

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra ADINELSA

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista.

Elaborado por

Oswaldo Sanchez Huarcaya

 [0009-0003-0108-1121](https://orcid.org/0009-0003-0108-1121)

Asesor

Dr. Dinau Velazco Lorenzo

 [0000-0003-4363-6204](https://orcid.org/0000-0003-4363-6204)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Sanchez Huarcaya [1]
Referencia/Reference	[1] O. Sanchez Huarcaya, " <i>Diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra ADINELSA</i> " [Trabajo de Suficiencia Profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Sanchez , 2025)
Referencia/Reference	Sanchez, O. (2025). <i>Diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra ADINELSA</i> . [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis padres y en especial a mi hermano, Henry Maldonado Huarcaya, por estar acompañando siempre a mi madre y me permite avanzar en mis proyectos sin la necesidad de preocuparme. Gracias por estar presente siempre, eso me da impulso y motivación constantemente para cumplir con el objetivo de titularme.

Agradecimientos

Un agradecimiento al Dr. Dinau Velazco, por su asesoría en la elaboración del presente trabajo de suficiencia profesional, lo cual me permitió culminar de forma exitosa el trabajo.

Resumen

Adinelsa, empresa dedicada al suministro de energía eléctrica en el sector rural de Perú, en un inicio no contaba con un centro de control de operaciones para la adquisición de datos de los equipos de protecciones instalados en campo, y los equipos instalados en campo en su mayoría estaban defectuosos y no contaban con un estudio de coordinación de protecciones, estas deficiencias hacían que Adinelsa afronte altos costos en compensación por interrupciones no programadas y también conflictos con los clientes finales. En ese sentido, en el presente trabajo se describe los procedimientos técnicos y metodologías para desarrollar el diseño de un sistema de control utilizando protocolos actualizados de comunicación, asimismo para que haya un buen resultado del sistema en general es necesario analizar también el equipo a controlar que es un dispositivo inteligente (IED) o relé microprocesador que está instalado en campo y desempeña un papel importante en el sistema eléctrico en conjunto dado su configuración de protecciones que nace de la elaboración de estudios eléctricos de sistemas de potencia. Luego de la elaboración de ingeniería, se procedió a realizar los trabajos en campo para llegar a una etapa experimental donde se analiza los resultados según planteamiento. Se concluye que luego de la implementación del proyecto se obtuvo resultados óptimos en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa y como resultado final un alto rendimiento en la calidad de suministro de energía eléctrica en sus áreas de concesión.

Palabras clave — Diseño de un sistema de control, relé microprocesador, estudios eléctricos de sistemas de potencia, calidad de suministro de energía eléctrica.

Abstract

Adinelsa, a company dedicated to the supply of electric energy in the rural sector of Peru, initially did not have an operations control center for the acquisition of data from the protection equipment installed in the field, and the equipment installed in the field was mostly defective and did not have a protection coordination study. These deficiencies caused Adinelsa to face high costs in compensation for unscheduled interruptions and also conflicts with end customers. In this sense, this work describes the technical procedures and methodologies to develop the design of a control system using updated communication protocols. Likewise, in order to have a good result of the system in general, it is necessary to also analyze the equipment to be controlled, which is an intelligent device (IED) or microprocessor relay that is installed in the field and plays an important role in the electrical system as a whole given its protection configuration that arises from the development of electrical studies of power systems. After the engineering development, the field work was carried out to reach an experimental stage where the results are analyzed according to the approach. It is concluded that after the implementation of the project, optimal results were obtained in the real-time operation of the electrical systems managed by Adinelsa and, as a final result, a high performance in the quality of the supply of electrical energy in its concession areas.

Keywords — Design of a control system, microprocessor relay, electrical studies of power systems, quality of electrical energy supply.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen	v
Abstract.....	vi
Introducción	xxiii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación	3
1.2.1 Situación problemática.....	3
1.2.2 Problema a resolver.....	5
1.2.3 Planteamiento del problema	6
1.2.4 Formulación del problema de investigación	8
1.2.5 Sistematización del problema de investigación	8
1.3 Objetivos del estudio	8
1.3.1 Objetivo general.....	9
1.3.2 Objetivos específicos	9
1.3.3 indicadores de logro de los objetivos	9
1.4 Antecedentes investigativos	17
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	23
2.1 Marco teórico.....	23
2.1.1 Consideraciones de diseño.....	23
2.1.2 Normas internacionales	23
2.1.3 Reglamentos técnicos nacionales.....	25
2.1.4 Teoría, formulas, procedimientos, gráficos y tablas que se va a utilizar en el objetivo número 1	27
2.1.5 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 2.....	30

2.1.6 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 3	65
2.1.7 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 4	81
2.1.8 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 5	118
2.1.9 Consideraciones de nivel de riesgo en la rotación en el mercado de los equipos de protecciones y comunicaciones	119
2.2 Marco conceptual	120
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	125
3.1 Análisis de la problemática	125
3.1.1 Metodología.....	125
3.1.2 Aspectos de gestión	134
3.1.3 Relación entre objetivos específicos con los requerimientos obtenidos	158
3.2 Diseño de una solución.....	162
3.2.1 Planteamiento de una solución	163
3.2.2 Etapa experimental.....	307
3.2.3 Resultados obtenidos	325
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados	336
4.1 Plan de pruebas	336
4.1.1 Asignación de niveles y rangos.....	336
4.1.2 Valores de referencia.....	336
4.2 Ejecución de pruebas	337
4.2.1 Pruebas para el objetivo específico 5.....	337
4.3 Resultados finales	342
4.3.1 Resultados de forma tabular.....	342
4.3.2 Resultados de forma grafica	343
Conclusiones	344

Recomendaciones	347
Referencias bibliográficas	348
Anexos.....	352

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Niveles de logro de indicadores y valoración.....	10
Tabla 2: Indicadores de logro de los objetivos específicos.....	11
Tabla 3: Sub-Indicadores de logro del objetivo 1.	12
Tabla 4: Valoración del indicador X1.1.1.....	13
Tabla 5: Valoración del indicador X1.1.2.....	13
Tabla 6: Valoración del indicador X1.2.1.....	13
Tabla 7: Valoración del indicador X1.2.2.....	14
Tabla 8: Valoración del indicador X1.2.3.....	14
Tabla 9: Valoración del indicador X1.2.4.....	15
Tabla 10: Valoración del indicador X1.3.1.....	15
Tabla 11: Valoración del indicador X1.3.2.....	15
Tabla 12: Valoración del indicador X1.4.1.....	16
Tabla 13: Valoración del indicador X1.4.2.....	16
Tabla 14: Peso de los indicadores.	17
Tabla 15: Límite permisible de indicadores NIC y DIC.	29
Tabla 16: Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas ANSI. ..	100
Tabla 17: Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas IEC.	100
Tabla 18: Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas IEEE-U.	102
Tabla 19: Método de selección del tipo de falla	115
Tabla 20: Ajustes básicos para caculo de localizador de falla en reconectador <i>Noja Power</i>	117
Tabla 21: Empresas que tienen los equipos para ser vendidos en el mercado del Perú.	120
Tabla 22: Asignación de códigos a los recursos.	136
Tabla 23: Modelo de los sistemas de servidores.....	137

Tabla 24: Modelo de los sistemas de <i>router</i> y <i>switch</i> .	137
Tabla 25: Modelo del servidor histórico.	138
Tabla 26: Modelo del servidor web.	138
Tabla 27: Modelo del <i>firewall</i> .	139
Tabla 28: Modelo del GPS.	139
Tabla 29: Modelo de los equipos de clientes Scada.	139
Tabla 30: Dimensionamiento estimado de puntos para el sistema Scada.	143
Tabla 31: Cantidades de equipos requeridas del proyecto de trabajo.	146
Tabla 32: Sistemas eléctricos de integración.	151
Tabla 33: Objetivos específicos y requerimientos.	158
Tabla 34: Asignación de recursos por actividad.	159
Tabla 35: Cuadro resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2022-1 y la compensación.	168
Tabla 36: Cuadro resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2022-2 y la compensación.	171
Tabla 37: Lista de señales de entradas binarias.	191
Tabla 38: Lista de señales de salidas binarias.	193
Tabla 39: Lista de señales de entradas analógicas.	194
Tabla 40: Lista de equipos existentes a ser integrados al Scada.	196
Tabla 41: Lista de equipos nuevos a ser integrados al Scada.	198
Tabla 42: Parámetros de comunicaciones en los equipos existentes de Adinelsa.	199
Tabla 43: Parámetros de comunicaciones en los equipos nuevos de Adinelsa.	201
Tabla 44: Tabla de datos técnicos del <i>software</i> Scada.	204
Tabla 45: Tabla de suministro de equipos de protección y accesorios.	245
Tabla 46: Tabla de datos técnicos de equipo de protección de que se requiere para Adinelsa.	252
Tabla 47: Sistemas eléctricos en estudio.	263
Tabla 48: Ubicación de los sistemas eléctricos de la UO1.	264

Tabla 49: Número de usuarios beneficiados con el proyecto.	265
Tabla 50: Reguladores automáticos de tensión	266
Tabla 51: Líneas primarias que intervienen en el estudio.	267
Tabla 52: Ajuste existente del reconector ECC-M000830-SER Cora Cora.	268
Tabla 53: Registro de tensión y corrientes en el Equipo ECC-M000830-SER_Coracora.	270
Tabla 54: Parámetros eléctricos de equipos de protección de la empresa ENEL	271
Tabla 55: Parámetros eléctricos de equipos de protección de la empresa Electrodonas.	273
Tabla 56: Tabla de datos en formato GIS de las subestaciones de Adinelsa, SER Acari Chala.	275
Tabla 57: Tabla de datos en formato GIS de los tramos de media tensión de ADINELSA.	276
Tabla 58: Ajustes propuestos del reconector ECC-M000830-SER Coracora.	283
Tabla 59: Indicadores de Confiabilidad del AMT HU-A002P - Equipos Existentes.	289
Tabla 60: Valores de impedancia de una línea eléctrica.	293
Tabla 61: Características mecánicas de los conductores.....	293
Tabla 62: Parámetros típicos de impedancia de las líneas de media tensión - 1.....	294
Tabla 63: Parámetros típicos de impedancia de las líneas de media tensión - 2	296
Tabla 64: Lista de equipos a ser instalados en el sistema eléctrico Coracora 1.....	311
Tabla 65: Lista de equipos a ser instalados en el sistema eléctrico Coracora 2.....	312
Tabla 66: Lista de actividades a desarrollarse en la instalación de un reconector durante corte de energía.....	313
Tabla 67: Lista de personales para desarrollar el montaje del reconector.....	314
Tabla 68: Lista de herramientas, maquinarias y equipos para montaje de reconector.	314
Tabla 69: Metrado de materiales para el montaje electromecánico del reconector. ..	316
Tabla 70: Lista de equipos intervenidos.	320

Tabla 71: Indicadores de Confiabilidad del AMT HU-A002P.	325
Tabla 72: Evaluación de Indicadores de Confiabilidad del AMT HU-A002P - Equipos Existentes vs Propuestos.....	327
Tabla 73: Lista de interrupciones de los equipos de protección de Adinelsa en la etapa de estudio.....	329
Tabla 74: Lista las funciones de operación en el año 2023-1 del equipo EHS-M000030 del SER Huaura Sayán.	330
Tabla 75: Lista las funciones de operación en el año 2023-2 del equipo EHS-M000030 del SER Huaura Sayán.	331
Tabla 76: Resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación. .	333
Tabla 77: Segunda parte de resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación.....	334
Tabla 78: Tercera parte de resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación.....	335
Tabla 79: Resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-2 y compensación. .	335
Tabla 80: Valoración del indicador X5.1.1.....	337
Tabla 81: Valoración del indicador X5.1.2.....	337
Tabla 82: Valoración del indicador X5.2.1.....	338
Tabla 83: Valoración del indicador X5.2.2.....	338
Tabla 84: Valoración del indicador X5.2.3.....	338
Tabla 85: Valoración del indicador X5.2.4.....	339
Tabla 86: Valoración del indicador X5.3.1.....	339
Tabla 87: Valoración del indicador X5.3.2.....	340
Tabla 88: Valoración del indicador X5.4.1.....	340
Tabla 89: Valoración del indicador X5.4.2.....	340
Tabla 90: Peso de los indicadores del objetivo 5.	341
Tabla 91: Nivel de logro del objetivo específico 1.	342
Tabla 92: Nivel de logro del objetivo específico 2.	342

Tabla 93: Nivel de logro del objetivo específico 3.	342
Tabla 94: Nivel de logro del objetivo específico 4.	342
Tabla 95: Nivel de logro del objetivo específico 5.	342

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Tablero de un reconectador automático antiguo en la CH Santa Leonor dentro de SER Santa Leonor de Adinelsa.	2
Figura 2 : Equipo de protección que no cuentan con protocolos actualizados de comunicación SER Castrovirreyna de Adinelsa.	3
Figura 3: Evolución de compensaciones NIC – DIC de 2022 a 2023.	4
Figura 4: Compensación LCE 2022 a 2023.	5
Figura 5: Diagrama unifilar SE Tumbes.	19
Figura 6: Diagrama unifilar SE Machahuay.....	20
Figura 7: Diagrama unifilar SE Jesus-Arequipa.....	22
Figura 8: Secuencia de procedimientos para formular y ejecutar un proyecto de inversión.	31
Figura 9: Flujograma ciclo de Inversión en el Invierte.pe.	33
Figura 10: Equipos de campo que presentan nivel 0 de operación.	35
Figura 11: Equipos de campo que presentan nivel 1 de operación.	36
Figura 12: Equipos de campo que presentan nivel 2 de operación	37
Figura 13: Equipos de campo que presentan nivel 3 de operación.	37
Figura 14: Arquitectura típica de una estación maestra.	47
Figura 15: Imagen de <i>router</i> celular y sus aplicaciones.....	47
Figura 16: Red inalámbrica industrial	48
Figura 17: Arquitectura de la funcionalidad de un router celular	49
Figura 18: Equipo encargado de conmutar datos en una red LAN (capa 2)	50
Figura 19: Manejo de tramas en VLAN	51
Figura 20: Servidor de centro de control de Adinelsa.....	51
Figura 21: Precisión vs. estabilidad de un reloj	52
Figura 22: Sincronización de tiempo por protocolo SNTP/NTP.	53
Figura 23: Tipos de incidentes de ciberseguridad	54

Figura 24: Arquitectura típica de un <i>firewall</i> OT.	55
Figura 25: Parámetros de filtro en un <i>firewall</i>	55
Figura 26: Distribución de espectros electromagnéticos en Lima y Callao.	57
Figura 27: Distribución de espectros electromagnéticos en las provincias de Lima y Callao.	57
Figura 28: Evolución de la industria.	59
Figura 29: Evolución histórica de los protocolos de las industriales.	59
Figura 30: Trama RTU del protocolo <i>Modbus</i>	60
Figura 31: Propiedades del protocolo IEC61850.....	61
Figura 32: Topologías del protocolo DNP3.	62
Figura 33: Designación de clases en una señal DNP3.....	62
Figura 34: Representación de la arquitectura de comunicaciones.	63
Figura 35: Configuración al relé del reconectador automático.....	66
Figura 36: Topes para cada procedimiento de selección para la contratación de bienes, servicios y obras - Régimen General 2024 vigente.	67
Figura 37: Reconectador automático de media tensión	69
Figura 38: Controlador de un reconectador automático de media tensión.....	69
Figura 39: Módulo relé de reconectador automático de media tensión.	70
Figura 40: Características técnicas de relé de un reconectador automático.....	72
Figura 41: Características técnicas de conexión de relé un reconectador automático.....	73
Figura 42: Módulos de controlador de un reconectador automático de media tensión	75
Figura 43: Módulo relé de última generación de reconectador automático de media tensión.	75
Figura 44: Instalación de un reconectador automático en subestación de potencia 76	
Figura 45: Muestra de instalación del reconectador automático en fabrica 77	
Figura 46: Pruebas tipo de arco interno practicada al reconectador <i>Noja Power</i> 80	
Figura 47: Pruebas de tensión de sostenimiento a reconectador..... 81	
Figura 48: Curvas de protección en <i>software DigSILENT</i> 88	

Figura 49: Criterios de salvar carga.	92
Figura 50: Falla temporizada que provoca hueco de tensión.	93
Figura 51: Operación de un elemento direccional.	103
Figura 52: Sombra eléctrica en la superficie del suelo.	105
Figura 53: Diagrama de flujo básico para el análisis de confiabilidad.....	107
Figura 54: Componentes de secuencia.....	110
Figura 55: Componentes simétricas representación fasorial.	112
Figura 56: Cronograma de elaboración de informe de suficiencia.....	132
Figura 57: Cronograma de trabajo de integración de equipos de protección.....	132
Figura 58: Cronograma de trabajo de instalación de nuevos equipos de protección.....	133
Figura 59: Cronograma de trabajo de elaboración de estudios eléctricos.	134
Figura 60: Organigrama del proyecto.....	136
Figura 61: Características principales del reconectador automático.....	140
Figura 62: Listado de postes y las observaciones que presenta el proyecto Scada. ..	153
Figura 63: Postores finalistas con los montos de oferta del proyecto Scada.	153
Figura 64: Listado de postes y las observaciones que presenta el proyecto de adquisicion de equipos de proteccion.	155
Figura 65: Listado de postes del proyecto en elaboración de estudios eléctricos	156
Figura 66: Listado de postes finalistas proyecto en elaboración de estudios eléctricos	157
Figura 67: Diagrama de bloques de planeamiento del proyecto.....	162
Figura 68: Medición de tensión anormal de batería de reconectador marca Entec.	163
Figura 69: SAIDI disgregado por tipo de interrupción.....	164
Figura 70 SAIDI acumulado con el histórico del año anterior y el previsto.	164
Figura 71: Pruebas de comunicaciones para la operación remota.	165
Figura 72: Llenado de datos en el módulo de interrupción de la plataforma Sielse.	167
Figura 73: Módulo de verificación del número de suministros afectados.....	167
Figura 74: Vista externa de la sala de operación (Adinelsa).....	174

