

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Propuesta de implementación del estándar IEC  
61850 para mejorar la operación de la subestación  
S.E. Moquegua en la ciudad de Moquegua - 2023**

Daniel Christian Rodriguez De La Cruz

Para optar el Título Profesional de  
Ingeniero Electricista

Arequipa, 2024

Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

## INFORME DE CONFORMIDAD DE ORIGINALIDAD DE TESIS

**A** : Dr. Felipe Néstor Gutarra Meza  
Decano de la Facultad de Ingeniería

**DE** : Darwin Celin Padilla Gutierrez  
Asesor de tesis

**ASUNTO** : Remito resultado de evaluación de originalidad de tesis

**FECHA** : 25 de Febrero de 2024

---

Con sumo agrado me dirijo a vuestro despacho para saludarlo y en vista de haber sido designado asesor de la tesis titulada: "Propuesta de Implementación del estándar IEC61850 para mejorar la operación de la subestación S.E. Moquegua en la ciudad de Moquegua-2023", perteneciente al/la/los/las estudiante(s) Daniel Christian Rodriguez de la Cruz, de la E.A.P. de Ingeniería Eléctrica; se procedió con la carga del documento a la plataforma "Turnitin" y se realizó la verificación completa de las coincidencias resaltadas por el software dando por resultado 15 % de similitud (informe adjunto) sin encontrarse hallazgos relacionados a plagio. Se utilizaron los siguientes filtros:

- Filtro de exclusión de bibliografía SI  NO
- Filtro de exclusión de grupos de palabras menores (Nº de palabras excluidas: 00) SI  NO
- Exclusión de fuente por trabajo anterior del mismo estudiante SI  NO

En consecuencia, se determina que la tesis constituye un documento original al presentar similitud de otros autores (citas) por debajo del porcentaje establecido por la Universidad.

Recae toda responsabilidad del contenido de la tesis sobre el autor y asesor, en concordancia a los principios de legalidad, presunción de veracidad y simplicidad, expresados en el Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI y en la Directiva 003-2016-R/UC.

Esperando la atención a la presente, me despido sin otro particular y sea propicia la ocasión para renovar las muestras de mi especial consideración.

Atentamente,



---

Asesor de tesis

## **DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD**

Yo, Daniel Christian Rodriguez De La Cruz , identificado con Documento Nacional de Identidad No. 10487437, de la E.A.P. de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería la Universidad Continental, declaro bajo juramento lo siguiente:

1. La tesis titulada: "Propuesta de Implementación del estándar IEC61850 para mejorar la operación de la subestación S.E. Moquegua en la ciudad de Moquegua-2023", es de mi autoría, la misma que presento para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista.
2. La tesis no ha sido plagiada ni total ni parcialmente, para la cual se han respetado las normas internacionales de citas y referencias para las fuentes consultadas, por lo que no atenta contra derechos de terceros.
3. La tesis es original e inédita, y no ha sido realizado, desarrollado o publicado, parcial ni totalmente, por terceras personas naturales o jurídicas. No incurre en autoplagio; es decir, no fue publicado ni presentado de manera previa para conseguir algún grado académico o título profesional.
4. Los datos presentados en los resultados son reales, pues no son falsos, duplicados, ni copiados, por consiguiente, constituyen un aporte significativo para la realidad estudiada.

De identificarse fraude, falsificación de datos, plagio, información sin cita de autores, uso ilegal de información ajena, asumo las consecuencias y sanciones que de mi acción se deriven, sometiéndome a las acciones legales pertinentes.



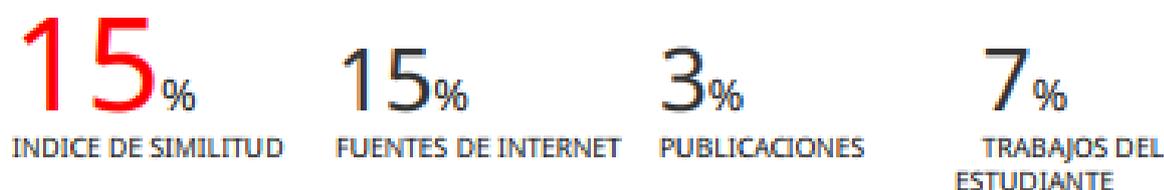
18 de marzo de 2024.

---

Daniel Christian Rodriguez De La Cruz  
DNI. No. 10487437

# Propuesta de Implementación del estándar IEC61850 para mejorar la operación de la subestación S.E. Moquegua en la ciudad de Moquegua-2023

## INFORME DE ORIGINALIDAD



## FUENTES PRIMARIAS

1	<a href="https://repositorio.continental.edu.pe">repositorio.continental.edu.pe</a> Fuente de Internet	2%
2	<a href="https://hdl.handle.net">hdl.handle.net</a> Fuente de Internet	1%
3	<a href="https://repositorio.unac.edu.pe">repositorio.unac.edu.pe</a> Fuente de Internet	1%
4	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	1%
5	<a href="https://repositorio.ucv.edu.pe">repositorio.ucv.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1%
6	<a href="https://dspace.unitru.edu.pe">dspace.unitru.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1%
7	Submitted to Universidad Católica de Santa María Trabajo del estudiante	<1%
8	<a href="https://www.scribd.com">www.scribd.com</a> Fuente de Internet	<1%

9	<a href="http://vdocuments.mx">vdocuments.mx</a> Fuente de Internet	<1 %
10	<a href="http://doczz.es">doczz.es</a> Fuente de Internet	<1 %
11	<a href="http://www.semanticscholar.org">www.semanticscholar.org</a> Fuente de Internet	<1 %
12	<a href="http://liberi.ucu.edu.uy">liberi.ucu.edu.uy</a> Fuente de Internet	<1 %
13	<a href="http://docplayer.es">docplayer.es</a> Fuente de Internet	<1 %
14	Submitted to Universidad Europea de Madrid Trabajo del estudiante	<1 %
15	<a href="http://www.repositorio.upla.edu.pe">www.repositorio.upla.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
16	<a href="http://www.coursehero.com">www.coursehero.com</a> Fuente de Internet	<1 %
17	<a href="http://lxsa.physik.uni-bonn.de">lxsa.physik.uni-bonn.de</a> Fuente de Internet	<1 %
18	<a href="http://repositorio.uncp.edu.pe">repositorio.uncp.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
19	<a href="http://1library.co">1library.co</a> Fuente de Internet	<1 %
20	<a href="http://repositorio.uap.edu.pe">repositorio.uap.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %

21	<a href="https://repositorio.unsaac.edu.pe">repositorio.unsaac.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
22	<a href="#">Submitted to Universidad Cesar Vallejo</a> Trabajo del estudiante	<1 %
23	<a href="#">Submitted to University of Adelaide</a> Trabajo del estudiante	<1 %
24	<a href="https://repositorio.utc.edu.ec">repositorio.utc.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
25	<a href="https://alicia.concytec.gob.pe">alicia.concytec.gob.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
26	<a href="https://www.osinergmin.gob.pe">www.osinergmin.gob.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
27	<a href="https://idoc.pub">idoc.pub</a> Fuente de Internet	<1 %
28	<a href="https://dokumen.pub">dokumen.pub</a> Fuente de Internet	<1 %
29	<a href="https://repositorio.autonoma.edu.pe">repositorio.autonoma.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
30	<a href="https://repositorio.ulasamericas.edu.pe">repositorio.ulasamericas.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
31	<a href="https://repositorio.ug.edu.ec">repositorio.ug.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
32	<a href="https://www.cigrecolombia.org">www.cigrecolombia.org</a> Fuente de Internet	<1 %

33	<a href="https://repositorio.uladech.edu.pe">repositorio.uladech.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
34	<a href="https://repositorio.upla.edu.pe">repositorio.upla.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
35	Submitted to Universitat Politècnica de València Trabajo del estudiante	<1 %
36	<a href="https://ciencialatina.org">ciencialatina.org</a> Fuente de Internet	<1 %
37	<a href="https://ribuni.uni.edu.ni">ribuni.uni.edu.ni</a> Fuente de Internet	<1 %
38	<a href="https://www.slideshare.net">www.slideshare.net</a> Fuente de Internet	<1 %
39	<a href="https://repositorio.ucsg.edu.ec">repositorio.ucsg.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
40	<a href="https://repositorio.unap.edu.pe">repositorio.unap.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
41	<a href="https://renati.sunedu.gob.pe">renati.sunedu.gob.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
42	<a href="https://repositorio.unsch.edu.pe">repositorio.unsch.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
43	<a href="https://repositorio.utesup.edu.pe">repositorio.utesup.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
44	<a href="https://www.dropbox.com">www.dropbox.com</a> Fuente de Internet	<1 %

<1 %

45

[dspace.unach.edu.ec](https://dspace.unach.edu.ec)

Fuente de Internet

<1 %

46

[renatiqa.sunedu.gob.pe](https://renatiqa.sunedu.gob.pe)

Fuente de Internet

<1 %

47

[repositorio.escuelaing.edu.co](https://repositorio.escuelaing.edu.co)

Fuente de Internet

<1 %

48

[repositorio.upt.edu.pe](https://repositorio.upt.edu.pe)

Fuente de Internet

<1 %

49

[Submitted to uncedu](#)

Trabajo del estudiante

<1 %

50

[www.cacic2016.unsl.edu.ar](http://www.cacic2016.unsl.edu.ar)

Fuente de Internet

<1 %

51

[repositorio.unica.edu.pe](https://repositorio.unica.edu.pe)

Fuente de Internet

<1 %

52

[repositorio.utp.edu.pe](https://repositorio.utp.edu.pe)

Fuente de Internet

<1 %

53

[strathprints.strath.ac.uk](https://strathprints.strath.ac.uk)

Fuente de Internet

<1 %

54

[repository.ucc.edu.co](https://repository.ucc.edu.co)

Fuente de Internet

<1 %

55

[dspace.uazuay.edu.ec](https://dspace.uazuay.edu.ec)

Fuente de Internet

<1 %

56	<a href="http://fdocuments.mx">fdocuments.mx</a> Fuente de Internet	<1 %
57	<a href="http://minem.gob.pe">minem.gob.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
58	Submitted to Pontificia Universidad Catolica del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
59	Submitted to Universidad Tecnologica del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
60	<a href="http://docplayer.info">docplayer.info</a> Fuente de Internet	<1 %
61	<a href="http://prezi.com">prezi.com</a> Fuente de Internet	<1 %
62	<a href="http://repositorio.uancv.edu.pe">repositorio.uancv.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
63	<a href="http://repositorioacademico.upc.edu.pe">repositorioacademico.upc.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
64	<a href="http://sites.google.com">sites.google.com</a> Fuente de Internet	<1 %
65	<a href="http://www.fiber-optic.tech">www.fiber-optic.tech</a> Fuente de Internet	<1 %
66	<a href="http://www.manualzz.com">www.manualzz.com</a> Fuente de Internet	<1 %

67	<a href="https://repositorio.unesum.edu.ec">repositorio.unesum.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
68	<a href="https://repositorio.urp.edu.pe">repositorio.urp.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
69	Submitted to Universidad Católica del CIBAO Trabajo del estudiante	<1 %
70	Submitted to Universidad del Valle de Guatemala Trabajo del estudiante	<1 %
71	<a href="https://repositorio.eduniv.cu">repositorio.eduniv.cu</a> Fuente de Internet	<1 %
72	<a href="https://repositorio.undac.edu.pe">repositorio.undac.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
73	<a href="https://repositorio.unjbg.edu.pe">repositorio.unjbg.edu.pe</a> Fuente de Internet	<1 %
74	<a href="https://repository.javeriana.edu.co">repository.javeriana.edu.co</a> Fuente de Internet	<1 %
75	<a href="https://www.krale.shop">www.krale.shop</a> Fuente de Internet	<1 %
76	<a href="https://www.mdpi.com">www.mdpi.com</a> Fuente de Internet	<1 %
77	<a href="https://www.radiohc.cu">www.radiohc.cu</a> Fuente de Internet	<1 %

78	<b>Journal of Quality in Maintenance Engineering, Volume 19, Issue 2 (2013-05-27)</b> Publicación	<1 %
79	<b>cybertesis.uni.edu.pe</b> Fuente de Internet	<1 %
80	<b>fdocumenti.com</b> Fuente de Internet	<1 %
81	<b>losunicornios.es</b> Fuente de Internet	<1 %
82	<b>repositorio.unfv.edu.pe</b> Fuente de Internet	<1 %
83	<b>repositorio.uwiener.edu.pe</b> Fuente de Internet	<1 %
84	<b>tesis.pucp.edu.pe</b> Fuente de Internet	<1 %
85	<b>vsip.info</b> Fuente de Internet	<1 %
86	<b>www.digitalavmagazine.com</b> Fuente de Internet	<1 %
87	<b>www.farandulas.com</b> Fuente de Internet	<1 %
88	<b>www.jove.com</b> Fuente de Internet	<1 %
89	<b>www.main.conacyt.mx</b>	

	Fuente de Internet	<1 %
90	<a href="http://www.scrum.org">www.scrum.org</a> Fuente de Internet	<1 %
91	<a href="http://es.wikipedia.org">es.wikipedia.org</a> Fuente de Internet	<1 %
92	<a href="http://instipp.edu.ec">instipp.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
93	<a href="http://juanfc.lcc.uma.es">juanfc.lcc.uma.es</a> Fuente de Internet	<1 %
94	<a href="http://patents.google.com">patents.google.com</a> Fuente de Internet	<1 %
95	<a href="http://pdfcoffee.com">pdfcoffee.com</a> Fuente de Internet	<1 %
96	<a href="http://registration.qs-unisolution.com">registration.qs-unisolution.com</a> Fuente de Internet	<1 %
97	<a href="http://repositorio.espe.edu.ec">repositorio.espe.edu.ec</a> Fuente de Internet	<1 %
98	<a href="http://www.ilustrados.com">www.ilustrados.com</a> Fuente de Internet	<1 %
99	<a href="http://www.tdx.cat">www.tdx.cat</a> Fuente de Internet	<1 %
100	"Innovation and Research", Springer Science and Business Media LLC, 2021	<1 %

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias

Apagado

Excluir bibliografía

Apagado

## **ASESOR**

Ing. Darwin Padilla

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a mi familia por estar siempre en cada momento alentando todos los pasos que doy, por darme la oportunidad, confianza, y apoyarme incondicionalmente; especialmente a mis padres por darme todo lo que tengo, por formarme desde niño y lograr que sea una persona de bien, en armonía con el estudio.

A la Universidad Continental y a los docentes por la enseñanza, por sus consejos y recomendaciones para ser un excelente profesional, una excelente persona; mostrándome siempre los valores éticos y morales en línea a sus propósitos de formación.

A mi centro de trabajo por darme oportunidades y línea de carrera, a mis compañeros de trabajo por apoyarme en todo lo relacionado a los consejos técnicos, a mis compañeros de estudio por estar siempre atentos a las consultas y recomendaciones.

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente trabajo a mis padres por formarme y hacer de mí una buena persona, por educarme y darme valores, y ética en esta vida, por nunca dejar de aconsejarme en las cosas buenas y malas. Dedico también a mi familia, mi esposa y mis hijos, que siempre estuvieron para apoyarme.

# ÍNDICE

ASESOR .....	xiii
AGRADECIMIENTO.....	xiv
DEDICATORIA .....	xv
RESUMEN.....	xxiv
ABSTRACT.....	xxv
INTRODUCCIÓN .....	1
<b>CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO .....</b>	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	2
1.1.1 Problema General .....	3
1.1.2 Problema específico.....	3
1.2 OBJETIVOS .....	3
1.2.1 Objetivos generales.....	3
1.2.2 Objetivos específicos .....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA .....	4
1.3.1 Justificación práctica .....	4
1.3.2 Justificación método .....	4
1.3.3 Justificación económica.....	4
1.4 LIMITACIONES DE LA PRESENTE INVESTIGACIÓN.....	4
1.5 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES .....	4
1.5.1 Hipótesis General.....	4
1.5.2 Hipótesis específica .....	5
1.5.3 Variables.....	5
1.5.3.1 Variables independientes.....	5
1.5.3.2 Variable dependiente .....	5
1.5.4 Operacionalización de variables e indicadores.....	5
<b>CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA .....	6
2.1.1 Antecedentes Internacionales .....	6
2.1.2 Antecedentes Nacionales .....	7
2.1.3 Antecedentes Locales .....	9
2.2 BASES TEÓRICAS.....	9

2.2.1	Implementación estándar IEC61850 subestaciones de potencia .....	9
2.2.1.1	Definición.....	9
2.2.1.2	Componentes dimensiones .....	10
2.2.2	Dispositivos Inteligentes y IEC61850 .....	17
2.2.2.1	Definición.....	17
2.2.2.2	Componentes dimensiones .....	17
2.2.3	Seguridad de la Red ethernet en una subestación eléctrica.....	35
2.2.4	Bases Legales .....	36
2.3	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	36
<b>CAPÍTULO III MÉTODO.....</b>		<b>38</b>
3.1	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN .....	38
3.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	38
3.3	NIVEL DE INVESTIGACIÓN .....	38
3.4	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	39
3.5	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	39
3.6	TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	39
3.6.1	Técnicas de recolección de datos.....	39
3.6.2	Instrumentos de recolección de datos .....	39
3.7	TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS .....	39
3.8	INGENIERÍA DE DISEÑOS .....	39
3.9	TOMA DE DATOS .....	40
3.10	ANÁLISIS DE DATOS ESTADÍSTICOS .....	44
<b>CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>		<b>45</b>
4.1	RESULTADOS E INTERPRETACIÓN .....	45
4.1.1	Secuencia de maniobras.....	46
4.1.2	Captura de Información Scada.....	54
4.2	TOMA DE MUESTRA SCADA IEC61850 .....	59
4.3	TOMA DE MUESTRA SCADA ASCII, MODBUS RTU .....	61
4.4	RESULTADO E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	66
4.5	PRUEBA DE HIPÓTESIS .....	67
4.6	DISCUSIÓN Y RESULTADOS .....	68
4.7	CONSECUENCIAS TEÓRICAS.....	69
4.8	APLICACIONES PRÁCTICAS PARA TRABAJOS FUTUROS.....	69

4.9	MÉTODOS ALTERNOS PARA ANÁLISIS DE FALLA EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	69
4.10	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN CORTO MEDIANO Y LARGO PLAZO .....	70
	<b>CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>71</b>
5.1	CONCLUSIONES .....	71
5.2	RECOMENDACIONES.....	72
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Operacionalización de variables .....	5
Tabla 2.	Formato toma de datos scada 1.....	42
Tabla 3.	Formato toma de datos scada 2.....	43
Tabla 4.	Toma de muestra 1.1 Scada IEC61850.....	60
Tabla 5.	Toma de muestra 1.2 Scada IEC61850.....	61
Tabla 6.	Toma de muestra 2.1 Scada Bailey Infi 90.....	62
Tabla 7.	Toma de muestra 2 Scada Bailey Infi 90.....	63
Tabla 8.	Comparación del tiempo de captura de información entre sistemas.....	64
Tabla 9.	Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves.....	64
Tabla 10.	Conexiones y cantidad de cables existentes de la sala de control.....	64
Tabla 11.	Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves.....	65
Tabla 12.	Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves.....	66
Tabla 13.	Comparación de costos .....	66
Tabla 14.	Resultados e Interpretación.....	67
Tabla 15.	Criterios estadísticos .....	67
Tabla 16.	Prueba de Hipótesis .....	68
Tabla 16.	Matriz de consistencia. ....	77
Tabla 18.	Costo Beneficio implementación del estándar IEC61850 .....	91
Tabla 19.	Costo promedio implementación del estándar IEC61850 .....	92

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Niveles de automatización.....	10
Figura 2.	Esquema nivel de proceso .....	12
Figura 3.	Transformador de potencial TP. ....	13
Figura 4.	Diagrama de transformador de corriente TC. ....	14
Figura 5.	Efecto Faraday en un haz de luz. ....	15
Figura 6.	Conexión de fibra óptica y censado de corriente en conductor eléctrico.....	16
Figura 7.	Estándar IEC 61869-9 interfaz digital para un TC Y TP.....	16
Figura 8.	Estructura de la norma IEC 61850.....	18
Figura 9.	Protocolos usados mundialmente. ....	18
Figura 10.	Experiencia previa Estándar IEC 61850.....	19
Figura 11.	Protocolos Horizontales y Verticales Estándar IEC 61850. ....	20
Figura 12.	Protocolos y mensajes IEC 61850. ....	21
Figura 13.	Tiempos de transferencia característicos mensajes GOOSE. ....	21
Figura 14.	Tiempos de transferencia entre dos equipos, mensajes GOOSE. ....	22
Figura 15.	Modelado abstracto, Estándar IEC 61850. ....	23
Figura 16.	Modelado jerárquico, Estándar IEC 61850.....	24
Figura 17.	Mapeo de la información, Estándar IEC 61850.....	24
Figura 18.	Primera etapa Implementación archivos, Estándar IEC 61850. ....	25
Figura 19.	Segunda etapa Implementación archivos, Estándar IEC 61850. ....	26
Figura 20.	Comparación Goose VS Cable eléctrico físico Sobrecorriente. ....	26
Figura 21.	Comparación Goose VS Cable eléctrico físico Diferencial.....	27
Figura 22.	Topología de comunicaciones recomendada, Estándar IEC 61850.....	27
Figura 23.	Protocolo redundante PRP.....	28
Figura 24.	Funcionamiento básico de una Mergin Unit.....	29
Figura 25.	Equipo Mergin Unit Siemens. ....	29
Figura 26.	Comunicación mensajes GOOSE, Estándar IEC 61850.....	30
Figura 27.	Retransmisión Implementada en GOOSE, Estándar IEC 61850. ....	31
Figura 28.	Inicio y fin de la comunicación, Estándar IEC 61850. ....	31
Figura 29.	Conductor eléctrico removidos de canaletas en la Subestación.....	32
Figura 30.	Cables eléctricos desde patio de llaves hasta sala de control.....	33
Figura 31.	Instalación de cables eléctricos en patio de llaves. ....	33
Figura 32.	Reducción de cables eléctricos en patio de llaves. ....	34
Figura 33.	Diagrama simplificado, reducción de cables eléctricos.....	34

Figura 34.	Sistema de comunicación entre patio de llaves y sala de control. ....	35
Figura 35.	Unifilar General Scada SE Moquegua.....	44
Figura 36.	Circuito actual de la subestación Moquegua. ....	45
Figura 37.	Captura 1 Secuencia de Maniobras.....	47
Figura 38.	Captura 2 Secuencia de Maniobras.....	47
Figura 39.	Captura 3 Secuencia de Maniobras.....	48
Figura 40.	Captura 4 Secuencia de Maniobras.....	48
Figura 41.	Captura 5 Secuencia de Maniobras.....	49
Figura 42.	Captura 6 Secuencia de Maniobras.....	49
Figura 43.	Captura 7 Secuencia de Maniobras.....	50
Figura 44.	Captura 8 Secuencia de Maniobras.....	50
Figura 45.	Captura 9 Secuencia de Maniobras.....	51
Figura 46.	Captura 10 Secuencia de Maniobras.....	51
Figura 47.	Captura 11 Secuencia de Maniobras.....	52
Figura 48.	Captura 12 Secuencia de Maniobras.....	52
Figura 49.	Captura 13 Secuencia de Maniobras.....	52
Figura 50.	Captura 14 Secuencia de Maniobras.....	53
Figura 51.	Captura 15 Secuencia de Maniobras.....	53
Figura 52.	Captura 16 Secuencia de Maniobras.....	54
Figura 53.	Captura 1 de información señales 220kv .....	55
Figura 54.	Captura 2 de información señales 220kv.....	55
Figura 55.	Captura 3 de información señales 220kv.....	56
Figura 56.	Captura 4 de información señales 220kv.....	56
Figura 57.	Captura 5 de información señales 220kv .....	57
Figura 58.	Captura 6 de información señales 220kv .....	57
Figura 59.	Captura 7 de información señales 220kv .....	58
Figura 60.	Captura 1 de información señales 138kv .....	58
Figura 61.	Captura 2 de información señales 138kv.....	59
Figura 62.	Propuesta de implementación .....	65
Figura 63.	Gráfico prueba de hipótesis. ....	68
Figura 64.	Unifilar SE Moquegua.....	78
Figura 65.	Topología de Red SE Moquegua Engie.....	78
Figura 66.	Sala de control nivel 2 y 3 SE Moquegua Engie. ....	79
Figura 67.	Concentradores RTAC Engie. ....	79
Figura 68.	Controladores de datos AXION Engie. ....	80

Figura 69.	Switch capa 2 Engie.....	80
Figura 70.	Medidores de energía Engie. ....	81
Figura 71.	Monitoreo de variables analógicas. ....	81
Figura 72.	Monitoreos scada Variables discretas.....	82
Figura 73.	Equipo convencional SCADA DCS Bailey Infi 90 ABB Engie.....	82
Figura 74.	Módulos Equipo convencional SCADA DCS Bailey Infi 90 ABB Engie. ....	83
Figura 75.	Transductores de corriente y voltaje convencionales Engie. ....	83
Figura 76.	Tarjetas electrónicas Convencionales DCS Bailey Infi 90 ABB Engie. ....	84
Figura 77.	Subestación proyectada con estándar IEC 61850 SPCC. ....	84
Figura 78.	TC Convencional celda 220kv SE Moquegua Engie.....	85
Figura 79.	Sistema CDS Convencional Bailey Infi 90 SE Moquegua Engie.....	86
Figura 80.	Implementación de subestación digital con IEC61850 SE Moquegua.....	87
Figura 81.	Implementación de subestación digital con IEC61850 Arquitectura de red SE Moquegua. ....	88
Figura 82.	Implementación de subestación digital con IEC61850 Arquitectura de Control SE Moquegua. ....	89
Figura 83.	Implementación de subestación digital con IEC61850 Canalización Patio de llaves y sala de control SE Moquegua. ....	90

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.....	77
ANEXO 2.....	78
ANEXO 3.....	79
ANEXO 4.....	86
ANEXO 5.....	87
ANEXO 6.....	91

## RESUMEN

Con el paso de los años, los Sistemas Eléctricos de Potencia convencionales quedaron desfasados en comparación con los sistemas digitales modernos, los cuales garantizan un mayor grado de seguridad en las operaciones en el Sistema Interconectado Nacional Peruano.

El estándar IEC61850 dispone de una serie de alternativas técnicas, las cuales contribuyen en el desarrollo de estos sistemas modernos, interoperables entre los diferentes fabricantes.

En el presente trabajo, se analiza la posibilidad de implementación del estándar IEC61850, a través de comparación de tiempos en sus señales discretas de dos tecnologías; la convencional y la que establece el estándar, con esto determinar la viabilidad de su implementación para la mejora en las operaciones de la subestación Moquegua de la empresa Engie, garantizando así la seguridad y la interoperabilidad de los equipos en la subestación.

El método utilizado es el analítico sintético, de experimentación e implementación, el tipo es aplicado propositivo, debido al estudio previo de todos los parámetros existentes en la subestación, luego de ello, recomendar la viabilidad de implementación del estándar IEC61850.

La recolección de datos para el análisis se toma de la secuencia de maniobras realizada por los operadores de la subestación, y el contraste de información se realiza con los eventos e Históricos tomados del sistema Scada.

A continuación, se detalla la secuencia que sigue el presente trabajo de tesis, Capítulo 1, se toca el planteamiento que abarca el problema de investigación, donde se muestra una breve reseña de las dificultades y necesidades actuales en los Sistemas Eléctricos de potencia, los objetivos, justificación e importancia, así como también las limitaciones y las hipótesis. El capítulo 2 comprende el marco teórico, el cual muestra las investigaciones referentes en el marco local e internacional, las bases teóricas, asimismo conceptos básicos. En el capítulo siguiente, Capítulo 3 se muestra y expone una justificación del método empleado, el tipo, el nivel, diseño, además se determina la muestra, población, las técnicas para la recoger datos. El penúltimo capítulo, Capítulo 4 expone los hallazgos obtenidos. En el capítulo cinco, las recomendaciones, y conclusiones, por último, los anexos y referencia bibliográficas.

**Palabra clave:** IEC61850, operación de la Subestación eléctrica, seguridad e interoperabilidad.

## ABSTRACT

Over the years, conventional electrical power systems were outdated compared to modern digital systems, which guarantee a higher degree of safety in the operations in the Peruvian National Interconnected System.

The IEC61850 standard has a series of technical alternatives, which contribute to the development of these modern systems, interoperable between different manufacturers.

In the present work, the possibility of implementing the IEC61850 standard is analyzed, through the comparison of times in its discrete signals of two technologies, the conventional and the one that brings the standard, with this determine the feasibility of its implementation, for the improvement in the operations of the Moquegua substation of the Engie company, with this guarantee the security and the interoperability of equipment in the substation.

The method used is the synthetic analytical method, of experimentation and implementation, the type is applied propositional, this due to the previous study of all the existing parameters in the substation, and after that, recommend the feasibility of implementing the IEC61850 standard.

The data collection for the analysis is taken from the sequence of maneuvers performed by the substation operators, and the contrast of information is performed with the events and histories taken from the Scada system.

The following is the sequence that follows the present thesis work, Chapter 1, the approach that covers the research problem, where a brief review of the difficulties and current needs in the Electric Power Systems, the objectives, justification and importance, as well as the limitations and hypotheses are shown. Chapter 2 comprises the theoretical framework, which shows the research referents in the local and international framework, the theoretical bases, as well as basic concepts. The following chapter, Chapter 3, shows and exposes a justification of the method used, the type, level, design, as well as the sample, population, and data collection techniques. The penultimate chapter, Chapter 4, presents the findings obtained. In chapter five, the recommendations and conclusions, and finally the annexes and bibliographical references.

**Keyword:** IEC61850, electrical substation operation, safety, and interoperability.

# INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de Potencia abarcan tres áreas principales con el objetivo de satisfacer las necesidades de la demanda eléctrica de los usuarios finales: generación, transmisión y distribución son los principales protagonistas, teniendo cada uno de ellos características técnicas particulares. El presente trabajo de tesis trata sobre la propuesta de implementación del estándar IEC61850 en una Subestación eléctrica de potencia, la cual tiene deficiencias en seguridad e interoperabilidad entre sus diferentes niveles de operación.

Los principales motivos del presente trabajo son, el avance tecnológico en los sistemas eléctricos de potencia, la digitalización en subestaciones de potencia, la modernización de subestaciones convencionales, el análisis de la información obtenida en forma digital para análisis futuros; con esto contribuir en la mejora de las operaciones en la subestación eléctrica Moquegua de la Empresa Engie.

Toda operación en una subestación eléctrica debe ser precisa y confiable para mantener la seguridad del sistema interconectado, evitando perturbaciones innecesarias. Los equipos eléctricos primarios de patio, así como los equipos mecánicos y electrónicos, deben mantenerse operativos para cubrir esta necesidad; esto se garantiza con los mantenimientos periódicos y conociendo el tiempo de vida de estos. Las subestaciones digitales cada vez vienen tomando relevancia, para cubrir las necesidades de monitoreo de las señales analógicas y discretas, se reduce el número de cables eléctricos distribuidos entre el nivel de patio y el de la sala de control, se instalan cables de fibra óptica, se almacena toda esta información, para análisis futuros. Todo esto se logra implementando el estándar IEC61850, el cual trae una serie de pasos a seguir para construir y elaborar las bases de la digitalización en la subestación eléctrica.

