

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS.
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD.**



**PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN DE REGISTRADORES
DIGITALES DE FALLAS (DFR) EN EL SISTEMA CENTRO DE LA
ANDE APLICADO A LA ESTACION CORONEL OVIEDO.**

ARTURO DAVID DUARTE VERA.

Coronel Oviedo – Paraguay.

Año 2023.

**PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN DE REGISTRADORES
DIGITALES DE FALLAS (DFR) EN EL SISTEMA CENTRO DE LA
ANDE APLICADO A LA ESTACION CORONEL OVIEDO.**

Elaborado por:

ARTURO DAVID DUARTE VERA.

Tutor:

ADALBERTO ESCURRA ALMIRON.

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero en
Electricidad.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS.**

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD.

Coronel Oviedo – Paraguay.

Año 2023.

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Acta:

Fecha:

Calificación:

Arturo David Duarte Vera

i

Dedicado a:

Este trabajo está dedicado a:

Dios por iluminarme y guiarme siempre en las decisiones que he tomado.

A mi padre Bernardo, por enseñarle la honestidad y pensar sabiamente las cosas antes de tomar una decisión.

A mi madre Alicia, por enseñarme con mucho esmero la responsabilidad e inculcarme las ganas de estudiar.

A mis hermanos por brindarme siempre su apoyo incondicional y compartir conmigo ese gran amor de hermanos.

A mis compañeros, amigos y todas las personas que me apoyaron a lograr este objetivo, gracias por estar.

Este logro es para ustedes. Los quiero muchísimo.

Agradecimientos:

A mis padres por brindarme su apoyo incondicional y la oportunidad de seguir esta maravillosa carrera.

Agradezco enormemente a los funcionarios de la Facultad de Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, por todos estos años de aprendizaje brindados.

A mi tutor el Ingeniero Adalberto Escurra, por su dedicación, paciencia y recomendaciones que me dio durante la elaboración de este proyecto de fin de grado.

Al Ingeniero Cesar Ferreira, por su dirección, paciencia y la asistencia brindada en la corrección de este proyecto.

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN DE REGISTRADORES DIGITALES DE FALLAS (DFR) EN EL SISTEMA CENTRO DE LA ANDE APLICADO A LA ESTACION CORONEL OVIEDO.

ARTURO DAVID DUARTE VERA.

RESUMEN

El presente proyecto consiste en la propuesta de implementar Registradores Digitales de Fallas (DFR) en una Estación o Subestación del Sistema de Centro de la ANDE (Administración Nacional de Electricidad), con el fin de mejorar el acceso a las informaciones de las perturbaciones o fallas ocurrida en dicho sistema.

De manera a lograr este objetivo, se realizaron diversos análisis para poder escoger sin ninguna arbitrariedad la Estación o Subestación más Importante del Sistema Centro para la realización del proyecto. Posteriormente, se estudió a profundidad la Estación seleccionada y todas las bahías que la componen. Se presentaron todas las consideraciones a tener en cuenta para parametrizar los Registradores Digitales de fallas para que funcionen correctamente, seguidamente se realizaron los cálculos necesarios para ese fin.

Finalmente se realizó un presupuesto de la implantación de Registradores digitales de fallas en todas las bahías de alta tensión de la Estación Coronel Oviedo.

Palabras claves: Confiabilidad de Sistemas, Sistema de Protección, Simulación de Cortocircuito, Subestación Eléctrica.

**PROPOSAL FOR THE IMPLEMENTATION OF DIGITAL FAULT (DFR)
RECORDERS IN THE CENTRAL ANDE SYSTEM APPLIED TO THE CORONEL
OVIEDO STATION.**

ARTURO DAVID DUARTE VERA.

ABSTRACT.

This project consists of the proposal to implement Digital Fault (DFR) Recorders in a Station or Substation of the ANDE (National Electricity Administration) Center System, in order to improve access to information on disturbances or faults that occurred in said system.

In order to achieve this objective, various analyzes were carried out to be able to choose without any arbitrariness the most important Station or Substation of the Central System for the realization of the project. Subsequently, the selected Station and all the bays that compose it were studied in depth. All the considerations to be taken into account to parameterize the Digital Fault Recorders so that they work correctly were presented, followed by the necessary calculations for that purpose.

Finally, a budget was made for the implementation of digital fault recorders in all the high voltage bays of the Coronel Oviedo Station.

Key Words: Systems Reliability, Protection System, Short Circuit Simulation, Electrical Substation.

CONTENIDO.

PÁGINA DE APROBACIÓN.....	i
<i>Dedicado a:</i>.....	ii
<i>Agradecimientos:</i>.....	iii
CONTENIDO.	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS.	xiii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
CAPÍTULO 1.....	3
1.1. ANTECEDENTES HISTORICO.....	3
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.....	4
CAPITULO 2.....	5
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	5
2.1. Subestaciones Eléctricas.....	5
2.1.1. Tipos de Subestaciones Eléctricas.	5
2.2. Configuración de barras en Subestaciones.	5
2.2.1. Barra simple o sencilla.....	6
2.2.2. Barra seccionada.	7
2.2.3. Doble barra.	7
2.2.4. Barra principal con barra de transferencia.....	8
2.2.5. Interruptor y medio.	9
2.3. Elementos de una Subestación Eléctrica.	10
2.3.1. Transformador de Potencia.....	10
2.3.2. Transformadores de Medida y de protección.	11
2.3.3. Aparatos de maniobra y de corte.	13
CAPITULO 3.....	15
SISTEMA DE PROTECCION.	15
3.1. Sistemas de Protección.....	15
3.1.1. Características de los Sistemas de Protección.	15

3.1.2.	Tipos de Protecciones.	16
3.1.3.	Componentes de un Sistema de Protección.	18
3.2.	Relés de Protección.	18
3.3.	Dispositivo Electrónico Inteligente.	19
3.3.1.	Funciones de los IED's.	20
3.4.	Sistema Scada.	21
3.4.1.	Componentes del hardware.	22
3.4.2.	Interfaz de comunicación.	22
3.5.	Protocolos de comunicación en las Subestaciones.	23
3.5.1.	Norma IEC 60870-5.	23
3.5.2.	Norma IEC 61850.	25
CAPITULO 4.		27
REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS.		27
4.1.	Registrador Digital de Fallas.	27
4.1.1.	Características de los Registradores Digitales de Fallas.	27
4.1.2.	Funciones Disponibles de los Registradores Digitales de Fallas.	30
CAPITULO 5.		32
PERTURBACIONES		32
5.1.	Perturbaciones dentro del Sistema Eléctrico de Potencia.	32
5.1.1.	Perturbaciones Transitorias.	32
5.1.2.	Perturbaciones de corta duración.	32
5.1.3.	Perturbaciones de larga duración.	33
5.1.4.	Perturbaciones de Estado Estable.	33
5.2.	Eventos que producen Perturbaciones en el Sistema Eléctrico de Potencia. ...	33
5.2.1.	Cortocircuitos.	33
5.2.2.	Energización.	34
5.2.3.	Desconexiones.	35
5.3.	Introducción al software de análisis de fallas y cortocircuitos ANAFAS.	35
III. RESUMEN EJECUTIVO		37
CAPITULO 6.		37
6.1.	Descripción del trabajo	37
6.1.1.	Métodos y Técnicas utilizadas.	37
6.2.	Justificación.	39

6.3.	Finalidad del proyecto.	41
6.4.	Metas	41
6.5.	Objetivos.....	41
6.5.1.	Objetivo general.....	41
6.5.2.	Objetivos específicos.	41
6.6.	Beneficiarios.....	42
6.7.	Producto.....	42
6.8.	Localización física y cobertura espacial.	42
6.9.	Especificaciones de actividades y tareas realizadas	44
6.10.	Factibilidad técnica.....	44
6.11.	Factibilidad económica.....	45
6.11.1.	Costos.....	45
IV.	INGENIERIA DE DISEÑO	47
CAPITULO 7.....		47
7.1.	Relevamiento y Recolección de Datos.	47
7.1.1.	Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro.	47
7.1.2.	Descripción de los componentes principales de los sistemas que facilitan la comunicación de las Estaciones y Subestaciones.	57
7.2.	Criterios de selección de la Estación o Subestación con mayor influencia del Sistema Centro.	60
7.2.1.	Líneas de transmisión en las ES/SE.....	60
7.2.2.	Configuración de barras.....	60
7.2.3.	Cantidad de bahías o posiciones.	61
7.2.4.	Potencia instalada en la Estación o Subestación.....	61
7.2.5.	Protocolo de comunicación.....	61
7.2.6.	Configuración de la comunicación con centro de control.	62
7.2.7.	Guardia del personal operador.....	62
7.3.	Comparación de los locales del Sistema Centro de la ANDE y selección de la ES/SE de referencia.	63
7.3.1.	ESTACION CORONEL OVIEDO.	66
7.3.2.	Características de los Transformadores de Potencia.....	68
7.3.3.	Datos de las líneas de transmisión.	69
7.4.	Criterios técnicos para la parametrización de los Registradores Digitales de Fallas (DFR). 72	
7.4.1.	Ajustes de voltajes.	73

7.4.2.	Ajuste de Factor de Potencia.	74
7.4.3.	Ajuste de la Frecuencia.	75
7.4.4.	Ajustes para los Transformadores.	75
7.4.5.	Ajustes para las líneas de Transmisión.	78
7.5.	Cálculos para ajuste los valores de los Registradores Digitales de Fallas en la Estación Coronel Oviedo.	80
7.5.1.	Ajuste de Voltajes.	80
7.5.2.	Ajuste de Factor de Potencia.	82
7.5.3.	Ajuste de la Frecuencia.	82
7.5.4.	Ajuste de los parámetros correspondientes a la posición de los transformadores de potencia.	83
7.5.5.	Ajuste de los parámetros correspondientes a las Líneas de transmisión.	86
7.5.6.	Presentación de los resultados obtenidos.	89
V.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.	101
VI.	CONCLUSIONES.	102
VII.	RECOMENDACIONES.	103
VIII.	ANEXO.	104
8.1.	Anexo A: Diagrama Unifilar de las Estaciones y Subestaciones analizadas.	104
IX.	BIBLIOGRAFÍA.	118

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 2

Figura 1. Configuración de barra simple.	6
Figura 2. Configuración de barra seccionada.	7
Figura 3. Configuración de Doble Barra.	8
Figura 4. Configuración de barra principal con barra de transferencia.	8
Figura 5. Configuración Interruptor y medio.	9
Figura 6. Transformador de potencia.	10
Figura 7. Transformador de tensión y sus partes.	12
Figura 8. Transformador de corriente y sus partes.	12

CAPITULO 3

Figura 9. Componentes de los Sistemas de Protecciones.	18
Figura 10. Evolución de los IED's.	19
Figura 11. Dispositivo Electrónico Inteligente IED.	20
Figura 12. Diagrama de conexión de la interfaz de comunicación.	23

CAPITULO 4

Figura 13. Tiempo de pre-falla y post-falla.	29
--	----

CAPITULO 5

Figura 14. Inicio del software ANAFAS.	36
Figura 15. Representación del Estación Caaguazú en el Software Anafas.	36

CAPITULO 6

Figura 16. Vista satelital de la ES-COV.	43
Figura 17. Vista satelital ampliada de la ES-COV.	43

CAPITULO 7

Figura 18. Vista satelital ampliada de la ES-COV.	66
Figura 19. Diagrama unifilar de la Estación Coronel Oviedo.	67

Anexo A.

Figura 20. Diagrama unifilar de la Estación Carayaó.	104
Figura 21. Diagrama unifilar de la Estación Coronel Oviedo.	105
Figura 22. Diagrama unifilar de la Estación Abaí.	106
Figura 23. Diagrama unifilar de la Estación Barrio San Pedro.	107
Figura 24. Diagrama unifilar de la Estación Campo Dos.	108
Figura 25. Diagrama unifilar de la Estación Caaguazú.	109
Figura 26. Diagrama unifilar de la Estación Itacurubi del Rosario.	110
Figura 27. Diagrama unifilar de la Estación Paso Pe.	111
Figura 28. Diagrama unifilar de la Estación San Estanislao.	112
Figura 29. Diagrama unifilar de la Estación Santa Rosa.	113
Figura 30. Diagrama unifilar de la Estación Vaquería.	114

Figura 31. Diagrama unifilar de la Estación Caazapá.	115
Figura 32. Diagrama unifilar de la Estación San Pedro Norte.	116
Figura 33. Diagrama unifilar de la Estación Villarrica.	117

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 3

Tabla 1. Partes de la Norma IEC 61850.	26
--	----

CAPITULO 4

Tabla 2. Tasa de ocurrencia de los cortocircuitos.	34
--	----

CAPITULO 6

Tabla 3. Costos de la Implementación de los Registradores Digitales en la ES-COV	46
--	----

CAPITULO 7

Tabla 4. Características técnicas de las ES-CYO.	48
Tabla 5. Características técnicas de las ES-COV.	49
Tabla 6. Características técnicas de las ES-ABA.	50
Tabla 7. Características técnicas de las ES-BSP.	50
Tabla 8. Características técnicas de las ES-CDO.	51
Tabla 9. Características técnicas de las ES-CZU.	51
Tabla 10. Características técnicas de las ES-IRO.	52
Tabla 11. Características técnicas de las ES-PPE.	53
Tabla 12. Características técnicas de las ES-SES.	54
Tabla 13. Características técnicas de las ES-SRO.	54
Tabla 14. Características técnicas de las ES-VAQ.	55
Tabla 15. Características técnicas de las SE-CZA.	55
Tabla 16. Características técnicas de las SE-SPN.	56
Tabla 17. Características técnicas de las SE-VIL.	57
Tabla 18. Servicios de comunicación de las ES/SE del sistema centro.	58
Tabla 19. Características técnicas de las estaciones y subestaciones.	64
Tabla 20. Descripción de los datos del TR-1.	68
Tabla 21. Descripción de los datos del TR-2.	68
Tabla 22. Descripción de los datos del TR-3	68
Tabla 23. Características técnicas de la línea de transmisión ACY 1 y 2.	69
Tabla 24. Características técnicas de la línea de transmisión CYO.	69
Tabla 25. Características técnicas de la línea de transmisión PEE.	70
Tabla 26. Características técnicas de la línea de transmisión GUA.	70
Tabla 27. Características técnicas de la línea de transmisión PIR.	70
Tabla 28. Características técnicas de la línea de transmisión ELA-CAP-SLO.	70
Tabla 29. Características técnicas de la línea de transmisión CZU-K30.	71
Tabla 30. Características técnicas de la línea de transmisión CDO-K30.	71
Tabla 31. Características técnicas de la línea de transmisión K30.	71
Tabla 32. Ajuste de corriente en las fases de los transformadores de potencia.	84
Tabla 33. Ajuste de corriente en el neutro de los transformadores de potencia.	84
Tabla 34. Ajuste de corriente en de secuencia positiva y negativa de los transformadores de potencia.	84

Tabla 35. Ajuste de la potencia activa de los transformadores de potencia.	85
Tabla 36. Ajuste de la potencia reactiva de los transformadores de potencia.	85
Tabla 37. Cortocircuitos realizados en las bahías de la Estación Coronel Oviedo.	86
Tabla 38. Ajuste de corriente en fase de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a].	87
Tabla 39. Ajuste de corriente en el neutro de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a].	87
Tabla 40. Ajuste de corriente en secuencia positiva de las bahías de la Estación Coronel Oviedo [a].	88
Tabla 41. Ajuste de potencia activa de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a].	89
Tabla 42. Ajuste de potencia reactiva de las bahías de la Estación Coronel Oviedo [a].	89
Tabla 43. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TR-1.	90
Tabla 44. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR-1 y TR-2.	91
Tabla 45. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION ACY-1 y ACY-2.	92
Tabla 46. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CARAYAO.	93
Tabla 47. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION PASO PE.	94
Tabla 48. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION GUARAMBARE.	95
Tabla 49. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION PIRAYU.	96
Tabla 50. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION EUSEBIO AYALA-CAPIATA-SAN LORENZO.	97
Tabla 51. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CAAGUAZU-K30.	98
Tabla 52. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CAMPO DOS-K30.	99
Tabla 53. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION K30.	100

LISTA DE ABREVIATURAS.

Lista de Símbolos.

A: Amper (Intensidad de Corriente).

kA: KiloAmperios.

V: Voltios.

kV: KiloVoltios.

VA: Voltios Amperios.

MVA: Mega Voltios Amperios.

W: Watts.

kW: KiloWatts.

MW: MegaWatts.

Km: Kilometros.

TC: Transformador de Corriente.

TP: Transformador de Potencial.

Hz: Hertz.

Abreviaturas.

DFR: Registrador digital de fallas.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

SCADA: Sistema de supervisión, control y adquisición de Datos.

ES: Estación eléctrica.

SE: Subestación eléctrica.

TR: Transformador de Potencia.

LT: Línea de Transmisión.

ES- ABA: Estación Abaí.

ES- BSP: Estación Barrio San Pedro.

ES- CDO: Estación Campo Dos.
ES- COV: Estación Coronel Oviedo.
ES- CYO: Estación Carayaó.
ES- CZU: Estación Caaguazú.
ES- IRO: Estación Itacurubi del Rosario.
ES- PPE: Estación Paso Pe.
ES- SES: Estación San Estanislao.
ES- SRO: Estación Santa Rosa.
ES- VAQ: Estación Vaquería.
SE- CZA: Subestación Caazapá.
SE- SPN: Subestación San Pedro Norte.
SE- VIL: Subestación Villarrica.

I. INTRODUCCIÓN.

El Sistema Eléctrico de Potencia es vulnerable a una gran variedad de disturbios que pueden provocar averías a los diversos elementos que los componen, haciendo que la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica se reduzca considerablemente. Ante la ocurrencia de una perturbación estos son despejados por medio de la actuación del sistema de protección, esto conlleva a desconexiones forzadas de los equipos de potencia y/o líneas de transmisión. Ante la ocurrencia de perturbaciones se requieren conocer la localización inmediata del evento y los elementos involucrados. Actualmente los trabajos de adquisición de datos presentan diversos inconvenientes, provocando que los análisis de perturbaciones o fallas ocurridas en el SEP sean muy difíciles de concretar, con el fin de lograr resultados concretos ante la incidencia de fallas en las ES/SE o en las líneas de transmisión.

Debido a esta dificultad, este proyecto de fin de grado tiene como objetivo proponer la implantación de Registradores Digitales de Fallas (DFR) en el Sistema Centro de la ANDE aplicado a la Estación Coronel Oviedo, con ello se pretende utilizar a la ES-COV como un plan piloto para la implementación de esta tecnología que ya se utiliza en otros países de la región, con el fin de facilitar el acceso a la información sobre los disturbios que provocaron la actuación de las protecciones y de esa forma se podrá velar por el buen funcionamiento de estas protecciones y dispositivos aledaños.

Para realizar el desarrollo del presente trabajo se aborda de la siguiente manera: comenzando con el Capítulo 1 con los antecedentes históricos y la definición de términos básicos, en el Capítulo 2 nos adentramos en las Subestaciones Eléctricas, la distribución de las barras y los diferentes elementos que lo componen, en el Capítulo 3 se presenta el sistema de protección, sus distintos componentes, y los protocolos de comunicación.

Ya en el Capítulo 4 nos centramos en los Registradores digitales de fallas (DFR) con sus características y sus funciones principales. Prosiguiendo con el desarrollo bibliográfico del trabajo seguimos con el Capítulo 5 donde nos centramos en las diversas perturbaciones que pueden afectar al sistema y el software utilizado por ANDE para el análisis de éstas.

El capítulo 6 se presenta el resumen ejecutivo del trabajo realizado, en el último capítulo, pero no menos importante se presenta la Ingeniería de Diseño que es el alma del trabajo realizado.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES HISTORICO.

- **Criterios técnicos para ajustar Registradores Automáticos de Perturbaciones en el Sistema Nacional Interconectado Aplicado a la Subestación Molino.** Realizado por Edgar Vinicio Andrade Cullispuma para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en el año 2008 en Quito, Ecuador. En este trabajo se desarrolló criterios técnicos para ajustar óptimamente registradores automáticos de perturbaciones de la S/E Molino, de acuerdo a los principios de funcionamiento de estos dispositivos y su aplicación ante eventos importantes del S.N.I.
- **Estudio de flujos de potencia y cortocircuitos para la implementación de los Registradores Automáticos de Perturbaciones en la Subestación Pascuales 230/138/69 KV.** Realizado por Pablo José Vulgarín Quiroga, para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad Especialidad Potencia en el año 2010, Guayaquil, Ecuador. Este trabajo se trata de la implementación de una red de Registradores Automáticos de Perturbaciones en una de las Subestaciones más importantes del Sistema Nacional Interconectado. Con la implementación de los Registradores Automáticos de Perturbaciones se tiene una amplia información de todo tipo de perturbaciones que ocurren en el Sistema Nacional de Transmisión, ya sea transitorios de voltaje, cortocircuitos, oscilaciones de potencia en el sistema y demás perturbaciones que se podrían presentar en el sistema eléctrico. La información recopilada

permite al Ingeniero realizar estudios y análisis de cortocircuitos, al mismo tiempo tener la capacidad de tomar decisiones en menor tiempo.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.

Fallas: Condición que dificulta prolongar la operación de uno más dispositivos de un sistema y requiere la rápida actuación de los esquemas de protecciones para no dañar a otros equipos.

Perturbaciones: Condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se alarga más de un tiempo prudencial.

Interoperabilidad: Es la capacidad que tienen dos o más componentes o dispositivos para intercambiar y utilizar información.

Operador: Personal encargado de gestionar y supervisar las operaciones de la aparamenta en las Estaciones y Subestaciones.

Estación: locales de transformación o transmisión, cuyo nivel de tensión sean de 220 kV o superior.

Subestación: locales de transformación o transmisión cuyo nivel de tensión corresponde a 66 kV.

Departamento: Unidad o dependencia específica de la ANDE.

CAPITULO 2.

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

2.1. Subestaciones Eléctricas.

Una subestación eléctrica es una instalación compuesta por un conjunto de dispositivos eléctricos que tienen como objetivo principal la de recibir la energía eléctrica transmitida por los centros de generación, transformarlas a un nivel de tensión manejable para su utilización y distribuirlos a los usuarios finales

2.1.1. Tipos de Subestaciones Eléctricas.

- **Subestaciones Elevadoras:** Este tipo de subestaciones están ubicadas cerca de las centrales generadoras de energía eléctrica y son las encargadas de elevar el nivel de tensión en 220 o 500 KV, para ser distribuidas por medio de las líneas de transmisión a los centros de consumo.
- **Subestaciones Reductoras:** este tipo de subestaciones está ubicada al final de la línea de transmisión cerca de los puntos de consumo, su función principal es reducir la alta tensión de transmisión a un valor de subtransmisión o de distribución, en el Sistema Interconectado Nacional estas subestaciones son las más numerosas [1].

2.2. Configuración de barras en Subestaciones.

Se denomina configuración de las barras a como están distribuidos los elementos electromecánicos en el patio de maniobras de una Subestación eléctrica, cada circuito como mínimo cuenta con un interruptor de potencia, con la opción de conectarse a una o más barras dependiendo de la flexibilidad y el requerimiento del sistema utilizando seccionadores para ese fin.

Existen varios arreglos de barras que han sido normalizados y utilizados por las distintas empresas eléctricas, para la selección de estos se requiere un estudio previo analizando la demanda de energía, la ubicación de los centros de consumo, varios puntos importantes que ayudan a brindar un alto grado de confiabilidad, seguridad y flexibilidad para ofrecer un suministro continuo de la energía eléctrica ante la demanda creciente.

Los arreglos de barras más utilizados se presentan a continuación:

2.2.1. Barra simple o sencilla.

Esta configuración solo tiene una barra colectora de los cuales se conectan las bahías correspondientes, como se indica en la figura de abajo. Es muy sencilla y económica ideal para Subestaciones pequeñas no muy complejas, pero la desventaja más grande es la poca maniobrabilidad con la que cuenta esta configuración debido a que si surge cualquier problema o plan de mantenimiento en la barra colectora se debe suprimir el servicio en su totalidad.

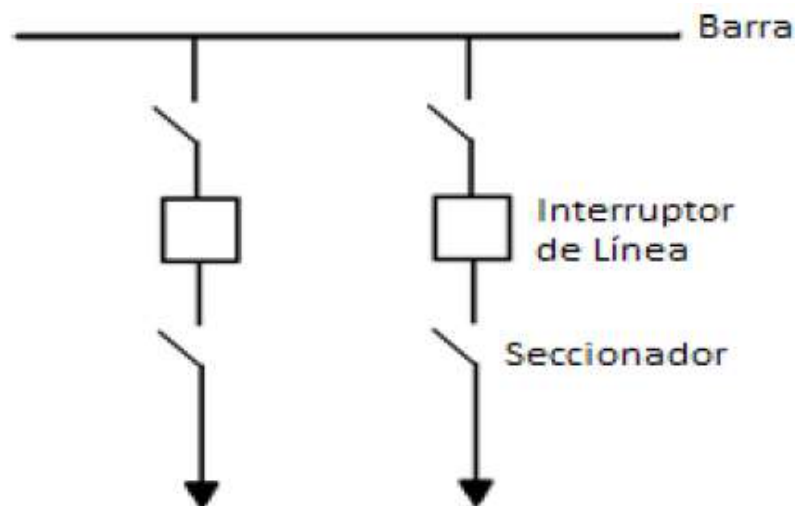


Figura 1. Configuración de barra simple.

2.2.2. Barra seccionada.

Este arreglo es muy parecido al de la barra simple, solo se diferencian por un mínimo detalle que en la barra se llegan a seccionar en una o varias partes utilizando un arreglo dos seccionadores por un interruptor de potencia para cada seccionamiento de la barra, de modo a poder seccionar la barra ante cualquier falla o mantenimiento que se debe de realizar en ella así solo se pierde una parte de la carga del sistema.

