

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Topologías de redundancia y contingencia para la
automatización de subestaciones de potencia
con protocolo IEC 61850**

Jerson Camilo Medina Huayta

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2023

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 Gutarra Meza
Decano de la Facultad de Ingeniería

DE : Dr. Pedro Gurmendi Párraga
Asesor de tesis

ASUNTO : Remito resultado de evaluación de originalidad de tesis

FECHA : 11 de Julio de 2023

Con sumo agrado me dirijo a vuestro despacho para saludarlo y en vista de haber sido designado asesor de la tesis titulada: "TOPOLOGÍAS DE REDUNDANCIA Y CONTINGENCIA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE POTENCIA CON PROTOCOLO IEC 61850", perteneciente al/la/los/las estudiante(s) JERSON CAMILO MEDINA HUAYTA, 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 16% % 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:) 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,



Dr. Pedro Gurmendi Párraga

Documento de Identidad N° 20023076

Asesor de tesis

Cc.
Facultad
Oficina de Grados y Títulos
Interesado(a)

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD

Yo, Jerson Camilo Medina Huayta, identificado(a) con Documento Nacional de Identidad No. 42343580, 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: "TOPOLOGÍAS DE REDUNDANCIA Y CONTINGENCIA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE POTENCIA CON PROTOCOLO IEC 61850", 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.

24 de junio de 2023.



Jerson Camilo Medina Huayta

DNI. No. 42343580

“TOPOLOGÍAS DE REDUNDANCIA Y CONTINGENCIA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE POTENCIA CON PROTOCOLO IEC 61850

INFORME DE ORIGINALIDAD



FUENTES PRIMARIAS

1	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	1%
2	www.repositorio.usac.edu.gt Fuente de Internet	<1%
3	www.scielo.cl Fuente de Internet	<1%
4	repositorio.urp.edu.pe Fuente de Internet	<1%
5	Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru Trabajo del estudiante	<1%
6	ENGINEERS & ENVIRONMENTAL PERU SOCIEDAD ANONIMA. "Segunda Modificación del Plan de Cierre de Minas de la Unidad Minera CSP N° 1-IGA0002274", R.D. N° 212-2013-MEM-AAM , 2020 Publicación	<1%

7	core.ac.uk Fuente de Internet	<1 %
8	Submitted to Universidad Cesar Vallejo Trabajo del estudiante	<1 %
9	centrodeconocimiento.ccb.org.co Fuente de Internet	<1 %
10	repositorio.uncp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
11	ribuni.uni.edu.ni Fuente de Internet	<1 %
12	dspace.ucuenca.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
13	Submitted to Universidad Alfonso X el Sabio Trabajo del estudiante	<1 %
14	dspace.ups.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
15	www.mef.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
16	apirepositorio.unh.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
17	Submitted to BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE PUEBLA BIBLIOTECA Trabajo del estudiante	<1 %
18	ciencia.lasalle.edu.co	

	Fuente de Internet	<1 %
19	Submitted to Pontificia Universidad Catolica del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
20	docplayer.es Fuente de Internet	<1 %
21	DESSAU S&Z S.A.. "ITS para el Mejoramiento de la Calidad de Tensión en la Subestación Tumbes, Distrito, Provincia y Departamento de Tumbes-IGA0019989", R.D. N° 0036-2022/GR-T-DREMT-DR, 2022 Publicación	<1 %
22	es.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
23	ri.ues.edu.sv Fuente de Internet	<1 %
24	repositorio.unal.edu.co Fuente de Internet	<1 %
25	repositorio.unu.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
26	www.intergrafixs.com Fuente de Internet	<1 %
27	repository.udistrital.edu.co Fuente de Internet	<1 %

28	repositorio.unheval.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
29	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
30	repositorio.upt.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
31	repositorio.uwiener.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
32	www.empresaactual.com Fuente de Internet	<1 %
33	J & E CONSULTORES GENERALES S.R.L.. "DIA del Proyecto Ampliación de la Central Hidroeléctrica Chahuamayo de 7.2 MW-IGA0011344", R.D.R. N° 000263-2015-GRJ/GRDE/DREM-DR, 2021 Publicación	<1 %
34	repositorio.upla.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
35	CONSORCIO ENERGIA PERU. "DIA del Proyecto Ampliación de Redes Primarias y Secundarias de 10 Centros Poblados - Grupo 1, en la UU.NN.. Chiclayo y Sucursales - Departamento de Lambayeque-IGA0013537", R.G.E. N° 000026-2021-GR.LAMB/GEEM , 2021 Publicación	<1 %

archive.org

36	Fuente de Internet	<1 %
37	cybertesis.unmsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
38	es.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
39	regioncentralrape.gov.co Fuente de Internet	<1 %
40	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
41	www.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
42	ebin.pub Fuente de Internet	<1 %
43	repositorio.upagu.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
44	repositorio.upn.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
45	repositorio.utea.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
46	Submitted to Esumer Institucion Universitaria Trabajo del estudiante	<1 %
47	mef.gob.pe Fuente de Internet	<1 %

48	renati.sunedu.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
49	revistas.udistrital.edu.co Fuente de Internet	<1 %
50	DESSAU S&Z S.A.. "ITS del Proyecto Ampliación de la S.E.T. Castilla, Transformador 25-30/25-30/25-30 MVA ONAN/ONAF 60/22,9/10 kV y Celdas Asociadas, Distrito de Castilla, Provincia de Piura, Departamento de Piura-IGA0015626", R.D. N° 193-2021/GOBIERNO REGIONAL PIURA-420030-DR , 2022 Publicación	<1 %
51	repositorio.utelesup.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
52	Submitted to Universidad Alas Peruanas Trabajo del estudiante	<1 %
53	uvadoc.uva.es Fuente de Internet	<1 %
54	www.proviasnac.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
55	DESSAU S&Z S.A.. "ITS del Proyecto Ampliación de la S.E.T. Máncora 30 MVA, Distrito de Máncora, Provincia de Talara, Departamento de Piura-IGA0017270", R.D. N°	<1 %

210-2021/GOBIERNO REGIONAL PIURA-
420030-DR, 2022

Publicación

56	fr.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
57	repositorio.usmp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
58	repositorio.utn.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
59	eprints.uanl.mx Fuente de Internet	<1 %
60	www.marketinsightsreports.com Fuente de Internet	<1 %
61	alicia.concytec.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
62	bibliotecas.unsa.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
63	repositorio.unajma.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
64	repository.unad.edu.co Fuente de Internet	<1 %
65	repositorio.up.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
66	scienti.minciencias.gov.co Fuente de Internet	<1 %

67	"Tendencias en la investigación universitaria. Una visión desde Latinoamérica. Volumen XII", Alianza de Investigadores Internacionales SAS, 2020 Publicación	<1 %
68	bdigital.unal.edu.co Fuente de Internet	<1 %
69	bibdigital.epn.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
70	vlex.com.pe Fuente de Internet	<1 %
71	www.studocu.com Fuente de Internet	<1 %
72	J & E CONSULTORES GENERALES S.R.L.. "EIA-SD del Proyecto Instalación de la Línea de Transmisión en 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas y Subestaciones-IGA0002612", R.D. N° 196-2017-MEM/DGAAE, 2020 Publicación	<1 %
73	Submitted to Universidad Estatal a Distancia Trabajo del estudiante	<1 %
74	www.cepes-andalucia.es Fuente de Internet	<1 %
75	Submitted to Universidad Católica de Santa María Trabajo del estudiante	<1 %

76	Submitted to Universidad Inca Garcilaso de la Vega Trabajo del estudiante	<1 %
77	Submitted to University of Edinburgh Trabajo del estudiante	<1 %
78	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
79	CASTRO QUISPE EMILIANO LUIS. "DIA del Proyecto Electrificación en M.T. y B.T. del Sector Quebrada, La Rinconada-IGA0015786", R.D. N° 000242-2021-GRJ/GRDE/DREM/DR , 2022 Publicación	<1 %
80	Submitted to Universidad Rey Juan Carlos Trabajo del estudiante	<1 %
81	repositorio.esan.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
82	tesis.ipn.mx Fuente de Internet	<1 %
83	Submitted to unsaac Trabajo del estudiante	<1 %
84	www.bibliotecadigital.usb.edu.co Fuente de Internet	<1 %
85	www.europarl.europa.eu Fuente de Internet	<1 %

86	Submitted to Escuela Superior Politécnica del Litoral Trabajo del estudiante	<1 %
87	Submitted to Universidad Nacional de Huancavelica Trabajo del estudiante	<1 %
88	dataonline.gacetajuridica.com.pe Fuente de Internet	<1 %
89	distancia.udh.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
90	revcardiologia.sld.cu Fuente de Internet	<1 %
91	rpp.pe Fuente de Internet	<1 %
92	servicios.ucbtja.edu.bo:8090 Fuente de Internet	<1 %
93	Submitted to Tecsup Trabajo del estudiante	<1 %
94	Submitted to Universidad Politecnica Salesiana del Ecuador Trabajo del estudiante	<1 %
95	archivos.juridicas.unam.mx Fuente de Internet	<1 %
96	hdl.handle.net Fuente de Internet	<1 %

97	repositorio.unac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
98	repositorio.uss.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
99	tesis.usat.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
100	www.researchgate.net Fuente de Internet	<1 %
101	eprints.ucm.es Fuente de Internet	<1 %
102	noesis.uis.edu.co Fuente de Internet	<1 %
103	repositorio.udaff.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
104	repositorioslatinoamericanos.uchile.cl Fuente de Internet	<1 %
105	ri.bib.udo.edu.ve Fuente de Internet	<1 %
106	ASESORES Y CONSULTORES MINEROS S.A. - ACOMISA. "MEIA-D para el Nuevo Depósito de Relaves N° 4 en la UEA María Teresa- IGA0003992", R.D. N° 0054-2018-SENACE- PE/DEAR, 2020 Publicación	<1 %

107	Gloria Milena Vargas Gil, Rafael Bittencourt Aguiar Cunha, Silvio Giuseppe Di Santo, Renato Machado Monaro et al. "Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems", Renewable Energy, 2020 Publicación	<1 %
108	Submitted to Universidad Tecnologica del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
109	patents.google.com Fuente de Internet	<1 %
110	pesquisa.bvsalud.org Fuente de Internet	<1 %
111	repositorio.udh.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
112	repositorio.unc.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
113	repositorio.uteq.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
114	rubio.pe Fuente de Internet	<1 %
115	www.mcafee.com Fuente de Internet	<1 %

116	www.regioncajamarca.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
117	www.scielo.org.mx Fuente de Internet	<1 %
118	www2.trainingvillage.gr Fuente de Internet	<1 %
119	MINPETEL S.A.. "DIA del Proyecto Subestación Central 60/22.9/10 kV y Líneas Asociadas-IGA0001986", R.D. N° 215-2016-MEM/DGAAE, 2020 Publicación	<1 %
120	PRIETO INGENIEROS CONSULTORES S.A. .. "DIA del Proyecto Suministro, Transporte, Montaje Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio para la Construcción de la S.E.T. Paíta Industrial con un Transformador de 60/23/10 kV 30 MVA, Bahías de Alta Tensión y Celdas de Media Tensión en 10 kV y 23 kV-IGA0015628", R.D. N° 066-2018/GOBIERNO REGIONAL PIURA-420030-DR , 2022 Publicación	<1 %
121	aircconline.com Fuente de Internet	<1 %
122	documents.mx Fuente de Internet	<1 %
123	efs.efeservicios.com	

	Fuente de Internet	<1 %
124	issuu.com Fuente de Internet	<1 %
125	laccei.org Fuente de Internet	<1 %
126	repositorio.esge.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
127	repositorio.ftpcl.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
128	repositoriodemo.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
129	repository.ucc.edu.co Fuente de Internet	<1 %
130	upc.aws.openrepository.com Fuente de Internet	<1 %
131	ww1.docero.mx Fuente de Internet	<1 %
132	www.oalib.com Fuente de Internet	<1 %
133	www.repositorio.upla.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
134	1library.co Fuente de Internet	<1 %

135 CESEL S A. "Actualización e Integración del PMA del EIA de las Canteras, Planta Industrial de Fabricación de Cemento y Cal y la Subestación de Transformación 60/22,9 kV-IGA0017667", R.D. N° 272-2021-PRODUCE/DGAAMI, 2022
Publicación

136 Gonzalez Mayans Alexis Raul, Caceres Manuel, Ibarra Caceres Alejandro, Firman Andres, Vera Luis, Masetto Jonathan. "Desarrollo de un analizador de redes monofásico para caracterización de la energía inyectada por Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red", 2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON), 2020
Publicación

137 Submitted to Instituto Superior de Artes, Ciencias y Comunicación IACC
Trabajo del estudiante

138 PACIFIC S.A. "EIA de la Línea de Transmisión Chiclayo - Olmos y las Subestaciones de Transformación Lambayeque, La Viña, Motupe; Illimo y Olmos presentado por INADE - Proyecto de Irrigación Olmos - Tinajones-IGA0013788", Memorando N° 250-95-DGAA, 2022
Publicación

139	RIVFLO ENG SOCIEDAD ANONIMA CERRADA - RIVFLO ENG S.A.C.. "DIA del Proyecto Instalación del Transformador 60/22.9 kV - 30 MVA, S.E.T. Chanchamayo-IGA0014984", R.D. N° 000208-2019-GRJ/GRDE/DREM/DR, 2022 Publicación	<1 %
140	WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "ITS para la Instalación de un Sistema de Almacenamiento de Energía Basado en Baterías y un Sistema de Reactores en Serie como Mejora Tecnológica en la Central Termoeléctrica Chilca 1-IGA0019997", R.D. N° 0064-2022-MINEM/DGAAE, 2022 Publicación	<1 %
141	aprenderly.com Fuente de Internet	<1 %
142	bibliometria.ucm.es Fuente de Internet	<1 %
143	docs.google.com Fuente de Internet	<1 %
144	dokumen.pub Fuente de Internet	<1 %
145	mobile.opendocs.ids.ac.uk Fuente de Internet	<1 %
146	qdoc.tips	

	Fuente de Internet	<1 %
147	repositorio.uap.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
148	repositorio.uladech.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
149	repositorio.undac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
150	repositorio.unj.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
151	repositorio.unsaac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
152	sedici.unlp.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
153	www.ciefap.org.ar Fuente de Internet	<1 %
154	www.digitalventures.com.ar Fuente de Internet	<1 %
155	www.madrid.org Fuente de Internet	<1 %
156	www.sage.cepel.br Fuente de Internet	<1 %
157	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %

158	www.unheval.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
159	WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "EIA Proyecto Central Térmica Corrientes 2 de 25 MW y Unidad de Producción de Combustible Yacimiento Corrientes - Lote 8-IGA0002599", R.D. N° 1024-2007-MEM/AEE, 2021 Publicación	<1 %
160	gist.github.com Fuente de Internet	<1 %
161	CONSULTORIA INTERNACIONAL EN INGENIERIA Y GESTION PARA EL DESARROLLO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA-CINYDE. "EIA del Proyecto Línea de Transmisión 138 kV Tingo María - Aucayacu-IGA0003159", R.D. N° 133-2000-EM-DGAA, 2021 Publicación	<1 %
162	Francisco Franco Obando Díaz, Paula Andrea Bolaños Vega, Gisselle Alejandra Palomino Dorado. "Identificación del Perfil de Carga en un Circuito Trifásico de Baja Tensión", Entre ciencia e ingeniería, 2021 Publicación	<1 %
163	moam.info Fuente de Internet	<1 %

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias Apagado

Excluir bibliografía

Apagado

ASESOR

Ing. Pedro Ricardo Gurmendi Párraga

AGRADECIMIENTOS

De manera especial el apoyo de los docentes de la prestigiosa Universidad Continental durante el desarrollo de la presente investigación, sobre todo al Ingeniero Pedro Gurmendi Párraga quien dio todo su tiempo para su orientación y volcó sus conocimientos de manera desinteresada.

Asimismo, agradezco a un amigo especial, Fidel Vicente Crisóstomo Manrique y a la empresa Gigawatt S.A.C. quienes sumaron con su vasta experiencia y apoyo desinteresado en la ejecución de la presente investigación.

DEDICATORIA

A la memoria de mis padres Trinidad Huayta Balvín y Zenobio Medina Samaniego, y un reconocimiento especial a mi hermana Nidia Rocío Medina Huayta.

ÍNDICE

PORTADA	
ASESOR.....	XXIII
AGRADECIMIENTOS.....	XXIV
DEDICATORIA.....	XXV
ÍNDICE.....	XXVI
LISTA DE TABLAS.....	XXIX
LISTA DE FIGURAS.....	XXX
LISTA DE ECUACIONES.....	XXXI
RESUMEN.....	XXXII
ABSTRACT.....	XXXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXXIV
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO.....	36
1.1. Planteamiento y formulación del problema.....	36
1.1.1. Planteamiento del problema.....	36
1.1.2. Formulación del problema.....	39
1.2. Objetivos.....	40
1.2.1. Objetivo general.....	40
1.2.2. Objetivos específicos.....	40
1.3. Justificación e importancia.....	40
1.3.1. Justificación Legal.....	40
1.3.2. Justificación Teórica.....	41
1.3.3. Justificación Tecnológica.....	41
1.3.4. Justificación Social.....	42
1.3.5. Justificación Económica.....	42
1.3.6. Importancia.....	42
1.4. Hipótesis y descripción de variables.....	43
1.4.1. Hipótesis.....	43
1.4.2. Descripción de variables.....	43
1.4.3. Operacionalización de variables.....	44
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	46
2.1 Antecedentes del problema.....	46
2.1.1 Artículos científicos.....	46
2.1.2 Antecedentes Locales.....	47
2.1.3 Antecedentes Nacionales.....	48

2.1.4	Antecedentes Internacionales	49
2.2	Bases teóricas	50
2.2.1	Subestaciones eléctricas de potencia	50
2.2.2	Automatización de Subestaciones de Potencia	51
2.2.3	Protocolo de comunicación iec 61850.....	55
2.2.4	Topologías de redundancia y contingencia en automatización.....	59
2.2.5	Metodología para la proyección de demanda	62
2.2.6	Indicadores económicos de rentabilidad	64
2.3	Definición de términos básicos	67
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....		69
3.1	Método y alcance de la investigación	69
3.1.1	Método	69
3.1.2	Tipo de investigación	69
3.1.3	Alcance de la investigación	70
3.2	Diseño de investigación	70
3.3	Población y Muestra	71
3.3.1	Población.....	71
3.3.2	Muestra	71
3.4	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	72
3.4.1	Fuentes primarias	72
3.4.2	Fuentes secundarias.....	72
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		73
4.1	Resultados del tratamiento y análisis de la información	73
4.1.1	Análisis del diseño eléctrico y automatización	73
4.1.2	Tiempos de conmutación en servicios con IEC61850	80
4.1.3	Señales de automatización con IEC61850	82
4.1.4	Análisis económico de la empresa, brecha de oferta - demanda.....	89
4.1.5	Estudio económico y financiero de la investigación.....	99
4.2	Prueba de hipótesis.....	105
4.2.1	Hipótesis general	105
4.2.2	Hipótesis específicas	109
4.3	Discusión de resultados	110
4.3.1	Discusión de hipótesis general	110
4.3.2	Discusión de hipótesis específicas.....	111
CONCLUSIONES.....		113

RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
ANEXOS.....	120

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de cada variable	45
Tabla 2: Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	72
Tabla 3: Tiempos de recuperación de la comunicación.	80
Tabla 4: Cálculo señales de automatización del proyecto (a).	84
Tabla 5: Cálculo señales de automatización del proyecto (b).	85
Tabla 6: Cálculo señales de automatización del proyecto (c).	86
Tabla 7: Cálculo señales de automatización del proyecto (d).	87
Tabla 8: Cálculo señales de automatización del proyecto (e).	88
Tabla 9: Resumen de señales de la automatización.	89
Tabla 10: Registros históricos de energía por nivel de tensión.....	90
Tabla 11: Resumen de valores recopilados para comparación de métodos.....	91
Tabla 12: Resumen de la comparación de métodos y ajuste final.....	92
Tabla 13: Energía distribuida (MWh), incluyendo pérdidas de distribución.	93
Tabla 14: Factores de caracterización de demanda.....	94
Tabla 15: Resultados de Proyección de Máxima Demanda Coincidente	95
Tabla 16: Flujo de caja a precios de mercado.....	101
Tabla 17: Rentabilidad a Precios de Mercado	101
Tabla 18: Flujo de caja a precios de sociales.....	102
Tabla 19: Rentabilidad Social.....	103
Tabla 20: Sensibilidad Social	103
Tabla 21: Cálculo de CAPM.....	104
Tabla 22: Rentabilidad con modelo CAPM	105
Tabla 23: Tabla de latencia de tiempo y señales de automatización.....	106
Tabla 24: Tabla de prueba de normalidad.	107
Tabla 25: Tabla de prueba de correlación.	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Índice de calidad SAIDI de ENOSA.	38
Figura 2: Índice de calidad SAIFI de ENOSA.	38
Figura 3: Niveles del sistema de control y automatización.....	54
Figura 4: Topología de redundancia (PRP).	60
Figura 5: Topología High-availability Seamless Redundancy (HSR).....	61
Figura 6: Tasa de retorno libre de riesgo de los bonos del tesoro americano.....	66
Figura 7: Diagrama Unifilar propuesto para la ampliación.	74
Figura 8: Diagrama Unifilar de Protección propuesto en la ampliación.	75
Figura 9: Topología PRP de contingencia para el nivel de campo.	77
Figura 10: Topología PRP para el nivel de bahía.	78
Figura 11: Topología HSR para el nivel de subestación.	79
Figura 12: Plano de señales para la ampliación SET TUMBES 35 MVA.	83
Figura 13: Balance Oferta vs Demanda en 22.9 kV - Sin Proyecto.	96
Figura 14: Balance Oferta vs Demanda en 22.9 kV - Con Proyecto.....	97
Figura 15: Proyección de Demanda.....	98
Figura 16: Resumen general de costo del proyecto.	99
Figura 17: Escalas de correlación directa.....	108

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1: Tiempo de transmisión de mensaje.....	61
Ecuación 2: Tiempo de latencia de N nodos	62
Ecuación 3: Modelo matemático general para proyección de venta de energía.	63
Ecuación 4: Fórmula de cálculo del VAN.....	64
Ecuación 5: Fórmula de cálculo de la TIR	65
Ecuación 6: Fórmula de cálculo del CAPM.....	66
Ecuación 7: Fórmula de cálculo de beta	67
Ecuación 8: Factor de contribución a la Punta	93
Ecuación 9: Factor de carga	94
Ecuación 10: Fórmula para coeficiente de correlación de Pearson	107

RESUMEN

La investigación lleva como título “Topologías de redundancia y contingencia para la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850”, tiene como objetivo general determinar la relación entre los tiempos de restablecimiento de las topologías de redundancia y contingencia con el número de señales del diseño de automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850, mediante la implementación de redundancia y contingencia del sistema de automatización en la topología de una subestación de potencia de acuerdo a las normas vigentes.

El método de investigación es científico o hipotético deductivo, con tipo aplicada, de nivel descriptivo correlacional, finalmente con diseño de investigación trasversal. La conclusión alcanzada es que las variables: topologías de redundancia y contingencia así como la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850, tienen una correlación positiva significativa alta, con una correlación de Pearson $r = 0.9883$ y p valor $= 0.000 < \alpha = 0.05$, además es económicamente viable con un valor actual neto a costo social de S/ 11,608.427 y TIR de 14.27 %, por lo que se considera un proyecto que debe ser aceptado ya que posee una confiabilidad alta de utilizar las topologías de redundancia y contingencia en el sistema de automatización.

Palabras claves: *Topologías, automatización, subestaciones, potencia, protocolo IEC 61850.*

ABSTRACT

The research is titled "Redundancy and contingency topologies for the automation of power substations with IEC 61850 protocol", and its general objective is to determine the relationship between the restoration times of the redundancy and contingency topologies with the number of signals in the design. automation of power substations with IEC 61850 protocol, through the implementation of redundancy and contingency of the automation system in the topology of a power substation in accordance with current standards.

The research method is scientific or hypothetical deductive, with an applied type, of a descriptive correlational level, and finally with a cross-sectional research design. The conclusion reached is that the variables: redundancy and contingency topologies as well as the automation of power substations with IEC 61850 protocol, have a high significant positive correlation, with a Pearson correlation $r = 0.9883$ and $p \text{ value} = 0.000 < \alpha = 0.05$, It is also economically viable with a net present value at social cost of S/ 11,608,427 and IRR of 14.27%, for which it is considered a project that must be accepted since it has a high reliability of using redundancy and contingency topologies in the system. of automation.

Keywords: *Topologies, automation, substations, power, IEC 61850 protocol.*

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de automatización en una subestación de potencia surgen a raíz de los avances tecnológicos que con el transcurrir de los años se avanzan a grandes pasos, asimismo con el propósito de que las manipulaciones del personal técnico no se den en su mayoría de forma directa y ante todo sobre equipamiento de potencia o que trabaja con media y alta tensión y por ende un rango de corriente alto, estas consideraciones hacen que las operaciones se realicen desde la sala de control aplicando elementos de disparo directo o pantallas táctiles en el caso de requerirlo.

La inhabilitación o desperfecto de los dispositivos de control es un suceso ineludible, todos los sistemas electrónicos están sujetos a fallas por múltiples factores, sean por parámetros eléctricos, componentes físicos, errores de montaje y diseño, medio ambiente o por manipulación y el mantener una contingencia a este nivel nos permite salvaguardar la continuidad de las operaciones de automatización, a la vez que se reporta la condición de la falla, teniendo en cuenta que una subestación de potencia es el núcleo de la distribución de una determinada zona, población, ciudad, industria, etc., por ello su continuidad es vital, ya que cuenta con instrumentos de control y adecuación como lo dispone el procedimiento 20 del COES en la que centra sus recomendaciones y sugerencias para evaluar un sistema favorable ante las disposiciones eléctricas que se estén desarrollando, con las referencias eléctricas, situación donde será instalado y condiciones climáticas características de la zona.

La necesidad de construir una nueva subestación de potencia o ampliar una instalación existente, requiere de un estudio previo que desarrolle todos los parámetros para su evaluación, siendo los parámetros eléctricos y el comportamiento de consumos de energía los que identifiquen las características generales para su ejecución y posterior funcionamiento. Estas consideraciones se realizan en la elaboración del estudio del perfil y para concluir, el estudio definitivo, complementando en su totalidad de diseño y planteamiento el sistema de automatización que abarca como alcance de su estudio, por lo que un análisis económico para decisión del cliente interviene la demanda proyectada y la viabilidad de ejecutar la implementación de la subestación de potencia, por ello, nuestro trabajo es un estudio netamente económico que parte de la ingeniería básica.

La finalidad de realizar el estudio del perfil es conocer las alternativas de solución para la necesidad de ejecutar la subestación de potencia con los parámetros favorables en el diseño a nivel de ingeniería, técnico y económico para atender la demanda eléctrica creciente, disminuir las interrupciones, facilitar el trabajo de mantenimiento, contemplar

parámetros eléctricos en tiempo real, obtener mayor rentabilidad y estar proyectada a futuro con nuevas ampliaciones o cambio de tecnología según el incremento de nuevos conocimientos, por lo tanto un análisis del sistema de comunicaciones incluye las alternativas que puedan encaminar al logro de los objetivos de estudio.

Por lo expuesto, la hipótesis general de la presente investigación es “La aplicación de topologías de redundancia y contingencia se relacionan significativamente con la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850”, debido a que la aplicación de topologías de redundancia y diseños de automatización mantienen una relación significativa muy alta, y de esta manera se implementa con la continuidad del sistema. El trabajo de investigación tiene la estructura siguiente:

Capítulo I: se da a conocer el planteamiento del problema, objetivos, justificación e importancia, así también se mencionan las hipótesis y la descripción de variables durante la aplicación la investigación.

Capítulo II: se muestran los antecedentes de estudio en el ámbito internacional, nacional y local, las bases teóricas precisando lo temas para el desarrollo de la investigación y sus características resaltantes.

Capítulo III: se menciona la metodología, se especifica el método, alcance, tipo, nivel, diseño de la investigación, población, muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos para su posterior análisis.

Capítulo IV: se realizó el análisis de los datos presentados como tratamiento de información, así mismo se realizó la prueba de hipótesis y la discusión de resultados.

Finalmente, se mencionan las conclusiones y recomendaciones, así como las referencias bibliográficas y anexos.

El autor.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La presente investigación basado hacia el planteamiento de los sistemas de automatización dentro de los diseños y cálculos de subestaciones de potencia como parte de los estudios de ingeniería básica, donde se implementan los cálculos de coordinación de aislamiento, de transformadores de potencia, seccionadores, interruptores, etc., con ellos los sistemas de mediciones y protecciones.

Según la información actual, los sistemas de comunicación e integración con redundancia en la automatización y control del sistema eléctrico son los componentes principales e importantes de la implementación moderna de una Subestación de potencia. Estos pueden asegurar una confiabilidad de funcionamiento efectivo del equipamiento, los equipos más utilizados a nivel mundial con estas garantías se pueden encontrar en marcas como Siemens, ABB, Scheider, SEL, General Electric, entre los principales, siendo estos los que mayor mercado tienen en los sistemas potencia que están instaladas y que están proyectadas a nivel mundial. (Barahona, 2021).