El presente tema en investigación es importante debido a la modernización de Subestaciones eléctricas convencionales, las cuales se quedaron desfasadas, teniendo muchas de ellas desventajas técnicas, siendo susceptibles a fallas y a inseguridades en las operaciones, es preciso indicar que la tecnología avanza a pasos agigantados, siendo los sistemas eléctricos de potencia una de las piezas claves, la cual tiene que mantenerse siempre vigente en estos temas.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO**

### **1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Con el transcurso del tiempo, las subestaciones eléctricas de potencia necesitan actualizarse realizando cambios tecnológicos, implementado buses de proceso y estación en sus sistemas de supervisión, control y adquisición de datos, con el objetivo de conseguir los mejores resultados posibles para que el proceso se adapte a las mejores condiciones de operación, interoperabilidad y seguridad en el sistema. Las subestaciones convencionales actuales de alta tensión están quedando desfasadas en tecnología digital, debido a la fabricación de equipos electrónicos inteligentes, los cuales disponen de diversas herramientas de software y hardware, así como protocolos estandarizados que los hace tener mayor confiabilidad y disponibilidad en la captación de datos, e interoperabilidad con diversos equipos de diferentes fabricantes.

El empleo de kilómetros de cables eléctricos entre los diferentes equipos desde el nivel de proceso hasta niveles de bahía y estación contribuye con la inseguridad de activos y personas, esto debido a las posibilidades de falla de cables, así como incendios e interferencias, de la misma forma el envío de información y la comunicación entre los diferentes equipos del mismo nivel. En la actualidad, se dispone de protocolos desactualizados, muchas veces obsoletos y sin soporte, los cuales no garantizan la confiabilidad del proceso en la subestación eléctrica de potencia, siendo necesario la propuesta de implementación por cambio tecnológico de equipos y el empleo de fibra óptica, con el objetivo de ampliar la autopista de comunicaciones entre los diferentes equipos inteligentes.

En la actualidad diversos países en el mundo disponen de tecnologías modernas en el control y proceso de subestaciones digitales, EE. UU. es uno de los pioneros en el empleo de esta tecnología, estando a la vanguardia de la tecnología digital.

En el territorio peruano son diversas empresas que invirtieron en equipamiento para optimizar sus procesos, instalando equipos inteligentes, y aplicando protocolos estandarizados como el IEC61850, ejemplo de ello, es la empresa Southern Cooper Corporation en el sur del Perú.

Engie Energía Perú empresa generadora de energía, dispone de varias subestaciones eléctricas de potencia, entre ellas la subestación Moquegua ubicada en la ciudad del mismo nombre, la cual se encuentra interconectada al SEIN, con niveles de tensión en 220kV y 138 kV, en la actualidad es una subestación convencional, con un avance del 70 % de la implementación del estándar IEC61850, proponiendo un 100 % de implementación del estándar en una bahía de línea (L2027), para su total desempeño en la seguridad e interoperabilidad de quipos, siendo el objeto del estudio de la presente tesis, la propuesta de implementación de equipos inteligentes, así como las comunicaciones aplicando el estándar IEC61850.

### **1.1.1 Problema General**

¿De qué manera influye la propuesta de implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E. Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?

### **1.1.2 Problema específico**

¿De qué manera influye la propuesta implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E. Moquegua en la interoperabilidad de equipos para la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?

¿De qué manera influye la propuesta implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E. Moquegua en la seguridad, para la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivos generales**

Determinar de qué manera influye la propuesta de implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E. Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

Analizar cómo influye la propuesta de implementación en la interoperabilidad de equipos de la subestación eléctrica S.E. Moquegua, para la operación del sistema de potencia de Engie Energía Perú, ubicada en la ciudad de Moquegua 2023.

Analizar cómo influye la propuesta de implementación en la seguridad de la subestación eléctrica SE. Moquegua, para la operación del sistema de potencia de Engie Energía Perú, ubicada en la ciudad de Moquegua 2023.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA**

### **1.3.1 Justificación práctica**

El presente proyecto de investigación surge de la necesidad de incorporar nuevas tecnologías para mejorar la operación de la subestación eléctrica de potencia. Se busca mejorar la escalabilidad, la interoperabilidad y la seguridad en los niveles de procesos y estación, lo que proporcionará un mayor grado de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia. Entre las mejoras propuestas se incluyen la adición de funciones, el reemplazo de cables eléctricos por cables de comunicaciones, el aumento de la seguridad ante el riesgo eléctrico en la sala de control y por último la reducción de costos en el manejo de materiales y equipos confiables en las instalaciones.

### **1.3.2 Justificación método**

Se utiliza el software scada de la subestación eléctrica para recolección de información y tiempo de eventos y alarmas, parámetros eléctricos y de operación. se analiza diferentes escenarios de funcionamiento, antes y después de la puesta en servicio, empleando secuencia de maniobras.

### **1.3.3 Justificación económica**

Debido a que se ahorrará costos en reparaciones en la subestación eléctrica de potencia por falla en los cables eléctricos, ahorro en infraestructura de canalización de cables entre el nivel de procesos y el de estación.

## **1.4 LIMITACIONES DE LA PRESENTE INVESTIGACIÓN**

El costo de todos los capítulos de la norma IEC61850, tiene un promedio de: \$ 20,000, se debe disponer de asesores especializados y personal técnico calificado, para que la empresa realice la implementación con su propio personal; de lo contrario, solicitar servicio de integración del sistema a una empresa externa especializada, la cual ya disponga de las herramientas que indica la norma.

## **1.5 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES**

### **1.5.1 Hipótesis General**

La propuesta de Implementación del estándar IEC61850 en la subestación Moquegua, mejora la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023.

## 1.5.2 Hipótesis específica

La propuesta de implementación mejora la interoperabilidad de equipos, en la subestación Moquegua, en la operación del sistema eléctrico de potencia será óptima, después de la implementación del estándar IEC61850.

La propuesta de implementación mejora la seguridad en la subestación Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia será óptima, después de la implementación del estándar IEC61850.

## 1.5.3 Variables

### 1.5.3.1 Variables independientes

Estándar de comunicación: IEC61850 (X).

### 1.5.3.2 Variable dependiente

Operación de sistema Eléctrico (Y).

## 1.5.4 Operacionalización de variables e indicadores.

**Tabla 1.**

*Operacionalización de variables*

Variable	Tipo	Definición conceptual	Dimensión	Indicadores	Instrumentos
Estándar de comunicación: IEC61850	Independiente (X)	Conjunto de normas, recomendaciones y protocolos, jerárquicamente estructurados de manera abstracta, con el fin de estandarizar un proceso de operaciones en un Sistema Eléctrico de Potencia.	Tiempo de envío de variables discretas en Milisegundos.  Tiempo de envío de variables análogas en Milisegundos.	Porcentaje de tiempo de envío de variables discretas y analógicas en milisegundos.	Secuencia de maniobras del Sistema Scada
Operación de Sistema Eléctrico	Dependiente (Y)	Coordinación en tiempo real de un Sistema eléctrico de Potencia, preservando la seguridad, disponibilidad; cumpliendo las normativas y leyes vigentes del Sistema Interconectado Nacional Peruano.	Cumplimiento de los tiempos de operación exigidos por el COES, para mantener la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema Interconectado Nacional Peruano.	Reducción del número de cables y de costos	Observación y captura de mapa de eventos del Sistema Scada

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA**

##### **2.1.1 Antecedentes Internacionales**

Cabrera en una investigación titulada “Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia”, estudio enfocado a la obtención del grado académico de Magister en Ingeniería Eléctrica en la universidad de Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, plantea como objetivo evaluar las ventajas y desafíos de la digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia, mediante el uso del estándar IEC 61850. A través de métodos determinísticos y comparativos se obtuvo como resultado, que las funciones del sistema de control y supervisión en el nivel 1 de la subestación se logra debido a la disponibilidad propia de cada controlador de bahía. La disponibilidad de que el sistema nivel este recibiendo datos, es por la disponibilidad de algunos switches, así como los controladores de la subestación. Asimismo, concluye que con la propuesta se demostró la robustez en temas de disponibilidad y confiabilidad mediante los índices MTTF, MTTR, Y MTBF, recomienda, nuevas propuestas de digitalización para desarrollar la seguridad en la red eléctrica [1].

Camaño y Torres en su tesis titulada Diseño de una subestación digital conforme a la normativa IEC 61850 investigación realizada para alcanzar el título de Ingeniero en Sistemas eléctricos de Potencia en la Universidad Católica de Uruguay, el estudio define como desarrollar un nuevo diseño de una subestación, AIS digital de potencia, estando arraigado a las directivas de la normativa IEC, en los niveles de bus de proceso y estación. A través de métodos determinístico y comparativo obtuvo como resultado, la eficiencia e interoperabilidad de equipos, Asimismo, constata que una disminución significativa de la inversión necesaria para el cableado de cobre compensa con creces el aumento de la inversión en el resto de equipos electrónicos, lo que supone un ahorro del 65,72 % en comparación con las alternativas tradicionales. Recomienda, que para alcanzar la digitalización es necesario utilizar instrumentos y equipos operativos que estén dentro de la regulación del estándar IEC 61850 [2].

Ayala y Tenesaca en su tesis titulada Instalación de un sistema IEC 61850 para supervisar y gestionar los mecanismos de seguridad de las redes distribuidas, las líneas de transmisión y el sistema de generación, formula el propósito de efectuar el sistema IEC 61850 para un área de laboratorio enfocado en protección eléctricas de la escuela profesional de Ingeniería Eléctrica, con la finalidad de gestionar módulos de protección a través de métodos Analítico y sintético; se obtuvo que los resultados muestran la implementación del prototipo simulación y lectura de datos a través del protocolo IEC61850 y módulos de equipos inteligentes. Asimismo, concluye que, al implementar la red de comunicación en un sistema de potencia digital, se debe considerar la elección del protocolo y la topología de red de datos, determinando como elemento central que los dispositivos inteligentes alberguen un archivo ICD de acuerdo con lo estipulado en la normativa IEC61850. Recomienda el uso de fibra óptica para evitar interferencia [3].

El comité de estudios B5 grupo de trabajo WG B5.8 en su investigación Especificaciones, requisitos y dificultades de aplicación de las subestaciones digitales en Colombia (IEC61850), plantea como objetivo realizar a través de una investigación los beneficios y desventajas de la implementación de una subestación digital. Utilizando la metodología descriptiva, obtuvo como resultados según las encuestas realizadas en a los diferentes sectores para la inversión en subestaciones digitales que el 60 % manifestó la viabilidad de invertir, el 13 % es incierto y 27 % no aplica. También encuentra que el estudio posibilitó confirmar el estado existente del centro de energía eléctrica de Colombia previo a la instalación de subestaciones digitales, identificando progresos y cambios con la adopción de la norma IEC 61850. Junto con las dificultades, exigencias y necesidades desde una perspectiva legal, financiera y técnica, así como las perspectivas de muchas partes interesadas, incluidos consultores, productores, proveedores, usuarios, integradores y operadores de redes [4].

### **2.1.2 Antecedentes Nacionales**

Servan en su tesis titulada Sistema de automatización de centros de potencia del distribuidor Electro Ucayali S.A. a través de la instalación de un sistema Scada/ICCP que posibilite el seguimiento, vigilancia y la transferencia de información al COES, plantea como objetivo efectuar un sistema Scada /ICCP con la finalidad de alcanzar la automatización de las subestaciones y generar el envío de información, este estudio se realizó a través de métodos documentales y de campo en forma descriptiva, se obtuvo como resultado realizar un sistema scada de envió de datos hacia centro de control, Se automatizó el proceso con sistema de comunicaciones modernos, Asimismo, concluye que se perpetuó definir el dimensionamiento de los instrumentos (switches, servidores, tarjetas, terminadles, GPS, estaciones, etc.). En el estudio se llega a recomendar que los instrumentos necesitan tener una operación tanto local como remota, cuando sea en trabajo remoto el trabajo se

realiza desde una unidad de control analizando todas las medidas preventivas para este tipo de trabajo [5].

Córdova en su tesis titulada estudio de subestaciones convencionales de transporte de electricidad mediante el desarrollo de una interfaz informática en Excel, es una investigación realizada para optar el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico, determinó como plantear el diseño de una herramienta que determine los cálculos necesarios para transmitir la potencia convencional. A través de instrumentos descriptivos, se obtuvo como resultado una hoja informativa de datos técnicos y específicos relevantes acerca de la subestación, esto sirvió para determinar los instrumentos más idóneos. Además, llega a la conclusión de que la selección de cables eléctricos se basó en los datos de catálogos de suministradores como Schneider Electric y ABB, y que el diseño de la herramienta informática estaba acabado, abarcando los componentes esenciales de una subestación eléctrica tradicional. Sugiere utilizar los números más realistas que sean factibles para la herramienta de cálculo [6].

Atencia en su tesis titulada Planificación y ejecución del sistema de supervisión y control para la estación Mina Huarón 50/22.9 Kv 10MV, plantea como propósito del estudio, desarrollar la implementación del sistema en la subestación, efectuar la operación de la red de control LAN en las subestaciones donde se integra Scada nivel, a través de método descriptivo obtuvo como resultado que el diseño del sistema digitalización de acuerdo con diversas regulaciones y criterios. También concluye que la instalación de la nueva subestación mejoró el suministro eléctrico de la mina de Huarón, que todos los equipos y dispositivos de la empresa permanecen en condiciones óptimas de funcionamiento y no se verán perjudicados por un uso inadecuado, y que el mantenimiento preventivo debe realizarse al menos una vez al año. Se aconseja normalizar los niveles de tensión de los equipos del patio para mantener un criterio de funcionamiento viable [7].

Oré en su tesis titulada Implementación de la automatización en 28 subestaciones de distribución con RTU en el área histórica de Trujillo, estudio encaminado a alcanzar el título de Ingeniero Eléctrico, formuló como desarrollar la automatización de 29 Subestaciones con RTU con el propósito de salvaguardar la óptima operatividad de las estaciones a través de la unidad de control Hidrandina S.A. A través del método experimental obtuvo como resultado el adecuado funcionamiento y control de todas las subestaciones. Así mismo, concluye, que el sistema implementado cumple con el procedimiento del COES PR-20, finalmente, en el estudio se plantea como recomendación el empleo de la normativo IEC 61850 en función de diligencias de digitalización, la disminución de unidades de cobre a través del uso de fibra óptica [8].

### **2.1.3 Antecedentes Locales**

Rojas en su tesis titulada Aplicación del protocolo IEC 61850 para la automatización de la subestación Jesús a 138kV en Arequipa, investigación realizada en la Universidad Nacional de Trujillo con el fin de alcanzar el grado de Ingeniero en mecatrónica; esta investigación fue desarrollada con el propósito principal de desarrollar una automatización de la subestación para el cual empleo la IEC 61850 y el IEC 60870-5-104 para el reporte de señales, el método formulado fue el aplicado obteniendo como resultado el desarrollo de un HMI, consiguió recopilar datos, supervisar el sistema y aplicar controles, las 36 pantallas previstas se visualizan con precisión y las señales se encaminan correctamente. También descubre que AcSEerator QuitSet es el programa utilizado para la configuración de dispositivos inteligentes, y que la marca del IED determina qué software emplear, se puede acceder en línea a toda la información, incluidos los manuales de los equipos, a través de las páginas de los fabricantes. Sugiere seguir con la norma IEC62850 para los próximos proyectos, la investigación futura se centrará en digitalizar las subestaciones, lo que reducirá al mínimo el número de cables de cobre utilizados y empleará una nueva tecnología llamada Mergent Units para proporcionar información de los equipos de patio (o sistema) por medio de la fibra óptica [9].

Angulo en su tesis titulada Operación centralizada, supervisión y control de la SE Montalvo 500/200kV en Abengoa Transición Sur, el estudio está encaminado a alcanzar el grado de Ingeniero Electrónico, formula como definir términos generales y el funcionamiento de proceso de la subestación de Montalvo. A través de método explicativo obtuvo como resultado las definiciones generales del proceso de funcionamiento de la subestación de Montalvo. Asimismo, concluye que los equipos IED y servidores están comunicando mediante el estándar IEC61850. Recomienda, probar todas las señales de campo y verificar si las señales se activan correctamente [10].

## **2.2 BASES TEÓRICAS**

### **2.2.1 Implementación estándar IEC61850 subestaciones de potencia**

#### **2.2.1.1 Definición**

La tecnología evoluciona precipitadamente con el tiempo, los conocimientos y metodologías de fabricación de equipos se desarrollan a pasos agigantados, la electrónica, microelectrónica y el desarrollo de software son cada vez más complejos y robustos, esto hace que los equipos que fueron diseñados hace 20 años atrás, los mismos que se consideraron en las subestaciones eléctricas de potencia, no dispongan de todas las prestaciones actuales de interoperabilidad, eficiencia, seguridad, inmunidad a la interferencia, como lo tiene los equipos actuales.

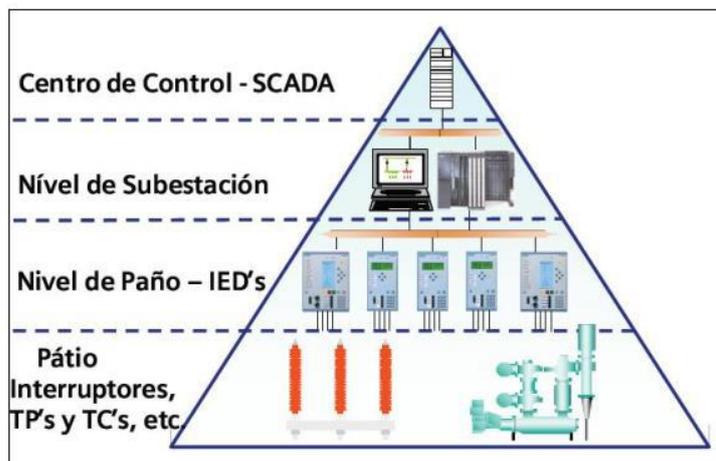
Las subestaciones convencionales son aquellas que fueron instaladas con tecnología de hace 20 años atrás, consideradas en su momento veloces y eficientes.

La aplicación de Estándar IEC61850, el cual presenta una serie de normas y recomendaciones para mejorar la operación en las Subestaciones eléctricas, esto en conjunto con el desarrollo de dispositivos Inteligentes, software intuitivos y estructurados jerárquicamente son los que se consideran en la actualidad, para diseñar e implementar una subestación digital.

### 2.2.1.2 Componentes dimensiones

#### Nivel de automatización

En la Tesis de Servan se menciona: “Siguiendo los modelos de los sistemas de control, desde el punto de vista del control y automatización de subestaciones eléctricas; por lo general se definen 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior” [5 p. 13].



*Figura 1.* Niveles de automatización.

*Fuente:* Tomada de «Automatización de la subestación eléctrica Jesús a través del protocolo de comunicaciones IEC 61850» por Rojas-Llerena, 2018, p. 16 [9].

En la figura 1, se observa todos los niveles de automatización, se considera el nivel cero a modo del nivel de patio de llaves o de proceso, donde están situados toda la instrumentación técnica de potencia, seccionadores, interruptores, TP's, TC's, transformadores. Es desde este nivel que se puede realizar maniobras, colocando en local lo equipos.

Se considera nivel uno al nivel donde se encuentra los equipos de protección y IED's. [5].

El nivel dos es el nivel de estación, donde se encuentra el equipo HMI SCADA.

El nivel tres es el centro de control, el cual monitoriza el sistema en general [5].

#### Sistema Scada

En la Tesis de Servan se menciona: “Los sistemas SCADA (supervisión, control y adquisición de data) son sistemas implementados para el control, supervisión y adquisición de data

de los equipos de campo, es la implementación de estos sistemas el punto final de la automatización, pues con la ayuda del software SCADA se puede recibir la información proveniente de las RTU's provenientes de cada una de las Subestaciones de Potencia, esta información es primordial para la supervisión y operación del sistema" [5 p. 16].

### **Interfaz Hombre máquina HMI**

En la Tesis de Servan se menciona: "Es la interfaz entre la red eléctrica y los operadores, básicamente un panel para el operador. Es la principal herramienta dentro de un sistema Scada con la cual los operadores y supervisores del sistema coordinan y controlan su red eléctrica" [5 p. 19].

### **Sistema de comunicaciones**

Los sistemas de comunicaciones realizan "El intercambio de información entre servidores Scada y clientes se basa en la relación de productor y consumidor. Dichos servidores interrogan de manera cíclica de acuerdo con la configuración de la línea de comunicación a los elementos de campo, recopilando los datos" [5 p. 21].

Se debe tener previsto que "Un servidor Scada puede gestionar varios protocolos de forma simultánea, estando limitado por su capacidad física de soportar las interfases de hardware (las popularmente conocidas tarjetas de comunicación). Éstas permiten el intercambio de datos bidireccional entre la Unidad Central y las unidades remotas (RTU)" [5 p. 21].

### **Bus de datos**

En las redes de datos, los buses son: "Una de las topologías más sencillas que utiliza un único cable al que se conectan todos los componentes directamente. El cable debe terminarse apropiadamente en ambos extremos para evitar desadaptaciones. Todos los dispositivos comparten el mismo canal, por lo que debe existir una forma apropiada de ingreso al medio, quedando limitada tanto la cantidad de dispositivos como la longitud física de la red. La rotura del cable deja fuera de servicio el sistema. Por ejemplo: LAN del cable coaxial" [5 p. 22].

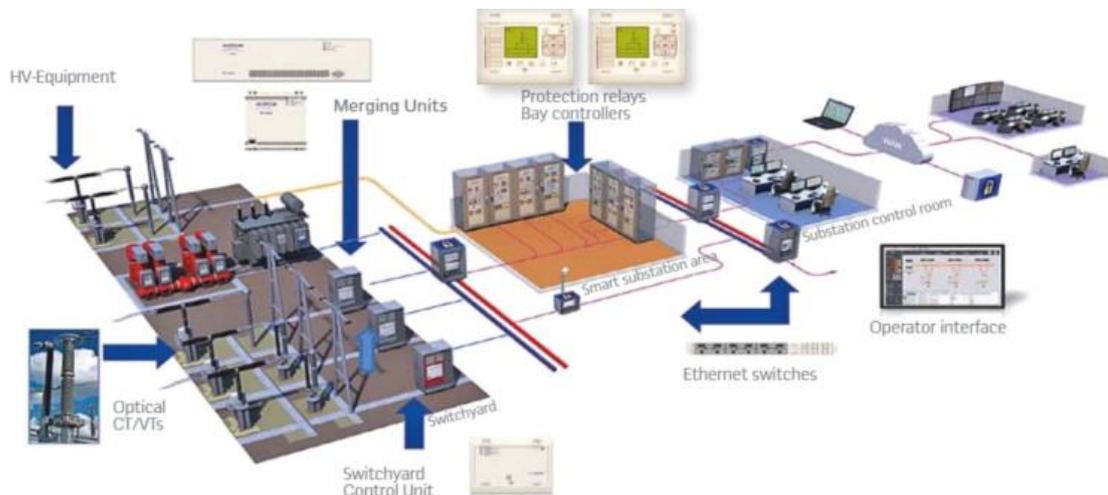
### **Software**

El software scada es un "Un programa del tipo HMI se ejecuta en un ordenador o terminal gráfico y unos programas específicos le permiten comunicarse con los dispositivos de control de planta (hacia abajo) y los elementos de gestión (hacia arriba). Estos programas son lo que denominamos controladores (o driver) de comunicaciones" [5 p. 24].

Un componente del programa (propietario o externos) comprende el conjunto de controladores de transmisión que conectan el programa con el área externa, controlando los vínculos de comunicación, procesando los datos que se envían y el protocolo [5].

### Niveles de proceso (Patio de llaves)

Las actividades de desconexión, conmutación y aislamiento de circuitos resultan críticas en la subestación, pues deben funcionar ante situaciones habituales y extraordinarias de la red (sobrecargas, cortocircuitos, etc.). Para fines de la presente investigación, es fundamental disponer de todas las señales, provenientes de los equipos desde este nivel, señales discretas y señales analógicas. En la figura 2 se puede apreciar en la parte izquierda el nivel de proceso, ubicado en Patio de llaves, también la aparamenta que se conecta al sistema eléctrico de potencia, así como también el equipo Merging Unit, y los transformadores de potencial y de corriente [3].



**Figura 2.** Esquema nivel de proceso.

**Fuente:** Tomada de «Subestaciones Digitales sobre el estándar IEC 61850» por Rojas, Axon Group, 2021 [16].

### Nivel de estación

El ámbito de la estación incluye los aparatos instalados en el complejo de la subestación, a partir de los cuales se tratarán los datos de toda la subestación para la gestión global y en directo de la monitorización, el control y la supervisión, con la respectiva coincidencia de tiempos.

Los tableros de automatización que conectarán la red de la subestación son los siguientes:

SCL significa Panel de Sistema de Control Local de Subestación.

HMI-Panel de alarmas y consola local

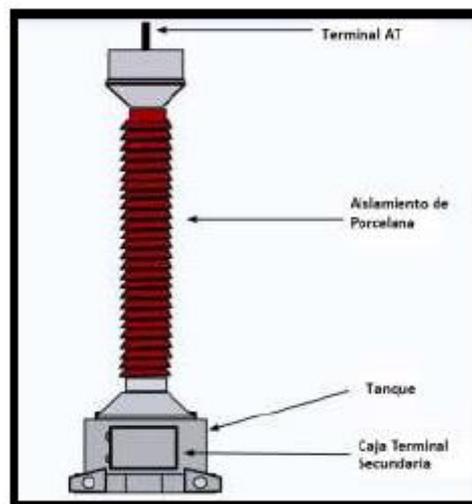
La conectividad de red de los paneles se concentra en 2 tableros centrales interiores de fibra óptica (ODF1 y ODF2 indoor), que contendrán los 4 switches de las redes LAN A y B integradas en la subestación [3].

### **Transformadores de tensión (TP)**

Estos dispositivos miden el voltaje que circula en una línea eléctrica de alta tensión, a comparación de TC, la “relación de transformación debe ser mucho mayor, debido a que deben producir un voltaje de alrededor de los 110 voltios para sus propósitos de medición y protección.” [3 p. 20].

Los TP’S mayormente viene encapsulado en Resina Epóxica, tienen niveles de precisión según las necesidades, para protecciones y para mediciones, se instalan en patio de llaves, como también en ambientes cerrados, pudiendo realizar una serie de pruebas eléctricas con equipos especializados. [3].

En la figura 3 se muestra las partes de un TP, donde se aprecia la caja de conexión eléctrica, ubicada en la base el tanque, el cual generalmente se encuentra con aceite dieléctrico, el aislamiento de porcelana de acuerdo con el nivel de tensión y por último el terminal de alta tensión.



**Figura 3.** Transformador de potencial TP.

**Fuente:** Tomada de «Implementación de un sistema de comunicaciones IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistema de generación y redes de distribución» por Ayala-Tenesaca, 2018, p. 22 [3].

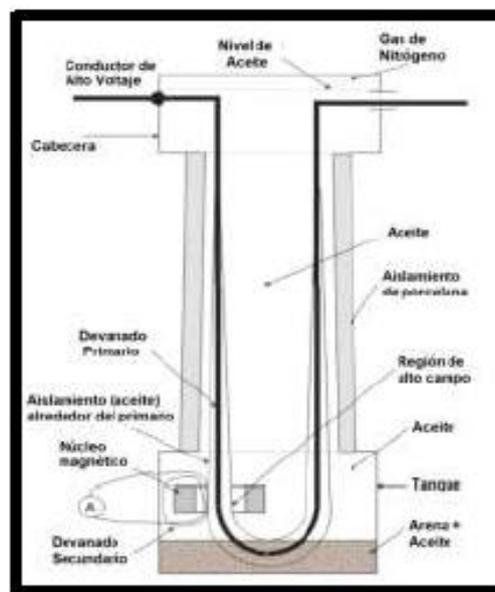
### **Transformador de corriente (TC)**

Los TC’S, “Son dispositivos usados para medir la corriente ininterrumpida que pasa por un conductor en un momento determinado” [3 p. 19].

Disponen de un bobinado primario y un secundario, con esto una relación de transformación, los cuales reduce la alta tensión a un nivel medible por los instrumentos y equipos de protección [3].

En la actualidad, existen equipos que disponen de sensores ópticos de tamaño reducido, los cuales utilizan el efecto Faraday para la toma de medidas, para efectos del presente trabajo, no se considera estos dispositivos, debido a interoperabilidad con la norma IEC 61850 [3].

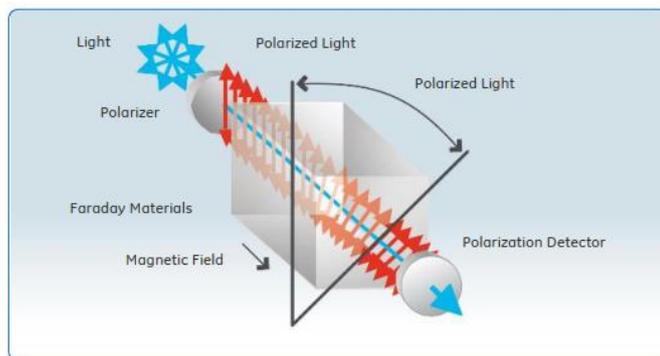
En la figura 4 se puede apreciar en forma gráfica las partes de un TC, el devanado primario es el conductor eléctrico por donde fluye la corriente eléctrica, y el devanado secundario dispone de un núcleo magnético y bobinado bañado en aceite en el tanque inferior, teniendo nivel de corriente inferior en relación con la corriente del primario.



**Figura 4.** Diagrama de transformador de corriente TC.  
**Fuente:** Tomada de «Implementación de un sistema de comunicaciones IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistema de generación y redes de distribución» por Ayala-Tenesaca, 2018, p. 20 [3].

### Concepto básico del efecto Faraday aplicado a sensores de corriente y Voltaje

Esta tecnología de PT'S Y CT'S ópticos, utiliza la fibra óptica como medio de captura de información de las corrientes y voltajes que fluyen en los cables eléctricos de potencia. En la figura 5, se puede apreciar que la corriente que circula por un conductor eléctrico induce un campo magnético que afecta la propagación de los haces de luz que viaja a través del núcleo de la fibra óptica que rodea el conductor de potencia. Un estado lineal de polarización gira en presencia del campo magnético presente en ese instante, eso debido a que se produce una birrefringencia en el vidrio, esto quiere decir que se obtienen dos índices de refracción distintos [11].



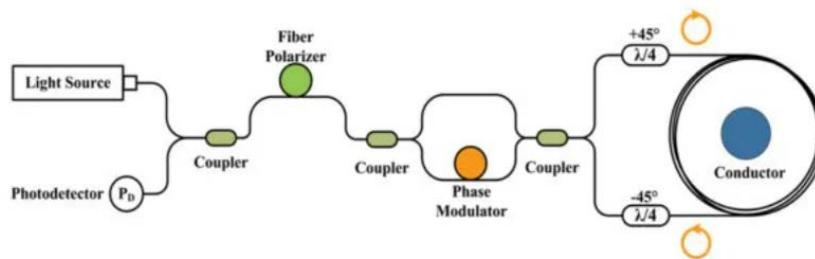
**Figura 5.** Efecto Faraday en un haz de luz.  
**Fuente:** Tomada de «Transformador de Corriente Óptico» por General Electric Company, 2016, p. 2 [11].