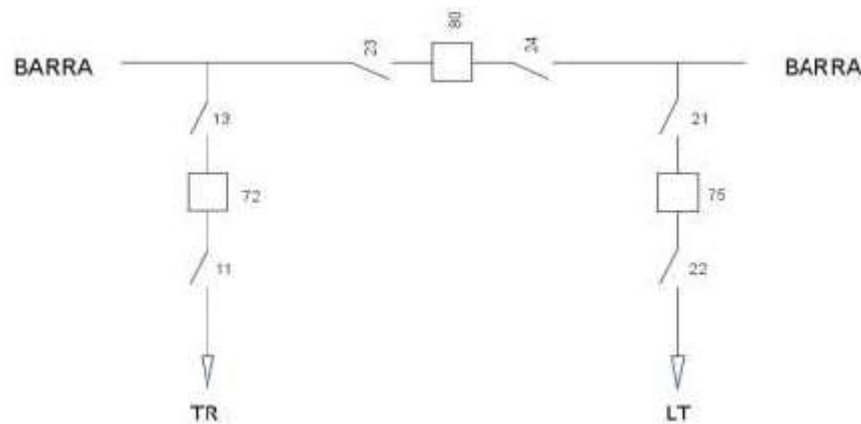


Figura 2. Configuración de barra seccionada.

2.2.3. Doble barra.

La llamada doble barra es una configuración que combina las virtudes de la barra simple y la seccionada, solo que está cuenta con una segunda barra y una bahía con un interruptor de potencia y dos seccionadores, esta combinación es llamada sistema de transferencia de carga. Esta disposición brinda flexibilidad a la hora de acoplar varios circuitos provenientes de la misma fuente.

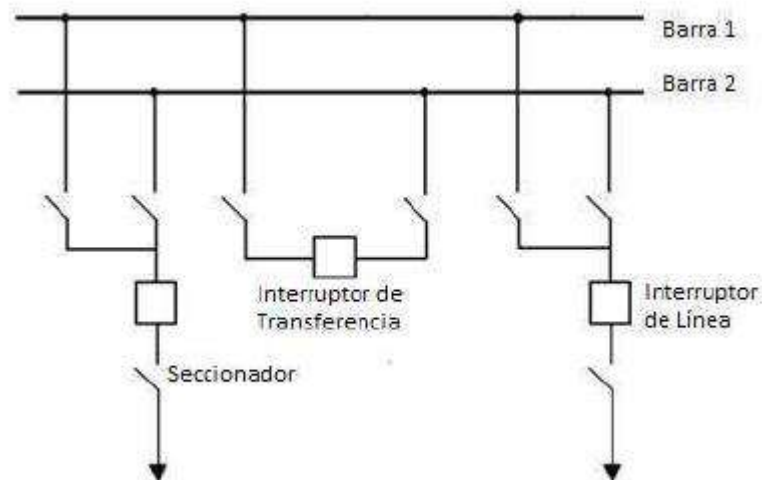


Figura 3. Configuración de Doble Barra.

2.2.4. Barra principal con barra de transferencia.

En esta configuración cada línea de transmisión debe de estar conectada por medio de un seccionador a la barra de transferencia, por su parte la barra de transferencia está conectada a la barra principal por medio de un interruptor de potencia llamado interruptor de acople, de esa forma se puede lograr suministrar a cualquier posición o bahía.

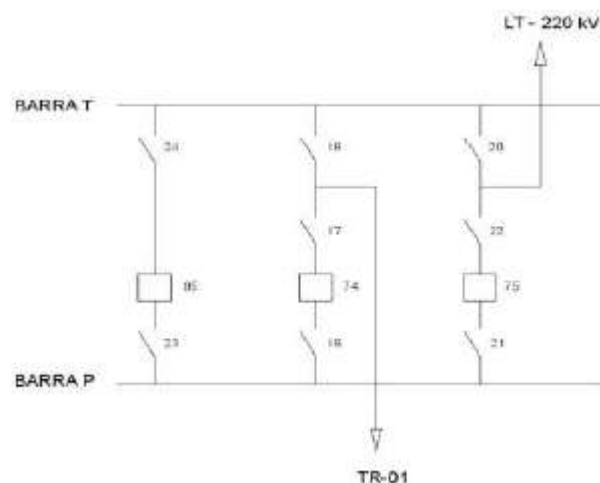


Figura 4. Configuración de barra principal con barra de transferencia.

2.3. Elementos de una Subestación Eléctrica.

2.3.1. Transformador de Potencia.

El Transformador de potencia es un dispositivo eléctrico estático que tiene la capacidad de cambiar una potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a otro nivel de voltaje si varía la frecuencia del sistema por medio de un campo electromagnético alterno. [3]

Estos dispositivos cuentan con dos a más bobinas de alambre conductor que son enrolladas por un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas no están conectadas de forma física entre sí, la conexión se logra mediante los efectos de flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo de nuestro transformador. Uno de los devanados del transformador, el primario, es conectado de forma directa a la fuente de energía eléctrica alterna que se desea modificar, puede ser elevada o reducida. Y por su parte el devanado secundario se encarga de suministrar energía a la carga [4].



Figura 6. Transformador de potencia.

2.3.2. Transformadores de Medida y de protección.

En las instalaciones eléctricas se necesitan aparatos de medición para diversas finalidades (protección, avisos, enclavamientos, etc). Habitualmente las magnitudes eléctricas que se necesitan medir son elevadas tensión o corrientes fuertes, de esa forma se resolvió conducir magnitudes eléctricas proporcionales a las originales, pero con valores mucho más manejables para poder colocarlas en cuadros centralizados, con reducidas dimensiones y excelente precisión para su correspondiente monitoreo.

2.3.2.1. Función Principal.

- Brindan un aislamiento a la aparamenta eléctrica de los circuitos de alta tensión.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas.
- Reproducir en su circuito secundario, corrientes proporcionales a la corriente de alta tensión del primario.
- Brindar una gran precisión.
- Garantizar la seguridad del personal y de la instalación

Los aparatos más utilizados son los transformadores de medida inductivos:

- **Transformadores de Corriente.**
- **Transformadores de Potencial o de tensión.**

Estos aparatos se caracterizan por conectar los primarios en alta tensiones transformándolas en magnitudes mucho más manejables para que puedan ser medidas, tanto la corriente o la tensión según se necesite en el secundario. Por motivos de seguridad deben ser conectados a tierra. Teniendo en cuenta esto se construyen aparatos de medida o de protección normalizados para ciertos valores, por ejemplo: Para transformadores de corriente las bobinas amperimétricas del secundario son regularizadas a una intensidad máxima de 5

A, y para transformadores de tensión las bobinas voltimétricas son regularizadas a tensiones máximas de 110 V [3].

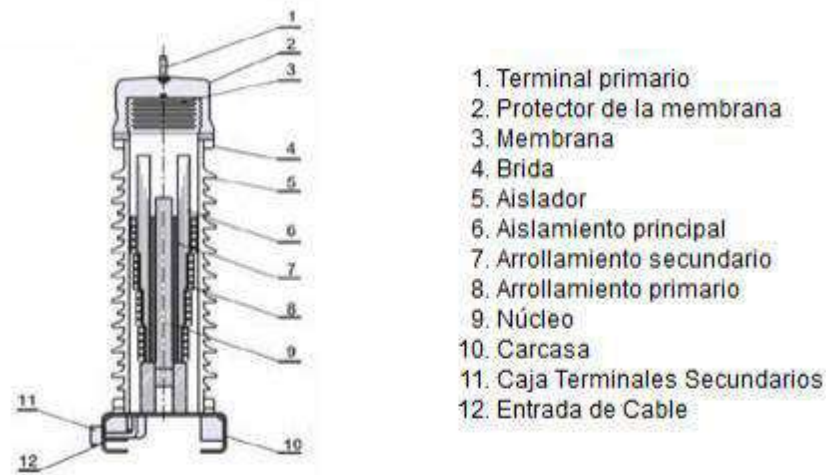


Figura 7. Transformador de tensión y sus partes.

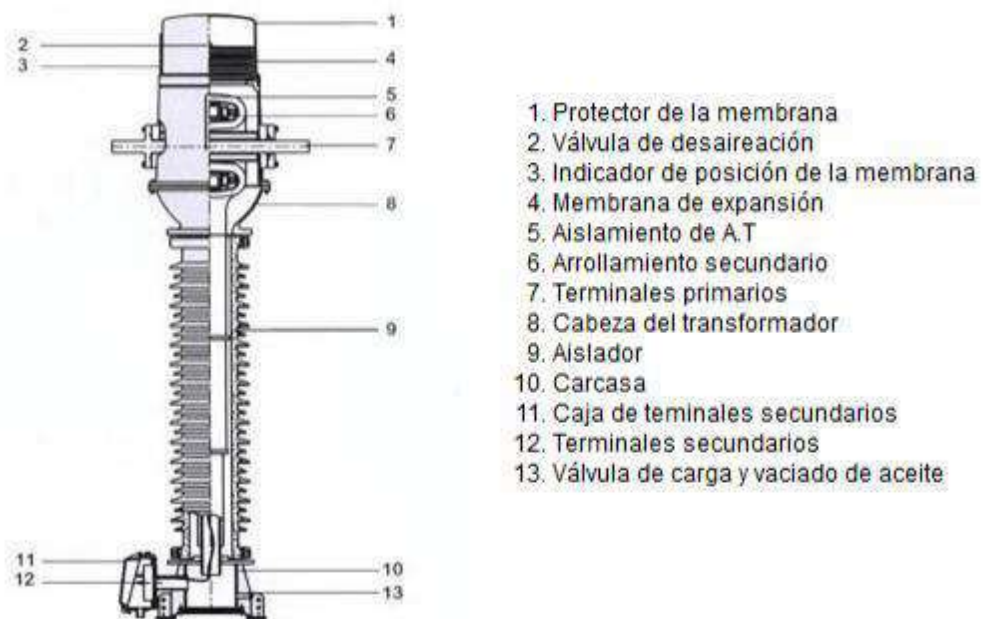


Figura 8. Transformador de corriente y sus partes.

2.3.3. Aparatos de maniobra y de corte.

Entre la aparamenta de alta tensión con que cuenta las Subestaciones eléctricas existen aparatos creados exclusivamente para la conexión y desconexión de energía eléctrica en las bahías de alta tensión. Estos dispositivos deben brindar un servicio continuo en condiciones normales de utilización de la energía eléctrica, deben garantizar la protección de las instalaciones y de las personas en caso de fallas o perturbaciones que puedan ocurrir en el sistema, admitir realizar maniobras para intercambiar circuitos de manera a realizar mantenimientos sin perder toda la carga del sistema.

2.3.3.1. Tipos de aparatos de corte.

Dependiendo de las funciones de maniobras a realizar existen distintos aparatos de corte:

- **Seccionadores:** la misión de estos aparatos es de aislar tramos de circuitos o bahías realizando cortes de forma visible, los circuitos a ser aislados no deben de contar con cargas o sea deben estar en vacío. Estos dispositivos brindan seguridad para los operadores en las subestaciones eléctricas.
- **Interruptores:** son dispositivos mecánicos de corte donde las maniobras se realizan de forma manual, teniendo la capacidad de realizar las operaciones tanto en condiciones de carga nominal como de sobreintensidades, también son capaces de soportar corrientes de cortocircuitos durante un cierto tiempo.
- **Interruptores Seccionadores:** dispositivos que fusionan ambos mundos, son interruptores que brindando una apertura visible como los seccionadores.

- **Interruptores automáticos o Disyuntores:** estos aparatos tienen la capacidad de realizar las maniobras de forma manual o automática mediante las ordenes de los relés de maniobra y protección [5].

CAPITULO 3.

SISTEMA DE PROTECCION.

3.1. Sistemas de Protección.

Los Sistemas de Protección tienen el objetivo de vigilar permanentemente los Sistemas Eléctricos de Potencia de manera a garantizar la integridad física de las personas y evitar a toda costa la destrucción de los equipos o instalaciones por causa de una falla o una perturbación que puedan ocurrir en el sistema, estas anomalías pueden ocurrir de manera sencilla y posteriormente extenderse sin control en forma escalonada si las protecciones no llegan a actuar, por lo tanto las protecciones deben de estar bien calibradas y coordinadas para brindar un buen servicio estable y continuo [6].

3.1.1. Características de los Sistemas de Protección.

Los Sistemas de Protecciones deben operar en condiciones anormales siendo sus características principales las Siguientes:

3.1.1.1. Rapidez.

Los relés de protección deben propiciar un mínimo tiempo de exposición a la falla, de esa forma se evitan daños en los equipos. Considerando que la energía liberada durante una falla es proporcional al cuadrado de la corriente de falla por el tiempo de duración de la misma. La consecuencia principal es el colapso del sistema de potencia, además se presenta una probabilidad de pérdida de sincronismo en los sistemas con cargas crecientes.

3.1.1.2. Confiabilidad.

Es la habilidad que posee el sistema de protecciones de actuar cuando se necesario (fiabilidad) y de evitar las operaciones innecesarias de las protecciones (seguridad).

3.1.1.3. Sensibilidad.

En el campo de las protecciones eléctricas, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o en cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.

3.1.1.4. Selectividad.

La selectividad es uno de los rasgos más importantes que puede tener un sistema de protección, lograr reconocer en que sector ha ocurrido la perturbación o falla del sistema ayuda a discriminar que protección debe de actuar, para ello se realiza un escalonamiento entre las protecciones consiguiendo así desconectar solo la parte afectada del sistema [7].

3.1.2. Tipos de Protecciones.

Al momento de la ocurrencia de una falla o perturbación en un sistema de potencia debe de actuar las protecciones con el objetivo de despejar estas anomalías del sistema en el menor tiempo posible, idealmente hablando. Pero hay una gran probabilidad de que el relé no actué por algún motivo en el momento requerido, es por eso que se deben realizar escalonamientos de los relés y estas se clasifican de la siguiente manera:

3.1.2.1. Protección Principal.

El relé principal debe de operar con la mayor rapidez posible en el instante de detectar ciertas anomalías del sistema para despejar lo más pronto posible. Estas pueden ser sobrecorriente, cortocircuitos, sobre voltajes, etc.

De modo a garantizar el funcionamiento continuo los sistemas de protección se dividen en zonas de operación para cada dispositivo. Al tener una protección principal y la de respaldo con una zona definida estas deben de arrancar al momento de sentir una anomalía en el sistema, pero la de respaldo actuará con un retardo del modo a que si por algún motivo la protección principal no llega a actuar la de respaldo debe de operar la protección aislando la falla. La Protección principal es diseñada para desconectar la menor porción posible del sistema de potencia.

3.1.2.2. Protección de Respaldo.

La protección de respaldo solo debe de operar si y solo si la protección principal falla por algún motivo y no despeja la anomalía, de esa forma se logra despejar la falla y se evita daños en el sistema. Las protecciones de respaldo pueden ser locales o Remotos.

- **Protecciones de respaldo local:** Es reconocido como un sistema duplicado de protección local, que opere cuando ocurra una falla de interruptor.
- **Protecciones de respaldo Remoto:** Esta protección está ubicada en otro punto del sistema, en otra Subestación, esta debe de actuar en el caso de que la protección principal y la de respaldo propias de la Subestación llegaran a fallar [7].

3.1.3. Componentes de un Sistema de Protección.

Un sistema de protecciones está conformado por una serie de elementos interconectados entre sí, y estos son:

- Cables de control.
- Interruptores de potencia.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.
- Relés o relevadores. [7]

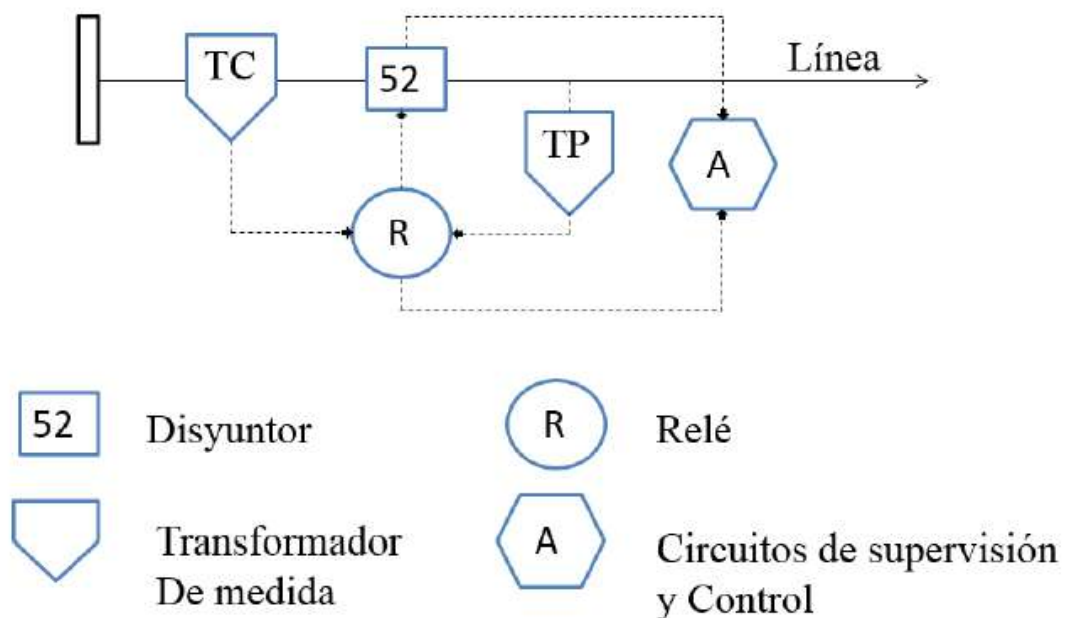


Figura 9. Componentes de los Sistemas de Protecciones.

3.2. Relés de Protección.

Los Relés son dispositivos cuya función principal es retirar de forma rápida del servicio todos los elementos necesarios para proteger los equipos de una instalación eléctrica ante cualquier anomalía que pueda ocurrir en ella [8].

Los relés monitorean de forma continua el sistema, estos reciben las señales de los transformadores de corriente y de potencial, de esa forma logran discriminar de forma efectiva si hay un funcionamiento normal o anormal del sistema monitoreado [7].

En la siguiente figura se puede observar la evolución de los Relevadores de protección y comunicación desde la protección electromecánicas hasta los relés numéricos o los denominados IED's. Con esta evolución se pueden notar que mejoró la velocidad de transmisión de datos como así también se mejoró las respuestas ante eventos ocurridos en el sistema de potencia [9].

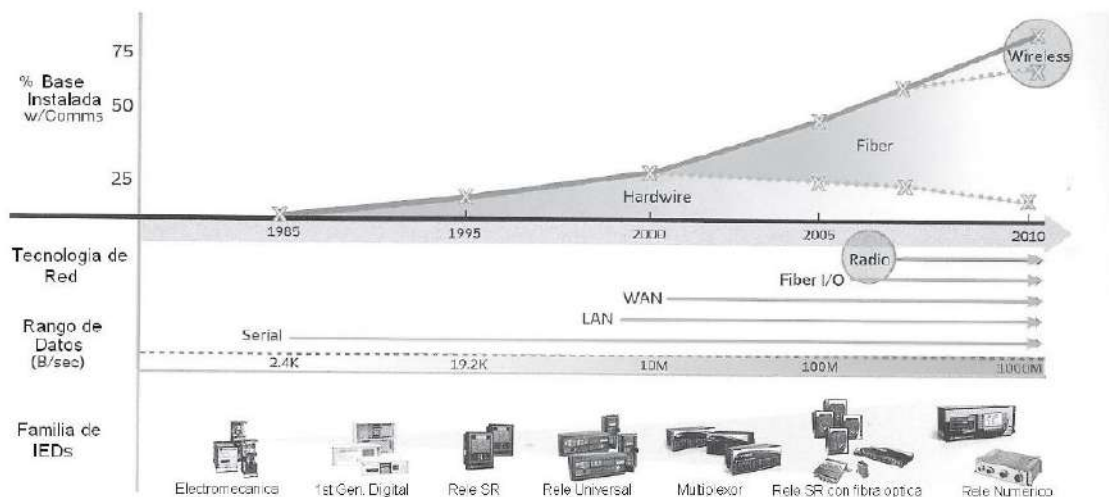


Figura 10. Evolución de los IED's.

3.3. Dispositivo Electrónico Inteligente.

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes o IED por sus siglas en inglés (Intelligent Electronic Device), son relés de protecciones digitales basados en microprocesadores que tienen la capacidad de recibir y enviar datos, almacenar variables digitalizadas, cuenta con módulos de comunicación, su mayor virtud es la integración de varias protecciones en un solo equipo optimizando las funciones de protección, control y monitoreo de todo el sistema de protecciones

y esto se puede lograr aplicando un protocolo de comunicación para la interoperabilidad [7].

Para poder administrar de forma óptima los IED's será necesario un sistema SCADA (Supervisor de Control y Administrador de Datos) para la recopilación, concentración y manipulación de la información de toda la Subestación. Los IED's más actualizados están diseñados para operar bajo la norma IEC 61850, que es el estándar para la automatización de las Subestaciones Eléctricas [8].

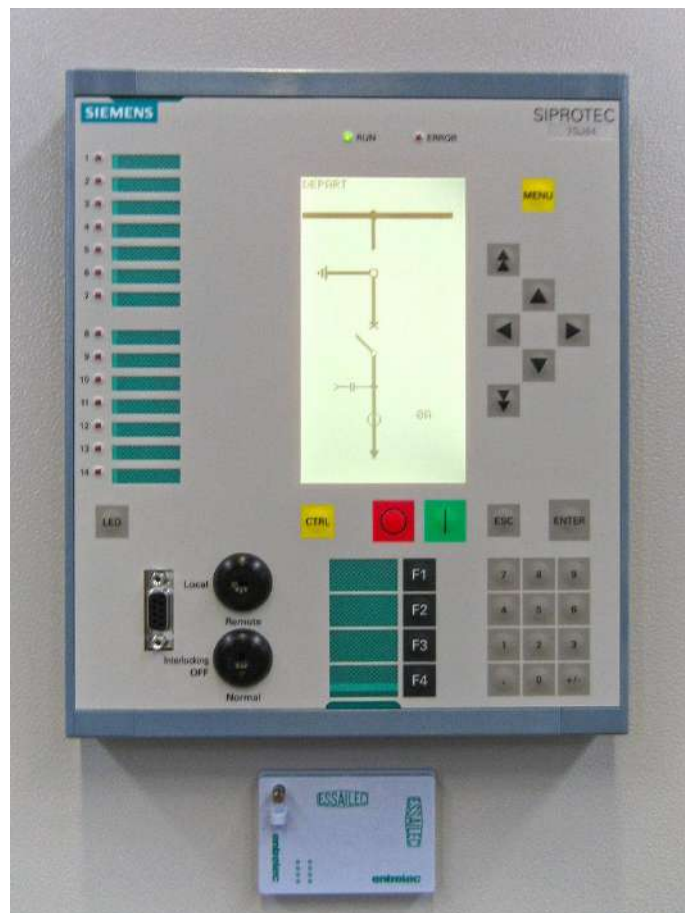


Figura 11. Dispositivo Electrónico Inteligente IED.

3.3.1. Funciones de los IED's.

Los IED's presentan 5 funciones específicas:

- **Protección:** En los IED's las funciones de protecciones se pueden agrupar de acuerdo a su aplicación o uso que se le puede llegar a dar, puede llegar a realizar funciones de la siguiente manera:
 - Sobrecorriente (50/51).
 - Distancia (21).
 - Sobre/bajo voltaje (27/59).
 - Diferenciales (87).
 - Sobre temperatura (23).
- **Monitoreo:** Los IED's registran el estado de los equipos, realizando un seguimiento a las diferentes variables eléctricas con las que cuentan según el enfoque de la protección. Los IED's pueden almacenar estos valores para su posterior supervisión.
- **Medición:** Estos Dispositivos registran continuamente las variables Eléctricas como es la Potencia Eléctrica, Voltaje, Corriente, Frecuencia y el Factor de potencia.
- **Control:** La manipulación de los IED's por los operadores para el buen funcionamiento de las Subestaciones.
 - Control de mando local y remoto.
 - Control de los módulos de Bahías.
- **Comunicación:** tienen la capacidad de comunicarse a través de diferentes protocolos de comunicación. A través de esos son enviados los datos del sistema eléctrico al servidor del centro de monitoreo [7] [8].

3.4. Sistema Scada.

El sistema SCADA (Control con Supervisión y Adquisición de Datos), es una aplicación de software que realiza la adquisición de datos que se van generando en las subestaciones, permitiendo controlar, supervisar y almacenar toda esta información de forma remota y en tiempo real de todos los equipos

interconectados entre sí, reduciendo la interrupción en el Sistema Eléctrico [10]
[11].

3.4.1. Componentes del hardware.

Un sistema SCADA está compuesto por componentes esenciales para la adquisición de la información:

- **Ordenador Central o MTU (Unidad Terminal Maestra):** podría llamarse el cerebro, es el ordenador principal del sistema, este dispositivo es el encargado de almacenar la información recolectada por el RTU o Unidad terminal Remota, administra las alarmas del sistema y presenta la información en tiempo real de toda la Subestación Eléctrica.
- **Ordenador Remoto o RTU (Unidad terminal Remota):** es un ordenador que está situado estratégicamente recibiendo información de los sensores ubicados por toda la Subestación.
- **Red de Comunicación:** Es el encargado de gestionar las informaciones que los sensores fueron capaces de recolectar y mediante una red de buses se envían a los ordenadores del sistema empleado. Gracias al avance de la tecnología se pueden usar diferentes tipos de configuraciones de buses para la comunicación del sistema escogido para el SCADA.
- **Instrumentos de campo:** Estos son todos los dispositivos que sirven para la adquisición de datos para la realización del control y automatización de un proceso específico, PLC's, actuadores, sensores y alarmas [7].

3.4.2. Interfaz de comunicación.

Es el medio por el cual se pueden intercambiar información desde la PC MTU y los dispositivos de campo, utilizando los RTU.