Figura 75: Esquema unifilar del sistema Coracora, Acari Chala, Ayacucho Sur y Quicacha.	203
Figura 76: Arquitectura de comunicaciones de sistema Scada de Adinelsa.	206
Figura 77: Ventana de instalación del Zenon.	208
Figura 78: Modulo historización del Zenon.....	209
Figura 79: Integración GIS (sistema de información geográfica)	212
Figura 80: Instalación del <i>software</i> en el servidor de desarrollo	214
Figura 81: Flujo de datos en el sistema de control	217
Figura 82: Modulo <i>Startup Tool</i>	218
Figura 83: Creación de nuevo proyecto	219
Figura 84: Propiedades del proyecto	220
Figura 85: Propiedades del proyecto pantallas	220
Figura 86: Selección <i>driver</i>	221
Figura 87: Configuración de <i>driver</i>	222
Figura 88: Tipos de datos	223
Figura 89: Crear variables	224
Figura 90: Pantalla marco	226
Figura 91: Filtro de eventos	229
Figura 92: Propiedades de eventos	230
Figura 93: Pantalla eventos	230
Figura 94: Matriz de reacción.....	232
Figura 95: Filtro de alarmas	233
Figura 96: Propiedades de alarmas	233
Figura 97: Pantalla alarmas	234
Figura 98: Pantalla tendencias.....	235
Figura 99: Filtro de tendencias.....	236
Figura 100: Filtro de datos	237
Figura 101: Creación de usuarios	239

Figura 102: Propiedades del usuario	239
Figura 103: Controladores defectuosos de equipos de protección marca <i>Noja Power</i> y <i>Entec</i>	240
Figura 104: Display HMI defectuoso de un reconectador automático de marca G&W	240
Figura 105: Controlador de reconectador <i>Cooper</i> deficiente en la conexión al <i>software</i> propietario.....	241
Figura 106: Protecciones mínimas esenciales de reconectador ABB PCD2000	241
Figura 107: Tanque y controlador de un reconectador automático de media tensión....	246
Figura 108: Tipos de tanque para distintas aplicaciones de redes de distribución	246
Figura 109: Ingreso de datos al generador de tabla DGS	277
Figura 110: Ingreso de datos de nivel de tensión al generador de tabla DGS.....	277
Figura 111: Dibujo unifilar en el <i>software DigSILENT</i> de Set Pueblo Nuevo en el SER Pampa Concón.....	278
Figura 112: Ingreso de características técnicas al <i>software DigSILENT</i>	278
Figura 113: Dibujo de los sistemas eléctricos de la UO2 en el GIS del <i>DigSILENT</i>	279
Figura 114: Cortocircuito en los nodos del sistema eléctrico Pampa Concón	279
Figura 115: Dibujo del sistema Pampa Concón en el <i>DigSILENT</i>	280
Figura 116: Perfil de nivel de cortocircuito del SER Pampa Concón	281
Figura 117: Perfil de tensión en demanda máxima, media y mínima del SER Pampa Concon	281
Figura 118: Verificación de Fases/Tierra - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes existentes	282
Figura 119: Verificación de Fases - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes propuestos.....	282
Figura 120: Verificación de Tierra - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes propuestos	283

Figura 121: Verificación de Fases/Tierra - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes existentes	284
Figura 122: Verificación de Fases - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes propuestos.....	285
Figura 123: Verificación de Fases - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes propuestos.....	285
Figura 124: Verificación de Fases/Tierra Ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes	286
Figura 125: Verificación de Fases Ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes .	287
Figura 126: Verificación de Tierra Ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes..	287
Figura 127: Ingreso de parámetros de confiabilidad al software de calculo.....	288
Figura 128: Ubicación optima Saidi y Saifi del alimentador HU-A002P	289
Figura 129: Módulo de ingreso de datos de la función localizador de falla.....	290
Figura 130: Relación entre en RMG a partir de su radio exterior de un cable	291
Figura 131: Unifilar del sistema eléctrico de Cora Cora indicando el tipo de red y la distancia máxima de operación.....	295
Figura 132: Funcionalidades especiales de automatización de reconectador <i>Noja Power</i>	297
Figura 133: Condiciones del detector de perdida de suministro	297
Figura 134: Consideraciones de la funcionalidad UV3 Autoclose.....	298
Figura 135: Configuración de la funcionalidad UV3	299
Figura 136: Configuración de la funcionalidad VRC.....	301
Figura 137: Consideraciones de la funcionalidad ACO	303
Figura 138: Configuración de la funcionalidad ACO.....	303
Figura 139: Configuración del protocolo de comunicación de la funcionalidad ACO	304
Figura 140: Consideraciones de la funcionalidad LSRM	305
Figura 141: Valores de configuración de que los agentes eléctricos deben implementar en sus relés de protección	306

Figura 142: Configuración de la funcionalidad derivada de frecuencia.....	307
Figura 143: Configuración de la funcionalidad derivada de frecuencia en el módulo lógica del relé <i>Noja Power</i>	307
Figura 144: Desembalaje de equipos de comunicación y UPS	308
Figura 145: Montaje de gabinete UPS	308
Figura 146: Gabinete Scada en sala de datos TIC.....	309
Figura 147: Desembalaje de equipos de comunicación y UPS	309
Figura 148: Montaje de <i>workstation</i>	310
Figura 149: Jerarquía de responsabilidades para montaje de reconectador	315
Figura 150: Montaje de reconectador <i>Noja Power</i>	317
Figura 151: Configuración de nuevos ajustes de protección y sistemas de automatización	317
Figura 152: Router celular IR305 marca Inhand instalado en los 40 reconectores	318
Figura 153: Antena celular TLBF60-4G marca Tianlu instalado en los 40 reconectores	318
Figura 154: Instalación de router celular en Reconectador ECC-M002020	321
Figura 155: Pantalla de panel general	322
Figura 156: Pantalla de arquitectura general	322
Figura 157: Pantalla unifilar de la subestación Andahuasi	323
Figura 158: Pantalla despliegue del reconectador	323
Figura 159: Pantalla alarmas	324
Figura 160: Pantalla eventos	324
Figura 161: Pantalla tendencias.....	325
Figura 162: Evolución de los índices de confiabilidad a medida que se implementa los equipos de protección del alimentador HU-A002P	326
Figura 163: Tiempo de posición de los reconectores en estado abierto	328
Figura 164: Conteo de posición de los reconectores	328

Figura 165: Descarga de registro de oscilografía para análisis de fallas del equipo EHS-	
M000030	332
Figura 166: Nivel de logro por objetivo específico	343
Figura 167: Valoración por objetivo específico	343

Introducción

Adinelsa, es parte del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe) y adscrita al sector de Energía y Minas (Minem), es una entidad pública dedicada a la distribución de electricidad en el sector rural, cuenta con instalaciones de transmisión y distribución para llevar la energía eléctrica desde las instalaciones de transmisión hacia los clientes finales. Además, desarrolla actividades de generación hidroeléctrica a pequeña escala. El territorio de concesión es en todo el Perú. Por lo tanto, se constituye como un organismo público que, para el logro de sus metas operativas institucionales, debe abastecerse de bienes, servicios y obras que aplican mecanismos que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico, a fin de cumplir con las mayores exigencias, funciones y responsabilidades establecidas en la Normativa del Subsector Electricidad, procedimientos de Osinergmin y demás normas.

Debido a la ejecución de obras de electrificación rural, los alimentadores involucrados en los diferentes proyectos de electrificación ejecutados desde el año 1998 (en operación), operan más de 6000 km de redes de media tensión a cargo de Adinelsa, de los cuales el 100% corresponde a redes de electrificación rural.

Ahora es de necesidad de verificar la eficiencia de operación, con los resultados de los indicadores NIC DIC que impacta directamente en la calidad del servicio eléctrico – Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE “Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales (NTCSER)”, además en las compensaciones por LCE.

En el capítulo 1, Parte introductoria del trabajo, se explican las generalidades del trabajo, la descripción del problema, los objetivos y antecedentes investigativos. En el capítulo 2, Marcos teórico y conceptual, incluye los aspectos teóricos a tomar en cuenta en el presente trabajo. El capítulo 3, Desarrollo del trabajo de investigación, implica las actividades descritas a través de un plan de trabajo. En el capítulo 4, Análisis y discusión de los resultados, desarrollo un análisis referente a los resultados del presente trabajo de suficiencia profesional.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

Los sistemas eléctricos rurales de Adinelsa, actualmente en operación, cuentan con equipos de protección que han sido instalados y puestos en marcha por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas entre los años 1998 y 2023 y por la gestión del departamento técnico de Adinelsa. Esto debido a que las cargas y equipos eléctricos del sistema eléctrico están sometidos a eventos transitorios y permanentes de fallas eléctricas.

Estos equipamientos de protección montados en las líneas de media tensión de las zonas rurales presentan deficiencias en su operación y control para la eliminación de fallas causados por perturbaciones en el sistema eléctrico. También, se le suma que Adinelsa no cuenta con un sistema de control de telemetría inalámbrica de sus equipos de protección y maniobra en campo. Por ende, no hay un centro de control de operaciones con personal capacitado en análisis avanzados de fallas eléctricas. Por último, tampoco se cuenta con los estudios eléctricos actualizados y enfocados a las características propias que tiene las redes de Adinelsa. Todo esto conlleva a que la operación del sistema sea ineficiente y como resultado se afronta gastos elevados en penalidades y de operación del sistema propiamente dicha.

Por lo tanto, la finalidad de este trabajo es dar a conocer la ingeniería de solución integral de las deficiencias que posee Adinelsa, en su operación de sus sistemas eléctricos que administra. Las soluciones están enfocadas al análisis y desarrollo de sistemas de redes con protocolos actualizados y adquisición de equipos de protección modernos, también, en la elaboración de estudios eléctricos avanzados en temas de sistemas de protección.

El análisis y desarrollo del presente trabajo ayudará a todas las empresas involucradas en redes de media y alta tensión, como son las distribuidoras eléctricas, mineras, industrias, transmisoras, generadoras, etc. Puesto que, se conocerán

procedimientos técnicos avanzados y sencillos relacionados a las protecciones eléctricas y también las bondades que ofrecen las marcas y modelos de equipos que se desarrollan en el actual mundo globalizado. Con esto se pueden plantear alternativas de mejoras en la calidad del suministro eléctrico beneficiando a los clientes o usuarios finales en general, como, por ejemplo, las localidades rurales que tanto aqueja las constantes interrupciones de suministro de energía.

Figura 1

Tablero de un reconectador automático antiguo en la CH Santa Leonor dentro del SER Santa Leonor de Adinelsa



Figura 2

Equipo de protección que no cuenta con protocolos actualizados de comunicación en el SER Castrovirreyna de Adinelsa



1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 Situación problemática

Según datos históricos, Adinelsa está compensado con altos costos de penalidad debido a la transgresión de los niveles de desempeño de los indicadores de calidad NIC y DIC en cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales. Además, Adinelsa manifiesta elevados costos en operación relacionados a la recuperación del servicio eléctrico en los sistemas que administra. Por otro lado, afronta problemas con los usuarios finales por las interrupciones eléctricas. Esto también genera conflictos sociales con la población que Adinelsa suministra la energía.

Esto sucede, debido a que se tiene un sistema de control, gestión y operación remoto deficiente que no tiene con plataformas de automatización que le permita gestionar las instalaciones de subtransmisión y distribución eléctrica en tiempo real y cumplir los procedimientos técnicos de monitoreo y control.

Gran número de alimentadores de media tensión en el ámbito rural están instalados equipos deficientes de protección y control para la eliminación de fallas causados por perturbaciones en el sistema eléctrico y también, debido a las longitudes de los alimentadores en el ámbito rural, el restablecimiento de la energía se dificulta; puesto que toma tiempo para la identificación de las fallas en las instalaciones.

Los estudios eléctricos se elaboran en los entregables de ingeniería de detalle de cada proyecto a ejecutarse; sin embargo, los estudios carecen de metodologías avanzadas de análisis de fallas. Ahora, también, tener en cuenta que los estudios tienen que actualizarse cada cierto tiempo debido a que las redes eléctricas están en continuo cambio.

Figura 3

Evolución de compensaciones NIC – DIC de 2022 a 2023



Nota: tomado de Adinelsa (2024).

Figura 4

Compensación LCE 2022 a 2023



Nota: tomado de Adinelsa (2024).

1.2.2 Problema a resolver

La ineficiencia en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.

La ineficiencia es consecuencia de no ejecutar proyectos de implementación de equipos de protección y comunicación basados en redes OT, que concierne a la industria eléctrica, también, de no elaborar estudios eléctricos avanzados en temas de protecciones que estén orientados al comportamiento dinámico y la configuración del sistema en estudio.

1.2.3 Planteamiento del problema

A. El diagnóstico. En el desarrollo de suministrar energía a las cargas rurales de Perú, encargada por la empresa Adinelsa, ahora, para cumplir las normativas de calidad de suministro eléctrico, hay indicadores de calidad e informes de balance económico que nos muestran la eficiencia de la operación en tiempo real y en periodos de los sistemas que administra Adinelsa.

Ahora, se evidencia que en los informes e indicadores se están excediendo o transgrediendo los niveles apropiados de desempeño de calidad de suministro eléctrico por las constantes interrupciones. Esto implica al pago de penalidades según la NTCSE.

Las interrupciones de suministro eléctrico también van afrontar quejas de los usuarios, autoridades locales, entidades afectadas y conflictos con las concesionarias que nos proveen energía. Todo esto ocasiona altos costos de operación relacionados a la recuperación del servicio eléctrico, y a gastos administrativos y de recursos humanos para la atención de las interrupciones.

Dicho esto, podemos afirmar que se ve una ineficiencia en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa, pero se puede citar también las causas que intervienen.

Se tiene un sistema de control, gestión y operación remoto deficiente, debido a que no se tiene especialistas para elaborar expedientes técnicos para la implementación de equipos tecnológicos de comunicaciones y de las arquitecturas que amerita las redes de Adinelsa. Tampoco se tiene personal con la convicción de interpretar la necesidad de manejar un sistema robusto de análisis de fallas, configuración de protecciones avanzadas e interacción activa con sistemas corporativos.

Se tiene ineficientes equipos de protección y discontinuados en el mercado, a causa de inadecuados controles de calidad en la recepción de los equipos adquiridos y que, a lo largo del tiempo de operación, estos equipos no han recibido el correcto mantenimiento. Esto debido a la escasa capacitación al personal técnico de operación en

campo. Por otra parte, no se tiene una política en desarrollo de especificaciones técnicas orientado la modernización de equipamientos por parte del área usuaria.

Por último, se tiene ineficientes estudios eléctricos de protecciones, de confiabilidad y ubicación optima de quipos, debido a que, no se tiene una política de elaborar estudios eléctricos avanzados de fallas, según las configuraciones de redes en particular que opera Adinelsa.

B. Pronóstico. Sino se desarrolla un sistema de diseño de control con protocolos que maneja la industria eléctrica, no se adquiere equipos de protección y comunicación robustos con tecnología que permitan configuraciones especiales de estudios eléctricos, se tendrá resultados o indicadores deficientes en relación a la operación en tiempo real de los sistemas que administra Adinelsa.

C. Control al pronóstico. Entonces amerita proponer alternativas de solución que anticipen al pronóstico.

Se propone el desarrollo técnico y la ejecución de proyectos para la modernización y automatización de sus dispositivos electrónicos para así optimizar los recursos técnicos y obtener datos en tiempo real para incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico. Este sistema permitirá gestionar y cumplir con los procedimientos de monitoreo y control cumpliendo las exigencias tipificadas por las normas referente a la operación de un sistema eléctrico

Luego, en relación con los equipos deficientes, se requiere la renovación de los equipos e implementación de nuevos equipos en puntos estratégicos de operación que permiten evaluar y restablecer las incidencias de eventos de falla eléctricas producidos en el sistema eléctrico de Adinelsa.

También elaborar estudios eléctricos avanzados concernientes a sistemas de protección. Estos estudios son actualizados a la actual operación de los sistemas de Adinelsa.

1.2.4 Formulación del problema de investigación

¿De qué manera se puede mejorar la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa?

1.2.5 Sistematización del problema de investigación

- a) ¿Cuál es el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos?
- b) ¿Cómo es el sistema de gestión, control, gestión, monitoreo y operación remota, y de qué manera se puede mejorar?
- c) ¿Cuál es la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia?
- d) ¿Cómo son los estudios eléctricos de protecciones y de confiabilidad para ubicación optima de quipos?
- e) ¿Cuál es el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de desarrollar los estudios eléctricos?