El sistema de automatización comprende la interacción de los principales elementos de una subestación que son: seguridad y funcionamiento, así como la prevención de cualquier anomalía que indique su atención inmediata y en tiempo real, ya que actualmente existen diferentes fabricantes de equipos de control con diferentes protocolos de comunicación donde se van implementando

con protocolo IEC 61850 para enlazar equipos de distintas marcas con interacción inmediata.

Para una subestación, el sistema de protección y medición es diseñado de acuerdo a las indicaciones del procedimiento 20 del COES, en la cual se sugiere la filosofía de redundancia para mantener la continuidad de la protección de una subestación, esta a su vez responde al control y mando de nivel 1, 2 y 3 de la automatización con equipos instalados de diversos protocolos, en caso de contrastarse con instalaciones existentes (Comité de Operación Económica del Sistema [COES], 2013).

Por su parte, las empresas proveedoras del equipamiento de automatización para subestaciones eléctricas de potencia van anticipando un crecimiento en el mercado peruano con tasa anual de 7.95 % y que alcanzará los \$ 11.670 millones en el 2025, esto de acuerdo al estudio de (Vishal, 2018), lo que implica las novedades en equipamiento especializado y de digitalización en general, por ello la importancia de tomar atención de los modelamientos en los estudios definitivos para determinar en mejor medida la implementación que avanza día a día.

En relación a lo ya mencionado es también vital reconocer que la implementación de la automatización va de la mano con la digitalización de cada proceso y reducción de costos de dichos procesos, de esta manera las subestaciones digitales muestran reducciones hasta el 30 % del total de costos que se da en la etapa de construcción, además del 70 % en la fase de mantenimiento y operación. Este sistema puede ser aplicado a otros tipos como el de generación eléctrica, plantas industriales e incluso instalaciones mineras (Zapata, 2018).

A nivel local, la concesionaria ENOSA, como parte de su implementación en mejorar la calidad de energía reporta sus índices de interrupción eléctrica con valor de SAIDI para el 2017 de 47.65 horas, siendo valores de producto de terceros externos con 57.04 %, expansión y reforzamiento de 12.31 %, fallas internas de 15.67 %, fallas externas de 2.54 % y mantenimiento con 12.12 %, (Ampudia, 2018).

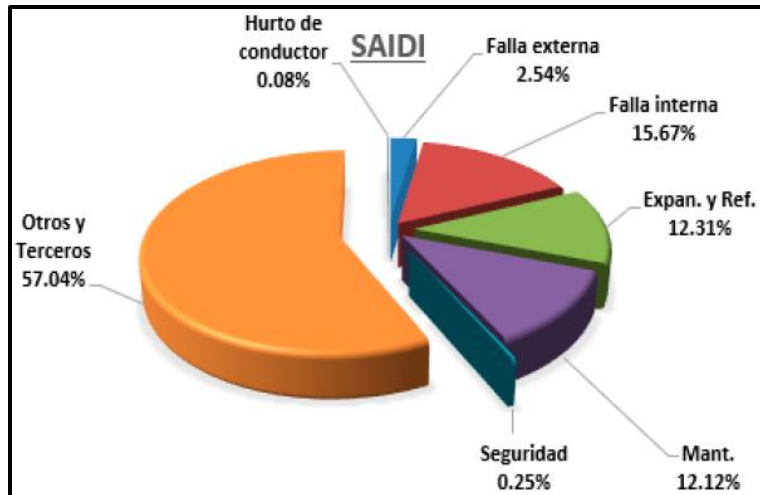


Figura 1: Índice de calidad SAIDI de ENOSA.

Fuente: ENOSA, 2017

Además, reportó el índice SAIFI de 566 interrupciones, del que el 0.18 % fue por hurto de conductor, acciones de terceros con 86.22 % y un 13.6 % por solicitudes autorizadas y fenómenos naturales. (Ampudia, 2018).



Figura 2: Índice de calidad SAIFI de ENOSA.

Fuente: ENOSA, 2017

De esto se desprende la necesidad de disminuir la duración de interrupciones por fallas internas y problemas de terceros, además de mantener la continuidad con tiempos de restablecimiento dentro de los valores permisibles con la cantidad de equipos de protección y comunicación adecuada.

Además, para el nivel de estudio de expediente básico o definitivo de diseño o ampliación de una subestación de potencia, la razón principal del planteamiento base se encuentra dentro de los alcances propios de los términos de referencia

que define la realización del estudio, actualmente las concesionarias eléctricas van ampliando estos conceptos de redundancia en el estudio de automatización y telecomunicaciones, teniendo en cuenta que en diferentes niveles de tensión hay cierta prioridad según la normativa, sin embargo las concesionarias las consideran necesarias para su implementación, por lo que es importante tenerlas en cuenta en el análisis del proyecto en general.

Por estas razones es que se recurre a la necesidad de poder determinar la relación y confiabilidad que cada equipamiento planteado puede garantizar al realizar un estudio con miras a instalaciones futuras y tecnología de punta, partiendo de las instalaciones que ya se van ejecutando, donde en este caso, un punto importante es determinar la funcionalidad del uso de cada topología para cada circuito, teniendo en cuenta la normativa y los alcances para el desarrollo del estudio definitivo del proyecto.

Además, para sistema se tiene en cuenta dentro del planteamiento económico, la representación en conjunto con las obras electromecánicas y civiles que define el diseño final para establecer la seguridad de operación de la subestación y que el cliente tenga en cuenta dicha seguridad para la respectiva ejecución final de la obra.

1.1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.2.1. Problema general

¿Qué relación existe entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850?

1.1.2.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es el tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850?
- ¿Cuál es el valor de los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar la relación entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.
- Determinar los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.3.1. JUSTIFICACIÓN LEGAL

Se consideran normativas que rigen el desarrollo de los estudios, la resolución OSINERGMIN como el N° 035-2013-OS/CD cuyo procedimiento técnico aprobado es el COES-PR20 "Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN" (en adelante PR20), donde los sistemas de control y automatización se encuentran enmarcados dentro del criterio de redundancia en automatización y comunicación para desarrollar y realizar estudios o consultorías que definirán la ejecución de subestaciones e instalaciones de líneas de transmisión integrada a la protección del sistema eléctrico, considerando que es la mejor guía para desarrollar estudios en todos los niveles de control.

También se consideró lo establecido por la Resolución Directoral del Ministerio de Economía y Finanzas N° 002-2017-EF/63.01 Anexo 01, la cual establece los contenidos mínimos de un estudio de pre - inversión o perfil, se evalúan alternativas que permitan lograr los alcances del proyecto bajo condiciones similares, revisando y cumpliendo con la normatividad vigente, evaluando las facilidades constructivas con el menor impacto en el servicio eléctrico y minimizando las interrupciones necesarias para la ejecución y funcionamiento del nuevo equipamiento propuesto con el presente proyecto.

De este modo se tuvo en cuenta su aplicación para desarrollar nuestro proyecto de investigación que es la construcción de subestaciones de potencia.

1.3.2. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

La investigación realizada está enmarcada dentro de la teoría de la redundancia para subestaciones de potencia, la cual es base de las instalaciones modernas planteadas para la atención inmediata de la duplicación en los momentos en que suceda eventos de falla parcial o la activación de la contingencia cuando haya eventos de falla total (Ramírez, 2018)

Además, la investigación sirve de base para el diseño en posteriores investigaciones sobre sistemas de automatización y digitalización de subestaciones de potencia, en el sistema de cableado físico para cada equipamiento del tipo exterior o para la integración de celdas en el caso de media tensión que requieren solidez y confiabilidad de un sistema de control, protección y comunicación, así también para una subestación moderna, acorde con las nuevas tecnologías y el entorno electrónico digital, analizados dentro de los parámetros económicos e ingeniería para el sistema de automatización y comunicaciones.

1.3.3. JUSTIFICACIÓN TECNOLÓGICA

La investigación realizada se dirige hacia las tecnologías de sistemas digitales y sistema de comunicación para la interrelación de cada equipamiento, aplicados desde el marco teórico de las comunicaciones con el protocolo IEC 61850.

Los IED (Dispositivo Electrónico Inteligente), relés, RTU (Unidad Terminal Remota), Merging Unit, ya cuentan con el protocolo IEC 61850, éstos últimos están diseñados para el sistema de digitalización de una subestación convencional, pero no para las mediciones, excepto para el control y protección, sin embargo, se están desarrollando alternativas que irán complementando su funcionalidad.

De esta forma el avance tecnológico implica su aplicación para los sistemas de automatización y comunicaciones que facilita la intervención, mantenimiento, programación y control.

1.3.4. JUSTIFICACIÓN SOCIAL

Actualmente se presenta el descontento de los usuarios en general por los cortes constantes del servicio eléctrico, ya sea a través del crecimiento de consumidores o situaciones meteorológicas que provocan cortes del suministro con una prolongada duración, al mismo tiempo se suman las penalizaciones a la empresa.

Por estas razones, se incrementan medidas de contingencia en control, automatización y comunicación para las subestaciones del Norte del Perú como es el caso de ENOSA.

También, se puede mencionar la necesidad de mantener al personal técnico y administrativo de planta fuera de la zona de riesgo eléctrico alto.

1.3.5. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

En cuanto a la parte económica, su razón principal es la atención remota del sistema de la subestación a través de las comunicaciones, así como los reportes periódicos que requiere de un personal especializado y costo adicional. Además, los sistemas de comunicaciones aplicando la redundancia mantienen precios accesibles en cuando al equipamiento, lo que justifica su uso.

1.3.6. IMPORTANCIA

El sistema de automatización incrementa su importancia en zonas donde el acceso implica un riesgo para el personal de planta y técnicamente permite realizar operaciones sobre los equipos de potencia con una tecnología que interactúa a través de un lenguaje amplio y hace posible la interacción con equipos de diferentes marcas, así también, la redundancia y contingencia nos dan la ventaja de mantener la continuidad del funcionamiento de una subestación, lectura de mediciones, manipulaciones remotas, protegiendo así la integridad del personal.

En cuanto a la parte económica se tendrá la seguridad de la continuidad de la energía eléctrica y así evitar gastos en personal especializado en problemas de corte que se generan en la zona, teniendo en cuenta que las fallas del sistema activan el sistema de redundancia para garantizar la continuidad de su funcionamiento.

1.4. HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

1.4.1. HIPÓTESIS

1.4.1.1. Hipótesis General

Ho: No existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

H₁: Existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

1.4.1.2. Hipótesis Específica

- El tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia la protocolo IEC 61850 está dentro del rango permitido.
- Los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850 indican que es viable.

1.4.2. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

1.4.2.1. Variable 1:

Topologías de redundancia y contingencia: Se denomina al diseño de red duplicado que puede utilizar múltiples rutas de conexión y la contingencia como el sistema que se activa ante situaciones de falla total, teniendo en cuenta los tiempos de restablecimiento permisibles en las que se activarán (Ramírez, 2018).

1.4.2.2. Variable 2:

Automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850: Es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación, con la finalidad de integrar sus señales de medición, alarma, control, y mando del equipamiento en base al protocolo IEC 61850 (Benítez, 2018)

1.4.3. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

En la investigación se describen la operacionalización y definición de cada variable de acuerdo a las características de los sistemas de automatización y comunicaciones para subestaciones. Consiste en conceptualizar las variables, en otras palabras, es cambiarla de una conceptualización abstracta a una que sea posible cuantificar, para ello es necesario definir cada uno de sus dimensiones, para poder hacer factible la recolección de datos necesarios con alto nivel de precisión (Bauce, 2018).

Tabla 1: Operacionalización de cada variable

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	UNIDAD INDICADOR
<p>Variable 1</p> <p>Topologías de redundancia y contingencia</p>	<p>Una topología de redundancia se denomina al diseño de red duplicado que puede utilizar múltiples rutas de conexión, asimismo, la contingencia es el sistema que se activa ante situaciones de falla total, siendo característico la activación de la redundancia o contingencia en tiempos de restablecimiento permisibles, mejorando así la disponibilidad y confiabilidad del sistema (Ramírez, 2018).</p>	<p>Diseño en base a la topología PRP y HSR con la que se determina el tiempo de restablecimiento para el ingreso de la redundancia y contingencia al presentarse una situación de falla de comunicación.</p>	<p>Restablecimiento de datos para la entrada del sistema de redundancia y contingencia.</p>	<p>Tiempo de restablecimiento.</p>	<p>Segundos</p>
<p>Variable 2</p> <p>Automatización de Subestaciones de Potencia con protocolo IEC 61850</p>	<p>La automatización de las subestaciones de potencia es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación, con la finalidad de integrar sus señales de medición, alarma, control, y mando del equipamiento en base al protocolo IEC 61850, que interactúa en la subestación para mantener su funcionamiento (Benítez, 2018).</p>	<p>Proceso en el cual se define la cantidad de señales del sistema de automatización que interactúa entre sí, en base al equipamiento diseñado.</p>	<p>Señales de automatización: medición, alarma, control y mando.</p>	<p>Cantidad de señales de automatización.</p>	<p>Unidades</p>

Fuente: **Elaboración propia, 2019.**

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.1.1 ARTÍCULOS CIENTÍFICOS

Carreño (2019) en su artículo: “Redundancia en redes de comunicación para la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica con IEC 61850” tuvo por objetivo evaluar detalladamente cada protocolo de redundancia utilizadas para la red de automatización y comunicaciones de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850, estos protocolos fueron el HSR y PRP. Concluyó que en una aplicación combinada se obtuvieron resultados satisfactorios, con mayores niveles de disponibilidad y confiabilidad, con un valor de 2.24 ms en el peor escenario.

Gutiérrez (2017) en su artículo: “Red HSR con tecnología white rabbit (WR) basada en ethernet”, su objetivo fue sincronizar los equipos con precisión a nanosegundos con un sistema en anillo de seis dispositivos, Llegando a la conclusión que obtienen de su arquitectura propuesta un valor de latencia de 7.59 un con ancho de banda de 700 Mbps y pérdida de paquetes de 2.56 %.

Shantanu (2017) realizó la investigación: “Análisis de una arquitectura conectada en estrella, emulada por software para una subestación de 132/22 kV” en la cual trabajó para el ancho de banda de 100 Mbps y 39 dispositivos vinculados a la red, asimismo analizó tramas para mensajes GOOSE. Llegando a la conclusión de que es posible encontrar retardos promedios de 3 ms, contemplando diferentes escenarios de simulación.

López (2017) en su artículo: “Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 y protección de sistemas de potencia eléctrica” Tuvo por objetivo evaluar elementos de la red ethernet como parte de la implementación de una red de distribución eléctrica con norma IEC 61850, así como del concepto de redes inteligentes. Obteniendo conclusiones de ventaja de interoperabilidad, estandarización, flexibilidad de ingeniería usando la norma IEC61850, consiguiendo un sistema íntegro, beneficios de confiabilidad, eficiencia y selectividad eficiencia en la parte eléctrica, así como las pruebas realizadas ante la respuesta de datos abundantes en la red, cumpliendo los requerimientos suficientes para sistemas eléctricos, teniendo un promedio con 4ms, tiempo permitido para la topología planteada.

Hernández (2017) en su artículo: “Desarrollo de una interfaz software basada en la norma IEC62439-3 orientada a redes redundantes de comunicaciones para automatización de subestaciones eléctricas” Tuvo por objetivo realizar un análisis de interoperabilidad de dispositivos de fabricantes diversos utilizando el estándar de la norma IEC 61850 y el IEC 62439-3 de redundancia paralela PRP para minimizar la utilización de conversor de protocolos, así como reducir la complejidad y tiempos de procesos en ingeniería. Llegando a la conclusión de reducir los tiempos de procesamiento a 2 ms sin afectar la correcta comunicación en operación.

2.1.2 ANTECEDENTES LOCALES

Alvarado (2017) realizó la tesis denominada: “Análisis de los aspectos técnicos de comunicación aplicado a las arquitecturas de control de Subestaciones de Potencia”, de tipo aplicada en la que hizo los cálculos del tiempo de latencia de agrupación de dispositivos de automatización acorde a los valores restrictivos de la normativa. Obteniendo resultados de cálculo con 12 dispositivos y un tiempo de 3 ms y costos comparativos para los dispositivos de sincronización, proponiendo modelos estandarizados, cumpliendo con la norma IEC 61850 y dejando el sistema modular para una futura ampliación con el uso de topologías PRP y HSR para proporcionar mayor redundancia al sistema.

Quasmiquer (2017) realizó la investigación: “Estudio de factibilidad de la automatización de la subestación Santa Rosa”, con enfoque cuantitativo, diseño

no experimental, de corte transeccional, para ello tuvo por objetivo dimensionar el equipamiento y las topologías PRP y HSR en la subestación, llegando a la conclusión que conviene realizar la automatización con los dos tipos de topologías por sus prestaciones de reducción de los tiempos de restablecimiento, asimismo, obtuvo valores de rentabilidad de VAN con S/ 464761.08 y TIR de 25.61 %, siendo factible la realización del proyecto de inversión.

Blancas (2017) realizó la investigación: “Seguridad de sistemas automatizados mediante integración y redundancia de control”, con diseño descriptivo, tipo aplicada, planteó realizar el diseño de un sistema con la capacidad de transmitir y obtener datos con el uso de un protocolo industrial, así como la redundancia del sistema de control para un proceso industrial, encontrando una disponibilidad alta del sistema. Concluyó que da la seguridad de ofrecer la máxima disponibilidad para cada elemento del sistema través de la redundancia, cuya aplicación elimina las fallas de puntos únicos, obteniendo valores de confiabilidad del sistema de 25 %. El resultado, como era de esperar, el incremento de la ganancia y productividad.

2.1.3 ANTECEDENTES NACIONALES

Pimentel (2017) en su investigación: “Aplicación del Protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones”, de alcance descriptivo y corte transversal, buscó identificar las características del protocolo IEC 61850, la cual es una norma internacional desarrollada para solucionar los problemas de integración de equipamiento de diversos fabricantes en una subestación de potencia. Concluyó que el protocolo IEC 61850 aplicado en la automatización de una subestación de potencia, reduce el diseño de una arquitectura, utilizando la interfaz ethernet para transmitir información de protección y control, con esta única red es capaz de integrar los niveles de proceso, campo y estación, cuenta con 6 equipos y 748.4 us como tiempo de latencia.

Aguilar (2019) en su tesis: “Automatización de un sistema multiplataforma de control y monitoreo de riego tecnificado para el distrito de los Palos en el año 2017”, con diseño no experimental, alcance correlacional y del tipo aplicada, cuyo objetivo fue realizar un estudio para la viabilidad de integración del monitoreo y control de riego automatizado mediante un sistema multiplataforma para el distrito mencionado. Como conclusión se corrobora la utilización de

métodos modernos para soluciones tecnológicas, trabajó con dos esquemas para su metodología, el primero de control y el segundo el experimental dando prioridad en la programación y lograr la mayor producción, con un coeficiente de correlación de 0.917.

Altamirano (2017) en su investigación: “Estudio para la implementación de ajuste de protecciones en ellos relés de integración al SCADA para mejorar el suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay”, de nivel correlacional, buscó como objetivo mejorar la calidad de suministro eléctrico en la red secundaria realizando ajustes en protección para la integración de los relés hacia el sistema SCADA. Encontró que, mediante una arquitectura combinada en la comunicación y ajuste de dichas protecciones en los relés de sobre corriente, mejora la calidad de suministro de 4.5 a 3.5 interrupciones, con una correlación de 0.978.

2.1.4 ANTECEDENTES INTERNACIONALES

Tobar (2018) a través su tesis: “Análisis de tiempo de respuesta de un sistema de protecciones en subestaciones eléctricas con implementación de bus de proceso IEC 61850”, de enfoque cuantitativo, nivel descriptivo y diseño no experimental, tuvo por objetivo evaluar el tiempo de respuesta en protecciones eléctricas de las subestaciones implementado una red de automatización, teniendo como conclusión que el tiempo de respuesta final tiene un retraso inferior a 2 milisegundos, comprobando la hipótesis que el tráfico de información está muy ligado al aumento de tiempo para la comunicación y configuraciones más precisas de arquitectura, las que aseguran mayor confiabilidad del sistema, además sostiene que el análisis sobre las merging unit en una subestación convencional mejoran este valor de tiempo a menos de 1.5 milisegundos.

Méndez (2017) realizó la tesis titulada: “Instalación de una subestación de potencia en el valle de México mediante modelado SynerGEE”, de enfoque cuantitativo, nivel descriptivo y tipo aplicada, con la cual evaluó la situación del suministro eléctrico y demanda para analizar el costo beneficio y determinar la factibilidad de poder instalar dicha subestación eléctrica. Obtuvo como resultado la justificación del proyecto de inversión con un valor actual neto de \$ 450272.75, con valor de TIR de 29.96 % y la relación del índice costo beneficio con valor de 1.48, mayor a la unidad, dando la viabilidad para realizar la ingeniería definitiva

que es reducir el número de interrupciones eléctricas y mejorar de la calidad de energía.

Pérez (2017) con su tesis: “Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850”, de nivel descriptivo y tipo aplicada, Tuvo como objetivo realizar los diseños y obtener precios estimados de la arquitectura de comunicación óptima con el protocolo IEC 61850 en las subestaciones de potencia. Obtuvo como resultado que el uso de una programación como herramienta principal es tan útil para el desarrollo del diseño tanto así como se planteó en objetivo formulado por el autor, sirve como base principal cuando se trata de encontrar el precio aproximado al desarrollar una arquitectura de comunicación que cumpla el estándar de la norma, también ofrece la ventaja de tener las pautas para que el diseñador pueda realizar un análisis desde la parte técnica al momento de elaborar una arquitectura de un sistema de comunicación, estimar los tiempos de latencia y la fiabilidad, con ello, el costo relacionado al diseño.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Son instalaciones que agrupan un conjunto de equipos destinados a fluir energía eléctrica como nudos de derivación o pasantes, recorriendo todo el camino que se inicia desde centrales generadoras. Tienen la función básica de realizar la modificación de parámetros eléctricos para hacer posible la transmisión y distribución a los usuarios, considerando la calidad de la energía eléctrica (Ramírez, 2018).

Una subestación se puede clasificar en:

2.2.1.1 Subestación de transformación

Según Ramírez, son aquellas donde se realiza el cambio o conversión de distintos niveles de tensión y cuyo componente principal es el transformador de potencia, éstas pueden ser elevadoras (utilizadas para transmitir energía por los niveles altos de tensión) o reductoras (utilizadas para la distribución).

a. Subestaciones elevadoras

Estas subestaciones tienen la característica de elevar el nivel de tensión para poder transmitir las a distancias muy largas, además de hacer posible la integración con el sistema interconectado nacional. Desde las generadoras comienza a elevar el nivel de tensión para hacer posible el recorrido de grandes distancias hasta ser entregadas a los usuarios.

b. Subestaciones reductoras

Estas subestaciones por su parte reciben la alta tensión para reducirlas a niveles de media tensión y distribuirlas como redes primarias para el servicio industrial o residencial, a estos últimos desde las redes secundarias que derivan de las redes primarias. Estas subestaciones por su parte están instaladas por lo general en las proximidades de las ciudades o pueblos a los cuales se les distribuirán energía eléctrica como usuarios finales.

2.2.1.2 Subestación de maniobra

Este tipo de subestaciones enlazan dos o más circuitos, por lo general para facilitar la flexibilidad de las maniobras que se requieran para el funcionamiento ideal del sistema interconectado nacional, mejorando así los índices de confiabilidad aplicado a la energía eléctrica. Cabe indicar que en una subestación también se puede contar con los dos tipos de subestación de potencia, ampliando así la red del sistema eléctrico ante la creciente producción y, por ende, la demanda de los usuarios finales. La confiabilidad y calidad son los puntos importantes al momento de analizar su construcción.

2.2.2 AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE POTENCIA

El sistema de automatización se encarga de la supervisión, reporte, control, operación e integración completa de los elementos electromecánicos básicos, detectando cualquier anomalía presentada en el funcionamiento de la subestación, realiza las funciones de los operadores de planta, salvaguardando su integridad en operaciones peligrosas del trabajo y alto riesgo eléctrico.

Es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que componen la subestación, la agrupación de dispositivos desde donde se pueden integrar las señales de comunicación de acuerdo a los estándares de operación y condiciones preestablecidas del equipamiento en el sistema general de la subestación (Ramírez, 2018).

Actualmente para los sistemas de automatización se cuenta con una gran variedad de equipos de diferentes modelos y marcas, por lo que se espera obtener de la subestación, desde IED's con diferentes funcionalidades, unidades de medición, controladores, etc. acorde a la necesidad de la función.

La interacción de estos equipos corresponde al sistema de comunicación, tomando el control de cada parámetro y enviando reportes constantes en tiempo real, teniendo este último como parámetro importante a la hora realizar el diseño del sistema de automatización y comunicación para activar la respectiva alarma que hará reaccionar los sistemas de contingencia, controlando las interrupciones y alteraciones del sistema eléctrico en operación evitando así daños posteriores.

Para la comunicación existen diferentes protocolos usados en la subestación, tomado como pequeñas computadoras que informan a un sistema central, las cuales obtienen respuestas según sea la anomalía o requerimiento informado, por ello una subestación dispondrá de una serie de datos que serán reportados constantemente para ser evaluados por un centro de control y tratados de acuerdo al tipo de gravedad o necesidad para la subestación.

Asimismo, asumiendo las características que representa cada dispositivo instalado, las prestaciones para las cuales han sido diseñadas y los medios con las que se interrelacionarán a las centrales remotas, podemos describir las etapas de protección, control, medición y alarmas de la automatización de la subestación que serán determinadas desde una lista como representación principal de las señales que interactúan entre sí según las características de la representación y características de los equipos fabricados con protocolo IEC 61850-3, las mismas que son capaces de interactuar con protocolos diferentes, propios de la configuración posterior que se dan en la etapa de la ingeniería de detalle del proyecto.

2.2.2.1 Protección

Es la agrupación de dispositivos que protegen los circuitos generales, sistemas y equipamiento de una subestación en su conjunto, operando bajo condiciones preestablecidas (Ramírez, 2018).

Consiste en emitir una respuesta y acción inmediata a la monitorización continua de los parámetros del sistema y así poder controlar una destrucción inminente de equipos o de las instalaciones internas a consecuencia de las fallas que podrían desprenderse de forma simple, siendo una manera de evitar una propagación descontrolada o una reacción en cadena.

EL sistema de control tiene como función principal de aislar la etapa o parte donde se ha producido la falla y no produzca perturbaciones en la red principal, dando seguridad a los especialistas quienes realizarán las manipulaciones para la inspección respectiva y evitar desperfectos en los equipos adyacentes donde se produjo la falla y aislar los equipos reduciendo las posibilidades de incendio, minimizando toda posibilidad de producir desperfectos más complicados de poder atender.

2.2.2.2 Control

La agrupación de dispositivos que realizan la manipulación y supervisión del equipamiento en general, sistemas y dispositivos internos que componen la subestación en su conjunto, operando bajo condiciones preestablecidas (Ramírez, 2018).

Está basado en la manipulación directa de los componentes con previa inspección y medición de los parámetros para hacer que se activen o desactiven, de esta manera realizar las operaciones de funcionamiento en un determinado momento y estado. El diseño de subestaciones está constituido por niveles, tal y como se puede ver en la Figura 3.

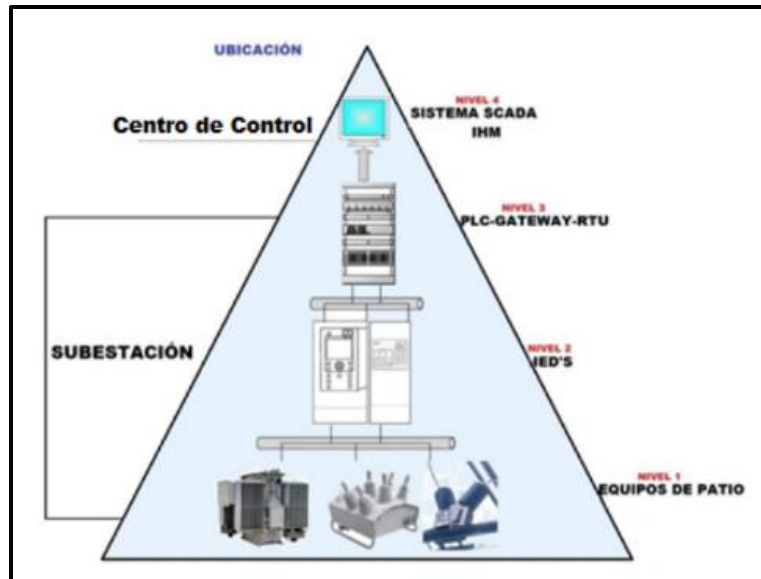


Figura 3: Niveles del sistema de control y automatización.