### **Transformadores de corriente ópticos**

Son equipos de medición, los cuales utilizan módulos de fibra óptica y transductores para convertir las señales luminosas que circulan por la fibra óptica en voltaje y corriente. Esta técnica es ya conocida hace mucho tiempo atrás, pero debido a que no se disponía de la tecnología digital, no podía ser aplicada en las subestaciones eléctricas de potencia. La figura 6, muestra la conexión interna de un TP Y TC óptico. Las ventajas de utilizar estas nuevas tecnologías son diversas, una de ellas es el desacople de la línea de alta tensión, baja interferencia de las señales eléctricas, se supera el efecto de saturación debido a las mejoras a los transitorios, fácil instalación, livianos, son totalmente seguros debido a que no tiene la tendencia de explotar como ocurre con los TC'S de corriente convencionales, sino se tiene las precauciones al poner en servicio estando abierto el secundario, el ancho de banda es amplio en el rango de los Khz [12].

### **Conexión de los PT'S Y TC'S ópticos**

Primero se debe tener una fuente de luz con tecnología led o a través de láser, esta fuente electrónica debe tener la intensidad necesaria para que el haz de luz circule por el cable de fibra óptica. El cable de fibra óptica Multimodo o Monomodo se enrolla en el conductor, por el cual está circulando corriente eléctrica, el cable de fibra óptica, por el cual pasa el haz de luz, es radiado por el campo magnético de la corriente del conductor eléctrico, y en ese momento la luz cambia de polarización, cambiando de fase, el haz de luz polarizado retorna después de todo su recorrido hacia el punto de inicio, y es recibido por un fotodetector electrónico, el cual mide esas variaciones. Con esto se verifica la diferencia de fase del haz inicial versus el final para obteniendo el campo magnético, y la corriente que circula por el conductor. En la norma IEC61850-9.2 con el protocolo Sampled values, en el bus de proceso ya lo menciona, y describe, como se debe realizar, para lograr la lectura de las señales analógicas [12].



**Figura 6.** Conexión de fibra óptica y censado de corriente en conductor eléctrico.

**Fuente:** Tomada de «Transformadores de Corriente ópticos Electrónicos – Subestaciones Digitales» por García, 2022 [12].

### Norma IEC 61869-9

Está caracterizada para la gama de transformadores de medida digital, y está destinada para ser utilizada con el estándar IEC 61850. Se puede apreciar en la figura 7, los requerimientos generales de la norma IEC61850-9.2, los lineamientos que se deben seguir. Realizando una comparación con los transformadores de medida convencionales, las comunicaciones digitales de estos instrumentos esta propensa a cambios constantes [13].

PRODUCT FAMILY STANDARDS	PRODUCT STANDARD IEC	PRODUCTS	OLD STANDARD IEC	
61869-1 GENERAL REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS	61869-2	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CURRENT TRANSFORMERS	60044-1 60044-6	
	61869-3	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-2	
	61869-4	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED TRANSFORMERS	60044-3	
	61869-5	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CAPACITOR VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-5	
	61869-6 ADDITIONAL GENERAL REQUIREMENTS FOR LOW POWER INSTRUMENT TRANSFORMERS	61869-7	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
		61869-8	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS	60044-8
		61869-9	DIGITAL INTERFACE FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS	
		61869-10	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW POWER PASSIVE CURRENT TRANSFORMERS	
		61869-11	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW POWER VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
		61869-12	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMERS AND COMBINED STAND ALONE INSTRUMENT TRANSFORMERS	
		61869-13	STAND ALONE MERGING UNIT	
		61869-14	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR DC CURRENT TRANSFORMERS	
		61869-15	ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR DC VOLTAGE TRANSFORMERS FOR DC APPLICATIONS	

**Figura 7.** Estándar IEC 61869-9 interfaz digital para un TC Y TP.

**Fuente:** Tomada de «International Estándar IEC 61869-9» 2023 [13].

## **2.2.2 Dispositivos Inteligentes y IEC61850**

### **2.2.2.1 Definición**

Las subestaciones digitales implican una solución y una arquitectura; por lo que la funcionalidad de la subestación se logra ahora predominantemente en el software.

Una subestación digital es aquella en la que los datos relacionados con el proceso primario se digitalizan inmediatamente, en el punto donde se miden. A partir de entonces, el intercambio de esos datos medidos entre dispositivos que pueda intentar suscribirse a ellos se realiza a través de ethernet, a diferencia de los kilómetros de cableado de cobre que existe en una subestación convencional [14].

### **2.2.2.2 Componentes dimensiones**

#### **Dispositivos Inteligentes (IED)**

Los equipos electrónicos inteligentes, tienen grandes prestaciones de Hardware y software, son interoperables y compatibles con toda la gama de equipos de su nivel, gracias a un archivo que dispone de su configuración y características, el cual lo identifica para la integración de un sistema de control Scada.

Se trata de periféricos inteligentes (Dispositivos Electrónicos Inteligentes). Son elementos de decisión (programas) que ejecutan actividades de mando, regulación y transmisión de información. Esta categoría incluye piezas como controladores, dispositivos de registro, desarrolladores de comunicación, relés de seguridad y contadores de energía [2].

#### **IEC61850**

La norma IEC61850 “Es un estándar para la automatización de subestaciones. Es parte de la International Electrotechnical Commission’s (IEC) Technical Committee 57 (TC57). El total de la norma se divide en 10 partes en las que se aborda aspectos relacionados con Requerimientos generales del sistema, Gestión de los proyectos de ingeniería y Requerimientos de comunicaciones. A partir de ello, propone un Modelo de Datos sobre el cual describe las capacidades de los IEDs” [9 p. 20].



**Figura 8.** Estructura de la norma IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

### Evolución y adaptación de la norma

La norma considera diversos protocolos, los cuales en muchos casos evolucionaron o fueron adaptados, normas que trabajaron en diversos sistemas de control scada; en la siguiente figura se puede verificar la evolución de la norma. Como se puede apreciar, son protocolos de hace más de veinte años atrás, utilizados en la experiencia americana y europea, entre ellos el MMS, el EPRI UCA, UCA2.0, ICCP, IEC60870-5, DNP3 [14].

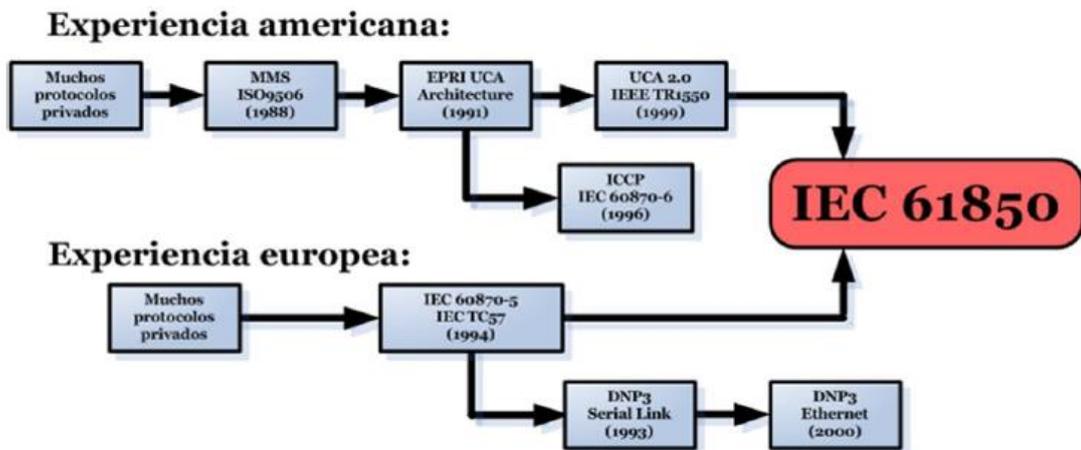


**Figura 9.** Protocolos usados mundialmente.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

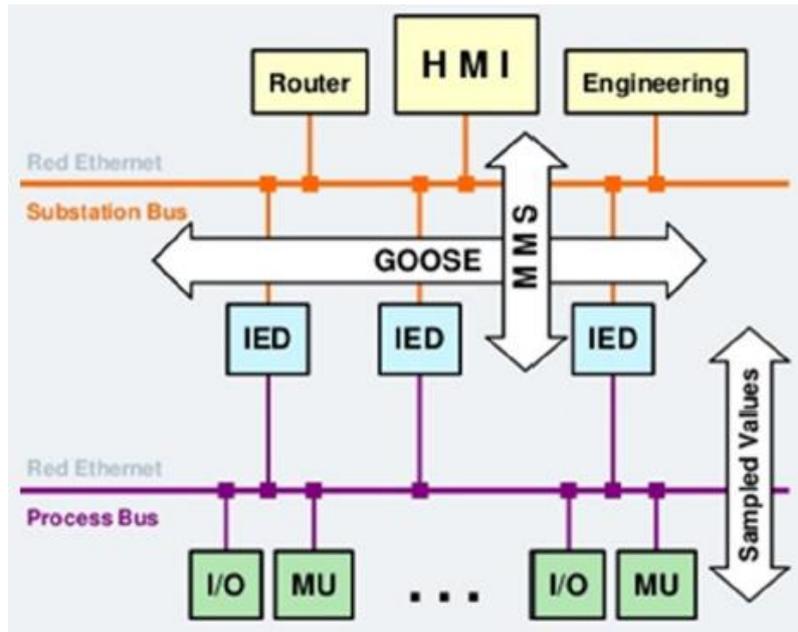
### Protocolos considerados en la norma

Fue una decisión importante, considerando todos los detalles para la interoperabilidad y el control en la industria eléctrica, los protocolos que fueron considerados son: el MMS, GOOSE, Sampled Values, cada uno de ellos dispone de particularidades diferentes, siendo el MMS utilizado para los reportes, envío de archivo Contrade dentro de la subestación aplicando una arquitectura cliente servidor, Mensaje GOOSE con el cual se puede decir que es el protocolo bandera de la norma, debido a su versatilidad y a la rapidez para el envío de información, entre los IED'S, disparos, interbloqueos, dentro de la red de datos, por último, los valores muestreados o Sampled Valued el cual es utilizado con los transformadores de corriente y de voltaje digitales en el patio de llaves, siendo estos dos últimos protocolos lo más rápidos de la norma, utilizando la misma arquitectura, suscriptor y publicador [14]. En la Figura 10, se visualiza todos los protocolos considerados, por parte de la experiencia Americana y Europea, cada uno de ellos en su momento fue considerado individualmente en los diferentes equipos de control, trabajando en forma independiente. La figura 11, muestra la dirección que sigue los protocolos MMS Y GOOSE en la norma, siendo primero la comunicación vertical y el segundo horizontal entre equipos.



**Figura 10.** Experiencia previa Estándar IEC 61850.

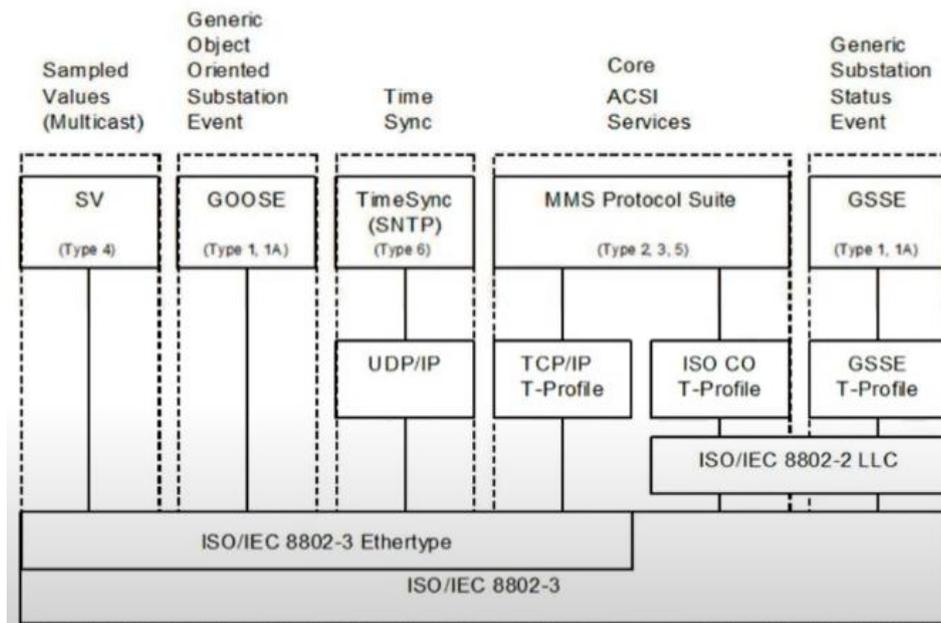
**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021. [14].



**Figura 11.** Protocolos Horizontales y Verticales Estándar IEC 61850.  
**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021. [14]

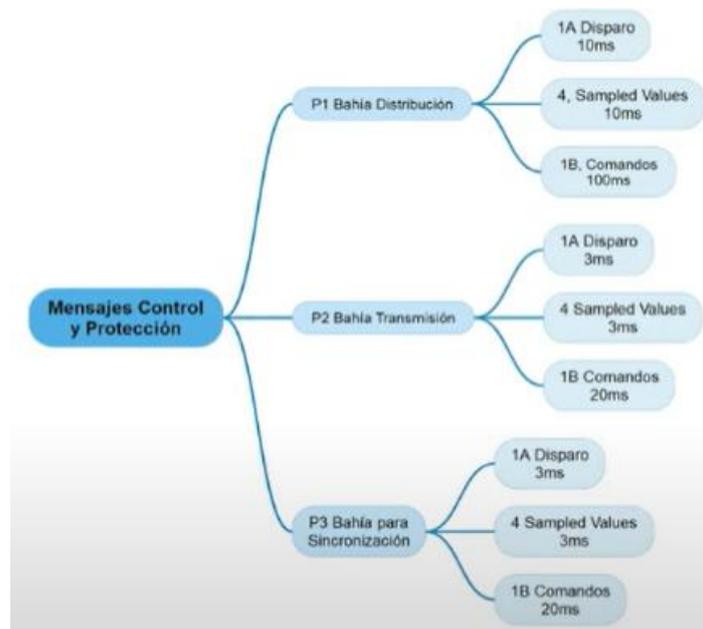
### Estampa de Tiempo

El tiempo es vital para la norma, en general para los tres protocolos mencionados, pero siendo más exigentes en el Goose y el SV, para esto se utiliza equipos de geoposicionamiento GPS, los cuales captan a través de antenas las señales de los diferentes satélites que proporcionan la hora, los minutos, los segundos, el año, el mes y el día, en forma precisa. La estampa de tiempo no es nada más que colocar a cada señal la hora exacta que se generó, desde su fuente destino, hasta el sistema scada. Para esto también se dispone de los protocolos para la sincronización de tiempos entre ellos el SNTP, el IRIG-B y el PTP, cada uno con características de precisión, lo cual es considerado en la norma. En la siguiente figura se puede apreciar, algunas consideraciones de los tipos de tiempos, y los tiempos dentro de cada mensaje en los protocolos que maneja la norma [21]. En la figura 12, se visualiza los tipos y niveles de tiempo dentro de cada uno de los protocolos de la norma, los cuales se reflejan en la figura 13, mostrando los tiempos característicos.



**Figura 12.** Protocolos y mensajes IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].



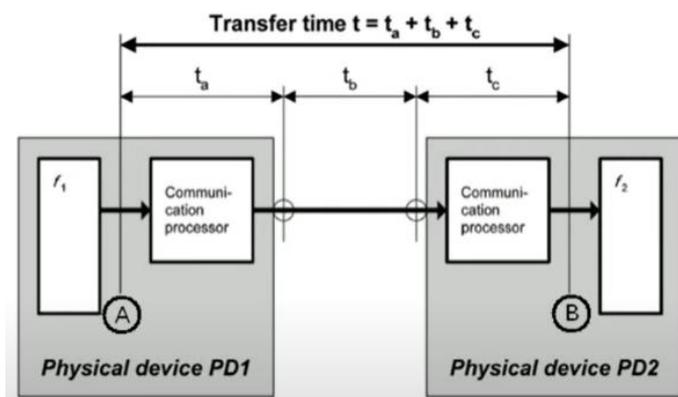
**Figura 13.** Tiempos de transferencia característicos mensajes GOOSE.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].

### Tiempos típicos entre equipos definidos en la norma

Si tuviéramos dos equipos IED'S conectados a través de algún medio de comunicaciones en forma directa, despreciando el procesamiento que realiza los conmutadores, y considerando un

tiempo de transmisión, de uno a otro con la siguiente consideración:  $t=t_a+t_b+t_c$ , como se muestra en la figura 14, donde  $t_a$  y  $t_c$  son los tiempos de procesamiento de los equipos, tanto del que envía como el que recibe, y el  $t_b$  es el tiempo que transcurre en el medio de comunicación, pudiéramos verificar el tiempo  $t$  el cual es un requisito en los tiempos que establece la norma [21].



**Figura 14.** Tiempos de transferencia entre dos equipos, mensajes GOOSE.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].

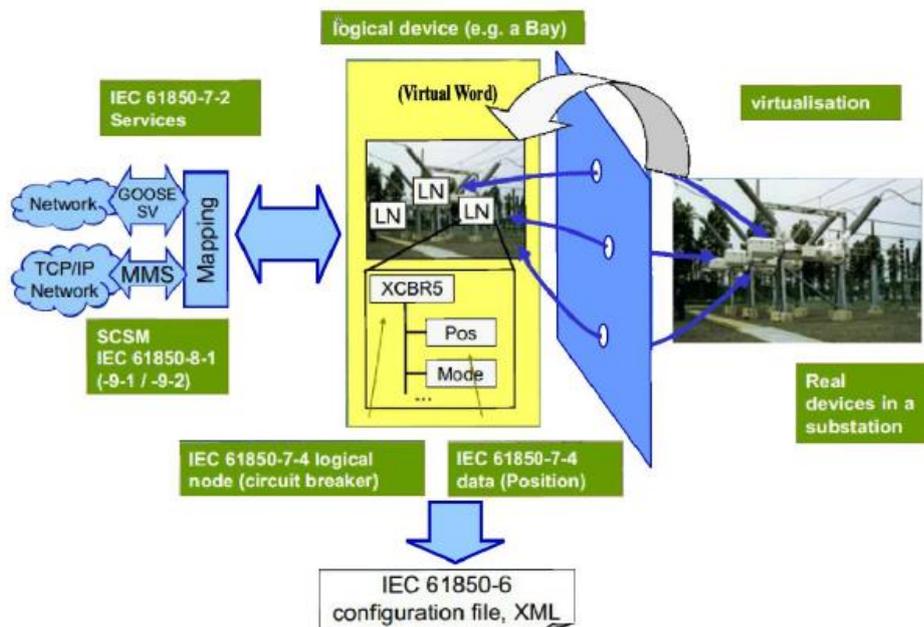
### Modelado de datos

En un patio de llaves, en una Subestación eléctrica de potencia, se tiene la aparamenta de equipos, que trabajan para no permitir y permitir que circule el flujo de corriente eléctrica y voltaje hasta los diferentes elementos dentro y fuera de ella, es lo convencional que se dispone hasta el momento. En el estándar IEC61850, todos estos equipos en patio son considerados para el envío de información hacia el sistema scada a través de los protocolos que contempla, pero para este fin se virtualiza cada uno de ellos [14].

Esto quiere decir que utiliza un modelo abstracto, así como un cuento de hadas para representar a cada equipo de patio, y lo asocia o lo nombra un Nodo Lógico (LN), siendo la parte fundamental de la norma [14].

Cada equipo es representado por un LN, y este se divide jerárquicamente, para representarlo, primero va la representación del equipo, el cual se clasifica según las consideraciones de la norma, luego, los valores básicos y comunes [14].

Esto también se complementa con los servicios, para que exista comunicaciones entre ellos, y con otro dispositivo dentro de la red. En la siguiente figura, se puede verificar las diferentes partes del modelo de datos considerado en la norma [14].



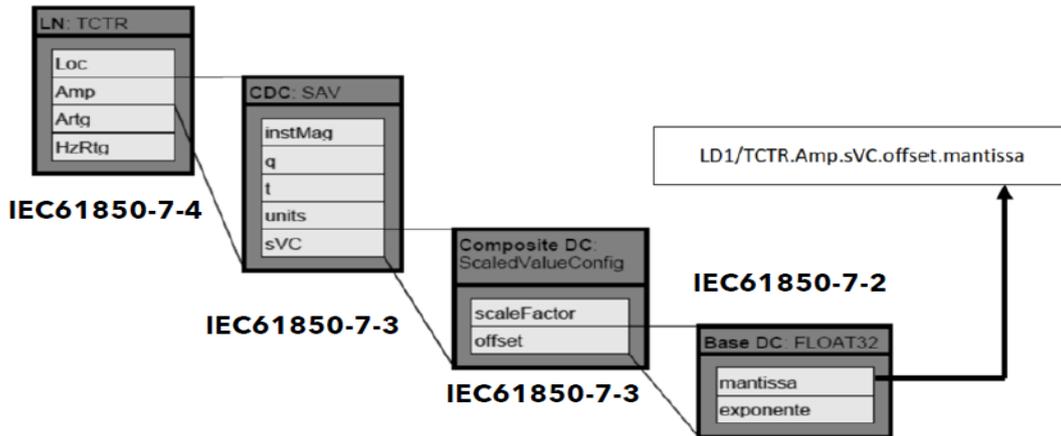
**Figura 15.** Modelado abstracto, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021. [14].

### Mapeo de la Información

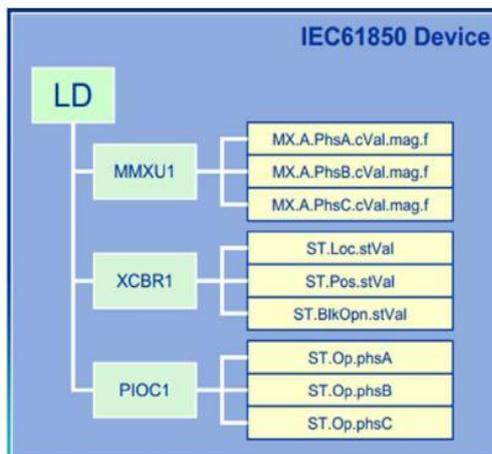
La norma considera un mapeo jerárquico, considerando en cada equipo IED mediciones de corriente, voltaje, posiciones; esto quiere decir, que cada LN dispone de información importante, la cual puede ser tomada digitalmente desde el mapa jerárquico. Esto es muy importante, debido a que, no sería necesario realizar circuitos eléctricos físicos adicionales, para cualquier aplicación en el futuro.

En la figura 16, se puede apreciar un dispositivo Lógico (LD), el cual representa a un dispositivo físico, que a su vez alberga a Nodos lógicos (LN'S), y cada LN, contempla datos básicos, comunes. Como se puede apreciar en la figura 16 y 17, la estructura de la norma es jerárquica y ordenada [14].



**Figura 16.** Modelado jerárquico, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021. [14].



**Figura 17.** Mapeo de la información, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021. [14].

### Lenguaje de configuración considerados en la norma

La norma contempla el lenguaje de programación de subestaciones SCL, el cual es esencial para la configuración de equipos IED de diferentes fabricantes o de uno solo, es lo que hace a la norma interoperable, debido a que, es el estándar que tiene para todos los equipos. El lenguaje está escrito con texto plano basado en XML (Lenguaje de marcado extensible), el cual es sencillo, proporcionando etiquetas, y agrupando la información en forma ordenada [14].

El Lenguaje SCL, contempla también hasta seis tipos de archivos, gracias a los cuales se intercambia información de los diferentes equipos IED'S [14].

Archivo CID (Descripción de la configuración en el equipo IED): Archivo configurado con todos los parámetros considerados en la red actual [14]. Archivo ICD (Descripción de la capacidad del equipo IED): Archivo que viene con el equipo de fábrica, con funciones preconfiguradas [14].

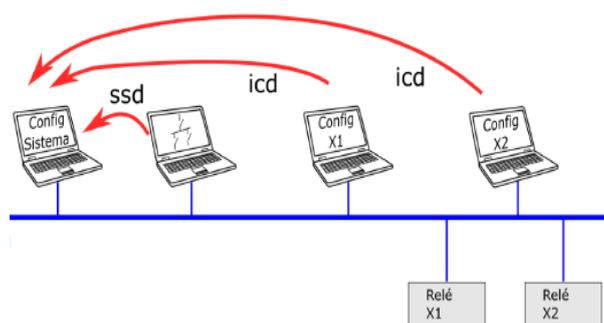
Archivo SSD (Descripción de las especificaciones de todo el sistema): Archivo que todavía no está configurado, pero se tiene la estructura de la configuración de la subestación [14].

Archivo SCD (Descripción de todo el sistema configurado): Archivo configurado de todo el sistema en conjunto) [14].

### Inicio de Ingeniería configuración de equipos y sistema

La norma contempla, para la integración de equipos, la información inicial de cada uno de los IED, ya sea de un mismo fabricante o de diferentes fabricantes, esto se genera mediante la creación de ICD y SCD [14].

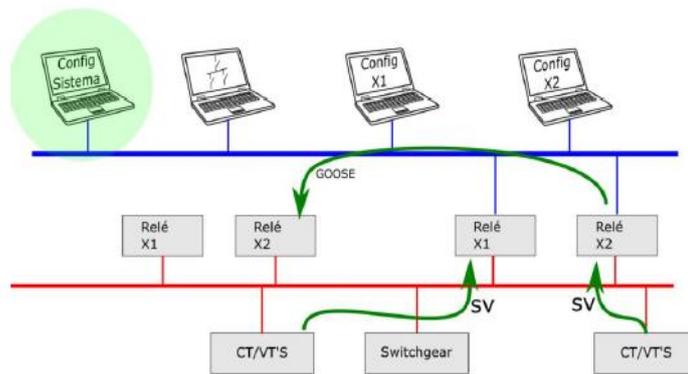
Se extrae cada uno de los archivos ICD de cada uno de los equipos dispositivos inteligentes, luego se carga a la configuración del sistema, esto se puede apreciar en la siguiente figura.



**Figura 18.** Primera etapa Implementación archivos, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

Luego se parametriza cada uno de los equipos IED con el configurador de sistema con el objetivo de que todo concuerde entre los diferentes equipos, por último, obtenemos los archivos SCD Y CID. En la figura 19, se visualiza la comunicación dentro de la red ethernet de protocolo Goose (de equipo a equipo) y el protocolo SV (de equipo de patico hacia equipos IED'S).



**Figura 19.** Segunda etapa Implementación archivos, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

### Comparación de Tiempos Función sobre corriente GOOSE y Cable Físico

Este ejercicio se toma de una prueba generada con maleta de pruebas de la marca MEGGER, donde se comparará los tiempos, desde que se envía la señal producto de la ejecución de la función de sobre corriente y diferencial, hasta la llegada para su recepción, se puede apreciar que no hay demasiada diferencia entre las mediciones [21]. La figura 20, muestra el tiempo generado de la prueba con la función sobre corriente, tiempo Trip GOOSE 1.78, Trip con cable físico: 1.883. En la figura 21, se puede apreciar la prueba con la función diferencial, TRIP Goose 0.029, trip generado con cable físico: 0.034.

COMPARACION GOOSE VS FISICO SOBRECORRIENTE								
State		Current				Voltage		
#	Description	Channel	I (A)	∅ (°)	f (Hz.)	Channel	V (V)	∅
1	FALLA	I1	2.10	0.0	60.000			
	END	I2	2.10	120.0	60.000			
	Timeout : 5000 ms	I3	2.10	240.0	60.000			
2	END	I1	0.00	0.0	60.000			
	END	I2	0.00	120.0	60.000			
	END	I3	0.00	240.0	60.000			
Timer Name		Time (s)		Min. Value (sec.)		Max.		
TRIP GOOSE		1.878		1.500				
TRIP FISICO		1.883		1.500				

**Figura 20.** Comparación Goose VS Cable eléctrico físico Sobrecorriente.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].

COMPARACION GOOSE VS FISICO DIFERENCIAL							
#	State	Description	Current			Voltage	
			Channel	I (A)	$\phi$ (°)	f (Hz.)	Channel
1	FALLA		11	2.10	0.0	60.000	
	END		12	2.10	120.0	60.000	
	Timeout : 5000 ms		13	2.10	240.0	60.000	
2	END		11	0.00	0.0	60.000	
	END		12	0.00	120.0	60.000	
	END		13	0.00	240.0	60.000	
Timer Name					Time (s)	Min. Value (sec.)	Max
TRIP GOOSE					0.029	0.000	
TRIP FISICO					0.034	0.000	

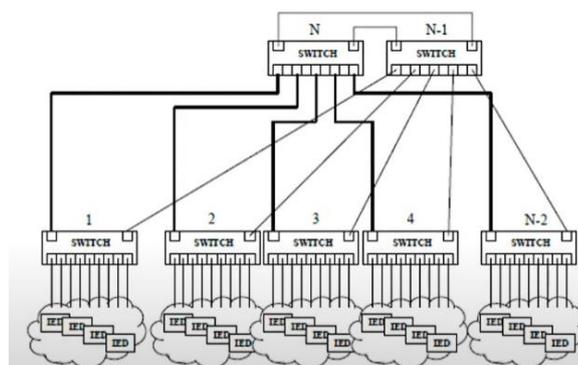
**Figura 21.** Comparación Goose VS Cable eléctrico físico Diferencial.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].

### Topología ethernet de red recomendada dentro de la norma

La norma se creó en base a redes ethernet, las cuales vienen funcionando desde ya hace bastante tiempo en las redes con tecnologías de Información IT, y la redes operacionales OT, esto quiere decir que se aprovechó la tecnología existente adaptando y mejorando algunos principios de funcionamiento, ejemplo de ello son los Switch de comunicación, los cuales mejoraron para que funcionen en la industria, siendo más robustos, y con inmunidad a los campos magnéticos, robustos para diferentes ambientes. Un concepto importante para considerar son las topologías de redes, las cuales permiten a los diferentes equipos en una red de datos conectarse entre sí, dando protagonismo a los equipos Switch con la conmutación interna de los datos que llegan a un puerto, y retransmitiendo por otro, esto dio origen a las redes tipo anillo y estrella, las cuales tienen características independientes para su funcionamiento, una de las recomendaciones de las normas es utilizar estas dos alternativas a la vez, con esto hacer que el sistema tolere fallas, y no se pierda información y datos entre los diferentes IED's [16].

Otro punto importante es la redundancia de comunicaciones, utilizan dos equipos, uno principal y otro redundante, cada equipo con dos puertos de red conectados a la red de datos redundante, esto se puede apreciar en la siguiente figura [21].