1.3 Objetivos del estudio

Diseñar un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra Adinelsa

Es decir, el trabajo comprenderá en hacer conocer la ingeniería de detalle de un sistema de control y cómo se da la implementación. Este sistema también comprende la adquisición de equipos sofisticados de protección en donde se describen las especificaciones técnicas y su implementación. Finalmente, para utilizar los estudios

eléctricos que se elaboró y configurar en los equipos de protección y poder gestionarlas desde un centro de control de operaciones.

1.3.1 *Objetivo general*

Diseñar un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra Adinelsa.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos.
- Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se pueden mejorar.
- Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia
- Establecer los estudios de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación óptima de quipos
- Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de desarrollar los estudios eléctricos.

1.3.3 *Indicadores de logro de los objetivos*

Para el presente informe de suficiencia, se considera indicadores de logro para cada objetivo específico. Para ello, se eligió indicadores que estén relacionados con su correspondiente objetivo específico, se empleará la escala de Likert para la valoración de los indicadores la cual considera 5 niveles de valoración (muy malo, malo, regular, bueno, muy bueno) con los cuales se evaluará el nivel de logro de cada indicador.

Tabla 1

Niveles de logro de indicadores y valoración.

Nivel global	Significado		Valor medio
5	Muy bueno	75%-100%	87%
4	Bueno	60%-74%	67%
3	Regular	55%-59%	57%
2	Malo	40%-54%	47%
1	Muy malo	0%-39%	19%

Con la tabla 1 y las valoraciones que se consideran se puede evaluar cada objetivo específico y determinar el nivel de éxito alcanzado, a continuación, se muestra un resumen de los objetivos específicos planteados y sus respectivos indicadores:

Tabla 2

Indicadores de logro de los objetivos específicos

Objetivo	Descripción	Indicador de logro		Métrica
		IDI	Descripción indicador	
O1	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos	X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	29.78
		X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	
		X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	
		X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	
O2	Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se puede mejorar.	X2.1	Elaboración de los términos de referencia según necesidad del área usuaria en relación a los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	75.42
		X2.2	Desarrollo de la ingeniería de detalle de los términos de referencia de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
		X2.3	Implementación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
		X2.4	Capacitación y operación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
O3	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio	28.06
		X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	
		X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	
		X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio	
O4	Establecer los de estudios protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	90.00
		X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	
		X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	
O5	Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de la elaboración y configuración de los estudios eléctricos	X5.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	87.92
		X5.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	
		X5.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	
		X5.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	

Tabla 3

Subindicadores de logro del objetivo 1

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador
O1	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos	X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo
				X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones
		X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional
				X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas
				X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones
				X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones
		X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos
				X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA
		X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X1.4.1	Numero de interrupciones
				X1.4.2	Duración de la interrupción

A continuación, se obtendrá el porcentaje de éxito de cada objetivo específico:

Objetivo específico 1:

Indicador X1.1.1: Competencia del personal operativo en campo

Para obtener una valoración para este indicador se plantea hacer una evaluación a los personales de campo (ver anexo 2) en temas relacionados a capacidades que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4**Valoración del indicador X1.1.1**

Uso de capacidades para solucionar problemas en campo por parte del personal operativo de Adinelsa						
Capacidades	5	4	3	2	1	Resultado
El personal operativo en campo; identifica, analiza sus antecedentes y diagnostica la situación respectivamente del problema a resolver que se presentan en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	0	0	0	5	5	15
El personal operativo en campo; evalúa y selecciona las soluciones más adecuadas técnica y económicamente ante el problema que se presenta en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	0	0	0	5	5	15
El personal operativo en campo; usa los métodos, procedimientos técnicos establecidos y herramientas de la ingeniería eléctrica en la ejecución de los trabajos cuando se está ejecutando los trabajos para resolver los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	0	0	0	5	5	15
Valor total						45
Valor optimo						150
Nivel de eficiencia						30%

Como se puede observar, se va a considerar una valorización de 30%

Indicador X1.1.2: Competencia del personal en el centro de control de operaciones.

Tabla 5**Valoración del indicador X1.1.2**

Indicador X1.1.2	Descripción	Nivel	Valoración
Competencia del personal en el centro de control de operaciones.	Cuenta con información y conoce de equipos de protecciones y comunicaciones	5	[75% - 100%]
	Cuenta con poca información y no conoce mucho de equipos de protecciones y comunicaciones	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto no se contaba con informacion de referencia, en tal sentido se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 40%.

Indicador X1.2.1: Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional

Tabla 6**Valoración del indicador X1.2.1**

Indicador X1.2.1	Descripción	Nivel	Valoración
Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	Cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	5	[75% - 100%]
	No cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto, Adinelsa no cuenta con equipos de primera gama que estén trabajando en obtener información de los equipos de protecciones instalados en campo. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 10%.

Indicador X1.2.2: Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas

Tabla 7

Valoración del indicador X1.2.2

Indicador X1.2.2	Descripción	Nivel	Valoración
Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	Equipos nuevos no mayor a un año en operación	5	[75% - 100%]
	Equipos mayores a 10 años en operación	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto, Adinelsa no cuenta con equipos nuevos de primera gama que estén trabajando en los sistemas eléctricos. En tal sentido, se considera que se está en el nivel 1 con una valoración del indicador de 20%.

Indicador X1.2.3: Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones

Tabla 8

Valoración del indicador X1.2.3

Indicador X1.2.3	Descripción	Nivel	Valoración
Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	Equipos de protecciones sofisticados orientado a la operación de redes eléctricas de media tensión	5	[75% - 100%]
	Equipos que presentan deficiencias en la operación de los sistemas eléctricos de media tensión	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto, Adinelsa cuenta con equipos deficientes en la operación de las protecciones ante eventos de falla que son producidos en los sistemas eléctricos de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 40%.

Indicador X1.2.4: Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones

Tabla 9

Valoración del indicador X1.2.4

Indicador X1.2.4	Descripción	Nivel	Valoración
Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	2 mantenimientos al año consecutivamente a los equipos de protección	5	[75% - 100%]
	1 mantenimiento cada 5 años	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto se verificó que no existía un plan de mantenimiento para los equipos de protecciones y comunicaciones, solo esporádicamente se hacían alguna reparación. En tal sentido, se considera que se está en el nivel 1 con una valoración del indicador de 12.5%.

Indicador X1.3.1: Elaboración de los estudios eléctricos

Tabla 10

Valoración del indicador X1.3.1

Indicador X1.3.1	Descripción	Nivel	Valoración
Elaboración de los estudios eléctricos	Elaboración de estudios anules por empresa especializada	5	[75% - 100%]
	Elaboración de estudios no competitivos en el análisis de sistemas de potencia	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto se verifico que no existía estudios eléctricos competitivos para la implementación a los equipos de protección. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 30%.

Indicador X1.3.2: Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa

Tabla 11

Valoración del indicador X1.3.2

Indicador X1.3.2	Descripción	Nivel	Valoración
Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	Configuración correcta a todos los equipos de protección en el sistema de Adinelsa	5	[75% - 100%]
	Configuración correcta al 15% del total de equipos instalados en las redes de Adinelsa	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto, se verificó que solo el 15% de los equipos eléctricos instalados en Adinelsa estaban correctamente configurados. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 14.3%.

Indicador X1.4.1: Numero de interrupciones

Tabla 12

Valoración del indicador X1.4.1

Indicador X1.4.1	Descripción	Nivel	Valoración
Numero de interrupciones	No transgresión de los indicadores de calidad en número de interrupciones	5	[75% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en número de interrupciones	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto, se verificó que en la mitad de los sistemas eléctricos se transgredían los indicadores de calidad de suministro eléctrico en número de interrupciones. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 50%.

Indicador X1.4.2: Duración de la interrupción

Tabla 13

Valoración del indicador X1.4.2

Indicador X1.4.2	Descripción	Nivel	Valoración
Duración de la interrupción	No transgresión de los indicadores de calidad en la duración de la interrupción	5	[75% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en la duración de la interrupción	2	[40% - 54%]

Al principio del proyecto, se verificó que en la mitad de los sistemas eléctricos se transgredía los indicadores de calidad de suministro eléctrico en la duración de la interrupción. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 50%.

Tabla 14

Peso de los indicadores

IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador	Peso Si	Peso
X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo	1	—
		X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones	1	—
X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	2	—
		X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	1	—
		X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	2	—
		X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	1	—
X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	2	—
		X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	1	—
X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X1.4.1	Numero de interrupciones	2	—
		X1.4.2	Duración de la interrupción	2	—

Con los pesos, se calcula el porcentaje de éxito del objetivo específico 1.

$$R.MI1.1 = \frac{1 * 30\% + 1 * 40\%}{1 + 1} = 35\%$$

$$R.MI1.2 = \frac{2 * 10\% + 1 * 20\% + 2 * 40\% + 1 * 12.5\%}{2 + 1 + 2 + 1} = 22.1\%$$

$$R.MI1.3 = \frac{2 * 30\% + 1 * 14.3\%}{2 + 1} = 24.8\%$$

$$R.MI1.4 = \frac{2 * 50\% + 2 * 50\%}{2 + 2} = 50\%$$

$$Metrica Final = \frac{1 * 35\% + 2 * 22.1\% + 2 * 24.8\% + 1 * 50\%}{1 + 2 + 2 + 1} = 29.78\%$$

1.4 Antecedentes investigativos

El trabajo de tesis de Sulca y Trujillo (2022), Automatización de la subestación eléctrica tumbes, mediante un sistema Scada para monitorear el envío de datos en tiempo real al centro de control de Electronoroeste SA – 2022, plantea que, el avance tecnológico,

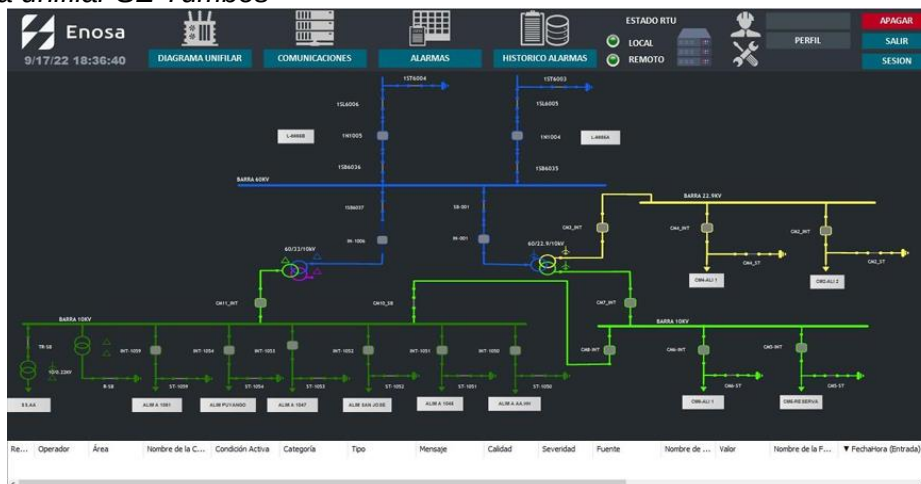
el sector eléctrico enfrenta la necesidad de actualizar los modelos habituales de las subestaciones hacia diseños más modernos que satisfagan con estándares avanzados de operación y medición en general. El aumento de la población y la expansión industrial requieren la interoperabilidad de relés de distintas marcas. Esto conlleva beneficios como la reducción del uso de materiales como el cable de cobre y papel, además facilita el mantenimiento y permitir el autodiagnóstico para prevenir problemas en los procesos de calidad y seguridad. Actualmente, se emplean sistemas Scada para consolidar las distintas señales de los relés a través de distintos protocolos de comunicación y gestionar la operación del sistema desde una plataforma centralizada.

Se verifica la necesidad de resolver una problemática que se describe en la SET Tumbes, que cuenta con dispositivos de protección de transformadores, como son, medidores, relés de protección, seccionadores, seccionadores de línea, seccionadores de barra y seccionadores de puesta a tierra, y en ese entonces no estaban integrados al sistema Scada de Electronoroeste S.A (Enosa). Se entiende que un sistema Scada permite realizar el control, recopilar datos en tiempo real y transmitirlos al Centro de Control de operaciones de Enosa. Es ese sentido, es que surge la necesidad de integrar los dispositivos de protección y maniobra al Centro de Control de Electronoroeste SA.

Se logró desarrollar una plataforma de automatización para la subestación eléctrica Tumbes mediante la utilización de los protocolos IEC 61850 Y DNP3, que permitió la realizar la integración de los equipos de maniobra y protección de las diferentes marcas a fin de tener interoperabilidad entre todos los relés. También, se pudo identificar los equipos necesarios para automatizar la subestación Tumbes y permitir monitorear el envío de datos en tiempo real al Centro de Control de Electronoroeste tales como RTU SEL-3555, Relé F60, Relé T60, Relé Satec PM 180, Relé ABB EL64, Relé SEL-710, Relé imgeteam, Reloj GPS SEL 2401, Medidor ION 7650, Medidor ION 8650, SEL AXION 2440, SEL 3505, Switch SEL 2730m, Switch iES8-S y Switch IMX 350.

Figura 5

Diagrama unifilar SE Tumbes



Nota: extraído de Sulca y Trujillo (2022).

El desarrollo de una plataforma de automatización tuvo como resultado la reducción en los gastos de operación, ya que no se considera un personal constante en la SET para atender las fallas y la solución de las mismas.

Tenemos la tesis de Contreras (2021), Estudio de coordinación y confiabilidad del sistema eléctrico de distribución Machahuay en 22,9kV, que surge por la necesidad de la Empresa de Servicio Público de Electricidad Electrocentro SA de desarrollar el ECP del Sistema Eléctrico de media tensión Machahuay 22.9kV para los años 2019-2020. Los alimentadores de análisis son A4013, A4017, A4022, esto con el objetivo de mejorar calidad de suministro eléctrico y la demanda creciente en su territorio de concesión.

Los objetivos específicos de este trabajo comprendían lo siguiente:

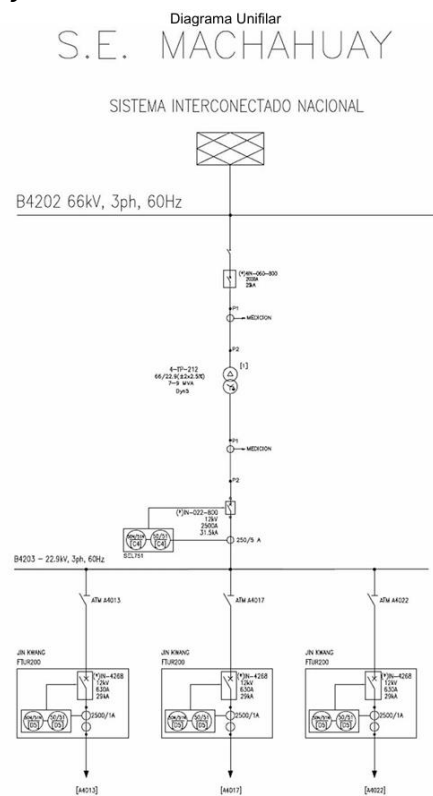
- Desarrollar los unifilares de protección para el año 2019.
- Elaborar las planillas de ajustes existentes y propuestos de los dispositivos de protección que intervienen en el estudio.
- Elaborar y simular el sistema eléctrico Machahuay 22.9kV en el *software* *DlgSILENT*.
- Elaborar estudios de flujo de carga
- Elaborar estudios de cortocircuito.

- Implementar los ajustes de protección actuales, en el *software DigSILENT*.
- Elaborar informe de cálculo en la cual se debe verificar los ajustes actuales y proponer modificar si se tiene una alternativa mejor.

Con la finalización del trabajo, se logró proponer mejores ajustes en los relés que están presente en las rutas que comprende los alimentadores del sistema en estudio. En el desarrollo se ha tomado en cuenta la protección de relés mostrando las características de corriente nominal, corriente *Inrush*, corriente de carga fría y curva daño térmico para transformadores de media tensión en 22.9kV. En las alimentadore principales donde las corrientes superan los 15 A, por criterio de protección los seccionamientos son solo de maniobra con calibre de los fusibles de 200k. También, se muestra que de las simulaciones de corriente máxima de cortocircuito, se observa que no existe problemas de daño térmico y problemas de saturación en los transformadores de corriente.

Figura 6

Diagrama unifilar SE Machahuay



Nota: tomado de Contreras (2021).