Fuente: TORRES ULLOA, 2017

a. Nivel de Campo

Es el primer nivel, reconocido como nivel 0, está conformado todo el equipamiento de patio de llaves (interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y transformadores de tensión), del mismo modo es posible reconocer este nivel ya que las operaciones se realizan directamente sobre los actuadores de cada componente de la subestación.

b. Nivel de bahía

Segundo nivel de control, denominado nivel 1, en esta etapa se encuentran los IED's, que son los equipos de protección de los componentes de campo, que a su vez pueden tener varias funciones en una sola, del mismo modo podemos encontrar las botoneras de control, pulsadores y relés auxiliares, estos son los elementos intermedios encargados de la supervisión, control, regulación, enclavamiento, medición y protección.

c. Nivel de subestación

Tercer nivel de control, conocido como nivel 2, aquí se adquieren los datos de la subestación, supervisión, maniobras, control por parte de

los operadores a través de la implementación del software SCADA, sobre la cual se integran los IED's al sistema SCADA-HMI. Es en este tipo de nivel donde confluyen todos los datos como: estado de los equipos de campo, mediciones eléctricas, mediciones complementarias (aceite y gas del transformador de potencia), etc.

d. Nivel de centro de control

Cuarto nivel de control, reconocido como nivel 3, se trata del sistema SCADA, donde se concentran todos los datos de los SCADA-HMI de las subestaciones desde puntos remotos, este es el nivel donde se puede supervisar y controlar los equipos de campo de diferentes subestaciones en tiempo real siempre y cuando en cada tablero de control se establezcan las posiciones de los selectores en estado local o remoto, siendo esta última el estado para la habilitación de supervisión y control ubicado en el centro de control SCADA. En la actualidad este nivel se utiliza para obtener los reportes de cada subestación y operaciones continuas, salvo se requiera de un personal especializado para atender situaciones de emergencia desde la sala de control o patio de llaves.

2.2.2.3 Medición

Son todos los equipos o dispositivos que realizan la medición de calidad de suministro y los convertidores de energía o transductores de medida, con posibilidades de operar dentro de sus parámetros correctos de acuerdo a la calibración realizada periódicamente.

2.2.2.4 Alarmas

Son secuencias de la comprobación del sistema de medición y protección, pueden realizar sonidos o activaciones visuales, refiriéndose a las anomalías presentadas por algunos de los componentes de la subestación.

2.2.3 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850

Como protocolo de comunicación se conoce al lenguaje de programación con la que se comunican los equipos de medición, control y protección para

interrelacionarse entre ellas o enviar los datos a una central de procesamiento donde los operadores especializados puedan interpretar el comportamiento de la subestación. Básicamente un protocolo tiene la ventaja de realizar enlaces con los datos recogidos en campo o enviados desde un servidor utilizando la red de comunicación que se esté usando (LAN, radiofrecuencia o fibra óptica) (Ramírez, 2018).

El estándar IEC 61850 es utilizado para automatizar subestaciones, en este modelo se describe las capacidades que tiene cada IED, su programación parte de los NL (Nodos Lógicos) que parten de los Common Data Clases y Common Data Attributes. Esta norma está dividida en 10 partes donde se tratan sobre los requerimientos generales del sistema, gestión de ingeniería, de proyectos, requerimientos para la comunicación, mapeo de objetos y servicios, protocolos concretos y conformidades de una programación con el protocolo.

A continuación, se describen las partes del protocolo y el componente que se aplica de base de diseño de la presente investigación.

2.2.3.1 IEC 61850-1

La primera parte que trata en su totalidad a la introducción y vista general de la presente norma en la cual se describen los alcances y filosofía de la misma norma.

2.2.3.2 IEC 61850-2

La segunda parte de la norma está referida al glosario, la cual está orientada a la recopilación de las definiciones y los acrónimos que se utiliza en todas aquellas partes que conforman la norma.

2.2.3.3 IEC 61850-3

La tercera parte de la norma consiste en los requerimientos generales y está orientada a los definir las características generales que deben de poseer los IED's tanto en desempeño y robustez, que son las especificaciones que deben de cumplir los equipos que garantizan la estructura de la norma, con el fin cumplir con la arquitectura de diseño basado en la topología PRP y HSR como sistema de alta redundancia con

cálculos de latencia para funcionamiento de la automatización de una subestación de potencia, esta parte es la base principal de la presente investigación.

2.2.3.4 IEC 61850-4

La cuarta parte de la norma está considerada al sistema y administración de un proyecto para un sistema de automatización de una subestación basado en la referida norma. En esta parte se describe también el soporte y compromisos de fabricante al igual que los repuestos de equipos y su disponibilidad que debe tener el sistema eléctrico de potencia.

2.2.3.5 IEC 61850-5

La quinta parte de la norma está considerada a los requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos. Aquí se define la manera de cómo interpretar y organizar las funciones e información de los dispositivos, esta parte incluye el modelo orientado a objetos que permite conceptualizar el intercambio de datos al igual que las diferentes funciones del sistema.

2.2.3.6 IEC 61850-6

La sexta parte de la norma está direccionada completamente al lenguaje de descripción para la configuración de sistemas de automatización. Esta sección especifica el lenguaje de configuración de subestación (SCL) mediante clips de XML y ficheros, esto permite instaurar formatos normalizados para el intercambio de formato de configuraciones en cada dispositivo, logrando con esto la interoperabilidad del sistema.

2.2.3.7 IEC 61850-7

La séptima parte de la norma describe la estructuración básica de comunicaciones para la subestación y sus alimentadores. Esta sección del estándar describe la manera de modelar e implementar los servicios de comunicaciones de la subestación, se logra mediante el uso de protocolos de comunicaciones adecuados, esta parte cuenta con subcapítulos en los que se establece servicios relacionados con las aplicaciones existentes de

la subestación, dispositivos y nodos lógicos que permiten definir funciones completas en el sistema.

2.2.3.8 IEC 61850-8

La octava parte de la norma está referida a los servicios de comunicaciones específicos de mapeos. Esta parte define los métodos con los que deben de implementarse los servicios de comunicación, empleando protocolos de comunicación y medios físicos para transmitir los mensajes, se definió ethernet como medio físico bajo la normativa ISO/IEC 8802-3 y como protocolo de transportes se definieron las normas ISO 9506-1 e ISO 9506-2, con ellos se logra la adquisición de datos e intercambio de la información en tiempo real entre dispositivos que debes ser parte del sistema eléctrico de potencia.

2.2.3.9 IEC 61850-9

La novena parte de la norma se refiere a los servicios de comunicación específicos de mapeos CV. Describe cómo es generada el intercambio de información entre los equipos de medición primarias tales como transformadores de corriente y transformadores de tensión, este intercambio de valores se genera mediante protocolos sampled values que transmite los datos en tiempo real, lo que permite transmitir señales de tensión y corriente digitalizadas del sistema eléctrico dentro de la subestación.

2.2.3.10 IEC 61850-10

La última parte de la norma está considerada a las pruebas de conformidad. Establece las pruebas y metodologías para verificar si un dispositivo puede comunicarse en el sistema de automatización de subestaciones que está basado en la norma. Esta parte detalla cómo debe de diseñarse las arquitecturas de comunicación, así como técnicas específicas de medidas para aplicar cuando se declaren parámetros de funcionamiento, el uso de estas técnicas ayudará a mejorar la capacidad de integrar la capacidad de los IED's fácilmente.

2.2.4 TOPOLOGÍAS DE REDUNDANCIA Y CONTINGENCIA EN AUTOMATIZACIÓN

En los sistemas electrónicos para la automatización en general se buscan los métodos que garanticen la operación continua de sus procesos, parte de ello están basados en los métodos de redundancia (filosofía de redundancia), esto explica el respaldo o duplicado con el que pueda contar un determinado equipo para mantener la funcionalidad del sistema cuando el equipo principal sufra un desperfecto por acciones internas o externas, contando para ello con los tiempos de restablecimiento que permiten la disponibilidad del sistema. Del mismo modo, la contingencia forma parte de la redundancia con la característica de entrar en funcionamiento durante eventos de falla total hasta el restablecimiento del equipamiento redundante principal (Ramírez, 2018).

Para garantizar la confiabilidad del sistema de automatización, existen diferentes modelos que puedan plantear el funcionamiento continuo de la subestación eléctrica de potencia, así mismo el procedimiento N° 20 del COES, describe algunas recomendaciones que se puedan ejecutar según la necesidad del sistema en su conjunto.

Algunas subestaciones aún cuentan con sistemas de comunicación simples, dando importancia a los costos que implica realizar la redundancia, sin embargo, se presentan problemas de pérdidas de información y esto representa un grave problema, considerando que el sistema de automatización y comunicación deben mantener su continuidad y evitar tiempos muertos de operación.

La topología de redundancia usado es el descrito por la norma IEC 61850-3 como base de estudio de la presente investigación y se agrupa en:

2.2.4.1 PRP (Parallel Redundancy Protocol)

Consiste en configurar dos bloques del sistema de comunicación con la característica de asemejar a un sistema de red LAN en paralelo, de esta manera una falla por un canal de comunicaciones puede dar paso al siguiente canal que funciona como *stand by* y así contar con un sistema de alimentación independiente, asimismo se debe atender la independencia sin importar que internamente pueda tener una configuración en anillo o

tipo árbol, el protocolo operará con la misma función (Carreño, 2019), tal como se puede observar en la Figura 4.

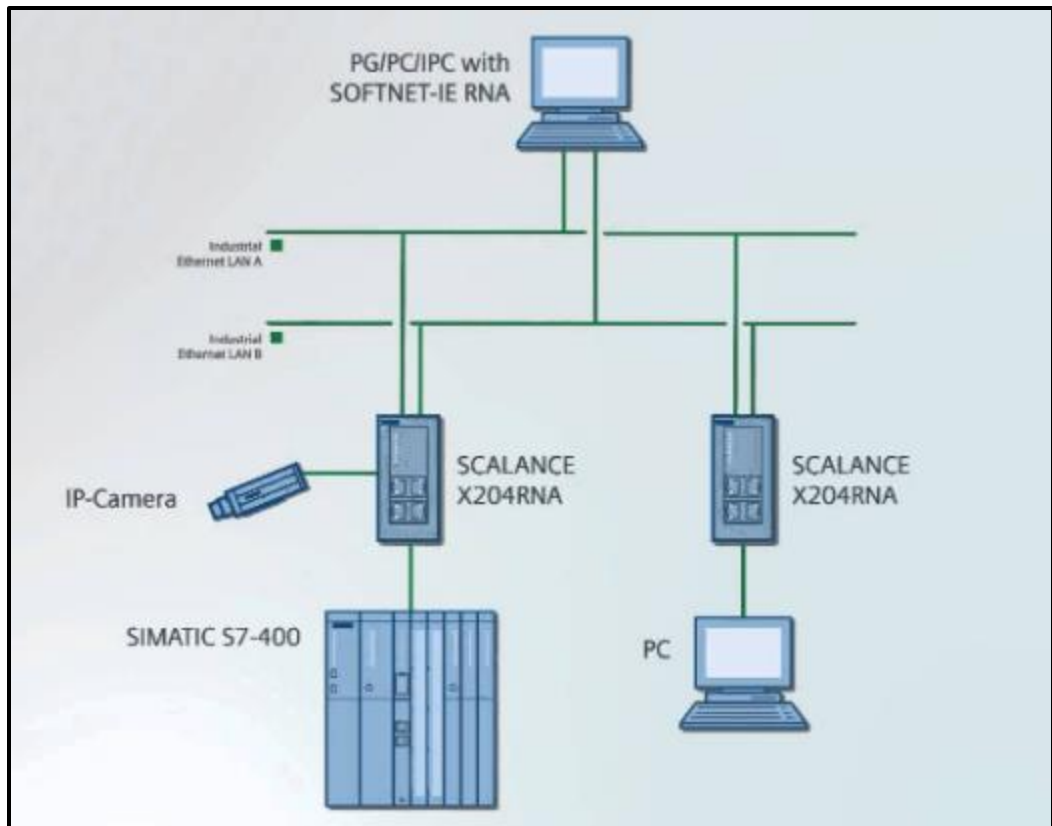


Figura 4: Topología de redundancia (PRP).

Fuente: NetCloud Engineering S.L., 2017

2.2.4.2 High-availability Seamless Redundancy (HSR)

La topología HSR está basada en el estándar IEC 62439-3.5, trabaja de la mano con la topología PRP y se puede aplicar a cualquier otra topología, esencialmente en redes en anillo o arreglos de anillos. Aquí también se usan nodos con conexión doble que graficarán un sistema en paralelo pero cerrado, por ello que el arreglo en anillo es el más cercano a esta topología, puede realizar la comunicación en un sentido y si hay interrupción cambia de dirección, además de indicar que hubo algún tipo de interrupción o desperfecto (Carreño, 2019), esto se muestra Figura 5.

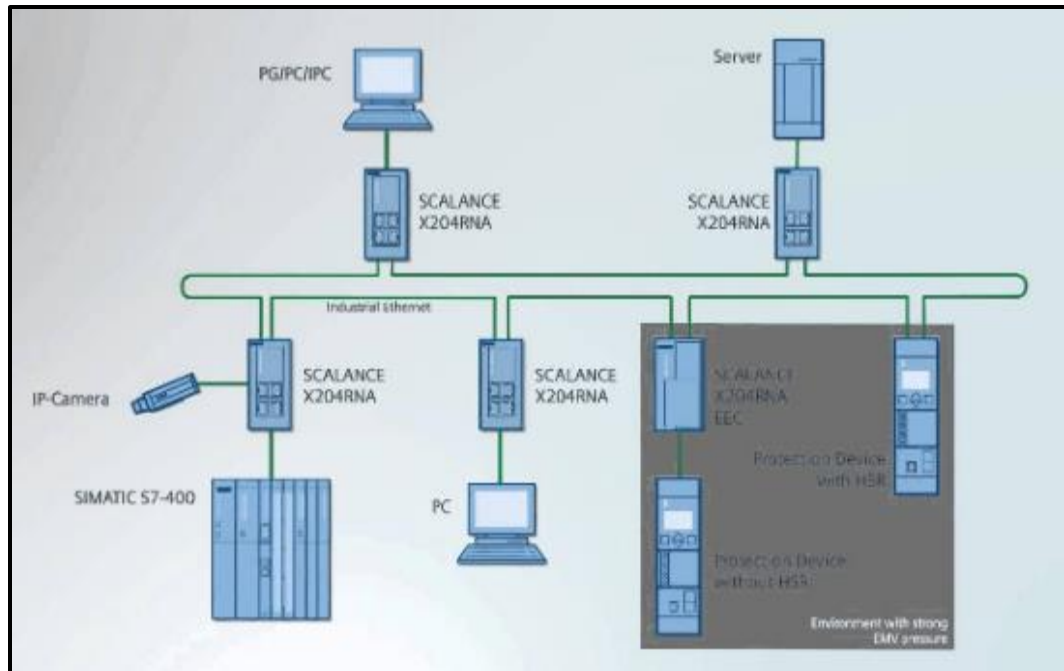


Figura 5: Topología High-availability Seamless Redundancy (HSR).

Fuente: NetCloud Engineering S.L., 2017

2.2.4.3 Tiempo de conmutación

Los diseños de redundancia responden a la conmutación que debe realizar para mantener la continuidad de la comunicación, obteniendo inicialmente dentro de un tramo de red el tiempo de transmisión de los mensajes T_p .

Ecuación 1: Tiempo de transmisión de mensaje

$$T_p = \frac{D}{V}$$

Fuente: Carreño, 2019.

Donde:

- T_p : Tiempo de transmisión del mensaje
- D : Tamaño de mensaje (peor escenario)
- V : Velocidad de la red

A continuación, se desarrolla el cálculo del tiempo de latencia T_m que indica el tiempo que se requiere para transferir información de nodo a nodo, en otras palabras, de un dispositivo electrónico inteligente a otro,

considerando el tiempo límite para restablecer la comunicación ante un defecto de la red de las subestaciones y mantener la continuidad.

Ecuación 2: Tiempo de latencia de N nodos

$$T_m = N \times T_i + T_p \sum_{i=1}^N c_i$$

Fuente: Carreño, 2019.

Donde:

T_m : Tiempo latencia o recuperación de comunicación

N : Cantidad de nodos de la topología HSR

T_i : Tiempo de latencia de cada tarjeta de comunicación

T_p : Tiempo de transmisión de mensaje

c_i : Lugar del switch con el último mensaje

2.2.5 METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Es el uso necesario de métodos que permitan proyectar de manera analítica y técnica, como temas complementarios, para poder contar con alternativas adecuadas, dados los problemas de tener un pronóstico certero sobre el comportamiento a futuro de la demanda.

Por ello, los métodos a tomar en cuenta son los siguientes:

2.2.5.1 MÉTODO ECONOMÉTRICO

Este método tiene la finalidad de encontrar la importancia de la información causal de una variable dependiente ante las variables que condicionan el medio económico. Se trata de leyes de comportamiento que tiene la demanda en una visión de futuro de acuerdo a la forma de cómo actúa los datos históricos de las variables independientes, de esto se puede decir que, la demanda va a depender del comportamiento de las variables independientes hayan obtenido en el transcurso (Vásquez, 2018). Esta proyección de demanda se fundará de los resultados que se obtienen del empleo de un modelo econométrico, la misma que usa los datos acumulados o históricos del crecimiento de la población en determinada región, la evolución de la cantidad de clientes, el comportamiento de las

economías regionales que se reflejan dentro del PBI (Producto Bruto Interno) y el precio promedio a cobrar al usuario final, explicando cómo se comporta la venta de energía.

Teniendo en cuenta lo mencionado, al aplicar el método econométrico para la proyección de demanda se tendrá que regir a las etapas generales siguientes:

- Seleccionar las variables explicativas o independientes para aplicar al modelo econométrico. Estas variables pueden ser las los históricos de PBI, históricos de tiempo de población, etc.
- Procesamiento de variables independientes que serán usados como componente del modelo.
- Formulación del modelo matemático que se aplicará a la proyección.
- Validación de los modelos formulados, utilizando los estadísticos de prueba idóneos.
- Aplicación final de la proyección a las ventas generales de energía.

El modelo matemático general base es la representación que se conforma como indica la siguiente ecuación.

Ecuación 3: Modelo matemático general para proyección de venta de energía.

$$Y_i = \lambda_1 + \lambda_2 X_{1i} + \lambda_3 X_{2i} + \lambda_4 X_{3i}$$

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Donde:

Y_i : Variable dependiente (ventas de energía a nivel de S.E.P)

λ_{1-4} : Parámetros a estimarse sobre el modelo partiendo de los datos históricos disponible aplicados a las variables del tipo explicativo.

X_{1-3i} : Representación de las variables del tipo explicativo.

2.2.5.2 MÉTODO DE TENDENCIAS

El método de tendencias es utilizado cuando las características que represente el mercado a futuro tengan la posibilidad de determinarse principalmente por lo acontecido en el pasado, teniendo en cuenta la

disponibilidad de la data histórica completa y confiable. Las variables que tuvieron un comportamiento en determinado contexto del pasado como nuevos productos o sustitutos, una recesión, nuevas tecnologías, y otros más, marcan una desventaja para este tipo de modelo, no obstante, existe la posibilidad de ajustar de manera subjetiva la serie cronológica para agregar los hechos mencionados no reflejada en la data histórica.

Además, este método puede utilizar modelos de regresión de acuerdo a los datos obtenidos y las características que representan en su comportamiento en el tiempo, usualmente se utilizan la regresión lineal o cuadrática, lo que actualmente tienen los softwares de hojas de cálculo.

2.2.6 INDICADORES ECONÓMICOS DE RENTABILIDAD

Al cruzar dos o más alternativas que se excluyen mutuamente, la ingeniería económica identifica la alternativa más favorable, y con los indicadores económicos favorables. Para encontrar dichos valores se utilizan técnicas del VP (valor presente) o VA (valor actual), que son recomendadas (Vásquez, 2018).

2.2.6.1 VALOR ACTUAL NETO

Este índice económico es utilizado para determinar el valor presente de una cantidad de flujos de caja a futuro originada por una inversión.

El valor actual (valor presente) muestra cantidades pecuniarias del futuro a un equivalente del presente. Otra forma de entender dicha evaluación económica es que con el cálculo del VAN se llevan cantidades desde el futuro al presente, utilizando una tasa de descuento; por este motivo, se denomina flujos descontados a los flujos de efectivo convertidos al presente (Vásquez, 2018).

Ecuación 4: Fórmula de cálculo del VAN

$$VAN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: (Vásquez, 2018)

Donde:

VPN: Valor actual neto

FNE_n: Flujo neto de efectivo, representación del año n, que concierne a la ganancia neta luego de la aplicación de impuestos en el año n.

P: Inversión inicial, representa al año cero

i: Tasa de referencia

2.2.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Está definida como la tasa porcentual que da definición a la rentabilidad promedio anual generado por el capital invertido en determinado proyecto.

En algunas situaciones, los valores obtenidos de las TIR de los proyectos no entregan la misma forma de ordenar alternativas que realizan análisis de valor actual o valor presente. Este escenario no sucede al realizar un análisis sobre la TIR incremental (Vásquez, 2018).

Asimismo, la TIR es aquella tasa de interés da por igualar el valor futuro de la inversión a partir de la sumatoria de los valores futuros equivalentes de las ganancias, comparado con el dinero al finalizar el periodo de análisis (Baca, 2017).

Ecuación 5: Fórmula de cálculo de la TIR

$$P(1+i)^5 = FNE_1(1+i)^4 + FNE_2(1+i)^3 + FNE_3(1+i)^2 + FNE_4(1+i)^1 + FNE_5$$

Fuente: (Vásquez, 2018)

Donde:

i: Valor de la TIR

FNE_n: Flujo neto de efectivo, representación del año n, concierne a la ganancia neta luego de los impuestos en el año n.

P: Inversión inicial, representa al año cero

2.2.6.3 Modelo CAPM

El modelo de valoración de activos capital fue desarrollado por Sharpe y permite evaluar cuál tiene que ser el rendimiento deseado de un activo de inversión de riesgo a partir del riesgo sistemático que está presente en el mercado (Auqui, 2020).

El modelo CAPM formula el razonamiento mencionado y representa la estimación y la rentabilidad de un activo de la siguiente manera:

Ecuación 6: Fórmula de cálculo del CAPM

$$R_s = R_f + \beta \cdot (R_m + R_f)$$

Fuente: (Auqui, 2020)

Donde:

R_s : Tasa de rendimiento del activo esperado.

R_f : Tasa de retorno libre de riesgo.

β : Coeficiente beta de riesgo de mercado del activo financiero.

R_m : Tasa de retorno del mercado.

La descripción de la tasa de retorno libre es la rentabilidad obtenida al invertir en un activo libre de riesgo, la cual representa la mínima fluctuación en el mercado, se toma como referencia los bonos americanos por ser una economía más segura y solvente.

Treasury Yields						
NAME	COUPON	PRICE	YIELD	1 MONTH	1 YEAR	TIME (EST)
GB3:GOV 3 Month	0.00	4.09	4.19%	+4	+425	9:18 PM
GB6:GOV 6 Month	0.00	4.40	4.58%	+3	+453	9:18 PM
GB12:GOV 12 Month	0.00	4.36	4.56%	-9	+438	9:18 PM
GT2:GOV 2 Year	4.50	100.46	4.25%	-28	+362	9:18 PM
GT5:GOV 5 Year	3.88	100.73	3.71%	-29	+254	9:18 PM
GT10:GOV 10 Year	4.13	104.44	3.59%	-24	+218	9:18 PM
GT30:GOV 30 Year	4.00	106.55	3.64%	-29	+183	9:18 PM

Figura 6: Tasa de retorno libre de riesgo de los bonos del tesoro americano.

Fuente: <https://www.bloomberg.com/markets/rates-bonds/government-bonds/us>, 2022.

En la Figura 6 podemos encontrar que el valor representativo para 10 años es de 3.59 %.

La volatilidad de un portafolio de proyectos o coeficiente beta de un activo financiero representa el rendimiento de un activo en función del riesgo de mercado y está definido por la situación, por lo que no puede eliminar el riesgo. El riesgo es inherente a la actividad operacional y financiera de la empresa, su modelo es la siguiente:

Ecuación 7: Fórmula de cálculo de beta

$$\beta_{ap} = \beta_{des} \cdot \left(1 + (1 + T) \cdot \frac{D}{E}\right)$$

Fuente: (Auqui, 2020).

Donde:

β_{des} : Beta desapalancado.

T: Tasa fiscal (tasa impositiva, impuestos).

D: Recursos de terceros sobre el total de recursos financiados.

E: Recursos propios sobre el total de recursos financiados.

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- a. **Datos electrónicos:** es el conjunto de información que representa el estado o situación de determinados equipos eléctricos y electrónicos en evaluación (Ramírez, 2018).
- b. **Energía eléctrica:** es una forma de energía, derivado de la diferencia del potencial entre dos puntos y que permiten establecer una corriente al contacto con una línea física y carga respectiva (Ramírez, 2018).
- c. **GPS:** es un instrumento que, a partir de un sistema satelital, puede establecer las coordenadas geográficas de un lugar (Ramírez, 2018).
- d. **HMI:** (interfaz - hombre - máquina) esta definición la reciben las pantallas LDC, plasma, etc., incluido el ordenador que hace posible la interacción de las funcionalidades del sistema de programación con las operaciones directas de una persona.
- e. **IED:** son dispositivos electrónicos inteligentes, en instalaciones de subestaciones son conocidos como los relés de protección a donde llegan las señales de una determinada bahía para su funcionamiento correspondiente.
- f. **Patio de llaves:** en subestaciones de potencia se define al espacio donde quedan instalados los equipos de operación de apertura, cierre, transformación, etc., sean equipo convencional o encapsulado (Ramírez, 2018).

- g. Protocolo:** es el conjunto de medidas que definen el comportamiento o valores de ciertos parámetros en su funcionamiento.
- h. RTU:** (unidad terminal remota) es el dispositivo encargado de leer datos entregados desde el patio de llaves de la subestación de potencia y que los procesa para poder enviar una respuesta o mando. Es un equipo que realiza el proceso de sistemas industriales y sistemas de potencia con estampa de tiempo y protocolos de comunicación uniformes.
- i. Señales análogas:** son señales de variación continua en el tiempo (variable en amplitud y frecuencia) (Ramírez, 2018).
- j. Señales digitales:** son señales que por lo general varían en dos estados, el 0 lógico y 1 lógico, los cuales pueden tomar valores acordes a quien representa dichos estados (Ramírez, 2018).
- k. Señales:** es la variación continua a lo largo del tiempo del comportamiento del campo electromagnético, una serie de impulsos eléctricos de acuerdo a la fuente que la origina.
- l. Sistema:** es el conjunto ordenado de procedimientos y normas que regulan un determinado funcionamiento de dispositivos en un arreglo eléctrico o electrónico.
- m. Switch:** son equipos electrónicos encargados de la adquisición y distribución de datos dentro de una red local de manera puntual, va dirigido a un equipo u ordenador sin realizar réplicas sobre los demás equipos.
- n. Telecomunicaciones:** es la transmisión de datos a larga distancia a través equipos tecnológicos.
- o. Tensión:** es la diferencia de potencial, la presión de una fuente de suministro.
- p. Topología:** es el conjunto de propiedades físicas o lógicas de diseños que generan una arquitectura (Ramírez, 2018).

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 MÉTODO

El método tomado para la investigación es el hipotético-deductivo, ya que se aplicó el análisis de acuerdo al método “state of the art”, revisando la situación existente y los parámetros eléctricos calculados en el diseño de las subestaciones, como ampliación o instalaciones nuevas para contrastar la hipótesis. Hernández-Sampieri y Mendoza (2018), afirma que el método hipotético-deductivo da claridad sobre la relación entre las variables que afectan al fenómeno en tratamiento, asimismo, realiza un planteamiento minucioso de los aspectos metodológicos, con el fin de “clarificar las relaciones entre variables que afectan al fenómeno bajo estudio; de igual manera, planea con cuidado los aspectos metodológicos, con la finalidad de dar seguridad a sus resultados con ser válido y confiable (p. 101), en cuanto al método deductivo se menciona que son desarrollados sobre hipótesis, siendo este la parte vital del método deductivo cuantitativo (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2018, p. 102).

3.1.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación para este contexto es aplicada, dado que se empleó el fundamento de teorías básicas para el diseño de topologías de contingencia de automatización adecuada para la subestación de potencia, garantizando el funcionamiento continuo en situaciones adversas que puedan implicar problemas en la redundancia o el colapso de las redes de comunicación. Vargas (2019) afirma que, además, este tipo de investigación tiene la denominación de

práctica o empírica. Asimismo, se caracteriza porque en todo momento utiliza y aplica los conocimientos que han sido adquiridos.

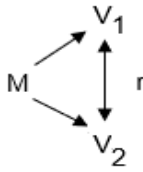
3.1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación es correlacional descriptivo por la medición, descripción, búsqueda de la relación entre las variables y porque es necesario especificar las características de las topologías con redundancia para el sistema de comunicaciones de una subestación. Según Sánchez y Reyes (2021), afirman que el nivel descriptivo correlacional se centra en determinar el nivel de relación que tienen dos o más variables en tratamiento desde una muestra equivalente de sujetos, o también el nivel de relación que existe entre dos más fenómenos o eventos, según Sampieri y Mendoza (2018) afirma que el nivel descriptivo “busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis.