**Figura 22.** Topología de comunicaciones recomendada, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].

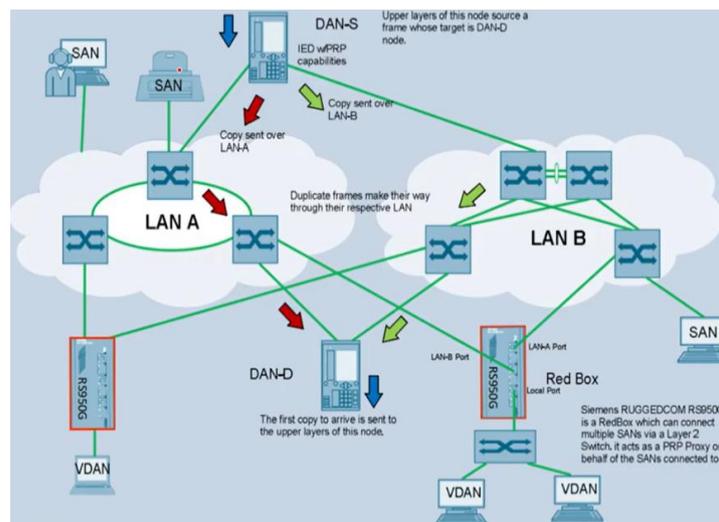
### Redundancia de comunicaciones recomendado en la norma

Mantener el tiempo de envío y recepción de los mensajes goose, y realizar el muestreo de las señales análogas de corriente y voltajes recibidas de los transformadores de corriente y voltaje dentro de una red de datos ethernet, no es fácil para los protocolos y equipamientos de redes, en la actualidad la norma exige tiempos de restablecimiento de cero segundos [14].

Los Protocolos Spanning Tree Protocol STP, Rapid Spanning Tree Protocol RSTP y Micro Rapid Spanning Tree Protocol, vienen trabajando en las redes ethernet con muy buena eficiencia en la convergencia de la información, dando la redundancia necesaria, para que los datos sigan fluyendo hacia su destino, teniendo un tiempo de recuperación entre 1 segundo, hasta los 4 milisegundos en restablecerse, pero para este caso no sería crítico que se pierda alguna información en una red de datos de oficina o se demore en llegar un correo. Para el caso de los protocolos Goose y Sampled Values, es necesario considerar tiempos de restablecimientos inclusive de 0 segundos [14].

La norma IEC62439-3, con su Protocolo redundante paralelos PRP y Alta Disponibilidad HSR, proporcionan alternativas técnicas para construir redes con baja convergencia, con esto se logra que lo datos se restablezcan en caso se presente alguna falla física de algún cable de red y, por consiguiente, la información llegue a su destino. Esto debido a la toma de la muestra de una señal senoidal, la cual debe ser de 80 muestras, para los 60 Hz, esto quiere decir, que el tiempo entre cada muestra es de 200 microsegundos [14].

En la versión 2 de la norma IEC61850, ya se contempla utilizar arquitecturas sin saltos, con esto es recomendable utilizar el PRP y el HSR, en la siguiente figura se muestra una red PRP [14].

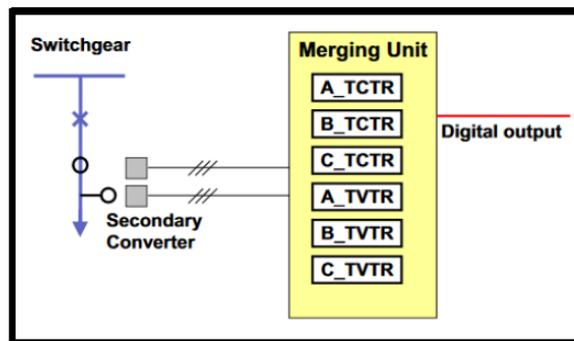


**Figura 23.** Protocolo redundante PRP.

**Fuente:** Tomada de «Subestaciones Digitales sobre el estándar IEC 61850» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

### Mergin unit (ME)

Los equipos Mergin Unit ME, son dispositivos IED'S considerados en la norma IEC61850, que sirve como frontera entre el bus de proceso, el de Bahía y estación, siendo el que le da el valor agregado a la norma, debido a su ubicación física y estratégica en el patio de llaves, es el que recibe a través de sus tarjetas analógicas los valores de corriente y voltaje proveniente de los PT'S Y CT'S, tomando muestras analógicas y convirtiéndolas al protocolo Sampled Values, y enviarlos por la red ethernet a los diferentes equipos que necesiten de estas señales; de igual forma, está preparado para recibir y enviar señales discretas de los interruptores equipos en patio (Interruptores, seccionadores, circuito de interbloqueo), con esto ingresar a la red de datos protocolos goose, para el equipo IED que lo necesite. La MU es un puente de comunicación para los niveles de proceso (actúan los transductores de corriente y voltaje TC's/TP's), y bahía en los cuales se encuentran los IED y dispositivos de protección presentes en la subestación eléctrica [14]. En la figura 24, se muestra la recepción de señales discretas provenientes de un TC, y él envío digital hacia otros niveles de proceso. En la figura 14, un equipo ME de la marca Siemens.



**Figura 24.** Funcionamiento básico de una Mergin Unit.  
**Fuente:** Tomada de «Implementación de un sistema de comunicaciones IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistema de generación y redes de distribución» por Ayala-Tenesaca, 2018, p. 22. [3].



**Figura 25.** Equipo Mergin Unit Siemens.  
**Fuente:** Tomada de «Subestaciones Digitales sobre el estándar IEC 61850» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

## Fibra óptica

Consiste en un hilo tubular hueco translucido y maleable muchas veces comparado como un cabello, resistente a las perturbaciones electromagnéticas, con escasas mermas y un gran ancho de banda.

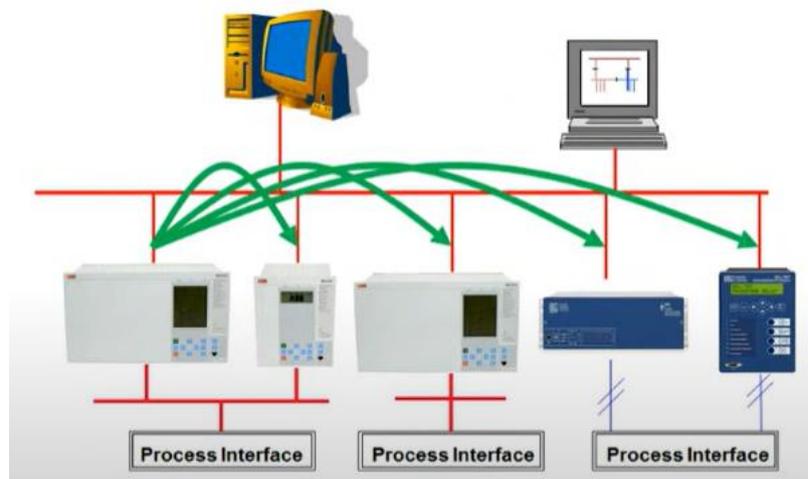
Con un solo hilo de fibra, puede transmitir más de 10,000 Canales de voz.

Se clasifican en dos grupos, Monomodo y multimodo, la primera con un diámetro de núcleo de 8 micras, y la segunda 50 Micras.

Mas adelante se tocará el tema de la relevancia que tiene el uso de cable de Fibra óptica en la subestación, con esto reducir la cantidad de cables eléctricos entre el bus de procesos y el de estación.

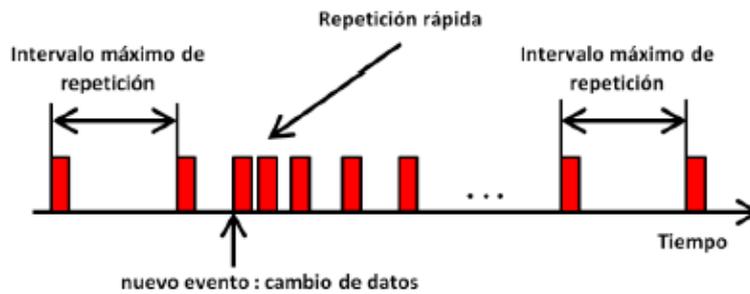
## Protocolo de comunicaciones GOOSE

El servicio se emplea para proporcionar datos cruciales en un periodo temporal, en su mayoría datos binarios sobre el estatus de las alarmas, signos de activación, enclavamientos, reconexiones y otros parámetros. Dicha transmisión es viable gracias a la asignación dirigida a la capa de enlace, que posteriormente se enruta a la capa física, así como al hecho de que se trata de un servicio multidifusión. La comunicación se realiza bajo la arquitectura, suscriptor, publicador, esto quiere decir que: mientras un equipo IED envía un mensaje, este es escuchado por todos los equipos IED'S de la red de datos, y solo ejecuta el que tiene el identificador ID [2]. En la Figura 26 y 27 se aprecia la interacción del protocolo y los equipos.



**Figura 26.** Comunicación mensajes GOOSE, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Análisis de tiempos en IEC 61850» por Tonos, Megger, 2023 [21].



**Figura 27.** Retransmisión Implementada en GOOSE, Estándar IEC 61850.

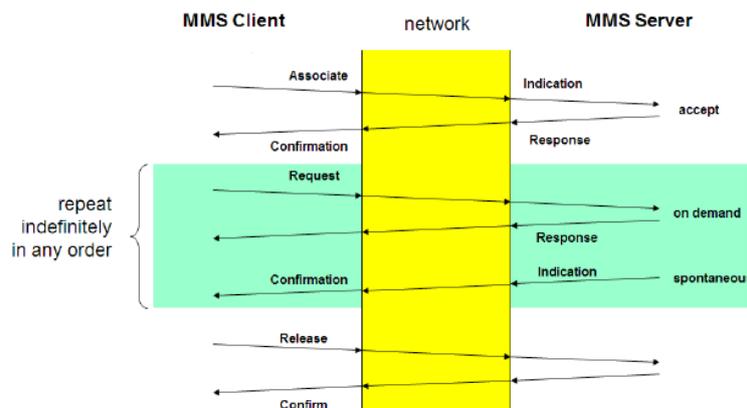
**Fuente:** Tomada de «Diseño de la subestación Digital “Placido Rosas” 150/63/31,5Kv, conforme a la norma IEC 61850» por Camaño-Torres, 2020, p. 14. [2].

### Protocolo de comunicaciones Sampled Values (SV)

Utilizando un dispositivo semejante a los avisos GOOSE, el SV es un servicio editor/suscriptor que permite la transmisión de mediciones por muestra a partir de transformadores. El editor efectúa el sondeo de las entradas con una periodicidad predeterminada, añadiendo una etiqueta de número de muestreo (relacionada con la armonización horaria) para que los abonados corroboren la cadena de valores proporcionada por el servicio. La norma IEC 61850-7-2 establece los servicios y la IEC 61850-9-2 especifica cómo deben enviarse a través de las redes Ethernet. [2].

### Protocolo de comunicación MMS

Entre el SCADA local (Cliente) y los IEDs de Seguridad y Supervisión (Servidores), se emplea el protocolo MMS (Manufacturing Messaging Specification) para la transmisión de servicios como la realización controles, autodescripción e informe, en la siguiente figura se muestra el envío y recepción de información [2].



**Figura 28.** Inicio y fin de la comunicación, Estándar IEC 61850.

**Fuente:** Tomada de «Estándar para la Automatización de Subestaciones» por Rojas, Axon Group, 2021 [14].

## RTU

Equipo de comunicaciones que tiene la función de recibir señales discretas y analógicas en lugares distantes y remotos, con la finalidad de enviarlas a un centro de control a través de radio frecuencia, fibra óptica o cobre, todo esto cuando se presente un evento no deseado o previamente configurado. Con esto se monitoriza la señal desde un centro de control en tiempo real.

### Cables en una subestación eléctrica convencional y nuevas tendencias

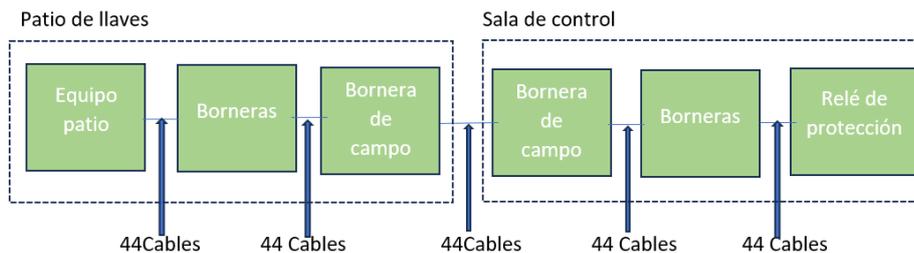
La cantidad de cables en una subestación eléctrica, depende del número celdas y circuitos de potencia, el nivel de voltaje, antigüedad del equipo y tecnología instalada en el patio de llaves. Comúnmente el cobre es el principal medio de transporte de las señales analógicas y digitales entre los diferentes equipos. El número de cables considerado para la conexión eléctrica desde el patio de llaves hasta un relé de protección es de 44. se utiliza un gran número de cables multiconductores, una parte de estos, para los estados del Interruptor, (disparo/cierre), considerando también los cables del secundario de los PT'S y CT'S las longitudes desde esa ubicación hasta las salas de control tienen un promedio de 200 y 500 m [15]. La figura 29, muestra la cantidad de conductores eléctricos.



**Figura 29.** Conductor eléctrico removidos de canaletas en la Subestación.

**Fuente:** Tomada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana» por Charle-Zniber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 3 [15].

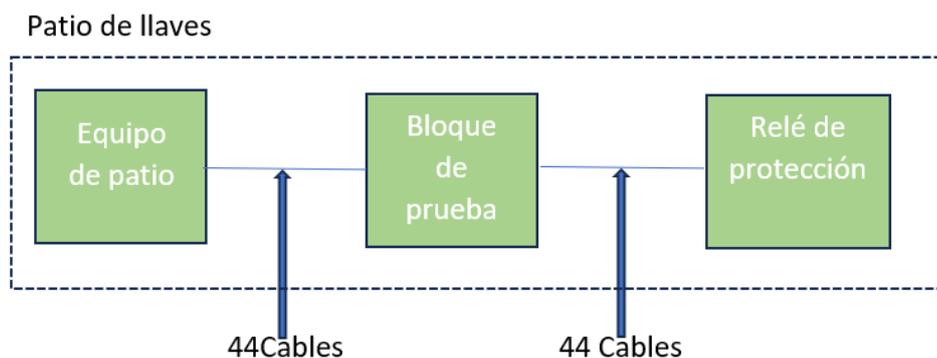
Las conexiones Horizontales de cables eléctricos entre los diferentes equipos conducen flujo de información analógica y digital en tiempo real [15]. La figura 30, muestra la cantidad de cables eléctricos.



**Figura 30.** Cables eléctricos desde patio de llaves hasta sala de control.

**Fuente:** Adaptada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana», por Charle-Zniber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 4 [15].

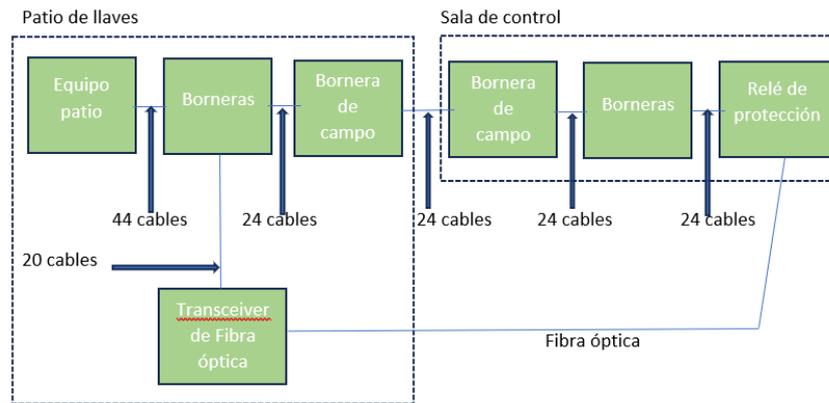
El número de cables en relación con el número de puntos medidos y controlados, es relativamente constante; pero si se coloca el equipo de protección y el controlador en el mismo patio de llaves, se reduce significativamente el número de cables [15]. En la figura 31, se puede apreciar la disminución de cables eléctricos.



**Figura 31.** Instalación de cables eléctricos en patio de llaves.

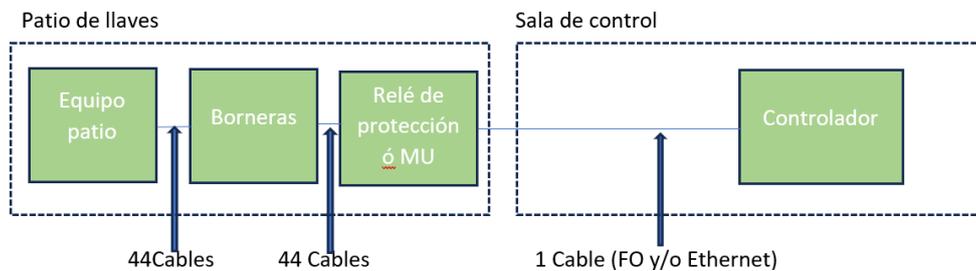
**Fuente:** Adaptada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana», por Charle-Zniber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 4 [15].

Con este nuevo concepto, reducimos significativamente el número de cables y el número de equipos instalados en sala de control, esto genera un nuevo reto en la fabricación de equipos IED's, que sean adecuados para los ambientes en la intemperie, inmunes a interferencias electromagnéticas, y a la humedad. Con esto las comunicaciones digitales discretas de entrada y salidas simplifica y reducen a gran medida la instalación de infraestructura y cables eléctricos. Un promedio del 50 % del número de cables desde el patio de llaves y la sala de control instalados en canaletas de concreto o metálicas están destinados al control de los interruptores de potencia, la otra parte está destinada para la instalación de cables desde los secundarios de los CT'S y PT'S, para optimizar, otra de las opciones en realizar un concepto Híbrido, donde las señales de control viajen por el cable eléctrico, y las señales analógicas viajen por fibra óptica, a través de equipos Transceiver de FO hasta lo relés de protección [15]. La figura 32, muestra el empleo de fibra óptica.



**Figura 32.** Reducción de cables eléctricos en patio de llaves.  
**Fuente:** Adaptada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana», por Charle-Zniber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 4 [15].

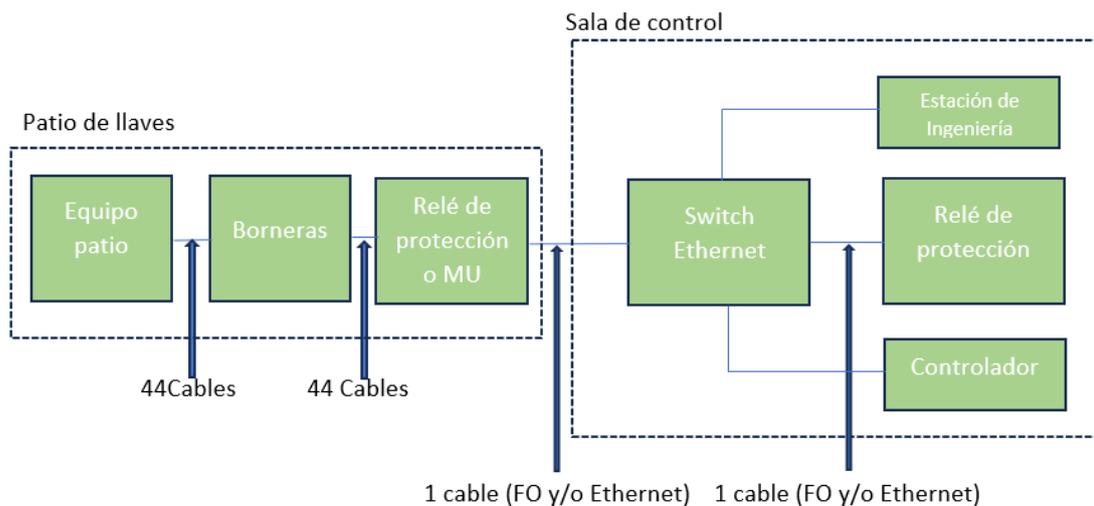
La instalación de equipos IED'S en patio de llaves, proporciona reducción de cables eléctricos, reducción de obras civiles para canalizaciones de cables, reducción de equipamiento, también crea una salud en los datos debido a la monitorización de estos. Los protocolos desarrollados en el transcurso del tiempo por organizaciones como la IEE y IEC contribuyen para lograr la digitalización en las subestaciones eléctricas de potencia, teniendo como avance la mensajería GOOSE y el muestreo de señales analógicas de tensión y corriente a través del protocolo Sampled Values. El monitoreo constante de la salud de las señales, es esencial en la seguridad de sistema eléctrico de una subestación, con esto se garantiza la correcta operación de los diferentes elementos de maniobra ubicados en patio de llaves. El silencio de la información digital que recorre todos estos cables eléctricos debido a una ruptura, un borne en mal estado, mordedura de roedor, corto circuito; se suprime, esto mejora la confiabilidad del proceso. Las ventajas de los cables de fibra óptica versus los de cobre, contribuyen con la optimización del número de cables, debido que un cable de fibra tiene ancho de banda suficiente para sustituir un gran número de cables eléctricos, y sobre todo, se dispone de las estandarizaciones necesarias con el IEC61850 [15]. La figura 33, muestra el empleo de un solo cable de fibra óptica.



**Figura 33.** Diagrama simplificado, reducción de cables eléctricos.  
**Fuente:** Adaptada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana», por Charle-Zniber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 4 [15].

Como se puede apreciar en la figura 16, la implementación de estas nuevas instalaciones es sencilla. Sin embargo, no se aprovecha en su totalidad las bondades de una red ethernet. La conexión desde el relé de protección al controlador en sala de control es punto a punto por su interfaz de datos, esto se mejora con un concepto interoperable basados en la conexión de switch capa 2 ethernet y una red de área local, esto se puede verificar en la siguiente figura [15].

La figura 34, muestra el esquema de conexión optimizado entre los niveles de proceso y estación.



**Figura 34.** Sistema de comunicación entre patio de llaves y sala de control.

**Fuente:** Adaptada de «Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Ghana», por Charles Zníber-Botza-Dolezilek-McDevitt, 2013, p. 5 [15].

### 2.2.3 Seguridad de la Red ethernet en una subestación eléctrica

Las redes ethernet vienen siendo implementadas hace una década con excelentes resultados en las redes TI, tecnología de la información, y las redes TO operacionales. Asumieron las redes convencionales ethernet, para aplicarlas a entornos industriales y subestaciones eléctricas, esto es lo que tomó el estándar IEC 61850 como autopista de comunicaciones para sus protocolos, MMS, GOOSE, la idea de este estándar era emplear lo que ya existe y modificar y crear algunos puntos críticos, todo esto para darle seguridad de las operaciones en los sistemas de potencia. Los protocolos de datos como el RSTP árbol de expansión rápida, también viajan por redes de datos ethernet, esto tiene que ver con la redundancia en las comunicaciones, la cual es un punto importante para la continuidad de los datos en caso falle un cable de red ethernet. La confiabilidad de las redes TO, también es asegurar que los IED'S dispongan, de por lo menos dos puertos de red ethernet, asegurando así la redundancia con los switches de datos ethernet. En una red OT es necesario disponer de mensajes rápidos y confiables, para los enclavamientos y protecciones. Los mensajes GOOSE requieren que los tiempos de entrega de información sea de menos de cuatro milisegundos

y el 99.99 % se exige que el 0.01 % experimente un máximo de 10 a 30 milisegundos, esto mirando siempre los esquemas de protección de las aplicaciones del proyecto [15].

Los requisitos en el envío de la información de los datos en una red TO son: la redundancia, la baja latencia; proporcionando caminos alternos en caso falle el Switch de datos, y los mensajes de multidifusión con los IED'S, todo esto con el estándar IEC61850. Los mensajes GOOSE se envían por toda la red de datos a los diferentes equipos, y los equipos que no contenga el ID, no responden a la petición, solo contesta el que fue llamado, teniendo el objetivo de ejecutar la acción solicitada. Otra alternativa para optimizar las comunicaciones, se separa los diferentes sistemas dentro de la red LAN, a través de VLAN virtuales, de esta forma, mantenemos separados los siguientes: el direccionamiento IP, las protecciones, los mensajes MMS de bus de estación, el video, la gestión de equipos [15].

#### **2.2.4 Bases Legales**

Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería Osinergmin N°083-2021-OS/CS.

Que, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832), mientras que el artículo 13 inciso b) dispone que una de las responsabilidades de importancia pública del COES se centra en el establecimiento de los procesos para el funcionamiento del SEIN y la operación del mercado, el capítulo cinco establece los requisitos para la adaptación del régimen legislativo de la conducción que es necesario controlar.[16].

En el PR-20, uno de los requisitos es la puesta en servicio y pruebas, es disponer de infraestructura necesaria para envío de señales en tiempo real, de acuerdo con lo establecido en la NTCOTR Y NTIITR [16].

### **2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS**

#### **Interfaz gráfica**

Las Interfaces gráficas Posibilitan la creación de visores con diversas composiciones de texto y/o gráficos, que determinan las modalidades de control, supervisión y mando de los sistemas eléctricos de potencia [5].

#### **Eventos alarmas**

Los eventos y las alarmas están fundamentadas en la observación de variables de acuerdo con la caracterización de diversos parámetros del sistema. Se les atribuye como acontecimientos desfavorables [5]. Los cuales deben ser monitorizados por los operadores del sistema eléctrico de potencia.

### **Etiqueta Scada (Tag)**

Es el nombre de la variable definida en el sistema, esta es reconocida en el scada, como una alarma con el nombre de la variable a monitorizar, también es llamada variable de campo y son definidos por el cliente final [5].

### **Tendencia**

Posibilita la visualización por parte del operador hacia las variables, el rendimiento y desempeño de las variables de su sistema de energía eléctrica, mediante la visualización de gráficos de tensión, corriente, frecuencia y potencia en tiempo real o el almacenamiento de tendencias anteriores [5].

### **Señal analógica**

Muestra tomada en forma análoga, la cual dispone de amplitud y frecuencia, generalmente de baja intensidad, para que los instrumentos de medición y protección puedan procesarlos.

### **Señal discreta**

Es aquella que dispone de dos valores lógicos, uno o cero, sus niveles de amplitud y frecuencia son fijos, muchas veces normalizados. El uno, representa amplitud, ya sea positiva o negativa, sin embargo, el cero representa la ausencia de niveles de voltaje.

### **Automatización**

Proceso por el cual se controla un dispositivo en la industria de forma automática, dispone de una unidad central de procesos Scada, y HMI por los cuales se verifica la representación de los dispositivos de campo.

## **CAPÍTULO III**

### **MÉTODO**

#### **3.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

El método de investigación es analítico- sintético, debido al análisis previo de la Subestación, y luego la síntesis se aplica de acuerdo con los resultados obtenidos.

En este método el desarrollo de la evaluación se realiza sintetizando los aspectos y características de todos los componentes del conjunto, y la sinterización se realiza, en vista de los encontrado en el análisis [17].

#### **3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El tipo es aplicada propositivo, en medida se propone a través de nuevas tecnologías, y nuevo equipamiento, implementar una propuesta para mejorar la operación en la SE Moquegua de Engie energía Perú.

Una investigación de este tipo procura englobar, intervenir, realizar y cambiar un mundo de dilemas [18].

#### **3.3 NIVEL DE INVESTIGACIÓN**

El nivel de investigación es explicativo, debido a que se explicará las condiciones y el contexto del funcionamiento de la subestación eléctrica de potencia, para lo cual se explica la relación de las variables a analizar.

En la metodología explicativa busca entender el motivo de un determinado fenómeno y las circunstancias que se genera, así como el vínculo entre dos o varios componentes [18].

### **3.4 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

El diseño es experimental, debido a que se manipulará la variable independiente, se compara la subestación convencional, con subestación moderna, luego, después de esto se analiza la propuesta de implementación [19].

El diseño aplicado entrega un incentivo o empuje organizado de unidades analizadas, y enseguida evalúa uno o varios parámetros con esto determinar el nivel en el que el conjunto se encuentra, en referencia al parámetro [19].

### **3.5 POBLACIÓN Y MUESTRA**

En la presente investigación la población y la muestra son iguales, corresponden a la subestación de potencia de la ciudad de Moquegua Engie.

### **3.6 TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

#### **3.6.1 Técnicas de recolección de datos**

Se utiliza dos técnicas, la observación y captura del mapa de eventos del sistema scada, como también la documental y de registro para su posterior análisis.

#### **3.6.2 Instrumentos de recolección de datos**

Se utiliza el software de monitoreo scada para la recolección de datos discretos y analógicos.

### **3.7 TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS**

Se utiliza la técnica y procedimiento estadístico, en algunos casos los datos se analizaron en tiempo real, siempre con los procedimientos descritos en la norma IEC61850.

### **3.8 INGENIERÍA DE DISEÑOS**

Diseñar la implementación del estándar IEC 61850 para mejorar la operación de la subestación S.E. Moquegua, implica abordar varios aspectos técnicos y operativos. A continuación, se presenta un enfoque general para plantear el diseño de ingeniería:

- Paso 1. Revisión de objetivos y requisitos

Para la elaboración del estudio se plantearon objetivos que guiaron el trabajo para lograr cumplir las metas planteadas, además que la propuesta de implementación de una red estándar tiene beneficios que aportan al desarrollo de la subestación de Moquegua.

- Paso 2. Análisis de la situación actual de la subestación

Para plantear la propuesta, se tiene que conocer la situación actual de la subestación, de esta manera, establecer en que área o sector se puede realizar la mejora, además también

por medio de este se conoce la cantidad y aspectos que son necesarios para el desarrollo de cálculos.

- Paso 3. Selección de dispositivos y equipos IEC61850

Al conocer la situación actual se hace la selección de las áreas en las cuales se llevará a cabo la propuesta, en este caso se trabaja con la sala de control y el patio de llaves, desarrollándose en este escenario los posteriores cálculos, simulaciones y desarrollo de la propuesta.

- Paso 4. Integración del sistema de protección y control

La integración del sistema se ve reflejada en las distintas tablas que respaldan la información de señales 138 kv, además de la representación gráfica de la situación actual vs la propuesta.

- Paso 5. Pruebas y validación

Para el caso de pruebas se desarrolla la tabla número 3 y 4, donde se muestran los parámetros tomados, así como el equipo total, las mediciones del sistema actual y del sistema propuesto, así como también se evidencia la mejora que se lograría con la propuesta, con la reducción de cables y los cálculos de costos que también son un beneficio para la subestación de Moquegua.

### **3.9 TOMA DE DATOS**

Procedimiento de toma de datos del scada Zenon de la Subestación eléctrica.

- Paso 1: Se planificó el día y la hora de la interrupción del suministro, personal de operaciones elabora la secuencia de maniobras a solicitud de mantenimiento, previa coordinación con el centro de control Engie, y estos con el COES.

Para realizar la secuencia de maniobras se verifica los esquemas unifilares, con esto la ubicación de los elementos de maniobra de la celda a intervenir.

La secuencia de maniobra fue aprobada por parte del jefe de sistemas de potencia, y el coordinador de operaciones.

- Paso 2: Para ejecutar la maniobra, el operador de turno o personal de control y comunicaciones, ingreso sus credenciales al entorno gráfico del sistema Scada de la SE Moquegua, en este caso el scada Zenon.
- Paso 3: Antes de la intervención, el encargado de realizar la maniobra comunica a todos los involucrados e interesados el inicio de las maniobras, para esto, es indispensable que una persona se encuentre en el patio de llaves, a una distancia prudente, con el objetivo de visualizar los elementos de maniobra.