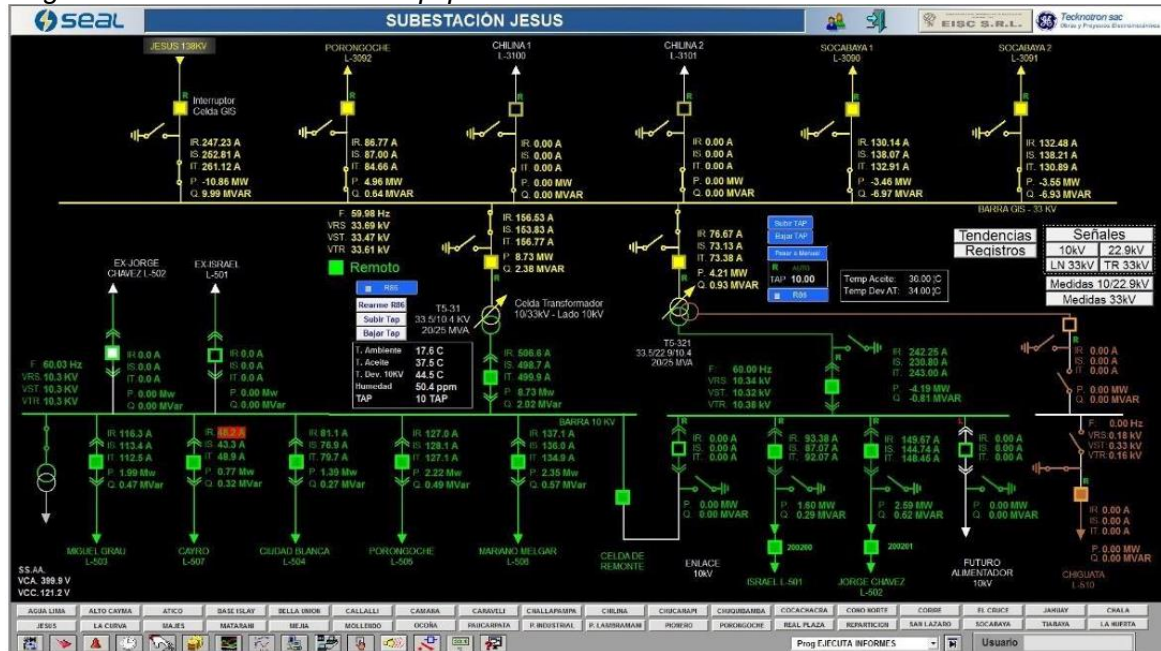
Asimismo, el proyecto de contratación de bienes “Adquisición e instalación de reclosers para el mejoramiento de los sistemas de reconexión automática en los alimentadores del sistema eléctrico de Arequipa” -Adjudicación Simplificada N° 005-2021-SEAL (2021). Para el mejoramiento de la continuidad de servicio de electricidad en los sistemas que administra SEAL, para cuyo fin mediante el uso de *reclosers* ubicados en las redes de media tensión, se discrimina y se aíslan las fallas que se pudiesen presentar en el sistema mejorando así la calidad el servicio eléctrico a los usuarios de SEAL.

Como se entiende, SEAL es constantemente evaluado por sus indicadores de calidad Saidi y Saifi. Por lo que, para disminuir estos indicadores, es necesario mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de SEAL. Para ello se necesita la adquisición y hacer el montaje de *reclosers* para las redes de media tensión del sistema eléctrico de Arequipa.

Por lo tanto, se tiene el contrato AD/LO 028-2021-SEAL, que tiene como antecedente la Adjudicación Simplificada N° 005-2021-SEAL y es denominado “Adquisición e instalación de reclosers para el mejoramiento de los sistemas de reconexión automática en alimentadores del sistema eléctrico Arequipa”, el cual tiene como finalidad principal el suministro y montaje de 10 *reclosers*, incluye izaje de poste de CAC y ferretería (llave en mano). De acuerdo a las bases integradas del contrato, se tiene un plazo de 130 días calendario para el suministro, instalación, ensayos y puesta en servicio. El contrato también contempla la integración de los 10 *reclosers* de marca *Noja Power*, que se instalaron en sus alimentadores de media tensión en el nivel de tensión de 10 kV. Cada *recloser* cuenta con su respectivo controlador, los cuales deberán ser monitoreados y comandados a distancia desde el Centro de Control de SEAL Principal y Respaldo. Para tal fin, los controladores serán configurados integrados a la RTU a través de comunicación GPRS. Los RTUS están disponibles en la SET del parque industrial perteneciente a SEAL.

Figura 7

Diagrama unifilar SE Jesús-Arequipa



Nota: tomado de Portillo (2021).

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Consideraciones de diseño

En el presente capítulo, se indicarán los criterios de diseño y recomendaciones para el desarrollo del proyecto de ingeniería de detalle del diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados para la mejora de la operación en tiempo real de los sistemas que administra Adinelsa.

2.1.2 Normas internacionales

Sistemas, equipamiento eléctrico, materiales, componentes y funciones serán diseñadas de acuerdo con los últimos estándares, requerimientos, recomendaciones, y guías aplicables de las siguientes organizaciones

Reconectadores automáticos de media tensión

- ANSI C37.60: *IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Automatic Circuit Recloser and Fault Interrupters for AC Systems.*
- ANSI C37.61: *IEEE Standard Guide for the Application, Operation, and Maintenance of Automatic Circuit Recloser.*
- IEC 60529: *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).*
- IEC 62271-111, IEC 62271-200, IEC 60068-2-1, IEC 62271-100, GOST R 52565-2006: Clause 9.10, IEC 62271-100 Clause 6.101

Bushings de reconectadores automáticos

- ASTM D 624: *Standard test method for tear strength of conventional vulcanized rubber and thermoplastic elastomers.*
- DIN 53504: *Determination of tensile stress/strain properties of rubber.*

- IEC 60587: *Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion of electrical insulating materials used under severe ambient conditions.*
- ASTM G 154: *Standard practice for operating fluorescent light apparatus for UV exposure of nonmetallic materials.*
- ASTM G 155: *Standard practice for operating xenon arc light apparatus for exposure of non-metallic materials.*
- IEC 60815 *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions.*

Abrazadera de soporte para instalación de equipos de protección

- ASTM A153: *ZINC COATING (HOTDIP) ON IRON & STEEL HARDWARE.*
- ASTM A575: *STANDARD SPECIFICATION FOR STEEL BARS, CARBON, MERCHANT QUALITY, M-GRADES.*

Pararrayos

- IEC 60099-1: *Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems*
- IEC 60099-3: *Artificial pollution testing of surge arresters*
- IEC 60099-4 : *Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*
- IEC 60099-5 : *Surge arresters-part 5: Selection and application recommendations.*

Seccionadores

- ANSI C37.40: *Standard Service Conditions and Definitions for High Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches & Accessories.*
- ANSI C37.41: *Design for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories (includes supplements).*
- ANSI C37.42: *Switchgear - Distribution Cutouts and Fuse Links – Specifications.*

Sistema de integración al scada y router celular

- *IEC 61850: Communication networks and systems in substations*
- *IEC 60870-5-101: Telecontrol equipment and systems. Part 5-101: Transmission Protocols-Companion standard for basic telecontrol tasks*
- *IEC 60870-5-103 Transmission Protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment.*
- *IEC 60870-5-104: Telecontrol equipment and systems. Part 5-104: Transmission Protocols-Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*
- *IEC 60793: Optical fibers*
- *IEC 60794: Optical fibers cables*
- *IEC 60874: Fiber optic interconnecting devices and passive components - Connectors for optical fibers and cables*

2.1.3 Reglamentos técnicos nacionales

Además, serán aplicables las secciones correspondientes de las siguientes normas actualizadas locales. Sin ser limitativos, los proyectos que se ejecutan en Perú, en el que se basa este informe de investigación, se consideran estas normas, así como sus modificatorias, y reglamentos:

- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011. R.M. N° 214-2011-MEM/DM.
- Decreto Legislativo N°1444 que modifica la Ley 30225, Ley de Contrataciones del Estado, vigente desde el 30 de enero de 2019.
- Decreto Supremo N° 344-2018-EF que deroga el Decreto Supremo N°350-2015-EF, Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado, vigente desde el 30 de enero de 2019.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). D.S. N° 020-97-EM y D.S. N° 040-2001-EM.

- Base metodológica para la aplicación de la NTCSE. Resolución CD N° 616-2008-OS/CD
 - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER). R.D. N° 016-2008-EM/DGE
 - Base metodológica para la aplicación de la NTCSER. Resolución N° 046-2009-OS/CD.
 - Normas Técnicas Peruanas (NTP).
 - D.S. N° 029-94-EM “Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas”.
 - Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Ley N° 28749.- Ley General de Electrificación Rural
 - Decreto Supremo N° 025-2007-EM-Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.
 - Decreto Supremo N° 020-97-EM-Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, así como sus modificatorias.
 - Normas y procedimientos vigentes de Osinergmin.
- R.D. N° 027-2003-EM/DGE Norma DGE “Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de subestaciones para Electrificación Rural. (2004-02-12).
- R.D. N° 026-2003-EM/DGE Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas y redes primarias para Electrificación Rural. (2004-02-12).
- R.D. N° 024-2003-EM/DGE Especificaciones técnicas de soportes normalizados para líneas y redes primarias para Electrificación Rural.
- R.D. N° 021-2003-EM/DGE Especificaciones técnicas de montaje electromecánico de subestaciones para Electrificación Rural. (2004-01-31).
- R.D. N° 019-2003-EM/DGE Especificaciones técnicas de obras civiles para subestaciones para Electrificación Rural. (2004-01-31).

R.D. N° 016-2003-EM/DGE Especificaciones técnicas de montaje de líneas y redes primarias para Electrificación Rural. (2004-01-31).

- Procedimiento técnico PR-20 del comité de Operación Económica del SEIN – COES.

2.1.4 Teoría, formulas, procedimientos, gráficos y tablas que se va a utilizar en el objetivo número 1

Consideración de calidad de suministro eléctrico. La calidad del suministro en cada sistema se da en función de la continuidad de brindar energía a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio por deficiencias producidos en el mismo sistema eléctrico. Las interrupciones del servicio de energía en el sistema eléctrico que hayan ocurrido a causa de fallas en las instalaciones de generación y/o transmisión del sistema interconectado da lugar a remuneraciones por compensaciones a los clientes afectados del sistema eléctrico en estudio por aplicación extensiva de las normas de calidad. Los gastos en compensaciones se evalúan por alimentador de MT, considerando las correspondientes tolerancias establecidas en las normas de calidad, y se asignaran entre los correspondientes clientes en cantidades proporcionales a sus consumos de energía del semestre.

Para evaluar la calidad de la distribución de la energía, se consideran indicadores que cuantifican el número de interrupciones del servicio eléctrico y su duración, originadas en el SER. El período de supervisión de interrupciones tiene una duración de seis meses calendarios.

Consideraciones de interrupciones eléctricas. Se define como interrupción a deficiencias en el suministro eléctrico en un cliente, también incluye las interrupciones que hayan sido programadas oportunamente. Según la normativa no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las

relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente sustentados y calificados como tales por el Osinergmin, tal como lo tipifica la primera disposición final.

La calidad de suministro se determinar considerando solo las interrupciones que ocurren en cada sistema eléctrico, para ello, se emplean dos (2) indicadores que se calculan para períodos de control semestrales y para cada nivel de tensión (BT y MT).

consideración de número de interrupciones por cliente (NIC). Es la cantidad promedio de interrupciones por cliente, causadas en un sistema eléctrico rural en un período de control de seis meses.

$$NIC = \Sigma(Ci) / CT; \text{ (expresada en: interrupciones/semestre) } \quad (1)$$

Donde:

Ci: Cantidad de Clientes afectados por la interrupción

CT: Cantidad total de Clientes en el SER.

Consideración de duración de interrupciones por cliente (DIC). Es el tiempo ponderado acumulada de interrupciones promedio por cliente, causadas en un sistema eléctrico rural en un período de control de seis meses.

$$DIC = \Sigma(Ci. di. Ki) / CT; \text{ (expresada en: horas) } \quad (2)$$

Donde:

di: Es la duración individual de la interrupción.

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo.

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $Ki = 0,25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $Ki = 0,50$
- Otras: $Ki = 1,00$

El término interrupciones programadas se refiere únicamente a actividades referentes a expansión, al reforzamiento o mantenimiento de redes eléctricas. Estas interrupciones deben ser planificadas con anticipación y deben ser presentadas ante Osinergmin, también, se debe notificar a los clientes con al menos cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, indicando las horas exactas de inicio y finalización de los trabajos.

Si hubiera una diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción del suministro eléctrico, para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D), se tomará en cuenta la diferencia de tiempo:

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el suministro de forma estable.

Consideraciones de tolerancias de calidad de suministro eléctrico

Tabla 15

Límite permisible de indicadores NIC y DIC

Nivel de Tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural concentrado		Rural Disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	07	17	07	28
BT	10	25	10	40

Nota: tomado de la Resolución directoral N° 016-2008-EM-DGE

NIC: Interrupciones/semestre

DIC: horas/semestre

Se considera como rural concentrado al actual sector de distribución típico 4, mientras que al sector de distribución típico 5 rural disperso, y también a aquellos nuevos sistemas que presenten un mayor grado de dispersión, estas redes se constituyen con sistemas eléctricos rurales y que abarcan todas las instalaciones eléctricas encargadas de distribuir la energía en los sectores rurales, localidades aisladas y las zonas fronterizas del país. Esto incluye también las redes de distribución como las de transmisión, así como

instalaciones de generación. Según indica el artículo 27 del Reglamento, Osinergmin calificara cada SER de acuerdo con los sectores de distribución típicos definidos por la Dirección General de Electricidad.

2.1.5 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 2

Consideraciones para la viabilidad y ejecución del trabajo de investigación.

Este trabajo de investigación es necesario para que Adinelsa modernice y automatice sus instalaciones, optimice los recursos técnicos y obtenga datos en tiempo real para incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico. La implementación del sistema de control, basado en protocolos actualizados, le permitirá, al personal de Adinelsa la operación a distancia del equipamiento de protección y maniobra, mejorar la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos y así satisfacer con las exigencias establecidas por las normas técnicas para el buen funcionamiento de un sistema eléctrico.

El sistema de control deberá ser abierto, escalable, robusto, mantenible, interoperable y deberá contar con una disponibilidad mínima del 99,99%, considerar funcionalidades de redundancia suministro, instalación de equipos y materiales con el objetivo de brindar un servicio de calidad, confiable y sostenible en las áreas rurales que beneficiara 64 155 suministros de los sistemas eléctricos de Ayacucho, Apurímac, lima, Huancavelica, Arequipa e Ica dentro de las tolerancias establecidas en la normatividad vigente.

En relación con la necesidad, el área usuaria solicita la inscripción en el programa multianual de inversiones que desarrolla la plataforma Invierte.pe. El proyecto de investigación que abarca la Ingeniería de detalle, así como el suministro, la instalación, los ensayos, la puesta en servicio y la capacitación para la implementación de un sistema de control basados en protocolos actualizados, que incluya la supervisión y control de equipos de protección y maniobra con capacidad para la integración a futuro de las subestaciones de potencia y centrales de generación, así como la integración de otros puntos de medición, control y maniobra en los alimentadores de media tensión de Adinelsa.

Figura 8

Secuencia de procedimientos para formular y ejecutar un proyecto de inversión

CONSIDERACIONES		- La secuencia del procedimiento está de acuerdo a la Directiva N° DIRECTIVA N° 001-2019-EF/63.01						
DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO	PROVEEDORES	ENTRADAS	N.º	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	SALIDAS	CUENTAS	EJECUTOR DE LA ACTIVIDAD	SISTEMA QUE SOPORTA LA ACTIVIDAD
	Inicio del procedimiento							
	OPMI	Solicitud de Intervención mediante Inversión de un Sistema Eléctrico o Infraestructura de ADINELSA	1	<u>Revisión de Requerimientos de Inversión</u> Revisa los requerimientos de intervención de los sistemas eléctricos mediante inversión. Cumple con los requisitos para identificarlo como un Proyecto de Inversión.	El OPMI encarga a la UF registrar en el BI la Idea de Inversión	DSI > GT	OPMI	STD
	OPMI	El OPMI encarga a la UF registrar en el BI la Idea de Inversión		Se trata de un Proyecto de Inversión? 1.1 SI: Registro de Idea de Inversión mediante Formato 5A para un Proyecto de Inversión. 1.2 NO: Registro de Idea de Inversión mediante Formato 5B para una IOARR.	Registro en el Banco de Inversiones la Idea de Inversión	DSI > GT > DGPMI	UF	Banco de Inversiones
	OPMI	Registro en el Banco de Inversiones la Idea de Inversión	2	Revisión de la Inversión si es un Proyecto de Inversión. Elaboración de la Programación Multianual de Inversiones Registro del PMI en el Módulo del PMI	Aprobación de la PMI mediante Acuerdo de Directorio	DSI > GT > DGPMI	UF	Banco de Inversiones
	OPMI	Aprobación de la PMI mediante Acuerdo de Directorio		Se verifica si es un Proyecto de Inversión. 2.1 SI - Se elabora el Estudio de Perfil 2.1.1 El proyecto es Viable? SI: Registro en el Banco de Inversiones Formato 7A NO: Fin. 2.2 NO - Aprobación de la IOARR y Registro en el Banco de Inversiones mediante Formato 7C	Registro en el Banco de Inversiones Formato 7A o 7C	DSI > GT > DGPMI	UF	Banco de Inversiones
	UF	Registro en el Banco de Inversiones Formato 7A o 7C	3	<u>Elaboración del Expediente Técnico</u> Procedimiento de Elaboración de Expediente Técnico	Aprobación del ET mediante Resolución de GG	DSI > GT > DGPMI	UEI	Banco de Inversiones
	UF	Aprobación del ET mediante Resolución de GG		Informe de Consistencia	Registro en el Banco de Inversiones Formato 8A Sección A	DSI > GT > DGPMI	UF	Banco de Inversiones
	UF	Registro en el Banco de Inversiones Formato 8A Sección A		Registro en el Banco de Inversiones Formato 8A Sección B y C	Ejecución Física de la Obra	DSI > GT > DGPMI	UEI	Banco de Inversiones
	UEI	Ejecución Física de la Obra	4	<u>Ejecución de Obra</u> Procedimiento de Ejecución de Obra	Seguimiento de la Inversión mediante Formato 12B	DSI > GT > DGPMI	UEI	Banco de Inversiones
	UEI	Seguimiento de la Inversión mediante Formato 12B	5	<u>Cierre de la Inversión</u> Registro en el Banco de Inversiones mediante Formato 9.	Liquidación de Obra	DSI > GT > DGPMI	UEI	Banco de Inversiones
			6	Fase de Funcionamiento de la Inversión		Fin de procedimiento	O&M	
	Fin del procedimiento							

Nota: tomado de Loayza (2024)

Definiciones

Banco de inversiones: herramienta que permite que el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones cuente con una base de datos estandarizada con la información más relevante de los proyectos presentados y calificados por distintas unidades formuladoras del Perú.

