) se encargaba de regular y controlar las actividades del sector eléctrico, la agencia de regulación y control de electricidad (ARCONEL) fue creada en 2015 como sucesor del CONELEC, mediante el decreto ejecutivo 1036 se creó la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables (ARC) es la encargada de controlar y regular todas las actividades de los recursos energéticos no renovables, la misma que fue la fusión de las agencias de regulación y control minero, hidrocarbonífero y la ARCONEL.

La corporación eléctrica del Ecuador (CELEC –EP) se dedica a la generación y transmisión de la energía eléctrica, la única unidad de negocio transmisora en el Ecuador es Transelectric y a continuación se presentan las unidades de negocio generadoras:

- CELEC SUR
- COCA CODO SINCLAIR
- ELECTROGUAYAS
- GENSUR
- HIDROAGOYAN
- HIDROAZOQUES
- HIDRONACIÓN
- HIDROTOAPI
- TERMOESMERALDAS
- TERMOMANABI
- TERMOGASMACHALA
- TERMOPICHINCHA

Los requisitos para la supervisión en tiempo real de la operación de las centrales y subestaciones de transmisión de energía eléctrica del sistema nacional interconectado del Ecuador se pueden presentar en condiciones normales o de emergencia, estableciendo y ejecutando procedimientos operativos con la finalidad de tener el suministro de energía eléctrica constante, segura y de calidad.

A continuación, se presentará la tabla de los requisitos legales, regulatorios y normativos vigentes (Transelectric 2020):

Tabla 3
Requisitos legales, regulatorios y normativos

Código	Documento
Decreto Ejecutivo 981 del 28 de enero de 2020	Disposiciones para la implementación del gobierno electrónico
CELEC-EP-2020-2024-MEM del 13 de mayo de 2020	Optimización de trámites contractuales mediante la utilización de firma electrónica
Regulación No. CONELEC – 006/00	Procedimientos de despacho y operación
Regulación No. CONELEC – 003/08	Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado
PR – CON – 03/08 CENACE	Procedimiento de aplicación a regulación calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado
Acuerdo CELEC EP - CENACE	Acuerdo operativo para la Operación del Sistema Nacional del Transmisión SNT
CENACE Versión 03 Junio 2016	Procedimiento para la Coordinación de Mantenimientos en el Sistema Nacional Interconectado

Nota: Adaptada de la página de Transelectric (2020)

En la tabla 3 se presentan los requisitos legales, regulatorios y normativos que tienen la finalidad de que el sistema eléctrico nacional garantice la confiabilidad, seguridad y calidad de la energía eléctrica. En CELEC – EP unidad de negocio Transelectric está compuesta por 69 subestaciones y 6091.11 km de línea de transmisión, las mismas que son supervisadas y controladas mediante procedimientos y rutinas técnicas, alineadas a los acuerdos, regulaciones y decretos emitidos por CELEC, CENACE Y ARC.

CAPÍTULO 5

CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL MANUAL

En cada empresa existe la necesidad de un control interno de seguimiento de actividades para el personal, cualquiera que sea su área, más aún cuando se trata de ejercer labores en el campo de la producción, por ende se debe organizar y dirigir la eficacia del operario, para proporcionar una garantía de la consecución de sus responsabilidades, que mediante la existencia de manuales de procedimientos y su ejecución, se podrá controlar los diversos ejercicios del personal y monitoreo de equipos o maquinas (Vivanco, 2017).

En los siglos pasados las diversas empresas no veían la importancia de un manual de procedimientos, que implicaba a no tener un seguimiento o control de los diferentes equipos, por ello la necesidad de interrumpir producciones que representaban costos elevados en sus mantenimientos y pérdidas de ganancias, este pensamiento ha cambiado al pasar de los años como consecuencia de implementaciones de manuales de procedimientos para la ejecución de las diversas actividades (Moreno, 2017).

Con la finalidad de minimizar el desabastecimiento de suministro eléctrico se debe poseer un seguimiento rutinario a los diferentes equipos de generación, transmisión y distribución del servicio eléctrico, estas rutinas permitirán diagnosticar los diferentes fenómenos y determinar alternativas dentro de un cronograma para ejercer mantenimientos preventivos sin suspender cortes de energía eléctrica (Stanescu, Pérez, Osal y Blanco, 2012).

5.1 Definición y objetivo de un manual

Se denomina manual a toda guía de instrucciones que permite conocer cómo usar un dispositivo, a través de procedimientos. Los manuales son de importancia para transmitir o receptor información a los usuarios que van a utilizar estos equipos, generalmente los manuales están presentes para los productos que ofrece el mercado,

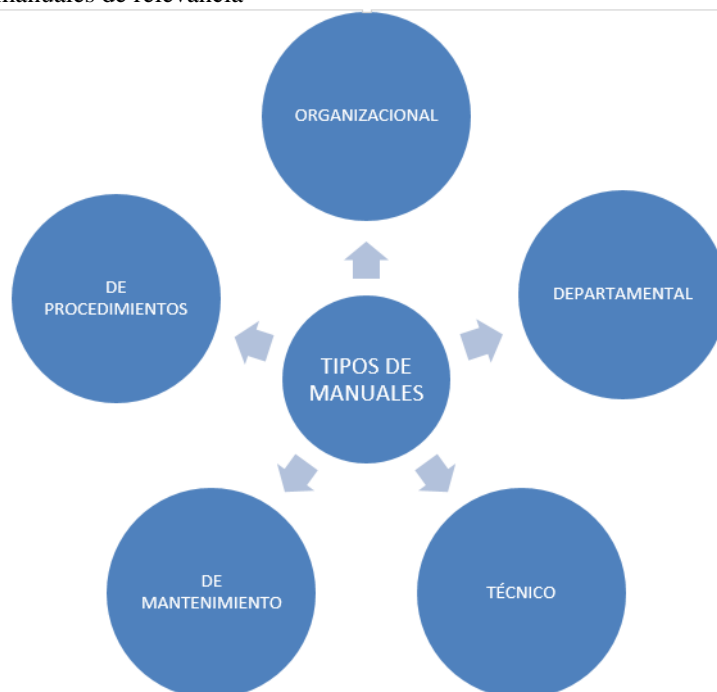
que al ofertante le ayuda como soporte al cliente. El manual debe incluir descripciones del producto y la manera como utilizar el mismo para garantizar el buen rendimiento o vida útil (Asanza, Miranda, Ortiz y Espín, 2016).

“El objetivo de un manual es suministrar los lineamientos, reglas o normas de cómo utilizar algo de una forma sistemática, explícita y ordenada”. Estos lineamientos y reglas establecidos por un manual permitirán la prevención o corrección de cual fenómeno que esté sucediendo en el dispositivo (Tipos de manuales, 2016).

5.2 Tipos de manual

Existen varios tipos de manual, a continuación, se presentarán los de mayor relevancia con respecto a nuestra investigación a realizada (Tipos de manuales, 2016).

Figura 17
Tipos de manuales de relevancia



Nota: Adaptada de la página de (tipos de manuales,2016)

En la figura 17 se presentan los tipos de manuales como mayor relevancia para la ejecución de este proyecto.

- **Organizacional:** Son aquellos que detallan de manera general el manejo de una empresa, sus estructuras, asignaciones y funciones que ejecutan en cada uno de sus departamentos.
- **Departamental:** Manual cuya información consta las especificaciones de cuándo y cómo se realizan las labores establecidas para cada departamento.
- **Técnico:** Manual que es detallado en sus procesos de trabajos particulares utilizando técnicas que ameriten estas tareas, con la finalidad de proporcionar información relevante.
- **De mantenimiento:** Los manuales de mantenimiento están compuestos de procedimientos para ejecutar trabajos de control y realización, basándose en normas o estándares definidos por institutos, fabricantes, etc.
- **De procedimientos:** Manual destinado a establecer pasos a seguir de las diferentes maniobras u operaciones que se entrelazan entre sí, deben tener secuencias lógicas y organizadas para poder desarrollar cada uno de los pasos.

5.3 Criterios para elaboración de un manual

Para poder tener a los equipos de la subestación en condiciones óptimas y un alto índice de confiabilidad, es a través de levantamientos de rutinas operativas, estableciendo una logística que pueda garantizar inspecciones frecuentes a los diferentes equipos de la subestación, entre ellos se tiene reactores, autotransformadores, transformadores trifásicos, generador, sistemas de enfriamiento, pararrayos y disyuntores, por ello para la elaboración del manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos se ha tomado en cuenta los siguientes criterios.

- **Criterio personal:** Los diferentes equipos de la subestación poseen instrumentos de medición para la detección de las variaciones, que pueden ser normales o anormales, estos rangos de valores variables son descritos en los manuales de los fabricantes. Al establecer donde registrar esta información en una base de datos siguiendo las instrucciones del manual de operación de rutinas técnicas, se podrá contar con datos para su análisis y así poder disminuir o evitar mantenimientos correctivos.

Existen elementos en la subestación como el generador de emergencia y sistemas de enfriamiento de los autotransformadores que no permanecen encendidos constantemente, es decir se encienden por casos puntuales, por ello la necesidad de encenderlos periódicamente, para cuando se vea la necesidad de su encendido o energizado puedan cumplir su función específica, por ello la necesidad de instrucciones de días y tiempo de encendido/apagado que se debe incluir dentro del manual elaborado.

- Criterio didáctico: “La palabra didáctica se deriva del griego: didaskein = enseñar tekne = arte de este análisis etimológico se concluye que didáctica es el arte de enseñar” (Aziz, 2014). Se entiende por material o documento didáctico al conjunto de instrumentos que permiten el aprendizaje de una manera sencilla y eficiente. Estos instrumentos pueden ser tanto físicos como virtuales, que sus principales objetivos son como despertar el interés de los estudiantes o personas, adaptarse a las diferentes características físicas y psíquicas a la cual vaya dirigido, además que facilitan la actividad de impartir conocimientos sirviendo como guía. El material didáctico tiene como importancia influenciar a que órganos sensoriales tengan estímulos para poder comprender de una forma natural, es decir le da sensaciones de manera directa o indirecta (Morales, 2012). En la elaboración de un manual se utiliza el criterio didáctico, pues se busca la facilidad y comprensión del lector, para que pueda interpretar las diferentes actividades que compone una labor o proceso asignado, la misma que puede servir para encontrar información significativa que se puede necesitar para una respectiva evaluación.
- Criterio técnico: Los manuales tienen como objetivo establecer los pasos para desarrollar diferentes actividades relevantes para el manejo y operación de la subestación, tales como lecturas de presiones y temperaturas de los diferentes instrumentos de medición, considerando entonces que el usuario hacia quien va dirigido el manual y las operaciones a realizar tienen naturaleza técnica, la selección de la estructura y ordenamiento o secuencia deberá seguir un criterio técnico para su implementación. Bajo el criterio técnico las rutinas a realizarse deberán priorizar un lenguaje simple, sencillo sin caer en el uso excesivo de definiciones o la inclusión innecesaria de pasos intermedios.

- Criterio de adquisición de información: Todo el entorno da información, las diferentes situaciones que se presentan día a día, hora a hora, segundo a segundo poseen un sin número de datos informativos que permiten tomar decisiones sin notarlo, este sin número de datos se presentan de diferentes maneras que ofrecen información de lo que sucede a nuestro entorno. Al pasar los años se observa que la información que se puede adquirir no solo es la que se encuentra alrededor como en los tiempos pasados, ahora la información está al alcance mediante la tecnología que ha ido evolucionando año a año, esta tecnología concede la facilidad de adquirir información de diferentes objetos. Este criterio es de significativa trascendencia para llevar a cabo los diversos objetivos que involucran la operación de la subestación, ya que por medio de la recopilación de información documental (manuales de equipos) se podrá identificar aquellos equipos con sus elementos que puedan ser sujetos a monitoreo y seguimiento, también la adquisición de información de las lecturas o datos que se tomarán de los instrumentos de medición, de esta manera será posible desarrollar la respectiva base de datos de información que posibilite la realización de análisis sujetos a las directrices de los manuales de los fabricantes de los diferentes equipos.