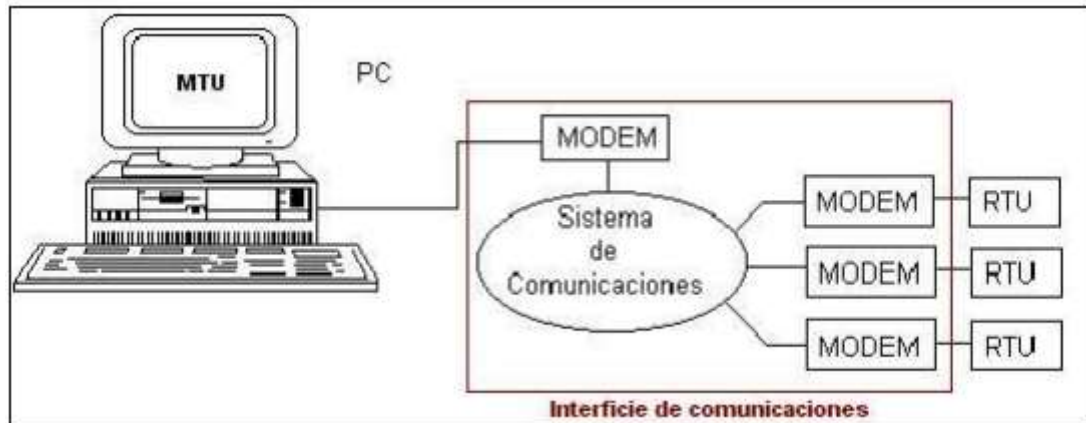


Figura 12. Diagrama de conexión de la interfaz de comunicación.

La interfaz de comunicación cuenta con varios elementos que son:

- **Buss de campo:** es el encargado de transportar los datos y entregar las ordenes de control, esto se define dependiendo directamente del tamaño del sistema SCADA que se va a implementar.
- **Módems:** estos dispositivos son los encargados de conectar físicamente los RTU y MTU al bus de datos.
- **Drivers:** es un controlador o un programa (software) encargado de realizar los enlaces, formatos, orden de transferencia de los datos, de los dispositivos periféricos al sistema operador [7].

3.5. Protocolos de comunicación en las Subestaciones.

3.5.1. Norma IEC 60870-5.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), reconocidas por sus siglas en Inglés (International Electrotechnical Commission) es la encargada de normalizar tanto en el campo de la electricidad, electrónica y tecnologías relacionadas [11].

La norma IEC 60870-5 denominada “Protocolo de Transmisión”, este es un protocolo abierto para la comunicación del sistema de telecontrol SCADA con el único objetivo de lograr la interoperabilidad.

Estos protocolos estandarizados están formados por 4 apartados en los cuales se pueden definir:

- **IEC 60870-5-101:** Protocolo de transmisión, se utiliza en tareas de telecontrol entre las Subestaciones y el centro de control local para comunicar los IED's con el sistema SCADA. Este protocolo es aplicado a las empresas distribuidoras de energía (baja tensión)
- **IEC 60870-5-102:** Esta norma es la encargada de transmitir los datos y de velar por el funcionamiento correcto de los sistemas de protecciones eléctricas en nivel de alta tensión, como lo son las protecciones de distancia, protecciones diferenciales de las posiciones de líneas y de la posición del transformador.
- **IEC 60870-5-103:** Es una norma encargada del telecontrol de los equipos de campo, esta norma permite la interoperabilidad de los IED's con todos los dispositivos de control la Subestación.
- **IEC 60870-5-104:** Esta norma se aplica sobre los sistemas y equipos de protección, es una actualización y mejora sobre la norma **IEC 60870-5-101**, con el objetivo de lograr conectarse a través de una red LAN (Red de Área Local), con un protocolo TCP/IP (Protocolo de control de transmisión / protocolo internet) [7].

Debido a los protocolos propietarios y la arquitectura cerrada utilizada por los fabricantes de protecciones eléctricas y centros de control era prácticamente obligatorio depender de un único fabricante para el uso, realizar mantenimientos y expandir los sistemas de protección. Ante esta problemática se creó la norma IEC 61850.

3.5.2. Norma IEC 61850.

Tras la colaboración de varios años de diversas instituciones de Investigación de Energía Eléctrica y fabricantes, con el objetivo de generar un conjunto de normas para lograr la estandarización de Redes de Comunicación y Sistemas en las Subestaciones, se creó la norma IEC 61850. La Norma IEC 61850 tiene como objetivo principal estandarizar los sistemas de comunicación para los Sistemas de Automatización de las Subestaciones, el manejo de información obtenida por la medición, con el fin de lograr el intercambio de datos de diferentes marcas de fabricantes de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes o IED's que integran las Subestaciones [11].

A todo esto, la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) lo define con una sola palabra *Interoperabilidad*, que es "la capacidad de dos o más sistemas o componentes de intercambiar información y usar la información que fue intercambiada" [7]

Con una arquitectura abierta busca integrar la tecnología de comunicación de las Subestaciones entrelazando información entre los IED's, creando una infraestructura que sea totalmente autónoma de los fabricantes, permitiendo que dispositivos de diversos fabricantes se integren logrando la interoperabilidad entre ellos. Con la aplicación de esta norma se podría mejorar los diagnósticos de los equipos utilizando nuevas tecnologías como los son los buses ópticos eliminando por completo las interferencias producidas por las altas tensiones, logrando a su vez simplificar los mantenimientos [9].

En la figura de abajo se puede observar un esquema general de las partes del protocolo IEC 61850, que son aplicables para la Automatización de los Sistemas de las Empresas Eléctricas

La Norma IEC 61850 se compone de diferentes partes que enumeran en la siguiente tabla [7]:

Parte	Especificación
IEC 61850-1	Introducción y visión general
IEC 61850-2	Glosario
IEC 61850-3	Requisitos generales
IEC 61850-4	Sistema y gestión de proyectos - Ed.2
IEC 61850-5	Requisitos de comunicaciones para las funciones y modelos de dispositivos
IEC 61850-6	Configuración de idioma para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con IEDs - Ed.2
IEC 61850-7	Estructura de comunicación básica para equipos de subestaciones y alimentadores
IEC 61850-7-1	Principios y modelos - Ed.2
IEC 61850-7-2	Extracto de servicios de comunicaciones de interfaz (ACSI) - Ed.2
IEC 61850-7-3	Clases comunes de datos - Ed.2
IEC 61850-7-4	Compatible clases de nodos lógicos y clases de datos - Ed.2
IEC 61850-7-10	Las redes de comunicación y sistemas de automatización de la red eléctrica - Requisitos de acceso basado en la web y estructurado para los modelos de información IEC 61850 [Aprobado nuevo trabajo]
IEC 61850-8	Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM)
IEC 61850-8-1	Asignaciones a MMS (ISO/IEC9506-1 e ISO / IEC 9506-2) - Ed.2
IEC 61850-9	Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM)
IEC 61850-9-1	Los valores de muestra a lo largo serial punto a multipunto unidireccional enlace punto
IEC 61850-9-2	Los valores incluidos en la muestra más de la norma ISO / IEC 8802-3 - Ed.2
IEC 61850-10 -	Pruebas de conformidad

Tabla 1. Partes de la Norma IEC 61850.

En [11] y [7] se detallan en forma resumida todas las partes que componen la norma IEC 61850 aplicadas a la Automatización de las Subestaciones Eléctricas.

CAPITULO 4.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS.

4.1. Registrador Digital de Fallas.

El registrador digital de fallas DFR (por sus siglas en inglés Digital Fault Record), también conocido como registrador automático de perturbaciones o registrador de eventos, tiene la función de detectar, recolectar, almacenar, protocolizar y suministrar información de las perturbaciones o fallas ocurridas en el Sistema Eléctrico de Potencia. Los registros comienzan y terminan con un cambio brusco de los valores de medida del sistema. Estos dispositivos monitorean las mediciones de los voltajes y corrientes de los distintos circuitos, además de detectar fallas y perturbaciones en la red, estos valores también sirven para realizar el estudio de flujo de carga, cortocircuitos, estabilidad de la carga, etc.

4.1.1. Características de los Registradores Digitales de Fallas.

Entre las características principales de los registradores de fallas se pueden encontrar las siguientes:

4.1.1.1. Sincronización de tiempo.

La Sincronización de tiempo nos permite obtener la información en tiempo real del inicio de las perturbaciones o fallas ocurridas, con una gran precisión de esa forma se pueden realizar un listado de los eventos ocurridos con un orden cronológico. Esto es posible gracias a la hora satelital referencial de un GPS (Sistema de Posición Global) que es ubicada en la subestación que se va a monitorear, en muchos casos es exclusivo de los RDF.

4.1.1.2. Frecuencia de Muestreo.

El muestreo es el proceso de convertir una señal analógica (de corriente o voltaje) a una señal discreta. La tasa de muestreo depende principalmente del fabricante, del tipo de microprocesadores utilizados en el dispositivo. A medida que mayor es la tasa de muestreo de un dispositivo mayor será la precisión con la que cuente a la hora de realizar los análisis correspondientes, estos permitirán captar armónicos y transitorios que puedan afectar al Sistema Eléctrico de Potencia.

4.1.1.3. Arranque o Activación de Registros.

Para perfeccionar la captura de información se deben realizar registros óptimos de las magnitudes analógicas y digitales, con ese fin son necesarios recurrir a activadores. Estos activadores deben ser parametrizados independientemente para cada uno de los RDF, para captar solo eventos relevantes en los circuitos monitoreados. Para lograr la captura de información se debe determinar el valor eficaz de la onda y compararlo con el valor ajustado para accionar el registrador de fallas. Entre los activadores principales se pueden citar:

- Activación por nivel MIN/MAX
- Por cambios bruscos.
- Por Gradiente.
- Por señales extrañas.
- Por señales binarias.

4.1.1.4. Tiempo de almacenamiento.

La definición de este punto es de suma importancia, debido a que los registros deben ser suficientes para poder guardar todos los datos del evento, pero no muy grandes de esa forma se almacenan solo información relevante, porque archivos muy extensos dificultan su manejo y hacen que la memoria se llene

mucho más rápido. El tiempo de almacenamiento de un registro se pueden ajustar de la siguiente manera:

- **Tiempo Pre-falla:** Este es el tiempo de arranque del registro justo antes de que se presente el evento, previo a la falla o perturbación ocurrida. Para casos de fallas este periodo se parametriza por lo menos a 150 milisegundos.
- **Tiempo Post-falla:** el tiempo que se requiere cuando se produce un evento. Este cuenta con una disponibilidad de memoria de varios segundos para poder monitorear como afecta la falla al sistema.

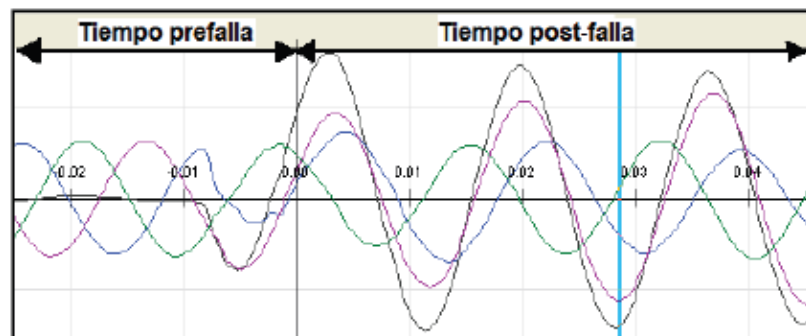


Figura 13. Tiempo de pre-falla y post-falla.

4.1.1.5. Control de la Memoria.

Cada una de las funcionalidades de los RDF tiene la capacidad de almacenar datos, para cada función se cuenta con un espacio en la memoria donde se pueden parametrizar los espacios para cada uno y almacenarlos de forma independiente. La solución a que se llegó para que siempre se tenga espacio suficiente para guardar todos los datos de los eventos ocurridos es el borrado de automático de los registros antiguos una vez alcanzada el 90% del espacio asignado.

4.1.1.6. Opciones de Comunicación.

Los RDF cuentan con una serie de alternativas para realizar la comunicación, estas pueden ser:

- Conectarse directamente a través de puertos seriales disponibles en los dispositivos,
- A través de la conformación de una red LAN.
- Utilizando una red telefónica.
- Usando una PC concentrador, logrando una comunicación remota.

Si en la Subestación existen varios registradores digitales de fallas estos deben de contar con una red independiente que admita la comunicación entre ellos, de lo contrario podría ocasionar dificultades en la comunicación provocando interferencia por otras actividades menos relevantes.

4.1.2. Funciones Disponibles de los Registradores Digitales de Fallas.

Los dispositivos registradores de eventos cuentan con varios módulos incorporados para el monitoreo de distintos parámetros del Sistema Eléctrico de Potencia, y entre las principales funciones se pueden citar:

4.1.2.1. Registrador Voltaje/Corriente.

El registrador de señales analógicas tanto de voltaje como de corriente es el encargado de detectar y guardar las perturbaciones o fallas. Estos eventos son registrados a una alta tasa de muestreo, en concreto a 256 muestras por ciclo, nuestro sistema funciona a 50 Hz por lo tanto tendríamos un muestro de 12800 muestras por segundo.

4.1.2.2. Registrador de Potencia-Frecuencia.

La Potencia demandada por el sistema varía de la mano con la frecuencia, manteniendo la frecuencia estable se garantiza la calidad del suministro de la energía eléctrica. El Registrador de Potencia-Frecuencia es parametrizado para activarse ante un cambio brusco en la generación o en la carga del sistema, guardando los datos de frecuencia, potencia activa, reactiva y aparente del sistema ante estos eventos que azotan al sistema, para su posterior análisis. Por lo general el ciclo de muestreo con el que cuenta este registrador es de una muestra por ciclo, esto le brinda un amplio almacenamiento que puede llegar hasta minutos.

4.1.2.3. Registrador Binario.

El registrador binario permite tener un registro de los cambios de estado de las señales binarias, se pueden supervisar alarmas, operación de los relés de protección, estados de los interruptores de potencia, y muchos más elementos del Sistema de Potencia. Este Registrador puede realizar registros de hasta 250 cambios de estado en simultáneo, con una frecuencia de muestreo de 2 KHz.

4.1.2.4. Registrador de Calidad y Valores Medios.

Estos registros pueden ser utilizados para monitorear la calidad de la energía eléctrica del sistema. Su función es determinar los valores eficaces de las magnitudes supervisadas (voltaje, corriente y las distintas potencias) y sus valores medios en un periodo determinado. Se pueden conseguir los distintos valores de los armónicos, logrando registrar armónicos de hasta número 50 [12].

CAPITULO 5.

PERTURBACIONES

5.1. Perturbaciones dentro del Sistema Eléctrico de Potencia.

En condiciones normales de operación el Sistema Eléctrico de Potencia debe trabajar dentro de ciertos rangos de tolerancia, eso le permite mantenerse en condiciones de equilibrio. Ante la ocurrencia de disturbios estas variables ya no permanecen en un rango de valor estático y son afectadas según la magnitud de la perturbación. Estos eventos se caracterizan por la duración del evento y la causa que lo provocó.

Las perturbaciones se clasifican en cuatro categorías que veremos a continuación.

5.1.1. Perturbaciones Transitorias.

Son eventos que se consideran de corta duración, entre 8 a 16 ciclos, estas son despejadas inmediatamente a través de la operación oportuna de los relés de protección y la apertura de los interruptores de potencia. Posteriormente se analizan para verificar las causas de la falla, el desempeño de los relés de protección, etc.

5.1.2. Perturbaciones de corta duración.

Dentro de esta categoría se incluyen fallas que son despejadas y se realizan recierre donde no se pierde la estabilidad del sistema. Estos eventos normalmente tienen una duración entre los 20 y 60 ciclos. Se analizan estos disturbios para verificar la operación de las protecciones, también para localizar donde ocurrieron las fallas.

5.1.3. Perturbaciones de larga duración.

Esos eventos son los que afectan la estabilidad del sistema de potencia, como las oscilaciones de potencia, variación de frecuencia y problemas no usuales de voltaje. Estos disturbios son analizados para determinar las causas de la incorrecta operación del sistema.

5.1.4. Perturbaciones de Estado Estable.

Entre las perturbaciones del sistema se pueden encontrar perturbaciones que no afectan a la estabilidad del sistema, pero si a la calidad de la energía suministrada. Entre estos fenómenos se incluyen armónicos o sub-armónicos producidos por cargas no lineales y/o la interacción entre los componentes del sistema [13].

5.2. Eventos que producen Perturbaciones en el Sistema Eléctrico de Potencia.

5.2.1. Cortocircuitos.

Los cortocircuitos se producen al ocurrir un contacto de las fases de un sistema de potencia entre ellos o con la tierra. Entre los cortocircuitos más comunes se pueden citar: cortocircuitos monofásicos a tierra, bifásicos, bifásicos a tierra y los trifásicos. Estos tres primeros citados se pueden catalogar como fallas asimétricas o desequilibradas mientras las trifásicas es la única falla simétrica o equilibrada.

Cortocircuito	% de ocurrencia
Monofásico	80%
Bifásico a tierra	15%
Bifásico	15%
Trifásico	5%

Tabla 2. Tasa de ocurrencia de los cortocircuitos.

Entre las causas que provocan las fallas eléctricas se pueden encontrar:

- **Por condiciones climáticas:** Se pueden citar las descargas atmosféricas, vientos fuertes, lluvias intensas, etc.
- **Por falla en los equipos:** comúnmente el envejecimiento de aisladores en los equipos provoca que fluya una alta corriente de cortocircuito en los equipos del sistema, estos pueden: motores, transformadores, generadores, conmutadores, etc.
- **Por humo de incendios:** las partículas de humo son capaces de ionizar el aire alrededor de las líneas eléctricas, esto provoca que haya una pérdida de aislación produciendo descargas entre las fases.

5.2.2. Energización.

Las energizaciones bruscas de los elementos del sistema de potencia producen transitorios, esto depende de que elementos son energizados, a continuación, se citarán dos componentes importantes del sistema:

- **Líneas de Transmisión:** al momento de energizar las líneas de transmisión producen sobretensiones transitorias muy elevadas, que en algunos casos pueden llegar a producir daños en algunos elementos implicados, a su vez pueden provocar fallas en las centrales de generación.

- **Transformadores de Potencia:** la energización de los transformadores de potencia provoca disturbios como la corriente inrush o de avalancha y la ferresonancia, esto es debido a que tiene un núcleo ferromagnético con características no lineales. El fenómeno más relevante es la corriente de avalancha debido a que pueden llegar a magnitudes mucho mayores que la corriente nominal.

5.2.3. Desconexiones.

Al momento de desconectar grandes cargas o generadores producen oscilaciones de potencia, es decir, provoca variaciones en la transferencia de potencia en el sistema. Dependiendo de cómo responde los controladores a las magnitudes de las fallas éstas pueden ser oscilaciones de potencia estables o inestables [14].

5.3. Introducción al software de análisis de fallas y cortocircuitos

ANAFAS.

Programa de Análisis de Fallas Simultaneas (ANAFAS), fue desarrollado para ser utilizado de modo interactivo para el análisis de fallas en sistemas eléctricos de cualquier tamaño, lo que permite un modelado fiel del sistema con la posibilidad de representación de cargas previas a la falla, simulación de los tap's de los transformadores de potencia, además permite la simulación de diferentes tipos fallas.

Este software es una poderosa herramienta utilizada para el estudio y análisis de sistemas eléctricos complejos, no solo de generación convencional si no también generación distribuida, logrando modelados de sistemas eólicos, fotovoltaicos, etc.

Se pueden lograr simular diferentes tipos de fallas tales son: fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas o fallas simétricas, aplicadas

sobre cualquier punto intermedio de la línea de transmisión, como así también cortocircuitos sobre las barras, además cortocircuitos serie con o sin impedancia, simular apertura de circuitos, etc. A parte de la realización de diferentes tipos de análisis, este software lo complementa con una gran facilidad de elaboración de informes.

La gran ventaja con que cuenta ANAFAS son los bajos requerimientos de hardware y software necesarios para su ejecución [15].



Figura 14. Inicio del software ANAFAS.

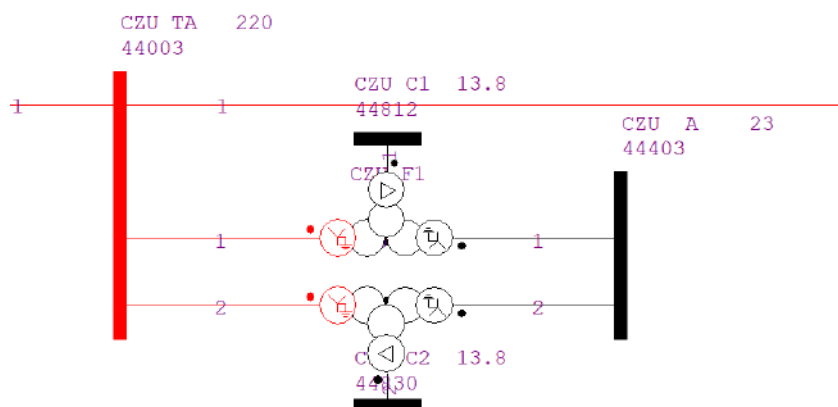


Figura 15. Representación del Estación Caaguazú en el Software Anafas.

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 6.

6.1. Descripción del trabajo

Este proyecto de fin de grado consistió en la implementación de una red de registradores digitales de fallas en la Subestación Coronel Oviedo, con el fin de recolectar todas las informaciones de forma inmediata de todos los eventos ocurridos en el sistema.

6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.

6.1.1.1. Tipo de Investigación.

Teniendo en cuenta las características del proyecto y los objetivos planteados, la investigación es del tipo aplicada, pues se tiene como objetivo resolver un problema concreto y práctico, el cual es proponer alternativas que mejoren la obtención de los registros de fallas ocurridas en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), que no se logran con el método actual empleado por la ANDE.

6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de Datos.

El trabajo de investigación se caracterizará por ser una recopilación documental, debido a que permitirá la recolección de datos bibliográficos, las cuales están constituidas por trabajos de investigación, revisión de textos, libros, revistas científicas, páginas web y las normas o reglamentos conforme con el proyecto de fin de grado. El otro método que se emplea para la recolección de datos es la entrevista no estructurada, que es aplicada a los Técnicos e Ingenieros de la ANDE, los que nos permitirá ampliar la información el tema abordado en este proyecto de fin de grado.

6.1.1.3. Fases metodológicas.

Se desarrollarán las siguientes fases metodológicas para encarar el logro de los objetivos perseguidos con este proyecto de fin de grado:

Fase I: Relevamiento de Datos.

Se procedió al relevamiento de datos técnicos necesarios para la realización del proyecto de fin de grado tales como: diagrama unifilar de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, características de los equipos de patio como así también de las líneas de transmisión, el modelado de las líneas de transmisión de todo el Sistema Interconectado Nacional. Todos estos parámetros necesarios fueron obtenidos a través de la entrevista no estructurada realizada al personal técnico de las estaciones y subestaciones del sistema centro de la ANDE. Se obtuvieron además los parámetros eléctricos de los equipos mediante visitas técnicas al Departamento de Estudios Eléctricos de la ANDE.

Fase II: Selección de la Estación o Subestación de referencia.

Se definieron ciertos criterios para seleccionar el local de referencia. Son las principales características técnicas a tener en cuenta para seleccionar a la Estación o Subestación de mayor importancia dentro del Sistema Centro de la ANDE.

Fase III: Definición de criterios Técnicos.

Se procedieron al estudio documental con el objetivo de obtener información y establecer los criterios técnicos, estos se consideraron para el análisis del fenómeno estudiado. Se recurrió a normas utilizadas por la ANDE, catálogos técnicos de proveedores de equipos eléctricos de potencia y toda bibliografía que cuente con información relacionada al tema.

Fase IV: Realización de los cálculos y simulaciones.

Se determinaron las parametrizaciones requeridas para la implementación de los registradores digitales de fallas, además se efectuaron los cálculos teóricos de operación de cada una de los valores a tener en cuenta para su ajuste, posteriormente se definieron los umbrales de grabación de los canales analógicos y digitales utilizados por las protecciones para activar y finalizar los registros. Todos los cálculos de cortocircuitos se realizaron en un software de uso interno de la ANDE. Para llevar a cabo esta fase se realizaron varias visitas técnicas al Departamento de Estudios Eléctricos, Sección Estudio de Protecciones de la ANDE.

Fase V: Elaboración del presupuesto.

En esta última fase se realizó la evaluación económica de la implementación del Registradores Digital de Fallas mediante la estimación del costo total, teniendo en cuenta todos sus componentes requeridos.

6.2. Justificación.

La Disponibilidad de la energía eléctrica es indispensable para el desarrollo económico, permite el impulso de las Industrias y mejora la calidad de vida de la población en general. Por lo tanto, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) debe brindar un suministro de energía eléctrica de calidad y con bajas tasas de interrupciones. Teniendo en cuenta esto, en este trabajo se propone

la implantación de Registradores Digitales de Fallas para el análisis de perturbaciones ocurridas en la Subestación Coronel Oviedo.

Al ocurrir perturbaciones o fallas en las líneas de Transmisión de energía eléctrica o en los distintos dispositivos del patio de las Estaciones o Subestaciones, estas son despejadas rápidamente por el Sistema de Protecciones, pudiendo provocar una disminución considerable en la continuidad del suministro de energía eléctrico. Ante la ocurrencia de disturbios los operadores de las ES/SE recolectan información de los eventos con el objetivo de identificar en donde ocurrieron las fallas y cuáles fueron las causas. Los encargados de recibir los reportes de los eventos son los Ingenieros de Protecciones Eléctricas, los inconvenientes se presentan al momento de realizar los análisis de los eventos, debido a que los datos brindados muchas veces no son suficientes, en ese caso se deben acceder a los datos de oscilografías obtenidas y almacenadas por los IED's, para ello los Ingenieros deben de movilizarse hasta la ES/SE afectada y retirar los datos a través de una memoria USB, normalmente esto se realiza un tiempo después de ocurrida las fallas porque el profesional de protecciones debe de trasladarse desde la ciudad capital donde se encuentran las oficinas del Departamento de Estudios Eléctricos de la ANDE, hasta la estación o subestación donde ocurrió la perturbación o falla, Por lo tanto, a medida que más lejos este la ES/SE mayor será el tiempo y recursos aplicados para la obtención de los datos requeridos. Además, los Ingenieros de Protecciones se encargan de dimensionar y realizar cálculos de ajustes de las protecciones en todas las Estaciones Eléctricas del Sistema Interconectado Nacional, viéndose imposibilitados en realizar las tareas de recolección de las oscilografías de los IED's, con estas dificultades vigentes no se llega a conocer el motivo real de los disturbios ocurridos, por lo que en cualquier momento se pueden repetir estos eventos afectando de nuevo a todo el sistema.