Abreviaturas

PMI: Programación multianual de inversiones

OPMI: Órgano encargado de la elaboración de la PMI de Adinelsa

UF: Unidad formuladora de Adinelsa

BI: Banco de Inversiones

DSI: Departamento de Saneamiento e Infraestructura

GT: Gerencia técnica

STD: Sistema de trámite documentario

IOARR: Inversiones de Optimización, de Ampliación Marginal, de Rehabilitación y de Reposición

DGPMI: Dirección General de Programación Multianual de Inversiones

ET: Expediente técnico

GG: Gerencia general

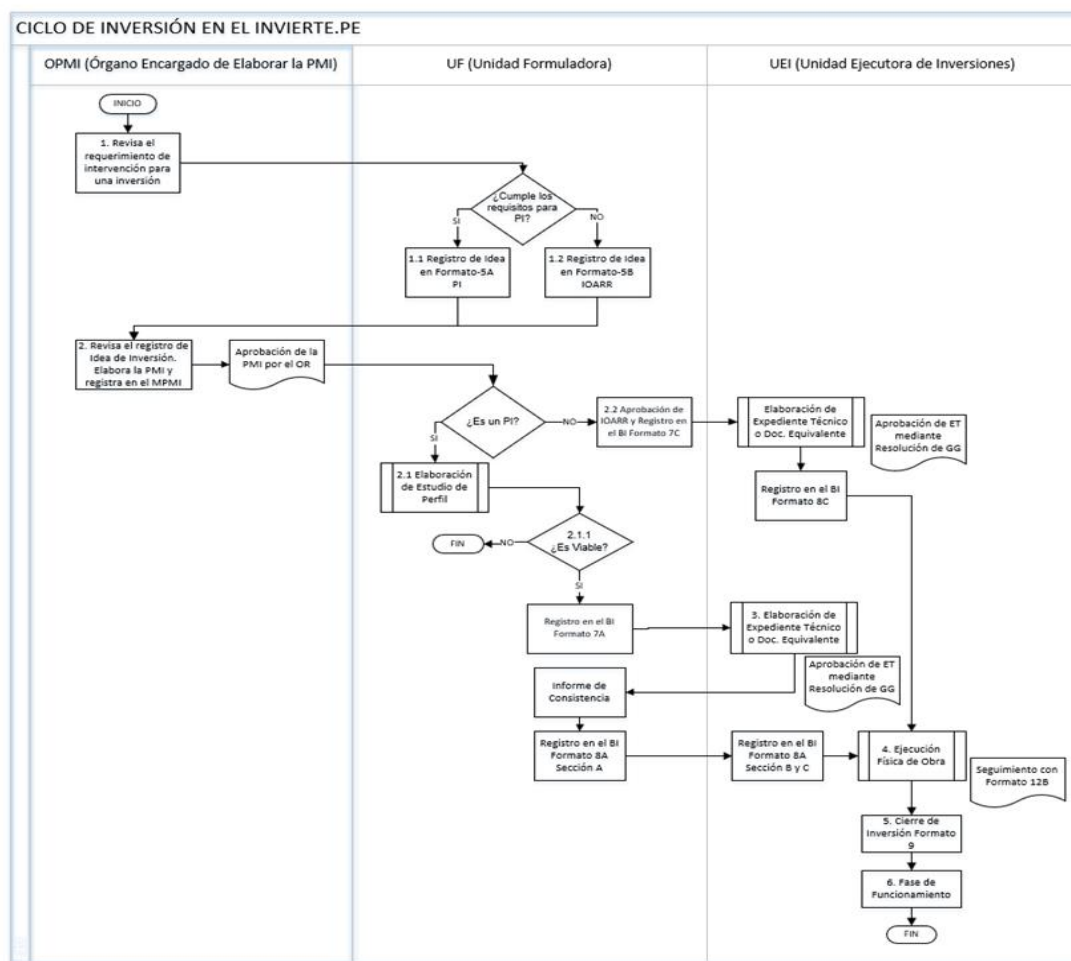
UEI: Unidad ejecutora de inversiones de Adinelsa

MPMI: Módulo de la programación multianual de inversiones

O&M: Operación y mantenimiento

Figura 9

Flujograma ciclo de inversión en el Invierte.pe



Nota: tomado de Loayza (2024)

Consideraciones de las condiciones climáticas de operación de los equipos que intervienen en el informe de investigación. El Centro de Control de Operaciones de Adinelsa será instalado en la ciudad de Lima.

El clima de Lima es particularmente singular debido a su ubicación. En los últimos años se ha registrado precipitaciones, junto con un alto nivel de humedad ambiental y una constante cobertura de nubes. Sus particulares características son distintivas, a pesar de encontrarse en una zona tropical a 12 grados de latitud sur y al nivel del mar. La costa central del Perú presenta una serie de microclimas singulares, influenciados por la fría corriente de Humboldt que viene de la Antártida, también la proximidad a la cordillera de los Andes, esto le da a Lima un clima subtropical que combina características frescas, desérticas y húmedo al mismo tiempo.

Se puede describir el clima de Lima como templado, sin intenso calor tropical ni fríos extremos que obliguen a utilizar la calefacción en casa, a excepción de algunos inviernos. El promedio de temperatura anual es de 18 a 20 °C, alcanzando un máximo estacional de aproximadamente 29 °C. La estación de verano que es de diciembre a abril, presenta temperaturas de aproximadamente de 29 a 30 °C durante el día mientras en las noches de 21 a 22 °C. En ocasiones cuando se presenta el fenómeno de El Niño, la temperatura en verano puede superar los 31 °C. Ahora, las temperaturas de los meses en invierno oscilan aproximadamente entre los 20 y 16 °C. por último, la estación de primavera y otoño, que es de mayo a noviembre presentan temperaturas templadas que van desde los 18 hasta 23 °C aproximadamente.

La humedad relativa de Lima es extremadamente alta alcanzado hasta el 100%, lo que da lugar a una neblina persistente que se extiende de junio a diciembre hasta la llegada del verano donde la presencia de neblinas baja. El ambiente en verano es soleado y húmedo, mientras que en invierno es nublado y templado. La precipitación es baja a excepciones de algunos días del año. Las lluvias en lima se puede considerar un fenómeno raro.

El clima en la ciudad de Lima es muy variable, puede clasificarse como húmedo y tropical, la temperatura fluctúa normalmente entre una mínima de 16°C y máxima de 34°C, aunque en algunas ocasiones alcanzó a los 41°C.

Condiciones de alimentación eléctrica en las instalaciones de Adinelsa

Normas	: IEC/IEEE/NEMA
Voltaje nominal de alimentación	: 220 VAC.
Clase de aislación	: 1 000 V
Variaciones de voltaje máximas	: +/- 5%
Conexión a tierra del sistema	: Sólidamente
Instalación	: tipo interior

Consideraciones de niveles de control y modos de operación de un sistema de comunicación

Nivel 0. Este Nivel se refiere a la operación directa desde los tableros de accionamiento de los equipos de protección y maniobra, así como de las cajas de mando de los interruptores y seccionadores instalados en el patio de llaves de la subestación y celdas de media tensión. En las cajas de mando de los equipos de maniobra, es necesario que haya un selector que permita seleccionar los modos de operación remoto, local o de bloqueo.

- a. En el modo remoto, únicamente se podrán ejecutar comandos desde los niveles 1, 2 y 3. Para los interruptores, típicamente los disparos ejecutados desde los relés de protección solo serán efectivos en modo remoto, también va a depender de la configuración en los modos de protección del relé.
- b. En el modo de bloqueo mecánico, solo para aquellos equipos que disponga de este selector, el cual será usado solo para labores de mantenimiento, no se podrá ejecutar ningún comando sobre el equipo desde ningún nivel de control.
- c. En el modo local, los comandos solo se pueden ejecutar desde la caja de mando mediante pulsadores de apertura y cierre o desde el relé para el caso reconectadores de media tensión, cerciorándose que se cumplan los criterios o diseños de enclavamientos de la operación en particular de cada instalación.

Figura 10

Equipos de campo que presentan nivel 0 de operación

NIVEL 0 (EQUIPOS DE CAMPO)



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Nivel 1. Este nivel se refiere a la operación de los equipos de protección y maniobra desde el gabinete de control de la bahía en las subestaciones de potencia.

En la pantalla del controlador de bahía, debe haber selectores que te permiten seleccionar el modo de operación ya sea en remota o local. Seleccionado el modo remoto, los comandos están únicamente habilitados para el nivel 2 y 3. Ahora, en el modo local, solo se podrán ejecutar comandos desde la interfaz hombre máquina del controlador de bahía, cerciorándose que se cumplan los criterios o diseños de enclavamientos.

Figura 11

Equipos de campo que presentan nivel 1 de operación



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Nivel 2. Este nivel se refiere al mando desde la estación de operación interfaz hombre maquina del Sistema de Automatización de una SET. En estas subestaciones, se selecciona el modo de operación remoto o subestación, este selector es uno del tipo virtual ubicado en el HMI.

La operación desde el nivel 2 es factible, siempre en cuando los niveles inferiores es decir el 0 y el 1 están configurados para la operación remota.

Si el nivel 2 esta trabajando el modo de operación remoto, entonces, solo en centro de control tiene la posibilidad de hacer gestiones y operaciones.

Cuando se selecciona el modo de operación de subestación en el nivel 2, únicamente se podrán ejecutar comandos desde la HMI del nivel 2 en la subestación.

Figura 12

Equipos de campo que presentan nivel 2 de operación



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Nivel 3. Este nivel se refiere a la operación del equipamiento desde el centro de control (sistema Scada). Desde este se podrá controlar remotamente la subestación siempre en cuando que los niveles inferiores y el sistema de automatización estén configurados como remoto.

Figura 13

Equipos de campo que presentan nivel 3 de operación

**NIVEL 3
(CENTRO DE CONTROL)**



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Consideraciones de un sistema Scada en un sistema eléctrico. El sistema Scada se encarga de recibir la información proveniente de los controladores de los equipos de protección y maniobra y en etapas posteriores desde RTU que provienen de cada una de las subestaciones de potencia o de las centrales hidroeléctricas. Esta información es fundamental para el buen funcionamiento de un sistema eléctrico.

La topología de la plataforma Scada siempre es redundante. Considerando protocolos de comunicación abiertos como son IEC60870-5-104 y DNP3.0 TCP/IP; los cuales serán instalados en servidores y serán monitoreados en estaciones de operación, mantenimiento e ingeniería.

La redundancia de un sistema Scada debe soportar una arquitectura *Hot - Stand By*, esto implica que un servidor opere como principal y, en caso que falle, se activará automáticamente el proceso de conmutación, esto significa que el servidor secundario que se encontraba en *Stand By* asumirá por completo el funcionamiento del sistema, de esta manera se garantiza la confiabilidad del sistema de control requerido y asegure un índice de disponibilidad de 99.99%.

El sistema de control deberá contar con la herramienta para generar reportes y gráficos de la información histórica, que se encontrará almacenada en un servidor histórico. La cual permitirá al personal operativo, la posibilidad de contar con registros históricos de medidas, alarmas y eventos, comparándolos en el tiempo y la capacidad de exportarlos en formatos Excel o PDF.

Los criterios de disponibilidad, robustez, seguridad, prestaciones, mantenibilidad y escalabilidad se consideran en el diseño del sistema Scada.

Un *software* Scada tendrá las siguientes características mínimas básicas:

- Arquitectura abierta, modular y escalable.
- Operación en ambiente *Windows*

- Redundancia *Hot – Stand By*, funcionando de tal manera que un servidor trabaje como principal y, ante la falla de este servidor, automáticamente el servidor de respaldo entra en operación tomando el control y supervisión del sistema SCADA.
- Disponibilidad mayor o igual a 99.99%, esto se evidencia a través de cálculos de disponibilidad, el cual indica que el tiempo total de falla acumulado en un año de todas las funciones críticas no debe superar los 53 minutos.
- Edición en línea de la Base de Datos Scada.
- Capacidad de manejo de múltiples protocolos abiertos DNP3.0, ModBus, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, IEC 61850. Un sistema Scada debe manejar estos protocolos de forma integrada en el *software* Scada, sin la necesidad de conversores de software adicionales o convertidores de protocolo intermedios para evitar retardos en el flujo de información o puntos de falla en el funcionamiento.
- Base de información Scada en tiempo real.
- Bases de información relacional histórica, tipo MS SQL Server u *Oracle* para el registro de información histórica a largo plazo.
- Interfaz gráfica de usuario completamente gráfica en entorno *Windows*, integrando sus funcionalidades en menús principales, menús desplegables, menús contextuales, barras de herramientas.
- Deberá ser modular, de modo tal que, en el futuro se implemente funciones como
 - ✓ Sistema de gestión en distribución – DMS (*Distribution Management System*) con manejo integrado de herramientas desarrolladas por el mismo fabricante de *software* como son el flujo de carga, procesador de topología, detección aislamiento y restauración de fallas y otros.
 - ✓ Sistema de gestión de interrupciones (OMS) para reducir el tiempo de las interrupciones, prediciendo su ubicación. Registro y visualización en el despliegue gráfico del estado energizado o desenergizado de la red analizada. Con la finalidad de mejorar el desempeño de las operaciones del sistema, que

permite a los operadores manejar con más precisión las interrupciones logrando mejorar los índices de calidad del servicio.

- Manejo de herramientas para importación de formatos como mapas, símbolos e imágenes, y otros.
- Herramientas para el acceso directo a los programas de terceros referidos a programación y configuración de IED, Base de Datos, etc.
- Visualización de gráficos del histórico de los datos, gráficos de tendencias con intervalos de muestreo.
- Herramientas de seguridad a través de usuario y contraseña con niveles de acceso y áreas de responsabilidad para estaciones maestras y estaciones de operación y supervisión sean locales o remotas.
- Capacidad de sincronización de hora con reloj controlado por satélite del Sistema de Posicionamiento Global – GPS (*Global Position System*) con conexión directa a la maestra o desde la red LAN.
- Capacidad para interactuar gráficamente con la base de datos al actuar sobre los objetos de los diagramas unifilares y geográficos, tal que se pueda actuar sobre el control de los equipos de campo, ajuste de valores en la base del sistema, además del reconocimiento y bloqueo de las alarmas.
- Información de las estadísticas en comunicaciones.
- Manejo del Protocolo *Simple Network Management Protocol* (SNMP) en forma integrada.
- Herramientas para procesamiento gráfico de conectividad del estado de los elementos gráficos del sistema (energizado, desenergizado, parcialmente energizado, en paralelo, anillos, etc.), tal que se pueda colorear dinámicamente la red con legado del coloreo dependiendo del alimentador o barra que energiza dicha red.

- Contar con herramientas para la visualización del sistema Scada vía aplicación WEB a través de un servidor Web independiente.
- Sistema de ciberseguridad de acuerdo al estándar NERC-CIP.

Un sistema Scada es basado en arquitecturas abiertas y estándares internacionales que provea las siguientes características:

- Escalabilidad. Para acompañar el crecimiento de las funcionalidades y objetivos de la organización en términos de volúmenes de datos de operación y control sin tener que reemplazar el sistema completo.
- Interoperabilidad. La solución deberá soportar la capacidad de integración con sistemas como GIS, información de clientes, y otros sistemas corporativos. Para ello, deberá tener la capacidad de utilizar estándares abiertos y técnicas sencillas de integración cuando se trate de sistemas con las mismas características.
- Seguridad. La norma NERC CIP establece los estándares de seguridad física y cibernética.
- Mantenibilidad, la arquitectura permitirá reducir los costos de referente al mantenimiento rutinario de las aplicaciones.

Un sistema Scada debe presentar características funcionales de transmisión y recepción de datos. Un sistema Scada poseerá la función de transmisión y recepción de datos con los controladores de los equipamientos eléctricos, lo que representa una de las funciones más importantes del sistema.