PARTE II APORTACIONES

CAPÍTULO 6

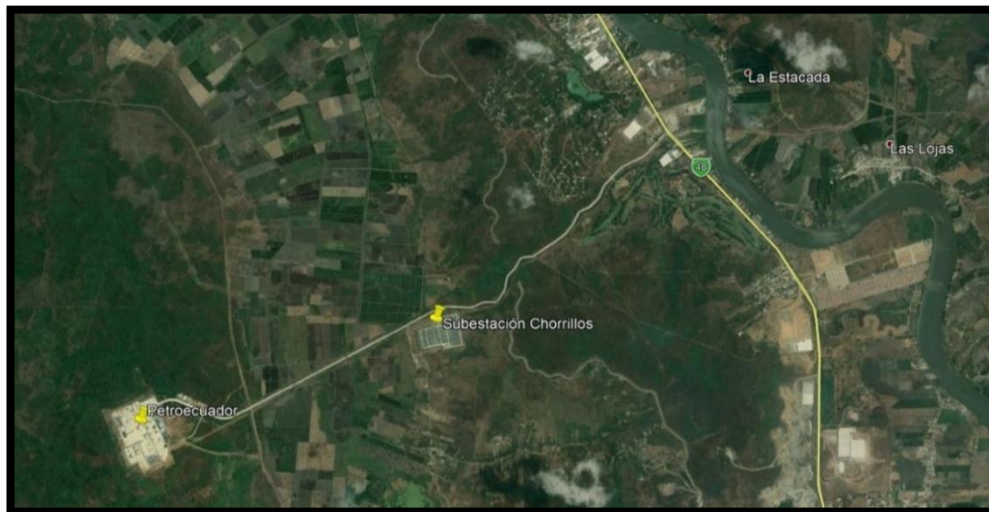
CARACTERIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHORRILLOS 500 kV

6.1 Datos generales de la subestación chorrillos

La subestación Chorrillos se encuentra ubicada en el norte de la ciudad de Guayaquil, km 26 vía a Daule (km 3 entrada a Petroecuador) Barrio El Chorrillo, como se observa en la siguiente figura.

Figura 18

Ubicación de la S/E Chorrillos 500 kV

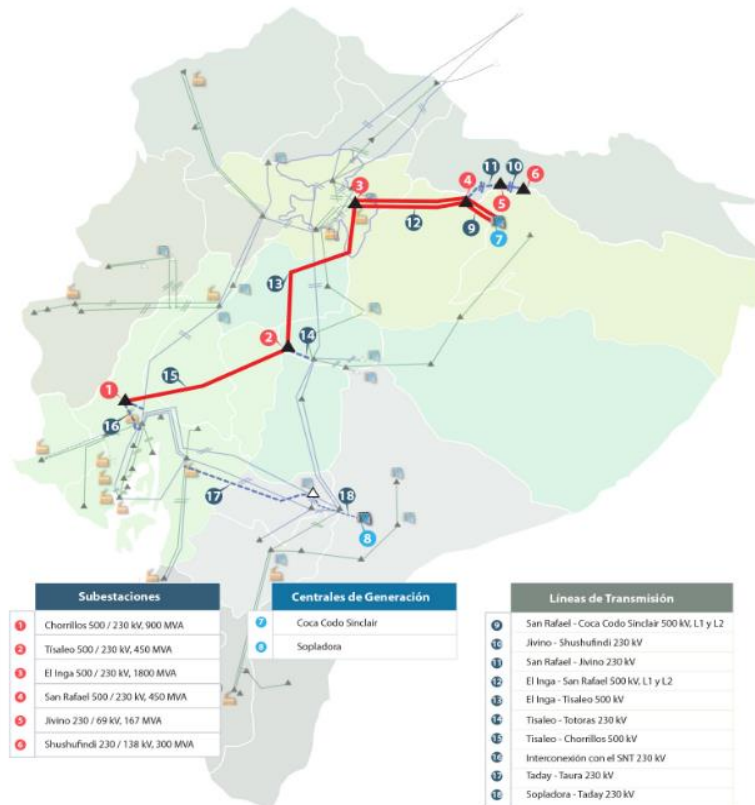


Nota. Imagen tomada de Google Earth (Earth, G. (s. f.))

La subestación eléctrica Chorrillos forma parte del sistema eléctrico 500kV entre las cuales comprende 4 subestaciones de 500kV que son:

- Chorrillos 500/230kV, capacidad 900MVA.
- Tisaleo 500/230kV, capacidad 450MVA.
- El Inga 500/230kV, capacidad 1800MVA.
- San Rafael 500/230kV, capacidad 900MVA.

Figura 19
Mapa de líneas de transmisión de 500 kV



Nota. Imagen tomada de CELEC (TRANSELECTRIC. (s. f.))

En la figura 19, se puede observar la ubicación de cada subestación referenciada en el mapa del Ecuador, determinando las interconexiones entre sí desde la subestación San Rafael ubicado al pie de la generadora Hidroeléctrica Coca Codo, hasta llegar a la subestación Chorrillos donde termina el sistema radial de 500kV en la ciudad de Guayaquil.

Debido a la ubicación geográfica de la subestación Chorrillos, esta se ve afectada por las pérdidas en el camino de transmisión, lo que puede incurrir en caídas de voltaje cuando la demanda es alta o en caso contrario en subida de voltajes al someter la línea a muy bajos flujos de potencia, por tal motivo la S/E Chorrillos dispone de un Compensador Estático de Reactivo SVC que trabaja a un nivel de voltaje de 30 kV, con capacidad de 30MVAR inductivos hasta 120MVAR capacitivos, este sistema se conecta al anillo de 230 kV atrases de un transformador trifásico de 150 MVA que reduce su voltaje de 230 kV a 30 kV, por lo que la Subestación Chorrillos cuenta con los siguientes patios:

6.1.1 Patio de 500kV

En el patio de 500 kV se cuenta con una configuración de DOBLE BARRA y compuesta por 4 bahías que se mencionan a continuación:

- Bahía L/T Tisaleo.
- Bahía Autotransformador ATI 500/230kV.
- Bahía Autotransformador ATJ 500/230kV.
- Bahía Acopladora de Barras.

6.1.2 Patio de 230kV

Presenta una configuración de DOBLE BARRA. El patio de 230kV está compuesto por 12 bahías que son:

- Bahía L/T Prosperina.
- Bahía L/T Esclusas.
- Bahía L/T Pascuales 4.
- Bahía L/T Pascuales 3.
- Bahía L/T Pascuales 2.
- Bahía L/T Pascuales 1.
- Bahía L/T Quevedo 1.
- Bahía L/T Quevedo 2.
- Bahía Autotransformador ATI 500/230kV.
- Bahía Autotransformador ATJ 500/230kV.
- Bahía Transformador TE 230/30kV.
- Bahía Acoplador de Barras.

6.1.3 Patio de 30kV (SVC)

Presenta una configuración de BARRA SENCILLA que se energiza a través del transformador TE de 230/30kV. El patio de 30kV está compuesto por 3 bahías que son:

- Bahía Thyristor Controlled Reactor (TCR) con capacidad de 96.7 MVar.
- Bahía Thyristor Switched Capacitor (TSC) con capacidad de 47.1 MVar.
- Bahía de filtros Compensador (FC).
 - Filtro del tercer armónico (H3) con capacidad de 31.68 MVar.
 - Filtro del quinto armónico (H5) con capacidad de 47.52 MVar.
 - Filtro del séptimo armónico (H7) con capacidad de 31.68 MVar.

6.2 Identificación física y de equipos

Para elaborar un ordenamiento o una serie de instrucciones a realizar, es de importancia el reconocimiento de que y cuáles son los componentes que poseo en mi entorno laboral, por ello a continuación se detalla cuáles fueron los puntos revisados para la elaboración del manual.

6.2.1 Identificación física y obra civil de la subestación

Para poder realizar un manual correspondiente a la subestación Chorrillos se debe realizar una inspección física visual de los elementos, componentes y sistemas que se poseen dentro de la subestación.

El primer paso que se tomó en cuenta para la elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación fue la identificación de las instalaciones donde se van a llevar a cabo dichas rutinas, identificando la ubicación de cada elemento o sistema. Para esto fue necesario realizar un recorrido y reconocimiento de las edificaciones, equipos, elementos y sistemas con su respectiva función.

La subestación se divide en tres plataformas, donde dos plataformas poseen equipos primarios a un nivel de voltaje de 500 kV correspondientes a él barraje y a las bahías o circuitos correspondientes a Tisaleo y seccionadores de barra de banco de transformación ATI y ATJ.

La tercera plataforma cuenta con equipos primarios a niveles de voltaje de 500 kV para las bahías de ATI y ATJ como seccionadores adyacentes, transformadores de corriente, pararrayos, transformadores de voltaje y disyuntores. En los niveles de voltaje 230, 30 y 34.5 kV todos sus equipos se encuentran en esta plataforma incluido los bancos de autotransformadores, cada plataforma con sus elementos eléctricos y civiles se detallarán en la tabla 4.

Figura 20
Subestación Chorrillos 500kV



Nota. Foto de la subestación chorrillos desde el patio de 500 kv, esta fotografía fue tomada desde la bahía Tisaleo.

Tabla 4
Descripción y detalle del levantamiento físico de la subestación

Ubicación	Descripción	Detalle	
Plataforma 1	Patio de maniobra de la bahía Tisaleo 500 kV	Equipos primarios de la bahía Tisaleo 500 kV	
	Caseta de relé 2	Equipos de control y protección de la bahía Tisaleo 500 kV Cuarto de banco de baterías de 125 Vdc	
Plataforma 2	Patio de maniobras de barras de 500 kV	Equipos primarios de las barras de 500 kV	
	Caseta de guardias	Sala de control de entrada y salida de personal	
	Puerta de Ingreso a la subestación	N/A	
Plataforma 3	Patio de maniobras de bancos de autotransformadores 500/230/34.5 kV	Equipos primarios de bancos ATI y ATJ 500/230/34.5 kV	
	Patio de maniobras de la bahía de acople 500 kV	Equipos primarios de la bahía de acople 500 kV	
	Patio de maniobra de transformador 230/34.5 kV	Equipos primarios de transformador 230/30 kV	
	Patio de maniobras de las bahías de 230 kV	Equipos primarios de las bahías de 230 kV	
	Patio de maniobras de las bahías de 30 kV	Equipos primarios de las bahías de 30 kV	
	Patio de maniobras de las bahías de 34.5 kV	Equipos primarios de las bahías de 34.5 kV	
	Caseta de relé 1		Equipos de control y protección del banco ATI 500500/230/34.5 kV
			Cuarto de banco de baterías de 125 Vdc
	Caseta de relé 3		Equipos de control y protección del banco ATJ 500500/230/34.5 kV
			Equipos de control y protección de la bahía acople 500 kV Cuarto de banco de baterías de 125 Vdc
	Casa del SVC		Cuarto de tiristores de la bahía TSC y TCR
			Cuarto de banco de baterías de 125 Vdc
			Equipos de control y protección del SVC y transformador TE Sistema de enfriamiento de la bahía TSC y TCR
Casa de control		Oficina - Bodega	
		Cocina - Sala de telecomunicaciones	
		Sala AC/DC Equipos de control y protección de 34.5/0.48 kV Sala de Control	

Nota. Tabla de divisiones por plataforma de la subestación chorrillos

En la tabla 4 se presentan las 3 plataformas que posee la subestación Chorrillos, y en cada plataforma se detalla la descripción de elementos y áreas que se poseen.