- a. La investigación presente se realizó con el diseño correlacional debido a que se plantea las topologías y se evalúa su tiempo de restablecimiento con las señales de la automatización de las subestaciones de potencia.
- b. Además, se tendrá en cuenta el análisis económico que se plantea en conjunto con el estudio del equipamiento para la subestación.
- c. De corte transeccional o transversal descriptivo ya que se requiere evaluar la recopilación de datos para los sistemas de redundancia y contingencia desarrollados y propuestos que se aplican en los diseños de subestaciones y así garantizar el funcionamiento para la continuidad del servicio de energía eléctrica de las subestaciones. Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) afirma que el nivel transeccional descriptivo investiga los acontecimientos de las modalidades, niveles o categorías de una o más variables dentro de una población, son estudios netamente descriptivos

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño es no experimental dado que se utilizó datos sin ninguna manipulación de las mismas. Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) afirma que el nivel transeccional descriptivo investiga los acontecimientos de las modalidades, niveles o categorías de una o más variables dentro de una población, son estudios netamente descriptivos.



- V₁: Confiabilidad de uso de topologías de redundancia y contingencia.
- V₂: Beneficios de la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.
- M: Cantidad de switches que componen la red de redundancia y la red de automatización.
- r: Correlación entre las variables V₁ y V₂.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 POBLACIÓN

Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) señala que la población es la agrupación de todos aquellos temas coincidentes con ciertas especificaciones, de ello se distingue la población como los estudios de pre inversión y definitivos de las subestaciones de la concesionaria ENOSA, dado que se encuentran dentro de la cartera inversiones del PIT 2017-2021, en los que se realizaron los diseños de automatización y redundancia así como los equipos que la componen, contándose aquí las ampliaciones de la SET Tumbes, SET Loma larga, SET Piura Centro, SET Grau, SET Lambayeque.

3.3.2 MUESTRA

Se tomó como muestreo el método no probabilístico y por conveniencia, la cual es una parte que representa a la población para realizar la investigación (Sánchez y Reyes, 2021), por lo que la muestra se consideró al proyecto de pre inversión y definitivo de la ampliación de la SET Tumbes, ya que esta subestación cuenta con mayores prestaciones de realizar la aplicación de la redundancia y contingencia a escala, por las características variadas de sus instalaciones existentes, las señales de automatización, así como los valores de consumos de los alimentadores con el fin obtener los indicadores económicos.

3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La investigación se desarrolla desde las siguientes fuentes de información:

3.4.1 FUENTES PRIMARIAS

La fuente principal consistió en la técnica denominada análisis de documentos, donde cuyo instrumento fueron las fichas de registro documental, registros que la concesionaria entregó en la visita de campo realizada a la subestación existente. De esta forma pudimos recabar la información necesaria para poder realizar el planteamiento del diseño adecuado, teniendo en cuenta la metodología “state of the art” analizando todos los sistemas que se usan y aplican.

También se utilizó la técnica de la experimentación que se refiere al análisis de mercado y análisis eléctrico debidamente elaborado con el software Excel.

3.4.2 FUENTES SECUNDARIAS

Como fuentes secundarias se realizó la técnica de revisión bibliográfica, con el instrumento de base de datos, donde se tuvo en cuenta las bibliografías del tipo: tesis, libros, hojas técnicas e internet, recopilando datos que nos ayudaron a realizar la investigación, tal como se puede observar en la Tabla 2.

Tabla 2: *Técnicas e instrumentos de recolección de datos.*

FUENTES	TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
PRIMARIAS	- Análisis de documentos	- Ficha de registro documental
SECUNDARIAS	- Revisión bibliográfica	- Base de datos

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

4.1.1 ANÁLISIS DEL DISEÑO ELÉCTRICO Y AUTOMATIZACIÓN

En este tema se recurre al análisis del planteamiento eléctrico, el diagrama unifilar proyectado previamente calculado con los parámetros eléctricos para la zona determinada, asimismo, es importante considerar los circuitos que se están generando y la manera en cómo se realizará la automatización y comunicación.

Teniendo en cuenta la cantidad de señales que se desea medir, supervisar y controlar, se recurre a centrar el tipo de diseño con la redundancia necesaria, así que se parte del diagrama unifilar propuesto.

Para una mejor representación se presenta la Figura 7, con el diagrama unifilar de la subestación por ampliarse.

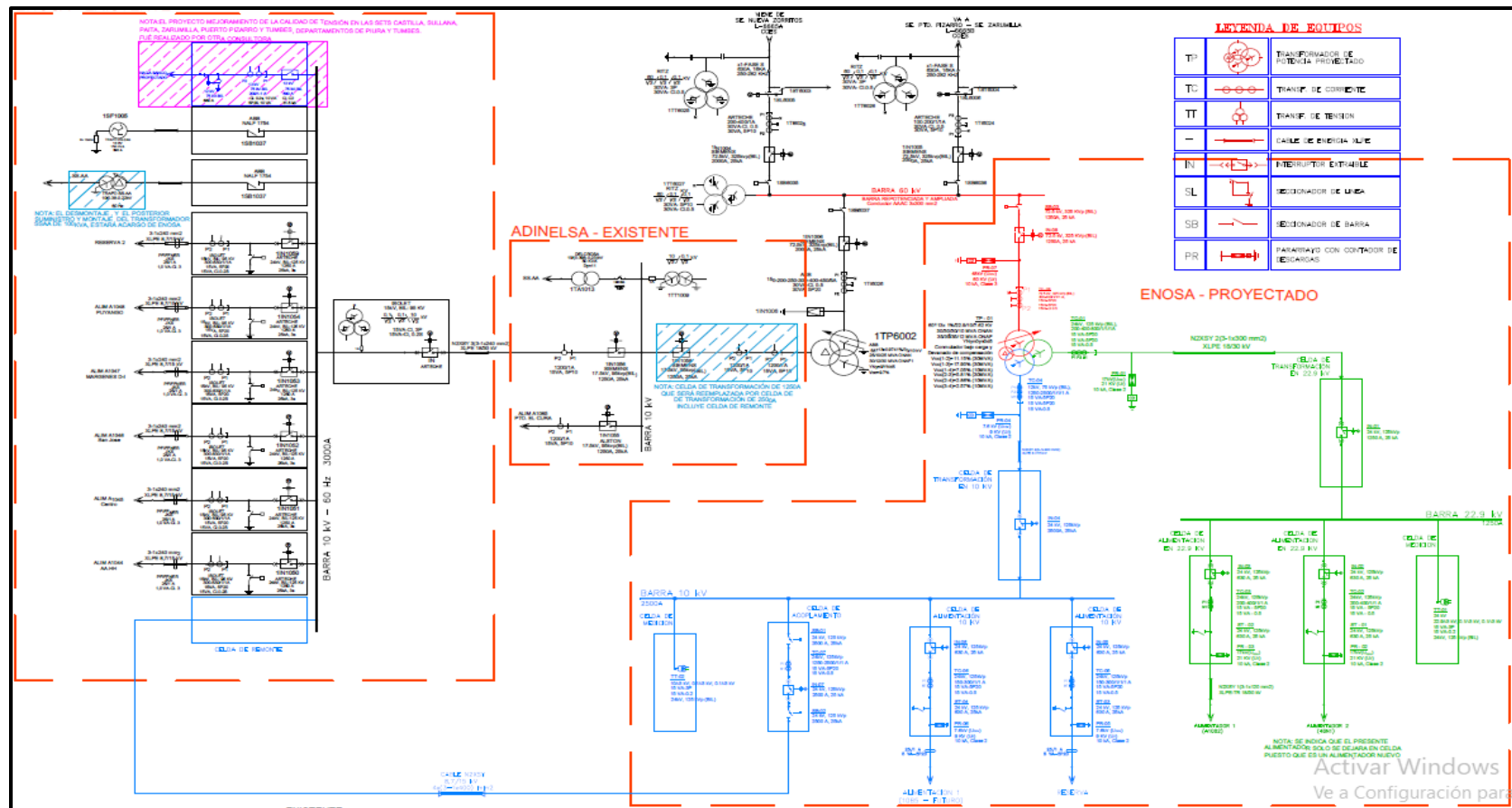


Figura 7: Diagrama Unifilar propuesto para la ampliación.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

De la misma manera se define los primeros diseños de la protección para el sistema eléctrico propuesto, con los IED's necesarios como se observa a continuación la Figura 8.

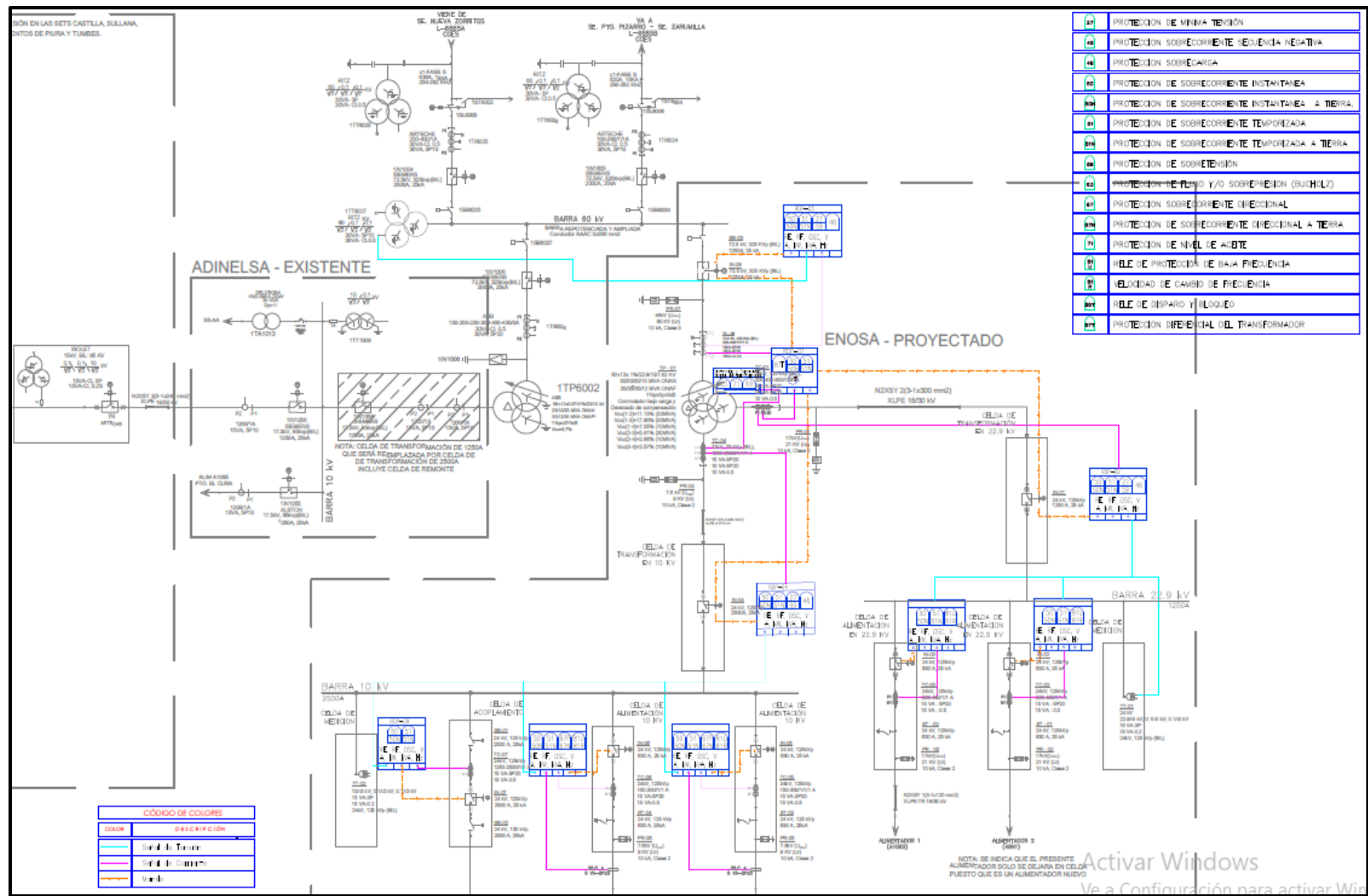


Figura 8: Diagrama Unifilar de Protección propuesto en la ampliación.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

4.1.1.1 Aplicación de la topología PRP a nivel de campo y bahía

Según la gran cantidad de señales de supervisión y control es posible definir el modelo PRP para alcanzar el mayor número de posiciones. En este primer caso, los equipos del patio de llaves como los de las celdas tienen una variedad de sensores que de realizarse una conexión tipo anillo se obtendría una circuitería compleja, entremezclando señales de posición, control, mando y medida, diferentes en su comportamiento y características, por ello la necesidad de utilizar las conexiones paralelas.

Tanto los transductores como los elementos de activación se conectarán a los IED's adecuados (del nivel 1) y las tarjetas del RTU (del nivel 0) para realizar la tarea de automatización cuya programación de bloqueo se realizará como parte de la integración final en la Ingeniería de Detalle a realizar para proyecto con el equipo seleccionado, de la Figura 9 y 10

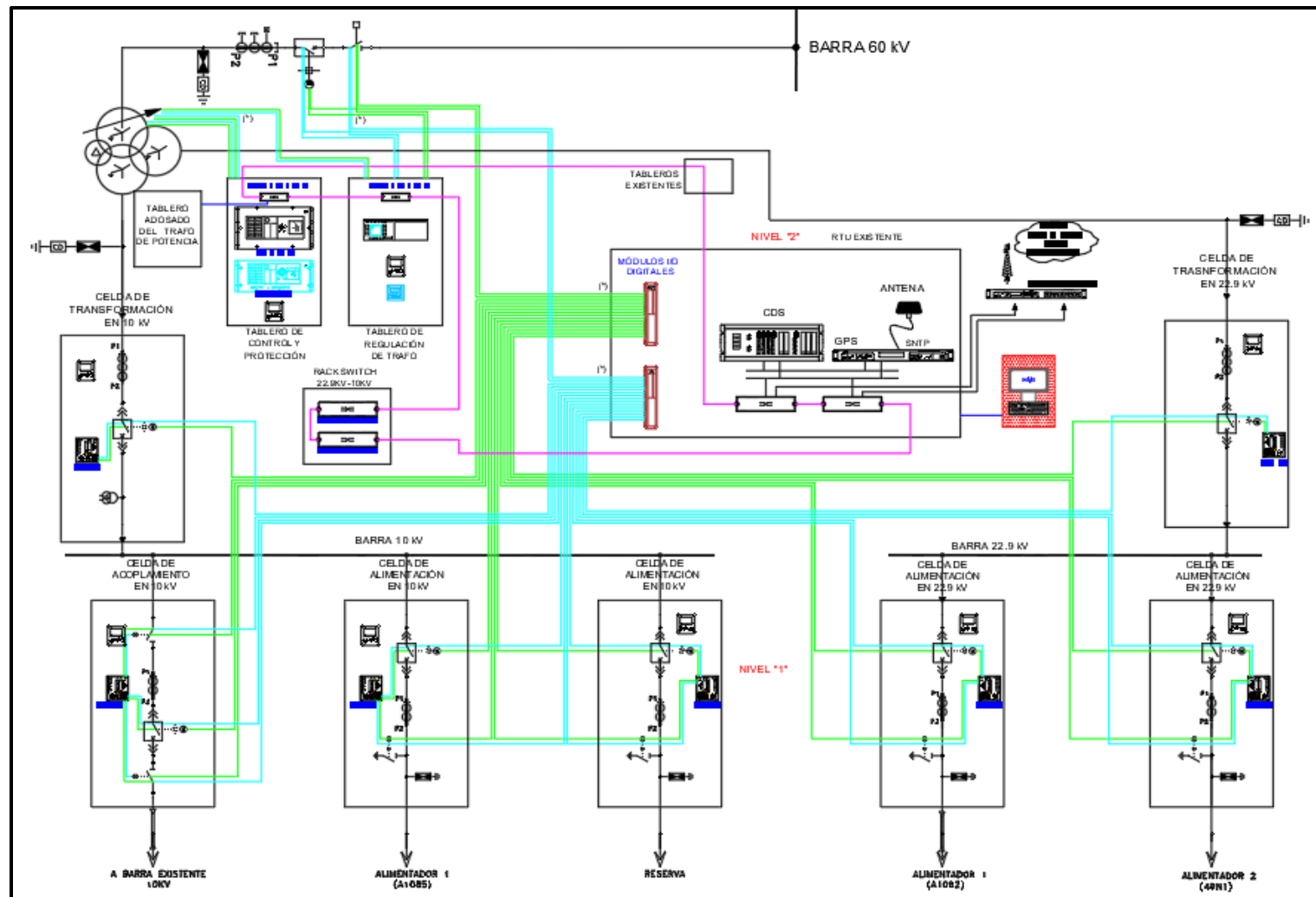


Figura 9: Topología PRP de contingencia para el nivel de campo.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

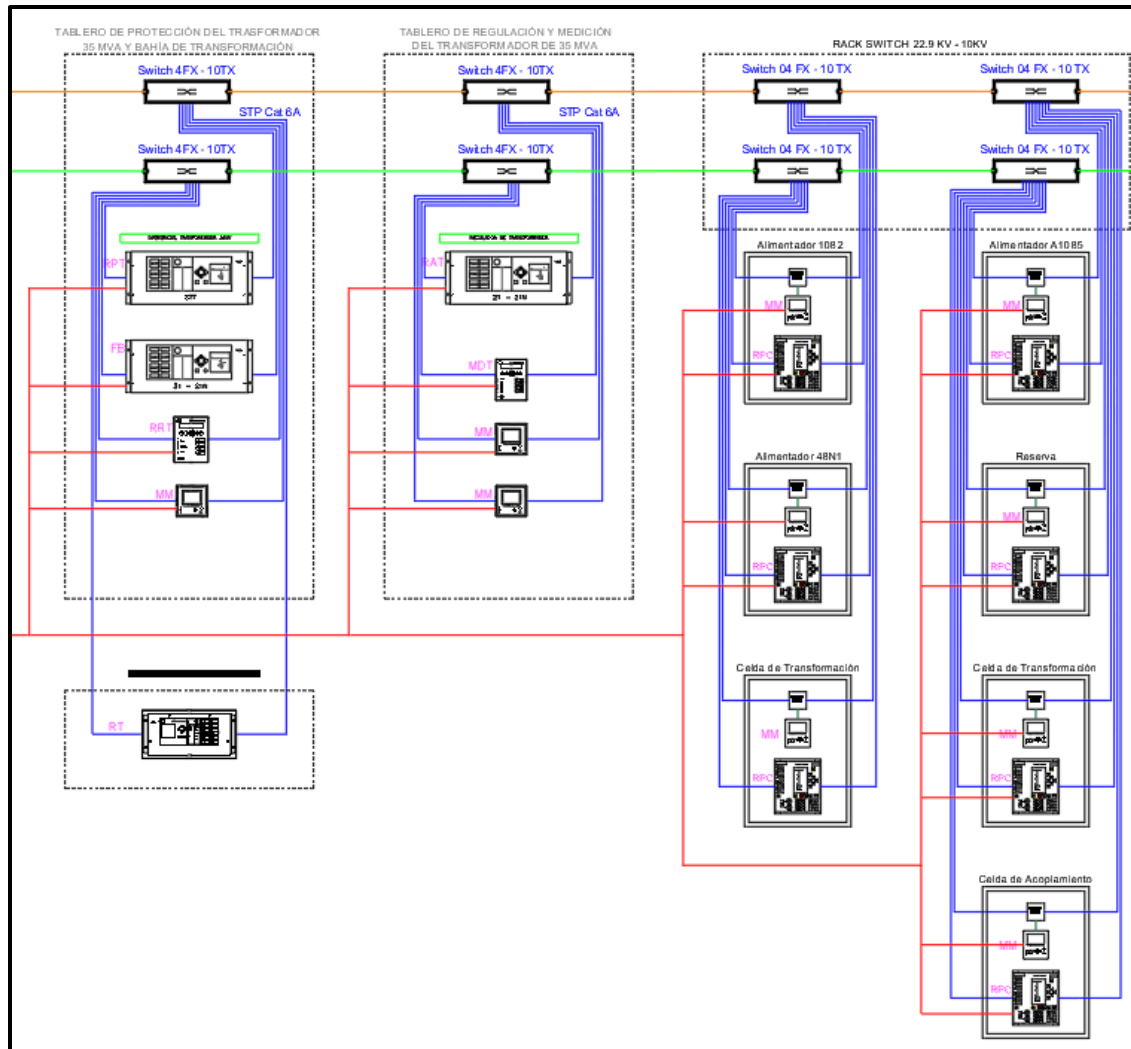


Figura 10: Topología PRP para el nivel de bahía.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

En ambos casos, la Figura 9 y 10 complementan la Topología PRP, en la que se independiza cada tipo de señal, siendo la rama principal el circuito del nivel de bahía, ya que al encontrar errores o problemas de operatividad entraría en operación directa el circuito del nivel de campo, sistema de redundancia y contingencia, salvaguardando la funcionalidad y la manipulación directa de los operadores a los equipos de patio de llaves.

4.1.1.2 Aplicación de la topología HSR al nivel de subestación.

Esta topología es posible gracias a la concentración de señales en equipos de menor cantidad que bien podrían ser los propios IED's o los switches industriales como en nuestro caso, las ubicaciones de los switches nos facilitan realizar las conexiones en anillo básico, dando así la definición de aplicación de la topología HSR, ver la Figura 11.

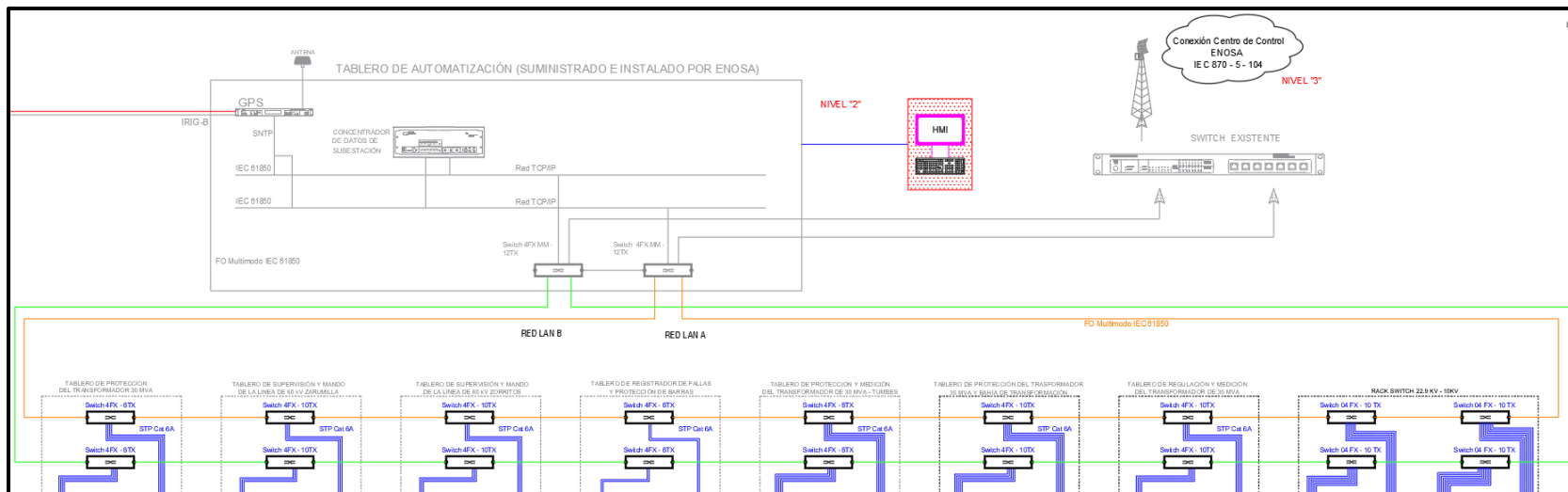


Figura 11: Topología HSR para el nivel de subestación.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Se puede observar que la señal puede ser monitoreada en un sentido de la circuitería y de darse el caso de desperfectos en alguna línea o equipo, la señal realizará el trabajo en sentido contrario, mientras se resuelve la causa del desperfecto.

En estos casos se puede encontrar la definición de redundancia como una duplicación de sistemas y la contingencia como el sistema que está esperando a que se detecte una falla en el circuito o equipo para entrar en funcionamiento.

4.1.2 TIEMPOS DE CONMUTACIÓN EN SERVICIOS CON IEC61850

Cuando se reconozcan los elementos principales presentados en el diseño de automatización es posible realizar los cálculos de tiempos de latencia en los horizontes de falla, dando como diseño menos favorable la topología de tipo HSR por la característica de conexiones en serie y los cambios inmediatos ante una falla.

4.1.2.1 Estado actual e implementación de topologías

El análisis se regirá a la situación en la que se encuentre la subestación, tanto en la parte eléctrica como en la automatización, para nuestro estudio nos centraremos en el sistema de automatización. Al observar el plano de la Figura 10 y 11 podemos notar que actualmente existe equipamiento de concentración menor en funcionamiento.

Tabla 3: *Tiempos de recuperación de la comunicación.*

COMUNICACIONES ENTRE DISPOSITIVOS DE UNA RED IEC61850	SERVICIO	TIEMPO DE RECUPERACIÓN
SCADA a IED (cliente-servidor)	IEC 61850-8-1	400 ms
IED a IED (enclavamientos)	IEC 61850-8-1	4 ms
IED a IED (revertir bloqueos)	IEC 61850-8-1	4 ms
Disparo de protección (Bus Bar)	IEC 61850-8-1	4 ms
Protección diferencial de barra	IEC 61850-9-2	Conmutación instantánea
Sampled values	IEC 61850-9-2	Conmutación instantánea

Fuente: *Carreño, 2019.*

Además, existen tableros que contienen el equipamiento de control del patio de llaves que permite realizar los arreglos de ampliación con

topología PRP y HSR, de esta forma se tiene que basar en determinar los tiempos de recuperación del circuito desarrollado como combinación de las dos topologías, por lo tanto, se regirá a los parámetros de la norma IEC 61850 en la Tabla 3. Estos datos permiten realizar el cálculo de recuperación y confiabilidad del sistema a implementar.

4.1.2.2 Estado actual e implementación de topologías

De los diseños anteriores se puede observar la topología híbrida que rige nuestro sistema de automatización final. Para los cálculos se toman en cuenta los nodos o uniones de cada dispositivo, incluida la instalación existente, en el caso de la topología PRP o tipo paralelo son mínimos, de 2 a 3 nodos, siendo la topología HSR la que posee más nodos y por lo tanto la que mayor tiempo tomará en recuperar la comunicación tras una falla de equipamiento o línea.

Para realizar el cálculo, se determina la mayor cuantía de datos que viajarán a través de la red en el sistema que se analiza con paquetes de 1528 bytes como máximo en una red usual de 100Mbps, por lo tanto, teniendo en cuenta la ecuación 1, se puede obtener el tiempo de transmisión del mensaje en el peor de los escenarios.

$$T_p = \frac{D}{V}$$

Así:

$$T_p = 122.24\mu s$$

Se puede obtener entonces que cada nodo del sistema en HSR introduce una latencia de 122.24 μs . En seguida se procede a calcular el tiempo de latencia de la red, considerando que el tiempo de latencia usual de una placa de comunicación es de 7 μs , por ello se utiliza la ecuación 2, para N nodos en condiciones de error.

$$T_m = N \times T_i + T_p \sum_{i=1}^N c_i$$

Así:

$$T_m = 11 \times 7\mu s + 122.24\mu s \sum_{i=1}^N c_i = 2.644ms$$

De esta manera se encuentra un valor por debajo de lo permitido para el tiempo de recuperación, siendo este caso de 2.644ms, de 4ms para el caso de comunicación de IED a IED.

Asimismo, se indica que la subestación permite agrupar relés y switches en cantidades a partir de la unidad hasta el máximo valor que se puede encontrar dentro de los valores permisibles, estos son desde una unidad hasta quince unidades, las cuales se presentan, cuyos resultados se tienen en la recopilación de resultado para la prueba de hipótesis.

4.1.3 SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN CON IEC61850

Se parte del diseño de diagrama de señales, propio del diagrama unifilar y protecciones, representa las señales que interactúan para la automatización de la subestación de potencia, se puede observar la medición, supervisión, control y alarmas, cuya interacción mantiene la correcta operación del sistema. Como se puede observar en la siguiente figura.