Un sistema Scada deberá integrar las señales y las funciones de los controladores de los equipos de protección y maniobra, y las que están por instalarse al sistema. En general, las siguientes funciones deben ser incluidas como mínimo:

- Interrogación rápida a los controladores de los equipos de protección y maniobra por excepciones

- Ejecución del control Seleccionar antes de operar
- Duraciones de control variable para controles momentáneos
- Detectar y reportar cambios de estado múltiples entre ciclos de interrogación, si el controlador de los equipos de protección y maniobra o la CDS no almacena cambios, sino que reporta un bit de múltiples cambios detectados.
- Interpolación automática de mensajes de prioridad múltiple. Por ejemplo, interrogación rápida automática luego de un control e interrogación de error luego de un error de comunicaciones
- Interrogaciones de integridad (interrogación general) programados
- Sincronización de hora de las CDS y a cada uno de los controladores de los equipos de protección y maniobra.
- Procesamiento y carga de secuencias de eventos

Un sistema Scada debe presentar las siguientes funcionalidades referente a la adquisición de datos. Los datos de los equipos de campo serán obtenidos desde los controladores de los equipos de protección y maniobra (reconectador) o desde concentrados en las RTU de las subestaciones o centrales hidráulicas.

- Posición de interruptores y seccionadores
- Posición de conmutadores local/remoto
- Posición de *tap* de transformadores
- Alarmas de protección
- Alarmas auxiliares de subestaciones
- Alarmas del sistema de comunicaciones.
- Medidas de parámetros eléctricos: tensión, corriente, potencia, frecuencia, energía

La adquisición de datos en el sistema Scada se realizará considerando los siguientes tipos:

- **Adquisición de datos de entradas digitales.** El sistema será capaz de adquirir la información de entradas digitales por interrogación general, en forma de evento o por excepción. La interrogación general se utilizará para actualizar la base de datos luego de una pérdida o suspensión de la interrogación de un controlador o una CDS con el propósito de tener una información consistente en su memoria de información.

Concluida la interrogación general, la memoria de información se deberá actualizar por los eventos reportados mediante excepción. Los datos digitales serán procesados conservando la información de tiempo (estampa de tiempo) proveniente del controlador o de la CDS.

La interrogación general podrá ser programada a nivel de base de datos para ser efectuada con una determinada periodicidad horaria o diaria y a solicitud del operador.

- **Adquisición de datos de entradas analógicas.** Las entradas analógicas serán obtenidas en la modalidad de barridos periódicos programados, en grupos con frecuencias de adquisición de datos diferentes. También se podrá hacer una interrogación general o por excepción, de tal forma que se pueda optimizar el uso del medio de comunicación de acuerdo con criticidad o variación de la medida.

Las entradas analógicas se podrán obtener en unidades de ingeniería o en valores absolutos, en este último caso el sistema deberá hacer un procesamiento adicional para tener el valor en las unidades de ingeniería correspondiente.

- **Adquisición de acumuladores de energía.** El sistema deberá soportar y traer incorporada la funcionalidad de adquisición de datos de acumuladores de energía. En este contexto, el sistema deberá tener la capacidad de registrar el total de los pulsos de entrada colectadas en intervalos de tiempo definidos en la configuración de Adinelsa. Además, contara con la capacidad de permitir la entrada de datos manuales. En aquellos casos donde se disponga la lectura de la potencia activa y reactiva, es viable llevar el procesamiento de integración con el objetivo de tener un respaldo a las mediciones del acumulador.

También se podrá usar la funcionalidad de acumuladores con las entradas digitales y analógicas con el propósito de calcular horas en servicio, energía estimada, etc., en base a la integración por *software* de las señales indicadas.

Un sistema Scada debe presentar un sistema de información histórica. El sistema de información histórica (HIS) tiene un rol importante en el análisis de la operación del sistema eléctrico y será un elemento clave como una herramienta de apoyo para la toma de decisiones corporativas. entonces, el sistema Scada proveerá almacenamiento extenso de datos históricos con capacidades de recuperación de dicha información.

El sistema de información histórica almacenará la información de tiempo real de campo, de datos calculados e introducidos por el operador. El sistema histórico se encargará del almacenamiento a largo plazo de las mediciones, operaciones, eventos y otros datos en tiempo real que son generadas por el sistema Scada.

El sistema de información histórica actúa como almacenamiento principal. Para la correcta aplicación de su funcionalidad, el sistema utilizará el manejo de base de datos relacional (RDBMS) que debe estar comercialmente disponible, la cual permitirá crear, mantener y acceder a la base de datos del sistema histórico.

El sistema de información histórica se desarrollará con un conjunto estándar de procedimientos para permitir acceso total y medios de recuperación para grupos de usuarios. Se proporcionarán los procedimientos para permitir a los usuarios autorizados, acceder, repasar, modificar y manipular los datos dentro de la base de datos relacional.

Los datos históricos serán fácilmente accesibles para los operadores del Scada y para el resto de los usuarios. Será posible también distribuir datos históricos seleccionados a un amplio rango de usuarios desde un servidor de información que realice consultas compatibles con SQL y sistemas de informes.

Un sistema Scada moderno debe presentar un interfaz WEB. Un sistema Scada moderno deberá contemplar la visualización de la interfaz del sistema vía aplicativo Web

para que, de esta manera, la información del sistema pueda ser compartida vía Web a los usuarios autorizados vía contraseña. Así, desde sus PC puedan visualizar la información del sistema Scada sin la necesidad de instalar un *software* adicional en sus PC.

La interfaz Web del sistema Scada moderno operará en *Microsoft Internet Explorer* versión 11 o superior, Chrome o Mozilla.

La interfaz Web del sistema Scada deberá contar con un control administrable de seguridad de usuarios y contraseñas. Asimismo, deberá ser implementada conjuntamente con un *firewall* para proteger la conexión entre el servidor Web con la red redundante del sistema Scada.

La interfaz Web no deberá permitir el envío de control ni modificaciones, en la edición de la base de datos Scada e interfaz gráfica del usuario del sistema Scada.

Un sistema Scada presenta una interfaz gráfica de usuario. La interfaz gráfica de usuario debe estar basada en un sistema de ventanas totalmente gráfico, proveer vistas gráficas animadas, claras e intuitivas de la operación de las subestaciones. Debe contar con herramientas fáciles de usar para crear aplicaciones escalables y portables. Debe proporcionar características interactivas de alto desempeño y utilizar simbología eléctrica normalizada.

La Interfaz gráfica de usuario, proporcionará al operador como mínimo lo siguiente:

- Presentación de vistas de tipo mapa geográfico.
- Estado detallado del equipo e información sobre la configuración de la red.
- Indicación visual del dispositivo de selección y de operación.
- Mediciones del sistema.
- Anunciación de alarmas a través de archivos de sonido
- Registro de eventos del sistema.
- Presentación de gráficos de tendencias con datos en tiempo real y datos históricos.
Capacidad mínima de ocho (08) curvas de tendencia en un mismo gráfico.
- Interacción con las alarmas del sistema, basada en áreas de responsabilidad.

- Importación de otros paquetes de diseño, como AutoCAD o sistemas GIS, mediante importación directa en formato DWG o DXF u otro, que generan la parte estática de los despliegues. Las capas del archivo DWG/DXF se deben conservar como capas en el mapa de la interfaz.
- Presentación de datos dinámicos: textos numéricos, símbolos, gráficos, trazado en coordenadas, atributos como colores, texturas y parpadeo, etc.
- Control de accesos de usuarios, a través de usuarios y contraseñas.
- La Interfaz gráfica de usuario, deberá estar diseñada para trabajar en *Microsoft Windows*

Consideración en el equipamiento de una estación maestra del sistema

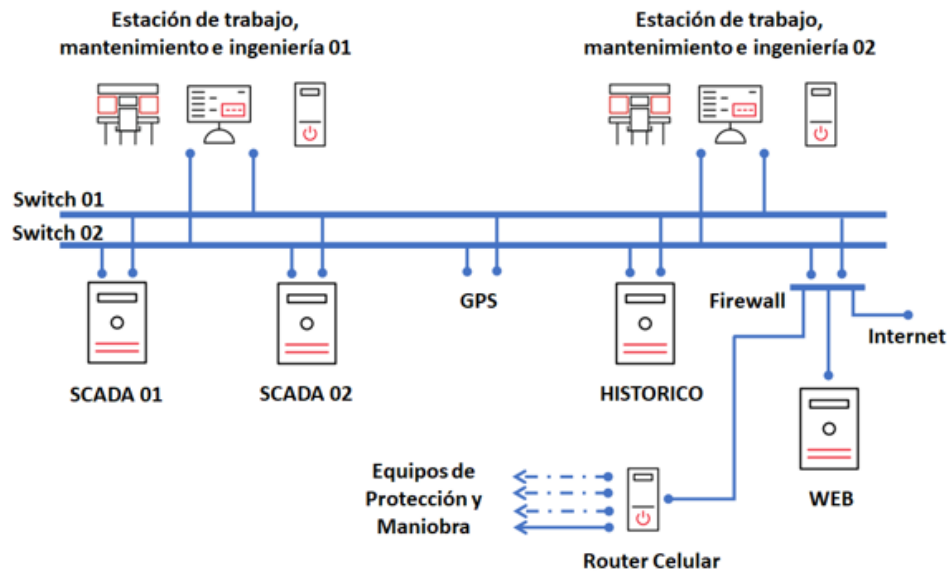
Scada. Un sistema Scada estará conformado como mínimo, por el siguiente equipamiento.

- *Software* Scada con el licenciamiento y documentación técnica.
- Dos (02) servidores Scada
- Un (01) servidor Histórico
- Un (01) servidor Web
- Dos (02) *switch* administrables capas 2 de comunicaciones, que conforman la red redundante del sistema Scada.
- Un (01) *Router-Firewall* de comunicaciones, para la conexión con la WAN del área usuaria con la red redundante del sistema Scada, la conexión con la red celular y opcionalmente con el servidor Web.
- Un (01) sistema de seguridad cibernética, de acuerdo con la norma NERC CIP.
- Un (01) sistema de *backup* automático.
- Un (01) reloj GPS que se conectará a la red redundante del sistema SCADA.
- Dos (02) estaciones de operación, mantenimiento e ingeniería, con dos (02) monitores de 27" cada una.

- Un (01) UPS de 5kVA y autonomía de 1 hora para el suministro de tensión estabilizada, para el equipamiento solicitado.
- Cables de fibra óptica y de red categoría STP Cat6 o superior para la conexión de los equipos a la red redundante.

Figura 14

Arquitectura típica de una estación maestra



Router celular. Es un dispositivo para la aplicación de telemetría que se usa en redes IOT, son encargados de recopilar datos de un IED y envía a plataformas para ser procesadas con la finalidad de desarrollar una aplicación.

Figura 15

Imagen de Router celular y sus aplicaciones



- APN self-adaptation, no user configuration needed on simple public network connection
- Multiple configuration methods: CLI, HTTP, HTTPS, SSH, etc.
- SNMP V1/V2c/V3 simple network management protocol
- Supports alarms
- Supports data traffic management
- Supports InHand Device Manager (DM), for efficient monitoring and management of large numbers of devices

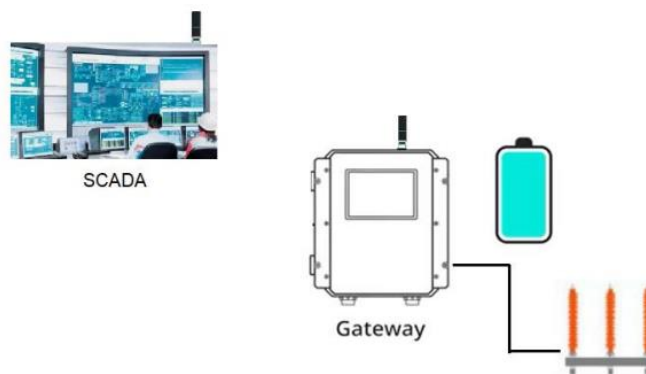
Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Se entiende que las redes de tecnología operacional (red OT) es una estructura de comunicaciones para soportar un proceso industrial (fabricas, empresas eléctricas, mineras y transporte), a diferencia de una red de tecnología de la información (red IT) que está orientada a ser instaladas en casas u oficinas. Por lo cual, una red OT está orientada al negocio de procesos y el usuario tiene que entender la implicancia de conocer a detalle de los equipos industriales de un sistema autónomo.

Las características principales de un *Router Celular Industrial* está definida por el volumen de datos, batería y disponibilidad.

Figura 16

Red inalámbrica industrial



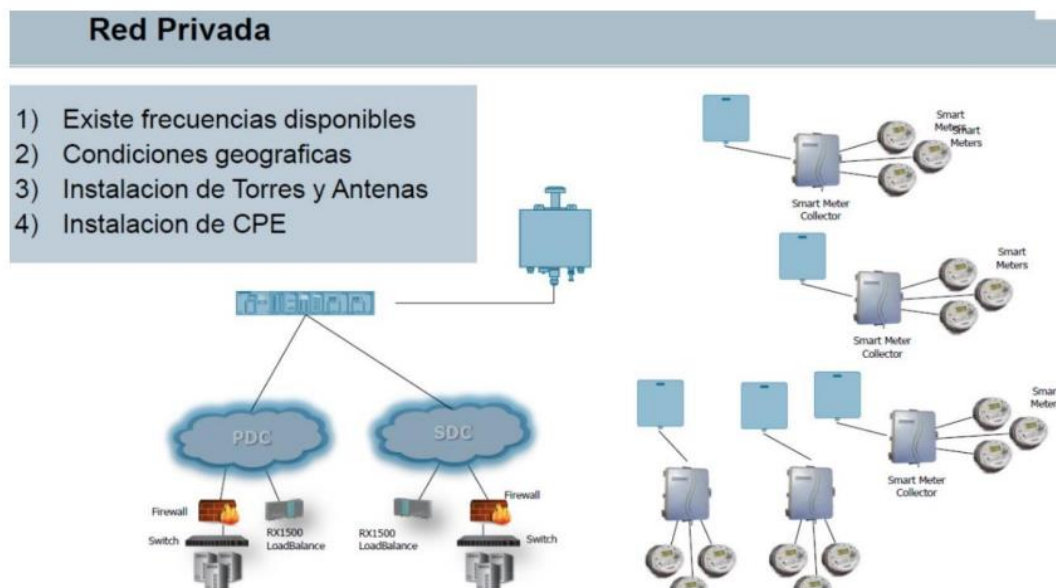
Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Los *router* celulares para implementar en las soluciones del sector eléctrico deben ser de tipo industrial, configurable por *software*. Todo esto para uso en aplicaciones de telemetría inalámbrica. Los *router* celulares deben de soportar tanto redes de datos por interrogación secuencial, así como redes de envío de datos por excepción con una variedad de equipos de control de datos, tales como sistemas Scada, unidades terminales remota (RTU), controladores lógicos programables (PLC), ordenadores de flujo y dispositivos similares. Las conexiones de las interfaces de datos deben de admitir tanto los protocolos Ethernet y secuenciales (RS-232/RS-485). Un *router* celular deberá tener las siguientes características para la aplicación de telemetría en el sector industrial eléctrico.

- Tipo industrial y operar de manera confiable en el entorno electromagnético de las SET, incluso en un amplio rango de temperaturas.
- Cumplir los requerimientos de condiciones climáticas, mecánicas y de compatibilidad electromagnética especificados.
- Se debe de disponer de puertos serial del tipo RS-232/RS-485 con conector eléctrico y/o RJ-45 y/o DB9.
- El equipo debe de contar con puertos *Fast Ethernet Estándares* 100BASE-T que permita la conectividad a la red de datos de tiempo real para supervisión y control remoto, soporte protocolo de comunicación DNP3 sobre TCP/IP.

Figura 17

Arquitectura de la funcionalidad de un router celular



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

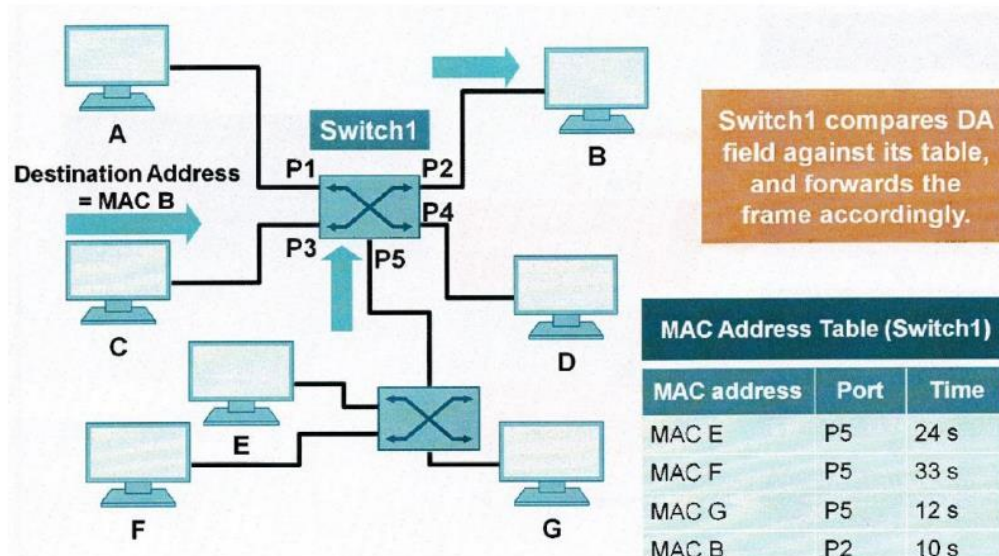
Switch Ethernet. Una red LAN de una red OT debe ser implementada mediante *Switch Ethernet*, que son las pistas para distribuir y/o transmitir los datos, los cuales deberán cumplir mínimamente con los siguientes requerimientos:

- Tipo industrial y operar de manera confiable en el entorno electromagnético de las SET, incluso en un amplio rango de temperaturas.
- Cumplimiento de estándar IEC 61850.