6.2.2 Equipos exteriores

Dentro de la subestación los equipos se dividen por el nivel de voltaje, cada equipo eléctrico posee sus características técnicas, los equipos que se poseen en la subestación se muestran a continuación:

- Seccionadores
- Transformadores de corriente
- Transformadores capacitivos de voltaje
- Reactores
- Pararrayos
- Disyuntores
- Autotransformadores de potencia
- Tableros de sistemas de enfriamiento
- Transformadores Zigzag 34.5 kV
- Celdas de paso 34.5 kV
- Transformadores de corriente
- Transformadores capacitivos de voltaje
- Pararrayos
- Disyuntores
- Transformador de potencia 230/30 kV
- Capacitores
- Celda de transformación 34.5/0.48 Kv
- Disyuntores 0.48 kV
- Generador de emergencia 0.48 kV

6.2.3 Equipos interiores

Los equipos que se encuentran ubicados dentro de las edificaciones de las casas de relé de 500 kV, casa de relé de 230 kV, casa del SVC y la casa de control, cumplen principalmente con el control, protección, medición y monitoreo de los equipos principales ubicados en los exteriores de la subestación, además en cada una de las edificaciones mencionadas anteriormente cuentan con dos cargadores y dos bancos de baterías de 125 Vdc.

El sistema de corriente continua tiene como función principal la alimentación de las cargas DC y en caso de emergencia suplir los servicios auxiliares en la subestación cuando se quede sin la fuente principal y de respaldo de corriente alterna, entre ellos se tiene los siguientes:

- Relés de protección
- Unidad controladora de bahía
- Ups
- Bancos de baterías
- Breakers de corriente alterna
- Breakers de corriente continua
- Controladores de tomas (TAPCOM)
- Mandos sincronizados (RPH2)
- GPS
- Switch de comunicación
- Registrador de fallas (DFR)
- Tableros de distribución.

En el levantamiento realizado se puede resumir que la subestación es relativamente nueva, los equipos están en estado óptimo, y no poseen limitantes para la operabilidad del sistema. Por lo que para la adquisición de información de los diferentes equipos se puede confiar en los componentes respectivos diseñados para su respectiva función.

6.3 Levantamiento de documentación

El manual elaborado presentara rutinas solo de los equipos que posean instrumentos de medición y aquellos elementos con la necesidad de encenderlos para darle movilidad y su evaluación de funcionamiento, por ello la importancia de realizar una revisión técnica de los diferentes documentos que se tienen en la subestación Chorrillos.

Para comprender el funcionamiento particular de cada elemento de la subestación, es necesario recopilar la información técnica entregada por los diferentes fabricantes de cada uno de los equipos de las diferentes bahías, sistemas y subsistemas de la subestación, y poder identificar cada componente o accesorio de cada equipo, esta fue la finalidad de realizar el levantamiento de información documental.

La documentación esta abarcada de manuales, hojas técnicas, folletos, planos y similares. Se realizó la revisión de manuales que se los presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5
Listado de manuales

Patio o Sistema	Descripción del documento
500 kV	Transformador de corriente marca TBEA KONCAR
	Pararrayo marca NANYANG JINGUAN
	Reactor de línea y de neutra marca TBEA
	Medidores marca SCHNEIDER-bahía Tisaleo
	Relé de protección marca ABB-bahía Tisaleo
	Instrucciones del pararrayo marca NANYANG JINGUAN
230 kV	Transformador de corriente marca TBEA KONCAR
	Transformador de voltaje capacitivo marca SIEYUAN, tipo tyd230-ra3_0.005w3
	Transformador de voltaje capacitivo marca SIEYUAN, tipo tyd230-ra3_0.01w3
	Medidores marca SCHNEIDER- tipo oin8650
	Instrucciones del pararrayo marca NANYANG JINGUAN
Autotransformador	Autotransformador monofásico marca CHINA XD
	Accesorios del autotransformador monofásico marca CHINA XD
	Transformador TZI marca FUZHOU TIANYU
	Accesorios del transformador TZI marca FUZHOU TIANYU
	Transformador TZJ marca FUZHOU TIANYU
	Accesorios del transformador TZJ marca FUZHOU TIANYU
	Transformador te marca CHINA XD
SCA (sistema de corriente alterna)	Transformador de SSAA. TR1 marca FUZHOU TIANYU
	Transformador de SSAA. TR2 marca FUZHOU TIANYU
	Manual de instalación del grupo Electrónico
	Manual de operación y mantenimiento del grupo de emergencia
SCC (sistema de corriente continua)	Instrucciones de banco de baterías 125 V _{DC}
	Instrucciones de banco de baterías 48 V _{DC}
	Instrucciones de cargador de baterías de 125 V _{DC}
	Instrucciones de cargador de baterías de 48 V _{DC}
SVC	Instalación de capacitores exteriores de alto voltaje
SAG (sistemas auxiliares generales)	Instrucciones del equipamiento de circuito cerrado de vigilancia
	Instrucciones del equipamiento de circuito cerrado de monitoreo
	Instrucciones de los elementos del sistema antiexplosivo
	instrucciones del sistema de monitoreo de gases

Nota. Tabla de los manuales que se poseen los equipos de la subestación chorrillos

En la tabla 5 se presenta el listado de los manuales o documentos para cada uno de los equipos y sistemas que se tomaron en cuenta para la elaboración de las rutinas, es de mucha importancia detectar en los planos, manuales y en el equipo los accesorios para determinar su ubicación y las variables que se van a extraer.

CAPÍTULO 7

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE RUTINAS TÉCNICAS

7.1 Equipos a realizar rutinas técnicas operativas

En la subestación chorrillos al igual que otras subestaciones se poseen diferentes equipos de alta, media y baja tensión, de los cuales se realizará el levantamiento de información de los equipos que posean instrumentos de medición y que su operatividad tenga que cumplir condiciones.

7.1.1 Equipos de operación continua con instrumentos de medición

Los equipos de operación continua son aquellos cuyo estado normal de funcionamiento implica mantenerse energizados o funcionando, como transformadores, disyuntores, pararrayos, seccionadores, transformadores de corriente, entre otros.

Dentro de este grupo de equipos de operación continua se pueden dividir entre los que poseen instrumentos de medición y los que no, los equipos que poseen instrumentos de medición en la subestación chorrillos se los presenta en la siguiente tabla:

Tabla 6

Equipos con instrumentos de medición

EQUIPO	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN	UNIDAD
Disyuntor	Manómetro/Contador	Mpa o PSI/Und
Transformador	Termómetro	°C
Pararrayos	Amperímetro/Contador	mA/Und
Reactor	Termómetro	°C
Autotransformador	Termómetro	°C
Baterías	PLC	V

Nota. Tabla adaptada de manuales de equipos de la subestación chorrillos

En la tabla 6 se presentan los equipos primarios que poseen instrumentos de medición, que permitirán realizar el levantamiento de información de cada uno de

ellos, para poder crear una base de datos de las diferentes variables y poder realizar su seguimiento y análisis respectivo.

7.1.1.1 Disyuntores

Los disyuntores de los diferentes voltajes de la subestación poseen presostatos para la medición de la presión de gas SF₆ y un contador que indica el número de operaciones, en el manual a elaborado se dispone de valores límites mínimos documentados por los fabricantes, con los cuales estos interruptores enviaran alarmas o bloqueos de los mismos, por ello la necesidad de llevar un control diario para detectar de manera temprana si existe alguna variación, descubriendo una posible fuga antes que el equipo genere una alarma, de igual manera se llevara un control del número de operaciones para discriminar la posible operación de un interruptor sin el conocimiento del operador (esto puede suceder cuando el centro de control de transmisión realiza maniobras de emergencia o autorizadas por el CENACE).

Figura 21

Manómetro y contador de interruptores de 500, 230 y 30 kV



Nota. Foto tomada del disyuntor de la bahía prosperina de la subestación chorrillos

En la figura 21 se muestra el manómetro y el contador de uno de los disyuntores de la subestación Chorrillos, en el manómetro se poseen escalas de 0 a 150 mega pascal. En los contadores de los interruptores se poseen números

adimensionales que se los compara con los datos levantados anteriormente para determinar si el equipo tuvo una apertura/ cierre o apertura y cierre.

7.1.1.2 Reactores, autotransformadores y transformador

Los transformadores, reactores y autotransformadores disponen de termómetros para la medición la temperatura tanto para cada uno de sus devanados, como en el aceite (tanto en el tanque cuba como en el OLTC). Los valores se van a registrar hora a hora por los diferentes fenómenos que influyen al cambio de temperaturas que pueden ser por sobrecarga, pérdida de aceite, mal funcionamiento del sistema de enfriamiento, etc.

En los sistemas de enfriamiento de los autotransformadores y transformador TE se tienen PLC's que existen valores configurados por los fabricantes para el encendido de las diferentes etapas según sus temperaturas, además de disponer alarmas y desenergizaciones (disparos), los valores configurados para las etapas alarmas y disparos se encuentran en las tablas 7 y 8 para el autotransformador y transformador TE respectivamente.

Figura 22

Termómetro de transformadores y reactores



Nota. Foto tomada de un termómetro del transformador de la subestación chorrillos

En la figura 22 se muestra un termómetro del devanado de alta tensión (230 kV) del transformador TE de la subestación Chorrillos.

Se puede observar una manecilla de color rojo que es la que permitirá un registro de la temperatura máxima que alcanzo en el transcurso de 24 horas, es decir

que cuando se va a realizar la primera lectura del día se deberá registrar la temperatura máxima del día anterior y proceder a girar la manecilla en sentido antihorario hasta que tope con la temperatura que marca en esa hora.

7.1.1.3 Pararrayos

Los pararrayos de la subestación Chorrillos (3 por cada circuito) poseen un indicador de corriente de fuga que indica sobrevoltajes o contaminación del equipo, además de poseer un contador para llevar un control de descargas atmosféricas, estos valores de corriente de fuga y el número de descargas se deberán documentar de manera diaria.

Figura 23

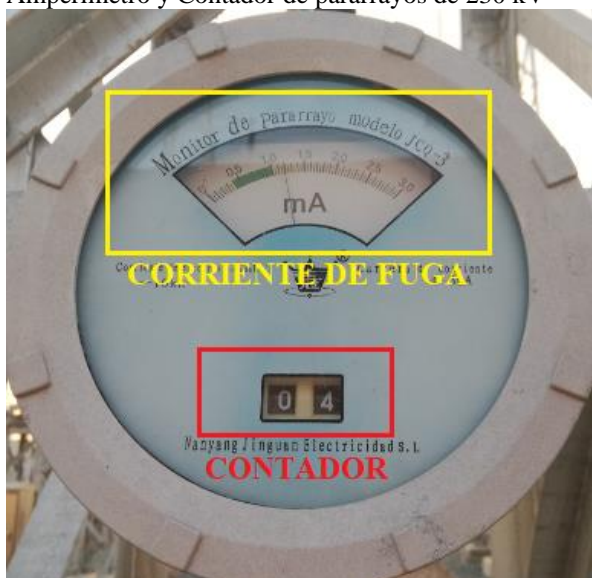
Amperímetro y Contador de pararrayos de 500 kV



Nota Foto tomada de un pararrayo de 500kV de la subestación chorrillos

En las figuras 23, 24 y 25 se pueden observar amperímetros para las corrientes de fuga con escala de 1 a 3 miliamperios y los contadores de descargas que su lectura es adimensional, en cada figura se presentan estos instrumentos de medición para cada nivel de voltaje que se posee en la subestación eléctrica Chorrillos.

Figura 24
Amperímetro y Contador de pararrayos de 230 kV



Nota. Foto tomada de un pararrayo de 230kV de la subestación chorrillos

Figura 25
Amperímetro y Contador de pararrayos de 30 kV



Nota. Foto tomada de un pararrayo de 30kV de la subestación chorrillos

7.1.1.4 Banco de baterías

En la subestación Chorrillos se poseen 2 bancos de baterías en cada caseta, casa de control y casa del SVC, cada banco de batería esta de manera independiente

a una barra de 125 Vdc, es decir que en la subestación se consta de 720 celdas dividido en 12 bancos de 125 Vdc.