6.3. Finalidad del proyecto.

Por medio de este proyecto de fin de grado se busca la implementación de Registradores digitales de fallas (DFR) con la finalidad de captar señales digitales provenientes de los disparos por funciones de los IED's, logrando recolectar y almacenar los datos oscilográficos que faciliten localizar todos los elementos involucrados en las perturbaciones o fallas que afectan al sistema.

6.4. Metas

Implementar en una de las Estaciones o Subestaciones del sistema centro de la Administración Nacional de Electricidad nuevas tecnologías disponibles en el mercado, que faciliten la recolección de datos, tanto analógicas como digitales a la hora de la ocurrencia de eventos en las líneas de transmisión o en los distintos dispositivos que componen las bahías de las Estaciones o Subestaciones.

6.5. Objetivos.

6.5.1. Objetivo general.

Proponer la implantación de Registradores Digitales de Fallas en el Sistema Centro de la ANDE aplicado a la Estación Coronel Oviedo.

6.5.2. Objetivos específicos.

- Recolectar datos técnicos de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro.
- Definir los criterios técnicos necesarios para seleccionar la Estación o Subestación de referencia para realizar el proyecto de fin de grado.

- Determinar los criterios técnicos que se requiere para la implementación los Registradores Digitales de Fallas.
- Realizar los cálculos precisos de los distintos parámetros definidos para la implementación de los registradores Digitales de Fallas y las simulaciones necesarias por medio de software especializados.
- Realizar el presupuesto de la implementación de la propuesta realizada.

6.6. Beneficiarios.

El proyecto beneficiará de forma directa a los usuarios de la estación de Coronel Oviedo, mediante este estudio se podrá mejorar el desempeño de la instalación, a su vez mejorando la continuidad del suministro de energía, del mismo modo se beneficiará la Administración Nacional de Electricidad logrando optimizar la obtención de datos ante eventos ocurridos en las ES/SE aplicando nuevas tecnologías disponibles en el mercado.

6.7. Producto.

El producto de este proyecto de fin de grado es la implantación de Registradores Digitales de fallas para la recolección de datos de oscilografía y posterior análisis de los eventos ocurridos en la Estación de Coronel Oviedo.

6.8. Localización física y cobertura espacial.

Este proyecto se aplica a la Estación de Coronel Oviedo, esta Estación forma parte de las 14 estaciones y subestaciones que conforman el sistema centro de la ANDE, es una estación del tipo intermedia como todas las demás ES/SE del citado sistema, es una de las primeras instalaciones del Sistema Interconectado Nacional, la misma entra en operación en el año 1973,

brindando energía eléctrica a la ciudad que lleva el mismo nombre y a los ciudadanos de las comunidades aledañas.

La ES-COV se encuentra ubicada en el Departamento de Caaguazú, en la periferia urbana, sobre la Ruta PY08 entre la ciudad de Coronel Oviedo y Villarrica, a unos 500 metros aproximadamente de la rotonda de entrada a la ciudad.

En las siguientes imágenes se pueden observar su ubicación satelital.



Figura 16. Vista satelital de la ES-COV.



Figura 17. Vista satelital ampliada de la ES-COV.

6.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

Para la resolución del problema planteado se realizaron las siguientes actividades:

- Revisión Bibliográfica.
- Recolección de datos de los equipos de las estaciones y subestaciones del sistema centro.
- Estudio de la condición actual de las Estaciones y Subestaciones.
- Definición de los criterios técnicos para la selección de la estación o subestación de referencia.
- Contratación y elección del local para la implementación del proyecto.
- Estudio de la implementación de los Registradores Digitales de fallas.
- Cálculos de los valores de parametrización.
- Realización de las simulaciones necesarias para la parametrización.
- Evaluación de los resultados obtenidos.
- Elaboración del presupuesto.

6.10. Factibilidad técnica

Con la implementación de los Registradores Digitales de fallas se logrará que la Estación Coronel Oviedo tenga una mayor facilidad de obtención de datos de oscilografía, logrando de ese modo una mayor interoperabilidad entre los componentes de la estación. Estos equipos registradores funcionan independientemente de los DFR's, para la obtención de los registros oscilográficos en sus canales analógicos (tensiones y corrientes) y recibir señales digitales de los relés de protección. Estos equipos registradores de fallas pueden estar conectados en red y acceder a sus datos desde una PC ubicada en el Despacho de cargas u otras oficinas de análisis de fallas, lo que facilita el rápido acceso a los datos con la finalidad de ahorrar tiempo y

recursos a la hora de realizar el análisis ante la ocurrencia de una falla, con esto se consigue una mayor comodidad al personal de Estudios Eléctricos, obteniendo los datos necesarios de forma inmediata para realizar el análisis los disturbios ocurridos evitándose el traslado hasta la ES-COV. Además, de esta manera se logra intervenciones precisas y oportunas ante situaciones anómalas que pueden originar eventos, que se traducen en fallas para el sistema de potencia.

6.11. Factibilidad económica

Para la factibilidad económica se tuvo en cuenta el costo total de los equipos Registradores Digitales de Fallas, tableros, repuestos y servicios de integración al sistema eléctrico de potencia de la Estación Coronel Oviedo.

6.11.1. Costos.

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo total para la puesta en servicio de los Registradores de Fallas.

En la siguiente tabla se puede estimar el costo total de los equipos comprendidos. Anteriormente se implementaron Registradores de fallas, pero fueron quedando fuera de operación por falta de protecciones ante transitorios eléctricos en un ambiente agresivo como es una Subestación.

Los precios utilizados en este proyecto de fin de grado corresponden a equipos nuevos que fueron llamados a licitaciones públicas en otros países.

SUMINISTRO DE RDF PARA LA ES-COV					
ITEM	ESTACION CORONEL OVIEDO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT. USD	VALOR TOTAL USD
1	BIENES				
1.1	Registrador digital de Fallas para líneas de 230 KV	c/u	4	21,000.00	84,000.00
1.2	Panel para Instalar los Registradores digitales de fallas de las posiciones de 230 KV	c/u	1	2,500.00	2,500.00
2	SERVICIOS				
2.1	Costo de Ingeniería, puesta en servicio de suministro, entrega de los planos y capacitación	conj	1	19,700.00	19,700.00
TOTAL					106,200.00

Tabla 3. Costos de la Implementación de los Registradores Digitales en la ES-COV

El presupuesto referencial es de un total de USD 106,200.00 (ciento seis mil doscientos) dólares de Estados Unidos de América, sin incluir IVA, de los cuales se pueden dividir en dos partes, del cual USD 86,500.00 (ochenta y seis mil quinientos) dólares Americanos corresponde a los bienes que corresponden a un panel donde instalar los Registradores, además cuatro registradores digitales de fallas con sus correspondientes unidades de adquisición de datos para realizar la vigilancia de las tres posiciones de transformadores de potencia y diez posiciones de líneas de transmisión de la Estación Coronel Oviedo, que serán monitoreadas y registradas de forma directa las 24 horas del día, y USD 19,700.00 (diecinueve mil setecientos) dólares Americanos son para los servicios a realizar tales como: integración al sistema de control centralizado, la parametrización, pruebas en sitio, pruebas en fábrica, y todas las adaptaciones necesarias a la ES-COV.

IV. INGENIERIA DE DISEÑO

CAPITULO 7.

7.1. Relevamiento y Recolección de Datos.

La primera tarea de este proyecto de fin de grado es la adquisición de datos de las características técnicas generales de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, con el propósito de seleccionar uno de estos locales donde se centrará el estudio para la propuesta de la implementación de los Registradores Digitales de Fallas. Para ese fin se realizaron visitas técnicas en diferentes dependencias de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), obteniendo información por medio de las entrevistas, revisión bibliográfica entre otras técnicas.

En las secciones siguientes se describirán las condiciones técnicas actuales de dichas instalaciones seleccionadas para la realización del presente proyecto.

7.1.1. Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro.

El Sistema Centro en la actualidad está compuesto por 14 Estaciones y Subestaciones que están situadas en los departamentos de San Pedro, Caazapá, Guairá y Caaguazú. A continuación, se describirán la ubicación exacta de las Estaciones y Subestaciones, como así también todas las informaciones de los dispositivos de protección de las bahías, configuración de barras, líneas de transmisión, la potencia instalada total, como así también el sistema de comunicación con que cuenta cada instalación.

7.1.1.1. Estación Carayaó (ES-CYO).

La Estación Carayaó es una estación de seccionamiento o paso, está ubicada en el Departamento de Caaguazú, en la ciudad del mismo nombre, a 170

kilómetros de Asunción. De la Ruta PY08 se desvía camino a la Colonia Santa Catalina unos 1,5 km. Su respectiva coordenada es (-25.155678, -56.354632). La Estación es alimentada por las líneas de transmisión de 220 Kv procedentes de la ES-COV y una línea de doble terna proveniente la ES-IRY, suministrando energía a otras tres Estaciones que son: ES-SES, ES-LIM y la ES-SIC, El local presenta una configuración de barras llamadas Interruptor y medio, la cual cuenta con 7 posiciones. En el patio de maniobras se encuentran 11 interruptores de potencia con sus 28 seccionadores correspondientes. Cuenta con un transformador de potencia de 220 a 23 Kv de 41,6 MVA de potencia.

Los detalles se presentan a continuación:

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
CYO	220	41,6	INTERRUPTOR Y MEDIO	28	0	11	0

Tabla 4. Características técnicas de las ES-CYO.

7.1.1.2. Estación Coronel Oviedo. (ES-COV).

La Estación Coronel Oviedo se encuentra ubicada en el Departamento de Caaguazú, a 131 kilómetros de Asunción, sobre la Ruta PY08 entre la ciudad de Coronel Oviedo y Villarrica, a unos 0,5 km aproximadamente de la terminal de ómnibus. Su coordenada (-25.472574, -56.448547).

La Estación es alimentada por varias líneas de transmisión de alta tensión de 220 Kv, dos líneas provenientes de la Central Hidroeléctrica Acaray CH-ACY1 y CH-ACY 2 y otras tres de la Estación K30. Estos suministran energía a otras seis Estaciones al mismo nivel de tensión que son: ES-PPE, ES-GUA, ES-PIR, ES-CAP, ES-CYO, ES-SLO, que son alimentados de forma directa, y la ES-ELA está en derivación de la línea de transmisión LT-COV-ELA-SLO.

La ES-COV maneja dos niveles de tensión, a nivel de transmisión cuenta con una configuración de barras denominado doble barra principal con una barra de transferencia, en el patio de maniobras se encuentra 60 seccionadores y 15

interruptores de potencia distribuidos en sus respectivas 15 posiciones, mientras que a nivel de subtransmisión cuenta con una configuración de salida de barra simple, contando con un interruptor de potencia y un seccionador para el lado de 66 KV alimentando de esa manera a la SE-VIL.

Cuenta con varios transformadores de potencia, el TR-1 es un banco de transformadores monofásicos de 3x20 MVA, de 220/66 KV utilizada para subtransmisión de energía. Por su lado el TR-2 y el TR-3 son transformadores de potencia trifásicos de 220/23KV respectivamente, con una potencia de 41,6 MVA cada uno. También cuenta con un reactor monofásico RO-1 de 3x6,67 MVar.

La Estación cuenta con una potencia instalada total de 143,2 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
CVO	220	143,2	2/P+1/T (220 KV) y 1/SIMPLE (66 KV)	60	1	15	1

Tabla 5. Características técnicas de las ES-COV.

7.1.1.3. Estación Abaí. (ES-ABA).

La Estación Abaí se encuentra ubicada en el Departamento de Caazapá, a 238 kilómetros de Asunción, a unos 2,2 km aproximadamente de la Municipalidad de la ciudad de Abaí, sobre la ruta que une las ciudades de San Juan de Nepomuceno y Abaí. Su coordenada (-26.062309, -55.937794).

La ES-ABA es alimentada desde la barra de la Estación Paso Pe (ES-PPE), por una línea de transmisión de alta tensión en 220 KV, en el patio de maniobras solo se encuentra una posición, conformado por su respectivo seccionador e interruptor de potencia. Cuenta con un transformador de potencia, el TR-1 es un transformador de potencia trifásico de 41,6 MVA marca WEG.

La Estación cuenta con una potencia instalada total de 41,6 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
ABA	220	41,6	PUNTA DE LINEA	1	0	1	0

Tabla 6. Características técnicas de las ES-ABA.

7.1.1.4. Estación Barrio San Pedro. (ES-BSP).

La Estación Barrio San Pedro se encuentra ubicada en el Barrio de San Pedro, localidad Toro Pirú, distrito de Guayaybi, en el Departamento de San Pedro del Ycuamandiyú, la Estación se ubica a 0,5 km de la Ruta PY03 a unos 203 kilómetros de Asunción, a 8 km aproximadamente del casco urbano del barrio San Pedro.

La ES-BSP cuenta con una configuración en derivación de la línea de transmisión de la Estación San Estanislao (ES-SES) y la Estación Santa Rosa (ES-SRO), En el patio de maniobras de la Estación cuenta con una posición, un seccionador y un interruptor de potencia correspondiente. El TR-1 es un transformador de potencia trifásico de 220/23KV, con una potencia de 41,6 MVA respectivamente.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
BSP	220	41,6	EN DERIVACION	1	0	1	0

Tabla 7. Características técnicas de las ES-BSP.

7.1.1.5. Estación Campo Dos. (ES-CDO).

La Estación Campo Dos se ubica en el Departamento de Caaguazú, distrito de Juan Eulogio Estigarribia, la estación se ubica a 14 km aproximadamente del casco urbano de dicha ciudad, a nos 235 km de Asunción, sobre la Ruta PY02. Su coordenada es (-25.413561, -55.598745).

La ES-CDO también cuenta con una configuración en derivación, esta es derivada de la línea de transmisión de la Estación kilómetro 30 (ES-K30) y la

Estación Coronel Oviedo (ES-COV). Actualmente la Estación cuenta con un transformador de potencia de 220/23 KV de 80 MVA de la marca WEG, el cual posee un seccionador y un interruptor de potencia.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
CDO	220	80	EN DERIVACION	1	0	1	0

Tabla 8. Características técnicas de las ES-CDO.

7.1.1.6. Estación Caaguazú (ES-CZU).

La Estación Caaguazú está ubicada a 187 km de la ciudad de Asunción, sobre la ruta que une las localidades de Repatriación y Caaguazú, en el Departamento del mismo nombre. Sus coordenadas exactas son (-25.485500, -55.998492).

La ES-CZU cuenta con una derivación directa de la línea de transmisión (LT-K30-CZU-COV) que une la Estación Coronel Oviedo y con la Estación Kilómetro 30. La estación cuenta con un transformador de potencia de 220/23 KV de 80 MVA de la marca WEG, está resguardado por un seccionador e interruptor de potencia.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
CZU	220	80	EN DERIVACION	1	0	1	0

Tabla 9. Características técnicas de las ES-CZU.

7.1.1.7. Estación Itacurubi del Rosario. (ES-IRO).

La Estación Itacurubi del Rosario entra en operación el 11 de julio del 2013, está ubicada en la ciudad homónima, en el Departamento de San Pedro, la Estación se ubica sobre la Ruta PY10 a unos 207 kilómetros de Asunción, a 8 km aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Itacurubi del Rosario.

La ES-IRO se encuentra alimentada desde la Estación San Estanislao (ES-SES) a través de una línea de transmisión en nivel de tensión de 220 KV. Actualmente la Estación cuenta con una posición en el patio de maniobras con un seccionador, un interruptor de potencia y un transformador de potencia trifásico de 220/23KV, con una potencia de 41,6 MVA respectivamente.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
IRO	220	41,6	PUNTA DE LINEA	1	0	1	0

Tabla 10. Características técnicas de las ES-IRO.

7.1.1.8. Estación Paso Pe. (ES-PPE).

La Estación Paso Pe está situada en la ciudad de Villarrica, dicha estación se encuentra ubicada a unos 500 metros de la Ruta PY08, camino a la ciudad de Caazapá, en el Departamento de Guairá. Sus coordenadas exactas son (-25.802785, -56.430402).

La Estación es alimentada a través de una línea de transmisión de alta tensión de 220 Kv, que se extiende desde el pórtico de salida de la línea en la Estación Coronel Oviedo hasta el pórtico de llegada de la línea en la Estación Paso Pe.

La ES-PPE a nivel de transmisión cuenta con una configuración de barra principal y barra de transferencia, en el patio de maniobras de 220 KV se encuentra 14 seccionadores y 5 interruptores de potencia distribuidos en sus 5 posiciones correspondientes, mientras que a nivel de subtransmisión cuenta con una configuración de doble barra, contando con 5 posiciones en el patio de maniobras de 66 KV, además cuenta con 5 interruptor de potencia y 13 seccionador, con estas bahías brinda energía a las Subestaciones de SE-VIL, SE-CZA y SE-LCO

Cuenta con varios transformadores de potencia, el TR-1 es un banco de transformadores monofásicos de 3x20 MVA de la marca TTE, de 220/66 KV

utilizada para subtransmisión de energía. Por su lado el TR-2 es un transformador de potencia trifásicos de 220/23KV respectivamente, con una potencia de 41,6 MVA de la marca TTE.

La Estación cuenta con una potencia instalada total de 101,6 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
PPE	220	101,6	1/P+1/T (220 kv) y 2/P (66 KV)	14	13	5	5

Tabla 11. Características técnicas de las ES-PPE.

7.1.1.9. Estación San Estanislao. (ES-SES).

La Estación San Estanislao se encuentra ubicada en el Departamento de San Pedro, en la ciudad que lleva el mismo nombre, a 163 kilómetros de la ciudad Capital, sobre la Ruta PY03, a unos 8 km aproximadamente del casco urbano de dicha ciudad.

La Estación es muy importante para la zona norte del país debido a que suministran energía a varias Estaciones de forma directa, estas son: ES-IRO, ES-SRO, ES-HOR, y la ES-BSP está en derivación de la línea de transmisión LT-SES-BSP-SRO.

La ES-SES cuenta con una configuración de barras denominado barra principal con una barra de transferencia, en el patio de maniobras se encuentra con 6 posiciones o bahías con sus correspondientes 17 seccionadores y 6 interruptores de potencia. Cuenta con dos transformadores de potencia, el TR-1 y el TR-2 transformador de potencia trifásicos de 220/23KV, con una potencia de 41,6 MVA cada uno. La potencia total instalada es de 83,2 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
SES	220	83,2	1/P+1/T (220 kv)	17	0	6	0

Tabla 12. Características técnicas de las ES-SES.

7.1.1.10. Estación Santa Rosa. (ES-SRO).

La Estación Santa Rosa se encuentra ubicada sobre de la Ruta PY11, a unos 260 kilómetros de la ciudad Capital, en el Distrito de Santa Rosa del Aguaray, en el Departamento de San Pedro. Sus coordenadas son (-23.824026, -56.530013).

La Estación es alimentada a través de una línea de transmisión de alta tensión de 220 KV, procedente de la Estación San Estanislao (ES-SES). La ES-SRO en el patio de maniobras de 220 KV cuenta con una configuración de barra principal y barra de transferencia, en el cual cuenta con 6 posiciones, en el cual se encuentra 15 seccionadores y 6 interruptores de potencia, mientras que a nivel de subtransmisión cuenta con una configuración de barra simple, contando con 2 posiciones en el patio de maniobras de 66 KV, además dispone de 2 interruptor de potencia y 3 seccionador, con estas bahías brinda energía a la Subestación de SE-SPN. Cuenta con varios transformadores de potencia, el TR-1 es un banco de transformadores monofásicos de 3x20 MVA de la marca NARI, de 220/66 KV utilizada para subtransmisión de energía. El TR-2 y TR-3 son dos transformadores de potencia trifásicos de 220/23KV respectivamente, con una potencia de 41,6 MVA cada uno.

La Estación cuenta con una potencia instalada total de 83,2 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
SRO	220	83,2	1/P+1/T (220 kv) Y 1/SIMPLE (66 KV)	15	3	6	2

Tabla 13. Características técnicas de las ES-SRO.

7.1.1.11. Estación Vaquería (ES-VAQ).

La Estación Vaquería está ubicada a 1,7 km de la Rotonda de la ciudad homónima, y a 253 km de la ciudad de Asunción, en el Departamento de Caaguazú. Sus coordenadas exactas son (-24.979130, -55.824230).

La ES-VAQ cuenta con una derivación directa de la línea de transmisión (LT-IRY-VAQ-CYO) que une la Estación Itakyry con la Estación Carayaó. La estación cuenta con un transformador de potencia de 220/23 KV de 41,6 MVA, para las maniobras correspondientes cuenta con un interruptor de potencia y seccionador.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
VAQ	220	41,6	EN DERIVACION	1	0	1	0

Tabla 14. Características técnicas de las ES-VAQ.

7.1.1.12. Subestación Caazapá. (SE-CZA).

La Estación se ubica en el Departamento de Caazapá, sobre la Ruta PY08 a unos 212 kilómetros de Asunción, a 2 km aproximadamente del casco urbano de la ciudad. Sus coordenadas son (-26,174569, -56.371517).

La SE-CZA se encuentra en la punta de una línea de subtransmisión en nivel de tensión de 66 KV, proveniente de la ES-PEE. Actualmente la Estación cuenta con una posición en el patio de maniobras correspondiente a un transformador de potencia trifásico de 66/23KV, con una potencia de 30 MVA de la marca NARI, para el seccionamiento de la línea de subtransmisión se cuenta con un seccionador y un interruptor de potencia.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
CZA	66	30	PUNTA DE LINEA	0	1	0	1

Tabla 15. Características técnicas de las SE-CZA.

7.1.1.13. Subestación San Pedro Norte. (SE-SPN).

La Subestación San Pedro Norte entra en operación el 1 de octubre del 1993, está ubicada en el Departamento de San Pedro del Ykuamandiyú. La SE-SPN se encuentra alimentada desde la Estación Santa Rosa (ES-SRO) a través de una línea de subtransmisión en nivel de tensión de 66 KV. Actualmente la Estación cuenta con una posición en el patio de maniobras con un seccionador, un interruptor de potencia, además cuenta con un transformador de potencia trifásico de 66/23KV, con una potencia de 30 MVA respectivamente.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
SPN	66	30	PUNTA DE LINEA	0	1	0	1

Tabla 16. Características técnicas de las SE-SPN.

7.1.1.14. Subestación Villarrica (SE-VIL).

La Subestación Villarrica está situada en la ciudad de que lleva el mismo nombre, la estación se encuentra ubicada sobre la Ruta PY08, camino a la ciudad de Caazapá, en el Departamento de Guairá. Sus coordenadas correspondientes son (-25.798149, -56.436372).

La Subestación es alimentada a través de una línea de subtransmisión de 66KV de tensión, naciente de la Estación Coronel Oviedo. Del cual suministra energía al mismo nivel de tensión a la SE-CLYFSA y la ES-PPE.

A nivel de subtransmisión cuenta con una configuración de barra principal y barra de transferencia, del cual en el patio de maniobras se encuentra 5 posiciones de los que les corresponde 14 seccionadores y un total de 5 interruptores de potencia. Cuenta con dos transformadores de potencia, el TR-1 es un transformador de potencia trifásicos de 66/23 KV respectivamente, con una potencia de 12 MVA. Por su lado el TR-2 es también un transformador de potencia trifásicos de 66/23 KV, con una potencia de 20 MVA de la marca

TRAFO, de esa forma la Subestación posee con una potencia instalada total de 32 MVA.

ES/SE	TENSION (KV)	POTENCIA INSTA(MVA)	CONFIGURACION SISTEMA	89		52	
				220 (KV)	66 (KV)	220 (KV)	66 (KV)
VIL	66	32	1/P+1/T (66 kv)	0	14	0	5

Tabla 17. Características técnicas de las SE-VIL.

7.1.2. Descripción de los componentes principales de los sistemas que facilitan la comunicación de las Estaciones y Subestaciones.

El protocolo de Automatización de las estaciones y subestaciones que se aplican en las nuevas y se van reajustando en las antiguas, se basan en la norma IEC 61850, para el protocolo local de comunicación de los distintos niveles de automatización. De los cuales se centra en la integración e interoperabilidad de los equipos de protección conformados por dispositivos electrónicos inteligentes (IED), que recolectan datos de forma continuos tanto de voltaje como de corriente de las líneas de transmisión y equipos de las ES/SE para detectar perturbaciones o fallas. Dicha norma facilita la capacidad de comunicación mediante el uso de una red local de fibra óptica, conjuntamente con una comunicación con el centro de control también con fibra óptica. Además, se cuenta con un sistema Scada activo para la supervisión, control y medición. Garantizando el acceso remoto de la Estación desde el Despacho central de Carga.

El estándar para el protocolo de comunicación con el centro de control se aplica la norma IEC 60870-5-104, también conocido por IEC 104, se encarga exclusivamente del telecontrol, monitorización y comunicación relacionadas con el sistema SCADA. El protocolo IEC 104 mejora el protocolo IEC 101 en los servicios proporcionados en la capa de red, de transporte, física y el enlace del

modelo OSI, ya que permite una conectividad o acceso total a la red mediante TCP/IP.

Además, de todas las actualizaciones tecnológicas se suma la cobertura continua de operadores en las ES/SE, esto para supervisar el funcionamiento de los sistemas automatizados y brindar una buena relación máquina-hombre, de modo a asegurar un monitoreo continuo ante la presencia de disturbios que afecten a los sistemas de recolección automatizado aplicado.

A continuación, se presenta una tabla donde se detalla los componentes principales de los sistemas de comunicación con que cuentan las estaciones y subestaciones del sistema centro:

SERVICIO DE COMUNICACIÓN						
ES/SE	COMUNICACIÓN CON CENTRO DE CONTROL	SCADA LOCAL	RED LOCAL	PROTOCOL O LOCAL	PROTOCOL O CON CENTRO DE CONTROL	OPERADOR
CYO	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	24 HORAS
COV	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	24 HORAS
PPE	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	24 HORAS
SES	FIBRA OPTICA ADSS	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	16 HORAS
SRO	RADIO MICROONDAS	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	16 HORAS
CDO	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	16 HORAS
ABA	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	8 HORAS
BSP	RADIO MICROONDAS	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	8 HORAS
CZU	FIBRA OPTICA	NO	NO	NO	IEC-101	8 HORAS
IRO	FIBRA OPTICA OPGW CON SES	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	8 HORAS
SPN	RADIO MICROONDAS	NO	NO	NO	IEC-101	8 HORAS
VIL	FIBRA OPTICA	NO	NO	NO	IEC-101	8 HORAS
VAQ	FIBRA OPTICA	SI	SI(F.O)	IEC61850	IEC-104	8 HORAS
CZA	RADIO MICROONDAS	NO	NO	NO	IEC-101	8 HORAS

Tabla 18. Servicios de comunicación de las ES/SE del sistema centro.