- Paso 4: El operador de turno visualiza la secuencia de maniobras, e informa al personal ubicado en campo, la primera acción a realizar en este caso, la apertura del Interruptor de la celda L2027 y 2028.
- Paso 5: El operador recibe el feedback de personal de campo para que inicie maniobra.
- Paso 6: El operador en sala de control selecciona en el gráfico unifilar general, ver figura 35, teniendo la posibilidad de dirigirse a la celda específica de maniobra.
- Paso 7: El operador de control verifica el código del elemento de maniobra, y con el mouse lo selecciona y da un click. En ese momento se muestra una ventana emergente (pop ups), la cual tiene la función de confirmar la acción.
- Paso 8: Se ejecuta la acción de apertura, y el interruptor interactivo, confirma gráficamente la acción ejecutada. El operador en campo confirma acción.
- Paso 9: El operador verifica en la ventana de Alarmas y eventos, figura 55 a 60, la presencia del evento, y la hora exacta de ejecución.
- Paso 10: Se registra evento en formato 3 y 4, con la estampa de tiempo mostrada. Ver ejemplo formato toma de datos figura 1 y 2.
- Paso 11: La secuencia de maniobras continúa con los seccionadores, realizando las mismas secuencias desde el paso 5.
- Paso 12: En la energización se realiza el proceso inverso, primero se cierra los seccionadores y al final el interruptor.

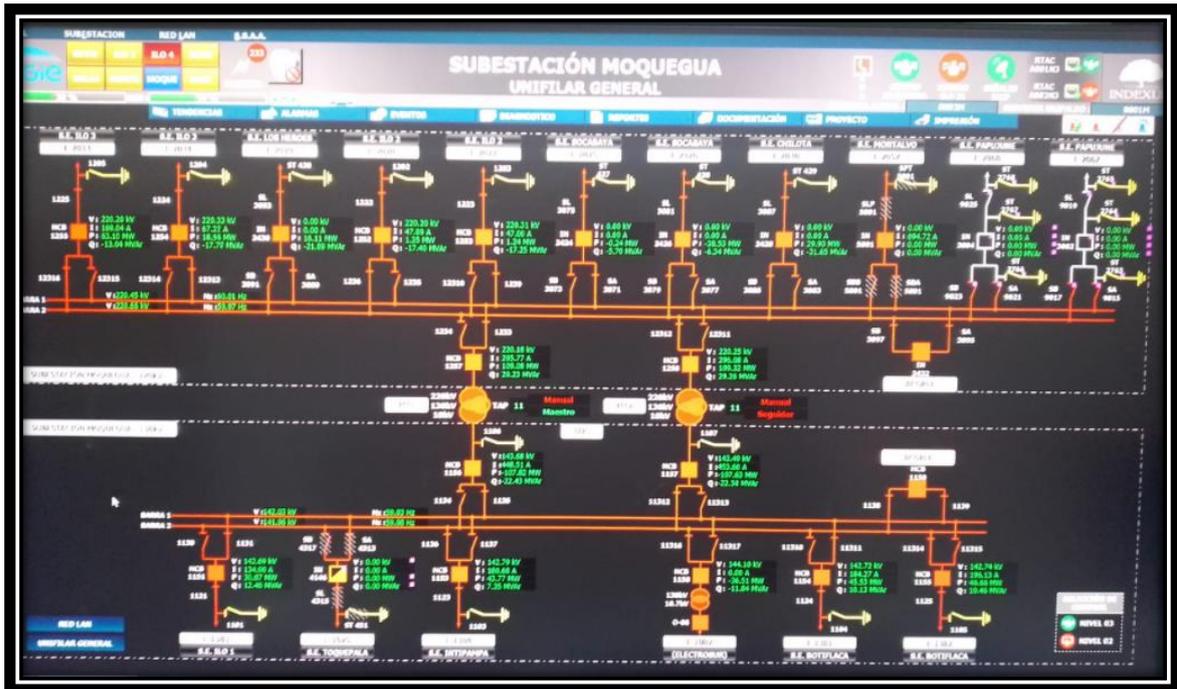
**Tabla 2.***Formato toma de datos scada 1.*

Ítem N°	Scada Nivel 2 Maniobra	Scada IEC61850		Tomados desde scada			Confirma- ción
		Mensaje Scada	Hora (GPS)	MMS	GOOSE	Tiempo	
1	Abrir Interruptor AA						
2	Abrir Seccionador AA1						
3	Abrir Seccionador AA2						
4	Abrir Seccionador AA3						
5	Abrir Interruptor AB						
6	Abrir Seccionador AB1						
7	Abrir Seccionador AB2						
8	Abrir Seccionador AB3						
9	Colocar en local Celda AA						
10	Colocar en local Celda AB						
11	Colocar en Remoto Celda AA						
12	Colocar en Remoto Celda AB						
13	Cerrar Seccionador AA1						
14	Cerrar Interruptor AA2						
15	Cerrar Interruptor AA3						
16	Cerrar Interruptor AA						
17	Cerrar Seccionador AB1						
18	Cerrar Seccionador AB2						
19	Cerrar Seccionador AB3						
20	Cerrar Interruptor AB						
21	Pruebas mecánicas transf.						

**Tabla 3.***Formato toma de datos scada 2.*

Ítem N°	Scada Nivel 2 Maniobra	Scada DSC Bailey		Tomado Scada			Confir- mación
		Mensaje Scada	Hora (GPS)	ASCII	MODBUS	Tiempo	
1	Abrir Interruptor AA						
2	Abrir Seccionador AA1						
3	Abrir Seccionador AA2						
4	Abrir Seccionador AA3						
5	Abrir Interruptor AB						
6	Abrir Seccionador AB1						
7	Abrir Seccionador AB2						
8	Abrir Seccionador AB3						
9	Colocar en local Celda AA						
10	Colocar en local Celda AB						
11	Colocar en Remoto Celda AA						
12	Colocar en Remoto Celda AB						
13	Cerrar Seccionador AA1						
14	Cerrar Interruptor AA2						
15	Cerrar Interruptor AA3						
16	Cerrar Interruptor AA						
17	Cerrar Seccionador AB1						
18	Cerrar Seccionador AB2						
19	Cerrar Seccionador AB3						
20	Cerrar Interruptor AB						
21	Pruebas mecánicas transfo...						

En la siguiente figura se muestra el unifilar general de la SE Moquegua, con un avance en la digitalización IEC61850 de 70 %.



**Figura 35.** Unifilar General Scada SE Moquegua  
**Fuente:** Tomada del Unifilar del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

### 3.10 ANÁLISIS DE DATOS ESTADÍSTICOS

Para el presente trabajo se utiliza el método estadístico comparativo, se emplea la recolección y análisis de la información, con estos parámetros se comparan dos o más procesos [20].

Para el presente análisis se utiliza el programa Excel, el cual es una herramienta potente para datos estadísticos.

- Paso 1: Identificamos los elementos que queremos comparar. En este caso se comparó los tiempos de cada protocolo, el convencional y el del estándar IEC61850.
- Paso 2: Colocamos en el Excel los elementos que queremos comparar. Se colocó en los formatos realizados las variables de tiempo de los dos sistemas.
- Paso 3: Utilizamos las funciones básicas y complejas para realizar la comparación. Se utilizan funciones de Excel para el cálculo.
- Paso 4: Ejecutamos tabla para mostrar resultados. Tabla 7.
- Paso 5: Mostramos toda información relevante en la comparación. Tabla 3, 4, 5 y 6.
- Paso 6: Verificamos resultados. En la tabla 9 se muestran los resultados.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 4.1 RESULTADOS E INTERPRETACIÓN

Conforme a lo establecido en el diseño de ingeniería, se empieza con el desarrollo de la identificación de la situación actual en la subestación SE de Moquegua.

La situación actual de la subestación se ve reflejada por el exceso de cables en el uso de las conexiones de los diferentes paneles, en este caso hay un exceso en el manejo de los cables por lo que están propensos a accidentes por cortes o mezclas eléctricas, además no hay seguridad ni respaldo en las comunicaciones de manera correcta.

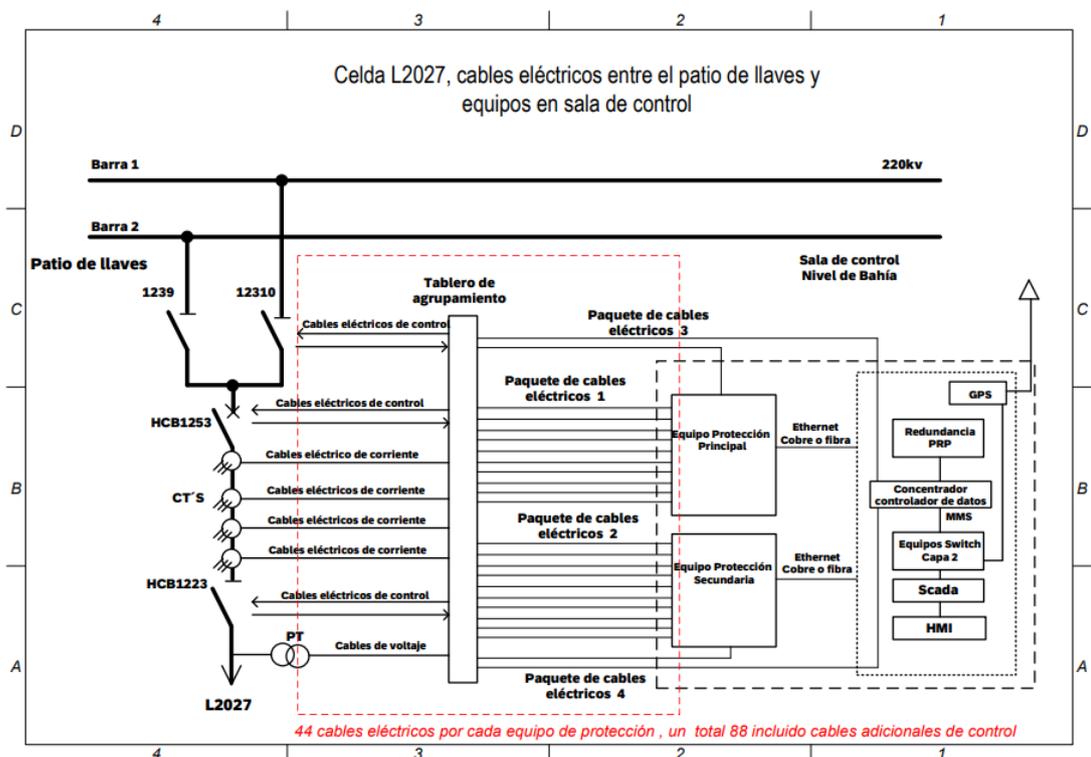


Figura 36. Circuito actual de la subestación Moquegua.

En la situación actual de la subestación hay una existencia de diferentes cables en este caso cuenta con 44 por cada equipo de protección, lo que hace un total de 88 cables, lo cual se considera como un riesgo, puesto que las conexiones pueden generar problemas o riesgos de alto grado.

Posterior al análisis de la situación actual, se continua con el desarrollo de la selección de los equipos en donde se propone la implementación del estándar IEC91850.

- Patio de llaves
- Sala de control

Dentro de las áreas se tiene los componentes de:

- Patio de llaves
  - o Equipo de patio.
  - o Borneras.
  - o Bornera de campo.
- Sala de control
  - o Bornera de campo.
  - o Borneras.
  - o Relé de protección.

La selección del sistema de protección y control para la subestación S.E. Moquegua, abarcando aspectos clave como la bornera, la bornera de campo y el relé de protección, se erige como un proceso crucial para optimizar la confiabilidad y la eficiencia operativa de la infraestructura eléctrica. La elección cuidadosa de borneras garantiza una conectividad robusta y ordenada, facilitando la interconexión de dispositivos y simplificando el cableado. La bornera de campo al desempeñar un papel fundamental en la interfaz entre los dispositivos en el terreno y el sistema de control, influye directamente en la calidad de la información recopilada. La selección del relé de protección constituye un elemento esencial para salvaguardar la integridad del sistema eléctrico, respondiendo de manera rápida y precisa ante eventos adversos.

#### **4.1.1 Secuencia de maniobras**

Elaboración de secuencia de maniobras, para ejecutar labores de mantenimiento programados y fuera de servicio por indisponibilidad. En cada uno de estos formatos se plasma desconexión y conexión de equipos de potencia ubicados en patio de llaves. En las figuras (37 a 52), se puede apreciar la secuencia de maniobra, que realizó personal de operaciones a solicitud de mantenimiento. Se considera la hora, el lugar, en este caso (SE Moquegua), el responsable que ejecuta la maniobra (en este caso el operador de la red de transmisión), la verificación en campo (Elementos que se tienen que verificar en campo), la maniobra (la maniobra a realizar), la

verificación que se realiza en campo, (registro de maniobra), la confirmación en campo, (La persona responsable de confirma en campo), y por último, alguna nota importante a considerar.

En la Figura 37 se muestran 24 registros de maniobras de diversas actividades secuenciales de maniobras realizadas, desde la actividad 1 hasta la 6 para acciones preliminares, presencia del personal en área y comunicar inicio de maniobra, la actividad 7 registra el inicio de maniobra a las 8:30 y comienzan las actividades realizadas por el operador RdT.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANIOBRA	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
1	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO	-	Abel MORALES	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
2	-	S.E. ILO2	Abel MORALES	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO	-	Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
3	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	CONFIRMAR SELECTORES DE ILO 2 Y MOQUEGUA EN REMOTO	-	-	Abel MORALES	-
4	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	L-2027 Y L-2028 EN SERVICIO	-	-	Abel MORALES	-
5	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES	-	-	CC ENGIE CC SOU C.T ILO2 CC ENGIE CC SOU C.T ILO2	-
6	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS	-	CC ENGIE CC SOU C.T ILO2	-
7	08:30	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	SOLICITA AUTORIZACIÓN DE INICIO DE MANIOBRAS AL COES	-	CC ENGIE	-
8	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
9	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
10	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1439 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
11	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 1436 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
12	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
13	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1235 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
14	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1236 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
15	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1222 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
16	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO ILO2)	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
17	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO MOQUEGUA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
18	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO/SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MEMICO EN POSICION REMOTO	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
19	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESBLQUEAR SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
20	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202	-	Abel MORALES	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
21	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
22	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CAJA DE CONSIGNA	-	Abel MORALES	-
23	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1453 DEL PANEL MEMICO EN POSICION LOCAL	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
24	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESBLQUEAR Y COLOCAR SELECTOR EN POSICION LOCAL DE SECCIONADOR 14016	-	Operador RdT	-

Figura 37. Captura 1 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 38 se muestran las actividades desde la 25 a la 34 dónde se realizan las últimas maniobras para el inicio de trabajo de pruebas eléctricas, así mismo, en este registro se presenta la culminación de la actividad con la comunicación del fin de las maniobras iniciadas en la Figura 37.

25	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
26	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	MOQUEAR Y COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 14016	-	Operador RdT	-
27	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CAJA DE CONSIGNA	-	Operador RdT	-
28	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	VERIFICAR AUSENCIA DE TENSION EN L-2028	-	-	Operador RdT	-
29	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	COLOCAR PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN SECTOR DE TRABAJO	-	Operador RdT	-
30	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	SEÑALIZAR ZONA DE TRABAJO Y ZONA ENERGIZADA	-	Operador RdT	-
31	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Miguel DÉAZ	PRUEBAS ELÉCTRICAS CELDA 1252
32	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Juan CARPIO	LAVADO DE AISLADORES CELDA 1452
33	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CC ENGIE CC SOU C.T ILO2	-
34	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CCO-COES	-

Figura 38. Captura 2 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 39 presentada a continuación, describe diversas actividades desde la número 35 hasta la 51, en la parte inicial están las últimas maniobras de las actividades en dónde se retira implementos de señalización y el personal está fuera del área de trabajo; así mismo, a partir de la

actividad 42 se inicia una nueva operación de mantenimiento que continúan el registro de maniobras en la Figura 40.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANOBRAS	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
35	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
36	-	L-2028 S.E. ILO 02	Juan CARPIO	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
37	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	RETIRAR SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO		Operador RdT	-
38	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
39	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	RETIRAR TIERRAS TEMPORALES DE SECTOR DE TRABAJO		Operador RdT	-
40	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. MOQUEGUA EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
41	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. ILO2 EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
42	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES EN CADA AREA	-		CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
43	17:00	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANOBRAS		CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
44	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA		Operador RdT	-
45	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
46	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016		Operador RdT	-
47	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
48	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA		Abel MORALES	-
49	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-
50	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202		Abel MORALES	-
51	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-

Figura 39. Captura 3 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

Las maniobras número 52 hasta la 64 se presentan en la Figura 40, en este subconjunto de actividades, se termina la actividad de mantenimiento cerrando el interruptor HCB y retirando la tarjeta de seguridad, en la actividad 64 se está comunicando la culminación de las maniobras bajo la responsabilidad del operador en turno.

52	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP(F111 Y F112) OP(F121 Y F122) (LADO ILO2)		Operador RdT	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
53	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP(F111 Y F112) OP(F121 Y F122) (LADO MOQUEGUA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
54	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1452 DEL PANEL MEMICO EN POSICION SCADA		Operador RdT	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
55	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MEMICO EN POSICION SCADA		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
56	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1222 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
57	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1236 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
58	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
59	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
60	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	SOLICITA AUTORIZACION DE INICIO DE MANOBRAS AL COES		Operador RdT	-
61	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
62	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)		Abel MORALES	LÍNEA L-2028 E/S RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
63	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA CULMINACION DE MANOBRAS		C.C. ENGIE C.T. ILO2 C.C. SOU	-
64	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANOBRAS		CCO-COES	-

Figura 40. Captura 4 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 41 expone el registro de maniobras para otra actividad de mantenimiento que inicia desde el Nro. 65 con la confirmación la presencia del personal, el registro de inicio de las maniobras, la autorización y maniobras iniciales de selección, apertura y desactivación.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANIOBRA	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
65	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	CONFIRMACION PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE AREA DE TRABAJO	-	Abel MORALES	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
66	-	S.E. ILO2	Abel MORALES	-	CONFIRMACION PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE AREA DE TRABAJO	-	Operador RfT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
67	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	CONFIRMAR SELECTORES DE ILO 2 Y MOQUEGUA EN REMOTO	-	-	Abel MORALES	-
68	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	L-2027 Y L-2028 EN SERVICIO	-	-	Abel MORALES	-
69	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	PRESENCIA DE RESPONSABLES	-	-	CC ENGE CC SOU C.T ILO2 CC ENGE	-
70	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS	-	CC SOU C.T ILO2	-
71	08:30	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	SOLICITA AUTORIZACION DE INICIO DE MANIOBRAS AL COES	-	CC ENGE	-
72	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
73	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	LÍNEA L-2028 F19 COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
74	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	SECCIONADOR 1439 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
75	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
76	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
77	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	SECCIONADOR 1235 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
78	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR SECCIONADORES 1236 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
79	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	ABRIR SECCIONADORES 1222 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
80	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DEACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO ILO2)	-	Operador RfT	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
81	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	DEACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO MOQUEGUA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
82	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO/SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MIMICO EN POSICION REMOTO	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD

**Figura 41.** Captura 5 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 42 expuesta a continuación, presenta diversas maniobras dentro de la actividad de mantenimiento como desbloquear seleccionador, colocar selector y desbloquear selector, así mismo, desde la actividad número 95 se analizan pruebas eléctricas y posteriormente de comunica el fin de las maniobras de la actividad de mantenimiento.

83	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
84	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202	-	Abel MORALES	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
85	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
86	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CASA DE CONSIGNA	-	Abel MORALES	-
87	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1453 DEL PANEL MIMICO EN POSICION LOCAL	-	Operador RfT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
88	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESBLOQUEAR Y COLOCAR SELECTOR EN POSICION LOCAL DE SECCIONADOR 14016	-	Operador RfT	-
89	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016	-	Operador RfT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
90	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR Y COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 14016	-	Operador RfT	-
91	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CASA DE CONSIGNA	-	Operador RfT	-
92	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	VERIFICAR AUSENCIA DE TENSION EN L-2028	-	-	Operador RfT	-
93	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	COLOCAR PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN SECTOR DE TRABAJO	-	Operador RfT	-
94	-	S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	SEÑALIZAR ZONA DE TRABAJO Y ZONA ENERGIZADA	-	Operador RfT	-
95	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Miguel DÍAZ	PRUEBAS ELÉCTRICAS CELDA 1252
96	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Juan CARPIO	LAVADO DE LÍNEA L-2028
97	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CC ENGE CC SOU C.T ILO2	-
98	-	C.C. ENGE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CCO-COES	-

**Figura 42.** Captura 6 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 43, se muestran los registros de maniobras que abarcan el fin de las actividades y últimas acciones de retiro de instrumentación, en esta figura también se aprecia el inicio de otra actividad de mantenimiento cuales maniobras iniciales registran la presencia de personal y comunica el inicio de las minas a las 17:00 horas.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANIOBRA	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
99	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
100	-	L-2028	Juan CARPIO	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
101	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	RETIRAR SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO		Operador RdT	-
102	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
103	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	RETIRAR TIERRAS TEMPORALES DE SECTOR DE TRABAJO		Operador RdT	-
104	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. MOQUEGUA EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
105	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. ILO2 EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
106	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES EN CADA AREA	-		CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
107	17:00	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS		CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
108	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE COMISIÓN		Operador RdT	-
109	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
110	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016		Operador RdT	-

**Figura 43.** Captura 7 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 44 del mismo modo, presenta una secuencia de maniobras de la continuación de las capturas anteriores desde la actividad número 111 hasta la 128, en este registro abarca maniobras desde bloquear seleccionador, activar PLC, colocar selector y cerrar seleccionador, en la actividad número 124 se realiza la solicitud de autorización de inicio de maniobras al COES y posteriormente se comunica la culminación y fin de las maniobras.

111	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
112	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE COMISIÓN		Abel MORALES	-
113	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-
114	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202		Abel MORALES	-
115	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-
116	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP(F111 Y F112) OP(F121 Y F122) (LABO ILO2)		Operador RdT	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
117	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP(F111 Y F112) OP(F121 Y F122) (LABO MOQUEGUA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
118	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1452 DEL PANEL MEMICO EN POSICIÓN SCADA		Operador RdT	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
119	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MEMICO EN POSICIÓN SCADA		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
120	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1222 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
121	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1236 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
122	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
123	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
124	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	SOLICITA AUTORIZACIÓN DE INICIO DE MANIOBRAS AL COES		Operador RdT	-
125	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
126	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)		Abel MORALES	LÍNEA L-2028 E/S RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
127	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA CULMINACIÓN DE MANIOBRAS		C.C. ENGIE C.T. ILO2 C.C. SOU	-
128	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS		CCO-COES	-

**Figura 44.** Captura 8 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

Las actividades subsiguientes a la culminación de las maniobras descritas en la Figura 44, se presentan en el registro de maniobras de la Figura 45, maniobras como confirmación del personal fuera del área, así mismo, se muestra el inicio de maniobras de otra actividad con la solicitud de autorización a las 8:30 horas y posteriormente maniobras como abrir interruptor para colocar la tarjeta de seguridad.

N°	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANIOBRA	CASTILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
129	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONFIRMACION PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE AREA DE TRABAJO	-	Abel MORALES	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
130	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CONFIRMACION PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE AREA DE TRABAJO	-	Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
131	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	CONFIRMAR SELECTORES DE ILO 2 Y MOQUEGUA EN REMOTO	-	-	Abel MORALES	-
132	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	L-2027 Y L-2028 EN SERVICIO	-	-	Abel MORALES	-
133	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES	-	-	CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2 CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
134	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS	-	-	-
135	08:30	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	SOLICITA AUTORIZACION DE INICIO DE MANIOBRAS AL COES	-	CC ENGIE	-
136	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
137	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	LÍNEA L-2028 F/5 COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
138	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1439 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
139	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
140	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
141	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1235 ABIERTO	-	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
142	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1236 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD

Figura 45. Captura 9 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 46 continua las maniobras iniciadas en la Figura 45, en esa sección del registro se presentan maniobras como desactivar PLC, colocar selector remoto y desbloquear seccionador, en las últimas maniobras están las pruebas eléctricas y determinación del final de las maniobras.

143	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1232 (VIA SCADA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
144	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO ILO2)	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
145	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO MOQUEGUA)	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
146	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MIBRICO EN POSICION REMOTO	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
147	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESbloquear SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
148	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202	-	Abel MORALES	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
149	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 1202	-	Abel MORALES	-
150	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CASA DE CONSIGNA	-	Abel MORALES	-
151	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1452 DEL PANEL MIBRICO EN POSICION LOCAL	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
152	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESbloquear y COLOCAR SELECTOR EN POSICION LOCAL DE SECCIONADOR 14016	-	Operador RdT	-
153	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016	-	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
154	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR Y COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 14016	-	Operador RdT	-
155	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CASA DE CONSIGNA	-	Operador RdT	-
156	-	S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	VERIFICAR AUSENCIA DE TENSION EN L-2028	-	-	Operador RdT	-
157	-	S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	COLOCAR PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN SECTOR DE TRABAJO	-	Operador RdT	-
158	-	S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	SEÑALIZAR ZONA DE TRABAJO Y ZONA ENERGIZADA	-	Operador RdT	-
159	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Miguel DÍAZ	PRUEBAS ELÉCTRICAS CELDA 1252
160	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	-	Juan CARPIO	LAVADO DE LÍNEA L-2028
161	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
162	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	-	CCO-COES	-

Figura 46. Captura 10 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

A continuación, en la Figura 47 se registran maniobras finales y maniobras inicio de otra actividad que continua en la siguiente Figura 48, las últimas maniobras siempre se componen de retirar señalización y confirmar que el personal se encuentra fuera del área de trabajo, esto se puede observar en el registro de maniobras presentados en las figuras anteriores.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANOBRAS	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
163	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
164	-	L-2028	Juan CARPIDO	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
165	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	RETIRAR SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO		Operador RdT	-
166	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
167	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÉAZ	-	RETIRAR TIERRAS TEMPORALES DE SECTOR DE TRABAJO		Operador RdT	-
168	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. MOQUEGUA EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
169	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. ILO2 EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
170	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES EN CADA ÁREA	-		CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	-

**Figura 47.** Captura 11 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

La Figura 48 abarca el registro de la secuencia de maniobras desde el número 171 a la 192 que es la continuación de la actividad de mantenimiento iniciada en la Figura 47 presentada a continuación.

171	17:00	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANOBRAS		CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	-
172	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA		Operador RdT	-
173	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
174	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016		Operador RdT	-
175	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 14016		Operador RdT	-
176	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA		Abel MORALES	-
177	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-
178	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202		Abel MORALES	-
179	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	BLOQUEAR SECCIONADOR 1202		Abel MORALES	-
180	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F21 Y F22) (LADO ILO2)		Operador RdT	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
181	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F21 Y F22) (LADO MOQUEGUA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
182	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1452 DEL PANEL MEMCO EN POSICIÓN SCADA		Operador RdT	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
183	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO/SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MEMCO EN POSICIÓN SCADA		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
184	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1222 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
185	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1236 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
186	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
187	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR 1436 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
188	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	SOLICITA AUTORIZACIÓN DE INICIO DE MANOBRAS AL COES		Operador RdT	-
189	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)		Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
190	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)		Abel MORALES	LÍNEA L-2028 F/5 RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
191	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA CULMINACIÓN DE MANOBRAS		C.C. ENGIE C.T. ILO2 C.C. S04	-
192	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANOBRAS		CCO-COES	-

**Figura 48.** Captura 12 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 49 se muestra la culminación de la actividad de mantenimiento anterior y el inicio de otra actividad con el registro de la autorización a las 8:30 horas, las maniobras de esta actividad son descritas en la Figura 50.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANOBRAS	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
193	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Abel MORALES	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
194	-	S.E. ILO2	Abel MORALES	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO
195	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	CONFIRMAR SELECTORES DE ILO 2 Y MOQUEGUA EN REMOTO	-		Abel MORALES	-
196	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	L-2027 Y L-2028 EN SERVICIO	-		Abel MORALES	-
197	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	PRESENCIA DE RESPONSABLES	-		CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	-
198	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE MANOBRAS		CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	-
199	08:30	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	SOLICITA AUTORIZACIÓN DE INICIO DE MANOBRAS AL COES		CC ENGIE	-
200	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)		Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
201	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)		Abel MORALES	LÍNEA L-2028 F/5 COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD

**Figura 49.** Captura 13 Secuencia de Maniobras.

**Fuente:** Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 50, se describen maniobras de una actividad de mantenimiento, entre las secuencias se puede apreciar maniobras como abrir seleccionadores, desactivar PLC, colocar selector, desbloquear seleccionador, etc., así mismo en esta secuencia se comunica el inicio de trabajos (pruebas) para posteriormente confirmar el fin de la maniobra.

202	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1439 ABIERTO	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
203	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
204	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
205	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	SECCIONADOR 1235 ABIERTO	-	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
206	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1236 (VIA SCADA)	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
207	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	ABRIR SECCIONADORES 1222 (VIA SCADA)	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
208	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO IL02)	Operador RdT	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
209	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F121 Y F122) (LADO MOQUEGUA)	Abel MORALES	COLOCAR TARJETAS DE SEGURIDAD
210	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR SELECTOR REMOTO SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MIMICO EN POSICION REMOTO	Abel MORALES	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
211	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202	Abel MORALES	-
212	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202	Abel MORALES	COLOCAR CANDADO Y TARJETA DE SEGURIDAD
213	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 1202	Abel MORALES	-
214	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CAJA DE CONSIGNIA	Abel MORALES	-
215	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1453 DEL PANEL MIMICO EN POSICION LOCAL	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
216	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	DESBLOQUEAR Y COLOCAR SELECTOR EN POSICION LOCAL DE SECCIONADOR 1401H	Operador RdT	-
217	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CERRAR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1401H	Operador RdT	COLOCAR TARJETA DE SEGURIDAD
218	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	BLOQUEAR Y COLOCAR CANDADO DE SEGURIDAD EN SECCIONADOR 1401H	Operador RdT	-
219	-	S.E. ILO 2	Abel MORALES	-	CONSIGNAR CANDADOS DE SEGURIDAD EN CAJA DE CONSIGNIA	Operador RdT	-
220	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	VERIFICAR AUSENCIA DE TENSION EN L-2028	-	Operador RdT	-
221	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	COLOCAR PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN SECTOR DE TRABAJO	Operador RdT	-
222	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	SEÑALIZAR ZONA DE TRABAJO Y ZONA ENERGIZADA	Operador RdT	-
223	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	Miguel DÍAZ	PRUEBAS ELÉCTRICAS CELDA 1252
224	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA INICIO DE TRABAJOS	Juan CARPIO	LAVADO DE LÍNEA L-2028
225	-	S.E. MOQUEGUA	Operador RdT	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	CC ENGIE CC SOU C.T. ILO2	-
226	-	C.C. ENGIE	Operador de Turno	-	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	CCO-COES	-

Figura 50. Captura 14 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 51, se presenta el registro de la comunicación de fin de actividades y acciones de retirar toda señalización y confirmar el retiro del personal de mantenimiento fuera del área de trabajo.

Nº	HORA	LUGAR	RESPONSABLE	VERIFICAR EN CAMPO	MANOBRAS	CASILLA DE VERIFICACION	CONFIRMAR A	NOTAS
227	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
228	-	L-2028	Juan CARPIO	COMUNICAN FIN DE ACTIVIDADES	-		Operador RdT	-
229	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	RETIRAR SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO		Operador RdT	-
230	-	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	-	CONFIRMACIÓN PERSONAL DE MANTENIMIENTO FUERA DE ÁREA DE TRABAJO		Operador RdT	SOLO INGRESA PERSONAL DE APOYO

Figura 51. Captura 15 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 52, se describen una larga secuencia de maniobras desde la número 231 hasta la 256, entre las maniobras que se presentan abarca desde la comunicación del inicio de maniobras, diversos pasos operativos, autorización de inicio, y otros hasta culminar con la comunicación del fin de las maniobras.