Cada banco de baterías dispone de un PLC que muestra la medición del voltaje de cada una de las celdas, por lo que es necesario el registro de cada una de las baterías para determinar si se encuentran en óptimas condiciones para su funcionamiento. Las baterías de la subestación son de estado sólido, se ha determinado que la toma de lecturas de voltaje de cada batería sea 1 vez cada 2 semanas, es decir se tomara la lectura de 4 bancos de baterías semanalmente.

Figura 26
PLC del banco de baterías



Nota. Foto tomada del PLC de un banco de baterías de la subestación chorrillos

En la figura 26 se muestra una foto del PLC de uno de los bancos de baterías, por medio de este instrumento se podrá adquirir el voltaje de cada una de las celdas, los bancos de baterías permitirán mantener energizados los IED's, circuitos de control, protección y fuerza de la subestación, cuando la fuente principal (terciarios de los bancos de autotransformadores) y de respaldo (generador de emergencia) de

corriente alterna estén fuera de servicio, estos bancos suplirán las cargas aproximadamente 8 horas.

7.1.2 Equipos de operación automática

Se define equipo de operación automática aquellos que su operación es de manera específica y que dependen de parámetros configurados, tales como el generador de emergencia que su encendido automático es cuando se pierde la fuente principal de corriente alterna (terciario de los bancos de autotransformadores), que suministra de energía eléctrica a los servicios auxiliares de la subestación.

Otro sistema automático es el sistema de enfriamiento de los autotransformadores y transformador, que dependiendo de las temperaturas configuradas para los devanados y aceite realizan su encendido o apagado.

Por lo expuesto anteriormente, se debe realizar un encendido manual del generador y de los sistemas de enfriamiento en el caso que no se cumplan los parámetros establecidos, para su buen funcionamiento cuando este lo amerite.

7.1.2.1 Sistema de enfriamiento

Los sistemas de enfriamiento se encuentran divididos en la primera etapa que es el encendido de cuatro ventiladores y la segunda ocho ventiladores de acuerdo con las siguientes tablas para los autotransformadores y para el transformador TE:

Tabla 7

Encendido de sistema de enfriamiento por etapas de los autotransformadores

LECTURA DE TEMPERATURA	1er etapa	2da etapa
DEVANADO AT	65 °C	75 °C
DEVANADO MT	65 °C	75 °C
DEVANADO BT	65 °C	75 °C
ACEITE DEL AT	-	75 °C
ACEITE DEL OLTC	-	75 °C

Nota. Tabla adaptada del manual del autotransformador.

Tabla 8

Encendido de sistema de enfriamiento por etapas del transformador TE.

LECTURA DE TEMPERATURA	1er etapa	2da etapa
DEVANADO AT	65 °C	75 °C
DEVANADO MT	65 °C	75 °C
DEVANADO BT	65 °C	75 °C
ACEITE DEL AT	-	75 °C
ACEITE DEL OLTC	-	75 °C

Nota. Tabla adaptada del manual del transformador TE.

En las figuras 7 y 8 se muestra los valores configurados por el fabricante para el encendido automático de los sistemas de enfriamiento de cada uno de los autotransformadores y del transformador TE. Si las temperaturas de los devanados o aceite poseen valores menores a los expuestos en la tabla anterior significa que los ventiladores no se han prendido por ellos se deberá realizar un encendido manual de los ventiladores para que sus partes móviles no presenten problemas con su operación automática. Por lo expuesto se vio la necesidad de crear una rutina semanal de encendido manual de los ventiladores y en el caso que los valores de temperatura estén igual o por encima de estos valores configurados, realizar una inspección visual de funcionamiento.

7.1.2.2 Generador de emergencia

El generador de emergencia, por su propia naturaleza de estar conformado por elementos mecánicos parte de combustión interna y eléctricos, es imprescindible el encendido manual una vez a la semana para evitar atrofiar los elementos mecánicos y a su vez garantizar su correcto funcionamiento en caso de eventos. Además de toma de lecturas presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 9

Lecturas en el generador de emergencia

GRUPO ELECTROGENO
Nivel de combustible
Voltajes
Corrientes

Frecuencia
Rpm
De arranques
Temperatura del equipo
Temperatura refrigerante
Voltaje de las baterías
Horas antes
Horas después
Horas de prueba

Nota. Tabla adaptada del manual del generador.

En la tabla 9 se presenta un listado de la información que se podrá adquirir en la rutina del encendido manual del generador de emergencia, a través de su PLC que mostrará estos datos que se deberán registrar, monitorear y analizar.

El grupo electrógeno es de mucha importancia dentro de la subestación eléctrica Chorrillos, ya que es la única fuente de respaldo de corriente alterna, por ello la necesidad de mantener este equipo en óptimas condiciones para que pueda operar de manera normal cuando el sistema de servicios auxiliares presente la ausencia de alimentación de los bancos de autotransformadores (fuente principal).

7.2 Rutinas establecidas

Para la elaboración de las rutinas, horario y frecuencia se basó en un criterio técnico y personal, basado en experiencias que se han presentado en el pasado y que afectaron a la comunidad y a los equipos de la subestación, las mismas que se hubiesen podido prevenir o disminuir su afectación si la información hubiese sido recabada en el orden y cronología que se va a detallar.

7.2.1 Rutinas de equipos

La rutina de los equipos son las acciones que se deberán tomar para cada elemento con instrumento de medición que está instalado en la subestación Chorrillos, además de los sistemas de enfriamiento que se presenten en los autotransformadores y del grupo electrógeno que como ya se había mencionado

antes es de necesidad su encendido periódico y verificación de su correcta operación.

7.2.1.1 Rutina de interruptores o disyuntores

La adquisición de información de los interruptores implicara la toma de datos de la presión de gas SF6 a través de los manómetros y el número de operaciones del contador, se ha establecido que el levantamiento de esta información sea todos los días a las 08:00, cabe indicar que para evitar la mala lectura de estos datos no se puede variar las horas, el comportamiento de la presión puede variar por temperaturas ambientales, a continuación se presentaran las plantillas de los interruptores de la subestación.

Tabla 10

Plantilla para interruptores de 500 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Tisaleo	52-562						
Acople	52-5Ø2						
ATI	52-5I2						
ATJ	52-5J2						

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 500 kV

Tabla 11

Plantilla para interruptores de 230 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Prosperina	52-262						
Esclusas	52-272						
Pascuales 4	52-292						
Pascuales 3	52-2102						
ATI	52-2I2						
Acople	52-2Ø2						
ATJ	52-2J2						
Pascuales 2	52-5142						
Pascuales 1	52-5152						
Quevedo 1	52-5162						
Quevedo 2	52-5172						
TE	52-5E2						

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 230 kV

Tabla 12

Plantilla para interruptores de 30 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C

TCR	52-832
TSC	52-822
FC	52-812

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 30 kV

En las figuras 10, 11 y 12 se presenta los interruptores que se poseen en cada una de las bahías o circuitos en la subestación chorrillos, en cada uno de ellos se deberá tomar las lecturas de los contadores de operaciones y de la presión de gas SF6 en la unidad de psi.

7.2.1.2 Rutinas de pararrayos

En la subestación Chorrillos se cuentan 23 pararrayos 500 kV, 36 de 230kv, 4 de 30 kV y 2 de 34.5 kV, los contadores de descargas y amperímetros para la medición de corrientes de fuga, por medio de los contadores se podrá conocer el número de descargas atmosféricas que se han presentado y a través del amperímetro la existencia de un sobrevoltaje o contaminación.

La lectura de datos se la realizara de manera diaria, se realizará esta adquisición de información por medio de la siguiente plantilla.

Tabla 13
Plantilla de pararrayos de 500 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Corriente de fuga		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Tisaleo	SA-56A						
	SA-56B						
Barra	SA-5B1						
ATI	SA-5IA						
	SA-5JB						
ATR							
ATJ	SA-5JA						
	SA-5JB						
Reactor De reserva	N/A	N/A	N/A		N/A	N/A	N/A

Nota. Pararrayos de las bahías de 500 kV en la subestación Chorrillos

Tabla 14
Plantilla de pararrayos de 230 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores	Presión SF6
-------	-----------	------------	-------------

		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Prosperina	SA-262						
Esclusas	SA-272						
Pascuales 4	SA-292						
Pascuales 3	SA-2102						
ATI	SA-2I2						
ATJ	SA-2J2						
Pascuales 2	SA-5142						
Pascuales 1	SA-5152						
Quevedo 1	SA-5162						
Quevedo 2	SA-5172						
TE	SA-5E2						

Nota. Pararrayos de las bahías de 230 kV en la subestación Chorrillos

Tabla 15

Plantilla de pararrayos de 30 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
TE	SA-8E2						
H3	SA-81A2						
H5	SA-81B2						
H7	SA-81C2						

Nota. Pararrayos de las bahías de 30 kV en la subestación Chorrillos

En la figura 13, 14 y 15 se presentan los pararrayos de las bahías de 500, 230 y 30 kV que se encuentran en la subestación Chorrillos, de los cuales se tomarán las lecturas de los contadores de descarga y de la corriente de fuga.

7.2.1.3 Rutina de autotransformadores, Reactores y transformador

La capacidad de transformación de la subestación es de 900 MVA, dividido en 2 bancos de autotransformadores de 450 MVA cada uno; para evitar los sobrevoltajes en la línea de 500 kV se posee un banco de reactores de línea con capacidad de 120 Mvar; a diferencia de otras subestaciones en el Ecuador esta contiene el sistema SVC a un voltaje de 30 kV que regula el voltaje en 230 kV, esta regulación se realiza a través de un transformador de 230/30 kV.

Estos equipos poseen termómetros para controlar la temperatura del aceite y devanados, a diferencia de los autotransformadores que poseen también en el intercambiador de tomas bajo carga, las temperaturas son de constante variación dependiendo de algunos fenómenos como la carga que están recibiendo, temperatura ambiente, entre otros, por ello se ha propuesto la toma de datos hora a hora las 24 horas al día. Para la realización de esta rutina se ha usado las siguientes abreviaturas:

AT: Temperatura del devanado de alta tensión
 MT: Temperatura del devanado de media tensión
 BT: Temperatura del devanado de baja tensión
 ATF: Temperatura del aceite el tanque cuba del
 OLTC: Temperatura del aceite en el intercambiador de tomas bajo carga.

Tabla 16
 Plantilla de autotransformadores 500/230/34.5 kV

Banco de Autotransformadores ATI/ATJ															
Hora	Fase A					Fase B					Fase C				
	AT	MT	BT	ATF	OLTC	AT	MT	BT	ATF	OLTC	AT	MT	BT	ATF	OLTC
00:00															
01:00															
02:00															
03:00															
04:00															
05:00															

Nota. Termómetros de los autotransformadores de 500 kV

Tabla 17
 Plantilla de reactores de línea 500 kV

Banco de reactores RL						
Hora	Fase A		Fase B		Fase C	
	AT	ATF	AT	ATF	AT	ATF
00:00						
01:00						
02:00						
03:00						
04:00						
05:00						

Nota. Termómetros de los reactores de 500 kV

Tabla 18
 Plantilla de transformador 230/30 kV

Transformador TE												
Hora	Fase A				Fase B				Fase C			
	AT	BT	ATF1	ATF2	AT	BT	ATF1	ATF2	AT	BT	ATF1	ATF2
00:00												
01:00												

02:00		
03:00		
04:00		
05:00		

Nota. Termómetros del transformador 230 kV

En las tablas 16, 17 y 18 se presentan las plantillas para realizar la toma y registro de las lecturas de temperatura de cada termómetro de los autotransformadores, reactores de línea y transformador TE respectivamente. Se poseen cinco termómetros para los autotransformadores, dos para los reactores de línea y cuatro para el transformador trifásico TE.

El levantamiento de información se lo debe realizar hora a hora durante las 24 horas del día, pero en las plantillas presentadas solo se pone un ejemplo desde las 00:00 hasta las 05:00.