Después de una revisión de los servicios de comunicación de todos los locales del sistema centro de la ANDE se pueden resaltar los siguientes puntos importantes:

Primeramente, según datos brindados por el Departamento de Transmisión Centro, se puede afirmar que todos los locales cuentan con relés digitales o IED's. Por otro lado, como pudo apreciarse en la tabla anterior, 10 de los 14 locales cuenta con el sistema de Automatización de estaciones y subestaciones bajo la norma IEC 61850, que cuentan con un sistema Scada local activo. Además, utilizan comunicación mediante el uso de una red local de fibra óptica, conjuntamente con una comunicación con el centro de control también con fibra óptica.

La estación Santa Rosa, Barrio San Pedro, la Subestación Caazapá y San Pedro Norte, son los únicos locales que cuentan con sistema de comunicación con el centro de control mediante radio microondas.

Solo en las estaciones de Caaguazú, Subestación San Pedro Norte, Villarrica y Caazapá no dispone del protocolo de Automatización IEC 61850, siguen con el protocolo de comunicación con el centro de control bajo la norma IEC-101, donde no se cuenta con sistema de red local de comunicación y por ende tampoco posee un sistema SCADA activo en estos locales citados.

Los locales de Carayaó, Coronel Oviedo y Paso Pe cuentan con una cobertura continua de operadores de 24 horas al día, los 7 días de la semana, además, en el otro extremo se pueden encontrar que en 8 de los 14 locales cuenta con 1 solo operador que cumple un horario de 8 horas diarias, trabajando de lunes a viernes, lo malo de esta situación es el hecho de que muchas horas las ES/SE quedan sin resguardo.

El análisis general realizado nos sirvió para conocer las principales características de las distintas Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, en la siguiente sección se procederá a efectuar una serie de criterio para la selección del local de referencia donde se aplicará el estudio.

7.2. Criterios de selección de la Estación o Subestación con mayor influencia del Sistema Centro.

Se presentarán una serie de criterios a tener en cuenta para la selección de la Estación o Subestación de referencia donde se realizará la implementación del Registrador Digital de Fallas, teniendo en cuenta las características que prueban la importancia del local en el Sistema Centro y el Sistema Interconectado Nacional de la ANDE, de esta forma se evitará cualquier arbitrariedad en la selección del local. Seguidamente se presentan los criterios para la selección del local.

7.2.1. Líneas de transmisión en las ES/SE.

El Sistema Centro de la ANDE se encuentra en la Región Oriental y es responsable de cuatro departamentos: Departamento de Caaguazú, Guairá, Caazapá y San Pedro. Este crea un nexo entre la Central Hidroeléctrica de Itaipú y Acaray con los puntos de carga de mayor consumo, la zona Metropolitana. Se selecciona este criterio debido a que la cantidad de líneas de transmisión que llega a los locales y se suministran a otras Estación a nivel de 220 KV indican su nivel de importancia para el suministro de energía para el Sistema Interconectado Nacional, si un local presenta perturbaciones o fallas una gran cantidad de locales permanecerán sin energía eléctrica mientras dure el inconveniente. Por lo tanto, a medida que más cantidad de líneas de transmisión entren y salgan de local mayor será su importancia para dicho sistema.

7.2.2. Configuración de barras.

Este criterio es definido teniendo en cuenta datos recabados de los planos y diagramas unifilares de las ES/SE del Sistema Centro, brindados por el

Departamento de Estudios Eléctricos de la ANDE. Se considera este punto debido a que los locales con mayor importancia en el SIN poseen una configuración de barras a nivel de 220 KV, debido a que la transmisión de energía eléctrica se realiza en su mayoría en este nivel de tensión, esto representa que estas estaciones son capaces de solventar una mayor demanda de energía eléctrica que los usuarios requieren.

7.2.3. Cantidad de bahías o posiciones.

Para este criterio se tuvieron en cuenta los datos proveídos por funcionarios de la ANDE, de los planos eléctricos citados en el criterio anterior. Se considera este punto como un criterio muy importante debido a que la cantidad de bahías con que cuenta un local representa la complejidad con la que puede trabajar, a una mayor complejidad mayor será la importancia de la estación o subestación para el Sistema Interconectado Nacional.

7.2.4. Potencia instalada en la Estación o Subestación.

Basados en los datos brindados por el Departamento de Transmisión Centro se pudo conocer la configuración de los transformadores de potencia, si son trifásicos o bancos monofásicos, como así también la cantidad de transformadores con que cuenta cada local y por sobre todo la potencia instalada total. La potencia instalada representa la capacidad de transformación con que cuenta cada instalación. Este criterio es muy importante, a medida que mayor sea este valor, mayor será su capacidad de cubrir la demanda de potencia que requiere los usuarios.

7.2.5. Protocolo de comunicación.

Este criterio se respalda por la importancia de contar con la actualización del protocolo de comunicación de local empleando la norma IEC 104, mediante el

cual se tiene la capacidad de aplicar el Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), con sus beneficios de poder contar con una red local de fibra óptica para la comunicación y con el monitoreo mediante un sistema SCADA, esto demuestra el valor que tiene el local en el SIN de la ANDE al aplicar este protocolo.

7.2.6. Configuración de la comunicación con centro de control.

Un elemento significativo a la hora de considerar la importancia de un local es la comunicación entre los distintos locales, para la comunicación entre las ES/SE son utilizados distintos métodos, pero el que resalta la importancia de la Estación o Subestación es la utilización de fibra óptica para la comunicación, utilizando cables de guardia de fibra óptica OPGW (Optical Ground Wire), siendo hasta el momento la mejor opción de transmisión digital de datos dadas la buena protección del cable y la alta disponibilidad del sistema, son inherentemente inmunes a interferencias electromagnéticas y brindando aislación eléctrica entre los dispositivos.

7.2.7. Guardia del personal operador.

Por último, pero no menos importante se presenta el criterio de cobertura del operador en la estación o subestación eléctrica, para valorar este punto se tuvo en cuenta que el local con mayor cantidad de horas cubiertas por el operador es la Estación o Subestación de mayor importancia para el Sistema Centro y el Sistema Interconectado Nacional.

7.3. Comparación de los locales del Sistema Centro de la ANDE y selección de la ES/SE de referencia.

En el inciso anterior se definieron los criterios a tener en cuenta para la realización de la comparación de los locales del Sistema Centro de la ANDE, se presenta un resumen de estos criterios para su posterior comparación.

COMPARACIÓN DE ESTACIONES O SUBESTACIONES DE REFERENCIA							
ES/SE	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Criterio 4	Criterio 5	Criterio 6	Criterio 7
	LT 220 KV	Conf.barr a (220 KV)	Cont. Bahias	Pot. Tot.(MVA)	Protocolo Comunicación	Comunicación Centro. Control	Cobertura (hs)
CYO	6	Inter. Y Medio	7	41,6	IEC - 104	Fibra óptica	24
COV	10	2/P+1/T	15	143,2	IEC - 104	Fibra óptica	24
ABA	1	Punta línea	1	41,6	IEC - 104	Fibra óptica	8
BSP	0	Derivación	1	41,6	IEC - 104	Radio microondas	8
CDO	0	Derivación	1	80	IEC - 104	Fibra óptica	8
CZU	0	Derivación	1	80	IEC - 101	Fibra óptica	8
IRO	0	Punta línea	1	41,6	IEC - 104	Fibra óptica OPGW	8
PEE	2	1/P+1/T	5	41,6	IEC - 104	Fibra óptica	24
SES	3	1/P+1/T	6	83,2	IEC - 104	Fibra óptica ADS	16
SRO	2	1/P+1/T	6	83,2	IEC - 104	Radio microondas	16
VAQ	0	Derivación	1	41,6	IEC - 104	Fibra óptica	8
CZA	0	NO POSEE	0	30	IEC - 101	Radio microondas	8
SPN	0	NO POSEE	0	30	IEC - 101	Radio microondas	8
VIL	0	NO POSEE	0	30	IEC - 101	Fibra óptica	8

Tabla 19. Características técnicas de las estaciones y subestaciones.

En la tabla se definen los criterios a tener en cuenta para la selección de entre las 14 Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, con sus datos correspondientes. Se tendrán en cuenta estos puntos para realizar una comparación entre cada criterio de todos los locales y desarrollar conclusiones que justifiquen la selección de la ES/SE.

Analizando el primer criterio, se examina la cantidad de líneas de transmisión a nivel de 220 KV que cuenta cada local del Sistema Centro, las Estaciones que sobresalen del resto son la Estación Coronel Oviedo con 10 líneas de transmisión y la Estación Carayaó por su lado cuenta con 6 líneas de transmisión, después le siguen la ES-SES con 3 líneas de transmisión, ES-SRO y ES-PEE con 2 líneas, una línea de transmisión la ES-ABA y los restantes locales con 0 líneas de transmisión a 220 KV.

El segundo criterio pertenece a la configuración de barras de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, entre los 14 locales correspondientes a dicho sistema se pueden citar dos configuraciones que resaltan del resto por su complejidad. La primera es la Estación Carayaó, esta cuenta con una configuración llamada Interruptor y medio, el cual cuenta con tres interruptores de potencia por cada dos salidas, estas se aplican a Estaciones ubicadas estratégicamente en el Sistema Interconectado Nacional. Por otro lado, la Estación de Coronel Oviedo cuenta con una configuración especial con dos barras principales y una de transferencia, donde esta brinda a la estación una gran flexibilidad y confiabilidad para manejar una gran cantidad de posiciones.

El tercer criterio hace referencia a la cantidad de posiciones o bahías que posee el local a nivel de 220 KV, la transmisión de energía eléctrica se realiza en su mayoría en este nivel de tensión. Se puede observar que la Estación Coronel Oviedo posee la mayor cantidad de bahías contando con 15 posiciones, le sigue la Estación Carayaó con 7 posiciones, y entre las más

resaltantes después de estos locales podemos citar las Estaciones de Santa Rosa y San Estanislao con 6 posiciones correspondientes a cada una.

El cuarto criterio es definido como la potencia total instalada en los locales. El más resaltante es la ES-COV con 143,2 MVA, siguiéndole la ES-SES y ES-SRO con 83,2 MVA respectivamente. Ocupando el tercer lugar con mayor potencia instalada tenemos las ES-CDO y ES-CZU con 80 MVA cada uno.

Al analizar los valores relacionados con el quinto criterio, el cual describe el protocolo de comunicación interna de las Estaciones y Subestaciones, se encuentra que solo las ES-CZU y las SE-CZA, SE-SPN y SE-VIL son los únicos locales donde no se llegaron a actualizar hasta el momento el protocolo de comunicación interna y aún se tiene en vigencia el protocolo IEC - 101.

El sexto criterio hace referencia a la configuración de comunicación con el centro de control, de los cuales la mayoría de las Estaciones y Subestaciones cuentan con el sistema de comunicación de fibra óptica pero solo cuatro locales no son actualizados aún, los locales son: las ES-BSP, ES-SRO, SE-CZA, SE-SPN y SE-VIL, estas cuentan con Radio microondas para la comunicación con el centro de control.

La información para presentar el último criterio fue proveída por el Departamento de Transmisión del Sistema Centro de la ANDE, este criterio describe el horario de guardia de los operadores de las Estaciones y Subestaciones, se descubre que los locales con una mayor cantidad de horas de cobertura continua de operadores son las ES-COV, ES-PEE y ES-CYO. Las cuales con las que poseen una mayor importancia para el Sistema Interconectado Nacional. Siguiéndole la ES-SES y ES-SRO con 16 horas de coberturas de operadores de lunes a viernes, y los restantes locales cuentan con 8 horas de cobertura de lunes a viernes.

Después de realizar el análisis de cada uno de los locales del Sistema Centro, crear criterios y comparar cada uno de ellos, se llega a la conclusión que en el Sistema Centro el local más importante por mucho es la Estación Coronel

Oviedo, por lo tanto, se selecciona la ES-COV para realizar el presente proyecto de fin de grado. En el apartado siguiente se presentará un análisis más profundo de la ES-COV.

7.3.1. ESTACION CORONEL OVIEDO.

La Estación de Coronel Oviedo, forma parte de las 14 estaciones y subestaciones que conforman el sistema centro de la ANDE, es una estación del tipo intemperie como todas las demás ES/SE del citado sistema. La ES-COV se encuentra ubicada en el Departamento de Caaguazú, en la periferia urbana, sobre la Ruta PY08 entre la ciudad de Coronel Oviedo y Villarrica, a unos 500 metros aproximadamente de la rotonda de entrada a la ciudad.

En la siguiente imagen se pueden observar su ubicación satelital.



Figura 18. Vista satelital ampliada de la ES-COV.

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la Estación Coronel Oviedo y se definirán las bahías o posiciones como así también las líneas de transmisión con que cuenta dicha Estación, estos datos son necesarios para la realización de los cálculos correspondientes para la implementación de los Registradores Digitales de Fallas.

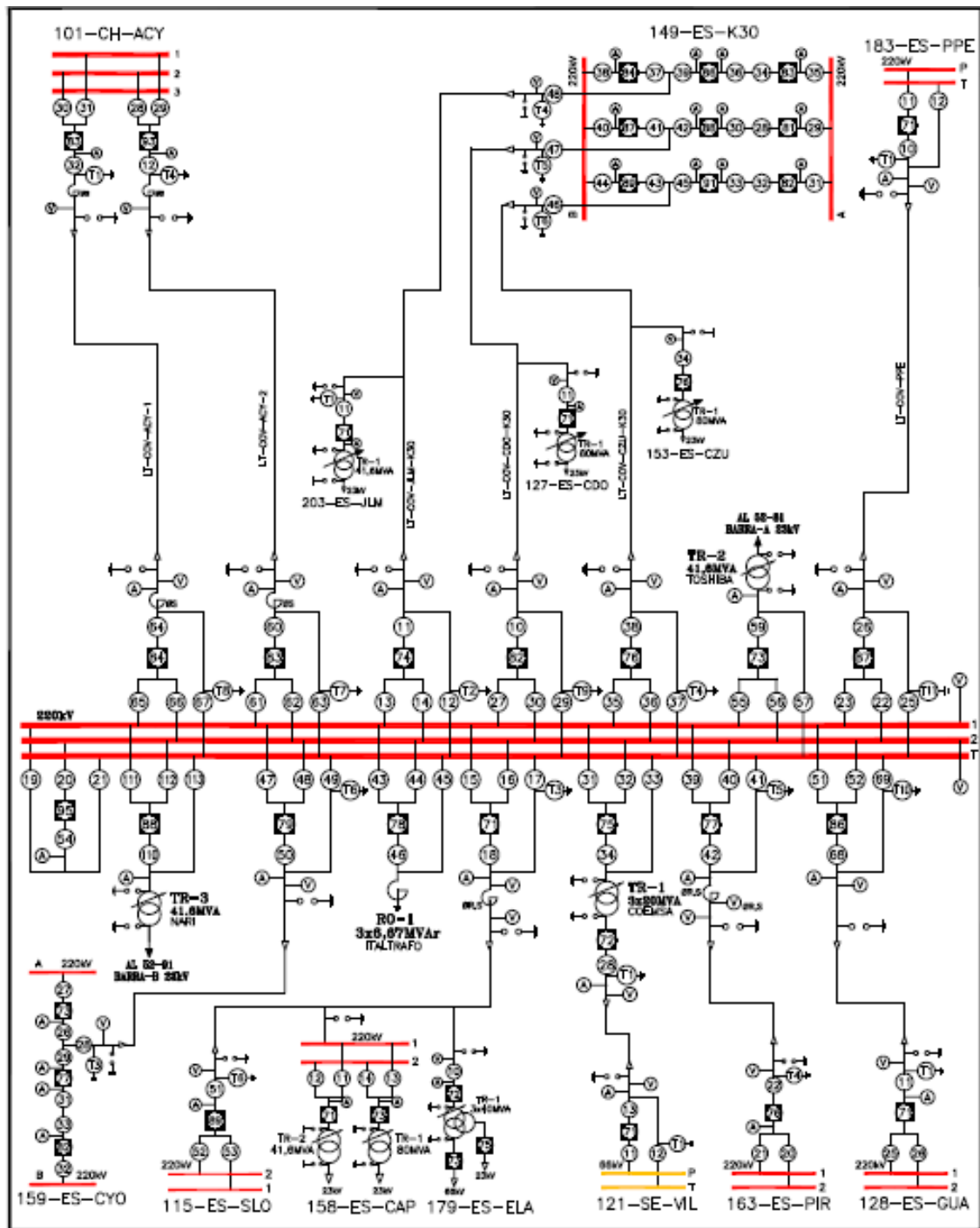


Figura 19. Diagrama unifilar de la Estación Coronel Oviedo.

7.3.2. Características de los Transformadores de Potencia.

La ES-COV cuenta con tres transformadores de potencia cuyas características principales se describen en las tablas siguientes.

DESCRIPCION	DETALLES
EQUIPO	TR-1.
FABRICANTE	COESMA
FUNCIONES	87-51-51N
POTENCIA	3X20 (MVA)
TENSIÓN	220/66/13,8 (KV)
CONEXIÓN	YNYnd11
Inp	157,46 (A)
Ins	524,86 (A)

Tabla 20. Descripción de los datos del TR-1.

DESCRIPCION	DETALLES
EQUIPO	TR-2.
FABRICANTE	TOSHIBA
FUNCIONES	87
POTENCIA	41,67 (MVA)
TENSIÓN	220/23/13,8 (KV)
CONEXIÓN	YNYnd11
Inp	109,33 (A)
Ins	1045,76 (A)

Tabla 21. Descripción de los datos del TR-2.

DESCRIPCION	DETALLES
EQUIPO	TR-3.
FABRICANTE	NARI BORI
FUNCIONES	87-51-51N
POTENCIA	41,67 (MVA)
TENSIÓN	220/23/13,8 (KV)
CONEXIÓN	YNYnd11
Inp	109,33 (A)
Ins	1047 (A)

Tabla 22. Descripción de los datos del TR-3

7.3.3. Datos de las líneas de transmisión.

A continuación, se presentan las características más importantes de todas las Líneas de Transmisión de la Estación Coronel Oviedo, la corriente que puede suministrar, la potencia, la longitud, impedancia y admitancia de las líneas.

7.3.3.1. LT - ACY-1 y 2.

Las líneas de transmisión Acaray 1 y 2 presentan las mismas características las cuales se definen a continuación:

POTENCIA [MVA]		229	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		600	EXTENSION [Km]		189,01
IMPEDANCIA [Ω /km]				ADMITANCIA [μ S/km]	
R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,0977	0,4028	0,3029	1,3075	2,8329	1,8446

Tabla 23. Características técnicas de la línea de transmisión ACY 1 y 2.

7.3.3.2. LT - CYO.

Se define los valores para la línea de transmisión que va de Carayaó a Coronel Oviedo.

POTENCIA [MVA]		200	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		525	EXTENSION [Km]		47,7
IMPEDANCIA [Ω /km]				ADMITANCIA [μ S/km]	
R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,1	0,42	0,3	1,34	2,73	1,75

Tabla 24. Características técnicas de la línea de transmisión CYO.

7.3.3.3. LT - PPE.

Se presentan los valores para la línea de transmisión Paso Pe.

POTENCIA [MVA]		210	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		551	EXTENSION [Km]		42
IMPEDANCIA [Ω /km]				ADMITANCIA [μ S/km]	

R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,11	0,42	0,32	1,35	2,74	1,68

Tabla 25. Características técnicas de la línea de transmisión PEE.

7.3.3.4. LT - GUA.

Se presentan los valores para la línea de transmisión Guarambare.

POTENCIA [MVA]	400	TENSION [KV]	220
CORRIENTE LIMITE [A]	1049,73	EXTENSION [Km]	102,27
IMPEDANCIA [Ω /km]			ADMITANCIA [μ S/km]
R1	X1	R0	X0
0,08	0,42	0,29	1,36
C1	C0		
2,74	1,72		

Tabla 26. Características técnicas de la línea de transmisión GUA.

7.3.3.5. LT - PIR.

Los valores para la línea de transmisión Pirayu son:

POTENCIA [MVA]	400	TENSION [KV]	220
CORRIENTE LIMITE [A]	1049,73	EXTENSION [Km]	76,7
IMPEDANCIA [Ω /km]			ADMITANCIA [μ S/km]
R1	X1	R0	X0
0,08	0,42	0,29	1,36
C1	C0		
2,74	1,72		

Tabla 27. Características técnicas de la línea de transmisión PIR.

7.3.3.6. LT - ELA-CAP-SLO.

En este apartado se definirán los valores para la línea de transmisión Eusebio Ayala-Capiatá-San Lorenzo.

POTENCIA [MVA]	400	TENSION [KV]	220
CORRIENTE LIMITE [A]	1049,73	EXTENSION [Km]	116,43
IMPEDANCIA [Ω /km]			ADMITANCIA [μ S/km]
R1	X1	R0	X0
0,08	0,42	0,29	1,36
C1	C0		
2,74	1,72		

Tabla 28. Características técnicas de la línea de transmisión ELA-CAP-SLO.

7.3.3.7. LT - CZU-K30.

Se definirán los valores para la línea de transmisión Caaguazú y K30.

POTENCIA [MVA]		229	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		600	EXTENSION [Km]		158,8
IMPEDANCIA [Ω/km]				ADMITANCIA [μS/km]	
R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,1	0,4	0,28	1,39	2,8	1,84

Tabla 29. Características técnicas de la línea de transmisión CZU-K30.

7.3.3.8. LT - CDO-K30.

En este apartado se presentan los valores para la línea de transmisión Campo Dos con k30.

POTENCIA [MVA]		360	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		945	EXTENSION [Km]		158,8
IMPEDANCIA [Ω/km]				ADMITANCIA [μS/km]	
R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,07	0,4	0,29	1,34	2,87	1,82

Tabla 30. Características técnicas de la línea de transmisión CDO-K30.

7.3.3.9. LT - K30.

Los valores de la línea de transmisión K30 son:

POTENCIA [MVA]		360	TENSION [KV]		220
CORRIENTE LIMITE [A]		945	EXTENSION [Km]		158,8
IMPEDANCIA [Ω/km]				ADMITANCIA [μS/km]	
R1	X1	R0	X0	C1	C0
0,07	0,4	0,29	1,34	2,87	1,82

Tabla 31. Características técnicas de la línea de transmisión K30.

Con todos estos datos adicionales presentados se podrán realizar los cálculos necesarios para la implementación de los Registradores Digitales de Fallas en la Estación Coronel Oviedo, para ellos seguidamente se presentarán todos los criterios técnicos a tener en cuenta para realizar los cálculos.

7.4. Criterios técnicos para la parametrización de los Registradores Digitales de Fallas (DFR).

En condiciones de perturbaciones o fallas en el sistema eléctrico de potencia se presentan cambios bruscos en las magnitudes eléctricas, esto provoca un funcionamiento anormal del Sistema, es de gran importancia registrar las oscilaciones ocurridas antes, durante y después de los eventos ocurridos, de esa forma se logra descubrir lo que provocó el evento. Los registradores digitales de fallas (DFR) poseen la capacidad de detectar la ocurrencia de eventos en el sistema y almacenarlos para su posterior análisis, facilita conocer exactamente sobre qué equipo ocurrió la falla y aislar dicha zona, poder predecir las necesidades de mantenimiento, etc. También poseen la capacidad de integrar distintos dispositivos electrónicos para proporcionar funciones de automatización de la Estación o Subestación, recopilación de eventos, fácil acceso a la información recabada, y mucho más.

Para realizar el registro de los eventos deben ser ajustados ciertos valores para su correcto funcionamiento. Este paso es muy importante, se deben definir y ajustar con exactitud estos parámetros de tal forma evitar que la memoria sea ocupada innecesariamente con datos irrelevantes del sistema, como fluctuaciones de potencia o sobrecargas previstas, sin la ocurrencia de perturbaciones o fallas.

El registrador digital de fallas dispone de numerosas funciones que sirven para la detección, análisis y evaluación de los eventos ocurridos en la red. Para realizar el registro de las condiciones críticas a las que están expuestas el Sistema Eléctrico de Potencia se efectúan las parametrizaciones correspondientes en las que se determinan las magnitudes de medida, los cuales son:

- Voltaje: Máximo, mínimo, dm/dt .
- Frecuencia del sistema: Máximo, mínimo, dm/dt .

-
- Factor de Potencia: en atraso y en adelanto
 - Corriente: Máximo, mínimo, dm/dt.
 - Potencia Activa: Máximo, mínimo, dm/dt.
 - Potencia Reactiva: Máximo, mínimo, dm/dt.

A continuación, se definirá los pasos a seguir para determinar cada uno de estos valores para el correcto funcionamiento del DFR.

7.4.1. Ajustes de voltajes.

El primer valor a definir su umbral de activación en el registrador digital de fallas son los distintos valores de voltaje, tanto voltaje máximo como mínimo para cada fase, como así también los valores de voltajes de secuencia positiva, negativa y cero. Estos valores a ser definidos son aplicados para cualquier nivel de tensión y condiciones de configuración de la red.

A continuación, se define los valores de voltaje que corresponde a cada fase. Una forma de evitar registros innecesarios se aplica un umbral de captación de variación de voltaje nominal a un $\pm 10\%$.

$$V_{max} = (110\%) * V_{nom \text{ fase-tierra}}$$

$$V_{min} = (90\%) * V_{nom \text{ fase-tierra}}$$

Al momento de determinar los valores de ajuste de los cambios bruscos del valor eficaz de la tensión de fase (dM/dt), no debe ser tan sensible debido a que la red eléctrica presenta fluctuaciones de tensión, por lo tanto, se considera lo siguiente:

$$\frac{dM}{dt_V} = (20\%) * V_{nom \text{ fase-tierra}}$$

Los ajustes a realizar para los voltajes de secuencia positiva son exactamente igual a los que se realizaron anteriormente para los voltajes de fases.