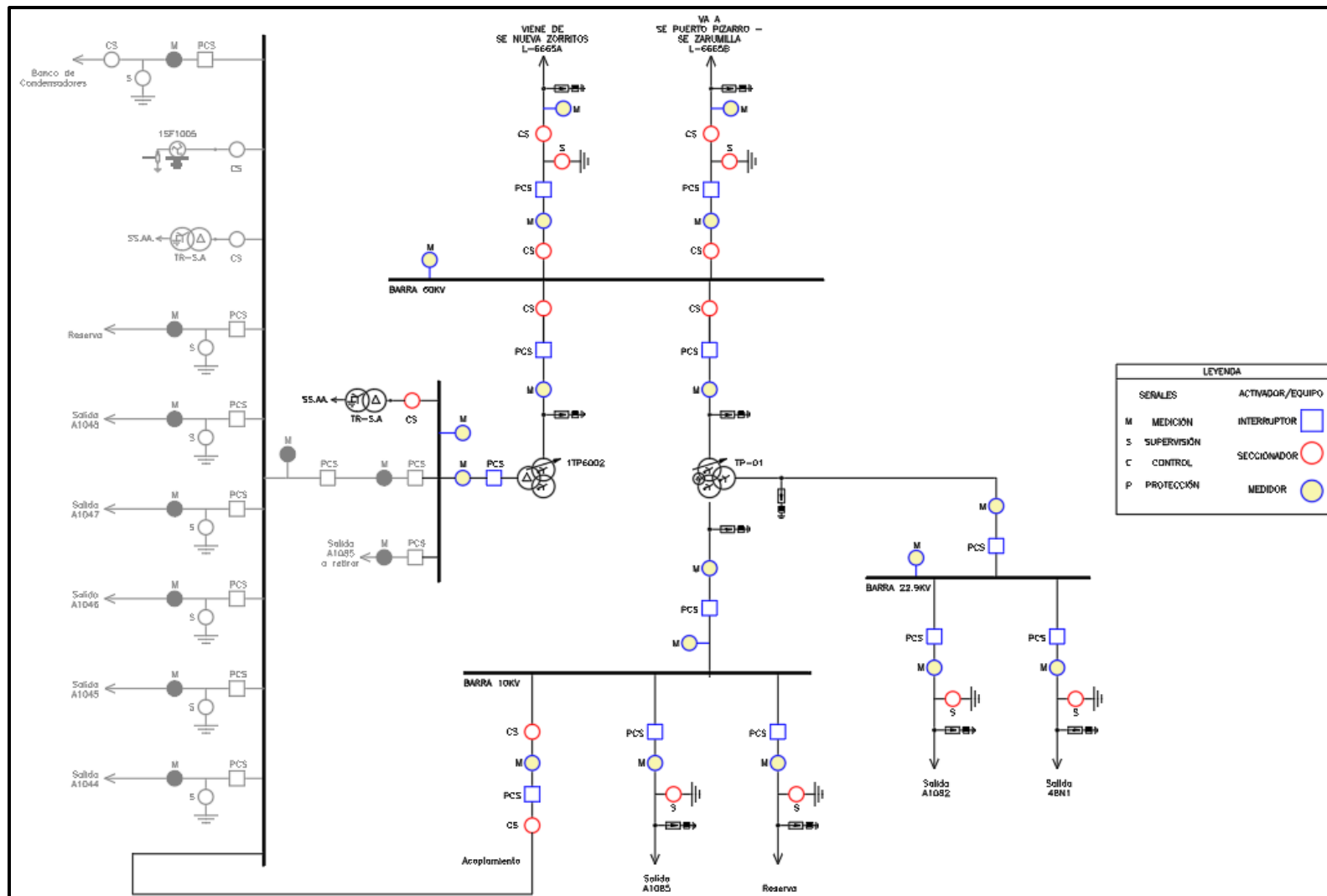


Figura 12: Plano de señales para la ampliación SET TUMBES 35 MVA.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Considerando la interacción de todas las señales que se dan en el tiempo real de acuerdo al diseño del protocolo IEC 61850.

Tabla 4: Cálculo señales de automatización del proyecto (a).

SE TUMBES 60/22.9/10KV - 35MVA - TABLA DE SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN (Medida, Control, Supervisión y Protección)								
Tipo de Celda	Medición (entradas analógicas)		Control (salidas digitales)		Supervisión (entradas digitales)		Protección (salidas digitales)	
	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción
Celda de línea 60 kV desde SET Nueva Zorritos	1	Potencia activa	1	Interruptor abierto	1	Alarma 1 Interruptor	1	Abrir Interruptor
	2	Potencia reactiva	2	Interruptor cerrado	2	Alarma 2 Interruptor	2	Cerrar Interruptor
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Interruptor	3	Abrir seccionador de línea
	4	Tensión	4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Interruptor	4	Cerrar seccionador de línea
	5	Frecuencia	5	Seccionador de barra abierto	5	Alarma 5 Interruptor	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Disparo protección principal	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta	7	Línea sin protección principal		
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada	8	Disparo protección secundaria		
					9	Línea sin protección secundaria		
Celda de línea 60 kV a SET Puerto Pizarro - SET Zarumilla	1	Potencia activa	1	Interruptor abierto	1	Alarma 1 Interruptor	1	Abrir Interruptor
	2	Potencia reactiva	2	Interruptor cerrado	2	Alarma 2 Interruptor	2	Cerrar Interruptor
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Interruptor	3	Abrir seccionador de línea
	4	Tensión	4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Interruptor	4	Cerrar seccionador de línea
	5	Frecuencia	5	Seccionador de barra abierto	5	Alarma 5 Interruptor	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Disparo protección principal	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta	7	Línea sin protección principal		
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada	8	Disparo protección secundaria		
					9	Línea sin protección secundaria		
(TP 60/22.9/10kV-35MVA) Celdas de Transformación 60, 22.9 y 10kV	1	Potencia activa lado 60 kV	1	Interruptor 60 kV abierto	1	Alarma 1 Interruptor 60 kV	1	Abrir Interruptor 60 kV
	2	Potencia reactiva lado 60 kV	2	Interruptor 60 kV cerrado	2	Alarma 2 Interruptor 60 kV	2	Cerrar Interruptor 60 kV
	3	Intensidad lado 60 kV	3	Seccionador de barra 60 kV abierto	3	Alarma 3 Interruptor 60 kV	3	Abrir seccionador de barra 60 kV
	4	Tensión lado 60 kV	4	Seccionador de barra 60 kV cerrado	4	Alarma 4 Interruptor 60 kV	4	Cerrar seccionador de barra 60 kV
	5	Frecuencia lado 60 kV	5	Interruptor 22.9 kV abierto	5	Alarma 5 Interruptor 60 kV	5	Abrir Interruptor 22.9 kV
	6	Potencia activa lado 22.9 kV	6	Interruptor 22.9 kV cerrado	6	Alarma 1 Interruptor 22.9 kV	6	Cerrar Interruptor 22.9 kV

Tabla 5: Cálculo señales de automatización del proyecto (b).

SE TUMBES 60/22.9/10KV - 35MVA - TABLA DE SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN (Medida, Control, Supervisión y Protección)								
Tipo de Celda	Medición (entradas analógicas)		Control (salidas digitales)		Supervisión (entradas digitales)		Protección (salidas digitales)	
	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción
	7	Potencia reactiva lado 22.9 kV	7	Seccionador de barra 22.9 kV abierto	7	Alarma 2 Interruptor 22.9 kV	7	Abrir seccionador de barra 22.9 kV
	8	Intensidad lado 22.9 kV	8	Seccionador de barra 22.9 kV cerrado	8	Alarma 3 Interruptor 22.9 kV	8	Cerrar seccionador de barra 22.9 kV
	9	Tensión lado 22.9 kV	9	Interruptor 10 kV abierto	9	Alarma 4 Interruptor 22.9 kV	9	Abrir Interruptor 10 kV
	10	Frecuencia lado 22.9 kV	10	Interruptor 10 kV cerrado	10	Alarma 1 Interruptor 10 kV	10	Cerrar Interruptor 10 kV
	11	Potencia activa lado 10 kV	11	Seccionador de barra 10 kV abierto	11	Alarma 2 Interruptor 10 kV	11	Abrir seccionador de barra 10 kV
	12	Potencia reactiva lado 10 kV	12	Seccionador de barra 10 kV cerrado	12	Alarma 3 Interruptor 10 kV	12	Cerrar seccionador de barra 10 kV
	13	Intensidad lado 10 kV			13	Alarma 4 Interruptor 10 kV		
	14	Tensión lado 10 kV			14	Disparo protección principal 60/22.9 kV		
	15	Frecuencia lado 10 kV			15	Falla relé protección principal 60/22.9 kV		
					16	Disparo protección secundaria 60/22.9 kV		
					17	Falla relé protección secundaria 60/22.9 kV		
					18	Disparo protección principal 60/10 kV		
					19	Falla relé protección principal 60/10 kV		
					20	Disparo protección secundaria 60/10 kV		
					21	Falla relé protección secundaria 60/10 kV		
					22	Disparo protección principal 60 kV		
					23	Falla relé protección principal 60 kV		
					24	Alarma 1 supervisión Transformador		
					25	Alarma 2 supervisión Transformador		
					26	Alarma 3 supervisión Transformador		
					27	Alarma 4 supervisión Transformador		
					28	Alarma 5 supervisión Transformador		
					29	Alarma 6 supervisión Transformador		
					30	Alarma 7 supervisión Transformador		
					31	Alarma 8 supervisión Transformador		

(TP
60/22.9/10kV-
35MVA)
Celdas de
Transformación
60, 22.9 y 10kV

Tabla 6: Cálculo señales de automatización del proyecto (c).

SE TUMBES 60/22.9/10KV - 35MVA - TABLA DE SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN (Medida, Control, Supervisión y Protección)								
Tipo de Celda	Medición (entradas analógicas)		Control (salidas digitales)		Supervisión (entradas digitales)		Protección (salidas digitales)	
	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción
(TP 60/22.9/10KV- 35MVA) CT 60, 22.9 y 10KV					32	Alarma 9 supervisión Transformador		
					33	Alarma 10 supervisión Transformador		
	1	Potencia activa lado 60 kV	1	Interruptor 60 kV abierto	1	Alarma 1 Interruptor 60 kV	1	Abrir Interruptor 60 kV
	2	Potencia reactiva lado 60 kV	2	Interruptor 60 kV cerrado	2	Alarma 2 Interruptor 60 kV	2	Cerrar Interruptor 60 kV
	3	Intensidad lado 60 kV	3	Seccionador de barra 60 kV abierto	3	Alarma 3 Interruptor 60 kV	3	Abrir seccionador de barra 60 kV
	4	Tensión lado 60 kV	4	Seccionador de barra 60 kV cerrado	4	Alarma 4 Interruptor 60 kV	4	Cerrar seccionador de barra 60 kV
	5	Frecuencia lado 60 kV	5	Interruptor 10 kV abierto	5	Alarma 5 Interruptor 60 kV	5	Abrir Interruptor 10 kV
	6	Potencia activa lado 10 kV	6	Interruptor 10 kV cerrado	6	Alarma 1 Interruptor 10 kV	6	Cerrar Interruptor 10 kV
	7	Potencia reactiva lado 10 kV	7	Seccionador de barra 10 kV abierto	7	Alarma 2 Interruptor 10 kV	7	Abrir seccionador de barra 10 kV
	8	Intensidad lado 10 kV	8	Seccionador de barra 10 kV cerrado	8	Alarma 3 Interruptor 10 kV	8	Cerrar seccionador de barra 10 kV
9	Tensión lado 10 kV			9	Alarma 4 Interruptor 10 kV			
10	Frecuencia lado 10 kV			10	Disparo protección principal 60/10 kV			
(TP 60/33/10KV- 30MVA) Celdas de Transformación 60, 33 y 10KV					11	Falla rele protección principal 60/10 kV		
					12	Disparo protección secundaria 60/10 kV		
					13	Falla rele protección secundaria 60/10 kV		
					14	Disparo protección secundaria 10 kV		
					15	Falla rele protección secundaria 10 kV		
					16	Alarma 1 supervisión Transformador		
					17	Alarma 2 supervisión Transformador		
					18	Alarma 3 supervisión Transformador		
					19	Alarma 4 supervisión Transformador		
					20	Alarma 5 supervisión Transformador		
					21	Alarma 6 supervisión Transformador		
					22	Alarma 7 supervisión Transformador		
					23	Alarma 8 supervisión Transformador		

Tabla 7: Cálculo señales de automatización del proyecto (d).

SE TUMBES 60/22.9/10KV - 35MVA - TABLA DE SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN (Medida, Control, Supervisión y Protección)								
Tipo de Celda	Medición (entradas analógicas)		Control (salidas digitales)		Supervisión (entradas digitales)		Protección (salidas digitales)	
	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción
(TP 60/33/10kV-30MVA) CT 60, 33 y 10kV					24	Alarma 9 supervisión Transformador		
					25	Alarma 10 supervisión Transformador		
Celda de Salida en 22.9kV (A1082)	1	Potencia activa	1	Interruptor abierto	1	Alarma 1 Recloser 22.9 kV	1	Abrir Recloser
	2	Potencia reactiva	2	Interruptor cerrado	2	Alarma 2 Recloser 22.9 kV	2	Cerrar Recloser
	3	Intensidad	3		3	Alarma 3 Recloser 22.9 kV	3	Abrir seccionador de línea
			4		4	Alarma 4 Recloser 22.9 kV	4	Cerrar seccionador de línea
			5	Seccionador de barra abierto	5	Disparo protección	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Línea sin protección	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta				
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada				
Celda de Salida en 22.9kV (48N1)	1	Potencia activa	1	Recloser abierto	1	Alarma 1 Recloser 22.9 kV	1	Abrir Recloser
	2	Potencia reactiva	2	Recloser cerrado	2	Alarma 2 Recloser 22.9 kV	2	Cerrar Recloser
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Recloser 22.9 kV	3	Abrir seccionador de línea
			4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Recloser 22.9 kV	4	Cerrar seccionador de línea
			5	Seccionador de barra abierto	5	Disparo protección	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Línea sin protección	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta				
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada				
Celda de Salida en 10kV (A1085)	1	Potencia activa	1	Recloser abierto	1	Alarma 1 Recloser 10 kV	1	Abrir Recloser
	2	Potencia reactiva	2	Recloser cerrado	2	Alarma 2 Recloser 10 kV	2	Cerrar Recloser
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Recloser 10 kV	3	Abrir seccionador de línea
			4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Recloser 10 kV	4	Cerrar seccionador de línea
			5	Seccionador de barra abierto	5	Disparo protección	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Línea sin protección	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta				

Tabla 8: Cálculo señales de automatización del proyecto (e).

SE TUMBES 60/22.9/10KV - 35MVA - TABLA DE SEÑALES DE AUTOMATIZACIÓN (Medida, Control, Supervisión y Protección)								
Tipo de Celda	Medición (entradas analógicas)		Control (salidas digitales)		Supervisión (entradas digitales)		Protección (salidas digitales)	
	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción	Ítem	Descripción
Celda de Salida en 10kV (A1085)			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada				
Celda de Salida en 10kV (Reserva)	1	Potencia activa	1	Recloser abierto	1	Alarma 1 Recloser 10 kV	1	Abrir Recloser
	2	Potencia reactiva	2	Recloser cerrado	2	Alarma 2 Recloser 10 kV	2	Cerrar Recloser
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Recloser 10 kV	3	Abrir seccionador de línea
			4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Recloser 10 kV	4	Cerrar seccionador de línea
			5	Seccionador de barra abierto	5	Disparo protección	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Línea sin protección	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta				
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada				
Celda de Remonte 10kV	1	Potencia activa	1	Recloser abierto	1	Alarma 1 Recloser 10 kV	1	Abrir Recloser
	2	Potencia reactiva	2	Recloser cerrado	2	Alarma 2 Recloser 10 kV	2	Cerrar Recloser
	3	Intensidad	3	Seccionador de línea abierto	3	Alarma 3 Recloser 10 kV	3	Abrir seccionador de línea
			4	Seccionador de línea cerrado	4	Alarma 4 Recloser 10 kV	4	Cerrar seccionador de línea
			5	Seccionador de barra abierto	5	Disparo protección	5	Abrir seccionador de barra
			6	Seccionador de barra cerrado	6	Línea sin protección	6	Cerrar seccionador de barra
			7	Cuchilla de puesta a tierra abierta				
			8	Cuchilla de puesta a tierra cerrada				
Celda de SSAA	1	Tensión servicios auxiliares en CA	1	Videovigilancia	1	Alarma 1 SSAA Vca		No hay señales
	2	Tensión servicios auxiliares en CC1	2	Salidas de Telefonía y Red	2	Alarma 2 SSAA Vca		
	3	Tensión servicios auxiliares en CC2			3	Alarma 3 SSAA Vcc1		
					4	Alarma 4 SSAA Vcc1		
					5	Alarma 5 SSAA Vcc2		
					6	Alarma 5 SSAA Vcc2		

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Finalmente se agrupan en su conjunto y se determina la totalidad de señales.

Tabla 9: Resumen de señales de la automatización.

	Ítem	SEÑAL	Cant	Reserva (20%)	Total
Señales SE TUMBES 60/22.9/10kV	1	Medida (entradas analógicas)	53	11	64
	2	Control (salidas digitales)	78	16	94
	3	Supervisión (entradas digitales)	112	22	134
	4	Protección (salidas digitales)	62	12	74

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Con un total de 366 señales que interactuarán en la implementación final del sistema de automatización sobre los tiempos de latencia permisibles y en tiempo real según normativa IEC 61850, las que serán configurados y confirmados en la ingeniería de detalle, confirmando además sobre las demás partes de dicha normativa, así como los equipos y accesorios por adquirir.

Los resultados de cantidades, de acuerdo a los diseños evaluados de la agrupación de equipos de automatización y comunicación, desde la unidad hasta los quince equipos que dan el máximo valor permisible se pueden recolectar para la prueba de hipótesis al igual que los tiempos de restablecimiento.

4.1.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA EMPRESA, BRECHA DE OFERTA - DEMANDA

Para la investigación presente se da inicio a un análisis de demanda general para la implementación del sistema de transformación ideal que definirá la aplicación del sistema de comunicaciones de la subestación, para ello es indispensable definir los beneficios a partir de la implementación del sistema en su conjunto.

Se toma en cuenta la comparación entre la oferta en el nivel de 22.9 kV de la capacidad de los transformadores de potencia existente en la subestación con la proyección de la demanda en el nivel de 22.9 kV, en el horizonte de tiempo establecido.

4.1.4.1 Registro histórico de energía de la subestación

Se tienen registros históricos de la venta de energía de la subestación desde el año 2010 (7 años), los cuales serán utilizados como información base para determinar las tasas de crecimiento del sistema evaluado, tal como la Tabla 10.

Tabla 10: Registros históricos de energía por nivel de tensión.

HISTÓRICO-CONSUMO DE ENERGÍA POR ALIMENTADOR-SUB ESTACIÓN DE POTENCIA TUMBES (MWh)								
ALIMENTADOR	CONSUMO \ AÑOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
A1044	Cliente MT	1424	1515	1578	1610	1979	2680	2728
	Cliente BT	4601	4894	5098	5202	5332	5259	6271
	Sub-Total	6025	6409	6676	6812	7311	7939	8999
A1045	Cliente MT	1251	1330	1386	1414	1505	1568	1632
	Cliente BT	2035	2165	2255	2301	2357	2438	2519
	Sub-Total	3286	3495	3641	3715	3862	4006	4151
A1046	Cliente MT	4624	4920	5125	5229	5087	5079	5291
	Cliente BT	6914	7556	7662	7819	8484	8620	9570
	Sub-Total	11538	12476	12787	13048	13571	13699	14861
A1047	Cliente MT	3767	4008	4175	4260	4834	3854	3875
	Cliente BT	4542	4832	5033	5136	5487	5588	6666
	Sub-Total	8309	8840	9208	9396	10321	9442	10541
A1048	Cliente MT	2998	3190	3322	3390	3559	3974	4018
	Cliente BT	8125	8643	9004	9187	9675	12253	12175
	Sub-Total	11123	11833	12326	12577	13234	16227	16193
A1085	Cliente MT	7499	7977	8310	8479	8232	8415	8598
	Cliente BT	0	0	0	0	0	0	0
	Sub-Total	7499	7977	8310	8479	8232	8415	8598
A1085	Cliente MT	13235	14080	14666	14966	16299	16917	19723
	Cliente BT	169	180	188	192	201	200	206
	Sub-Total	13404	14260	14854	15158	16500	17117	19929
S.E.T. TUMBES	Cliente MT	34798	37020	38562	39348	41495	42487	45865
	Cliente BT	26386	28270	29240	29837	31536	34358	37407
	Sub-Total	61184	65290	67802	69185	73031	76845	83272

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

4.1.4.2 Proyección de demanda de energía

La fuente de la información procesada son los registros de venta de energía con una base de datos histórica de 7 años.

Así también se consideran los aumentos de carga, las solicitudes de clientes nuevos cuya carga es representativa. Además, se utiliza el método econométrico y su modelo matemático mostrado en la ecuación 3, modelo de tendencias como el análisis de regresión y factores de pérdidas estándar según el PIT 2017-2021, para obtener el cuadro de proyección de demanda que ayudará a obtener los indicadores económicos deseados.

$$Y_i = \lambda_1 + \lambda_2 X_{1i} + \lambda_3 X_{2i} + \lambda_4 X_{3i}$$

La ecuación econométrica que representa el crecimiento económico del consumo de energía, que se obtiene del registro de la Tabla 7 y la hoja de cálculo con el método de tendencias se presenta a continuación:

$$Y_i = 61022.54 + 94.92 \times PBI(t) - 3.85CLI(t)$$

El resumen de resultados del análisis de los métodos econométrico y de tendencias se pueden observar en la Tabla 11 y 12.

Tabla 11: Resumen de valores recopilados para comparación de métodos.

VALORES RECOPIRADOS PARA COMPARACIONES					
ECONOMÉTRICO			DE TENDENCIAS		
AÑO	VENTAS (PBI + CLI)	ln(VENTAS) (lnPBI + lnCLI)	Exponencial	Potencial	Polinómica
2010	60,404	60,370	61 204	59 352	62 108
2011	65,362	65,423	64 184	65 506	64 129
2012	68,321	68,463	67 309	69 398	66 699
2013	70,804	70,892	70 586	72 298	69 818
2014	71,887	71,915	74 023	74 631	73 485
2015	76,553	76,423	77 627	76 593	77 702
2016	83,077	82,865	81 406	78 292	82 467
2017	85,914	85,547	85 369	79 795	87 781
2018	88,939	88,397	89 526	81 143	93 644
2019	92,145	91,411	93 885	82 369	100 056
2020	95,529	94,587	98 456	83 494	107 017
2021	99,089	97,925	103 249	84 535	114 527
2022	102,825	101,427	108 276	85 503	122 585
2023	106,740	105,098	113 548	86 410	131 192
2024	110,835	108,940	119 076	87 263	140 348
2025	115,113	112,960	124 874	88 068	150 053
2026	119,579	117,162	130 954	88 831	160 307
2027	124,236	121,554	137 330	89 557	171 109
2028	129,089	126,141	144 016	90 249	182 461
2029	134,143	130,931	151 028	90 910	194 361
2030	139,404	135,932	158 381	91 543	206 810
2031	144,876	141,152	166 092	92 152	219 808
2032	150,567	146,600	174 179	92 736	233 355
2033	156,481	152,285	182 659	93 300	247 451
2034	162,627	158,216	191 553	93 844	262 095
2035	169,011	164,404	200 879	94 369	277 288
2036	175,639	170,859	210 659	94 877	293 031
2037	182,521	177,592	133,901	179,694	237,325

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Tabla 12: Resumen de la comparación de métodos y ajuste final.

AÑO	MÉTODO ECONOMETRICO		MÉTODO DE TENDENCIAS			VENTAS AJUSTE FINAL	
	VENTAS (PBI + CLI)	ln (VENTAS) (lnPBI + lnCLI)	Exponencial	Potencial	Polinómica	VENTAS BT + MT (MWh)	TASA DE CREC. (%)
2010						61,184	
2011						65,089	6.38%
2012						67,801	4.17%
2013						69,185	2.04%
2014						73,030	5.56%
2015						76,846	5.22%
2016						83,273	8.36%
2017	4.87%	3.24%	3.42%	1.92%	6.44%	87,984	5.66%
2018	4.87%	3.33%	3.52%	1.69%	6.68%	93,064	5.77%
2019	4.87%	3.41%	3.60%	1.51%	6.85%	98,515	5.86%
2020	4.87%	3.47%	3.67%	1.37%	6.96%	104,340	5.91%
2021	4.87%	3.53%	3.73%	1.25%	7.02%	110,541	5.94%
2022	4.87%	3.58%	3.77%	1.15%	7.04%	117,121	5.95%
2023	4.87%	3.62%	3.81%	1.06%	7.02%	124,084	5.95%
2024	4.87%	3.66%	3.84%	0.99%	6.98%	131,435	5.92%
2025	4.87%	3.69%	3.86%	0.92%	6.91%	139,179	5.89%
2026	4.87%	3.72%	3.88%	0.87%	6.83%	147,322	5.85%
2027	4.87%	3.75%	3.89%	0.82%	6.74%	155,872	5.80%
2028	4.87%	3.77%	3.91%	0.77%	6.63%	164,837	5.75%
2029	4.87%	3.80%	3.92%	0.73%	6.52%	174,226	5.70%
2030	4.87%	3.82%	3.92%	0.70%	6.41%	184,047	5.64%
2031	4.87%	3.84%	3.93%	0.66%	6.28%	194,311	5.58%
2032	4.87%	3.86%	3.93%	0.63%	6.16%	205,029	5.52%
2033	4.87%	3.88%	3.93%	0.61%	6.04%	216,212	5.45%
2034	4.87%	3.89%	3.93%	0.58%	5.92%	227,873	5.39%
2035	4.87%	3.91%	3.93%	0.56%	5.80%	240,025	5.33%
2036	4.87%	3.93%	3.92%	0.54%	5.68%	252,682	5.27%
2037	4.87%	3.94%	3.92%	0.52%	5.56%	265,857	5.21%
Promedio (2017-2037)	4.87%	3.83%	3.91%	0.94%	6.50%		5.68%
Condición	ACEPTADO	RECHAZADO	RECHAZADO	RECHAZADO	ACEPTADO		

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Los resultados con la energía distribuida por alimentador aplicando la tasa de crecimiento resultante del promedio del análisis econométrico y de tendencias, tiene un valor de 5.68 %, se presenta en la Tabla 9.

Tabla 13: Energía distribuida (MWh), incluyendo pérdidas de distribución.

AÑO	A1044 (10kV)	A1045 (10kV)	A1046 (10kV)	A1047 (10kV)	A1047 (22.9kV)	A1048 (10kV)	A1085 (10kV)	A1082 (10kV)	TUMB 060
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2016	10587	6052	17050	12129	18202	9819	13788	13788	0.00
2017	11326	6310	17862	12691	19533	10110	14666	16024	16872
2018	12124	6582	18740	13303	20967	10437	15604	16962	16872
2019	12983	6867	19679	13964	22508	10797	16605	17963	33691
2020	13904	7164	20679	14672	24155	11191	17671	22668	33691
2021	14890	7471	21736	15426	25913	11618	18804	23800	33691
2022	15945	7788	22849	16225	27781	12078	20005	25002	33691
2023	17069	8112	24016	17069	29763	12571	21278	26274	33691
2024	18268	8444	25235	17957	31861	13096	22623	27619	33691
2025	19545	8782	26504	18888	34077	13654	24041	29038	33691
2026	20904	9126	27823	19864	36414	14244	25536	30533	33691
2027	22350	9473	29189	20883	38874	14867	27108	32105	33691
2028	23886	9825	30602	21946	41462	15522	28759	33756	33691
2029	25519	10179	32060	23054	44181	16210	30490	35487	33691
2030	27254	10535	33563	24207	47033	16932	32303	37300	33691
2031	29098	10892	35109	25405	50024	17687	34199	39196	33691
2032	31056	11250	36697	26651	53156	18476	36181	41177	33691
2033	33135	11607	38326	27944	56435	19300	38248	43245	33691
2034	35343	11963	39996	29286	59863	20159	40404	45401	33691
2035	37687	12317	41704	30678	63447	21054	42650	47646	33691
2036	40177	12669	43449	32122	67190	21985	44987	49893	33691
2037	42820	13016	45231	33619	71097	22953	47416	52413	33691

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

4.1.4.3 Proyección de demanda de potencia

La proyección de la demanda se ha efectuado considerando como base fundamental la proyección de ventas de energía realizada en el acápite anterior y los perfiles de carga de los alimentadores pertenecientes a la Subestación de Potencia de un año representativo (2016).

Los factores que se calculan para el tratamiento de la demanda son:

Ecuación 8: Factor de contribución a la Punta

$$FCP = \frac{P_{HP}}{P_{m\acute{a}x}}$$

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Donde:

PCP: Factor de contribución a la punta.

P_{HP} : Potencia registrada en el alimentador a la hora de máxima demanda en que se ubica (MW).

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima registrada en el alimentador.

Ecuación 9: Factor de carga

$$FC = \frac{\text{Energía}}{P_{m\acute{a}x} \times t}$$

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Donde:

FC: Factor de carga.

Energía: Energía entregada en el tiempo “t”.

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima registrada en el intervalo de tiempo “t”.

$P_{m\acute{a}x}$: Intervalo de tiempo en horas.