7.2.1.4 Rutina de banco de baterías

Se dispone de dos bancos de baterías por caseta de relé de 500 kV (3 casetas), dos bancos en la caseta de 230 kV, dos bancos en la casa de control y dos bancos en la casa del SVC, cada banco de batería consta de su respectivo cargador. Los valores que se van a registrar son los voltajes de las 60 celdas que posee cada banco y el voltaje de todo el banco y del cargador, al poseer 720 baterías se dispone de la toma de datos de 4 bancos por semana alternadamente con su cargador correspondiente, es decir de 240 baterías y 4 cargadores, para ello se utilizará la plantilla tomando como ejemplo 10 baterías ubicadas en la sala de control.

Tabla 19
Plantilla banco de batería

Sala de control			
Banco 1		Banco 2	
Numero de celda	Voltaje	Numero de celda	Voltaje
1		1	
2		2	
3		3	
4		4	
5		5	
6		6	
7		7	
8		8	
9		9	

10	10
V banco	V banco
V cargador	V cargador

Nota. Tabla adaptada de las baterías de sala de control de la subestación Chorrillos

En la figura 19 se muestra cómo será el formato para la toma de datos de cada una de las baterías, con la finalidad de tener una base de información de datos para poder comparar sus valores, así determinar y evaluar a cada una de las celdas.

7.2.1.5 Rutina de sistemas de enfriamiento de autotransformadores y transformador TE

Los autotransformadores y el transformador TE poseen sistema de enfriamiento por aire forzado, que implica el encendido de ventiladores del radiador, este encendido funciona cuando las temperaturas de sus devanados o aceite llegan a cierta temperatura, divididas en dos etapas, la primera el encendido de solo 4 de sus 8 ventiladores, en cambio la segunda etapa esta parametrizada para el encendido de sus 8 ventiladores, estos valores de temperaturas son presentadas en las tablas 6 y 7.

Para obtener el funcionamiento correcto de estos ventiladores se dispone del encendido manual una vez a la semana, así se garantiza el comportamiento adecuado, cuando el transformador o uno de los autotransformadores lleguen a las temperaturas configuradas, esta rutina solo es de revisión visual por lo que la plantilla presentada solo se llenara haciendo un check list de los ventiladores que están en buen funcionamiento.

Tabla 20

Plantilla de sistema de enfriamiento de autotransformadores y transformador

#Ventilador	Banco ATI			Banco ATJ			TE
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	N/A
V1							
V2							
V3							
V4							
V5							
V6							
V7							
V8							

Nota. Ventiladores de los autotransformadores y transformador TE

En la tabla 20 se presenta la plantilla para la revisión de los ventiladores de los bancos de autotransformadores (ATI y ATJ) y del transformador TE, el registro de esta rutina se basara en realizar el encendido manual y verificar que los ventiladores funcionen correctamente.

7.2.1.6 Rutina de generador de emergencia

Los servicios auxiliares de la subestación eléctrica Chorrillos es alimentada por los devanados de baja tensión (34.5 kV) de los 2 bancos de autotransformadores, que energizan los 2 transformadores de servicios auxiliares TR1 y TR2 34.5/0.48 kV, la configuración es de manera paralela, es decir que si por algún evento se desenergiza el banco ATI o el banco ATJ, el banco que el banco energizado asume la carga de la subestación, cuando se pierde la fuente de alimentación principal (bancos ATI y ATJ) el generador de emergencia es quien coge la carga de toda la subestación, por lo tanto su operabilidad es específica, al estar compuestos de elementos mecánicas parte de combustión interna y eléctricos se ve la necesidad de su encendido semanal por treinta minutos y toma de datos atreves de su PLC, la información que se requerirá para llevar un control se la presentara en la siguiente plantilla.

Tabla 21
Plantilla de generador de emergencia

<i>Grupo electrógeno</i>	
Nivel de combustible	Temperatura del equipo
Voltajes	Temperatura refrigerante
Corrientes	Voltaje de baterías
Frecuencia	Horas antes
Rpm	Horas después
# de arranques	Horas de prueba

Nota. Información del grupo electrógeno de la subestación Chorrillos

En la tabla 21 se muestra la información que se va a adquirir al realizar la rutina del encendido del generador, los datos que se van a levantar se podrán visualizar desde la PLC del grupo electrógeno,

Se debe encender el generador 1 vez a la semana, encendiéndolo durante 30 minutos sin carga y una vez al mes el encendido del generador deberá realizarse con carga durante 15 minutos.

7.3 Programación de rutinas

En la programación del horario y frecuencia para realizar las rutinas se utilizaron criterios técnicos personales mencionados en los subcapítulos de cada rutina, por lo que a continuación se presentara las tablas con sus respectivos horarios y frecuencias. Para las tablas se utilizará las siguientes abreviaturas:

RD: rutina de disyuntores.

RP: rutina de pararrayos.

RT: rutina de autotransformadores, reactores y transformador.

RB: rutina de baterías.

RS: rutina de sistema de enfriamiento.

RG: rutina de generador.

Tabla 22
Horario semanal de rutinas

Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
RD	RD	RD	RD	RD	RD	RD
RP	RP	RP	RP	RP	RP	RP
RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT
RG	RB	-	-	-	RS	-

Nota. Planificación de rutinas para la subestación Chorrillos

En la tabla 22 se muestra el horario semanal para realizar las rutinas. Las rutinas fueron diseñadas para la subestación Chorrillos, con la finalidad de evaluar

o predecir algún fenómeno en los equipos que se están tomando en cuenta para la realización de este manual.

Tabla 23

Hora y frecuencia de rutinas

Rutina	Detalle
RD - RP:	Lecturas de presión de gas SF ₆ , contadores y corrientes de fuga a las 08:00
RT:	Lecturas de temperaturas de reactores, autotransformadores y transformador hora a hora
RG:	Encendido del generador a las 10:00 durante 30 min sin carga
RB:	Lectura de voltajes en las baterías a las 15:00
RS:	Encendido del sistema de enfriamiento a las 11:00

Nota. Detalle de realización de las rutinas para la subestación Chorrillos

En la tabla 23 se presenta las horas y la frecuencia para realizar cada rutina, cabe recalcar que si durante el levantamiento de una de ellas, se presenta un evento/alarma o falla de algún circuito o equipo, es necesario atender estos fenómenos y después continuar con la realización de las rutinas.

El manual realizado con los levantamientos de equipos, rutinas, horarios y frecuencia se lo adjunta en la sección de Anexo de la presente investigación.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

Al identificar todos los equipos se logró diferenciar los que poseen y los que no instrumento de medición, no solo en el aspecto físico si no en la información de manuales y planos que brinda cada uno.

Cada equipo de medición cumple una función, que es de brindar información específica, que permite ser monitoreada en relación con valores límites establecidos por fabricantes.

El manual elaborado permite prevenir sucesos que acarreen deficiencia de la confiabilidad de transmisión de energía eléctrica, evitando o minimizando mantenimientos correctivos que implicaría la salida de servicio de algún equipo.

La periodicidad de las rutinas técnicas fue diseñada bajo un criterio técnico personal, con la finalidad de adquirir un historial de cada uno de los equipos con instrumentos de medición.

Un operador de la subestación tiene funciones específicas, resolver emergencias o realizar maniobras de equipos cuando se presentan; la existencia de un manual le permitirá llevar un control de estados de equipos para poder evitar o minimizar desenergizaciones por fallas de equipo primario.

8.2 Recomendaciones

Se recomienda que el personal de mantenimiento realice las calibraciones de los instrumentos de medición una vez al año, con la finalidad de que los valores que se extraigan sean de confianza.

Se sugiere la contratación de personal técnico y en constate capacitación, para no solo seguir al pie de la letra las instrucciones que se definen en el manual, si no que tome decisiones correctas.

El operador antes de usar el manual debe hacer un reconocimiento de su área laboral, identificando la ubicación de todos los equipos con sus componentes.

Se recomienda llevar una bitácora que contengan el resumen de datos quincenales con copia al personal encargado de CELEC EP, ¿Qué se gana con esto? Que esta información sea evaluada por otros criterios técnicos que ratifiquen o rectifiquen las acciones o decisiones tomadas por el operador.

Con la finalidad de tener datos históricos se aconseja crear archivos con toda la información levantada de cada uno de los equipos mencionados en el manual, para establecer el desgaste propio de los años en servicio.

REFERENCIAS

- A., M. V. S. (2003). Subestaciones de alta y extra alta tensión. Colombia.
- Asanza, M., Miranda, M., Ortiz, R., & Espín., J. (2016). Manual de procedimiento en la empresa. Revista Caribeña de Ciencias Sociales, 5–10. Recuperado de <https://www.eumed.net/rev/caribe/2016/11/manual.zip>
- Aziz, L. (2014). Definición etimológica de didáctica. Recuperado el 6 de febrero de 2021, de Slides Share website:
<https://es.slideshare.net/ImanAziz1/definicion-etimologica-de-didctica-objetivos-componentes#:~:text=ETIMOLOGIA%20DE%20LA%20DID%20C3%81C%20TICA%20Etimol%C3%B3gicamente,es%20el%20Arte%20de%20Ense%C3%B1ar.&text=Desde%20su%20origen%20en%20la,nombre%20de%20un%20g%C3%A9nero%20literario.>
- Chedraui, A. V., & Servín, E. D. G. A. (Eds.). (2011). Electrica (Vol. 34). Recuperado de <https://electrica.mx/wp-content/uploads/2019/02/Electrica34.pdf>
- Earth, G. (s. f.). Sub estación Chorrillos. Recuperado 10 de febrero de 2021, de Google Earth website:
https://earth.google.com/web/search/Sub+Estacion+El+Chorrillo/@-2.02918479,-79.98109734,46.09561298a,5324.58322577d,35y,-156.61554817h,45.02714245t,0r/data=CoQBGloSVAolMHg5MDJkMGU5OGVkJzQyMjlkOjB4M2I1NWlyZTY3OGQ4OTBhYxk5miMrvzwAwCG1boPa7_5TwCoZU3ViIEVzdGFjaW9uIEVsIENob3JyaWxsbxgBIAEiJgokCR0W0UIgXTNAERwW0UIgXTPAGaOl0zLdOxBAlb4ZQ5S9FFjA
- Empresa eléctrica de Boyaca. (2008). Manual de procedimientos seguros en subestaciones. Recuperado de https://issuu.com/ebsarevista/docs/manual_sube_61

- Harper, E. (2005). Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. Recuperado de <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=XsPFe5VLPKcC&oi=fnd&pg=PA17&dq=definicion+de+subestaciones+el%C3%A9ctricas&ots=yy6whQCCUk&sig=XsDHqtnPbTmU4XUD0VFaf18ql6o#v=onepage&q=definicion%20de%20subestaciones%20el%C3%A9ctricas&f=false>
- Morales, P. (2012). Elaboración de material didactico. Recuperado de http://www.aliat.org.mx/BibliotecasDigitales/derecho_y_ciencias_sociales/Elaboracion_material_didactico.pdf
- Moreno, J. (2017). Importancia del mantenimiento preventivo.
- Patiño, W. O., & Ramírez, C. A. C. (2017). MANUAL PARA LA OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON NIVELES DE TENSIÓN 115 kV, 33 kV y 13,2 kV. Recuperado de: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/8474/6213126/O83.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Real Academia Española. (2014). Diccionario de la lengua española. Recuperado de <https://dle.rae.es/rutinario>
- Stanescu, C., Luna, M., Pérez, R., Osal, W., & Blanco, C. (2012). Interrupciones del suministro eléctrico: Una revisión de su impacto y de las técnicas de mantenimiento preventivo (Power failures: A review of its impact and preventive maintenance techniques). Recuperado el 2 de junio de 2021, de Semantic Scholar website: <https://www.semanticscholar.org/paper/Interrupciones-del-suministro-el%C3%A9ctrico%3A-Una-de-su-Stanescu-Cardozo/4d5f3736f8d8dce13db9d52d2c5d61a2264e1bfd?p2df>
- Tipos de manuales. (2016). Recuperado el 6 de febrero de 2021, de Tiposde.com website: <https://www.tiposde.com/manuales.html>