Para determinar los parámetros correspondientes para el voltaje en el neutro se recurren a las siguientes formulas.

$$V_{max-neutro} = (20\%) * V_{nom\ fase-tierra}$$

$$V_{min-neutro} = 0$$

$$\frac{dM}{dt_V} = (10\%) * V_{nom\ fase-tierra}$$

Se considera que el estudio se está realizando sobre un sistema trifásico balanceado, por lo tanto, el voltaje mínimo en el neutro se asume con valor igual a cero.

El correspondiente ajuste para el voltaje de secuencia negativa se realiza del siguiente modo:

$$V_{2-max} = (1,3\%) * V_{nom\ fase-tierra}$$

$$V_{2-min} = 0$$

El valor mínimo de secuencia negativa del voltaje para cualquier nivel de tensión será siempre cero.

7.4.2. Ajuste de Factor de Potencia.

El rango de configuración del factor de potencia ya está definidos a un valor mínimo medio, tanto en factor de potencia en adelanto como en atraso, esto debido a que depende directamente de la relación entre la potencia activa y potencia reactiva entregada por el sistema. Un valor menor a los establecidos hace que el sistema sea ineficiente. Por lo tanto:

$$FP_{max} = 0,85 \text{ atraso}$$

$$FP_{min} = 0,85 \text{ adelanto}$$

7.4.3. Ajuste de la Frecuencia.

La frecuencia del Sistema está definida en 50 Hz, y se mantiene en un rango de valores admisibles de operación del 2%, valores admisibles en régimen permanente en todo el Sistema Interconectado Nacional, con este valor fijados se procede a definir los ajustes a:

$$F_{max} = 51 \text{ Hz}$$

$$F_{min} = 49 \text{ Hz}$$

$$\frac{dM}{dt_F} = 0,1 \text{ Hz}$$

7.4.4. Ajustes para los Transformadores.

Al conocer la potencia nominal del Transformadores de potencia se pueden calcular varios valores para su correspondiente parametrización, dichos valores son:

7.4.4.1. Ajustes de la corriente.

El siguiente valor a definir su umbral de activación en el registrador digital de fallas son los distintos valores de corrientes, tanto corriente máximo como mínimo para cada fase, como así también los valores de corrientes de secuencia positiva, negativa.

Seguidamente, se define los valores de corriente que corresponde a cada fase.

- **En las fases:**

Cálculo de la corriente nominal del transformador de potencia.

$$I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} * V_{nom \text{ fase-fase}}} \text{ (A)} \quad I_{max-fase} = 120\% * I_{nom} \text{ [A]}$$

El valor de ajuste de la corriente mínima es cero. Debido a que se refiere al valor eficaz de la onda de la corriente.

$$I_{min-fase} = 0 \text{ [A]}$$

Para determinar el cambio brusco del valor de la corriente de fase se considera la siguiente formula:

$$\frac{dM}{dt_I} = (20\%) * I_{max-fase} \text{ [A]}$$

- **En el neutro:**

Los parámetros correspondientes para la corriente en el neutro son los siguientes:

$$I_{max-neutro} = 20\% * I_{max-fase} \text{ [A]}$$

Debido a que nos referimos al valor mínimo eficaz de la onda de corriente, el valor definido será cero.

$$I_{min-neutro} = 0 \text{ [A]}$$

Los cambios bruscos que pueden sufrir la línea y el registrador digital de fallas pueda identificarlos se considera la siguiente formula:

$$\frac{dM}{dt_I} = (20\%) * I_{max-neutro} [A]$$

Los ajustes que se realizarán en la corriente de secuencia positiva son exactamente igual a los que se realizaron anteriormente para las corrientes de fases.

Se considera que el correspondiente ajuste para la corriente de secuencia negativa se asume con valor igual a cero.

7.4.4.2. Ajustes de la Potencia.

La potencia a ser utilizada es la nominal del transformador de potencia, por lo que los valores de ajuste del factor de potencia se determinan de la siguiente forma:

Factor de potencia a considerarse es de 0,95.

$$P_{max-3\phi} = FP * S_{nom} [MVA]$$

$$P_{max-1\phi} = \frac{S_{nominal} * FP}{3} (MW)$$

$$Q_{max} = \frac{S_{nominal} * \sin \phi}{3} (MVAR)$$

Los valores de potencia mínima tanto activas como reactivas para realizar los cálculos se deben de tener en cuenta si el circuito es radial o anillado.

- **Para circuitos Radiales:**

$$P_{min} = 0$$

$$Q_{min} = 0$$

Esto sucede debido a que no son necesarios los registros de fuera de servicio de los transformadores en la ocurrencia de mantenimientos.

- **Para circuitos Anillados:**

En este caso el flujo de potencia puede variar y circular en ambas direcciones del transformador de potencia, por lo tanto:

$$P_{min} = - P_{max}$$

$$Q_{min} = - Q_{max}$$

Al momento de definir las parametrizaciones correspondientes a los valores de dM/dt , que corresponden tanto a las potencias reactiva como activa, se tendrán en cuenta solo la tercera parte de la potencia suministrada por el transformador de potencia, de esa forma se obtendrán los valores de los cambios bruscos a una mínima potencia suministrada.

7.4.5. Ajustes para las líneas de Transmisión.

Para realizar los ajustes necesarios correspondientes para la parametrización de la corriente máxima que debe circular por la línea de transmisión se deben de simular corrientes de cortocircuito, monofásicas, bifásicas, bifásicas – tierra y trifásica, en todas las barras y líneas de transmisión donde se desean instalar el Registrador Digital de fallas, de esa forma solo se registren eventos de cortocircuitos y evitar registrar las cargas en demanda máxima o sobrecargas del sistema.

Las fallas en las líneas de transmisión se simulan aproximadamente a 90% de toda su longitud, esto se debe a que el Registrador Digital de Fallas pueda captar todas las fallas ocurridas en la línea de transmisión.

De todas las corrientes encontradas en la simulación de cortocircuito realizadas se escogerá el menor valor como límite máximo de ajuste para la corriente de

fase de los registros de fallas. Con este valor ya definido, seguidamente se definirán los valores de corrientes faltantes.

$$I_{min} = 0 [A]$$

$$I_{max-neutro} = (20\%) * I_{nom}$$

$$I_{min-neutro} = 0$$

$$\frac{dM}{dt_I} = (20\%) * I_{nom} [A]$$

Las parametrizaciones de potencias se realizan con los datos de límite térmico de los conductores de la línea de transmisión a ser estudiadas, por consiguiente, se pueden calcular:

$$P_{3\phi max-carga} = \sqrt{3} * V_{Fase-fase} * I_{lim-termico} * FP [MW]$$

$$P_{1\phi max-carga} = \frac{P_{3\phi max-carga}}{3} [MW]$$

$$Q_{1\phi max-carga} = \frac{P_{3\phi max-carga} * \sin \phi}{3} [MVAR]$$

La dirección del flujo de potencia en una línea de transmisión es muy fluctuante debido a que dependen de la demanda del sistema, y que este es administrado por el despacho de carga. Por esta razón se ajustará de la siguiente forma:

$$P_{1\phi min-carga} = - P_{1\phi max-carga} [MW]$$

$$Q_{1\phi \text{ min-carga}} = - Q_{1\phi \text{ max-carga}} [MVAR]$$

Al momento de definir los ajustes correspondientes a los valores de dM/dt , que corresponden a las potencias activa como reactiva se realizan las mismas consideraciones que se tuvieron en los transformadores de potencia se tendrán en cuenta la solo la tercera parte de la potencia suministrada por el transformador de potencia, de esa forma se obtendrán los valores de los cambios bruscos a una mínima potencia suministrada.

7.5. Cálculos para ajuste los valores de los Registradores Digitales de Fallas en la Estación Coronel Oviedo.

En esta sección se presenta los análisis y cálculos correspondientes para los valores de ajustes de los Registradores digitales de fallas para cada una de las posiciones de la Estación Coronel Oviedo, al final se presentan tablas de resumen de los valores a ser ajustados para cada posición.

7.5.1. Ajuste de Voltajes.

Para determinar los valores de ajuste de los voltajes se tienen en cuenta los criterios definidos anteriormente.

- **En las fases.**

$$V_{max} = (110\%) * V_{nom \text{ fase-trr}}$$

$$V_{min} = (90\%) * V_{nom \text{ fase-trr}}$$

$$V_{max} = 1,1 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}}$$

$$V_{min} = 0,9 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}}$$

$$V_{max} = 139,72 (KV)$$

$$V_{min} = 114,32 (KV)$$

$$\frac{dM}{dt_V} = (20\%) * V_{nom \text{ fase-tierra}}$$

$$\frac{dM}{dt_V} = 0,2 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}}$$

$$\frac{dM}{dt_V} = 25,40 (KV)$$

- **En el neutro.**

$$V_{max-neutro} = (20\%) * V_{nom \text{ fase-trr}} \quad \frac{dM}{dt_V} = (10\%) * V_{nom \text{ fase-trr}}$$

$$V_{max} = 0,2 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}} \quad \frac{dM}{dt_V} = 0,2 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}}$$

$$V_{max} = 25,40 (KV) \quad \frac{dM}{dt_V} = 25,40 (KV)$$

$$V_{min-neutro} = 0$$

- **Secuencia Positiva.**

$$V_{max} = 139,72 (KV)$$

$$V_{min} = 114,32 (KV)$$

- **Secuencia Negativa.**

$$V_{2-max} = (1,3\%) * V_{nom \text{ fase-trr}}$$

$$V_{2-max} = 0,013 * \frac{220 (KV)}{\sqrt{3}}$$

$$V_{2-max} = 1,65 (KV)$$

$$V_{2-min} = 0$$

7.5.2. Ajuste de Factor de Potencia.

Las parametrizaciones de los valores de factor de potencia fueron determinadas en la sección anterior, por lo tanto, los valores máximo y mínimo son:

$$FP_{max} = 0,85 \text{ atraso}$$

$$FP_{min} = 0,85 \text{ adelanto}$$

7.5.3. Ajuste de la Frecuencia.

Los ajustes de la frecuencia del sistema están fijados a los siguientes valores:

$$F_{max} = 51 \text{ Hz}$$

$$F_{min} = 49 \text{ Hz}$$

$$\frac{dM}{dt_F} = 0,1 \text{ Hz}$$

Estos valores definidos anteriormente son aplicados a todo el Sistema Interconectado Nacional.

7.5.4. Ajuste de los parámetros correspondientes a la posición de los transformadores de potencia.

La Estación Coronel Oviedo cuenta con tres transformadores de potencia.

El transformador de potencia **TR-1** es un banco de transformadores de 3x20 MVA respectivamente, por su lado el **TR-2** y el **TR-3** son transformadores de 41,6 MVA cada uno. Con estos parámetros definidos se pueden realizar los siguientes cálculos con los criterios definidos anteriormente:

7.5.4.1. Ajuste de corriente.

El siguiente valor a definir su umbral de activación en el registrador digital de fallas son los distintos valores de corrientes, tanto corriente máxima como mínima para cada fase, como así también los valores de corrientes de secuencia positiva, negativa.

Cálculo de la corriente nominal de los transformadores de potencia.

$$I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} * V_{nom \text{ fase-fase}}} \quad (A) \qquad I_{max-fase} = 120\% * I_{nom} \quad [A]$$

Los parámetros correspondientes para la corriente en el neutro son los siguientes:

$$I_{max-neutro} = 20\% * I_{max-fase} \quad [A]$$

El valor de ajuste de la corriente mínima tanto para valores de la corriente de fase como para el neutro es cero. Debido a que se refiere al valor eficaz de la onda de la corriente.

Para determinar los cambios bruscos de los valores tanto de la corriente de fase como de la corriente de neutro se consideran las siguientes formulas:

$$\frac{dM}{dt_I} = (20\%) * I_{max-fase} [A]$$

$$\frac{dM}{dt_I} = (20\%) * I_{max-neutro} [A]$$

Todos estos valores serán representados en las siguientes tablas:

- **En las fases:**

AJUSTE DE CORRIENTE DE FASE	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	TR-1	TR-2	TR-3
I _{max-fase}	188,95	131,04	131,04
I _{min-fase}	0	0	0
dM/dt	37,8	26,2	26,2

Tabla 32. Ajuste de corriente en las fases de los transformadores de potencia.

- **En el neutro:**

AJUSTE DE CORRIENTE EN NEUTRO	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	TR-1	TR-2	TR-3
I _{max-neutro}	37,8	26,2	26,2
I _{min-neutro}	0	0	0
dM/dt	7,44	5,28	5,28

Tabla 33. Ajuste de corriente en el neutro de los transformadores de potencia.

- **Secuencia Positiva y Negativa:**

AJUSTE DE CORRIENTE EN SECUENCIA	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	TR-1	TR-2	TR-3
I ₁	188,95	131,04	131,04
I ₂	0	0	0

Tabla 34. Ajuste de corriente en de secuencia positiva y negativa de los transformadores de potencia.

7.5.4.2. Ajustes de la Potencia.

Para determinar los valores a ser ajustados de la potencia activa y reactiva máxima se usa la potencia que puede suministrar el transformador de potencia por el valor del factor de potencia igual a 0,95.

De los valores definidos se determinan el valor de ajuste por el 10% de la potencia máxima. Para ajustar los valores mínimos de la potencia activa y reactiva para la línea de transmisión se consideran el valor negativo de estas potencias.

Para determinar el cambio brusco de los valores de potencia se calculan con el 30% sobre las potencias máximas definidas. Con estos criterios se pueden definir las tablas siguientes:

- **Para Potencia Activa.**

AJUSTE DE POTENCIA ACTIVA	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	TR-1	TR-2	TR-3
P _{max-3Ø}	57	39,52	39,52
P _{max-1Ø}	19	13,17	13,17
dM/dt	5,7	3,95	3,95

Tabla 35. Ajuste de la potencia activa de los transformadores de potencia.

- **Para Potencia Reactiva.**

AJUSTE DE POTENCIA REACTIVA	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	TR-1	TR-2	TR-3
Q _{max-3Ø}	18,74	13	13
Q _{max-1Ø}	6,25	4,33	4,33
dM/dt	1,87	1,3	1,3

Tabla 36. Ajuste de la potencia reactiva de los transformadores de potencia.

7.5.5. Ajuste de los parámetros correspondientes a las Líneas de transmisión.

El Registrador Digital de Fallas debe tener la capacidad de detectar las fallas o perturbaciones ocurridas en cada una de las posiciones o bahías de la Estación de Coronel Oviedo, estas posiciones son: Acaray 1 y 2, Carayaó, Paso Pe, Guarambare, Pirayu, San Lorenzo – Capiatá - Eusebio Ayala, Caaguazú – Kilometro 30, Campo Dos – Kilometro 30 y kilómetro 30.

Para estas posiciones se analizan las fallas de cortocircuitos en las líneas de transmisión con el objetivo de que solo se registren eventos de cortocircuito y no registrar las cargas de demanda máxima o sobrecargas sufridas por la red. Siguiendo con los criterios definidos en la sección anterior se procede a realizar las simulaciones correspondientes sobre cada una de las líneas de transmisión:

CORTOCIRCUITOS EN LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
FALLA	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA- CAP-SLO	CZU- K30	CDO- K30	COV- K30
MONOFASICA A	5381, 9	8083, 5	420 0	604 4	5279, 6	6674,1	7965, 2	6952,9	6218,8
BIFASICA	5729, 7	7253, 3	369 9	506 5	4570, 5	4813	7118, 5	6586,7	6206,7
BIFASICA A TIERRA	6219, 2	8297, 3	414 1	608 1	5350, 3	6304,3	8156, 7	7387,2	6828,1
TRIFASICA	6616, 1	8375, 4	427 1	584 9	5277, 6	5557,4	8219, 7	7605,7	7166,9

Tabla 37. Cortocircuitos realizados en las bahías de la Estación Coronel Oviedo.

En la tabla 37, se presentan las fallas de cortocircuitos simuladas en el software ANAFAS, las únicas posiciones que presentaron la menor corriente de cortocircuito en una falla monofásica fueron las de Acaray 1 y 2, las otras posiciones donde se dan la menor corriente es la falla de cortocircuitos bifásicas.

7.5.5.1. Ajuste de corriente.

Para la realización del ajuste de corrientes se seleccionan las menores corrientes de fallas obtenidas con la simulación de cortocircuitos. Por otro lado, el valor de ajuste de la corriente mínima es cero.

Para definir el valor de registro del dM/dt de la corriente, se considera los cambios bruscos del 20% de la corriente máxima de ajuste tanto para las fases como para el neutro. Por lo tanto, se definen los valores en las siguientes tablas:

- **En las fases:**

CORRIENTE EN FASE DE LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
CORRIENTES	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA-CAP-SLO	CZU-K30	CDO-K30	COV-K30
$I_{max-fase}$	5381,9	7253,3	3699	5065	4570,5	4813	7118,5	6586,7	6206,7
$I_{min-fase}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dM/dt	1076,38	1450,66	739,8	1013	914,1	962,6	1423,7	1317,34	1241,34

Tabla 38. Ajuste de corriente en fase de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a].

- **En el neutro:**

CORRIENTE EN EL NEUTRO DE LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
I_{max}	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA-CAP-SLO	CZU-K30	CDO-K30	COV-K30
I_{max-n}	1076,38	1450,66	739,8	1013	914,1	962,6	1423,7	1317,34	1241,34
I_{min-n}	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dM/dt	215,28	290,13	147,96	202,6	182,82	192,52	284,74	263,47	248,27

Tabla 39. Ajuste de corriente en el neutro de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a].

- **Secuencia Positiva:**

En condiciones normales de operación, las corrientes de secuencia positiva en cada fase de las posiciones serán igual a la corriente de fase.

CORRIENTE EN SECUENCIA POSITIVA DE LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
CORRIENTES	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA- CAP- SLO	CZU- K30	CDO- K30	COV- K30
I1 max	5381,9	7253,3	3699	5065	4570,5	4813	7118,5	6586,7	6206,7
I1 min	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 40. Ajuste de corriente en secuencia positiva de las bahías de la Estación Coronel Oviedo [a].

7.5.5.2. Ajustes de la Potencia.

Los ajustes a ser determinados son similares a los de los transformadores de potencia, se ajustan la potencia activa y reactiva máxima considerando la potencia que puede suministrar la línea de transmisión por el valor del factor de potencia igual a 0,95.

Del mismo modo definido en los transformadores de potencia los valores definidos se determinan el valor de ajuste a 10% de la potencia máxima. Para ajustar los valores mínimos de la potencia activa y reactiva para la línea de transmisión se consideran el valor negativo de estas potencias.

Para determinar el cambio brusco de los valores de potencia se calculan con el 30% sobre las potencias máximas definidas. Con estos criterios se pueden definir las tablas siguientes:

- **Para Potencia Activa.**

POTENCIA ACTIVA DE LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
POTENCIA	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA- CAP- SLO	CZU- K30	CDO- K30	COV- K30
Pmax-1Ø	72,52	69,67	66,5	126,67	126,67	126,67	72,52	114	114
Pmin-1Ø	-72,52	- 69,67	-66,5	-126,67	- 126,67	- 126,67	- 72,52	-114	-114
dM/dt	21,76	20,9	19,95	38	38	38	21,76	34,5	34,5

Tabla 41. Ajuste de potencia activa de las bahías de la estación Coronel Oviedo [a]

- **Para Potencia Reactiva.**

POTENCIA REACTIVA DE LAS BAHÍAS DE LA ESTACION CORONEL OVIEDO [A]									
POTENCIA	ACY 1 y 2	CYO	PPE	GUA	PIR	ELA- CAP- SLO	CZU- K30	CDO- K30	COV- K30
Qmax-1Ø	23,84	22,9	21,87	41,63	41,63	41,63	23,84	37,47	37,47
Qmin-1Ø	-23,84	-22,9	- 21,87	-41,63	- 41,63	-41,63	-23,84	- 37,47	-37,47
dM/dt	7,15	6,87	6,56	12,5	12,5	12,5	7,15	11,24	11,24

Tabla 42. Ajuste de potencia reactiva de las bahías de la Estación Coronel Oviedo [a].

7.5.6. Presentación de los resultados obtenidos.

De los cálculos realizados a cada una de las bahías de la Estación Coronel Oviedo, a continuación, se presentan los resultados obtenidos de los valores a ser ajustados a los Registradores Digitales de fallas, se realiza un resumen en una tabla para cada bahía de la ES-COV.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	TR-1	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		188,95	0	37,8
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		188,95	0	37,8
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		188,95	0	37,8
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		37,8	0	7,44
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		188,95	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		19	0	5,7
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		19	0	5,7
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		19	0	5,7
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		6,25	0	1,87
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		6,25	0	1,87
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		6,25	0	1,87
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 43. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TR-1.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	TR-2 y TR-3	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		131,04	0	26,2
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		131,04	0	26,2
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		131,04	0	26,2
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		26,2	0	5,28
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		131,04	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		13,17	0	3,95
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		13,17	0	3,95
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		13,17	0	3,95
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		4,33	0	1,3
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		4,33	0	1,3
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		4,33	0	1,3
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 44. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA TR-1 y TR-2.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	ACY-1 y 2	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		5381,9	0	1076,38
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		5381,9	0	1076,38
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		5381,9	0	1076,38
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		1076,38	0	215,28
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		5381,9	0	1076,38
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 45. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION ACY-1 y ACY-2.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	CYO	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		7253,3	0	1450,66
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		7253,3	0	1450,66
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		7253,3	0	1450,66
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		1450,66	0	290,13
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		7253,3	0	1450,66
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		69,67	- 69,67	20,9
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		69,67	- 69,67	20,9
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		69,67	- 69,67	20,9
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		22,9	-22,9	6,87
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		22,9	-22,9	6,87
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		22,9	-22,9	6,87
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 46. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CARAYAO.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	PPE	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		3699	0	739,8
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		3699	0	739,8
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		3699	0	739,8
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		739,8	0	147,96
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		3699	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		66,5	-66,5	19,95
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		66,5	-66,5	19,95
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		66,5	-66,5	19,95
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		21,87	-21,87	6,56
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		21,87	-21,87	6,56
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		21,87	-21,87	6,56
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 47. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION PASO PE.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	GUA	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL	AJUSTES			
		MAX	MIN	DM/D T	
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)	139,7 2	114,32	25,4	
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)	139,7 2	114,32	25,4	
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)	139,7 2	114,32	25,4	
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)	25,4	0	-	
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)	139,7 2	114,32	-	
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)	1,65	-	-	
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)	5065	0	1013	
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)	5065	0	1013	
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)	5065	0	1013	
TR-1 / In	Corriente neutro (A)	1013	0	202,6	
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)	5065	0	-	
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)	-	-	-	
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)	126,6 7	-126,67	38	
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)	126,6 7	-126,67	38	
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)	126,6 7	-126,67	38	
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A	0,85	0,85	-	
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B	0,85	0,85	-	
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C	0,85	0,85	-	
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)	51	49	0,1	

Tabla 48. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION GUARAMBARE.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	PIR	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL	AJUSTES			
		MAX	MIN	DM/DT	
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)	139,72	114,32	25,4	
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)	139,72	114,32	25,4	
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)	139,72	114,32	25,4	
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)	25,4	0	-	
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)	139,72	114,32	-	
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)	1,65	-	-	
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)	4570,5	0	914,1	
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)	4570,5	0	914,1	
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)	4570,5	0	914,1	
TR-1 / In	Corriente neutro (A)	914,1	0	182,82	
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)	4570,5	0	-	
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)	-	-	-	
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)	126,67	-126,67	38	
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)	126,67	-126,67	38	
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)	126,67	-126,67	38	
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)	41,63	-41,63	12,5	
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A	0,85	0,85	-	
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B	0,85	0,85	-	
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C	0,85	0,85	-	
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)	51	49	0,1	

Tabla 49. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION PIRAYU.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	COV-ELA- CAP-SLO	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/D T
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		4813	0	962,6
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		4813	0	962,6
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		4813	0	962,6
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		962,6	0	192,52
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		4813	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		126,67	-126,67	38
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		126,67	-126,67	38
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		126,67	-126,67	38
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		41,63	-41,63	12,5
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		41,63	-41,63	12,5
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		41,63	-41,63	12,5
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 50. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION EUSEBIO AYALA-CAPIATA-SAN LORENZO.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	COV-CZU-K30	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		7118,5	0	1423,7
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		7118,5	0	1423,7
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		7118,5	0	1423,7
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		1423,7	0	284,74
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		7118,5	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		72,52	-72,52	21,76
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		23,84	-23,84	7,15
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 51. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CAAGUAZU-K30.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	COV-CDO-K30	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		6586,7	0	1317,34
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		6586,7	0	1317,34
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		6586,7	0	1317,34
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		1317,34	0	263,47
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		6586,7	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 52. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION CAMPO DOS-K30.

REGISTRADOR DIGITAL DE FALLAS					
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES					
ESTACION	ES-COV	BAHIA o POSICION	COV-K30	VOLTAJE	220 KV
NOMBRE	SEÑAL		AJUSTES		
			MAX	MIN	DM/DT
TR-1 / Va	Voltaje de fase A (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vb	Voltaje de fase B (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vc	Voltaje de fase C (KV)		139,72	114,32	25,4
TR-1 / Vn	Voltaje de neutro (KV)		25,4	0	-
TR-1 / V1	Voltaje de secuencia positiva (KV)		139,72	114,32	-
TR-1 / V2	Voltaje de secuencia negativa (KV)		1,65	-	-
TR-1 / Ia	Corriente de fase A (A)		6206,7	0	1241,34
TR-1 / Ib	Corriente de fase B (A)		6206,7	0	1241,34
TR-1 / Ic	Corriente de fase C (A)		6206,7	0	1241,34
TR-1 / In	Corriente neutro (A)		1241,34	0	248,27
TR-1 / I1	Corriente de secuencia positiva (A)		6206,7	0	-
TR-1 / I2	Corriente de secuencia negativa (A)		-	-	-
TR-1 / Pa	Potencia activa fase A (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Pb	Potencia activa fase B (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Pc	Potencia activa fase C (MW)		114	-114	34,2
TR-1 / Qa	Potencia Reactiva fase A (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / Qb	Potencia Reactiva fase B (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / Qc	Potencia Reactiva fase C (MVAR)		37,47	-37,47	11,24
TR-1 / FPa	Factor de Potencia fase A		0,85	0,85	-
TR-1 / FPb	Factor de Potencia fase B		0,85	0,85	-
TR-1 / FPc	Factor de Potencia fase C		0,85	0,85	-
TR-1 / F	Frecuencia (Hz)		51	49	0,1

Tabla 53. PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES PARA LA POSICION K30.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

Ante la necesidad de la implantación de los registradores digitales de fallas en el Sistema Centro de la ANDE, se decidió realizar un análisis a cada una de las 14 Estaciones y Subestaciones con que cuenta dicho sistema, fueron analizados algunos componentes importantes del patio de maniobras, como: configuración de barras, cantidad de bahías discriminando posiciones de líneas de transmisión y transformadores de potencia, cantidad de seccionadores e interruptores de potencia y otros datos esenciales como la ubicación geográfica de los locales, etc. Con estos datos se lograron realizar criterios con la finalidad de comparar y seleccionar de forma crítica y sin arbitrariedades el local de mayor influencia dentro del sistema en el cual se implementaría estos DFR's, con estos parámetros se llegó a seleccionar la Estación Coronel Oviedo para el desarrollo del trabajo.