Del estudio de mercado, los factores obtenidos que caracterizan la demanda de cada uno de los alimentadores de Subestación (Factor de Carga y Factor de Contribución a la punta) se observan en la Tabla 14.

Tabla 14: *Factores de caracterización de demanda*

SUBESTACIÓN	TENSION (kV)	FC	FCP
A1044	10	0.46	0.85
A1045	10	0.45	0.79
A1046	10	0.53	0.85
A1047	10	0.53	0.89
A1048	10	0.52	0.91
A1085	10	0.44	0.53
A1082	22.9	0.44	0.88

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Los resultados de la proyección de máxima demanda de potencia coincidente del sistema eléctrico incluyendo todas las cargas se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15: Resultados de Proyección de Máxima Demanda Coincidente

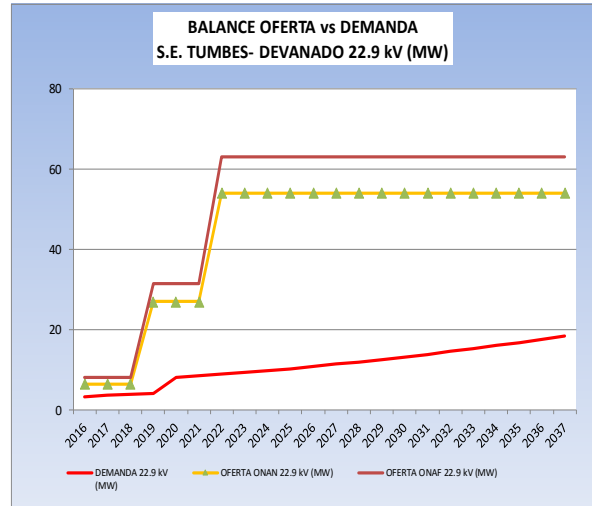
AÑO	A1044	A1045	A1046	A1047	A1047	A1048	A1085	A1082	TUMB
	(10kV)	(10kV)	(10kV)	(10kV)	(22.9kV)	(10kV)	(10kV)	(10kV)	060
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2016	2.25	1.20	3.13	2.63	0.00	3.63	1.37	3.17	0.00
2017	2.41	1.80	3.28	2.74	0.00	3.90	1.41	3.61	1.93
2018	2.58	2.06	3.44	2.85	0.00	4.18	1.45	3.82	1.93
2019	2.76	2.12	3.61	2.98	0.00	4.49	1.50	4.05	3.85
2020	2.96	1.88	3.79	0.00	3.11	4.82	1.56	4.93	3.85
2021	3.17	1.94	3.99	0.00	3.26	5.17	1.62	5.19	3.85
2022	3.39	2.00	4.19	0.00	3.41	5.54	1.68	5.46	3.85
2023	3.63	2.06	4.41	0.00	3.57	5.94	1.75	5.76	3.85
2024	3.88	2.13	4.63	0.00	3.74	6.36	1.82	6.06	3.85
2025	4.16	2.20	4.86	0.00	3.92	6.80	1.90	6.39	3.85
2026	4.45	2.27	5.10	0.00	4.10	7.27	1.98	6.73	3.85
2027	4.75	2.34	5.36	0.00	4.30	7.76	2.07	7.09	3.85
2028	5.08	2.41	5.61	0.00	4.50	8.27	2.16	7.47	3.85
2029	5.43	2.48	5.88	0.00	4.71	8.82	2.26	7.87	3.85
2030	5.80	2.55	6.16	0.00	4.93	9.38	2.36	8.29	3.85
2031	6.19	2.62	6.44	0.00	5.16	9.98	2.46	8.72	3.85
2032	6.60	2.69	6.73	0.00	5.40	10.61	2.57	9.18	3.85
2033	7.05	2.76	7.03	0.00	5.64	11.26	2.69	9.65	3.85
2034	7.52	2.83	7.34	0.00	5.90	11.94	2.81	10.15	3.85
2035	8.01	2.90	7.65	0.00	6.16	12.66	2.93	10.66	3.85
2036	8.54	2.97	7.97	0.00	6.44	13.41	3.06	11.20	3.85
2037	9.11	3.04	8.30	0.00	6.72	14.19	3.20	11.76	3.85

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

4.1.4.4 Determinación de la brecha Oferta – Demanda “sin Proyecto”

Para el presente análisis se realiza una comparación entre la oferta en el nivel de 22.9 kV de la capacidad de los transformadores de potencia existente en la subestación con la proyección de la demanda en el nivel de 22.9 kV, en el horizonte de tiempo establecido tal y como se muestra en la Figura 13.

AÑO	DEMANDA 22.9 kV (MW)	OFERTA ONAN 22.9 kV (MW)	OFERTA ONAF 22.9 kV (MW)	DÉFICIT (-) SUPERÁVIT (+)	
				TOTAL ONAN	TOTAL ONAF
2016	3.17	6.48	8.10	3.31	4.93
2017	3.61	6.48	8.10	2.87	4.49
2018	3.82	6.48	8.10	2.66	4.28
2019	4.05	27.00	31.50	22.95	27.45
2020	8.04	27.00	31.50	18.96	23.46
2021	8.45	27.00	31.50	18.55	23.05
2022	8.87	54.00	63.00	45.13	54.13
2023	9.33	54.00	63.00	44.67	53.67
2024	9.80	54.00	63.00	44.20	53.20
2025	10.31	54.00	63.00	43.69	52.69
2026	10.84	54.00	63.00	43.16	52.16
2027	11.39	54.00	63.00	42.61	51.61
2028	11.97	54.00	63.00	42.03	51.03
2029	12.58	54.00	63.00	41.42	50.42
2030	13.22	54.00	63.00	40.78	49.78
2031	13.88	54.00	63.00	40.12	49.12
2032	14.57	54.00	63.00	39.43	48.43
2033	15.29	54.00	63.00	38.71	47.71
2034	16.05	54.00	63.00	37.95	46.95
2035	16.83	54.00	63.00	37.17	46.17
2036	17.64	54.00	63.00	36.36	45.36
2037	18.48	54.00	63.00	35.52	44.52



NOTA: En el año 2021 el transformador existente se dará de baja por cumplir con su vida útil, por lo que para el año 2022 ingresará un transformador con las mismas características del transformador a implementarse en el año 2019.

Figura 13: Balance Oferta vs Demanda en 22.9 kV - Sin Proyecto.

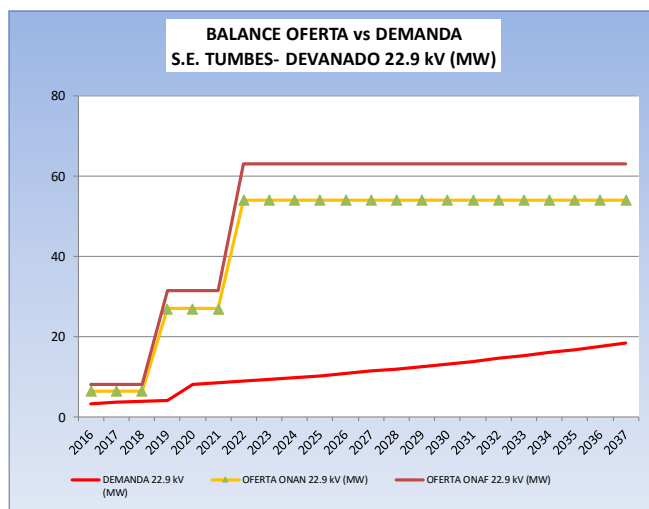
Fuente: Elaboración propia, 2019.

A partir del 2023 se observa un déficit de **-1.56 MW** considerando como la oferta la capacidad de diseño de los dos transformadores 3,2 MVA (ONAN) y 4 MVA (ONAN) el cual multiplicando por el f.p. 0.9 la potencia de oferta es 6.48 MW (ONAN) en total, puesto que para el año 2020 el alimentador 1047 migrará al nivel de 22.9kV. Haciendo que las instalaciones existentes a partir del próximo año no puedan suministrar la energía requerida por la demanda cumpliendo la calidad del producto referida y recomendada en la NTCSE.

4.1.4.5 Determinación de la brecha Oferta – Demanda “con Proyecto”

Para el presente análisis se realiza una comparación entre la capacidad del transformador existente y proyectado a implementarse con la proyección de la demanda de la subestación en el horizonte de tiempo establecido, tal y como se muestra en la Figura 14.

AÑO	DEMANDA 22.9 kV (MW)	OFERTA ONAN 22.9 kV (MW)	OFERTA ONAF 22.9 kV (MW)	DÉFICIT (-) SUPERÁVIT (+)	
				TOTAL ONAN	TOTAL ONAF
2016	3.17	6.48	8.10	3.31	4.93
2017	3.61	6.48	8.10	2.87	4.49
2018	3.82	6.48	8.10	2.66	4.28
2019	4.05	27.00	31.50	22.95	27.45
2020	8.04	27.00	31.50	18.96	23.46
2021	8.45	27.00	31.50	18.55	23.05
2022	8.87	54.00	63.00	45.13	54.13
2023	9.33	54.00	63.00	44.67	53.67
2024	9.80	54.00	63.00	44.20	53.20
2025	10.31	54.00	63.00	43.69	52.69
2026	10.84	54.00	63.00	43.16	52.16
2027	11.39	54.00	63.00	42.61	51.61
2028	11.97	54.00	63.00	42.03	51.03
2029	12.58	54.00	63.00	41.42	50.42
2030	13.22	54.00	63.00	40.78	49.78
2031	13.88	54.00	63.00	40.12	49.12
2032	14.57	54.00	63.00	39.43	48.43
2033	15.29	54.00	63.00	38.71	47.71
2034	16.05	54.00	63.00	37.95	46.95
2035	16.83	54.00	63.00	37.17	46.17
2036	17.64	54.00	63.00	36.36	45.36
2037	18.48	54.00	63.00	35.52	44.52



NOTA: En el año 2021 el transformador existente se dará de baja por cumplir con su vida útil, por lo que para el año 2022 ingresará un transformador con las mismas características del transformador a implementarse en el año 2019.

Figura 14: Balance Oferta vs Demanda en 22.9 kV - Con Proyecto.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Se considera la capacidad de diseño del transformador proyectado a implementar 30/35 MVA (27/31.50 MW) – ONAN/ONAF, ya que los transformadores existentes 3.2/4 MVA (2.88/3.6 MW) – ONAN/ONAF y 4/5 MVA (3.6/4.5 MW) – ONAN/ONAF de la subestación se deshabilitarán con la implementación del transformador proyectado.

Luego que el transformador de 25/30 MVA (ONAN/ONAF) existente instalado en la subestación cumpla su tiempo de vida útil (año 2021), se cambiará por un transformador nuevo con las mismas características del transformador a implementar en el año 2019 [35 MVA (31.50 MW) – ONAF] para trabajar en paralelo y cumpliendo los estándares de calidad según la NTCSE. Se observa que con la implementación del nuevo transformador se cubrirá la demanda en el horizonte de tiempo establecido (2037).

4.1.4.6 Demanda de Potencia

De acuerdo con la evaluación del mercado eléctrico la proyección de la demanda alcanzará el año 2037 un nivel de 10 kV (37.83 MW), 22.9 kV (18.48 MW). El proyecto debe asegurar su atención tal como se muestra en la Figura 15.

**PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA
COINCIDENTE**

AÑO	MT+BT (10kV) (MW)	MT+BT (22.9kV) (MW)	TOTAL SET TUMBES (MW)
2016	14.21	3.17	17.38
2017	15.52	3.61	19.13
2018	16.57	3.82	20.39
2019	17.46	4.05	21.51
2020	15.00	8.04	23.05
2021	15.88	8.45	24.33
2022	16.81	8.87	25.68
2023	17.79	9.33	27.12
2024	18.83	9.80	28.63
2025	19.92	10.31	30.23
2026	21.07	10.84	31.90
2027	22.27	11.39	33.66
2028	23.53	11.97	35.51
2029	24.86	12.58	37.44
2030	26.24	13.22	39.46
2031	27.69	13.88	41.57
2032	29.20	14.57	43.78
2033	30.79	15.29	46.08
2034	32.44	16.05	48.48
2035	34.16	16.83	50.98
2036	35.95	17.64	53.59
2037	37.83	18.48	56.31

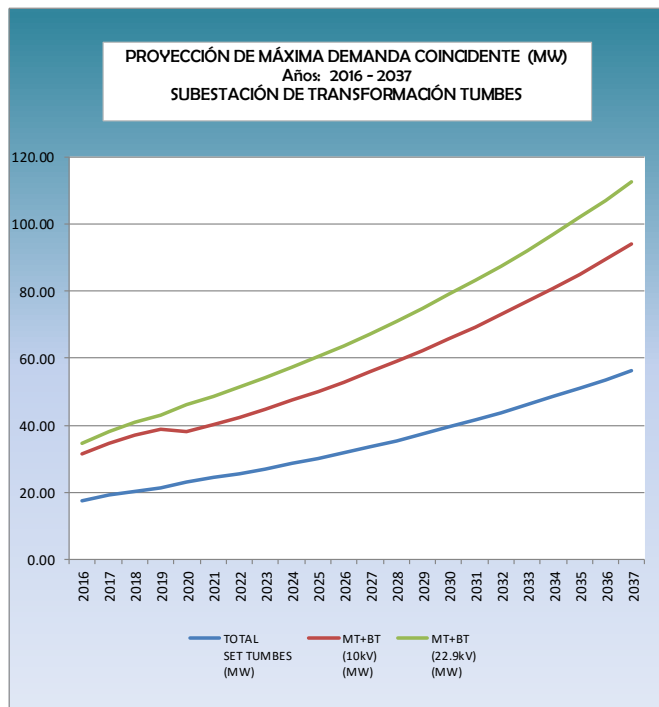


Figura 15: *Proyección de Demanda.*

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

4.1.4.7 Costo del proyecto

Se considera los costos de suministro, montaje electromecánico y de comunicaciones, ya que son partidas complementarias en el proyecto requerido, además de transporte, pruebas y puesta en servicio. Se muestra el detalle diferenciando, las partidas convenientemente en la Figura 16.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBESTACIÓN DE POTENCIA TUMBES S/.
I.	PRESUPUESTO:	
I.1	SUBESTACIÓN DE POTENCIA	7,837,271.17
1.0	SUMINISTRO DE MATERIALES	5,751,801.78
2.0	MONTAJE ELECTROMECÁNICO Y PUESTA EN SERVICIO	858,425.53
3.0	OBRAS CIVILES	449,043.23
5.0	ACCESO A SUBESTACIÓN	202,820.45
6.0	TRANSPORTE (10%)	575,180.18
I.2	AUTOMATIZACIÓN Y COMUNICACIONES	456,122.00
1.0	SUMINISTRO DE MATERIALES	292,100.00
2.0	MONTAJE ELECTROMECÁNICO Y PUESTA EN SERVICIO	134,812.00
3.0	TRANSPORTE (10%)	29,210.00
	COSTO DIRECTO	8,293,393.17
I.4	Gastos Generales Directos (11.96%)	991,818.00
I.5	Gastos Generales Indirectos (0.71%)	59,116.13
I.6	Utilidades (10%)	829,339.32
	COSTO INDIRECTO	1,880,273.45
	SUB TOTAL	10,173,666.62
	IGV (18%)	1,831,259.99
	TOTAL GENERAL S/.	12,004,926.61
II.	OTROS COSTOS	
	Expediente técnico del Estudio Definitivo(1.93%)	231,300.00
	Supervisión de obra (4.73%)	568,038.60
	Estudio de impacto ambiental (referencial)	43,826.50
	TOTAL OTROS COSTOS(INC,IGV)	843,165.10
COSTO TOTAL A PRECIOS DE MERCADO		12,848,091.71

Figura 16: Resumen general de costo del proyecto.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

4.1.5 ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO DE LA INVESTIGACIÓN

Otra etapa importante de la investigación presente es el análisis de la viabilidad económica, contemplada en la solución y planteamiento del proyecto en la que se tendrá en cuenta los parámetros de estudio, demanda proyectada y ventas realizadas para contemplar la eficiencia de la implementación solicitada.

De esta manera, en esta investigación se evalúa el análisis económico y financiero con el método del valor actual neto y tasa interna de retorno.

4.1.5.1 Valor actual neto a precios de mercado

El valor actual neto está definido por el proceso de cálculo que halla el valor presente de una serie de futuros flujos de caja que son producidos por una determinada inversión, este método es ampliamente utilizado a la hora de

realizar una evaluación de los proyectos de inversión, como criterio principal de cálculo (Carbajal, 2012).

La ecuación 3 se utilizará para el cálculo del VAN_p, el objetivo de utilizar el VAN es encontrar que los ingresos a futuro sean mayores a los egresos con los valores monetarios actuales, teniendo en cuenta que la tasa de precios de mercado y la tasa a precios sociales no son iguales, por lo que se usa esta última para realizar el descuento a los flujos de precios de mercado.

Esta metodología refiere al descuento de la situación actual, dicho también actualizar a través de una tasa, todos aquellos flujos de caja futuros de un proyecto. Como es de saber, al valor obtenido se resta el valor inicial de inversión, por ello el valor hallado del proyecto será el valor actual neto (Carbajal, 2012).

4.1.5.2 Tasa interna de retorno

Se define como aquella tasa de interés que hace que el valor presente neto o valor actual neto de una determinada inversión tenga el valor de cero (Puga, 2014).

4.1.5.3 Indicadores de rentabilidad a precios de mercado

Desde la base de la evaluación de los beneficios y costos incrementales se determinan los indicadores de rentabilidad.

De los valores obtenidos en las proyecciones de demanda y los costos de energía podemos encontrar los valores de los indicadores de rentabilidad. Para realizar la evaluación privada del proyecto se usó el valor presente de beneficios netos, además de la tasa interna de retorno. Se aplican estos indicadores para un horizonte proyectado de 20 años, tal como lo establecen las Resoluciones Directorales del Ministerio de economía y finanzas: N° 008-2012-EF/63.01 y N° 009-2013-EF/63.01, (Contenidos mínimos específicos de estudios de pre inversión a nivel de Perfil de Proyectos de Inversión Pública en Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica). De la información citada, la tasa de descuento que se utiliza para la evaluación privada tiene el valor del 12 %. Los valores de dichos indicadores se pueden observar en la Tabla 17.

Tabla 16: Flujo de caja a precios de mercado.

RUBRO	Años						
	1	2	3	4	5	6	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BENEFICIOS							
1 INCREMENTALES		790,369	844,252	844,252	844,252	1,445,689	1,445,689
COSTOS							
2 INCREMENTALES	12,848,092	-395,275	706,360	-385,663	-385,663	6,055,539	-270,503
BENEFICIOS NETOS	-12,848,092	1,185,644	137,892	1,229,915	1,229,915	4,609,849	1,716,193

RUBRO	Años						
	7	8	9	10	11	12	13
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1 1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689
2 -1,044,953	-1,465,883	1,909,833	3,383,903	3,924,863	-5,700,663	6,346,853	5,700,663
2,490,643	2,911,573	3,355,523	4,829,593	5,370,553	7,146,353	7,792,543	7,146,353

RUBRO	Años						
	14	15	16	17	18	19	20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1 1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689	1,445,689
2 -4,490,493	-5,082,423	5,700,663	6,346,853	7,021,003	12,188,362	1,909,833	5,700,663
5,936,183	6,528,113	7,146,353	7,792,543	8,466,693	13,634,051	3,355,523	7,146,353

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Tabla 17: Rentabilidad a Precios de Mercado

INDICADORES ECONÓMICOS	Indicadores
Tasa de Descuento %	12 %
VAN S/.	3,325,707
TIR (%)	14.09 %

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Como se puede observar en el cuadro anterior el VAN a precios de mercado es positivo.

4.1.5.4 Indicadores de rentabilidad social

Para esta etapa, los costos y beneficios se formulan a partir de la perspectiva de la sociedad en su conjunto. La estimación de los costos de

mercado es diferente a la social a razón de una cantidad de elementos y éstos pueden clasificarse en lo siguiente:

- a. **Impuesto a la renta (impuestos directos):** estos costos no se consideraron como costos del proyecto, aunque es una salida dineraria para la institución respectiva es además un beneficio para el mismo Estado, por lo que, en conclusión, es nulo el efecto social final.
- b. **Distorsiones en determinar el valor de mercado de los bienes y servicios:** son los hacen que sea diferente al valor social, entre las distorsiones se pueden mencionar a los impuestos indirectos con la finalidad de corregirlas, se determinan los “factores de corrección” de aquellos bienes y servicios a ser considerados.

Tabla 18: *Flujo de caja a precios de sociales.*

RUBRO	Años						
	1	2	3	4	5	6	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BENEFICIOS	669,838	715,503	715,503	715,503	715,503	1,225,222	1,225,222
1 INCREMENTALES							
COSTOS	11,143,632	-370,479	598,640	-370,479	-370,479	5,132,069	-394,862
2 INCREMENTALES							
BENEFICIOS NETOS	-11,143,632	1,040,317	116,863	1,085,983	1,085,983	-	1,620,084
						3,906,847	
RUBRO	Años						
	7	8	9	10	11	12	13
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BENEFICIOS							
1 INCREMENTALES	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222
COSTOS	-	-	-	-	-	-	-
2 INCREMENTALES	-713,285	1,051,208	1,407,947	1,784,194	-2,179,951	2,596,608	3,033,468
BENEFICIOS NETOS	1,938,506	2,276,430	2,633,168	3,009,416	3,405,173	3,821,829	4,258,690
RUBRO	Años						
	14	15	16	17	18	19	20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
BENEFICIOS							
1 INCREMENTALES	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222	1,225,222
COSTOS	-	-	-	-	-	-	-
2 INCREMENTALES	-3,491,932	3,971,304	4,472,964	4,996,923	-5,544,569	6,115,911	8,403,715
BENEFICIOS NETOS	4,717,154	5,196,525	5,698,186	6,222,144	6,769,790	7,341,132	9,628,937

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

La Tasa Social de Descuento General es equivalente al 8 % de acuerdo a los factores de corrección indicados en la Directiva N° 002-2017 –

EF/63.01, sobre los Parámetros de Evaluación Social, tal como se puede observar en la Tabla 19.

Tabla 19: Rentabilidad Social

INDICADORES ECONÓMICOS	INDICADORES
Tasa de Descuento %	8%
VAN S/.	11,608,427
TIR (%)	14.27%

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

4.1.5.5 Análisis de sensibilidad social

Determina el nivel de sensibilidad, como variaciones porcentuales, de los indicadores de rentabilidad del proyecto ante variaciones en el precio de compra y venta de energía, los costos de mantenimiento y operación y los costos de inversión.

Se analizan el impacto en los indicadores de rentabilidad del proyecto (VAN, TIR) realizando un nuevo cálculo para cada valor obtenido, dada la disminución o incremento de cada variable sometida a riesgos de variación, tal y como se puede observar en la Tabla 20.

Tabla 20: Sensibilidad Social

VARIABLE	VARIACIONES PORCENTUALES	VAN A PRECIOS MERCADO (S/.)	TIR MERCADO
Ingresos por CMA (cS/kW-h)	10 %	3,995,160	14.5 %
	0 %	3,325,707	14.1 %
	-10 %	2,656,254	13.7 %
Costo de Operación y Mantenimiento (S/.)	10 %	3,092,812	13.9 %
	0 %	3,325,707	14.1 %
	-10 %	3,558,602	14.2 %
Inversión a precios (S/.)	10 %	2,040,898	13.2 %
	0 %	3,325,707	14.1 %
	-10 %	4,610,516	15.1 %

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

En el caso de los indicadores desde el punto de vista privado se observa que, ante la reducción de los precios de venta o el incremento de los precios de compra en situaciones distintas, los indicadores se encuentran por debajo de lo esperado, sin embargo, esta circunstancia en una

situación real está controlada, toda vez que los precios de venta se regulan partiendo de los precios de compra, de manera que, si la compra se incrementa, los ajustes tarifarios permiten que la venta se incremente.

De manera similar, el incremento de los costos de inversión no afecta significativamente la rentabilidad del proyecto.

4.1.5.6 Cálculo del Modelo CAPM

Para el valor del rendimiento del capital se requiere de:

R_f : 3.59 % (de la página de Treasury Yields)

R_m : 9.41 % (de la página de Damodaran)

β_{des} : 1.01 (de la página de Damodaran)

T: 29.5 %.

D: No se cuenta con financiamiento de terceros

E: Inversión pública

Con los valores actuales establecidos se procede a realizar el cálculo y se obtiene el valor tal como se puede observar en la Tabla 21.

Tabla 21: *Cálculo de CAPM*

INDICADORES CAPM	INDICADORES
β	1.01
R_s	9.46 %

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

El valor del CAPM es de 9.46 %, ligeramente con mayor riesgo que el valor de rentabilidad social y menor en consideración a la rentabilidad a precios del mercado, pero sigue siendo rentable.

4.1.5.7 Indicadores económicos con el Modelo CAPM

Considerando el valor obtenido del cálculo del CAPM, se determina los indicadores de rentabilidad con dicho valor, los cuales se observan con el modelo señalado en la Tabla 22.

Tabla 22: Rentabilidad con modelo CAPM

INDICADORES ECONÓMICOS CON CAPM	INDICADORES
Tasa de Descuento %	9.46 %
VAN \$/.	8,949,114
TIR (%)	14.09 %

Fuente: *Elaboración propia, 2019.*

Como se puede comprobar en la tabla anterior el VAN con el modelo CAPM es positivo.

4.2 PRUEBA DE HIPÓTESIS

La prueba de hipótesis consiste en dos etapas: la primera, se encarga de las pruebas de la hipótesis general y de acuerdo a los datos de los cálculos; la segunda, se realiza la prueba de las hipótesis específicas.

4.2.1 HIPÓTESIS GENERAL

H₀: No existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

H₁: Existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

Para obtener la correlación entre las topologías con la automatización de la subestación de potencia se reúnen los datos de confiabilidad y compensación económica respectivamente, por ello se recurre a los datos de los cálculos de la razón de tiempo límite de 4ms con el tiempo de latencia calculado, siendo la disminución de equipos (IED's o switches) contemplado como el incremento de topologías, por ende el incremento de la confiabilidad del sistema y los beneficios obtenidos en cuanto a la implementación de la subestación de transformación incluido en el sistema de automatización desde el segundo año de implementación, dado que es el año donde se reciben los beneficios de la inversión del proyecto, resaltando que se tiene por implementar la topología sobre la red existente de la concesionaria, con este alcance y según los términos de referencia, evaluamos el coeficiente de correlación de nuestras variables, tal y como podemos ver en la Tabla 23.

Tabla 23: *Tabla de latencia de tiempo y señales de automatización.*

Latencia de tiempo- redundancia (mili segundos)	Señales de automatización (unidades)
3.65	507
3.44	471
3.15	436
2.94	389
2.64	366
2.43	292
2.15	253
1.86	245
1.64	199
1.37	173
1.14	152
0.96	124
0.63	101
0.51	92
0.24	81

Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

Como requisitos para poder realizar la prueba de hipótesis, se realizan pruebas previas para corroborar las variables paramétricas. La primera, es que las variables tienen valor numérico; la segunda, es determinar la distribución normal de las variables, por ello se utiliza la prueba de Shapiro-Wilk ya que los datos obtenidos son menores de 50. Además, para poder aceptar la hipótesis nula, el p valor debe ser mayor a 0.05, valor de significancia α de la prueba.

Las hipótesis para la primera variable a analizar en esta etapa son:

H₀: Los tiempos de restablecimiento de las topologías de redundancia y contingencia tienen distribución normal.

H₁: Los tiempos de restablecimiento de las topologías de redundancia y contingencia difieren de la distribución normal.

Las hipótesis para la segunda variable a analizar en esta etapa son:

H₀: El número de señales del diseño de la automatización de subestaciones de potencia tienen distribución normal.

H₁: El número de señales del diseño de la automatización de subestaciones de potencia difieren de la distribución normal.

Al ingresar los valores de la Tabla 16 al SPSS se obtienen los valores de la Tabla 24, tal y como se observa a continuación:

Tabla 24: *Tabla de prueba de normalidad.*

Shapiro-Wilk			
Variable	Estadístico	gl	Sig.
VAR01	0.958	15	0.651
VAR02	0.923	15	0.216

Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

De los datos obtenidos se puede ordenar el p valor respectivo para cada variable, de esta forma la variable 1 queda así:

$$0.651 > 0.05$$

Del mismo modo para la variable 2 queda de la siguiente manera:

$$0.216 > 0.05$$

En esta primera etapa se da por aceptada la hipótesis nula H_0 , por lo tanto, las dos variables tienen distribución normal. En seguida, se utiliza la prueba de coeficiente de correlación de Pearson con el modelo que sigue en la ecuación 9.