Transelectric. (s. f.). Sistema de transmisión 500kv. Recuperado 7 de febrero de 2021, de CELEC ep website:

<https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/unidades-de-generacion>

Transelectic. (2020). Transelectric. Recuperado 26 de febrero de 2021, de Intranet Transelectric website:

<http://intranet.transelectric.com.ec/index.php/gestion-de-procesos/gestion-de-operacion-y-mantenimiento/Procesos/Gesti%C3%B3n%20de%20Operaci%C3%B3n%20y%20Mantenimiento/Gesti%C3%B3n%20de%20Operaci%C3%B3n/Operaci%C3%B3n%20de%20sistemas%20y%20equipos%20de%20transmisi%C3%B3n/M03.P03.S03%20Procedimiento%20operaci%C3%B3n%20de%20sistemas%20y%20equipos%20de%20transmisi%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa.pdf/detail>

Vivanco, M. (2017, julio). LOS MANUALES DE PROCEDIMIENTOS COMO HERRAMIENTAS DE CONTROL INTERNO DE UNA ORGANIZACIÓN. Recuperado el 2 de mayo de 2021, de

[http://scielo.sld.cu/ website:](http://scielo.sld.cu/)

http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2218-36202017000300038

ANEXOS

ANEXO 1:
MANUAL DE RUTINAS TÉCNICAS PARA LA OPERACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN CHORRILLOS

MANUAL DE RUTINAS TÉCNICAS PARA LA OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHORRILLOS



AUTOR:

Ing. Cevallos Almeida, Otto José

Guayaquil, Ecuador

2021

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS.....	100
ÍNDICE DE FIGURAS	101
RESUMEN	102
ABSTRACT	103
CAPÍTULO 1	104
RUTINAS PARA LOS AUTOTRANFORMADORES, TRANSFORMADORES Y REACTORES	104
1.1 Rutina de temperaturas	104
1.1.1 Bancos de autotransformadores ATI, ATJ y transformador TE.	105
1.1.2 Transformador TE	106
1.1.3 Reactores	108
1.2 Rutina de sistema de enfriamiento	109
1.2.1 Configuración del PLC del sistema de enfriamiento.....	110
1.2.2 Funcionamiento manual del sistema de enfriamiento	111
CAPÍTULO 2	113
RUTINAS DE INTERRUPTORES	113
2.1 Rutina de contadores y manómetro en los disyuntores	113
CAPÍTULO 3	117
RUTINAS DE PARARRAYO.....	117
CAPITULO 4	120
RUTINAS DE SERVICIOS AUXILIARES.....	120
4.1 Generador de emergencia.....	120
4.1.1 Encendido del generador sin carga.....	120
4.1.2 Encendido del generador con carga.....	122

4.2 Banco y cargador de baterías.....	124
CAPÍTULO 5	127
PROGRAMACIÓN DE RUTINAS.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Plantilla de autotransformadores 500/230/34.5 kV	106
Tabla 2 Encendido de sistema de enfriamiento por etapas de los autotransformadores	106
Tabla 3 Plantilla transformador 230/30 kV	107
Tabla 4 Encendido de sistema de enfriamiento por etapas del transformador TE.	108
Tabla 5 Plantilla de reactores de línea 500 kV	108
Tabla 6 Posiciones de los selectores del tablero.....	110
Tabla 7 Descripción de selectores en el PLC	111
Tabla 8 Plantilla de sistema de enfriamiento de autotransformadores y transformador	112
Tabla 9 Plantilla para interruptores de 500 kV.....	115
Tabla 10 Plantilla para interruptores de 230 kV.....	115
Tabla 11 Plantilla para interruptores de 30 kV.....	116
Tabla 12 Plantilla de pararrayos de 500 kV	118
Tabla 13 Plantilla de pararrayos de 230 kV	118
Tabla 14 Plantilla de pararrayos de 30 kV	119
Tabla 15 Plantilla de generador de emergencia.....	124
Tabla 16 Plantilla banco de batería	126
Tabla 17 Horario semanal de rutinas.....	127
Tabla 18 Hora y frecuencia de rutinas.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Termómetro.....	104
Figura 2 Autotransformador de 500/230/34.5 kV	105
Figura 3 Transformador de potencia de 230/30 kV.....	107
Figura 4 Reactor de línea de 500 kV	108
Figura 5 Tablero de sistema de enfriamiento	109
Figura 3. Selector KK.....	112
Figura 7 Disyuntor de 500 kV	113
Figura 8. Manómetro.....	114
Figura 9. Contador de operaciones.....	114
<i>Figura 10</i> Amperímetro y Contador de pararrayos de 500 kV	117
Figura 11 Indicador del modo manual del generador.....	121
Figura 12 Indicador de encendido del generador	121
Figura 13 Indicador de apagado del generador	121
Figura 14 Indicador del modo automático del generador.....	122
Figura 15 Indicadores de estados de interruptores de 0.48kV.....	122
Figura 16 Breaker ABB Sace Tmax.....	123
Figura 17 Selectores manual/automático.....	123
Figura 18 Menú al seleccionar QUERY.....	125
Figura 19 Pantalla de voltajes de las baterías	125

RESUMEN

La presente investigación propone la elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación Chorrillos 500 kV, por lo que se basó en la ausencia de adquisición de información de los diferentes equipos que poseen instrumentos de medición de la subestación, por ese motivo se realizó un levantamiento técnico detallado de los equipos que dispongan instrumentos de medición por medio una revisión de manuales de los fabricantes de los equipos eléctricos, con la finalidad de evitar o minimizar mantenimientos correctivos y poder realizar mantenimientos preventivos para garantizar la disponibilidad y el buen funcionamiento de los diferentes equipos de la subestación. Está desarrollado en dos partes: la parte teórica y la elaboración del manual. La primera parte contiene la importancia de un manual técnico con sus respectivos conceptos, tipos y criterios para su elaboración. En la sección de aportaciones abarca el levantamiento físico, revisión documental de la y el diseño de las rutinas diarias, semanales y mensuales para tener como resultado la elaboración del manual de rutinas técnicas operativas.

Palabras claves: Manual, Rutinas, técnicas, operación, subestación.

ABSTRACT

The current investigation offers the elaboration of a guidebook with technical routines to operate The Chorrillos 500 kV Substation. The non-existence of information about the management of the different equipment with measurement instruments at the substation lead to the development of this guide. For the development of the guidebook, it was necessary a detailed and accurate technical evaluation of the equipment that have measurement instruments, the evaluation was carried out by means of a review of the manuals of the electrical equipment manufacturers. As a result of the evaluation, this will guarantee a successful equipment performance and it will ensure its proper operation and availability; besides this, a suitable analysis will help to avoid or to reduce the corrective maintenance of the different equipment at the substation.

The guidebook was developed in two sections: The first section is the theoretical part; this contains the importance of having a technical guidebook, the corresponding principles, types, and the criteria for its development. The second part covers the physical evaluation, the review and analysis report of the periodical routines, to obtain the proper operational guide.

Keywords: Manual, Routines, techniques, operation, substation.

CAPÍTULO 1

RUTINAS PARA LOS AUTOTRANFORMADORES, TRANSFORMADORES Y REACTORES

1.1 Rutina de temperaturas

La rutina de la temperatura tanto para los autotransformadores, transformador y reactores es de suma importancia ya que es necesario llevar un seguimiento de esta para realizar mantenimientos preventivos a los equipos de potencia.

El aumento de temperatura de estos equipos se da por el incremento del flujo (aumento de carga) provocando aumentos rápidos de temperatura en las partes metálicas como la cuba, los devanados o elementos de fijación.

Figura 27.
Termómetro



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

En la figura 1 se muestra un termómetro del devanado de alta tensión (230 kV) del transformador TE de la subestación Chorrillos, se puede observar una manecilla de color rojo que es la que permitirá un registro de la temperatura máxima que alcanzo en

el transcurso de 24 horas, es decir que cuando se va a realizar la primera lectura del día se deberá registrar la temperatura máxima del día anterior y proceder a girar la manecilla en sentido anti horario hasta que tope con la temperatura que marca en esa hora. Para la realización de esta rutina se ha usado las siguientes abreviaturas:

AT: Temperatura del devanado de alta tensión

MT: Temperatura del devanado de media tensión

BT: Temperatura del devanado de baja tensión

ATF: Temperatura del aceite el tanque cuba del

OLTC: Temperatura del aceite en el intercambiador de tomas bajo carga

1.1.1 Bancos de autotransformadores ATI, ATJ y transformador TE

Las temperaturas de los autotransformadores serán tomadas desde patio todos los días hora a hora, los valores de temperatura a registrar son:

- Temperatura del aceite de la cuba del autotransformador.
- Temperatura del devanado de alta.
- Temperatura del devanado de media.
- Temperatura del devanado del terciario (baja).
- Temperatura del aceite del OLTC.

Figura 28

Autotransformador de 500/230/34.5 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

El levantamiento de información se lo debe realizar hora a hora, pero en las plantillas presentadas solo se pone un ejemplo desde las 00:00 hasta las 05:00.

Tabla 24
Plantilla de autotransformadores 500/230/34.5 kV

Banco de Autotransformadores ATI/ATJ															
Hora	Fase A					Fase B					Fase C				
	AT	MT	BT	ATF	OLTC	AT	MT	BT	ATF	OLTC	AT	MT	BT	ATF	OLTC
00:00															
01:00															
02:00															
03:00															
04:00															
05:00															

Nota. Tabla realiza por el autor del manual

De acuerdo al valor de temperatura de cada termómetro encienden las etapas del Sistema de enfriamiento o presentan alarmas y disparos mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 25
Encendido de sistema de enfriamiento por etapas de los autotransformadores

LECTURA DE TEMPERATURA	1er etapa	2da etapa
DEVANADO AT	65 °C	75 °C
DEVANADO MT	65 °C	75 °C
DEVANADO BT	65 °C	75 °C
ACEITE DEL AT	-	75 °C
ACEITE DEL OLTC	-	75 °C

Nota. Tabla adaptada del manual del autotransformador

Los valores de temperatura fijados para cada alarma están dispuestos en el termómetro por medio de etiquetas. Si las temperaturas de los devanados o aceite poseen valores menores a los expuestos en la tabla anterior se deberá realizar un encendido manual de los ventiladores para que sus partes móviles no presenten problemas con su operación automática.

1.1.2 Transformador TE

Las temperaturas del transformador TE serán tomadas desde patio en conjunto con las temperaturas de los AT, con la diferencia que el transformador TE no posee el intercambiador de tomas bajo carga por lo que los valores de temperatura a registrar son:

- Temperatura del aceite 1.

- Temperatura del aceite 2.
- Temperatura del devanado de alta.
- Temperatura del devanado de baja.

Figura 29

Transformador de potencia de 230/30 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Tabla 26

Plantilla transformador 230/30 kV

Transformador TE				
Hora	AT	BT	ATF1	ATF2
0:00				
1:00				
2:00				
3:00				
4:00				
5:00				

Nota. Tabla realiza por el autor del manual

De acuerdo con el valor de temperatura de cada termómetro encienden las etapas del Sistema de enfriamiento mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 27

Encendido de sistema de enfriamiento por etapas del transformador TE.

LECTURA DE TEMPERATURA	1er etapa	2da etapa
DEVANADO AT	65 °C	75 °C
DEVANADO MT	65 °C	75 °C
DEVANADO BT	65 °C	75 °C
ACEITE DEL AT	-	75 °C
ACEITE DEL OLTC	-	75 °C

Nota. Tabla adaptada del manual del transformador TE.