Para lograr la implementación correcta de los Registradores digitales de fallas se tuvieron que resolver dos cuestiones importantes. La primera consistió en definir los criterios técnicos que se requerían para la parametrización de este DFR, posteriormente se realizaron con éxito todos los cálculos para dichas parametrizaciones, los cálculos de la mayoría de los valores se realizaron a mano excepto los cálculos de cortocircuitos, estos fueron realizados en el software ANAFAS para todas las posiciones de la ES-COV.

Finalmente, se realizó un presupuesto de la implementación de este DFR para la Estación Coronel Oviedo, teniendo en cuenta los componentes necesarios tales como el Registrador de Fallas en sí, el panel donde instalarlo, costo de puesta en servicio, etc.

VI. CONCLUSIONES.

Con la realización del presente proyecto se obtiene como resultado la factibilidad de implementar Registradores Digitales de Fallas en la Estación Coronel Oviedo, se seleccionó este local luego de realizar diversos análisis entre las diferentes Estaciones y Subestaciones que componen el Sistema Centro de la ANDE. Una vez elegida la Estación se procedió a realizar todos los cálculos, una parte a mano y la otra con ayuda de software especializados para la correcta parametrización.

Con la implementación de este DFR permitirá la obtención de todos los datos de los disturbios que afecten a dicha estación, este dispositivo incorpora lo último en tecnología brindando una gran capacidad de captura, almacenamiento y registro de eventos, prometiendo una interoperabilidad entre los equipos de la Estación, con estas virtudes los Ingenieros del Departamento de Estudios Eléctricos de la ANDE sede en la ciudad de Asunción puedan acceder de forma remota a estos datos y de esa forma lograr descifrar el motivo de las perturbaciones.

VII. RECOMENDACIONES.

Se recomienda realizar una investigación similar para la implementación de los Registradores Digitales en otras Estaciones o Subestaciones tomando otros sistemas de gran importancia para el Sistema Interconectado Nacional.

Es de suma importancia contar con Registradores digitales de fallas para obtener informaciones relacionadas a los componentes del Sistema de Potencia, por ese motivo se recomienda la implementación de los DFR's tanto en las nuevas Estaciones y Subestaciones como en las antiguas.

Por último, se recomienda para futuros trabajos incluir una línea de investigación acerca del estudio de conectividad entre los Registradores Digitales de fallas de las misma Estación, ampliando aún más se puede analizar la conectividad entre Estaciones del mismo sistema con el fin de poseer una red robusta de adquisición de datos.

VIII. ANEXO.

8.1. Anexo A: Diagrama Unifilar de las Estaciones y Subestaciones analizadas.

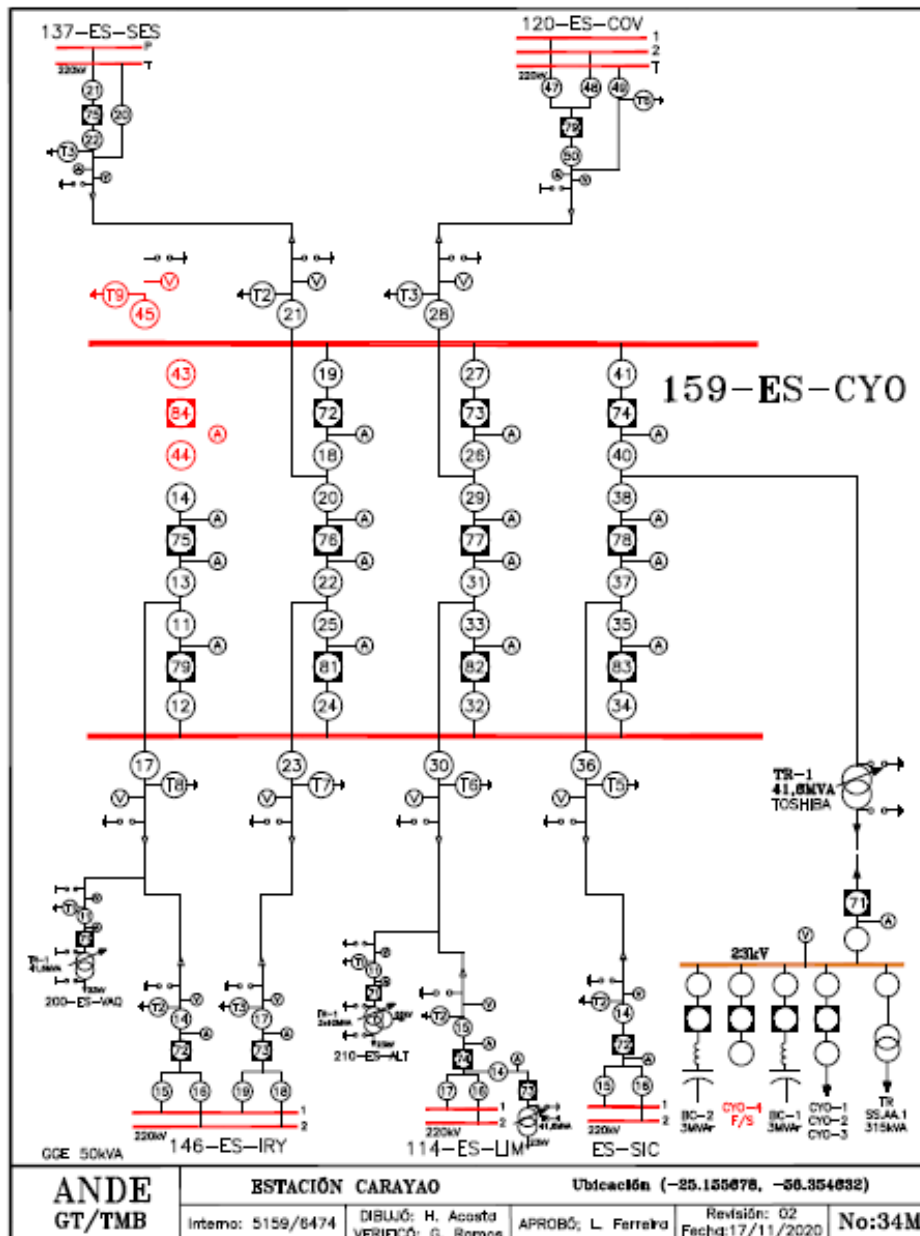


Figura 20. Diagrama unifilar de la Estación Carayao.

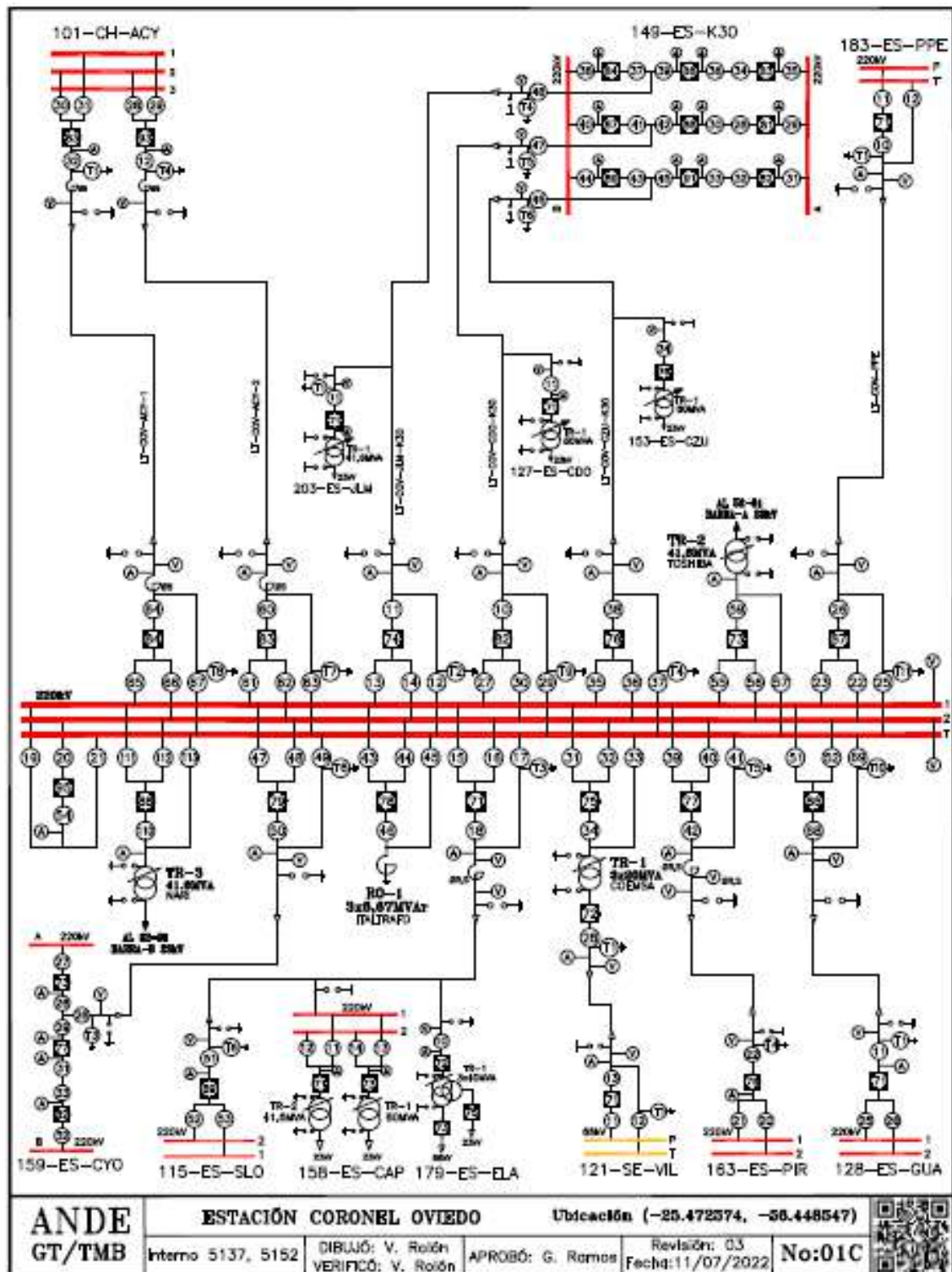


Figura 21. Diagrama unifilar de la Estación Coronel Oviedo.

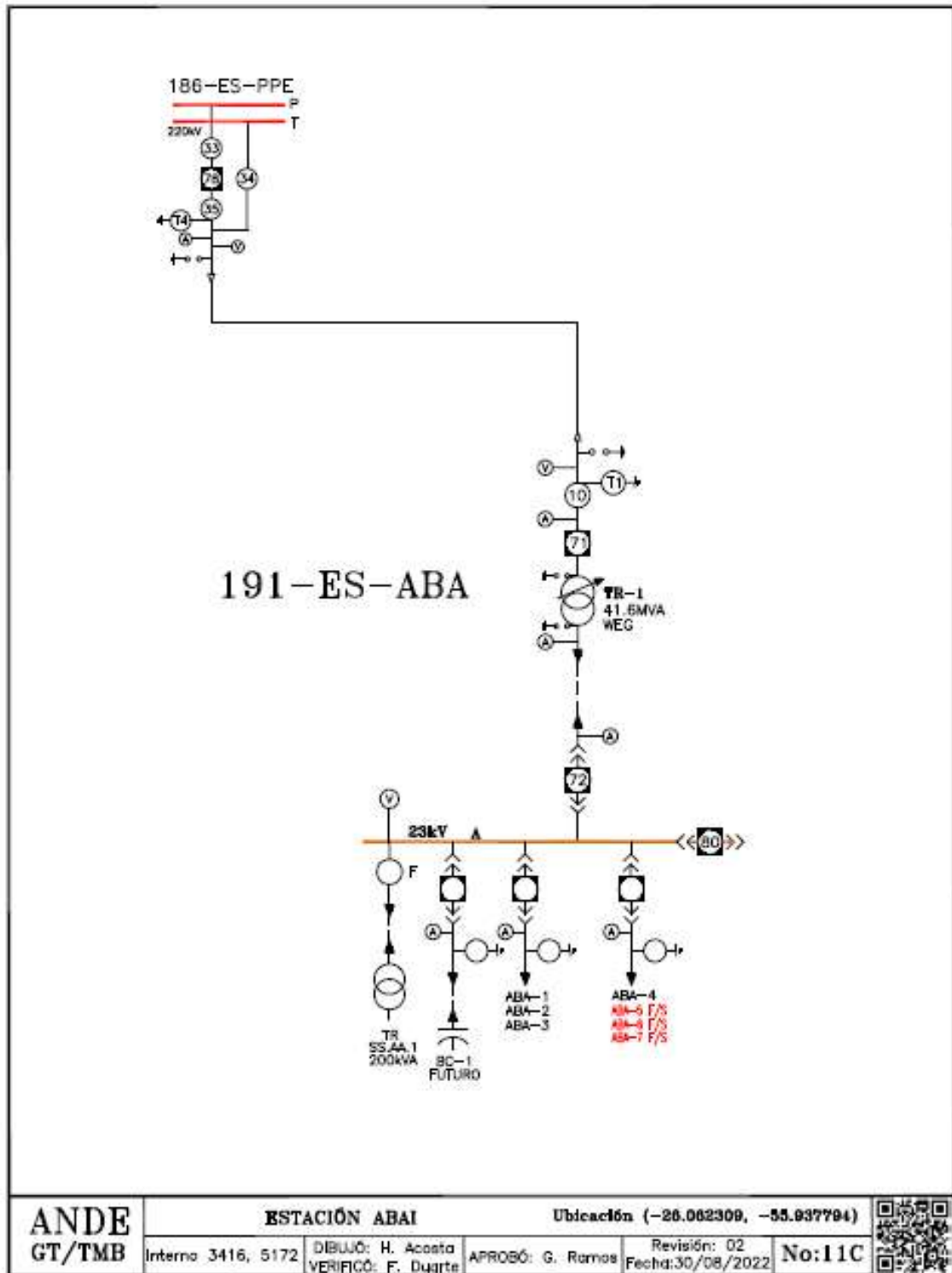


Figura 22. Diagrama unifilar de la Estación Abaí.

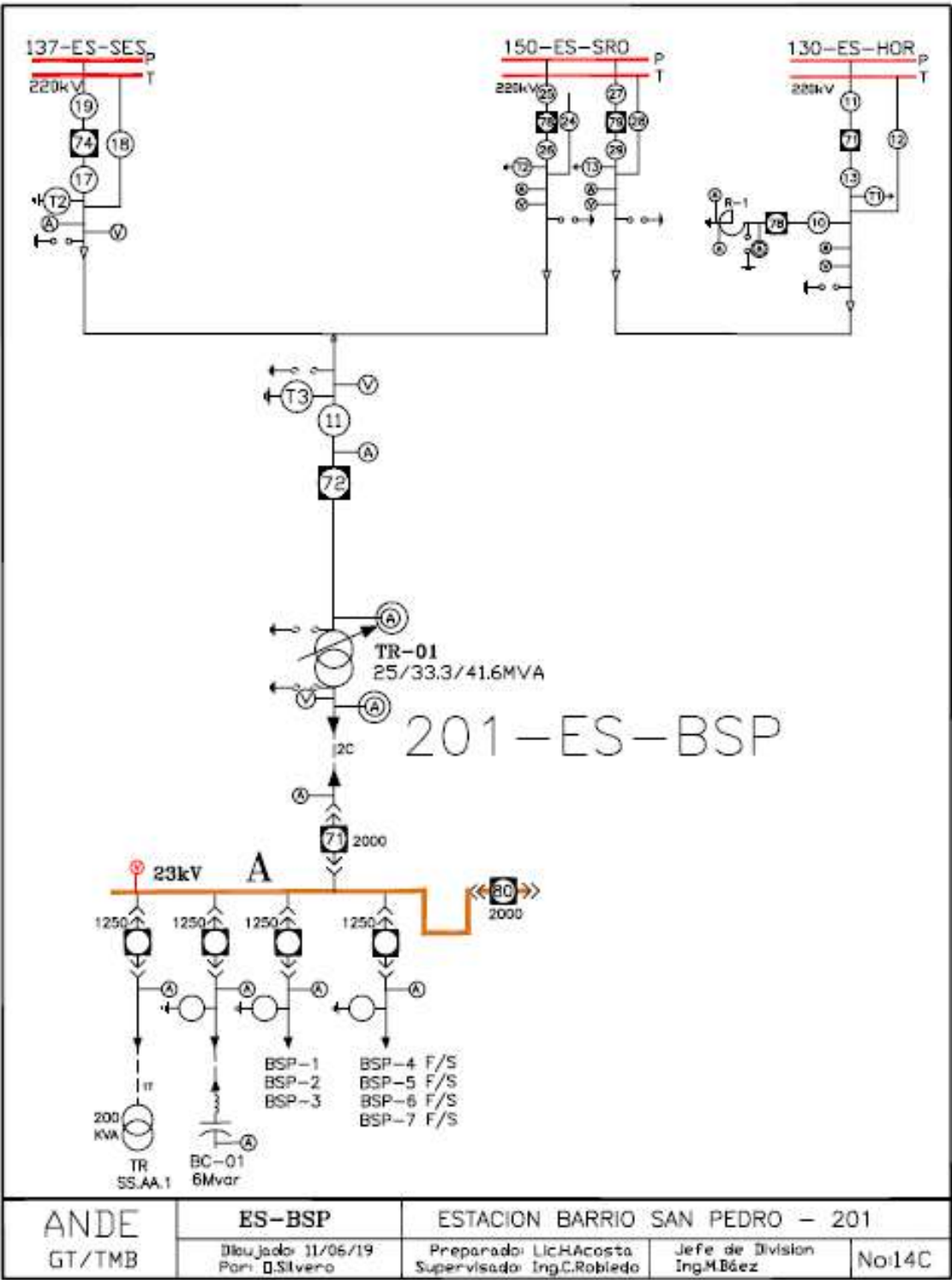


Figura 23. Diagrama unifilar de la Estación Barrio San Pedro.

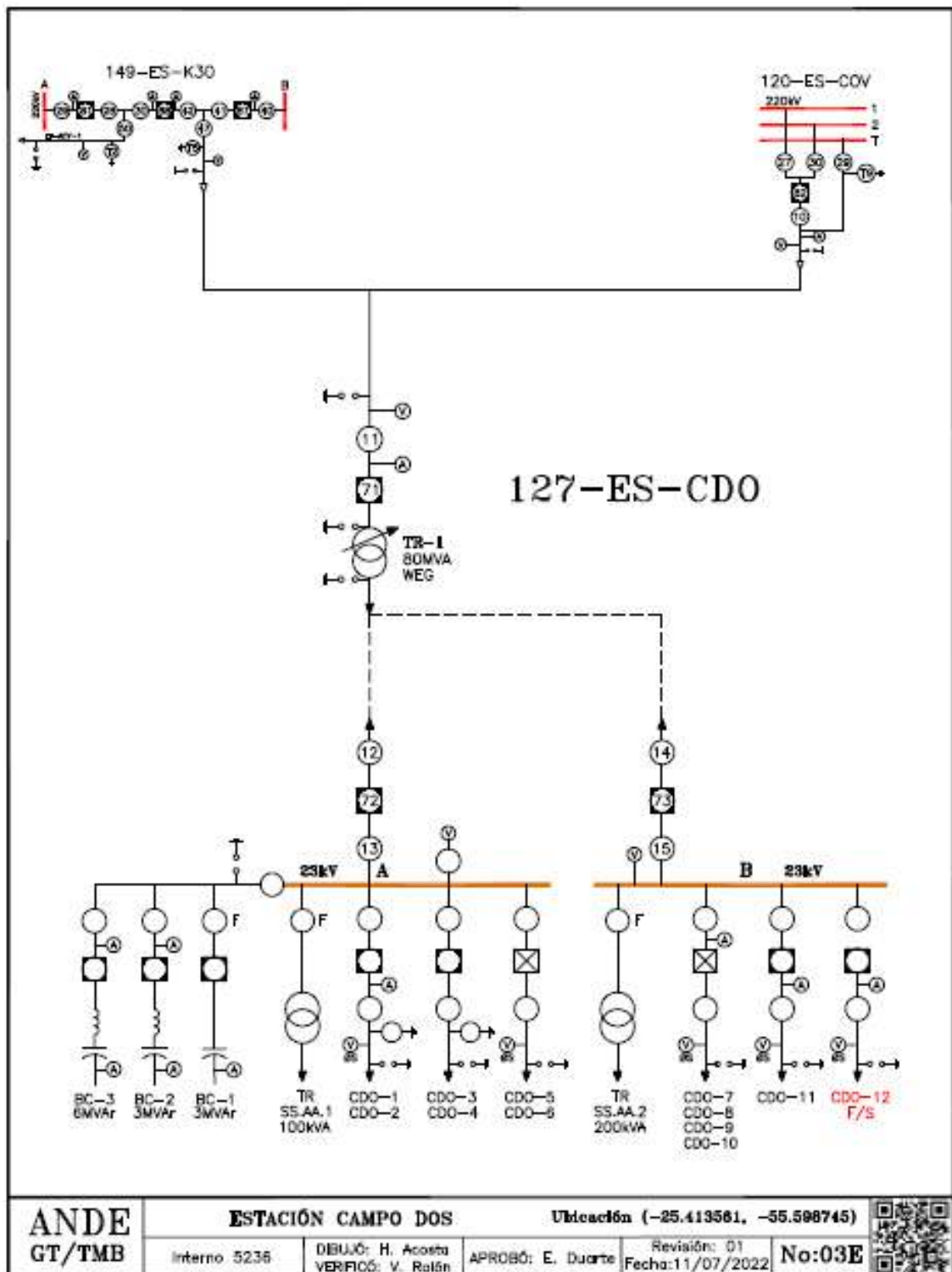


Figura 24. Diagrama unifilar de la Estación Campo Dos.

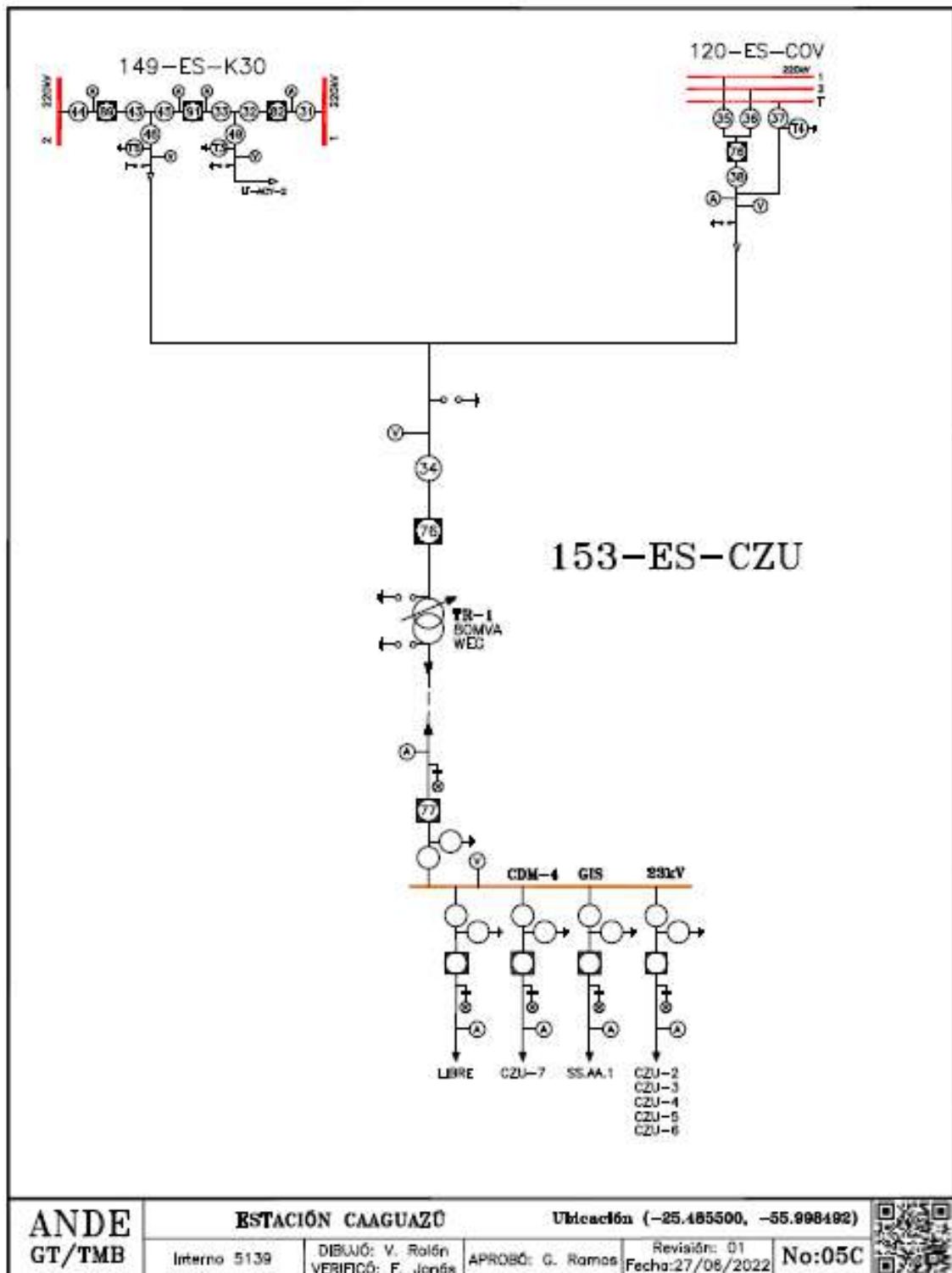


Figura 25. Diagrama unifilar de la Estación Caaguazú.