Ecuación 10: Fórmula para coeficiente de correlación de Pearson

$$r_p = \frac{n \times \sum_{i=1}^n XY - \sum_{i=1}^n X \times \sum_{i=1}^n Y}{\sqrt{[n \times \sum_{i=1}^n X^2 - (\sum_{i=1}^n X)^2] \times [n \times \sum_{i=1}^n Y^2 - (\sum_{i=1}^n Y)^2]}}$$

Fuente: *(Camacho, 2008)*

Donde:

- X: Variable de confiabilidad de topologías de redundancia y contingencia (V_1).
- Y: Variable de beneficios de la automatización de subestaciones de potencia (V_2).
- n: Número de elementos analizados

Aplicando la fórmula obtenemos que:

$$r_p = 0.9883$$

Del mismo modo los datos indicados en la Tabla 16 se ingresan al SPSS para corroborar la prueba de hipótesis de correlación, con lo que se adquieren los datos de la Tabla 25.

Tabla 25: *Tabla de prueba de correlación.*

Correlaciones			
		VAR01	VAR02
VAR01	Correlación de Pearson	1	0.988
	Sig. (bilateral)		0.000
	N	15	15
VAR02	Correlación de Pearson	0.988	1
	Sig. (bilateral)	0.000	
	N	15	15

Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

Se interpreta el coeficiente de correlación obtenido, $r_p=0.9883$, un valor que indica que existe correlación significativa muy buena y fuerte entre las variables de estudio.

Nivel de significancia:

$\alpha = 0.05$, se toma en cuenta el 95 % de confiabilidad de estudio

Valor de la prueba:

Pearson = 0.988

Comparación de p y α :

p valor = 0.000 < $\alpha = 0.05$

Decisión estadística:

Rechazo de H_0 .

Conclusión estadística:

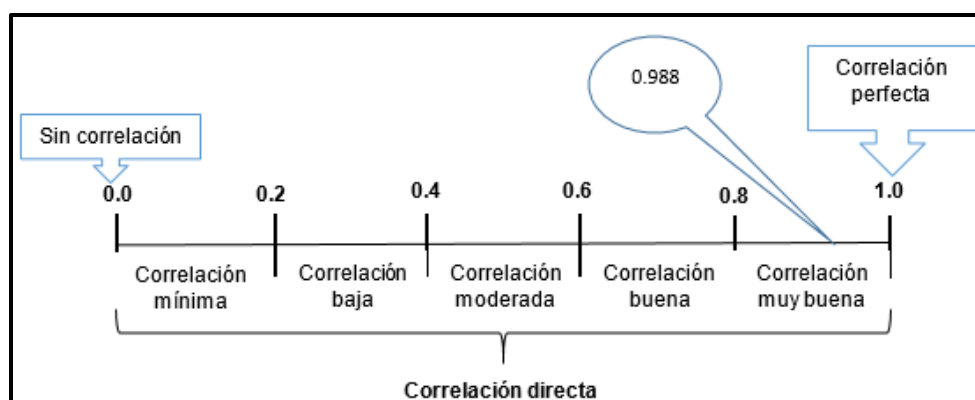


Figura 17: *Escalas de correlación directa.*

Fuente: *Adaptado de (Sánchez y Reyes, 2021)*

Se concluye que la aplicación de topologías de redundancia y contingencia se relaciona significativamente con la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850, puesto que obtenemos un p valor de 0.000 con un nivel de confianza de $1 - \alpha = 0.95$ y un nivel de significación de $\alpha = 0.05$ y una correlación de 0.9883, ambas variables poseen una correlación positiva muy buena, vale decir que, al aumentar los tiempos de restablecimiento o latencia de las topologías de redundancia y contingencia incrementa las señales de la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

4.2.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

4.2.2.1 Hipótesis específica 1

El tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia la protocolo IEC 61850 está dentro del rango permitido.

Decisión de diseño:

Para probar esta hipótesis se recurre a las figuras 9, 10 y 11, así como la ecuación 2.

- En los circuitos diseñados se basa a la complejidad del diseño, siendo la circuitería de campo la más abundante, con mayor cantidad de dispositivos, actuadores y transceptores, asimismo hay mayor distancia desde su ubicación y manipulación, por ello una red del tipo paralelo o árbol nos ayuda a concentrar los datos necesarios hacia la sala de control y este arreglo corresponde a la topología tipo PRP, teniendo en cuenta que el costo en materiales también incrementa, por este motivo se realiza el híbrido con la topología tipo HSR en la comunicación de switches en la sala de control, con menor cantidad de dispositivos que nos permita realizar un cableado mínimo, considerando el conector de comunicación en duplicación para cerrar el circuito. Además, los valores calculados para el restablecimiento de datos del diseño se encuentran dentro del valor de 2.644ms, siendo el valor permisible de 4ms para el caso de comunicación de IED a IED, por lo tanto, la confiabilidad del diseño es positivo a pesar de implementar el sistema de redundancia sobre las instalaciones existentes de la subestación.

4.2.2.2 Hipótesis específica 2

Los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850 indican que es viable.

Decisión económica:

Para probar esta hipótesis se recurre a las Tablas 18 y 19.

- En este caso, los indicadores VAN y TIR ayudan a decidir por la implementación para ejecución del sistema de automatización en conjunto a la ampliación de la subestación eléctrica, siendo casos complementarios en los estudios a nivel definitivo, enmarcado en la Resolución Directoral N° 002-2017-EF/63.01 Anexo 01, que establece el “Contenido Mínimo del estudio de Pre inversión a nivel de perfil”, que además de evaluar las facilidades constructivas con el menor impacto en el servicio eléctrico y minimizando las interrupciones necesarias para la construcción y puesta en servicio del nuevo equipamiento propuesto, también se garantiza la mayor rentabilidad de la implementación del proyecto como sucede con los indicadores calculados: $VAN_p > 0$; el proyecto es rentable y $TIR \geq i$; costo del capital; se acepta el proyecto. Para nuestro caso el VAN a precio social es de S/ 11,608.427 y el TIR de 14.27 % los cuales son valores positivos y por ende rentables en el horizonte.

4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con los resultados conseguidos se da por aceptada la hipótesis general indicando que la aplicación de topologías de redundancia y contingencia se relacionan significativamente con la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.

4.3.1 DISCUSIÓN DE HIPÓTESIS GENERAL

Referente a la hipótesis general se afirma que: la aplicación de topologías de redundancia y contingencia se relaciona significativamente con la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850, ya que se obtuvo un p valor de 0.000, un nivel de significación de $\alpha = 0.05$ y una correlación de Pearson de 0.9883, afirmación corroborada por Altamirano (2019), quien obtuvo una correlación de 0.978, sus variables, aunque precisa sobre el sistema de distribución, poseen una

correlación significativa muy buena, valor similar debido a que considera las señales de control, protección y monitoreo de automatización. Asimismo, Aguilar (2019), encontró una correlación buena, ya que obtuvo un valor de correlación de 0.917, esta diferencia se debe a que el autor tomó en cuenta sólo datos de protección de los sistemas industriales con la implementación de una arquitectura combinada de comunicación.

Teniendo en cuenta los resultados, se infiere que tanto, así como en el sistema de distribución determinaron una correlación muy buena, con los mismos factores, para las subestaciones de potencia también se confirma la correlación similar, ya que es una organización de diseño completa dada la complejidad de las subestaciones de potencia.

4.3.2 DISCUSIÓN DE HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

De la misma manera se acepta la hipótesis específica: *El tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia la protocolo IEC 61850 está dentro del rango permitido*, ya que de los cálculos de restablecimiento de datos para los diseños optimizados arrojan un valor de 2.644ms, siendo permisible dentro de los 4ms planteados para el caso de comunicación de IED a IED, además, esta optimización con influencia positiva permite realizar un diseño con equipamiento de patio de llaves de la subestación de topología PRP o paralelo en combinación con la topología HSR de sala de control, el primero, concentrando el cableado directo a sala de control con costo mínimo y el segundo agrupando esta concentración para evitar mayor tiempo de restablecimiento de datos ante fallas. De acuerdo a los resultados se coteja con las conclusiones de diferentes estudios que contrastan la investigación.

Además, Alvarado (2017), encuentra costos comparativos con el uso de topologías PRP y tiempos de latencia de 3ms, esta similitud se debe a que en el diseño terminado utiliza una unidad más de equipos de comunicación; Pimentel (2017), obtiene configuraciones con tiempo de latencia de 748us, esta diferencia se debe a que utiliza sólo 4 dispositivos de comunicación; Tobar (2018), logró evaluar el tiempo de respuesta en protecciones eléctricas y equipos convencionales con 2ms, mientras que con el uso de equipo de subestación digital logró obtener valores de tiempo de latencia de 1.5ms; (Blancas, 2010), indica que la redundancia elimina fallas en puntos singulares con resultados notorios de productividad y ganancia, además, encuentra la confiabilidad en un 25 % del sistema de redundancia en la automatización; Carreño

(2019), en su artículo sobre redundancia de redes en subestaciones de potencia con IEC 61850 encuentra tiempos de latencia de 2.24ms en escenarios desfavorables, esta diferencia se debe a que utiliza sólo utiliza 10 dispositivos de comunicación; Gutiérrez (2017), en su trabajo encuentra tiempos de latencia 7.59 us, que se encuentran dentro de los valores permisibles, esta diferencia se debe a que utiliza sólo tres dispositivos de comunicación.

De acuerdo a los resultados, se deduce que el valor obtenido para el tiempo de restablecimiento para el diseño terminado se encuentra dentro del rango permitido de la norma, con 2.644ms, y que, si el dispositivo de comunicación aumenta o disminuye, el tiempo de recuperación de datos también se incrementa o disminuye.

Asimismo, se acepta las hipótesis específica: *Los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850 indican que es viable*, para esta decisión se puede observar que los indicadores económicos a costo social tienen comportamiento positivo tanto el VAN de S/ 11'608,427 como la TIR de 14.27 %, haciendo que la implementación sea viable para su ejecución, de esta manera se pueda generar mayores ingresos que egresos a futuro con una tecnología que garantiza la interoperabilidad de equipos de automatización y comunicaciones en las subestaciones de potencia.

Estos resultados también se contrastan con otras investigaciones: Quasmiqwer (2017), en su investigación sobre factibilidad de automatización en subestaciones encuentra valores positivos de índices de rentabilidad VAN de S/ 464,761.08 y TIR de 25.61 %, haciendo viable la realización de proyectos, esta diferencia se debe a que calculó los índices para una subestación de menor potencia donde el flujo de caja es menor; Méndez (2017), en un trabajo de investigación sobre la instalación de un subestación de potencia mediante modelado de comunicación redundante encontró indicadores económicos de VAN con S/ 1'508,413.71 y una TIR de 29.96 % dando la factibilidad de realizar la ingeniería definitiva que busca la ejecución del proyecto esta diferencia se debe a que calculó los índices para una subestación de menor potencia donde el flujo de caja es menor.

De acuerdo a los resultados, se infiere que los valores de rentabilidad dan por viable los proyectos de inversión en transmisión, sin importar la complejidad de la infraestructura de la subestación, lo que demuestran ser rentables en una inversión predeterminada.

CONCLUSIONES

- Se concluye que existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850 respaldando la hipótesis alterna (H_1) y rechazando la hipótesis nula (H_0), con una correlación de Pearson de 0.988. Este resultado corrobora la importancia de considerar las señales de la automatización en su totalidad sobre los tiempos de restablecimiento de las topologías de alta redundancia y contingencia. Se puede identificar coeficientes de correlación similares en las subestaciones de potencia, así como los sistemas de distribución con una correlación muy buena, en las que la aplicación del sistema de redundancia combinado conlleva a agrupar todas las señales de la automatización.
- Se concluye que el tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia la protocolo IEC 61850 está dentro del rango permitido, confirmado con un valor de 2.644 ms. Este valor se debe a la cantidad de 11 equipos de comunicación del diseño terminado, cuyo valor que no sobrepasa el valor de la norma. Los resultados para el tiempo de restablecimiento se evalúan dentro del rango permitido de los 4ms, teniendo en cuenta que, si el dispositivo de comunicación aumenta o disminuye, el tiempo de recuperación de datos también se incrementa o disminuye.
- Se concluye que los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850 indican que es viable, con un VAN de S/ 11'608,427 y una TIR de 14.27 %. Esto por la razón de que el VAN supera el valor de cero y la TIR es superior a la tasa de descuento aplicada de 8%. Se enfatiza que dichos proyectos de inversión, sin importar la gran cantidad de elementos en las subestaciones, demuestran que son rentables para su ejecución.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda a los bachilleres de ingeniería eléctrica de las Universidades del Perú ampliar a una investigación experimental, para poder contrastar las variables con la manipulación de los datos, con la aplicación a los sistemas industriales, en las que se obtuvieron diferentes resultados, además, que se dé la posibilidad de observar los cambios que se producen en trabajo real.
- Se recomienda a los bachilleres de las distintas Universidades del Perú continuar con los estudios sobre equipamiento digital, la cual es tecnología que recientemente se están aplicando en subestaciones de potencia, con disposición física más reducida y configuración desde equipo de campo a los equipos de sala de control.
- Se recomienda a las concesionarias de distribución en el sector eléctrico aplicar este estudio para mejorar el funcionamiento y la alta disponibilidad del sistema de automatización y comunicaciones de sus subestaciones de potencia, con la que se da una muy buena correlación con las topologías de redundancia y contingencia combinadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **AGENCIA PERUANA DE NOTICIAS ANDINA. 2018.** Sector minero peruano triplicó consumo energético entre 2005 y 2018. *Diario Andina*. Digital, 2 de Octubre de 2018.
2. **AGUILAR FERNÁNDEZ, Claudio Augusto. 2017.** *Estudio para la implementación de ajuste de protecciones en ellos relés de integración al SCADA para mejorar el suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay*. Tesis (Ingeniero Electricista). Cusco : Universidad Universidad nacional de San Antonio Abad del Cusco, 2021. Disponible en : https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/6029/253T20210260_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y
3. **ALTAMIRANO MORENO, Walsar Arnaldo. 2017.** *Automatización de un sistema multiplataforma de control y monitoreo de riego tecnificado para el distrito de los Palos en el año 2017*. Tesis (Ingeniero Electricista). Tacna : Universidad Privada de Tacna, 2017.
4. **ALVARADO CALDERÓN, Douglas. 2017.** *Análisis de los aspectos técnicos de comunicación aplicado a las arquitecturas de control de Subestaciones de Potencia*. Costa Rica : Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2017. Tesis.
5. **AMPUDIA, Miguel. 2018.** *Piura: Enosa compensará a cerca de 60 mil usuarios por corte de energía*. Piura, Perú: Revista Proactivo, 2018.
6. **AUQUI HINNOSTROZA, Irma Soledad. 2020.** *Estimación de costo de capital para una empresa de distribución eléctrica en el Perú*. Lima : Universidad ESAN, 2020. Tesis.
7. **AYALA RAMÍREZ, Ronald Arturo y TENESACA CHACAGUASAY, Javier Edison. 2018.** *Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución*. Guayaquil : Universidad Politécnica Salesiana, 2018. Tesis.
8. **BACA URBINA, Gabriel. 2017.** *Fundamentos de Ingeniería Económica*. 4° Edición. Ciudad de México. Mc Graw Hill, 2021. ISBN: 9189701061138.
9. **BAUCE, Gerardo José. 2018.** *Operacionalización de Variables*. Revista del Instituto Nacional de Higiene "Rafael Rangel". Caracas : Universidad Central de Venezuela, 2018.
10. **BELITO SUBILETE, Gabriel. 2014.** *Implementación y evaluación del servicio de integración de sistemas en la automatización de procesos APM Terminals Callao S.A.* Huancayo : Universidad Nacional del Centro del Perú, 2014. Tesis.

11. **BENDEZÚ MALLMA, David Oscar. 2009.** *Modernización del sistema protección de las subestaciones de potencia Pucallpa 15 MVA y Yarinacocha de 28 MVA en 60/10 kV.* Huancayo : Universidad Nacional del Centro del Perú, 2009. Tesis.
12. **BERNAL CRUZ, José Joel, HERRERARUIZ, Nilson Eduardo y MONTEAGUDO GUEVARA, Jorge Donaciano. 2017.** *Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en subestaciones de alta tensión.* San Salvador : Universidad de El Salvador, 2017. Tesis.
13. **BLANCAS HIDALGO, José Luis. 2010.** *Seguridad de sistemas automatizados mediante integración y redundancia de control.* Huancayo : Universidad Nacional del Centro del Perú, 2010. Tesis .
14. **CABALLERO ROMERO, Alejandro. 2014.** *Metodología integral innovadora para planes y tesis.* Mexico : Cengage Learning Editores, 2014.
15. **CASTRO LEON, Zenón. 2016.** *Teoría y Práctica de la Investigación Científica.* Huancayo, Perú : Perugraph SRL, 2016. pág. 126.
16. **CARREÑO PÉREZ, Juan. 2019.** *Redundancia en redes de comunicación para la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica con IEC 61850.* Bogotá, Colombia: Revista de artículos científicos [en línea]. Disponible en: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642019000100075.
17. **COLLAZOS CERRON, Jesus. 2013.** *Manual de proyectos de inversión privada y pública.* Lima : San Marcos E.I.R.L., 2013.
18. **GÓMEZ EXPÓSITO, Antonio. 2003.** *Sistemas Eléctricos de Potencia.* Madrid : Pearson Educación S.A, 2003. pág. 304.
19. **GRAINGER, John & STEVENSON, William. 1996.** *Análisis de Sistema de Potencia.* Mexico : McGraw, 1996. pág. 561.
20. **GUTIERREZ GÓMEZ, Antonio. 2017.** *Red HSR con tecnología white rabbit (WR) basada en ethernet.* Bogotá, Colombia: Revista de artículos científicos [en línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/331459499_Redundancia_en_Red_de_Comunicacion_para_la_Automatizacion_y_Proteccion_de_Sistemas_de_Potencia_Electrica_con_IEC_61850.
21. **HERNANDEZ SAMPIERI, Roberto, MENDOZA TORRES, Cristhian Paulina. 2018.** *Metodología de la investigación: las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta.* Ciudad de México, México : McGRAW-HILL/Interamericana Editores, 2018.
22. **HERNÁNDEZ PÁEZ, Nicolás Ricardo. 2017.** *Desarrollo de una interfaz software basada en la norma IEC62439-3 orientada a redes redundantes de comunicaciones para automatización de subestaciones eléctricas.* Bogotá, Colombia: Revista de

artículos científicos [en línea]. Disponible en: <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/16344/HernandezPaezNicolasRicardo2019.pdf?sequence=1>.

23. **LÓPEZ SARMIENTO, Danilo Alfonso. 2017.** *Desarrollo de una interfaz software basada en la norma IEC62439-3 orientada a redes redundantes de comunicaciones para automatización de subestaciones eléctricas.* Bogotá, Colombia: Revista de artículos científicos [en línea]. Disponible en: <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/REDES/article/view/6405/7931>.
24. **MÉNDEZ GONZÁLEZ, Jaime Roger. 2017.** *Instalación de una subestación de potencia en el valle de México mediante modelado SynerGEE.* Tesis (Ingeniero Electricista). Ciudad de México : Escuela de Ingeniería y Ciencias Tecnológico de Monterrey, 2017. Disponible en : <file:///C:/Users/hp/Downloads/170503R-Tesis-A00796282-Jaime%20Roger%20Mendez%20VF.pdf>
25. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. 2012.** *Código Nacional de Electricidad Suministro.* Lima : s.n., 2012.
26. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. 2011.** *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – Decreto Supremo N° 040-2011 - EM.* Lima : s.n., 2011. pág. 61, Normas Peruanas.
27. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS y OSINERGMIN. 1992.** *Ley de Concesiones Eléctricas.* *Diario Oficial El Peruano.* 1992, pág. 41.
28. **MORALES PALOMINO, Alex Carlos. 2014.** *Desarrollo de la automatización de subestaciones, aplicaciones a una subestación del sistema peruano.* Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2014. Tesis.
29. **OSINERGMIN. 2013.** *Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN.* 2013, Norma Peruana.
30. **PÉREZ VILLALÓN, Elena. 2008.** *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850.* Madrid : Universidad Pontificia Comillas, 2008. Tesis.
31. **PIMENTEL MALVACEDA, Hugo Delfín. 2017.** *Aplicación del Protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones.* Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2006. Tesis.
32. **QUASMIQUER ROSERO, Christian Raúl. 2017.** *Estudio de factibilidad de la automatización de la subestación Santa Rosa, Quito, Ecuador,* [fecha de consulta: 8 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5836/1/T2083.pdf>

33. **RAMIREZ GONZALEZ, Carlos Felipe. 2003.** *Subestaciones de alta y extra alta tensión.* Mexico : Mejía Villegas S.A., 2003.
34. **RD N° 002-2017-EF/63.01.** Directiva para la Formulación y Evaluación en el Marco del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones [en línea]. *Diario Oficial El Peruano*, Lima, Perú, [fecha de consulta: 8 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/229310-002-2017-ef-63-01>
35. **RD N° 008-2012-EF/63.01.** Contenidos mínimos específicos de estudios de preinversión de programas de inversión pública y proyectos de inversión pública [en línea]. *Diario Oficial El Peruano*, Lima, Perú, [fecha de consulta: 8 de marzo de 2019]. Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/255777/229496_file20181218-16260-13nbn4.pdf?v=1545182694
36. **RD N° 009-2013-EF/63.01.** Contenidos mínimos específicos para estudios de preinversión a nivel de perfil de proyectos de inversión pública en sistemas de transmisión de energía eléctrica [en línea]. *Diario Oficial El Peruano*, Lima, Perú, [fecha de consulta: 8 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/tipos/26-resolucion-directoral?sheet=49>
37. **ROJAS LLERENA, Alan Santiago. 2018.** *Automatización de la subestación eléctrica Jesús de 138 kV – Arequipa a través del protocolo de comunicaciones IEC 61850.* Trujillo : Universidad Nacional de Trujillo, 2018. Tesis.
38. **SÁNCHEZ CARLESSI, Hugo, REYES MEZA, Carlos. 2021.** *Metodología y diseños en la investigación científica.* Lima, Perú : Business Support Aneth, 2021.
39. **SHANTANU SINGH, Batt. 2017.** *Análisis de una arquitectura conectada en estrella, emulada por software para una subestación de 132/22 kV.* Bogotá, Colombia: Revista de artículos científicos [en línea]. Disponible en: <https://www.autodesk.com/es/design-make/articles/arquitectos-estrella>.
40. **TOBAR ROSERO, Oscar Andrés. 2018.** *Análisis de tiempo de respuesta de un sistema de protecciones en subestaciones eléctricas con implementación de bus de proceso IEC 61850.* Tesis (Ingeniero Electricista). Medellín : Universidad Nacional de Colombia, 2018. Disponible en : <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/69459/1085280351.2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
41. **TORRES ULLOA, Tatiana Milena. 2019.** *Recopilación y procesamiento de información de un grupo de subestaciones automatizadas de la ebsa para la evaluación y el análisis de actualizaciones y mantenimiento.* Tesis (Ingeniero Electrónico). Tunja : Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2019.

Disponible en : <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/handle/001/1868/TGT-433.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

42. **ROJAS MONTERO, Gersson. 2014.** *Eficiencia Energética del Sistema Eléctrico 22,9/4,16/0,46 kV de la Mina Animón.* Huanca, Peru : Universidad Nacional del Centro del Perú, 2014. pág. 137, Tesis (Ingenierio Electrico).
43. **VARGAS CORDERO, Zoila Rosa. 2019.** *Análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de ETCEE.* San Carlos, Guatemala : Universidad de San Carlos de Guatemala, 2018.
44. **VÁSQUEZ AGUILAR, Daniel Jesús. 2018.** *La investigación aplicada: una forma de conocer las realidades con evidencia científica.* San José, Costa Rica : Universidad de Costa Rica, 2019.
45. **VISHAL KASHYAP, Angela. 2018.** Global Gas-Insulated Load Break Switch Market Professional [en línea]. *Market Insights Reports*, [fecha de consulta: 2 de Octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.marketinsightsreports.com/single-report/0710689852/global-gas-insulated-load-break-switch-market-professional-survey-report-2018>
46. **ZAPATA SALAZAR, Eduardo. 2018.** *ABB apunta a construir subestaciones digitales en el Perú* [en línea], [fecha de consulta: 5 de enero de 2019]. Disponible en: https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/newsletters/conexion-peru/dise%C3%B1o-final-conexion-1-2018-1.pdf?sfvrsn=8e5fb614_2

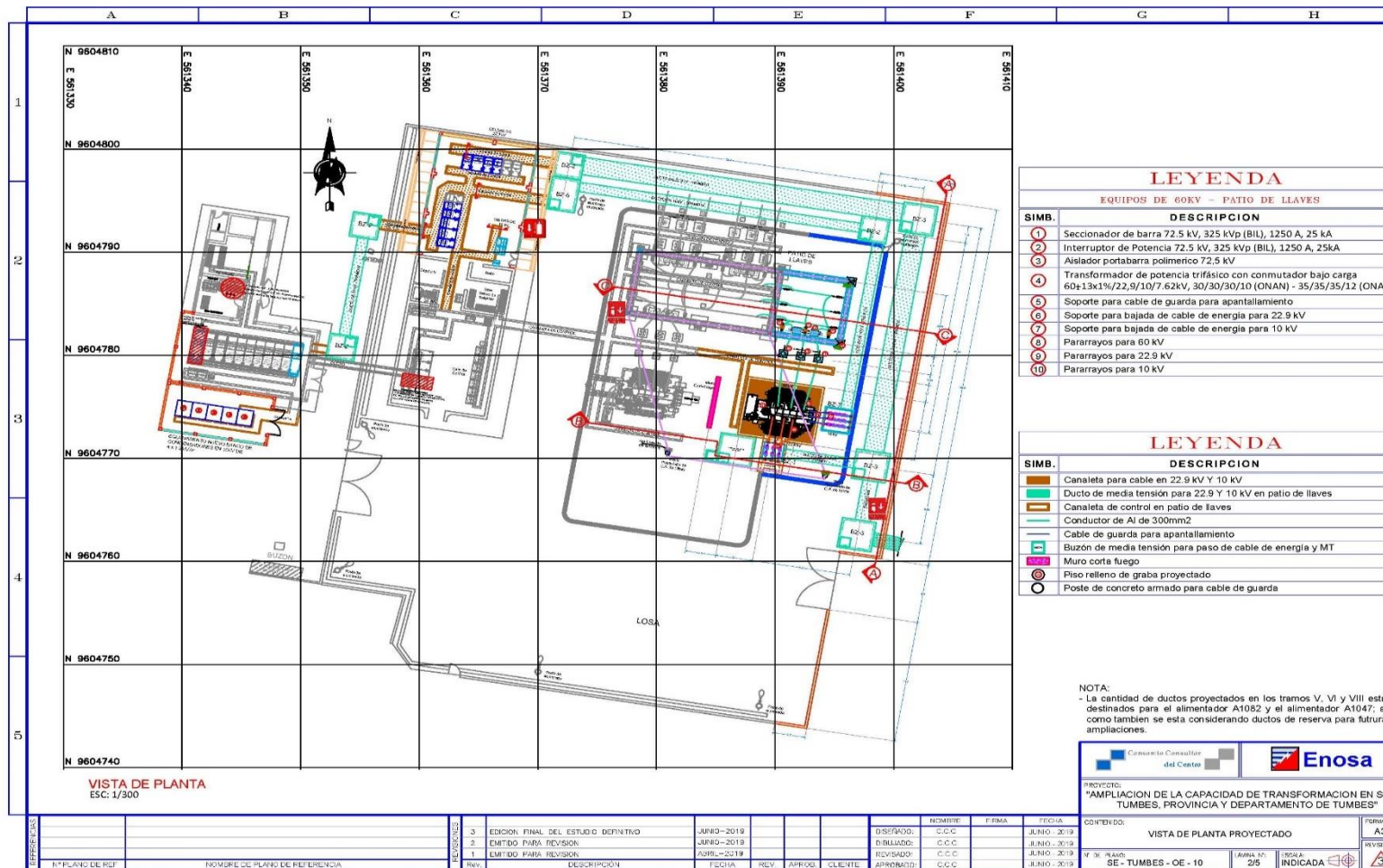
ANEXOS

ANEXO 01 – MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
<p>Problema general:</p> <p>¿Qué relación existe entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850?</p> <p>Problemas específicos:</p> <p>- ¿Cuál es el tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850?</p> <p>- ¿Cuál es el valor de los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850?</p>	<p>Objetivo general:</p> <p>Determinar la relación entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.</p> <p>Objetivos específicos:</p> <p>- Determinar el tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.</p> <p>- Determinar los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850.</p>	<p>Hipótesis general:</p> <p>Existe una relación significativa entre las topologías de redundancia y contingencia, y la automatización de las subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.</p> <p>Hipótesis específicas:</p> <p>- El tiempo de restablecimiento obtenido del diseño de topologías de redundancia y contingencia para la continuidad de la automatización de las subestaciones de potencia la protocolo IEC 61850 está dentro del rango permitido.</p> <p>- Los indicadores económicos del diseño de topologías de redundancia y contingencia de la subestación de potencia con protocolo IEC 61850 indican que es viable.</p>	<p>Variables:</p> <p>Variable 1</p> <p>X=Topologías de redundancia y contingencia.</p> <p>Variable 2</p> <p>Y=Automatización de subestaciones de potencia con protocolo IEC 61850.</p>	<p>Enfoque: Cuantitativo</p> <p>Tipo: Aplicada</p> <p>Diseño de la investigación: No experimental.</p> <p>Alcance: Correlacional descriptivo</p> <p>Corte: Transversal.</p> <p>Método: Hipotético deductivo</p> <p>Población: 5 proyectos de estudios de Subestaciones de Potencia de acuerdo al PIT 2017-2021 de la concesionaria ENOSA.</p> <p>Muestra: SET Tumbes</p> <p>Técnicas: - Observación</p> <p>Instrumentos - Guía de observación - Análisis de contenido</p>