1.1.3 Reactores

A diferencia de los autotransformadores y el transformador es que los reactores no poseen sistema de enfriamiento por aire forzado. Las temperaturas del banco de reactores serán tomadas desde patio todos los días hora a hora, los valores de a registrar son:

- Temperatura del aceite de la cuba del reactor.
- Temperatura del devanado.

Figura 30

Reactor de línea de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Tabla 28

Plantilla de reactores de línea 500 kV

Banco de reactores RL

Hora	Fase A		Fase B		Fase C	
	AT	ATF	AT	ATF	AT	ATF
00:00						
01:00						
02:00						
03:00						
04:00						
05:00						

Nota. Tabla realiza por el autor del manual

1.2 Rutina de sistema de enfriamiento

Cada autotransformador y el transformador posee un sistema de enfriamiento del tipo ONAN/ONAF1/ONAF2 cada sistema de enfriamiento tiene 2 fuentes de alimentación desde los tableros de 480 V de la sala de control, una fuente proviene del terciario del banco del ATI y la otra del terciario del Banco del ATJ.

Cuentan con 8 ventiladores que en la primera etapa encienden 4 ventiladores (1, 3, 5 y 7) y en la segunda etapa encienden los otros cuatro ventiladores (2, 4, 6 y 8).

Los ventiladores que encienden por cada etapa pueden ser configurables en la PLC del tablero de cada Autotransformador monofásico, esta configuración solo es para el encendido automático, ya que para el encendido manual se encienden los 8 ventiladores

Figura 31

Tablero de sistema de enfriamiento



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

El tablero de control del sistema de enfriamiento posee 4 selectores que se los presentaran en la siguiente tabla:

Tabla 29

Posiciones de los selectores del tablero

Selector	POSICIÓN			
	0	1	2	3
KK	Alimentación I	Alimentación II	Ninguna alimentación	Alimentación que no posea falla. (automático)
KK1	-	Remoto	Local	-
SH	Ventilación	Detener	Deshumidificación	Automático
HKK	-	Prueba	Trabajo	-

1.2.1 Configuración del PLC del sistema de enfriamiento

La PLC es táctil y permite las siguientes opciones:

- Visualizar alarmas: Para visualizar las alarmas presentes se presiona en la opción ALARM y se despliega la pantalla con las alarmas que tiene el sistema.

- Configurar los ventiladores en qué etapa deben encenderse (etapa 1 o 2) o no encender en caso de alguna falla con el motor del ventilador: Para la configuración de cada ventilador se procede a presionar en la opción SET donde aparecerá una ventana con los 4 primeros ventiladores y cada uno de ellos tiene una imagen de forma de selector de Wait 1, Stop, spare y Wait 2 que su significado se lo presenta en la tabla a continuación:

Tabla 30

Descripción de selectores en el PLC

Posiciones	Descripción
WAIT 1	Se enciende en la primera etapa de enfriamiento
STOP	El ventilador está detenido y no se enciende en ninguna etapa
WAIT 2	Se enciende en la segunda etapa de enfriamiento
SPARE	No tiene activa ninguna opción asignada (LIBRE)

Nota. Adaptada del manual del sistema de enfriamiento de los autotransformadores

1.2.2 Funcionamiento manual del sistema de enfriamiento

Para el funcionamiento de manera manual se deberá poner el selector KK en la posición 0 (Manual I) para utilizar la fuente de alimentación 1 o en la posición 1 (Manual II) para utilizar la fuente de alimentación 2.

En el funcionamiento manual-local quedo configurado en el PLC para que se encendieran los 8 ventiladores.

Figura 32
Selector KK



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Para poder comprobar el correcto funcionamiento de los ventiladores de cada autotransformador y del transformador TE, se procede a encenderlos los sábados a las 10:00 am, de tal manera que cuando se requiera el uso de estos debido a una excesiva temperatura estos puedan cumplir con la función requerida. La plantilla presentada solo se llenara haciendo un check list de los ventiladores que están en buen funcionamiento.

Tabla 31

Plantilla de sistema de enfriamiento de autotransformadores y transformador

# Ventilador	Banco ATI			Banco ATJ			TE
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	N/A
V1							
V2							
V3							
V4							
V5							
V6							
V7							
V8							

Nota. Plantilla para rutina de ventiladores del sistema de enfriamiento

CAPÍTULO 2

RUTINAS DE INTERRUPTORES

En los disyuntores o interruptores se poseen dos elementos para tomar lecturas, uno de ellos es el manómetro que permitirá conocer la presión del gas SF₆ en las cámaras de extinción y un contador de operaciones que permite conocer cuántas veces a operador el equipo ya sea para apertura, cierre o apertura y cierre.

Figura 33
Disyuntor de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

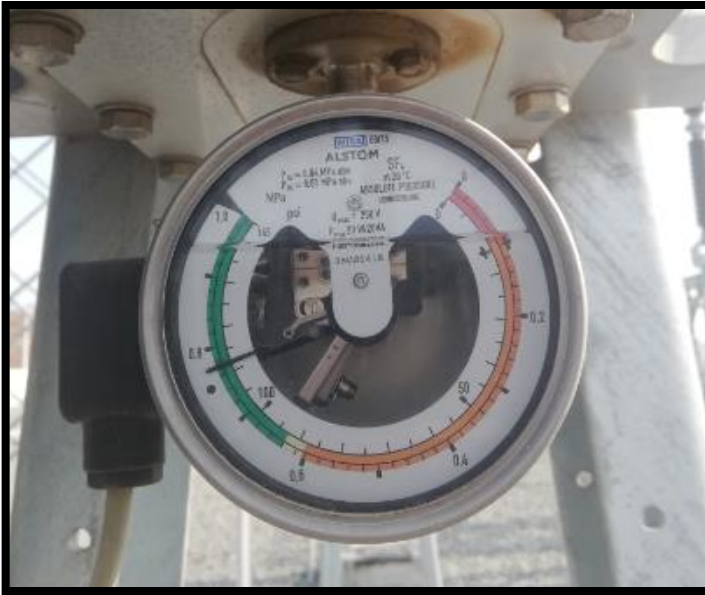
2.1 Rutina de contadores y manómetro en los disyuntores

Monitorear el gas SF₆ en los disyuntores garantiza que el equipo se encuentre en la mejor condición para cualquier eventualidad, una de ellas puede ser prevenir o conocer si existe alguna fuga de gas SF₆.

Por lo tanto, es necesario saber que el manómetro de cada fase que se encuentra en el disyuntor tiene rangos, la presión nominal es 0,75 MPa donde se tiene alarma para una presión de 0.54 MPa y bloqueo para una presión inferior de 0.51MPa. Esta rutina se deberá realizar todos los días de la semana a las 08:00, además de visualizar los

contadores que se encuentran en el gabinete del disyuntor. A continuación, se presentan fotos de los instrumentos de medición para esta rutina:

Figura 34
Manómetro



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Figura 35
Contador de operaciones



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Por lo tanto, las plantillas para las rutinas de interruptores se las presentan en las siguientes tablas:

Tabla 32
Plantilla para interruptores de 500 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Tisaleo	52-562						
Acople	52-5Ø2						
ATI	52-5I2						
ATJ	52-5J2						

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 500 kV

Tabla 33
Plantilla para interruptores de 230 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Prosperina	52-262						
Esclusas	52-272						
Pascuales 4	52-292						
Pascuales 3	52-2102						
ATI	52-2I2						
Acople	52-2Ø2						
ATJ	52-2J2						
Pascuales 2	52-5142						
Pascuales 1	52-5152						
Quevedo 1	52-5162						
Quevedo 2	52-5172						
TE	52-5E2						

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 230 kV

Tabla 34
Plantilla para interruptores de 30 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
TCR	52-832						
TSC	52-822						
FC	52-812						

Nota. Tabla adaptada de los disyuntores de las bahías de 30 kV

En las tablas 9, 10 y 11 se presenta los interruptores que se poseen en cada una de las bahías o circuitos en la subestación chorrillos, en cada uno de ellos se deberá tomar las lecturas de los contadores de operaciones y de la presión de gas SF6 en la unidad de psi.

CAPÍTULO 3

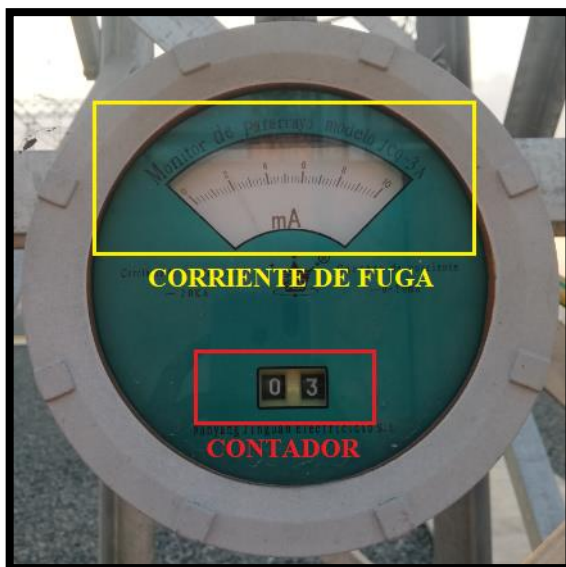
RUTINAS DE PARARRAYO

Con el propósito de poder determinar si uno de los pararrayos de la subestación eléctrica posee corriente de fuga o ha presentado una descarga atmosférica se deberá tomar la lectura a cada uno, y esta rutina se deberá realizar todos los días de la semana a las 8:00, además se debe visualizar los contadores.

Los instrumentos de medición que se utilizarán para estas rutinas son los que se presentan en la siguiente imagen:

Figura 36

Amperímetro y Contador de pararrayos de 500 kV



Nota. Foto tomada de la subestación Chorrillos

Las plantillas que se utilizarán para la adquisición de información de esta rutina se las presentan en las siguientes tablas:

Tabla 35
Plantilla de pararrayos de 500 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Corriente de fuga		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Tisaleo	SA-56A SA-56B						
Barra	SA-5B1						
ATI	SA-5IA SA-5JB						
ATR							
ATJ	SA-5JA SA-5JB						
Reactor De reserva	N/A	N/A	N/A		N/A	N/A	N/A

Nota. Tabla adaptada de los pararrayos de la subestación Chorrillos

Tabla 36
Plantilla de pararrayos de 230 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Prosperina	SA-262						
Esclusas	SA-272						
Pascuales 4	SA-292						
Pascuales 3	SA-2102						
ATI	SA-2I2						
ATJ	SA-2J2						
Pascuales 2	SA-5142						
Pascuales 1	SA-5152						
Quevedo 1	SA-5162						
Quevedo 2	SA-5172						
TE	SA-5E2						

Nota. Tabla adaptada de los pararrayos de la subestación Chorrillos

Tabla 37
Plantilla de pararrayos de 30 kV

Bahía	Disyuntor	Contadores			Presión SF6		
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
TE	SA-8E2						
H3	SA-81A2						
H5	SA-81B2						
H7	SA-81C2						

Nota. Tabla adaptada de los pararrayos de la subestación Chorrillos

En las tablas 12, 13 y 14 se presenta los pararrayos que se poseen en cada una de las bahías o circuitos en la subestación chorrillos, en cada uno de ellos se deberá tomar las lecturas de los contadores de descargas atmosféricas y de la corriente de fuga en miliamperios.

CAPITULO 4

RUTINAS DE SERVICIOS AUXILIARES

La subestación eléctrica Chorrillos cuenta con servicios auxiliares alimentados como fuente principal el terciario de los bancos de autotransformadores ATI y ATJ, como fuente de respaldo se posee al generador de emergencia, además se poseen bancos y cargadores de baterías para la alimentación de las cargas DC. En este capítulo se abordará la rutina respecto a la alimentación de emergencia mediante el grupo electrógeno y el sistema de corriente continua mediante el banco de baterías.

4.1 Generador de emergencia

Esta alimentación consiste en un grupo generador a diésel de capacidad 455 KW a un voltaje de 480 trifásico, 60 Hz, con capacidad suficiente para energizar la carga al 100% de la subestación.