231	*	L-2028 S.E. MOQUEGUA	Miguel DÍAZ	*	RETIRAR TIERRAS TEMPORALES DE SECTOR DE TRABAJO	Operador RfT	*
232	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. MOQUEGUA EN SERVICIO	-	Abel MORALES	*
233	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	BARRA 1 Y BARRA 2 220kV EN S.E. ILO2 EN SERVICIO	-	Abel MORALES	*
234	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	PRESENCIA DE RESPONSABLES EN CADA AREA	-	CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	*
235	17:00	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	COMUNICA INICIO DE MANIOBRAS	CC ENGIE CC S04 C.T. ILO2	*
236	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA	Operador RfT	*
237	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 14016	Operador RfT	*
238	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 14016	Operador RfT	*
239	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	BLOQUEAR SECCIONADOR 14016	Operador RfT	*
240	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	DESCONSIGNAR LLAVES DE SELECTORES DE CONTROL EN CAJA DE CONSIGNA	Abel MORALES	*
241	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	RETIRAR CANDADO DE SEGURIDAD Y DESBLOQUEAR SECCIONADOR 1202	Abel MORALES	*
242	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	ABRIR SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA 1202	Abel MORALES	*
243	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	BLOQUEAR SECCIONADOR 1202	Abel MORALES	*
244	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F131 Y F132) (LADO ILO2)	Operador RfT	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
245	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	ACTIVAR PLC ILO 2 - MOQUEGUA L-2028 ABRIR INTERRUPTORES OP1(F111 Y F112) OP2(F131 Y F132) (LADO MOQUEGUA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETAS DE SEGURIDAD
246	*	S.E. ILO 2	Abel MORALES	*	COLOCAR SELECTOR DEL HCB 1452 DEL PANEL MÉDICO EN POSICIÓN SCADA	Operador RfT	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
247	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	COLOCAR SELECTOR REMOTO/SCADA DEL HCB 1252 DEL PANEL MÉDICO EN POSICIÓN SCADA	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
248	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR SECCIONADOR 1222 (VIA SCADA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
249	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR SECCIONADOR 1236 (VIA SCADA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
250	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR SECCIONADOR 14310 (VIA SCADA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
251	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR SECCIONADOR 1426 (VIA SCADA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
252	*	C.C. ENGIE	Operador de Turno	*	SOLICITA AUTORIZACION DE INICIO DE MANIOBRAS AL COES	Operador RfT	*
253	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1252 (VIA SCADA)	Abel MORALES	RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
254	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	CERRAR INTERRUPTOR HCB 1452 (VIA SCADA)	Abel MORALES	LÍNEA L-2028 L/S RETIRAR TARJETA DE SEGURIDAD
255	*	S.E. MOQUEGUA	Operador RfT	*	COMUNICA CULMINACION DE MANIOBRAS	C.C. ENGIE C.T. ILO2 C.C. S04	*
256	*	C.C. ENGIE	Operador de Turno	*	COMUNICA FIN DE MANIOBRAS	CCO-COES	*

Figura 52. Captura 16 Secuencia de Maniobras.

Fuente: Tomada de la secuencia de maniobras Empresa Engie SE Moquegua.

#### 4.1.2 Captura de Información Scada

En las figuras de la 53 a 61, se muestra la captura de información de señales discretas, siguiendo la secuencia de maniobras para el análisis posterior de los datos, para esto se utiliza el sistema scada Zenon. Se extrae los valores de cada una de las señales, y se registra la estampa de tiempo de la señal, la cual viene con el sistema GPS de la subestación.

La Figura 53 que se expone a continuación, registra las señales discretas de la subestación SE Moquegua desde el 26 de setiembre del 2022 hasta el 9 de noviembre, determinando para cada uno el evento registrado (cerrado, abierto e intermedio) para la bahía L-2027 equipo HCB1253.



En la Figura 55, se presentan capturas de señales desde el 18 de julio hasta el 26 de setiembre del 2022 para la SE Moquegua, bahía L-2027 y equipo HCB1253 capturando el evento para cada caso.

**Figura 55.** Captura 3 de información señales 220kv.  
**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 56 presentada a continuación, se registra información de eventos en el periodo del 26 de setiembre del 2023 durante el tiempo de las 14:53 horas y las 16:06 horas de la subestación SE Moquegua para la bahía L-2027 equipo HCB1253.

**Figura 56.** Captura 4 de información señales 220kv.  
**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 57, se presenta la continuación de captura de información de eventos en la subestación SE Moquegua desde el 24 de enero del 2020 hasta el 18 de julio del mismo año para la bahía L-2027 equipo HCB1253, de igual forma, la captura de las señales discretas registra el centro de control, subestación, bahía, equipo, grupo, evento, identificación y Tag.

Tempo recibido	Centro de Control/ Subestación/ Bahía/ Equipo	Grupo	Evento	Identificación	ID/Tag	Usuario	Equipo
18/07/2022 08:37:39.352	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
18/07/2022 08:37:39.352	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
17/07/2022 16:46:33.332	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
17/07/2022 12:19:01.201	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
17/07/2022 12:19:01.201	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Intermedio	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
18/07/2022 15:36:26.129	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
5/07/2022 11:55:27.058	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
4/07/2022 16:43:07.662	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
3/07/2022 12:09:56.244	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
2/06/2022 10:46:18.252	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
2/06/2022 10:45:45.739	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/05/2022 18:03:33.355	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/05/2022 06:26:18.952	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
24/04/2022 08:54:11.149	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 15:34:13.699	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 07:37:19.545	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 07:37:18.453	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
7/04/2022 14:49:03.796	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
7/04/2022 08:16:39.054	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
27/03/2022 09:08:26.151	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
15/03/2022 13:46:27.464	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
1/02/2022 16:40:12.507	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
1/02/2022 07:34:06.453	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
31/01/2022 16:54:59.910	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
31/01/2022 08:40:51.454	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 13:47:07.402	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 13:47:07.402	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 13:47:07.396	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Intermedio	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 07:26:59.955	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 07:26:59.955	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.802	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.797	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.797	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Intermedio	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 08:12:27.354	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 08:12:27.354	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
24/01/2022 16:57:49.342	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		

Figura 57. Captura 5 de información señales 220kv.  
Fuente: Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 58 la captura de información abarca desde el 18 de enero en el 2022 hasta el 2 de julio del mismo año de la subestación SE Moquegua en el mismo equipo de trabajo (bahía L-2027 equipo HCB1253), de acuerdo con lo presentado se registraron mayores eventos en el mes de enero.

Tempo recibido	Centro de Control/ Subestación/ Bahía/ Equipo	Grupo	Evento	Identificación	ID/Tag	Usuario	Equipo
2/07/2022 12:09:48.244	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
2/06/2022 18:46:18.252	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
2/06/2022 10:45:45.739	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/05/2022 18:03:33.355	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/05/2022 06:26:18.952	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
24/04/2022 08:54:11.149	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 15:34:13.699	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 07:37:19.545	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
8/04/2022 07:37:18.453	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
7/04/2022 14:49:03.796	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
7/04/2022 08:16:39.054	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
27/03/2022 09:08:26.151	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
15/03/2022 13:46:27.464	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
1/02/2022 16:40:12.507	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
1/02/2022 07:34:06.453	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
31/01/2022 16:54:59.910	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
31/01/2022 08:40:51.454	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 13:47:07.402	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 13:47:07.396	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Intermedio	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 07:26:59.955	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
26/01/2022 07:26:59.955	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.802	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.797	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 16:57:23.797	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Intermedio	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 08:12:27.354	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
25/01/2022 08:12:27.354	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
24/01/2022 16:57:49.342	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
24/01/2022 09:12:58.053	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
19/01/2022 16:31:20.866	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
19/01/2022 16:24:28.056	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
19/01/2022 16:22:17.805	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
19/01/2022 15:45:57.865	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
18/01/2022 11:26:51.578	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Cerrado	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		
18/01/2022 11:26:17.527	CC Moquegua/ SE Moquegua/ A. 2027/ HCB1253/	Posición	Abierto	Interruptor Posición	RTAC/ A00182		

Figura 58. Captura 6 de información señales 220kv.  
Fuente: Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 59 se muestra la captura de señales discretas de la subestación SE Moquegua desde el 26 de setiembre a las 16:06 horas hasta el 9 del mismo mes a las 17:42 horas, en este caso se expone registros del 28 y el 26 de setiembre para el equipo HCB1253 y bahía L-2027.

Tiempo recibido	Centro de Control/Subestación/Bahía/Equipo	Grupo	Evento	Identificación	ID/Tag	Usuario	Equipo
9/11/2022 17:42:08.409	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
9/11/2022 09:45:34.954	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
16/10/2022 16:04:59.096	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
15/10/2022 05:47:06.270	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
15/10/2022 07:55:57.255	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 17:28:23.601	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 17:28:23.595	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:52:53.834	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:52:19.250	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:47:36.205	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:47:36.196	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:45:42.678	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:36:06.482	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:35:11.524	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:31:51.913	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:25:24.834	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:25:10.571	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/09/2022 15:24:12.244	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 17:28:40.053	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 17:04:41.501	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 17:04:41.501	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 17:04:41.494	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 17:04:41.494	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 07:48:03.256	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/09/2022 07:48:03.256	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 18:28:52.401	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 18:28:52.395	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 18:28:53.395	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 18:28:53.395	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:09:02.376	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:09:02.376	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:08:01.813	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:08:01.813	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:07:09.803	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:07:09.803	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:06:05.463	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
26/09/2022 16:06:05.463	CC Moquegua/SE Moquegua/I-2027/HCB1253	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		

**Figura 59.** Captura 7 de información señales 220kv.  
**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 60, los registros parten desde el 19 de enero del 2022 hasta el 25 de setiembre del mismo año para la bahía L-1381 equipo HCB1154, en esta captura de información las señales fueron pocas por cada periodo mensual.

Tiempo recibido	Centro de Control/Subestación/Bahía/Equipo	Grupo	Evento	Identificación	ID/Tag	Usuario	Equipo
25/09/2022 08:45:31.333	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
25/09/2022 08:45:32.583	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
24/09/2022 21:34:30.660	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
21/09/2022 18:25:12.412	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
19/09/2022 13:56:14.288	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
9/09/2022 10:46:05.176	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
9/09/2022 08:48:00.725	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
7/09/2022 16:15:57.869	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
7/09/2022 06:55:05.254	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
17/07/2022 16:40:33.331	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
17/07/2022 12:27:31.201	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
17/07/2022 12:27:31.201	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
18/07/2022 15:36:28.128	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
5/07/2022 11:55:27.058	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
4/07/2022 16:43:07.662	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
2/07/2022 12:09:40.842	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
1/07/2022 16:05:18.481	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
1/07/2022 16:04:45.668	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/06/2022 19:00:23.202	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/06/2022 19:00:23.202	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/06/2022 19:00:23.202	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
28/06/2022 19:00:23.202	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Intermedio	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
16/06/2022 16:02:08.755	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
9/06/2022 12:11:45.167	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
2/06/2022 10:45:47.853	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
2/06/2022 10:45:47.853	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
2/06/2022 08:55:52.236	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
2/06/2022 07:59:20.750	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
19/05/2022 17:31:38.538	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
19/05/2022 16:48:38.255	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
19/05/2022 16:48:05.534	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
24/04/2022 06:54:11.147	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
7/04/2022 12:18:45.022	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
27/03/2022 09:08:26.149	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
23/03/2022 12:18:16.568	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
23/03/2022 12:18:23.956	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
15/03/2022 13:46:22.618	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Abierto	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		
19/01/2022 16:31:20.865	CC Moquegua/SE Moquegua/I-1381/HCB1154	Posición	Cerrado	Interrupción - Posición	RTAC/A00182		

**Figura 60.** Captura 1 de información señales 138kv.  
**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la Figura 61 se muestran registros de la bahía L-1381 equipo HCB1154 desde el 22 de marzo hasta el 7 de setiembre del 2022, en este caso la identificación es de interruptor – mando y el evento se caracteriza entre el comando abrir y cerrar.

Tiempo recibido	Centro de Control/ Subestación/ Bahía/ Equipo	Grupo	Evento	Identificación	ID/Tag	Usuario	Equipo
7/09/2022 16:15:55.944	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Cerrar	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
7/09/2022 06:55:04.180	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Abrir	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
2/06/2022 12:11:44.758	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Cerrar	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
2/06/2022 07:59:19.172	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Abrir	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
2/06/2022 07:58:23.401	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Abrir	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
22/03/2022 12:18:14.986	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Cerrar	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M
22/03/2022 08:46:22.503	CC Moquegua/ SE Moquegua/ L-1381/ HCB1154/		Comando: Abrir	Interruptor - Mando	RTAC/ A001N2	ADMINISTRADOR	OWS002M

**Figura 61.** Captura 2 de información señales 138kv.

**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

## 4.2 TOMA DE MUESTRA SCADA IEC61850

En la tabla 4 y 5, se muestra la recolección de datos, de la captura de información de los eventos históricos y estampa de tiempo del GPS de Subestación del Sistema Scada Zenon. Protocolo considerado dentro de la norma: MMS.

Tabla 4.

Toma de muestra 1.1 Scada IEC61850

Ítem	Nivel 2	Para metros Tomados de Scada IEC61850				Equipo Local	Scada	Muestra t= ms
N°	Evento	Mensaje Scada	Día	Hora (GPS)	MMS			
1	Alarma	Falla Interna Onda Portadora	5/10/2022	15:41:32_4	x	1	2	30
2	Alarma	Falla Interna Onda Portadora	5/10/2022	15:41:32_4	x	1	2	34
3	Alarma	Falla PLC	25/09/2022	08:45:40_3	x	1	2	45
4	Alarma	Alarma de Sistema contra Incendios	25/09/2022	08:42:31_8	x	1	2	56
5	Alarma	Tension de salida muy baja carga	25/09/2022	08:42:31_7	x	1	2	34
6	Alarma	Falla Circuito Cargador de baterías	25/09/2022	08:42:31_7	x	1	2	67
7	Alarma	Falla de entrada CA Cargador baterías	25/09/2022	08:42:31_7	x	1	2	54
8	Alarma	Falla de puesta a tierra 125VDC	25/09/2022	08:42:31_7	x	1	2	58
9	Alarma	Falla de cargador de baterías 1	25/09/2022	08:42:31_7	x	1	2	47
10	Alarma	Falla PLC	25/09/2022	08:42:31_5	x	1	2	65
11	Alarma	Falla PLC	25/09/2022	08:42:31_4	x	1	2	87
12	Alarma	Falla de entrada CA Cargador baterías	24/09/2022	12:41:43_7	x	1	2	34
13	Alarma	Falla de cargador de baterías 1	24/09/2022	12:39:22_4	x	1	2	56
14	Alarma	Falla de puesta a tierra 125VDC	24/09/2022	12:38:39_2	x	1	2	45
15	Alarma	Falla Circuito Cargador de baterías	24/09/2022	12:38:15_1	x	1	2	65
16	Alarma	Tension de salida muy baja carga	24/09/2022	12:37:47_4	x	1	2	76
17	Alarma	Falla PLC	24/09/2022	15:53:46_2	x	1	2	34
18	Alarma	Disco duro E	8/08/2022	09:06:26_4	x	1	2	45
19	Alarma	Disco duro E	8/08/2022	09:06:26_4	x	1	2	46
20	Alarma	Falla PLC	17/07/2022	12:06:57_0	x	1	2	56
21	Alarma	Falla de PLC	17/07/2022	12:06:57_0	x	1	2	57
22	Alarma	Alarma de Sistema Contra Incendios	17/07/2022	12:00:43_0	x	1	2	65
23	Alarma	Falla Urgente Cargador batería 2	16/10/2022	17:30:50_3	x	1	2	56
24	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 2	16/10/2022	17:30:50_3	x	1	2	54
25	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 1	16/10/2022	17:30:50_2	x	1	2	36
26	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 1	16/10/2022	17:30:50_2	x	1	2	45
27	Alarma	MCB Protección y control abierto	14/10/2022	04:38:36_4	x	1	2	56
28	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 1	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	65
29	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 1	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	47
30	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 2	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	54
31	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 2	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	45
32	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 3	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	65
33	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 3	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	65
34	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 4	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	36
35	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 4	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46
36	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 1	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46
37	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 1	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	45
38	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 2	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	76
39	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 2	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	45
40	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 3	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	65
41	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 3	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	45
42	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 4	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	35
43	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 4	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46
44	Alarma	Disparo 87L Dverencia de línea General	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	56
45	Alarma	Disparo 67N Sobre corriente direccional Temporizado	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	76
46	Alarma	Arranque 67N Sobre corriente direccional Temporizado	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46
47	Alarma	Disparo 85/21 Teleprotección por POTT /PUTT	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	47
48	Alarma	Disparo General	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	56
49	Alarma	Disparo General fase R	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	76
50	Alarma	Disparo General fase S	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	87
51	Alarma	Detección de oscilación de Potencia	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	56
52	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase R	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	54
53	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase S	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	68
54	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase T	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	45
55	Alarma	Disparo General Fase T	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	47
56	Alarma	Falla MCB tensión	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	76
57	Alarma	Bloque presión de gas SF6	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	57
58	Alarma	Bloque presión de gas SF6	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	68
59	Alarma	Teleprotecciones 21 RX Canal de comunicaciones 1	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46
60	Alarma	Teleprotecciones 21 RX Canal de comunicaciones 2	13/10/2022	13:35:08_8	x	1	2	46

Fuente: Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

**Tabla 5.**

*Toma de muestra 1.2 Scada IEC61850.*

Ítem	Nivel 2	Para metros Tomados de Scada IEC61850				Equipo Local	Scada	Muestra t= ms
N°	Evento	Mensaje Scada	Día	Hora (GPS)	MMS			
61	Alarma	Potencia Activa	17/10/2022	04:13:56_5	x	1	2	76
62	Alarma	Potencia Activa	17/10/2022	04:12:57_0	x	1	2	56
63	Alarma	Potencia Activa	13/10/2022	04:12:35_6	x	1	2	65
64	Alarma	Falla de alimentación GW1	13/10/2022	10:36:02_2	x	1	2	46
65	Alarma	Falla de alimentación GW1	13/10/2022	10:36:02_2	x	1	2	65
66	Alarma	Falla de alimentación GWS1	13/10/2022	10:36:02_2	x	1	2	56
67	Alarma	Falla de alimentación GWS2	13/10/2022	10:36:02_2	x	1	2	76
68	Alarma	Falla Interna Router RU1	13/10/2022	10:36:02_2	x	1	2	57
69	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	47
70	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	57
71	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	65
72	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	72
73	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	47
74	Alarma	Bloque de prueba insertado	13/10/2022	10:36:02_1	x	1	2	76
75	Alarma	Bloque de prueba insertado	7/10/2022	13:42:09_2	x	1	2	58
76	Alarma	Bloque de prueba insertado	7/10/2022	13:42:09_2	x	1	2	46
77	Alarma	Falla de alimentación GW1	3/10/2022	16:38:28_5	x	1	2	57
78	Alarma	Falla de alimentación GW1	3/10/2022	16:38:28_5	x	1	2	46
79	Alarma	Falla de alimentación GWS1	3/10/2022	16:38:28_5	x	1	2	63
80	Alarma	Falla de alimentación GWS2	3/10/2022	16:38:28_5	x	1	2	46
81	Alarma	Falla Interna Router RU1	3/10/2022	16:38:28_5	x	1	2	47
82	Alarma	Bloque de prueba insertado	25/09/2022	08:42:32_0	x	1	2	57
83	Alarma	Bloque de prueba insertado	25/09/2022	08:42:32_0	x	1	2	68
84	Alarma	Bloque de prueba insertado	25/09/2022	08:42:32_0	x	1	2	54
85	Alarma	Bloque de prueba insertado	25/09/2022	08:42:32_0	x	1	2	65
86	Evento	Abrir Interruptor HCB 1452	3/10/2022	08:35:02_2	x	1	2	35
87	Evento	Abrir Interruptor HCB 1252	3/10/2022	08:36:03_2	x	1	2	87
88	Evento	Abrir seccionador 1426	3/10/2022	08:37:02_3	x	1	2	68
89	Evento	Abrir seccionador 14310	3/10/2022	08:38:02_4	x	1	2	65
90	Evento	Abrir seccionador 1236	3/10/2022	08:40:03_2	x	1	2	54
91	Evento	Abrir seccionador 1222	3/10/2022	08:41:05_1	x	1	2	67
92	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1252 de panel Mimico en Local	3/10/2022	08:43:06_2	x	1	2	67
93	Evento	Desbloquear seccionador 1252	3/10/2022	08:44:02_3	x	1	2	57
94	Evento	Cerrar seccionador de puesta a tierra 1202	3/10/2022	08:45:03_2	x	1	2	68
95	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1453 de panel Mimico en Local	3/10/2022	08:47:04_5	x	1	2	68
96	Evento	Desbloquear seccionador 1406 Y Colocar en local	3/10/2022	08:48:05_2	x	1	2	46
97	Evento	Cerrar Seccionador de puesta a tierra 1406	3/10/2022	08:49:02_8	x	1	2	98
98	Evento	Abrir Seccionador de puesta a tierra 1406	3/10/2022	08:52:02_2	x	1	2	58
99	Evento	Bloquear seccionador 1406	3/10/2022	08:53:03_3	x	1	2	78
100	Evento	Abrir Seccionador de puesta a tierra 1202	3/10/2022	11:40:03_2	x	1	2	95
101	Evento	Bloquear seccionador 1202	3/10/2022	11:41:05_1	x	1	2	67
102	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1452 en Posición Scada	3/10/2022	11:43:06_2	x	1	2	79
103	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1252 en Posición Scada	3/10/2022	11:44:02_3	x	1	2	68
104	Evento	Cerrar seccionador 1222	3/10/2022	11:45:03_2	x	1	2	87
105	Evento	Cerrar seccionador 1236	3/10/2022	11:47:04_5	x	1	2	49
106	Evento	Cerrar seccionador 14310	3/10/2022	11:48:05_2	x	1	2	87
107	Evento	Cerrar seccionador 1426	3/10/2022	11:51:02_5	x	1	2	56
108	Evento	Cerrar Interruptor HCB 1452	3/10/2022	11:52:02_2	x	1	2	65
109	Evento	Cerrar Interruptor HCB 1452	3/10/2022	11:54:03_2	x	1	2	73

58.22

**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

### 4.3 TOMA DE MUESTRA SCADA ASCII, MODBUS RTU

En las Tablas 6 y 7, se muestra la recolección de datos, de la captura de información de los eventos, históricos y GPS de la subestación del Sistema Scada convencional Bailey Infi 90 de ABB. Protocolo considerado dentro de la norma Modbus RTU.

**Tabla 6.**

*Toma de muestra 2.1 Scada Bailey Infi 90.*

Ítem N°	Nivel 2 Evento	Mensaje Scada	Para metros Tomados de Scada Convencional Bailey Infi 90 ABB			Equipo Local	Scada	Muestra t= ms
			día	Hora (GPS)	ASCII			
1	Alarma	Falla Interna Onda Portadora	1/05/2017	15:41:32_4	x	1	2	67
2	Alarma	Falla Interna Onda Portadora	1/05/2017	15:41:32_4	x	1	2	47
3	Alarma	Falla PLC	1/05/2017	08:45:40_3	x	1	2	60
4	Alarma	Alarma de Sistema contra Incendios	1/05/2017	08:42:31_8	x	1	2	61
5	Alarma	Tensión de salida muy baja carga	1/05/2017	08:42:31_7	x	1	2	57
6	Alarma	Falla Circuito Cargador de baterías	1/05/2017	08:42:31_7	x	1	2	69
7	Alarma	Falla de entrada CA Cargador baterías	1/05/2017	08:42:31_7	x	1	2	68
8	Alarma	Falla de puesta a tierra 125VDC	1/05/2017	08:42:31_7	x	1	2	98
9	Alarma	Falla de cargador de baterías 1	1/05/2017	08:42:31_7	x	1	2	100
10	Alarma	Falla PLC	1/05/2017	08:42:31_5	x	1	2	61
11	Alarma	Falla PLC	1/05/2017	08:42:31_4	x	1	2	57
12	Alarma	Falla de entrada CA Cargador baterías	1/05/2017	12:41:43_7	x	1	2	69
13	Alarma	Falla de cargador de baterías 1	1/05/2017	12:39:22_4	x	1	2	98
14	Alarma	Falla de puesta a tierra 125VDC	1/05/2017	12:38:39_2	x	1	2	100
15	Alarma	Falla Circuito Cargador de baterías	1/05/2017	12:38:15_1	x	1	2	69
16	Alarma	Tensión de salida muy baja carga	1/05/2017	12:37:47_4	x	1	2	89
17	Alarma	Falla PLC	1/05/2017	15:53:46_2	x	1	2	98
18	Alarma	Disco duro E	1/05/2017	09:06:26_4	x	1	2	69
19	Alarma	Disco duro E	1/05/2017	09:06:26_4	x	1	2	90
20	Alarma	Falla PLC	1/05/2017	12:06:57_0	x	1	2	54
21	Alarma	Falla de PLC	1/05/2017	12:06:57_0	x	1	2	53
22	Alarma	Alarma de Sistema Contra Incendios	1/05/2017	12:00:43_0	x	1	2	69
23	Alarma	Falla Urgente Cargador batería 2	1/05/2017	17:30:50_3	x	1	2	58
24	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 2	1/05/2017	17:30:50_3	x	1	2	55
25	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 1	1/05/2017	17:30:50_2	x	1	2	40
26	Alarma	Falla No urgente Cargador de batería 1	1/05/2017	17:30:50_2	x	1	2	79
27	Alarma	MCB Protección y control abierto	1/05/2017	04:38:36_4	x	1	2	54
28	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 1	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	67
29	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 1	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	69
30	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 2	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	50
31	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 2	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	48
32	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 3	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	64
33	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 3	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	98
34	Alarma	Disparo 21 protección de distancia Fase zona 4	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	40
35	Alarma	Arranque 21 protección de distancia Fase zona 4	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	48
36	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 1	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	59
37	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 1	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	56
38	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 2	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	80
39	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 2	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	47
40	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 3	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	68
41	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 3	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	43
42	Alarma	Disparo 21 protección de distancia falla a tierra zona 4	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	39
43	Alarma	Arranque 21 protección de distancia falla a tierra zona 4	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	48
44	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea General	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	58
45	Alarma	Disparo 67N Sobre corriente direccional Temporizado	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	75
46	Alarma	Arranque 67N Sobre corriente direccional Temporizado	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	48
47	Alarma	Disparo 85/21 Teleprotección por POTT /PUTT	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	51
48	Alarma	Disparo General	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	60
49	Alarma	Disparo General fase R	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	79
50	Alarma	Disparo General fase S	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	89
51	Alarma	Detección de oscilación de Potencia	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	55
52	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase R	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	60
53	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase S	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	71
54	Alarma	Disparo 87L Diferencial de línea fase T	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	54
55	Alarma	Disparo General Fase T	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	57
56	Alarma	Falla MCB tensión	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	81
57	Alarma	Bloque presión de gas SF6	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	65
58	Alarma	Bloque presión de gas SF6	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	65
59	Alarma	Teleprotecciones 21 RX Canal de comunicaciones 1	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	49
60	Alarma	Teleprotecciones 21 RX Canal de comunicaciones 2	1/05/2017	13:35:08_8	x	1	2	54

**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

**Tabla 7.**

*Toma de muestra 2 Scada Bailey Infi 90.*

Ítem N°	Nivel 2 Evento	Mensaje Scada	Para metros Tomados de Scada Convencional Bailey Infi 90 ABB			Equipo Local	Scada	Muestra t= ms
			día	Hora (GPS)	ASCII			
61	Señal	Potencia Activa	1/05/2017	04:13:56_5	x	1	2	58
62	Señal	Potencia Activa	1/05/2017	04:12:57_0	x	1	2	65
63	Señal	Potencia Activa	1/05/2017	04:12:35_6	x	1	2	76
64	Alarma	Falla de alimentación GW1	1/05/2017	10:36:02_2	x	1	2	49
65	Alarma	Falla de alimentación GW1	1/05/2017	10:36:02_2	x	1	2	76
66	Alarma	Falla de alimentación GWS1	1/05/2017	10:36:02_2	x	1	2	64
67	Alarma	Falla de alimentación GWS2	1/05/2017	10:36:02_2	x	1	2	79
68	Alarma	Falla Interna Router RU1	1/05/2017	10:36:02_2	x	1	2	59
69	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	54
70	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	67
71	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	69
72	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	76
73	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	64
74	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	10:36:02_1	x	1	2	81
75	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	13:42:09_2	x	1	2	68
76	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	13:42:09_2	x	1	2	49
77	Alarma	Falla de alimentación GW1	1/05/2017	16:38:28_5	x	1	2	78
78	Alarma	Falla de alimentación GW1	1/05/2017	16:38:28_5	x	1	2	99
79	Alarma	Falla de alimentación GWS1	1/05/2017	16:38:28_5	x	1	2	76
80	Alarma	Falla de alimentación GWS2	1/05/2017	16:38:28_5	x	1	2	56
81	Alarma	Falla Interna Router RU1	1/05/2017	16:38:28_5	x	1	2	50
82	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	08:42:32_0	x	1	2	56
83	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	08:42:32_0	x	1	2	60
84	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	08:42:32_0	x	1	2	59
85	Alarma	Bloque de prueba insertado	1/05/2017	08:42:32_0	x	1	2	46
86	Evento	Abrir Interruptor HCB 1452	1/05/2017	08:35:02_2	x	1	2	100
87	Evento	Abrir Interruptor HCB 1252	1/05/2017	08:36:03_2	x	1	2	89
88	Evento	Abrir seccionador 1426	1/05/2017	08:37:02_3	x	1	2	75
89	Evento	Abrir seccionador 14310	1/05/2017	08:38:02_4	x	1	2	69
90	Evento	Abrir seccionador 1236	1/05/2017	08:40:03_2	x	1	2	58
91	Evento	Abrir seccionador 1222	1/05/2017	08:41:05_1	x	1	2	60
92	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1252 de panel Mimico en Local	1/05/2017	08:43:06_2	x	1	2	65
93	Evento	Desbloquear seccionador 1252	1/05/2017	08:44:02_3	x	1	2	48
94	Evento	Cerrar seccionador de puesta a tierra 1202	1/05/2017	08:45:03_2	x	1	2	69
95	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1453 de panel Mimico en Local	1/05/2017	08:47:04_5	x	1	2	73
96	Evento	Desbloquear seccionador 1406 Y Colocar en local	1/05/2017	08:48:05_2	x	1	2	57
97	Evento	Cerrar Seccionador de puesta a tierra 1406	1/05/2017	08:49:02_8	x	1	2	99
98	Evento	Abrir Seccionador de puesta a tierra 1406	1/05/2017	08:52:02_2	x	1	2	89
99	Evento	Bloquear seccionador 1406	1/05/2017	08:53:03_3	x	1	2	48
100	Evento	Abrir seccionador de puesta a tierra 1202	1/05/2017	11:40:03_2	x	1	2	98
101	Evento	Bloquear seccionador 1202	1/05/2017	11:41:05_1	x	1	2	67
102	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1452 en Posición Scada	1/05/2017	11:43:06_2	x	1	2	120
103	Evento	Colocar el Selector L/R HCB1252 en Posición Scada	1/05/2017	11:44:02_3	x	1	2	68
104	Evento	Cerrar seccionador 1222	1/05/2017	11:45:03_2	x	1	2	101
105	Evento	Cerrar seccionador 1236	1/05/2017	11:47:04_5	x	1	2	47
106	Evento	Cerrar seccionador 14310	1/05/2017	11:48:05_2	x	1	2	79
107	Evento	Cerrar seccionador 1426	1/05/2017	11:51:02_5	x	1	2	57
108	Evento	Cerrar Interruptor HCB 1452	1/05/2017	11:52:02_2	x	1	2	98
109	Evento	Cerrar Interruptor HCB 1452	1/05/2017	11:54:03_2	x	1	2	89

67.35

**Fuente:** Tomada del sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

De los registros de los sistemas Scada analizado, se determina el tiempo promedio por cada sistema determinando que con el sistema Scada IEC1850 existe una disminución porcentual del 13.55 % del tiempo de los eventos a favor del sistema en comparación con el sistema convencional anterior Bailey Infi.