- Cumplir los requerimientos de condiciones climáticas, mecánicas y de compatibilidad electromagnética.
- Entradas de alimentación de corriente continua redundantes
- Tipo administrable con protocolo SNMP v2, v3
- Señalización de falla mediante SNMP
- Manejo de redundancia y enrutamiento
- Protocolo RSTP según norma IEEE Std. 802.1

Figura 18

Equipo encargado de conmutar datos en una red LAN (capa 2)

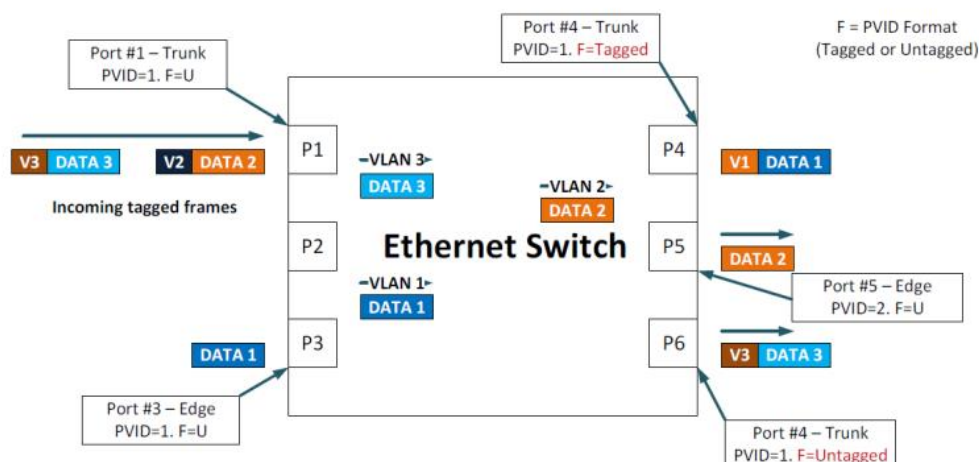


Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Los conceptos de VLAN y virtual LAN son una funcionalidad que tienen los *switches* para segmentar redes por tipo de tráfico; es decir, se separan los puertos de forma virtual. Por ejemplo, se puede tener una red industria, una red de telefonía IP y una red CCTV (círculo cerrado de televisión) y, si estas redes se mezclan en una misma red del switch, puede afectar a las comunicaciones.

Figura 19

Manejo de tramas en VLAN



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Servidores y computadoras. Un sistema de supervisión está compuesto por varios computadores que tienen gran importancia para el correcto funcionamiento del sistema Scada. Los *softwares* que gobiernan el sistema Scada se encuentran instalados sobre dos computadores.

Figura 20

Servidor de centro de control de Adinelsa



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Reloj GPS. Para el centro de control, se establece una la referencia de tiempo mediante un GPS con el propósito de sincronizar la hora de todo el equipamiento de sistema de adquisición de datos. En particular, debe sincronizar la hora de los servidores, consolas de operación, *switch*, *router*, *firewall*, *router celular* y el controlador del equipo de protección y maniobra (reconectador) para efectos de mantener la precisión de la marcación de la hora de los eventos.

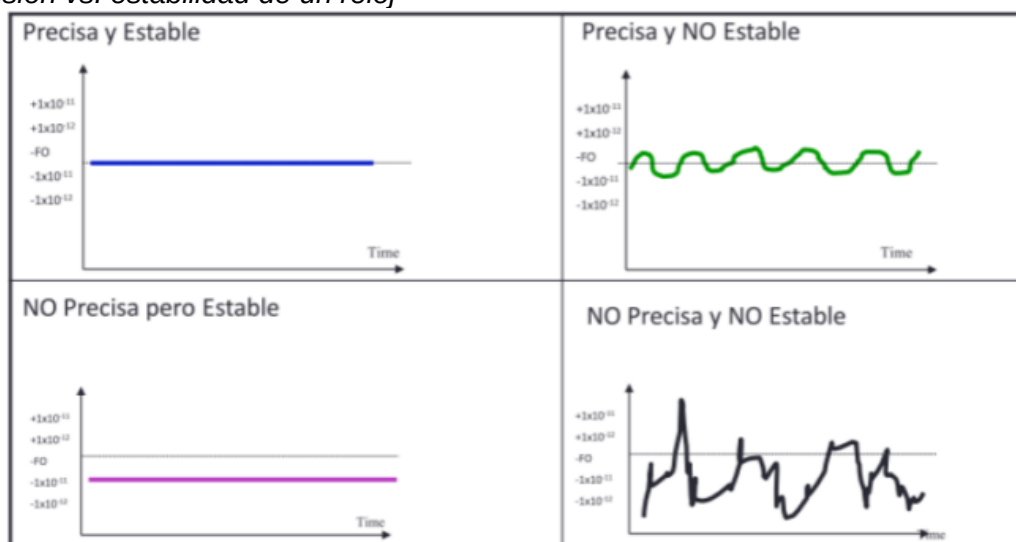
El GPS debe sincronizar a los equipos a través de la red LAN usando el protocolo PTP (*Precise Time Protocol*) de acuerdo con la norma IEC 61588 (*Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems*) o SNTP.

En todo caso, el sistema de sincronización de la hora deberá garantizar que no exista una diferencia de la hora entre equipos mayores a 1 ms.

El GPS deberá tener un *display* alfanumérico que muestre la hora exacta, así como indicación del estado de enganche del reloj con los satélites GPS.

Figura 21

Precisión vs. estabilidad de un reloj



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

En el caso de la sincronización por IRIG B la señal se transfiere por medio de un cable coaxial o fibra óptica. Es muy preciso, pero se tiene que implementar en una red dedicada. El caso del protocolo SNTP/NTP puede ser soportando sobre una la misma estructura de redes, pero es un poco preciso. El protocolo PTP nace en la industria y coge lo mejor de IRIG B y SNTP, la señal llega con la hora ya compensada en tiempo.

Figura 22

Sincronización de tiempo por protocolo SNTP/NTP

El "cliente" requiere la hora al servidor, enviando un paquete en el instante T_1 (según el reloj del cliente).

El paquete es recibido por el servidor, en el instante T_2 (según el reloj del servidor) y respondido en el instante T_3 (según el reloj del servidor). El paquete incluye los tiempos T_1 , T_2 y T_3 .

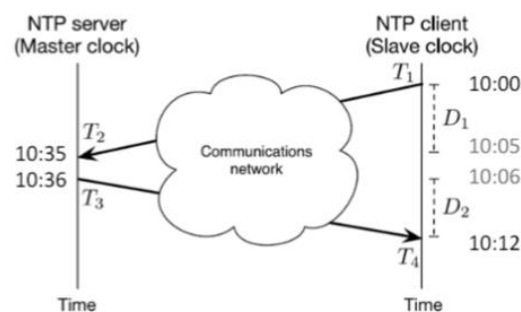
El paquete es recibido por el cliente en el instante T_4 (según el reloj del cliente).

Con la información de T_1 , T_2 , T_3 y T_4 , el cliente estima cual es el tiempo de propagación entre el servidor y el cliente, y determina su offset respecto al la hora del servidor:

$$D_1 = T_2 - T_1 \quad D_2 = T_4 - T_3$$

$$D = \frac{D_1 + D_2}{2} \quad Offset = \frac{(T_2 - T_1) + (T_3 - T_4)}{2} = \frac{D_1 - D_2}{2}$$

Si las demoras no son simétricas, el resultado no es exacto.



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

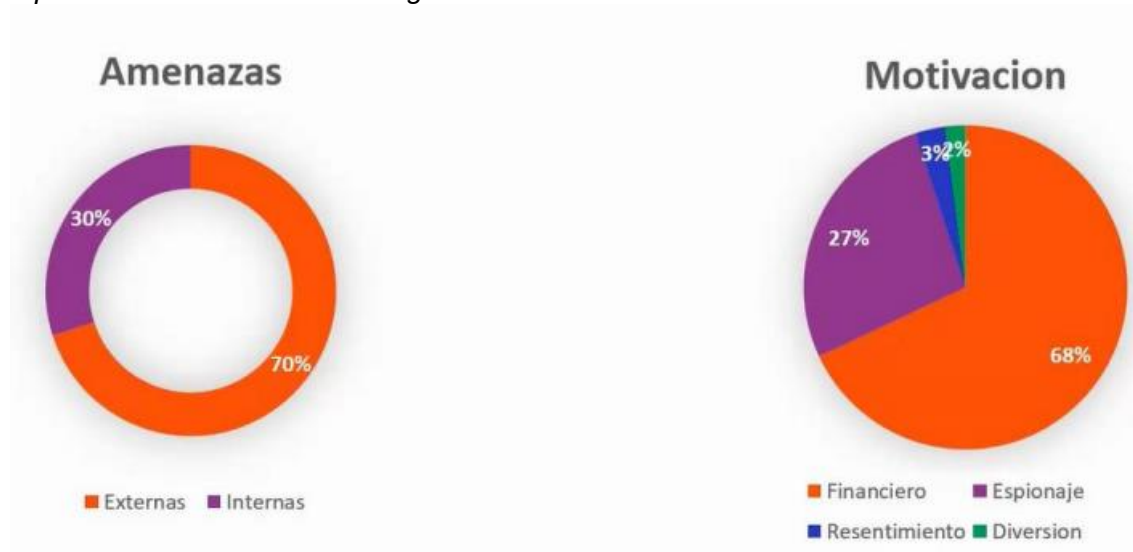
Router-Firewall de comunicaciones. El *firewall* es un equipo de seguridad perimetral que regular el tráfico de datos tanto de salida como de entrada ya sea permitiendo o bloqueando (como dejar pasar protocolos como DNP3, SNMP) por las diferentes interfaces del *router*, tanto en la WAN, como también en la LAN.

Se entiende que en una red IT se prioriza la confiabilidad y en red OT se prioriza la disponibilidad (24/7), la integridad, la confiabilidad y las consecuencias es pérdida de información, control y daños activos.

El Equipo de Respuesta a Emergencias Cibernéticas de Sistemas de Control Industrial (ICS-CERT) es la institución que proporciona un enfoque de seguridad del sistema de control y facilita estadísticas de eventos de ciberseguridad. Donde la industria eléctrica se lleva el segundo puesto en *hackeos* luego de la industria militar, de esto el 20% de los ataques son intencionales por factor económico, espionaje o resentimiento.

Figura 23

Tipos de incidentes de ciberseguridad



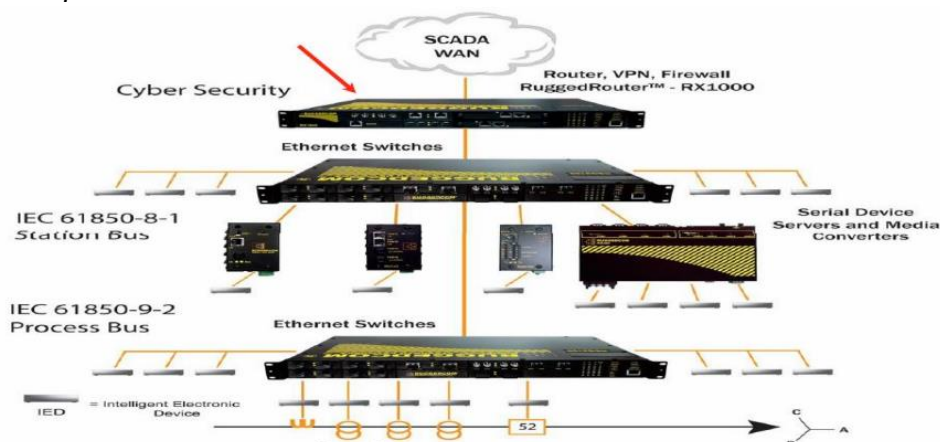
Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

El ataque más característico es el acceso *Phishing*, donde se levanta una Macros en cualquier programa. Este Macros, de documento *Office*, instala un *Malware* al momento de ejecutar un programa; entonces, es importante entender todo el costo que impacta levantar un sistema luego del Hackeo.

La normativa IEC 62443 recomienda proteger una red una red a través de un *firewall* y plantea segmentar la red para tener selectividad de zonas de protección. La norma NERC-CIP (Corporación Norteamérica para la Confiabilidad Eléctrica- Protección de la Infraestructura Crítica) es un estándar que recomienda procedimientos técnicos para proteger una red de un ataque. Esto es identificar, proteger, detectar, responder y recuperar.

Figura 24

Arquitectura típica de un firewall OT

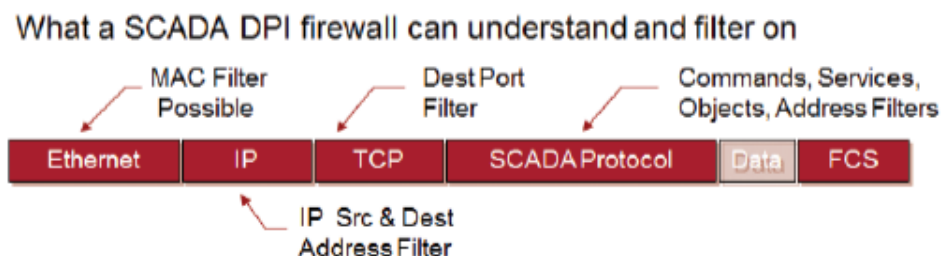


Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Los *firewalls* crean una política o regla de entrada y salida de todos los datos que abarca una información, lo que puede entender o filtrar un *firewall* es filtrar MAC, dirección IP, puerto, comandos y servicios y objetos.

Figura 25

Parámetros de filtro en un Firewall



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

UPS. En una instalación eléctrica se debe considerar un sistema UPS. En este caso, para un sistema de centro de control de operaciones de una entidad suministradora de energía, la potencia característica del UPS es de 5kVA para autonomía de 1 hora, considerando en su diseño la conexión con el equipamiento crítico del centro de control.

Redes de datos LAN. Una red LAN debe de tener todo el equipamiento de red necesario para administrar las redes identificadas en el diagrama de arquitectura conceptual. Además, la velocidad de conexión por puerto debe ser mínimo de 100 Mbps.

Todos los servidores y consolas orientados a las interfaces de usuario, deben ser conectados de manera redundante a la red y es fundamental utilizar la tecnología de agrupamiento de interfaces del *hardware* para garantizar la redundancia.

Las características generales que deben considerarse son las siguientes:

- Equipos deben tener fuente de alimentación redundante
- Soporte para IPv6
- Protocolos de gestión de equipos de red: SSH y SNMPv3
- Soporte para los protocolos EIGRP, RSTP, entre otros
- VLAN dedicada para administración de los equipos

Consideraciones para elaborar un estudio de comunicaciones

El principal medio de comunicación a utilizar en la telemetría de señales en los sistemas de Adinelsa será la tecnología celular, donde la cobertura móvil para redes industriales de tecnología operacional utiliza las siguientes frecuencias:

- 2G: Con una cobertura a 32,973 Centros Poblados opera en 850 y 1900 MHz.
- 3G: Con una cobertura a 35,454 Centros Poblados opera en 850 y 1900 MHz.
- 4G: Con una cobertura a 21,094 Centros Poblados opera en 700, 900 MHz, 1900 MHz, 1.7/2.1GHz y 2.5 GHz.

Por lo que, el *router celular*, que contempla el informe de investigación, debe de estar preparado para uso de la tecnología sea 4G para comunicarse con los equipos de protección y maniobra. En la figura de a continuación, se presenta la distribución del espectro de diferentes operadores comerciales en Perú.

Figura 26

Distribución de espectros electromagnéticos en Lima y Callao

Distribución del Espectro en las provincias diferentes de Lima y Callao					
BANDAS					
450 MHz	2.5+2.5 MHz / 1.25+1.25 MHz (1)	3.75+3.75 MHz (2)	-	-	(1) En algunas provincias y variable de acuerdo a la provincia. (2) En algunas provincias. (3) Incluye asignación de su vinculada OLO Perú. En algunas provincias tiene 55+24 MHz. (4) En algunas provincias. (5) Depende de la provincia. Va desde 0.63 MHz a 7.68 MHz. (6) Incluye asignación de DIRECNET, cuya compra por ENTEL se acaba de anunciar. (7) Incluye asignación de su vinculada Americatel. 25+25 o 50+50 MHz, de acuerdo a provincia. (8) En algunas provincias están desaparecidos. (9) EXISTEN OTROS OPERADORES PEQUEÑOS CON ASIGNACIONES (COTEL, Econocable, etc.)
700 MHz	15+15 MHz	15+15 MHz	15+15 MHz	-	
800 MHz	-	-	Variable (5)	-	
850 MHz	12.5+12.5 MHz	12.5+12.5 MHz	-	-	
900 MHz	8+8 MHz	-	-	13+13 MHz	
1900 MHz	12.5+12.5 MHz	17.5+17.5 MHz	17.5+17.5 MHz	12.5+12.5 MHz	
1.7/2.1 GHz	20+20 MHz	-	20+20 MHz	-	
2.3 GHz	-	-	30 MHz (6)	-	
2.5 GHz	-	33+24 MHz (3)	-	22+22 MHz (8)	
3.5 GHz	25+25 MHz	25+25 MHz (4)	50+50 MHz (7)	-	

Nota: tomado de

[http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/\\$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf)

Figura 27

Distribución de espectros electromagnéticos en las provincias de Lima y Callao

Distribución del Espectro en las provincias de Lima y Callao					
BANDAS					
450 MHz	3.75+3.75 MHz	-	-	-	(1) Incluye asignaciones de sus vinculadas TVS Wireless y OLO Perú. (2) Incluye asignación de su vinculada Americatel Perú y de DIRECNET, cuya compra por ENTEL se acaba de anunciar. (3) Incluye asignación de su vinculada Americatel Perú.
700 MHz	15+15 MHz	15+15 MHz	15+15 MHz	-	
800 MHz	-	-	8.2+8.2 MHz	-	
850 MHz	12.5+12.5 MHz	12.5+12.5 MHz	-	-	
900 MHz	5+5 MHz	-	-	16+16 MHz	
1900 MHz	12.5+12.5 MHz	17.5+17.5 MHz	17.5+17.5 MHz	12.5+12.5 MHz	
1.7/2.1 GHz	20+20 MHz	-	20+20 MHz	-	
2.3 GHz	-	-	30+30 MHz (2)	-	
2.5 GHz	-	138 MHz (1)	54 MHz	-	
3.5 GHz	25+25 MHz	25+25 MHz	50+50 MHz (3)	-	

Nota: tomado de

[http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/\\$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf)

El estudio de comunicaciones muestra la distribución de la cantidad de puntos y la asignación de cada operador para a los equipos de protección (reconectores). Un estudio de comunicaciones con información real en sitio contendrá referencialmente las siguientes medidas.