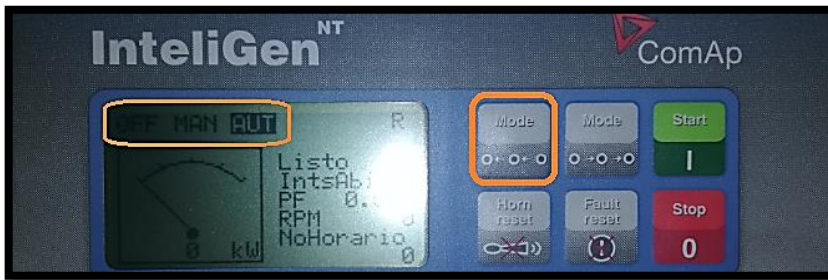
Esta rutina realiza todos los lunes a partir de las 10:00am, considerando dos días para el encendido del generador con carga durante 15 minutos y los otros dos días el encendido del generador sin carga durante 30 minutos. Con el fin de mantener el generador en estado operativo para posibles emergencias, lubricación de partes móviles, evitar el acceso de aire al sistema de combustible debido al no encendido del generador durante un tiempo prolongado, entre otras.

4.1.1 Encendido del generador sin carga

El grupo electrógeno se lo enciende sin carga para darle movimiento a sus elementos sin afectar a la distribución de energía eléctrica en los servicios auxiliares. Para el encendido y apagado del generador sin carga el operador deberá colocar el disyuntor del generador en modo manual y verificar que se encuentre abierto, una vez realizado esta revisión se deberán realizar los pasos que se presenta continuación

1. Colocar el generador en modo manual, presionando la tecla Mode y luego presionar la tecla Start como se muestran en las figuras 11 y 12 respectivamente.

Figura 37
Indicador del modo manual del generador



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

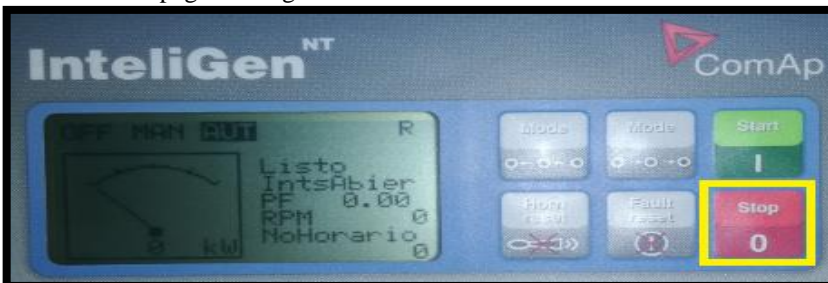
Figura 38
Indicador de encendido del generador



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

2. Para apagar el generador, presionar la tecla Stop, y esperar los 60 segundos de enfriamiento

Figura 39
Indicador de apagado del generador



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

3. Colocar el generador en modo automático, presionando la tecla Mode.

Figura 40
Indicador del modo automático del generador



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

4.1.2 Encendido del generador con carga

Se enciende el generador con carga una vez al mes con la finalidad que el movimiento de sus elementos con el cincuenta por ciento de su capacidad nominal, por lo que a continuación se presentan los pasos a seguir.

1. Verificar que el generador se encuentre automático (ver figura 14)
2. En la sala del SAS, verificara que la BCU TR1 se encuentre en local
3. Cambiar en la BCU TR1 el estado automático a estado manual
4. Verificar que el interruptor QG esté abierto

Figura 41
Indicadores de estados de interruptores de 0.48kV



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

5. Encender el generador desde la BCU
6. Cerrar el interruptor ABB SACE Tmax ubicado en el generador, ver figura 16

Figura 42
Breaker ABB Sace Tmax



Nota. Figura adaptada del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

7. En la sala AC/DC colocar los disyuntores Q1, Q2, QB y QG en manual, ver figura 17.

Figura 43
Selectores manual/automático



Nota. Figura adaptada las botoneras de los disyuntores de 480 voltios de la subestación Chorrillos

8. Abrir disyuntor Q2 y Cerrar QG (esperar 15 minutos y tomar datos)

Nota: para la normalización de los servicios auxiliares se deberá realizar los pasos invertidos.

La plantilla que se utilizara para esta rutina será la siguiente:

Tabla 38
Plantilla de generador de emergencia

<i>Grupo electrógeno</i>	
Nivel de combustible	Temperatura del equipo
Voltajes	Temperatura refrigerante
Corrientes	Voltaje de baterías
Frecuencia	Horas antes
Rpm	Horas después
# de arranques	Horas de prueba

Nota. Tabla adaptada de los valores que se pueden adquirir del generador de emergencia de la subestación Chorrillos

En la tabla 15 se presenta la plantilla que se deberá usar para la rutina de bancos grupo electrogeno.

4.2 Banco y cargador de baterías

En la subestación eléctrica Chorrillos se dispone de 2 bancos de baterías por cada casa de relé de 500 kV (con un total de 3 casas de relé), una casa de relé de 230 kV con dos bancos de baterías, también se tiene 2 bancos de baterías en la casa de control del SVC, y por último se tiene 2 bancos de baterías en la sala de control.

Los valores que se registran en esta rutina son los voltajes de las 60 celdas de cada banco conociendo que el valor por cada celda deberá ser aproximados a 2.2 VDC, para un funcionamiento normal del banco de baterías. Además, de visualizar y anotar los valores de voltaje y corriente del banco y de la barra de 125 VDC.

Esta rutina se la realiza todos los martes a partir de las 15:00, para el registro de estos valores se siguen los siguientes pasos:

1. En el PLC, la pantalla principal dar clic en QUERY, y mostrará seis opciones

Figura 44
Menú al seleccionar QUERY



Nota. Tabla adaptada de las baterías de sala de control de la subestación Chorrillos

2. Para visualizar los voltajes de las celdas: clic en BATTERY, seguido de DOWN y mostrará la siguiente pantalla con el voltaje de cada una de las baterías como se muestra en la figura 19.

Figura 45
Pantalla de voltajes de las baterías

NO	V	NO	V	NO	V	NO	V	NO	V	NO	V
001	2.196V	012	2.213V	023	2.207V	034	2.205V	045	2.207V	056	2.197V
002	2.243V	013	2.203V	024	2.207V	035	2.215V	046	2.201V	057	2.229V
003	2.205V	014	2.195V	025	2.221V	036	2.215V	047	2.207V	058	2.231V
004	2.181V	015	2.201V	026	2.193V	037	2.209V	048	2.203V	059	2.235V
005	2.243V	016	2.223V	027	2.223V	038	2.213V	049	2.223V	060	2.215V
006	2.207V	017	2.229V	028	2.223V	039	2.217V	050	2.229V		
007	2.209V	018	2.205V	029	2.207V	040	2.201V	051	2.231V		
008	2.201V	019	2.205V	030	2.245V	041	2.195V	052	2.203V		
009	2.191V	020	2.201V	031	2.203V	042	2.197V	053	2.213V		
010	2.213V	021	2.203V	032	2.203V	043	2.199V	054	2.237V		
011	2.213V	022	2.219V	033	2.225V	044	2.221V	055	2.201V		

Nota. Figura adaptada de las baterías de sala de control de la subestación Chorrillos

3. Arriba de los tableros de los bancos de baterías se podrá observar el voltaje total de cada banco y su corriente que se deberá anotar en la siguiente plantilla.

Tabla 39
Plantilla banco de batería

Sala de control			
Banco 1		Banco 2	
Numero de celda	Voltaje	Numero de celda	Voltaje
1		1	
2		2	
3		3	
4		4	
5		5	
6		6	
7		7	
8		8	
9		9	
10		10	
V banco		V banco	
V cargador		V cargador	

Nota. Tabla adaptada de las baterías de sala de control de la subestación Chorrillos

En la tabla 16 se presenta la plantilla que se deberá usar para las rutinas de los bancos de baterías.

CAPÍTULO 5

PROGRAMACIÓN DE RUTINAS

En la programación del horario y frecuencia para realizar las rutinas se utilizaron criterios técnicos personales mencionados en los subcapítulos de cada rutina, por lo que a continuación se presentara las tablas con sus respectivos horarios y frecuencias. Para las tablas se utilizará las siguientes abreviaturas:

RD: rutina de disyuntores.

RP: rutina de pararrayos.

RT: rutina de autotransformadores, reactores y transformador.

RB: rutina de baterías.

RS: rutina de sistema de enfriamiento.

RG: rutina de generador.

Tabla 40
Horario semanal de rutinas

Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
RD	RD	RD	RD	RD	RD	RD
RP	RP	RP	RP	RP	RP	RP
RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT
RG	RB	-	-	-	RS	-

Nota. Planificación de rutinas para la subestación Chorrillos

En la tabla 17 se muestra el horario semanal para realizar las rutinas. Las rutinas fueron diseñadas para la subestación Chorrillos, con la finalidad de evaluar o predecir algún fenómeno en los equipos que se están tomando en cuenta para la realización de este manual.

Tabla 41
Hora y frecuencia de rutinas

Rutina	Detalle
RD - RP:	Lecturas de presión de gas SF6, contadores y corrientes de fuga a las 08:00
RT:	Lecturas de temperaturas de reactores, autotransformadores y transformador hora a hora
RG:	Encendido del generador a las 10:00 durante 30 min sin carga
RB:	Lectura de voltajes en las baterías a las 15:00
RS:	Encendido del sistema de enfriamiento a las 11:00

Nota. Detalle de realización de las rutinas para la subestación Chorrillos

En la tabla 18 se presenta las horas y la frecuencia para realizar cada rutina, cabe recalcar que si durante el levantamiento de una de ellas, se presenta un evento/alarma o falla de algún circuito o equipo, es necesario atender estos fenómenos y después continuar con la realización de las rutinas.

El manual realizado con los levantamientos de equipos, rutinas, horarios y frecuencia se lo adjunta en la sección de Anexo de la presente investigación.



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Cevallos Almeida Otto José**, con C.C: # 0924262017 autor del trabajo de titulación: **Elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos 500 kV** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 11 de marzo de 2022

f. _____

Nombre: **Cevallos Almeida Otto José**
C.C: **0924262017**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación chorrillos 500 kV		
AUTOR(ES)	Otto José Cevallos Almeida		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	MSc. Manuel Romero Paz, MSc. Diana Bohórquez Heras M.Sc. Luis Vallejo Samaniego		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
PROGRAMA	Maestría en Electricidad		
TITULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad con mención Energías renovables y Eficiencia Energética		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	11 de marzo de 2022	No. DE PÁGINAS:	128
ÁREAS TEMÁTICAS:	Subestaciones eléctricas, operación, mantenimiento		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Manual, subestación, rutinas, técnicas, operación, mantenimiento.		
RESUMEN/ABSTRACT:	<p>La presente investigación propone la elaboración de un manual de rutinas técnicas para la operación de la subestación Chorrillos 500 kV, por lo que se basó en la ausencia de adquisición de información de los diferentes equipos que poseen instrumentos de medición de la subestación, por ese motivo se realizó un levantamiento técnico detallado de los equipos que dispongan instrumentos de medición por medio una revisión de manuales de los fabricantes de los equipos eléctricos, con la finalidad de evitar o minimizar mantenimientos correctivos y poder realizar mantenimientos preventivos para garantizar la disponibilidad y el buen funcionamiento de los diferentes equipos de la subestación. Está desarrollado en dos partes: la parte teórica y la elaboración del manual. La primera parte contiene la importancia de un manual técnico con sus respectivos conceptos, tipos y criterios para su elaboración. En la sección de aportaciones abarca el levantamiento físico, revisión documental y el diseño de las rutinas diarias, semanales y mensuales para tener como resultado la elaboración del manual de rutinas técnicas operativas.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-994390509	E-mail: ottocevallos@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):::	Nombre: Bohórquez Escobar, Celso Bayardo		
	Teléfono: 0995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			