**Tabla 8.***Comparación del tiempo de captura de información entre sistemas*

Sistema	Nro. de registros	Protocolo	Promedio de tiempo (ms)	Variación porcentual
Scada convencional Bailey Infi 90	190	ASCII	67.35	13.55 %
Scada IEC61850	190	MMS	58.22	

Por otro lado, también se muestra, la comparación de la reducción de cables con la situación actual y la situación propuesta.

Para la situación actual, como se mencionó antes en la Figura 1, hay utilización de 88 cables, los cuales conectan diferentes paneles, en este caso se tiene el siguiente análisis.

**Tabla 9.***Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves*

Patio de Llaves		
Conexión		
Equipo patio	Borneras	44
Borneras	Bornera de campo	

En el caso del patio de llaves hay dos conexiones del equipo de patio con las borneras y de las borneras con la bornera de campo, por lo que en total hay 44 cables que logran la comunicación entre ambos.

**Tabla 10.***Conexiones y cantidad de cables existentes de la sala de control*

Sala de Control		
Conexión		
Bornera de campo	Bornera de campo	44
Bornera de campo	Borneras	
Borneras	Relé de protección	

En el caso de la sala de control se encuentran tres conexiones, primero la que conecta el patio con la sala de control, luego la bornera de campos con borneras y por último las borneras con el relé de protección, haciendo un total de 44 cables.

Por otro lado, en las conexiones propuestas, se plantea trabajar con cables FO, lo cual podría reducir de gran manera los cables empleados.

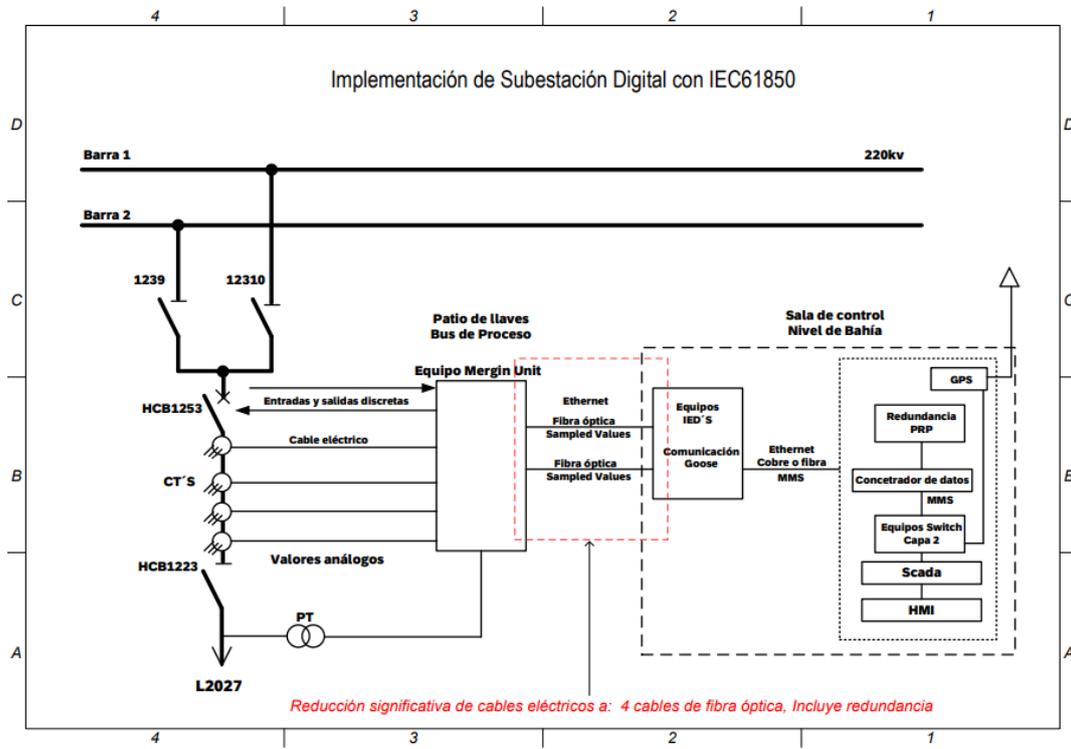


Figura 62. Propuesta de implementación.

Tabla 11.

Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves

Patio de Llaves		
Conexión		
Equipo de patio	Borneras	1
Borneras	Relé de protección o MU	1

En el caso del patio de llaves hay dos conexiones del equipo de patio con las borneras y de las borneras al relé de protección, por lo que en total hay 2 cables que logran la comunicación entre ambos.

**Tabla 12.***Conexiones y cantidad de cables existentes del patio de llaves*

Sala de Control		
Conexión		
Relé de protección	Switch Ethernet	1
	Estación de ingeniería	
Switch Ethernet	Relé de protección	1
	Controlador	

En el caso de la situación propuesta, se logra la conexión a través del relé de protección con la switch ethernet, la que a su vez proporciona la comunicación con la estación de ingeniería, el relé de protección y el controlador, habiendo un total de 2 cables de FO.

Evidenciando la mejora posible con la propuesta se comprueba también de forma económica, considerando la reducción de cables, obteniendo así lo siguiente:

**Tabla 13.***Comparación de costos*

	Descripción	Cantidad	Precio \$	Precio \$	Total
Situación actual	Cables comunicación	88	\$ 143,97	S/ 531,25	S/ 46 750,00
Situación propuesta	Cables FO	4	-	S/ 300,00	S/ 1 200,00

La operación del sistema eléctrico evidencia una mejora trabajando con indicadores de coste y reducción del número de cables, puesto que en el sistema propuesto se usa 4 cables FO mientras que en el sistema actual hay un uso de 88 cables, lo que causa inestabilidad en la red, problemas de confiabilidad y posibles accidentes por el calentamiento de los mismos.

#### 4.4 RESULTADO E INTERPRETACIÓN DE DATOS

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 14, se verifica que si existe diferencia significativa en el promedio de tiempo de los dos sistemas Scada, esto quiere decir, que el empleo del estándar IEC61850, el cual cuenta con prestaciones de Interoperabilidad entre los diferentes equipos IED en todo nivel de proceso y de estación, influye en la operación del de la Subestación Moquegua.

**Tabla 14.**

*Resultados e Interpretación.*

Nivel de Confianza de 95%	5% de significancia		
¿Existe diferencia estadística significativa en el promedio de tiempo en cuanto a la tecnología del sistema Scada ?		Valor Prueba T	Valor P
		-4.28	2.7541E-05
		SI/NO	SI
Hipotesis Nula =	No existe diferencia estadísticamente significativa en el promedio de Tiempo en cuanto a la tecnología del sistema scada, con un 95% de nivel de confianza		
Hipotesis Alternativa =	Si existe diferencia estadísticamente significativa en el promedio de Tiempo en cuanto a la tecnología del sistema scada, con un 95% de nivel de confianza		
Prueba F	0.074086941		
H0=Las varianzas son iguales	Valor T	-4.1149805	
H1=Las varianzas son distintas	Valor P	2.7541E-05	

**4.5 PRUEBA DE HIPÓTESIS**

La Tabla 15 muestra las consideraciones de la probabilidad. En la tabla 9 se muestra la prueba de Hipótesis realizada con el programa Excel, en donde las variables de las tablas 4-5 y 6-7, (109 muestras), son sometidas a las pruebas t student de muestras independientes. El valor del estadístico t (- 4.98), se puede apreciar en la curva de la figura 61, este valor cae en la región de rechazo, por lo que en la tabla 16 la Hipótesis alternativa muestra que: si existe diferencia estadísticamente significativa en el promedio de tiempos en cuando a la tecnología del sistema scada.

**Tabla 15.**

*Criterios estadísticos*

---

T STUDENT

---

Dos Muestras Con Varianza Homogénea	Homocedasticidad
Dos muestras con Varianza Heterogénea	

Valor de  $P \leq$  Nivel de significancia, se rechaza Hipótesis nula  
 Valor de  $P >$  Nivel de significancia, se acepta Hipótesis nula

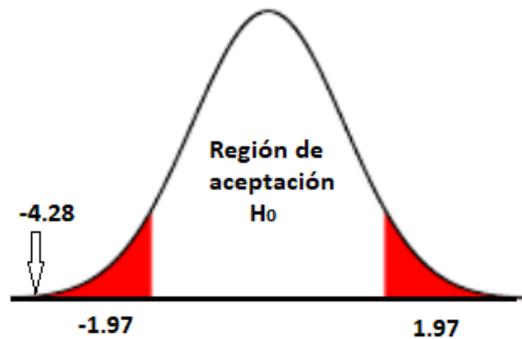
---

**Tabla 16.**

*Prueba de Hipótesis*

	Variable 1	Variable 2
Media	58.22018349	67.3486239
Varianza	205.0621814	289.655114
Observaciones	109	109
Varianza agrupada	247.3586476	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	216	
Estadístico t	-4.284807199	
P(T<=t) una cola	1.37705E-05	
Valor crítico de t (una cola)	1.651938651	
P(T<=t) dos colas	2.7541E-05	
Valor crítico de t (dos colas)	1.971007472	

*Fuente:* Tomada de los cálculos realizado con el software Excel.



*Figura 63.* Gráfico prueba de hipótesis.

#### **4.6 DISCUSIÓN Y RESULTADOS**

Los resultados obtenidos, muestran a través de probabilidades y prueba de hipótesis, utilizando comparación de T-student, el cual es una alternativa, para determinar la viabilidad del presente proyecto, que existe diferencia significativa en los tiempos en el sistema scada convencional y el sistema scada con el estándar IEC61850; sin embargo, esto en la práctica tiene una diferencia, debido que el tiempo de llegada de las señales de estado al sistema scada con IEC61850 empleando el protocolo MMS, puede tener un rango de tiempo tolerable dentro de los milisegundos, inclusive segundos. La reducción del número de cables en el nivel de proceso, garantiza la seguridad de los activos, afianza la salud de las señales debido a que en todo momento se está monitorizando cada

señal. La interoperabilidad de los equipos garantiza la continuidad en las operaciones del sistema eléctrico de potencia. En los diferentes antecedentes locales e internacionales se presentan resultados comprobando el tiempo medio entre averías (MTBF), el tiempo medio hasta la reparación (MTTR) y el tiempo medio hasta que el equipo falle (MTTF), esto está relacionado directamente con la disponibilidad de los activos, es un indicador el cual muestra por cuanto tiempo un sistema seguirá trabajando en forma normal, con este método, también se puede determinar, si el sistema Scada con el IEC61850 mejora la operación, seguridad e Interoperabilidad de los equipos, sin embargo, no influyen en los resultados finales, debido a que se llega a la misma conclusión.

#### **4.7 CONSECUENCIAS TEÓRICAS**

El presente trabajo toma la alternativa de una pequeña muestra poblacional comparativa entre los tiempos de envío y recepción de datos en una subestación eléctrica empleando método probabilístico conocido y difundido en la teoría, por lo que se afirma, que no se muestra consecuencias teóricas en la investigación realizada, sin embargo, el método de toma de datos y su análisis, servirá para futuras investigaciones en diferentes proyectos y tesis.

#### **4.8 APLICACIONES PRÁCTICAS PARA TRABAJOS FUTUROS**

Diferentes empresas del sector eléctrico disponen de sistemas convencionales Scada para su operación, esto implica que se encuentren desfasadas con tecnologías actuales. El presente trabajo tiene diferentes alternativas prácticas y aplicaciones futuras en subestaciones eléctricas de potencia, una de ellas, optimizar el cableado eléctrico reemplazándolo por fibra óptica, con la finalidad de mejorar la seguridad de en la operación y la infraestructura de la subestación.

Otro punto importante, es el reemplazo de redes ethernet desfasadas, de baja velocidad, de alta latencia y baja redundancia, por redes que cumplan todas las recomendaciones de la norma IEC61850.

La interoperabilidad de equipos es otra de las aplicaciones prácticas, debido a que no está ligado con una misma marca o equipo en particular, se dispone de la opción de intercambiar equipos de cualquier marca, esto es de suma importancia en caso de falla para el reemplazo del equipo en forma rápida, mejorando la eficiencia y las interrupciones en el sistema eléctrico, debido a que se utiliza un solo archivo estándar para todas las marcas de equipos.

#### **4.9 MÉTODOS ALTERNOS PARA ANÁLISIS DE FALLA EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO**

Existe varias alternativas de análisis para predecir las fallas en el sistema de potencia, en el corto, mediano y largo plazo, una de ellas es los indicadores MTBF, MTTR, Y MTTF, esto se calcula

con la disponibilidad de los activos. Una alternativa de verificación es asociarlo con el sistema ERP, con la planificación de recursos empresariales.

Otra alternativa es el software Organon, el cual emplea técnicas dinámicas para la seguridad, y análisis del sistema eléctrico de potencia.

Los sistemas de administración de energía EMS, también contribuyen con los análisis de fallas, debido al Análisis previo para la operación en tiempo real.

El programa Power Factory, (Digsilent), es una ayuda en el análisis de corto y mediano plazo.

Costo de operación del sistema Implementado y confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo.

#### **4.10 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN CORTO MEDIANO Y LARGO PLAZO**

La confiabilidad es significativamente mayor implementado el sistema propuesto, en comparación con el sistema convencional scada, el costo de operación se recupera en el mediano plazo, esto debido a que el sistema se mantiene robusto, las maniobras se realizan sin falla, y el monitoreo de las variables se realiza en condiciones de seguridades favorables.

Se cumple las exigencias del COES y el OSINERGMIN en la norma NTIITR.

A largo plazo, las exigencias serán mayores, esto por la ciberseguridad del sistema scada, la vulnerabilidad de los activos, latentes a ataques de hacker.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

En el presente trabajo se Analizó, de qué manera influye la propuesta de implementación del estándar IEC61850 en la Subestación S.E. Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia de Engie Energía Perú, se comprueba que la implementación del estándar IEC 61850 es viable y tiene beneficios de seguridad en la infraestructura y la interoperabilidad en el equipamiento en todos los niveles de proceso.

Lo más importante del análisis fue la estructura de la norma IEC61850, y las diferentes opciones que se dispone para la digitalización de la SE Eléctricas de potencia, porque debido a ello, se permite la adecuada operación del sistema, la interoperabilidad y la seguridad. Lo que contribuyó con el análisis fue la aplicación del método probabilístico, para determinar los tiempos de operación, porque a través de ellos se verifica y se compara el aseguramiento de los datos; sin embargo, esto en la práctica no es real, debido a la flexibilidad en la llegada de las señales sistema scada, siendo lo más difícil, encontrar el momento preciso para realizar la captura de la información, coincidir con las maniobras y los eventos del sistema Scada.

Para asegurar una adecuada y correcta operación y seguridad en el sistema eléctrico de potencia del SEIN, es necesario seguir implementando alternativas tecnológicas que dispongan de herramientas escalables, modernas, Interoperables, vanguardistas, las cuales garanticen el ágil flujo de información entre los diferentes niveles de proceso, una de ellas, la cual dispone de todas estas prestaciones en el estándar IEC61850, que surgió de un proceso largo para su aceptación en los sistemas modernos, se puede decir que evolucionó, y llegó para quedarse por mucho tiempo, debido a su modelo abstracto, y estructura jerárquica.

Se demuestra a través del presente proyecto, la viabilidad de la implementación del estándar IEC61850 en todos los niveles de proceso Scada, con el objetivo de mejorar la operación en el sistema eléctrico de potencia de la SE Moquegua, así como la Seguridad y la Interoperabilidad entre los diferentes equipos.

El Estándar IEC61850 tiene limitaciones técnicas, las cuales no permiten aplicarla en un 100 %, debido a que no se dispone de equipamiento que cumplan los requisitos, sin embargo, el desarrollo es constante, muestra de ello son los avances que se vienen dando en el desarrollo de mejoras en los capítulos en la versión 2 de la norma en mención.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Seguir rigurosamente la estructura y recomendaciones de la norma IEC61850, en su revisión 1, también la revisión 2 y las nuevas facilidades técnicas analizadas y resueltas, para su aplicación e implementación en el sistema Scada SE Moquegua Engie.
- El empleo de equipos IED'S de marca reconocidas, los cuales se integren en los tres niveles de proceso de la Subestación.
- El reemplazo de cables de control eléctricos, que van desde niveles de proceso, hacia niveles de bahía y estación, por cables de fibra óptica canalizados adecuadamente.
- El uso de equipo de comunicaciones libre de interferencias e inmunes a campos electromagnéticos, polvo, humedad, con el objetivo de garantizar la continuidad y disponibilidad del sistema Scada.
- El uso de red de comunicaciones redundantes, que se disponga de 2 caminos como mínimo, con el objetivo de utilizar el protocolo Sampled Values, el cual necesita adecuada velocidad de muestreo.
- Seguir analizando la norma IEC61850 en sus diferentes capítulos, así como la versión 2 con sus actualizaciones.
- A las universidades, que se apertura en la malla curricular, o que sea un tema de estudio, la estructura de la norma IEC61850.
- Que los cables de red Ethernet dispongan de prestaciones adecuadas en su categoría (6ª) Como mínimo.
- Que los gabinetes de comunicaciones cumplan con la hermeticidad adecuada, mínimo: IP67, con esto garantizar la adecuada protección de equipos.
- Que la elección de sistema Scada, se ajuste a todos los parámetros de la norma, que disponga de facilidades técnicas, que sea intuitivo, y de fácil manejo para los operadores.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CABRERA, Luis. Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional Existente en Colombia. Tesis (Maestría en Ingeniería Eléctrica). Bogotá: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito Colombia, 2021, 219 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: <https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/1880>
2. CAMAÑO, Jorge y TORRES, Martín. Diseño de la Subestación Digital “Placido Rosas” 150/63/31.5 Kv, conforme a la norma IEC 61850. Grado (Memoria de grado). Montevideo: Universidad Católica de Uruguay, 2020, 101 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: <https://liberi.ucu.edu.uy/xmlui/bitstream/handle/10895/1441/Cama%C3%B1o-Torres.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
3. AYALA, Ronald y TENESACA, Javier. Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistema de generación y redes de distribución. Proyecto (Previa a la obtención del título). Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador, 2018, 166 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15569/1/UPS-GT002146.pdf>
4. CIGRE Colombia. Comité de estudios B5 grupo de trabajo WG B5.8. Necesidades, requerimientos y desafíos de la implementación de subestaciones digitales en Colombia (Implementación del estándar IEC 61850). Colombia. Cigre. 2021. Disponible en: <http://www.cigrecolombia.org/Documents/Documentos-t%C3%A9cnicos/DT-B5.8-Subestaciones%20digitales.pdf>
5. SERVAN, Marlon. Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A mediante un sistema Scada/ICCP para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES. Tesis (Título de Ingeniero Electrónico) Callao. Universidad Nacional del Callao, 2019, 94 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: [http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/3914/SERVAN%20FERNANDEZ\\_%20PREGRADO\\_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/3914/SERVAN%20FERNANDEZ_%20PREGRADO_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
6. CORDOVA, Edson. Diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Eléctrico) Chiclayo. Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, 2018, 138 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: [https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1208/1/TL\\_CordovaSaavedraEdson.pdf.pdf](https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1208/1/TL_CordovaSaavedraEdson.pdf.pdf)

7. ATENCIA, Rafael. Diseño e implementación del sistema de control y mando de la subestación Mina Huaron 50/22.9 Kv 10MVA. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico y de Potencia) Lima. Universidad Tecnológica del Perú, 2020, 184 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: [https://repositorio.utp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12867/3362/Rafael%20Atencia\\_Trabajo%20de%20Suficiencia%20Profesional\\_Titulo%20Profesional\\_2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.utp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12867/3362/Rafael%20Atencia_Trabajo%20de%20Suficiencia%20Profesional_Titulo%20Profesional_2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
8. ORÉ, Frankli. Automatización y control con RTU de 28 subestaciones de distribución de media tensión del centro histórico de Trujillo. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico y de Potencia) Huancayo. Universidad Nacional del Centro del Perú, 2021, 85 pp. [Fecha de consulta: 10 de setiembre del 2023]. Disponible en: [https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/6480/T010\\_71424254\\_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/6480/T010_71424254_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
9. ROJAS, Alan. Automatización de la subestación eléctrica Jesús de 138kV Arequipa – a través del Protocolo de Comunicaciones IEC 61850. Tesis (Título de Ingeniero Mecatrónico) Trujillo. Universidad Nacional de Trujillo, 2018, 82 pp. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <http://dspace.unitru.edu.pe/handle/UNITRU/10464>
10. ANGULO, Jeisver. Supervisión, control y operación centralizada de la subestación Montalvo 500/220Kv de la empresa Abengoa transmisión Sur. Suficiencia Profesional (Título de Ingeniero Electrónico) Arequipa. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2019, 142 pp. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <https://repositorio.unsa.edu.pe/bitstreams/a8939714-0347-49c1-b35f-6ec3059d2784/download>
11. GE GRID SOLUTION. Transformador de corriente óptico COSI-CT Grid GA-L3-COSI\_CT-0907GE 2016 [En línea]. General Electric Company, 2016 [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/grid-ga-l3-cosi\\_ct-0907-2016\\_07-en.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/grid-ga-l3-cosi_ct-0907-2016_07-en.pdf)
12. GARCIA, Enrique. Transformadores de corriente ópticos y electrónicos – Subestaciones Digitales. [En línea]. Pac Academy, mayo 31, 2022 [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <https://pac-academy.com/nueva-tecnologia-en-ttcc/>
13. IEC 61869-9. 2016. Digital Interface for Instrument Transformers, International Standard ISBN 978-2-8322-3331-3 edition 1.0 2016-04. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023] Disponible en: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61869-9%7Bed1.0%7Den.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61869-9%7Bed1.0%7Den.pdf)
14. Capacitación Subestaciones Digitales y estándar IEC 61850. «Capacitación» (2021) [Video Youtube]. ROJAS, A. Empresa de automatización y control Axom Group. Colombia 2021.

- [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <https://youtu.be/J5P01Naf1yw> / <https://youtu.be/200ZIZo4ogI>, /<https://youtu.be/6ZftKiGBhdY> <https://youtu.be/CzSU4BxcEW0>
15. ANDERSON, Charles; ZNIBER, Salim; BOTZA, Youseff; DOLESILEK, David Y MCDEVITT, Justin. Case Study: IEC 61850 Application for a Transmission Substation Ghana. Marzo 2013. TP6595-01. Disponible en: [https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6595\\_CS\\_IEC61850\\_SZ\\_20130213\\_Web.pdf?v=20151125-100101](https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6595_CS_IEC61850_SZ_20130213_Web.pdf?v=20151125-100101)
  16. LEY N°28832, Resolución N°083-2021-OS/CD. (Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN). Modificación de procedimiento Técnico N°20 del CEOS. [En línea]. Página oficial del COES. 2023, [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
  17. RODRÍGUEZ, Andrés y PÉREZ, Alipio. Métodos científicos de indagación y de construcción del conocimiento. Revista EAN, 2017, pp. 179-200. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/ean/n82/0120-8160-ean-82-00179.pdf>
  18. BORJA, Manuel. Metodología de la investigación para la ingeniería. Chiclayo, 2016. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: [https://www.academia.edu/33692697/Metodolog%C3%Ada\\_de\\_Investigaci%C3%B3n\\_Cient%C3%Adfica\\_para\\_ingenier%C3%Ada\\_Civil](https://www.academia.edu/33692697/Metodolog%C3%Ada_de_Investigaci%C3%B3n_Cient%C3%Adfica_para_ingenier%C3%Ada_Civil)
  19. FERNÁNDEZ, Carlos; BAPTISTA, Pilar y HERNANDEZ, Roberto. Metodología de la investigación. México 2014. Sexta edición. 632 pp. ISBN: 978-1-4562-2396-0.
  20. CHAUR, Jairo. Diseño conceptual de productos asistido por ordenador: Un estudio Analítico sobre aplicaciones y definiciones de la estructura básica de un nuevo programa. Capítulo 9. (Análisis comparativo de resultados). Tesis (Doctor de Ingeniería). Cataluña. Universidad Politécnica de Cataluña. 2004. 357 pp. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/2117/94147>
  21. Webinars Análisis de tiempo en IEC 61850. «Análisis» (2023) [Video Youtube]. TONOS.L. Megger. [Fecha de consulta: 10 de marzo del 2023]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=d4K19zFlmHs>

## **ANEXOS**

## ANEXO 1

**Tabla 17.**

*Matriz de consistencia.*

Titulo del Proyecto:		Propuesta de Implementación del estándar IEC61850 para mejorar la operación de la subestación S.E.Moquegua en la ciudad de Moquegua – 2023			
	Problemas	objetivos	Hipotesis	Variables Dimensiones	Metodología
<b>General</b>	¿De qué manera influye la propuesta implementación del estándar IEC61850 en la Subestación S.E.Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?	Determinar de qué manera influye la propuesta de implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E.Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023.	La propuesta de Implementación del estándar IEC61850 en la subestación Moquegua, mejora la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023.	<b>Variable 1:</b> Implementación del estándar IEC61850 Dimensiones: 1. Características técnicas <b>Variable 2:</b> Operación de Sistema Eléctrico Dimensiones: 1. Reducción del número de cables y de costos	<b>Metodo:</b> Analítico Sistemático <b>Tipo:</b> Aplicativo propositivo <b>Nivel :</b> Explicativo <b>Diseño:</b> Experimental Pre-Experimental
<b>Específicos</b>	¿De qué manera influye la propuesta implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E.Moquegua en la interoperabilidad de equipos para la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?	Analizar cómo influye la propuesta de implementación en la interoperabilidad de equipos de la subestación eléctrica S.E. Moquegua, para la operación del sistema de potencia de Engie energía Peru, ubicada en la ciudad de Moquegua 2023.	La propuesta de implementación mejora la interoperabilidad de equipos, en la subestación Moquegua, en la operación del sistema eléctrico de potencia será óptima, después de la implementación des estándar IEC61850.		
	¿De qué manera influye la propuesta implementación del estándar IEC61850 en la subestación S.E.Moquegua en la seguridad, para la operación del sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Moquegua 2023?	Analizar cómo influye la propuesta de implementación en la seguridad de la subestación eléctrica SE. Moquegua, para la operación del sistema de potencia de Engie energía Peru, ubicada en la ciudad de Moquegua 2023.	La propuesta de implementación mejora la seguridad en la subestación Moquegua en la operación del sistema eléctrico de potencia será óptima, después de la implementación des estándar IEC61850.		

*Fuente:* Elaboración propia

## ANEXO 2

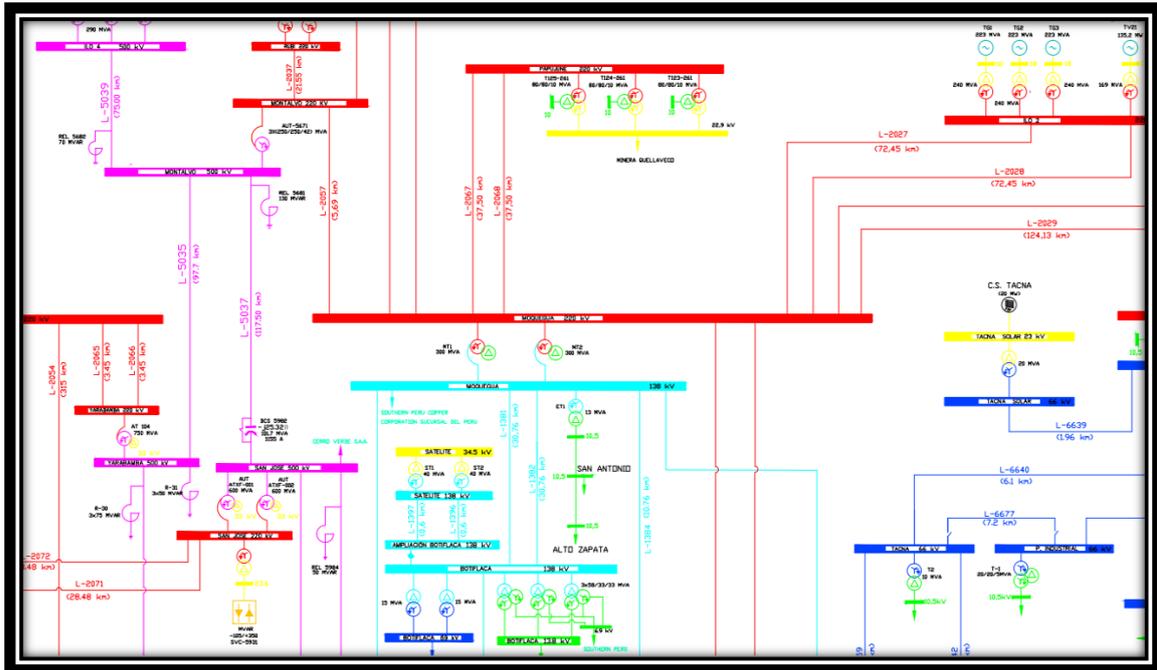


Figura 64. Unifilar SE Moquegua.

Fuente: Tomada de «Unifilar General COES» por Comité de Operaciones Económico del Sistema, 2023.

En la figura (65 a 72) se muestra, la Implementación del sistema scada, con un avance del 70 % en su implementación del IEC61850.