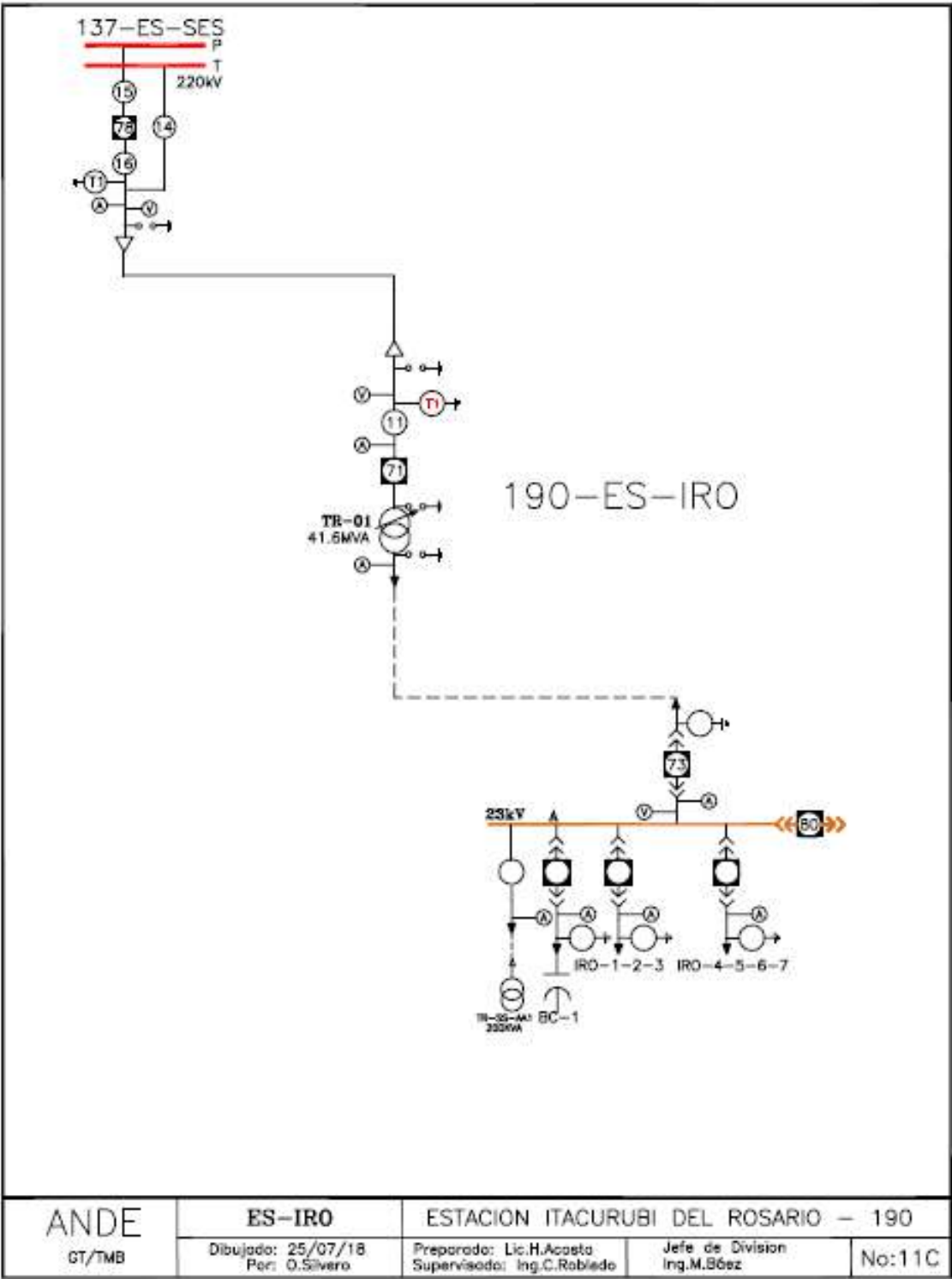


Figura 26. Diagrama unifilar de la Estación Itacurubi del Rosario.

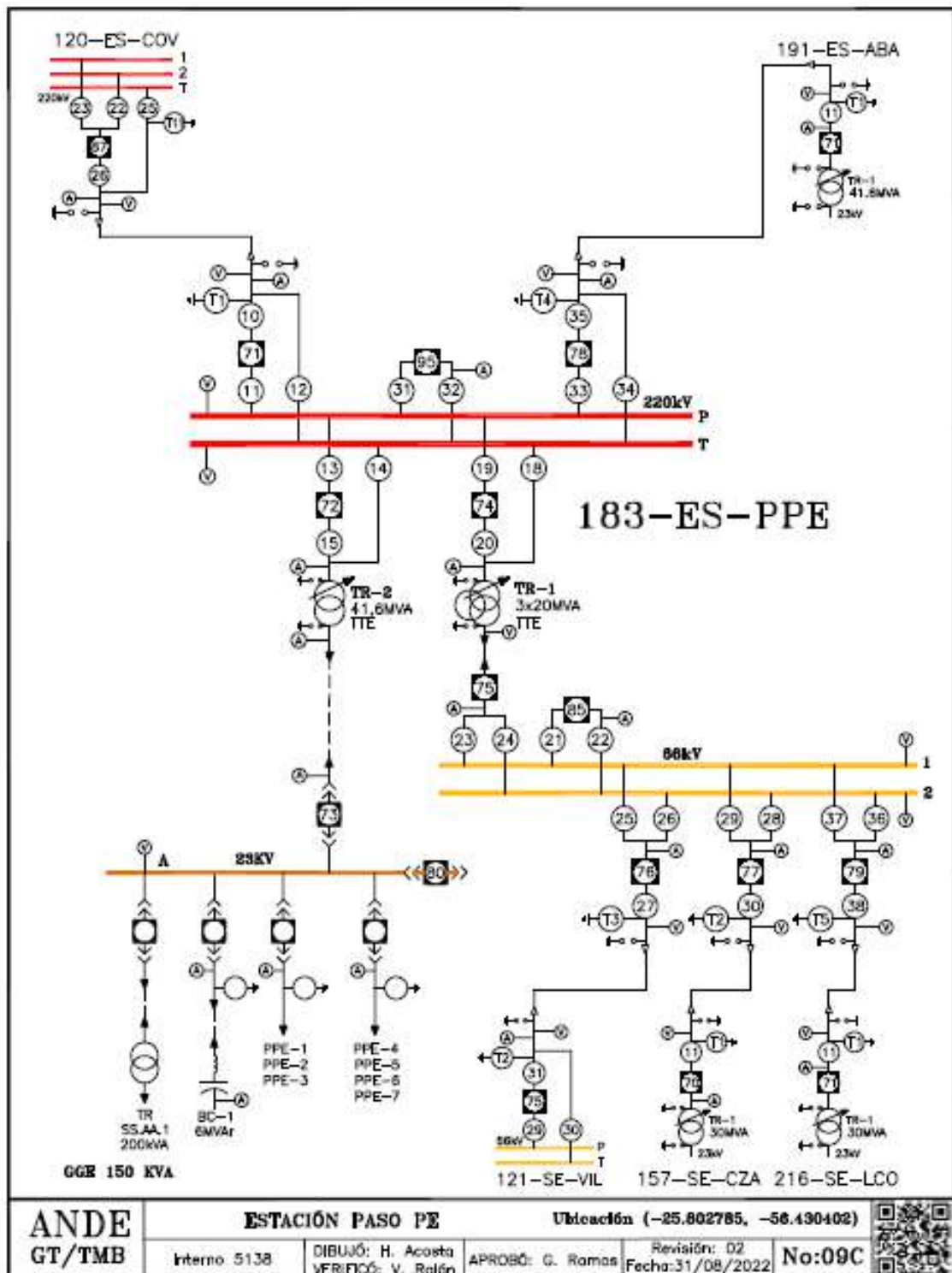


Figura 27. Diagrama unifilar de la Estación Paso Pe.

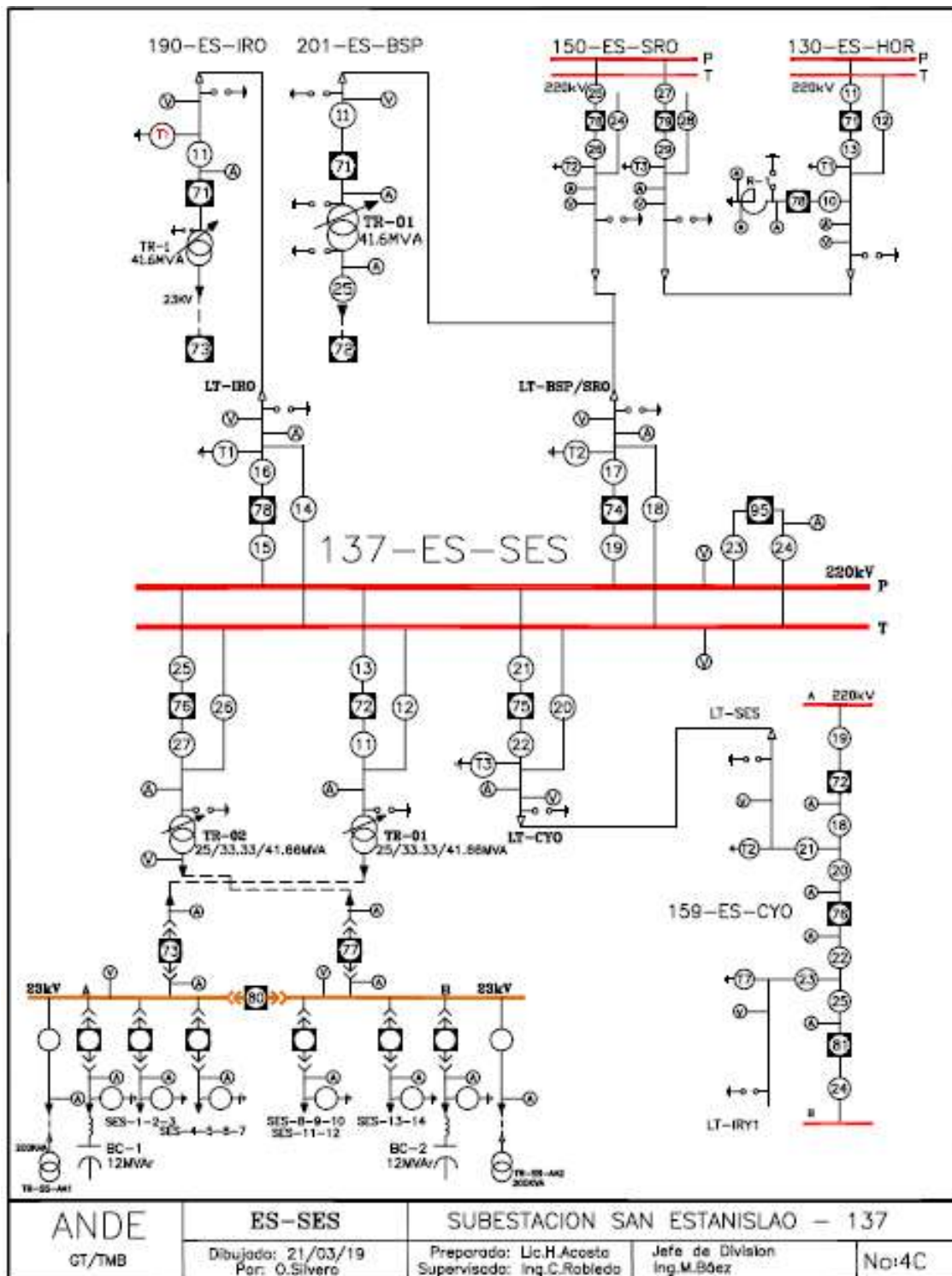
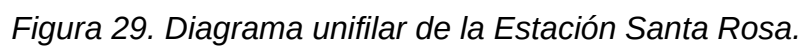


Figura 28. Diagrama unifilar de la Estación San Estanislao.





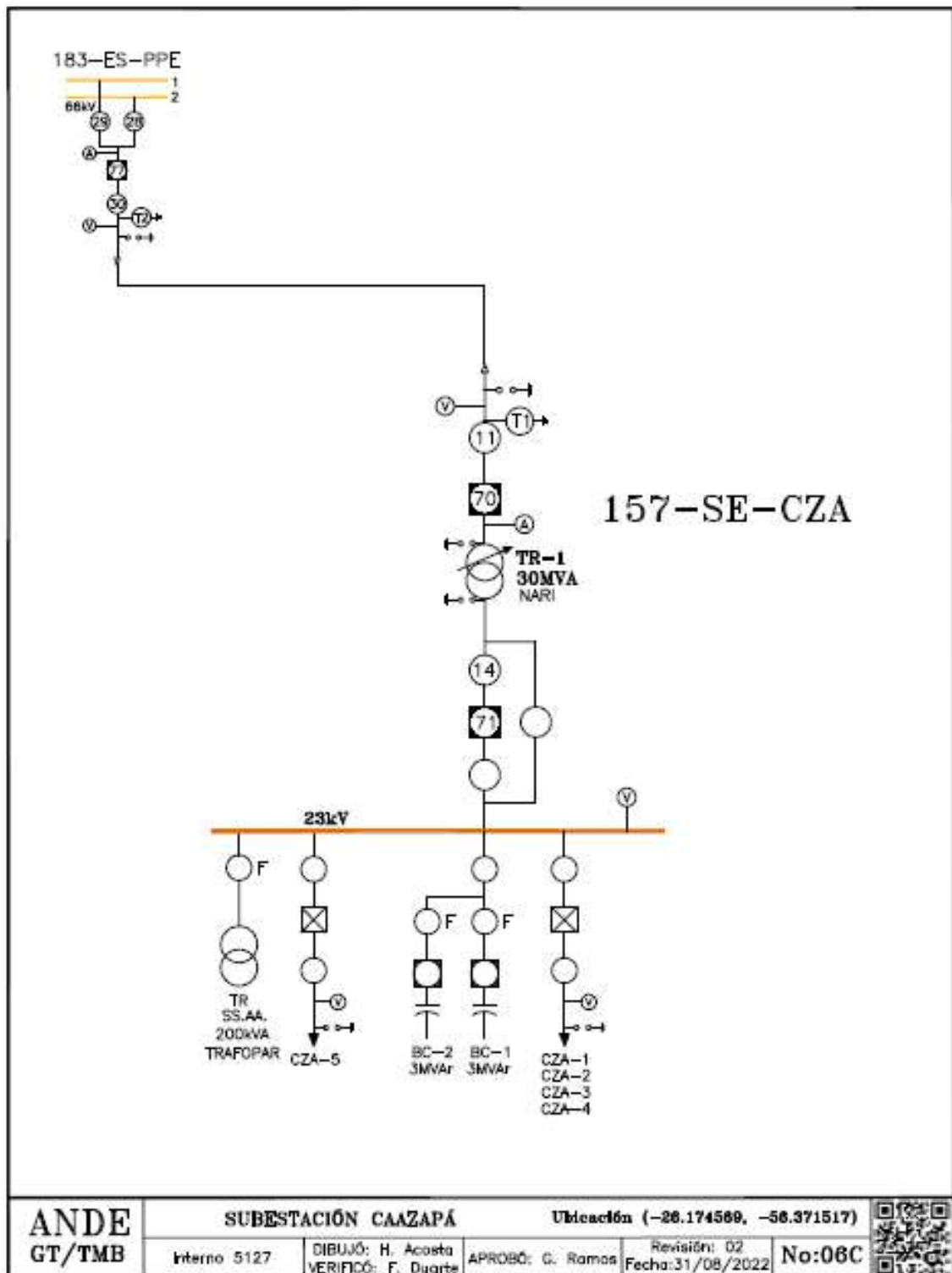


Figura 31. Diagrama unifilar de la Estación Caazapá.

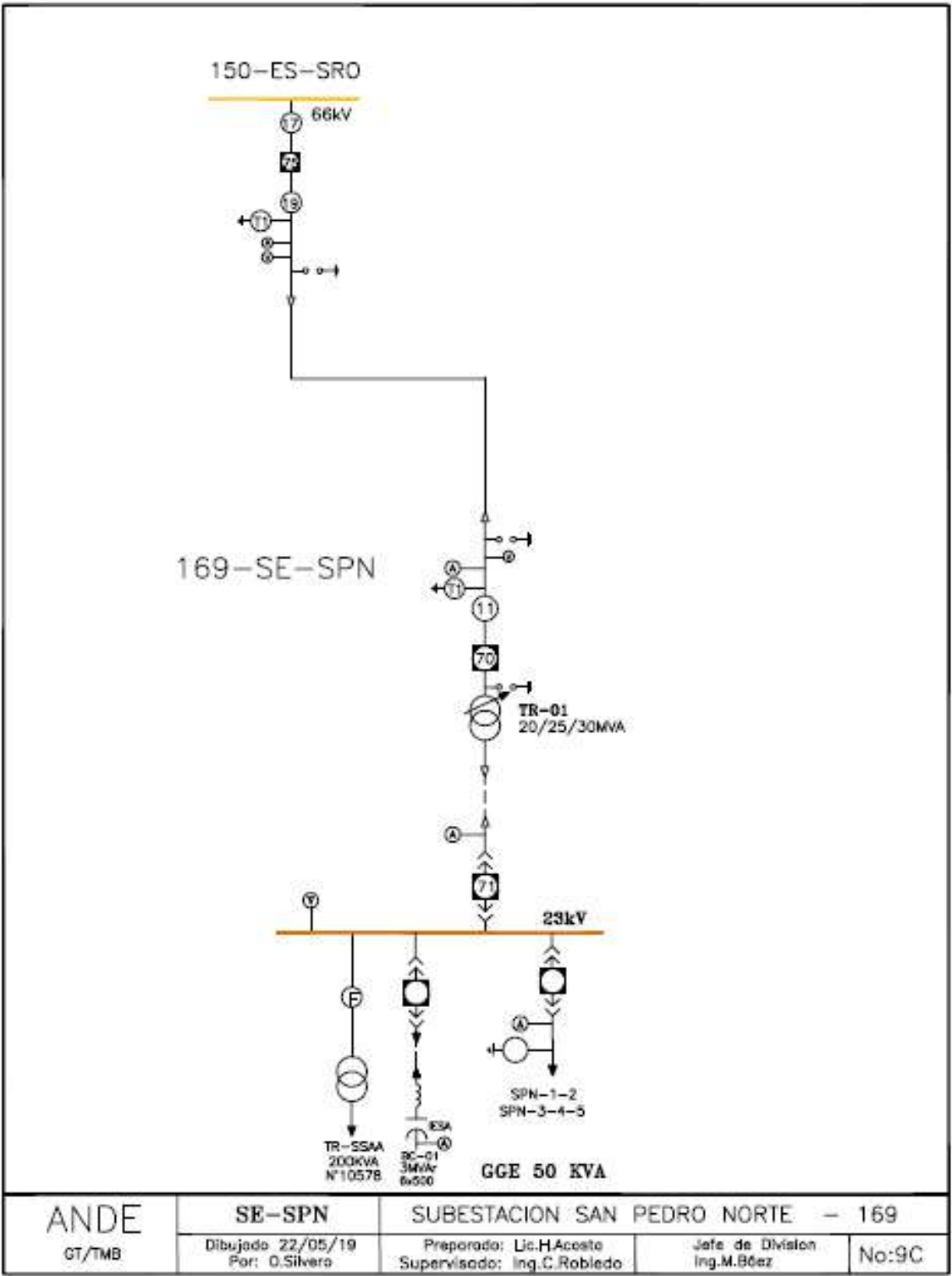


Figura 32. Diagrama unifilar de la Estación San Pedro Norte.

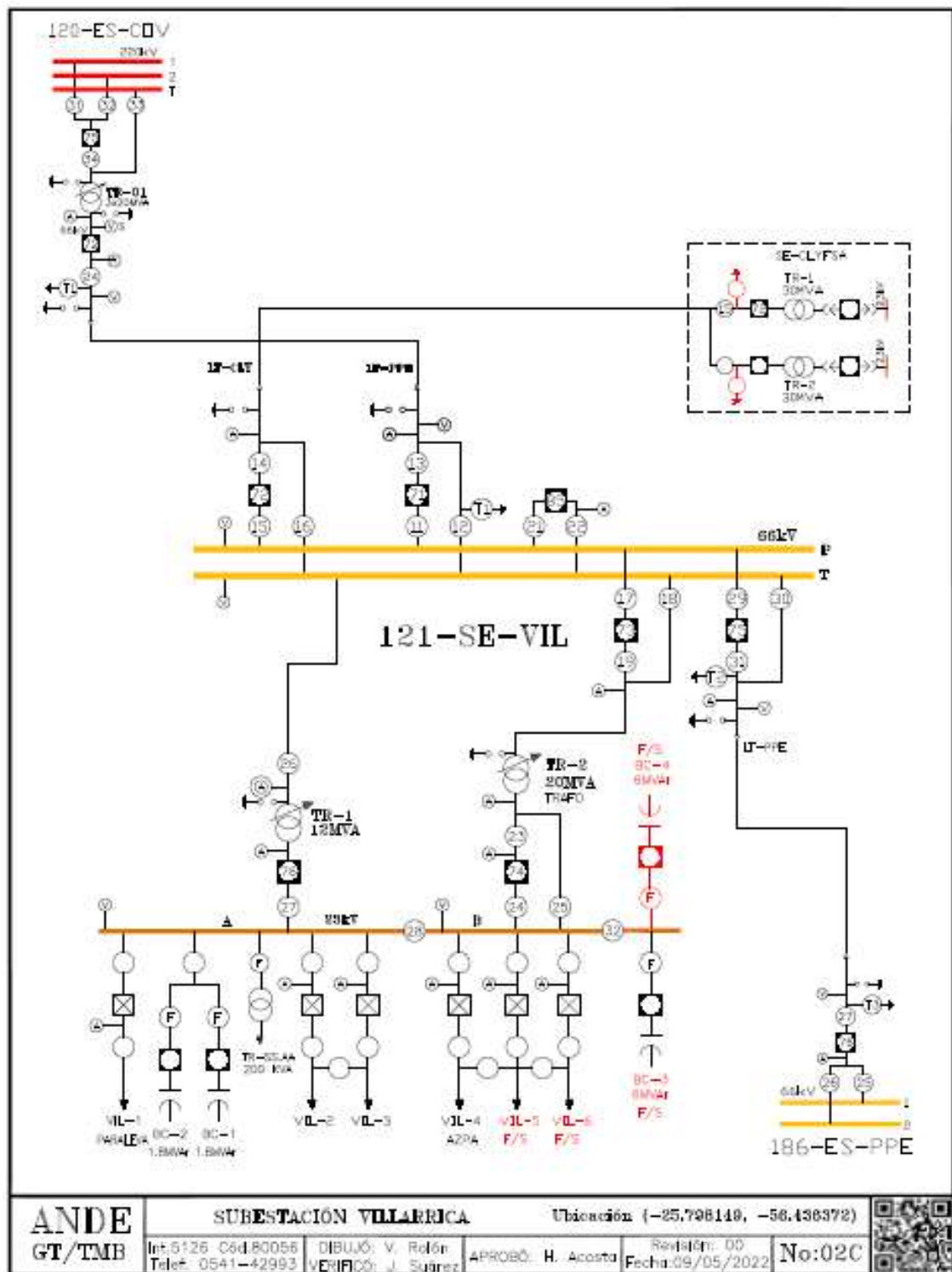


Figura 33. Diagrama unifilar de la Estación Villarrica.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. S. Rojas Llerena, Automatización de la Subestación Eléctrica Jesús de 138 KV, Arequipa a través del protocolo de comunicación IEC 61850, Trujillo, 2018.
- [2] J. A. Gonzalez, Diseño y dimensionamiento de un esquema de seccionamiento de línea de 220 kv en la Estación Campo Dos, ubicado en el Distrito de J. Eulogio Estigarribia, Coronel Oviedo, 2019.
- [3] E. Ras, Transformadores de Potencia de medición y de Protección, Barcelona: MARCOMBO, S.A., 1994.
- [4] S. J. Chapman, Maquinas Eléctricas, MEXICO: McGraw-Hill, 2012.
- [5] J. A. Navarro Márquez, A. Montañes Espinosa y Á. Santillán Lázaro, Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. Sistemas de maniobra, medida y protección., Paraninfo, 1998.
- [6] S. A. Llerena Rojas, Automatización de la Subestación Eléctrica Jesús de 138 kv Arequipa a través del protocolo de comunicación IEC 61850, Trujillo, 20188.
- [7] J. J. Rosero Topón y W. A. Mendoza Yaguachi, Estudio y Diseño de los Medios de Comunicación Industrial Sobre Sistemas de Protección con IED's En Subestaciones de Distribución, Quito, 2013.
- [8] G. Chávez Mosqueda, Propuesta de Automatización de una Subestación Eléctrica de Distribución, Mexico, 2013.
- [9] E. J. Molina Ochoa y O. D. Flórez Cediel, Aplicación del Estandar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión, Bogota, Colombia, 2009.
- [10] A. Penin Rodriguez, Sistema SCADA-Guia Practica, Barcelona: MARCOMBO, 2007.
- [11] A. C. Aviles Fernández, El protocolo IEC 61850 en la automatización de Subestaciones., Cuenca-Ecuador, 2015.
- [12] E. R. Guañuna Ochoa, Estudio de Flujo de Carga y cortocircuito para la implementación de Registradores Automaticos de Perturbaciones (RAP'S) en las Subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina de Celec EP-TRANSELECTRIC, Quito, 2011.
- [13] K. S. Vásquez O, Utilización y Aplicación de Registradores Automaticos de Perturbaciones en el Sistema Nacional de Transmision.
- [14] H. I. Paucar Fernandez, Desarrollo de una Herramienta Computacional para el procesamiento de señales lmaceadas en archivos de formato CONTRADE para analisis del Sistema de Potencia y de Sistemas de Protección., Quito, 2019.
- [15] CEPEL, Programa de Analisis de Fallas., Rio de Janeiro, Brasil: Manual de Usuario-version7.6, 2021.