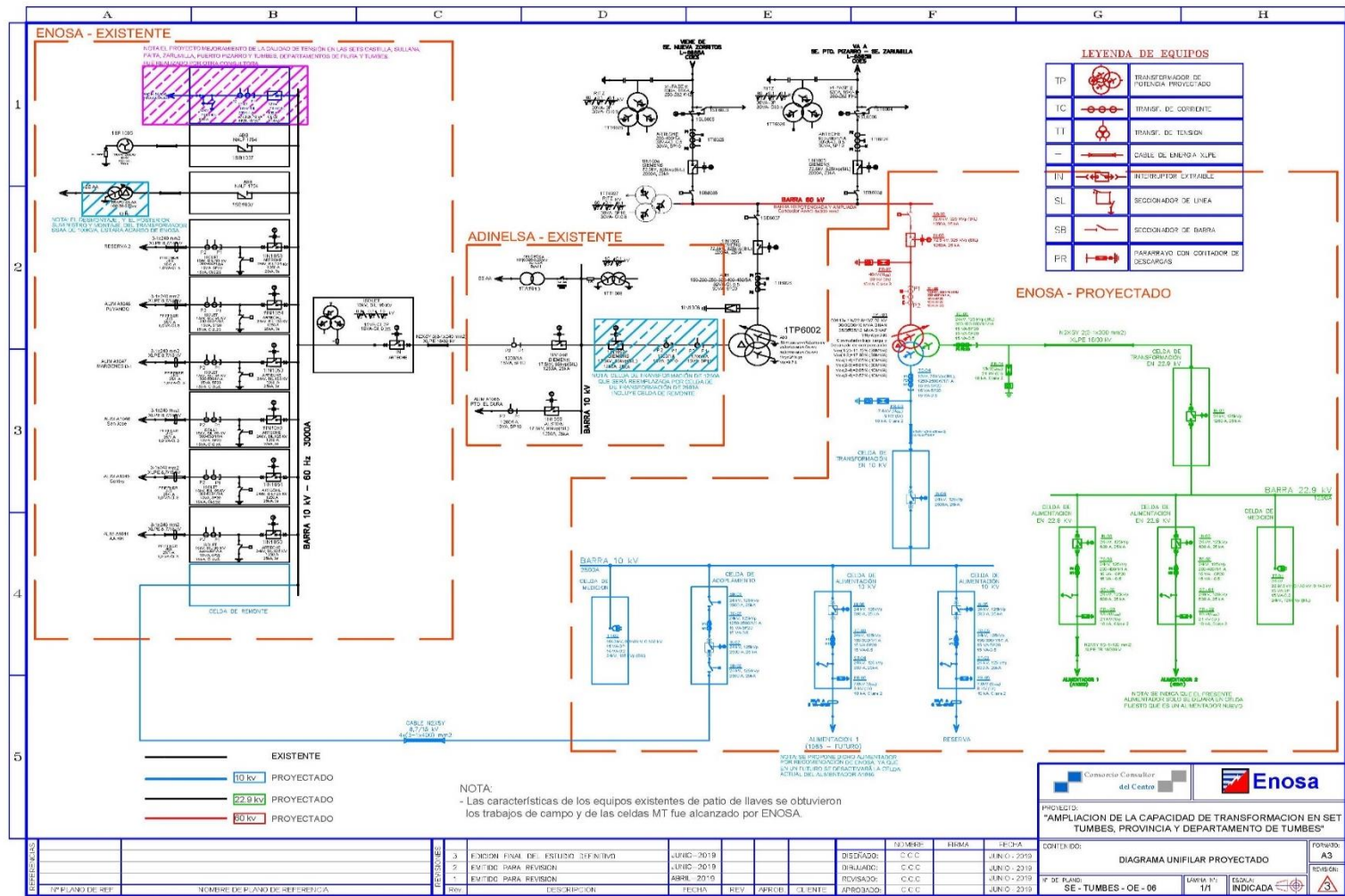
Fuente: *Elaboración propia.*

ANEXO 02 – VISTA DE PLANTA DE LA SUBESTACIÓN



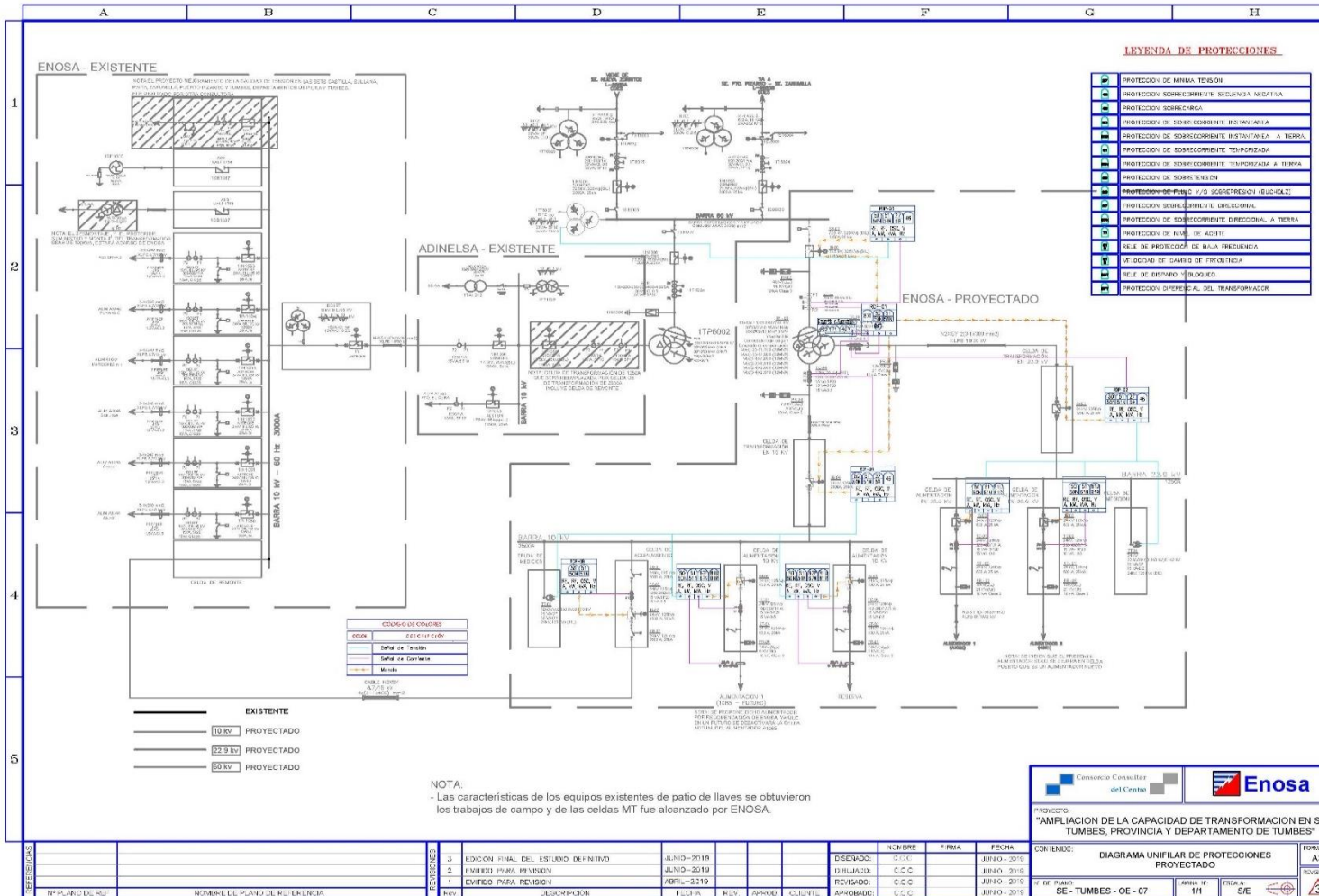
Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

ANEXO 03 – DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN



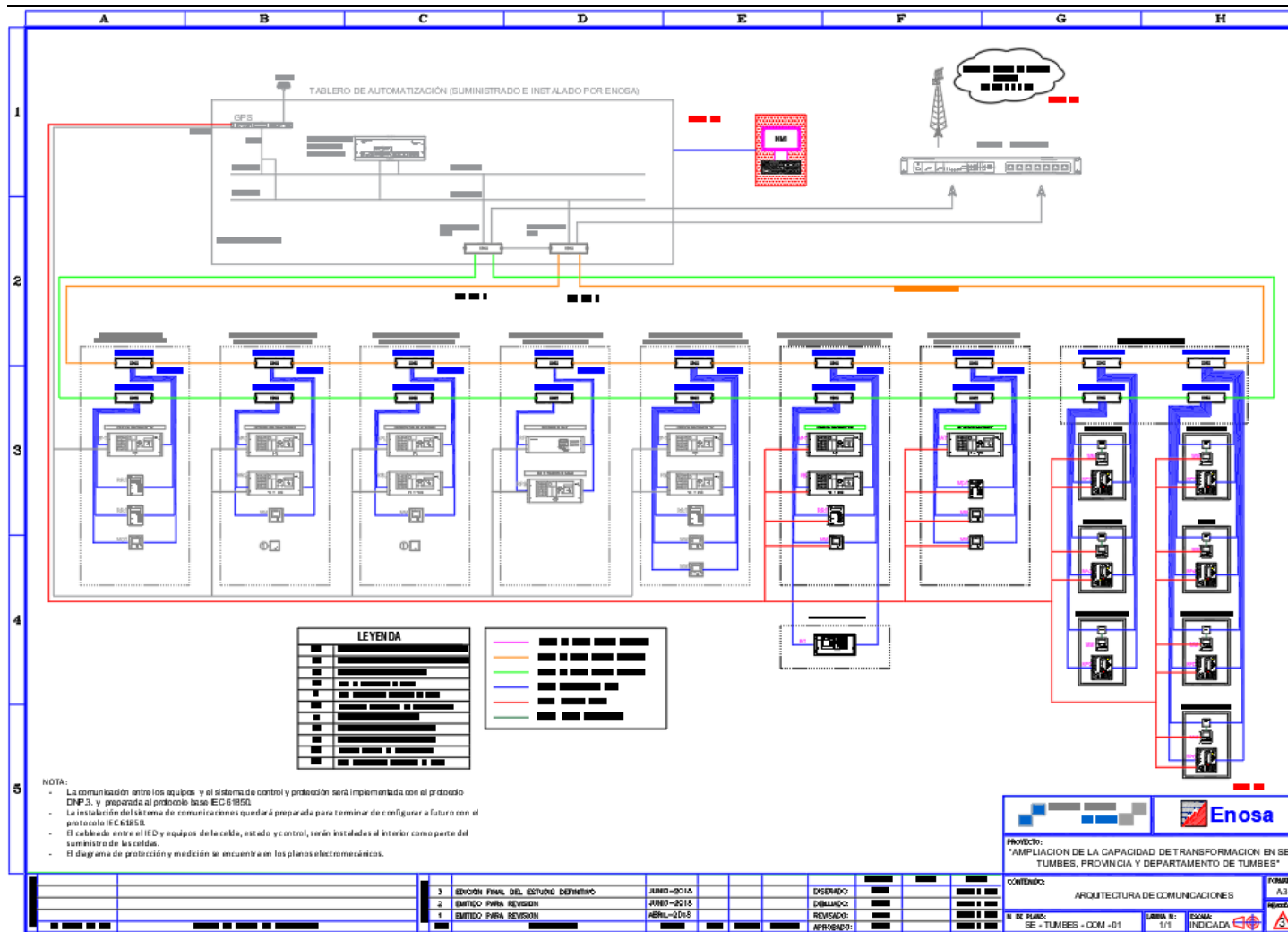
Fuente: Elaboración propia, 2020.

ANEXO 04 – DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES PROYECTADO DE LA SUBESTACIÓN



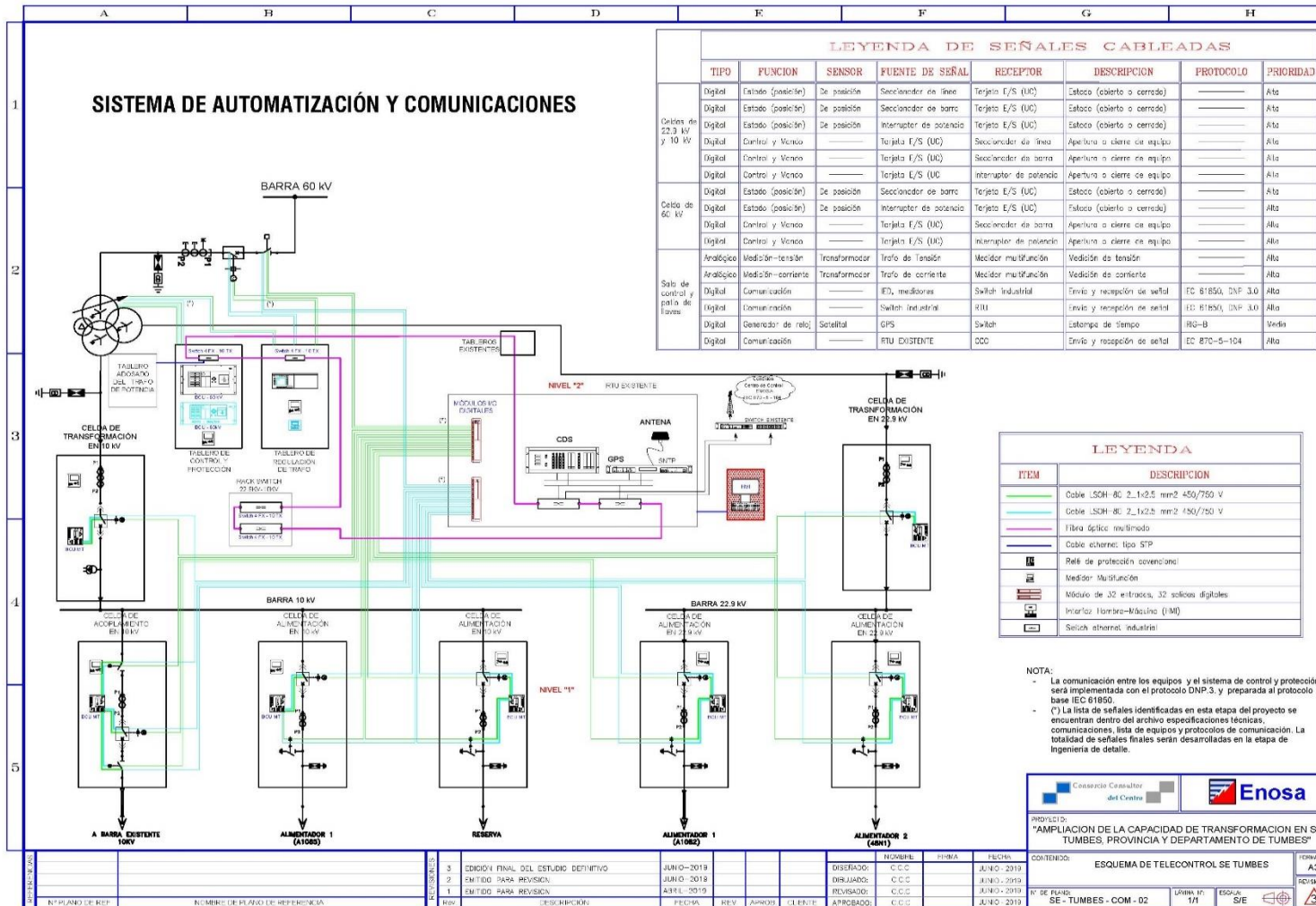
Fuente: Elaboración propia, 2020.

ANEXO 05 – DIAGRAMA UNIFILAR DE COMUNICACIONES PROYECTADO DE LA SUBESTACIÓN



Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

ANEXO 06 – DIAGRAMA UNIFILAR DE TELECONTROL PROYECTADO DE LA SUBESTACIÓN



Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

ANEXO 07 – TABLA DE DATOS TÉCNICOS – TARJETAS DE ENTRADA Y SALIDA

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	DATOS GENERALES			
1.01	Marca y Fabricante		Indicar	
1.02	Modelo		Indicar	
1.03	País de fabricación		Indicar	
1.04	Año de fabricación		2017	
1.05	Altitud de instalación	m.s.n.m.	150	
2	MODULO DE ENTRADAS DIGITALES			
2.1	Especificaciones Hardware			
2.1.01	Número de Entradas		32	
2.1.02	Entradas por Comun		8	
2.1.03	Entradas por bloque de polarización		16	
2.1.04	Conexión a Campo		Bornes o Cinta Plana.	
2.1.05	tensión de polarización (VP)		12/24/48/125VDC	
2.1.06	Intensidad de entrada por señal		1 mA a la polarización nominal	
2.1.07	Valor nominal por nivel "1"		80%VP a 120%VP	
2.1.08	Valor nominal nivel "0"		0% a 40% VP	
2.1.09	Rango de Polarización		80% a 120% PV	
2.1.10	Aislamiento por bloque de polarización		por optoacoplador 2.5kv rms	
2.1.11	Test de entradas		En Línea	
2.1.12	Protección de transitorios de tensión (Polarización)		Potencia maxima disipable 1500W para forma de onda 10/1000us Bidireccional.	
2.1.13	Protección de transitorios de tensión (entradas)		Potencia maxima disipable 600W para forma de onda 10/1000us Bidireccional.	
2.1.14	Monitor de suministro de tensión reducida (Modulo)		< 4.9VDC	
2.1.15	Consumo tipico		0.7W	
2.2	Especificaciones Software			
2.2.01	Tipo de entradas digitales		simples/dobles/ Contador lento	
2.2.02	Procesamiento		Indicación de estado, simple y doble. Contador de pulsos lento 32bits, 40hZ (flanco Simple y doble)	
2.2.03	Estampado de tiempo		resolución de 1 ms	
2.2.04	Filtrado digital (TF)		0 - 255ms.	
2.2.05	Tiempo de asentamiento (TS)		0 - 25 500ms	
2.2.06	Memoria de cambio (T M)		0 - 2550 ms.	

2.3	Cumplimiento con Estándares			
2.3.01	Marcado CE			De acuerdo a la directiva de compatibilidad electromagnética 2004/108/CEE.
	Compatibilidad electromagnética:			
2.3.02	Inmunidad Electromagnética (EN 61000-6-2)			
	* Descargas electrostáticas (EN 61000-4-2)			±8 kV por contacto y ±15 kV por aire (Nivel 4)
	* Campo radiado de RF (EN 61000-4-3)			10 V/m (Nivel 3)
	* Campo radiado de RF (ANSI C37.1)			1 V/m/MHz entre 10kHz y 25MHz (AM)
	* Campo radiado de RF (ANSI C37.90.2)			35 V/m/mHz entre 25 MHz y 1000MHz (FM)
	* Rafagas de transitorios rápidos (EN 61000-4-4).			±4 kV/6kHz en alimentación y líneas E/S (Nivel 4)
	* Ondas de Choque (EN 61000-4-5)			±2 kV en alimentación y ±1kV en líneas E/S (Nivel 3)
	* RF en modo común (EN 61000-4-6)			10 VRMS de 150kHz a 80 MHz (Nivel 3)
	* Campo magnético (EN 61000-4-8)			50 A/m a 50Hz (Nivel 4)
	* Campo magnético pulsante (EN 61000-4-9)			10 A/m a 50Hz (Nivel 3)
2.3.03	Inmunidad a microinterrupciones de			
	* Alimentación y caídas de tensión (EN 61000-4-11)			0% de tensión, 20ms (Nivel 0)
				Nivel especial:
				Caidas 30% durante 10ms.
				Caidas 60% durante 100ms.
				Caidas >95% durante 5000ms.
2.3.04	Onda Oscilatoria amortiguada-			
	* (IEC 60255-22-1, según EN 61000-4-12)			Clase III, ±2.5 kV/5 kHz (Nivel 3)
2.3.05	Onda Oscilatoria amortiguada (ANSI C37.90.1)			1 MHz a ±2.5kV.
2.3.06	Emisión Electromagnética (EN 61000-6-4)			
	* Emisión radiada (EN 55011)			Desde 30MHz a 1000MHz (Clase A)
				Desde 150kHz a 30MHz (Clase A)
	* Emisión radiada (ANSI C37.1)			a 1m desde 10kHz a 1000MHz.

Página 2

	* Emisión conducida (ANSI C37.1)		<1.5% Vpp de alimentación entre 1kHz y 10kHz
	* Emisión conducida (EN 61000-3-3)		Cumple niveles de fluctuaciones de tensión y Flicker.
	* Emisión de armónicos (EN 61000-3-2, IEC 61000-4-7)		Clase A
2.4	Seguridad Eléctrica		
2.4.01	Requisitos generales (IEC 61010-1 e IEC 255-1)		Cumple todos los requisitos indicados en las normas.
2.4.02	Rigidez dieléctrica (IEC 60255-5)		Aislamiento >100Mohm, 2 kVrms
2.4.03	Impulso de tensión (IEC 60255-5)		±5 kV en alimentación y ±4 kV en líneas E/S.
2.5	Ambientales.		
2.5.01	Ensayo de frío (IEC 60068-2-1)		-40°C durante 16h
2.5.02	Ensayo de calor (IEC 60068-2-2)		+85°C durante 16h
2.5.03	Ensayo de vibración (IEC 60068-2-6)		@2g de 9 a 350 Hz
2.5.04	Ensayo de choque mecánico (IEC 60068-2-27)		@15g, 11ms
2.5.05	Ensayo de calor humedo ciclico (IEC 60068-2-30)		de 25°C a 55°C con 96% HR, 2 Ciclos de 24h.

Fuente: *Elaboración propia, 2020.*

ANEXO 08 – METRADO Y PRESUPUESTO SUMINISTRO ELECTROMECÁNICO

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN SET TUMBES, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE TUMBES METRADO Y PRESUPUESTO ALTERNATIVA 01						
COMPONENTE: SUBESTACIÓN DE POTENCIA						
SECCIÓN A: SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UND.	CANTIDAD	P.U. (\$/)	SUB TOTAL (\$/)	TOTAL (\$/)
1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA					2,800,000.00
1.01	Transformador de Potencia 60/22.9/10/7.62 kv, 30/30/30/10 MVA(ONAN) 35/35/35/12 MVA(ONAF) incluye conmutador de tomas bajo carga, tablero de regulación, adicionalmente incluye: - Soporte para pararrayos y contador de descarga	Und.	1	2,800,000.00	2,800,000.00	
2	EQUIPO DE PATIO DE LLAVES PARA 60KV					221,831.64
2.01	INTERRUPTOR DE POTENCIA					
02.01.01	Interruptor de potencia tripolar 72,5kV, 325kVp(BIL), 2000A, 25kA con medio de extinción en SF6, incluye soporte de estructura metálica y dispositivos de mando	Und.	1	87,312.00	87,312.00	
2.02	SECCIONADOR DE BARRA					
02.02.01	Seccionador de barra tripolar 72,5kV, 325 kVp (BIL), 2000 A, 25kA, instalación vertical (en portico), con accionamiento manual y con motor	Und.	1	33,456.00	33,456.00	
2.03	PARARRAYO DE OXIDO METÁLICO					
02.03.01	Pararrayo con contador de descarga 9kV (Ur), 10KA, Clase 2	Und.	3	2,500.00	7,500.00	
02.03.02	Pararrayo con contador de descarga 21kV (Ur), 10KA, Clase 2	Und.	3	4,800.00	14,400.00	
02.03.03	Pararrayo con contador de descarga 48kV (Ur), 10KA, Clase 2	Und.	3	6,500.00	19,500.00	
2.04	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE					
02.04.01	Transformador de corriente con tres devanados secundarios uno para medición clase 0.2, 30 VA y dos para protección clase SP20, 30 VA, relación 400-300-250/5/5/5 A: incluye caja de agrupamiento	Und.	3	19,887.88	59,663.64	
3	ESTRUCTURAS METÁLICAS					79,007.20
3.01	ESTRUCTURAS METÁLICAS					
03.01.01	Soporte de acero galvanizado para transformador de corriente	Und.	3	1,440.00	4,320.00	
03.01.02	Castillete para cable de guarda	Und.	4	350.00	1,400.00	
03.01.03	Soporte de acero galvanizado para bajada de cables de energía en 22.9 v 10 kv	Und.	2	1,440.00	2,880.00	
3.01	PÓRTICOS PARA 60KV					
03.01.01	Pórtico metálico celosía (01 columnas de 11 metros, incluye castillete)	Und.	2	11,131.60	22,263.20	
03.01.02	Pórtico metálico celosía (01 viga de 6 metros)	Und.	5	9,628.80	48,144.00	
4	CONDUCTORES, CABLE DE ENERGÍA CONTROL Y ACCESORIOS					332,082.76
4.01	CONDUCTORES PARA BARRA FLEXIBLE					
04.01.01	Conductor AAAC 240 mm2	m.	80	9.80	784.00	
4.01	CONDUCTORES PARA BARRA FLEXIBLE					
04.01.01	Aislador polimerico tipo suspensión	Und.	6	666.90	4,001.40	
04.01.02	Grapa de Al tipo pistola de 3 penos para conductor de 240 mm2	Und.	6	110.00	660.00	
04.01.03	Grillete de A"G" recto	Und.	6	17.26	103.56	
4.02	CABLES DE CONTROL Y MEDIDA					
04.02.01	Cable N2XSY de 1 kv y cable NY 4x4mm2; 16x2.5mm2; 16x1.5mm2; 4x2.5mm2; 7x1.5mm2	Gbl	1	35,500.00	35,500.00	
4.03	CABLES DE ENERGÍA Y TERMINALES					
04.03.01	Cable unipolar N2XSY - XLPE 240 mm2, 17.5 kv	m.	1740	72.14	125,523.60	
04.03.02	Cable unipolar N2XSY - XLPE 240 mm2, 36 kv	m.	660	82.37	54,364.20	
04.03.02	Cable unipolar N2XSY - XLPE 120 mm2, 36 kv	m.	960	79.35	76,176.00	
04.03.03	Terminal autocontrolable tipo exterior 36 kv para cable N2XSY 240mm2	Kit.	2	2,565.00	5,130.00	
04.03.04	Terminal autocontrolable tipo interior 36 kv para cable N2XSY 240mm2	Kit.	2	2,374.00	4,748.00	
04.03.05	Terminal autocontrolable tipo exterior 17.5 kv para cable N2XSY 240mm2	Kit.	4	1,550.00	6,200.00	
04.03.06	Terminal autocontrolable tipo interior 17.5 kv para cable N2XSY 240mm2	Kit.	12	1,334.00	16,008.00	
04.03.05	Terminal autocontrolable tipo exterior 17.5 kv para cable N2XSY 120mm2	Kit.	1	1,550.00	1,550.00	
04.03.06	Terminal autocontrolable tipo interior 17.5 kv para cable N2XSY 120mm2	Kit.	1	1,334.00	1,334.00	
5	ACCESORIOS DE CONDUCTORES Y CABLES					6,177.46
5.01	CONECTORES PARA CONDUCTORES Y CABLES					
05.01.01	Conector en T cable pasante AAAC 240mm2	Und.	3	185.36	556.08	
05.01.02	Conector acodado 90° cable AAAC 240mm2 Pletina	Und.	3	185.36	556.08	
05.01.03	Conector Recto Cable AAAC 240mm2 Pletina	Und.	15	171.02	2,565.30	
5.02	TERMINALES PARA CABLE DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN					
05.02.01	Terminales tipo compresión para Cable de Control, medida y protección	Glb.	1	2,500.00	2,500.00	
6	SISTEMA DE TUBERÍAS					4,412.00
6.01	Tubo de pvc - sap de 1"	m.	70	15.20	1,064.00	
06.02.00	Tubo de pvc - sap de 2"	m.	50	20.56	1,028.00	
06.03.00	Tubo conduit de 2"	m.	20	116.00	2,320.00	
7	TABLERO DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN Y SSAA					238,000.00
7.01	Tablero de protección y medición del transformador, incluye analizadores y reles de protección	Und.	1	238,000.00	238,000.00	
8	CELIDAS BLINDADAS DE MEDIA TENSIÓN					2,028,000.00
8.01	CELIDAS PARA 22.9KV					
08.01.01	Celda de Transformador - Simple barra 22.9 kv Gabinete auto soportado de 24 kv, 125 kVp (BIL), 1600 A, 25 kA con el siguiente equipamiento: - 03 Transformadores de corriente para medición y protección - 03 Transformadores de tensión para medición y protección - 01 Interruptor de potencia - 01 Seccionadores de Barra	Und.	1	290,000.00	290,000.00	

Fuente: Elaboración propia, 2020.