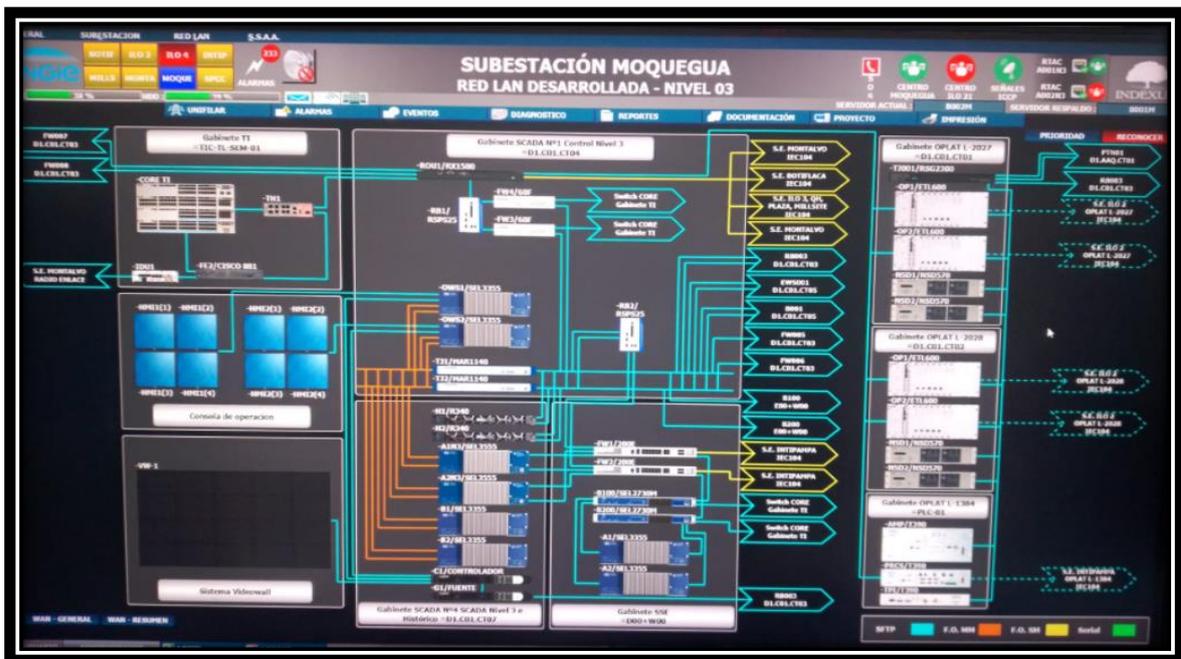


Figura 65. Topología de Red SE Moquegua Engie.

Fuente: Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

### ANEXO 3



**Figura 66.** Sala de control nivel 2 y 3 SE Moquegua Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 67.** Concentradores RTAC Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



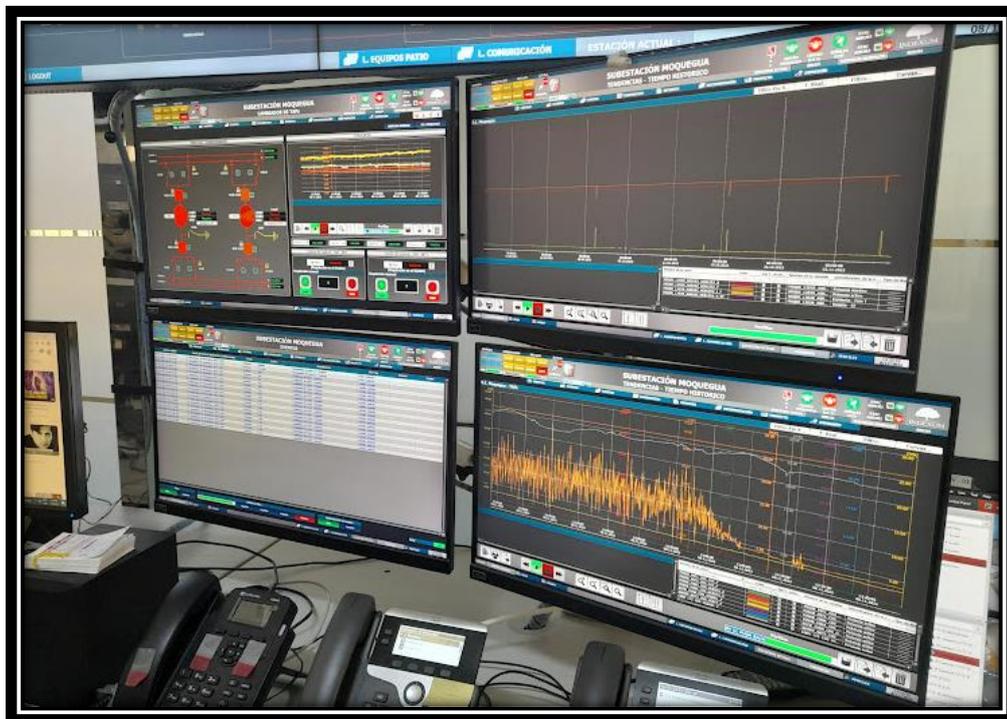
**Figura 68.** Controladores de datos AXION Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



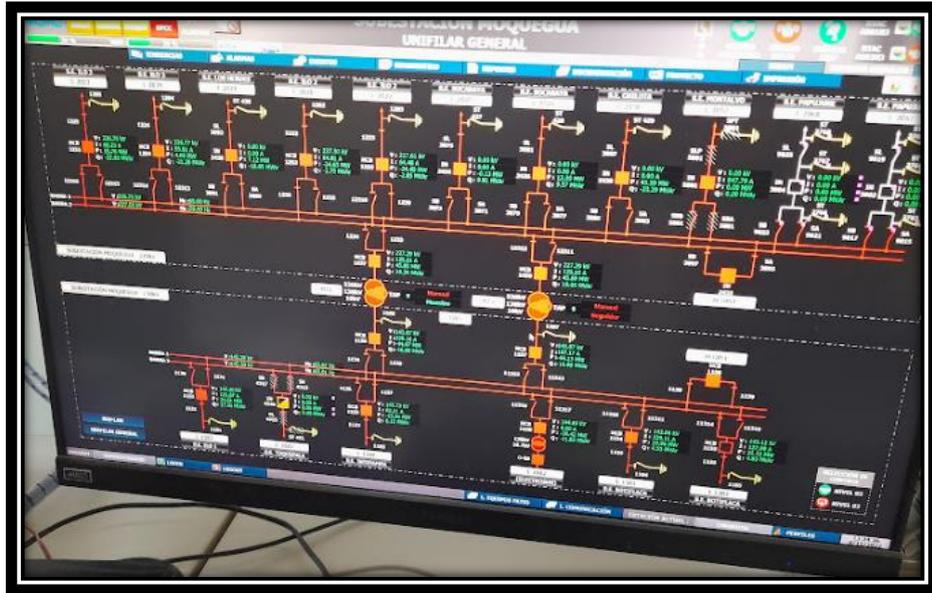
**Figura 69.** Switch capa 2 Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 70.** Medidores de energía Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 71.** Monitoreo de variables analógica.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 72.** Monitoreos scada Variables discretas.

**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA Empresa Engie SE Moquegua.

En la figura (73 a 76) se muestra el sistema scada convencional, el cual disponía de protocolos propietarios, tarjetas electrónicas modulares, transductores de Voltaje y corriente.



**Figura 73.** Equipo convencional SCADA DCS Bailey Infi 90 ABB Engie.

**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA convencional Empresa Engie SE Moquegua.



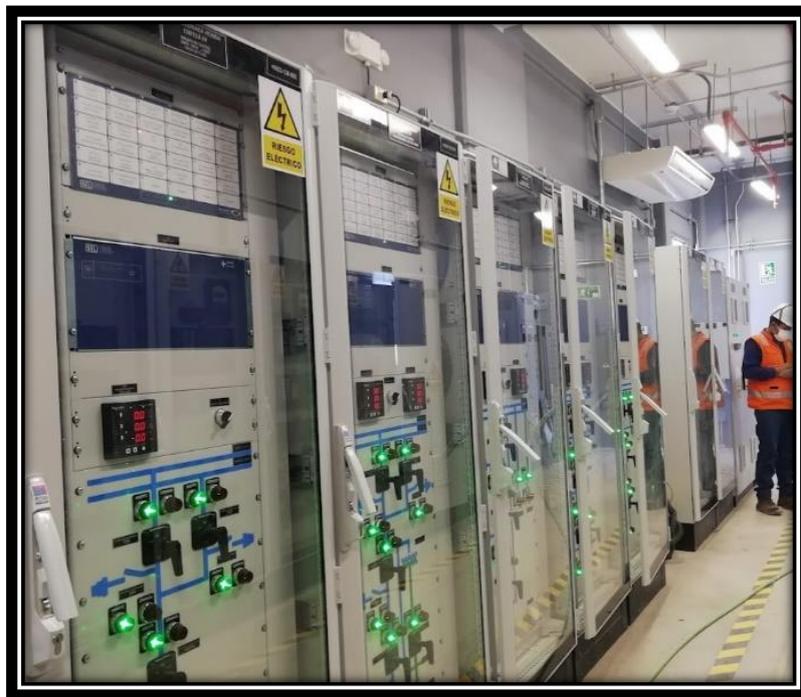
**Figura 74.** Módulos Equipo convencional SCADA DCS Bailey Infi 90 ABB Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA convencional Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 75.** Transductores de corriente y voltaje convencionales Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA convencional Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 76.** Tarjetas electrónicas Convencionales DCS Bailey Infi 90 ABB Engie.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA coonvencional Empresa Engie SE Moquegua.



**Figura 77.** Subestación proyectada con estándar IEC 61850 SPCC.  
**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA SPCC

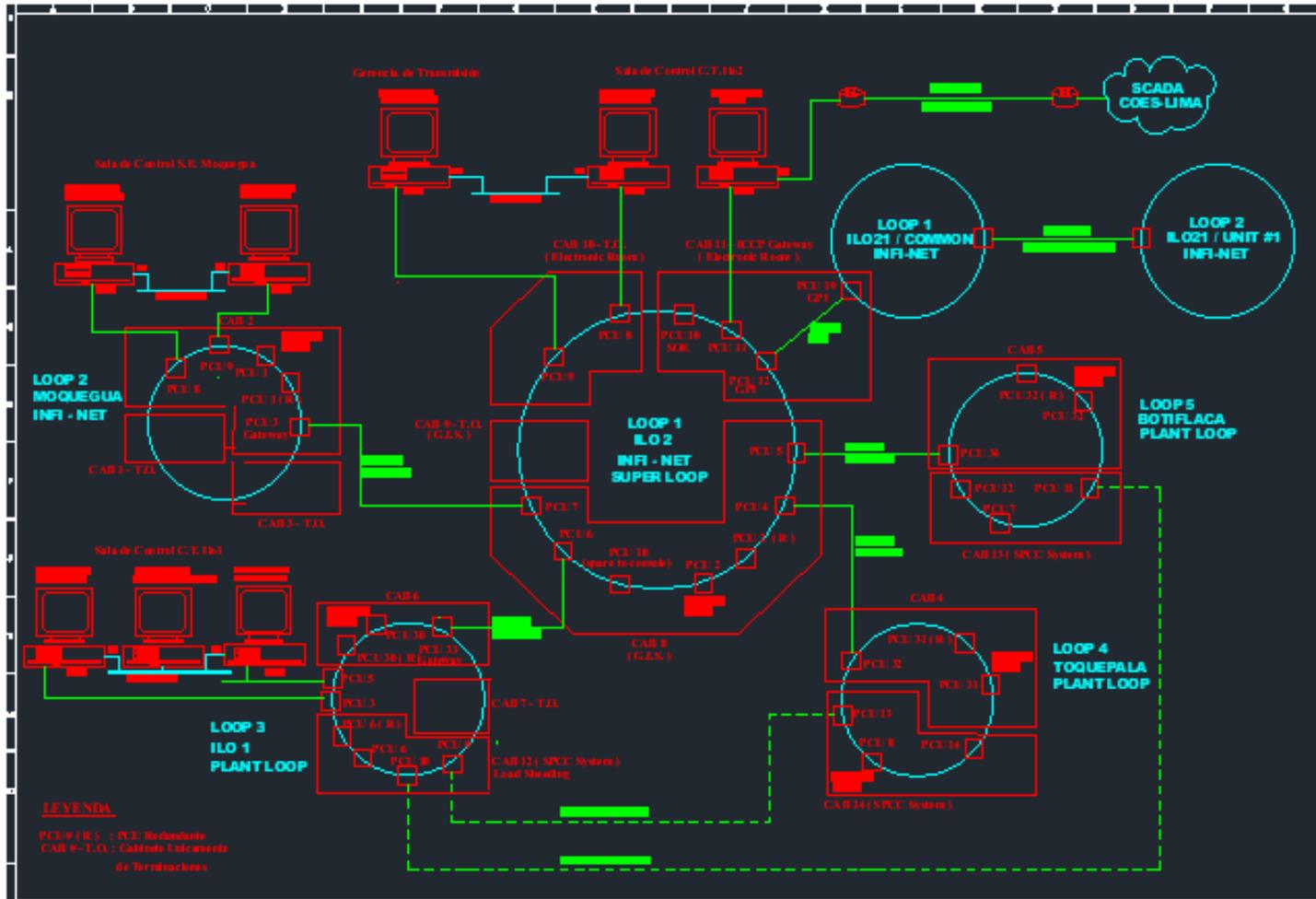


**Figura 78.** TC Convencional celda 220kv SE Moquegua Engie.

**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA convencional Empresa Engie SE Moquegua.

## ANEXO 4

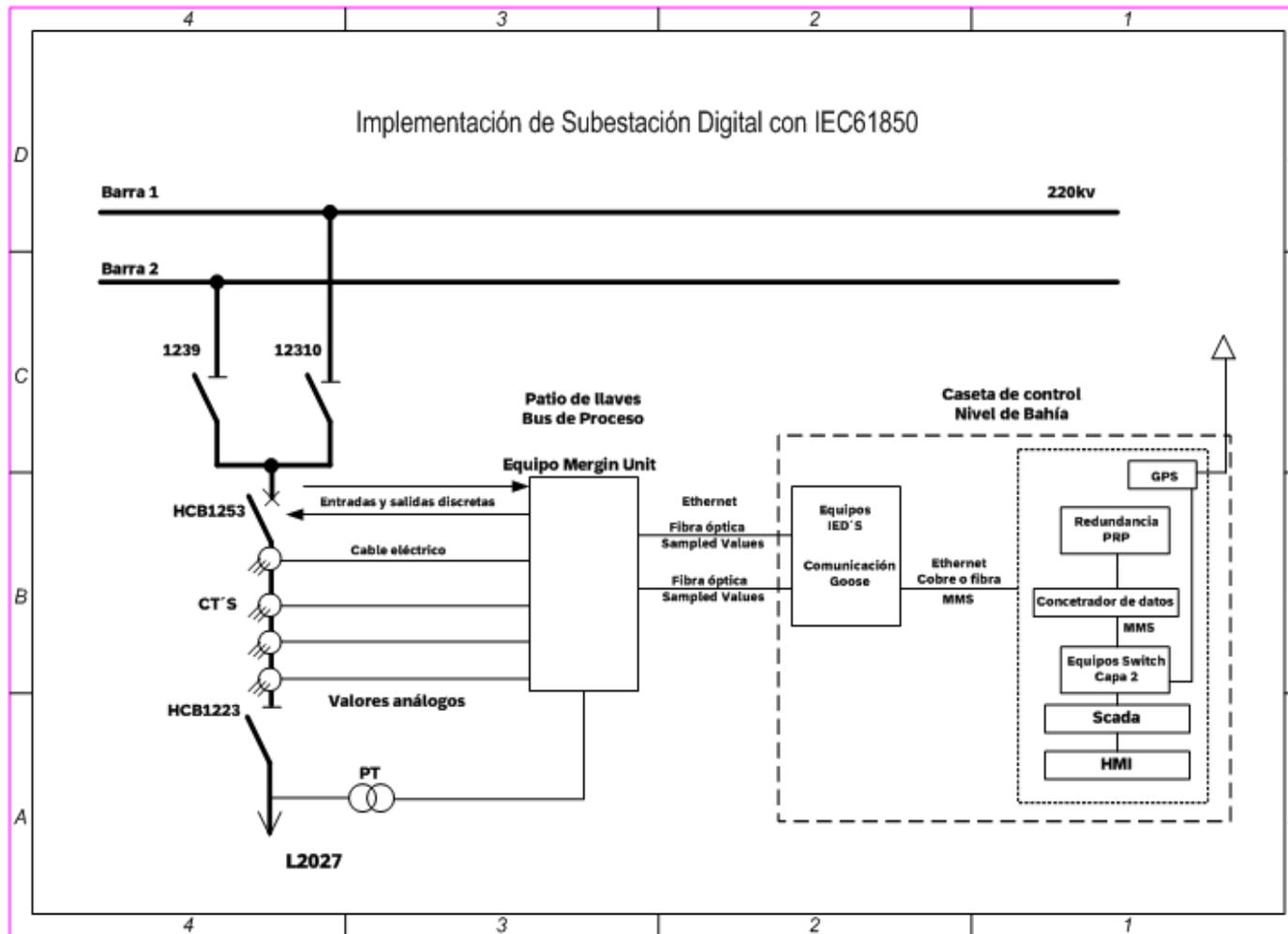
En la figura 79, se muestra el sistema scada Convencional antes de su implementación.



**Figura 79.** Sistema CDS Convencional Bailey Infi 90 SE Moquegua Engie.

**Fuente:** Tomada del del Sistema SCADA convencional Empresa Engie SE Moquegua.

## ANEXO 5



*Figura 80.* Implementación de subestación digital con IEC61850 SE Moquegua.

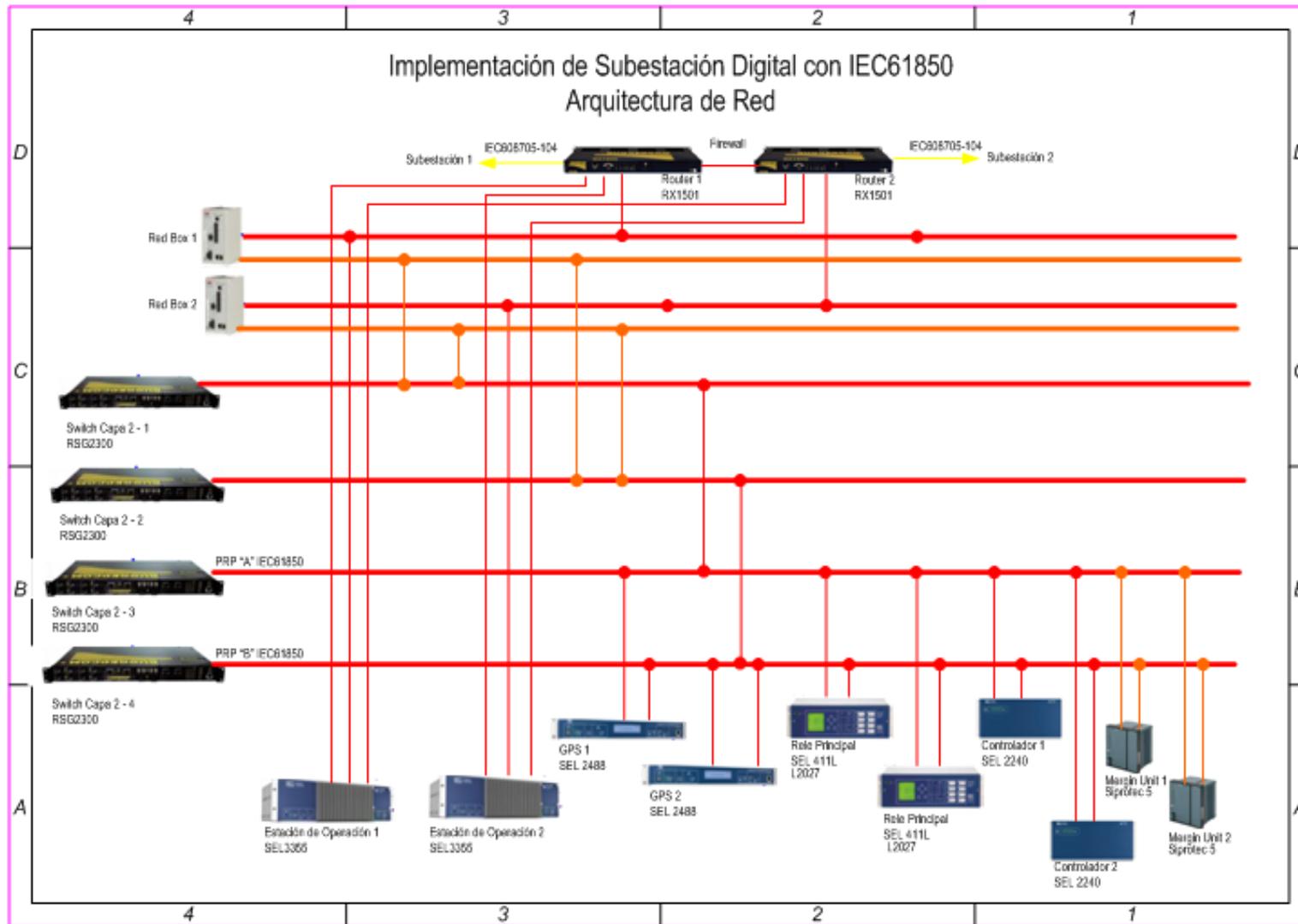


Figura 81. Implementación de subestación digital con IEC61850 Arquitectura de red SE Moquegua.

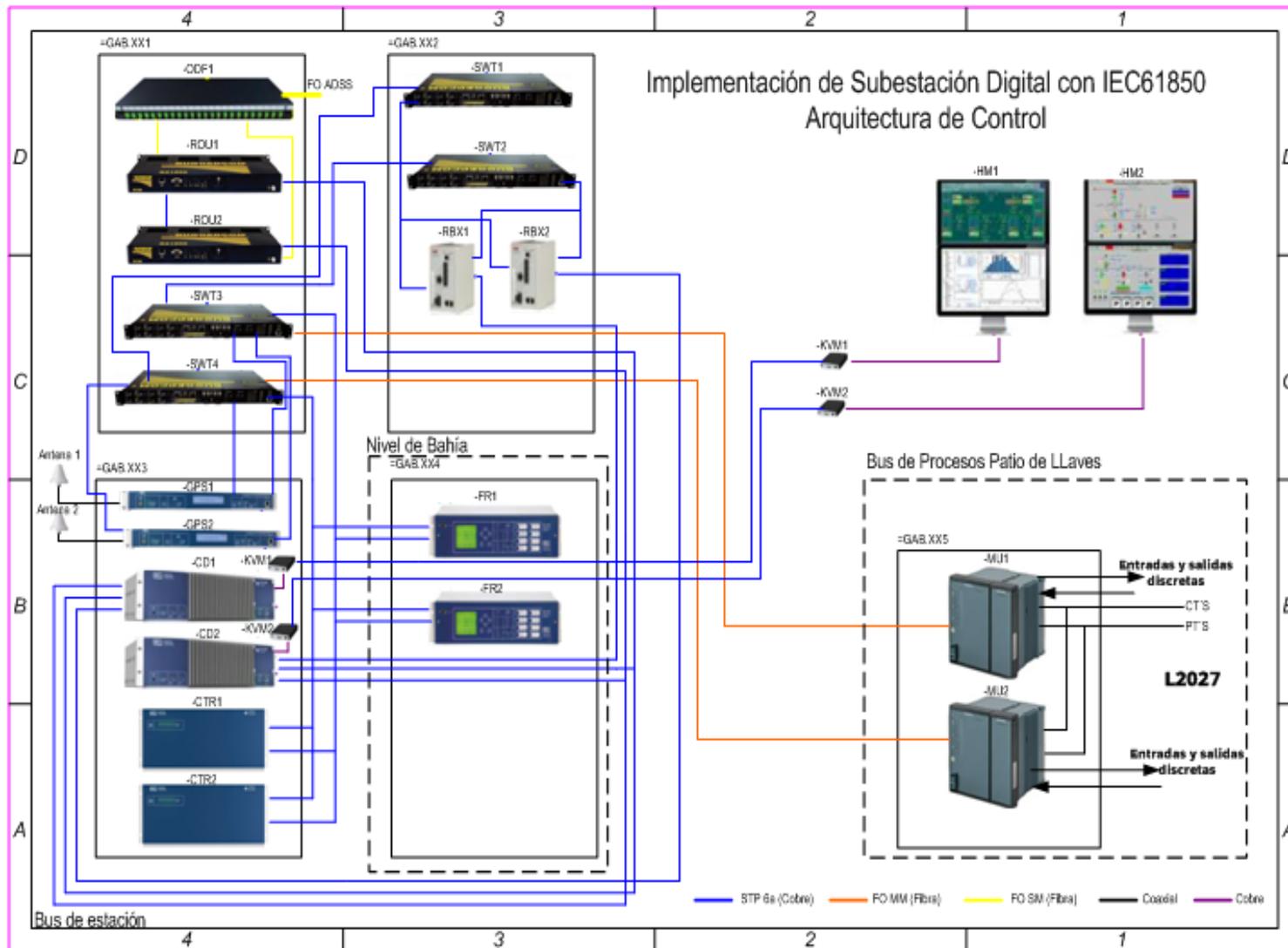


Figura 82. Implementación de subestación digital con IEC61850 Arquitectura de Control SE Moquegua.

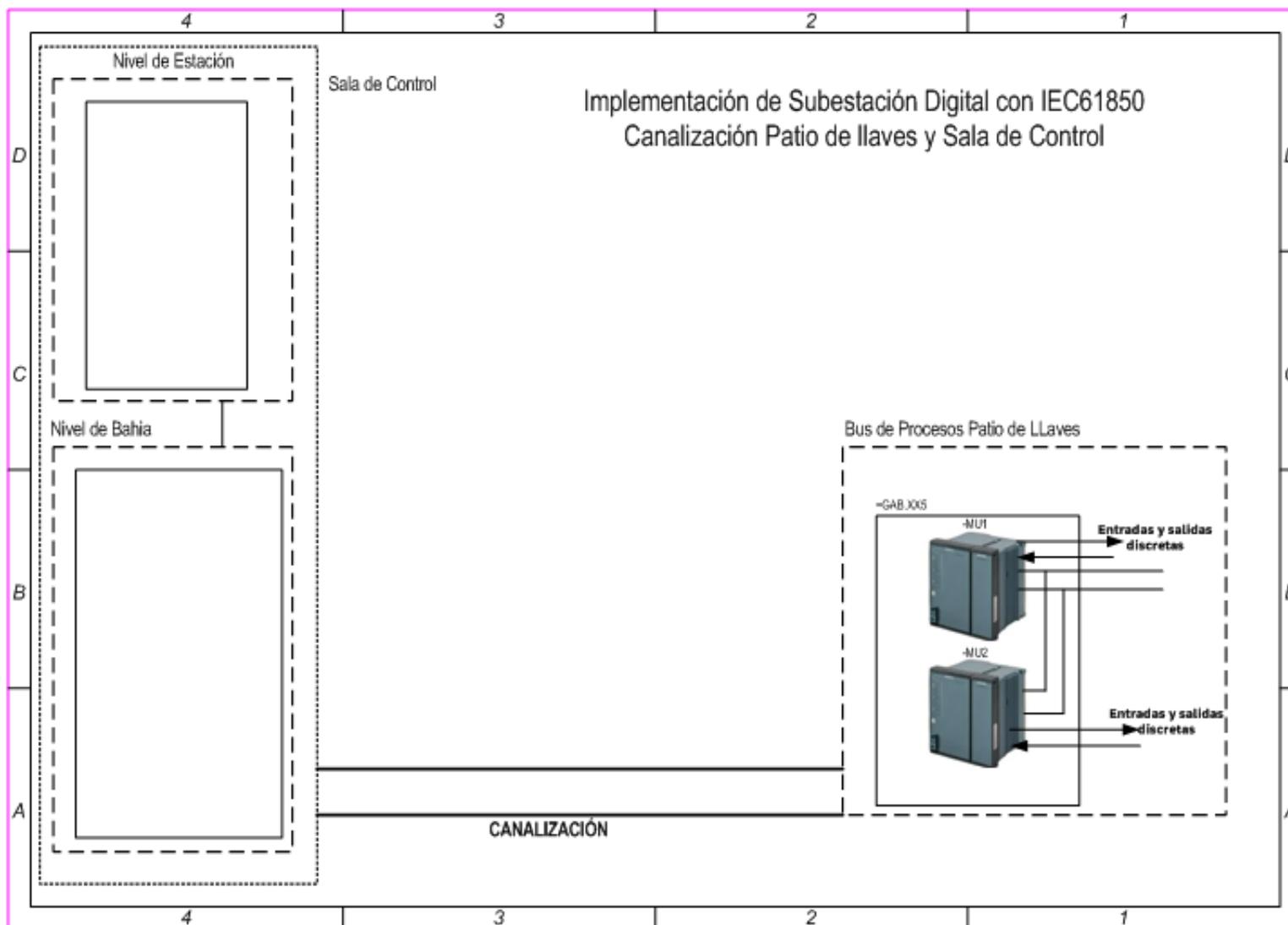


Figura 83. Implementación de subestación digital con IEC61850 Canalización Patio de llaves y sala de control SE Moquegua.

## ANEXO 6

**Tabla 18.**

*Costo Beneficio implementación del estándar IEC61850*

Costos	Beneficios
<p>En la figura 80 se muestra el equipamiento a utilizar en la propuesta reimplementación.</p> <p>El costo promedio se muestra en la tabla 11, y asciende a: \$ 219 700</p> <p>El costo invertido en la digitalización de la subestación eléctrica de potencia se recupera en un periodo de costo plazo, debido, debido a dos puntos importantes.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Seguridad operativa en el sistema interconectado nacional y en el local de la subestación.</li> <li>2. Se cumple los estándares de ciberseguridad mandatarios de la empresa y del COES.</li> </ol>	<p>Interoperabilidad: La ingeniería entre los diferentes fabricantes es indiferente, se puede intercambiar la información, no la funcionalidad. Esto hace que cualquier marca pueda implementarse.</p> <p>Reducción de cableado convencional (Sustituido por una Lan ): Comunicación cercana a los equipos de potencia, <u>aumento de seguridad en las instalaciones, y al sistema interconectado</u>, debido a que se minimiza los cables eléctricos y se controla todas las señales por fibra óptica.</p> <p>Requerimientos para la automatización de una subestación con una perspectiva del futuro: La inversión es a largo plazo, con la posibilidad de ampliar la subestación, y adicionar dispositivos con diferentes funcionalidades.</p> <p>Cumplimiento de disponibilidad de señales Norma NTIITR Osinergmin: Se debe cumplir indicador ICCP: 98 % Señales &gt;100KV 175.2 Horas indisponible por año. Retardo de señales de estado &lt;= 5 Seg, retardo de señales análogas 7 Seg. Banda muerta menor al 1 % del valor nominal, estampado de tiempo en la RTU Y Mecanismo de redundancia. Norma NTIITR.</p>

**Tabla 19.***Costo promedio implementación del estándar IEC61850*

Ítem	Equipos y servicio	Cantidad	Precio Unitario \$	Precio total \$
1	Switch Capa 2 Ruggedcom	4	1 200	4 800
2	Router RX 1500 Siemens	2	1 800	3 600
3	Equipo PC Industrial SEL 3355	2	4 500	9 000
4	Equipo GPS SEL 2807	2	1 800	3 600
5	Relé de protección numérico SEL 411L	2	11 000	22 000
6	Controladores SEL AXION 2240, incluye RTAC	2	13 000	26 000
7	Equipo Red Box	2	3 500	7 000
8	Merging Unit Siemens Siprotec 5	2	18 000	36 000
9	Cables de red FTP Cat 6 <sup>a</sup>	100 m	500	500
10	Cable de fibra óptica Multimodo OM3	300 m	200	200
11	Gabinete de comunicaciones interior 800x800x2000 mm. Rittal	3	4 500	13 500
12	Gabinete de control exterior Rittal 800x800x1200 mm. Rittal	1	3 500	3 500
13	Servicio de canalización 02 cables de fibra óptica MM.	1	30 000	30 000
14	Servicio de instalación y puesta en servicio, incluye software, licencia y tag's	1	50 000	50 000
15	Otros	1	10 000	10 000
			Total:	219 700