- Coordenada UTM (latitud y longitud) y respectiva toma fotográfica.
- Para cada operador (Movistar, Claro, Entel, Bitel u otro):
- Numero de Banda.
- Data Red. (4G [LTE], 3G o 2G)
- RSRP, dBm
- RSSNR, dB
- RSRQ, dB
- Pantallazo del mapa con la ubicación de la antena más cercana.

Con esta información obtenida, se gestiona, con alguno de estos operadores comerciales en Perú, una red privada celular para transferir los datos y se contratará un determinado paquete de datos según el cantidad y velocidad de envío de señales del equipo de protección al sistema Scada.

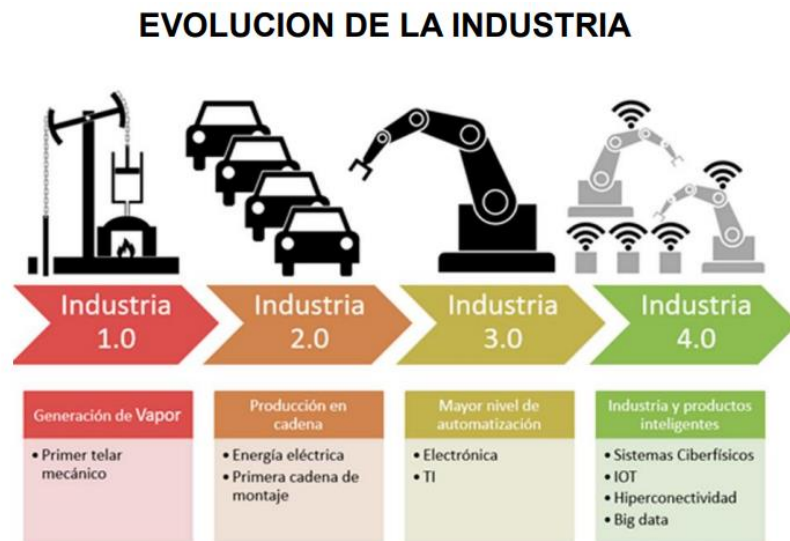
Consideraciones de protocolos y redes industriales

Hoy, los equipos de protección tienen protocolos de comunicación para el control remoto y reportar a un sistema Scada. Los equipos dependiendo del enlace de comunicación y posición pueden trabajar como cliente o servidor.

En la actualidad, se utiliza el protocolo *Ethernet* a través de la interfaz física RJ45 para la transmisión de múltiples protocolos (sesiones simultaneas) para lograr la interoperabilidad de los equipamientos eléctricos y las redes en un sistema industrial.

Figura 28

Evolución de la industria



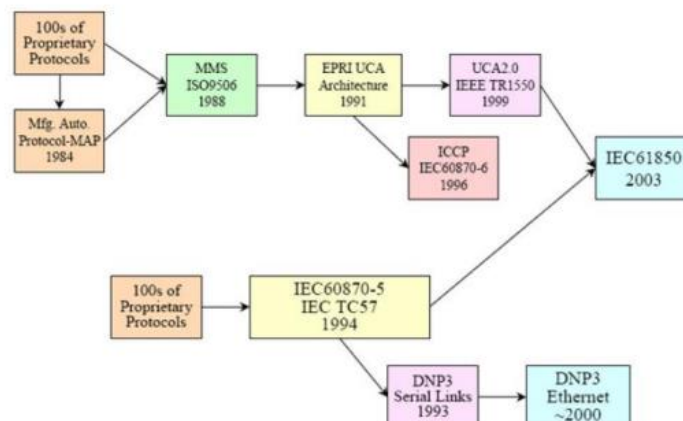
Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Los sistemas de automatización nos permiten optimizar costos, los procesos y la seguridad de trabajos industriales. Todo esto está relacionado directamente con el concepto de Internet de las Cosas Industriales (IIOT), que básicamente es desarrollar un mecanismo de llevar los procesos industriales a través de la nube.

Figura 29

Evolución histórica de los protocolos de las industriales

Evolución Histórica los distintos Estándares



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Protocolo Modbus. Es el protocolo pionero y más conocido en el mundo industrial. Nace por el concepto de puleo. Presenta deficiencias en temas seguridad, ya que puede sufrir ataques cibernéticos.

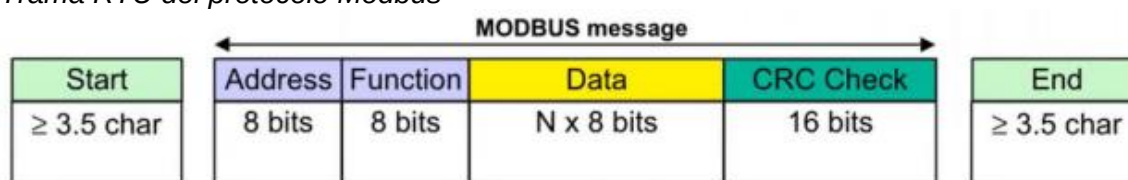
Al funcionar por puleo, no permite obtener eventos que ocurren de forma instantánea en un equipo de control, como es la señal de disparo.

En el modo RTU, los mensajes se inician con un intervalo silencioso que deber de al menos 3.5 tiempos de carácter. Esto implementación es más sencilla cuando se utiliza un múltiplo de tiempos de carácter de la velocidad de transferencia de la red ($t_{3,5}$).

El primer campo que se transmite es, por lo tanto, la dirección de receptor.

Figura 30

Trama RTU del protocolo Modbus



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Protocolo IEC60870-5-104. El protocolo IEC 60870 nace para el envío de información del nivel 2 al nivel 3 o entre sistemas Scada. Es eficiente en temas de ancho de banda y maneja las propiedades de tiempos de comunicación de desconexión.

Presenta puerto lógico TCP, es decir dentro de cada dirección IP hay un socket de puertos lógicos.

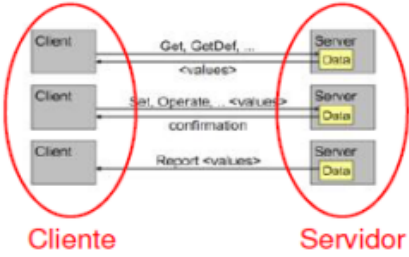
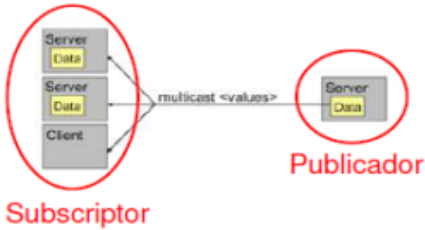
Protocolo IEC61850. Es el protocolo más conocido en el sector eléctrico y más que un protocolo es una norma que habla de *hardware* y *software*.

La comunicación se desarrolla a nivel de capa 2 de manera rápida, presenta una topología de comunicación horizontal y se necesita tener fibra óptica para que los equipos se comuniquen entre sí.

Se usa mucho para hacer esquemas coordinados de protección entre equipos de protección.

Figura 31

Propiedades del protocolo IEC61850

Servicios Cliente / Servidor	Servicios en Tiempo Real
> Centro de control ↔ disp. de campo (SCADA) > Informes, control, etc. > No es crítico en tiempo > Conexión uno-a-uno 	> Comunicación rápida entre equipos y transmisión de Sampled Values > GOOSE y Sampled Values > Crítico en tiempo > Conexión uno-a-muchos (Multicast) 

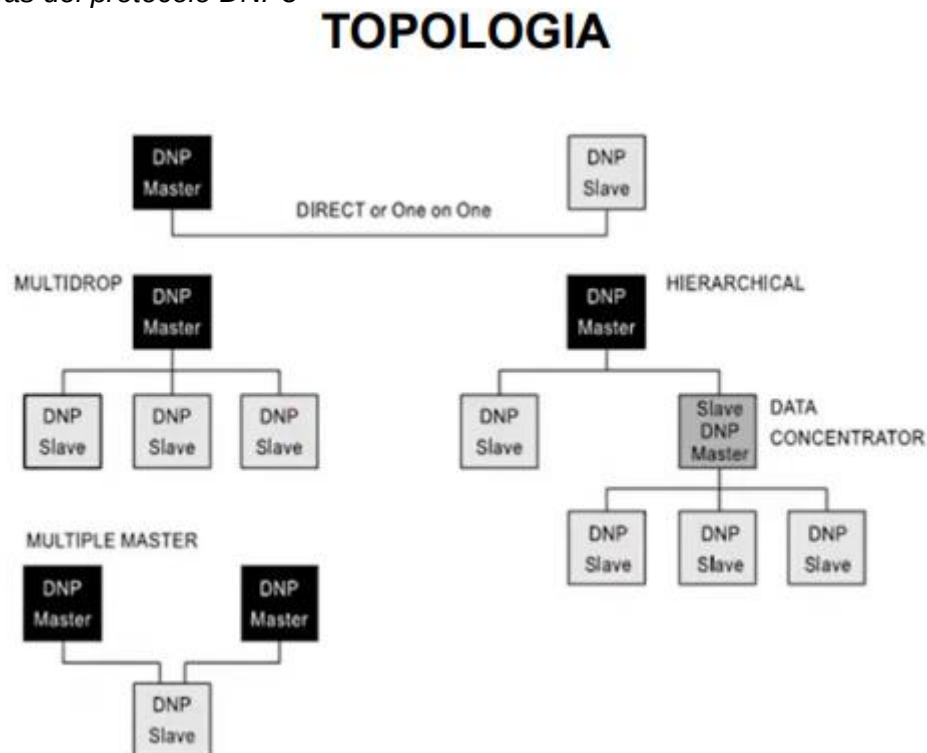
Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Protocolo DNP3. Protocolo pensado para el sector energía, ya que tiene muchas propiedades basado al consumo de ancho de banda. Presenta las siguientes propiedades:

- Diseñado para alcanzar interoperabilidad abierta y estándar entre elementos de subestaciones.
- Los mensajes se dividen en varias tramas con la finalidad de garantizar un control óptimo de errores.
- Permite topología Maestro-Esclavo de múltiples maestros.
- Respuestas y solicitudes que tienen diversos tipos de datos en un solo mensaje.
- Facilita la comunicación de eventos y excepciones sin que sea necesario realizar la interrogación por parte del maestro.
- Transferencia fiable de archivos de configuración.
- Dirigir más de 65000 dispositivos a través de un único enlace.
- Asigna prioridades a un grupo de datos (clases).
- Otorga sincronización de tiempo y eventos con estampa de tiempo.

Figura 32

Topologías del protocolo DNP3



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

Las características más importantes por lo que se rige la comunicación del protocolo DNP3 son los objetos y las clases, en donde el objeto determina el tipo de dato y la clase define la prioridad que se le asigna a la señal para el envío de información. Dentro de los objetos se encuentra las variaciones que define los atributos de los objetos.

Figura 33

Designación de Clases en una señal DNP3

DNP detecta cambios y reporta de acuerdo a su prioridad:

- Clase 0 : Sin prioridad
- Clase 1 : Prioridad mas alta
- Clase 2 : Prioridad media
- Clase 3 : Prioridad baja



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

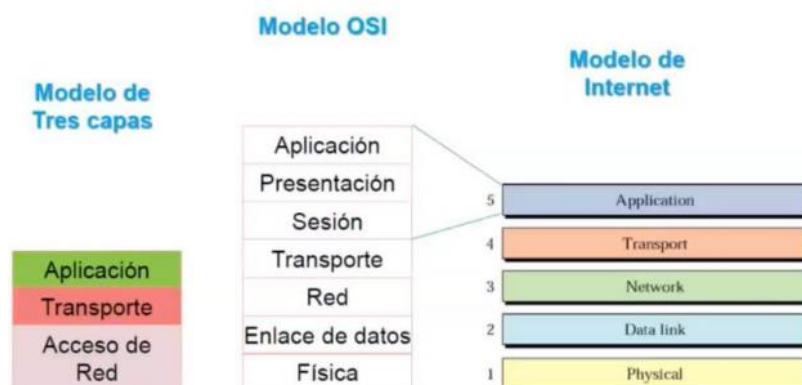
- Objeto 01 por normativa son las entradas binarias estáticas y funcionan por puleo.
- Objeto 02 son los cambios de entradas binarias.
- Objeto 10-19 define los mandos-salidas binarias
- Objeto 20-29 define los contadores
- Objeto 30-39 define las entradas analógicas

Las características más relevantes de las variaciones son las versiones de Bits 32 o 34, la calidad de la señal, el modo de tiempo, la característica de punto flotante y el modo de reporte.

Arquitectura de protocolos

Figura 34

Representación de la arquitectura de comunicaciones



Nota: tomado del curso de capacitación (Indexum, 2022).

EL modelo de internet es el más utilizado en los procesos industriales.

Capa 1. Es lo que se compra, lo que el desarrollador te da, como por ejemplo el puerto RJ45 (puerto 1 *Ethernet*)

Capa 2. Es lo que se propaga por la capa física, en los equipos lo que se propaga es la dirección MAC (*Media Access Control* es única para cada dispositivo) (MAC1)

Capa 3. Es lo que maneja los datos en la dirección IP. Esto es configurable. (IP1)

Capa 4. En esta capa se transmiten los datos por protocolos TCP o UDP y están asociados a puertos lógicos. (TCP 20000)

Capa 5. Aquí se encuentra el protocolo industrial en donde se da la interacción con el usuario (DNP Dirección 10)

La comunicación TCP (Protocolo de control de transmisión) está orientado a conexión y a la obtención de tener un dato confiable, al presentar un procesamiento de comunicación segura y correcta presenta un alto volumen de transmisión de datos.

Mientras que la utilización de UDP (Protocolo de datagramas de usuario) está orientado a tener velocidad en la transmisión de señales, pero es poco fiable.

Nivel de robustez y funcionalidad. Al trabajar los equipos en sistemas eléctricos industriales, estarán expuestos a condiciones de polvo, vibración y campos magnéticos. Por el ello, se debe asegurar la robustez de los quipos para su correcta funcionalidad.

Para esto se tienen certificaciones.

IEC 91850-3 establece que en la fabricación de los equipos utilicen la electrónica del estado sólido (basado en equipos solidos de semiconductores y no rotativos, por ejemplo)

IEEE 1613 establece requisitos ambientales y norma de prueba de acuerdo con el estándar IEEE para los dispositivos de red de comunicación utilizados en plantas de energía.

Todos estos equipos tienen sistemas de filtros pasa bajo y pasa alto y por ende soportan los campos magnéticos y lo armónicos que se dan en el un sistema industrial eléctrico.

2.1.6 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 3

Consideraciones de las características técnicas de un equipo de protección de redes eléctricas de media tensión. El reconectador es un equipo de protección que combina las funciones de detección, relé, interruptor y recierre en una sola unidad integrada. Los reconectadores pueden ser instalados en subestaciones o en las líneas de distribución aéreas. El propósito del reconectador es censar una falla, despejar la falla, e intentar restaurar el servicio. El reconectador debe seguir una secuencia predeterminada de operaciones de apertura y cierre. Si la falla es temporal, el servicio será restablecido. Si la falla es permanente, el reconectador completará su secuencia y, finalmente, se bloqueará y permanecerá en la posición abierta.

Los reconectadores pueden ser clasificados de varias maneras: por su medio de interrupción (aceite, SF6, vacío), por el material de aislamiento de la cámara de interrupción (ejemplo, dieléctrico sólido), y por el número de polos (monopolar o tripolar).

De las estadísticas de fallas de redes aéreas de distribución en el mundo, se deduce que aproximadamente el 80% de las fallas que se producen en estas redes son temporales, es decir, después de interrumpir la alimentación a la red donde ocurre la falla, el aislamiento en el punto de falla se reconstituye y, al reconectar la tensión, el defecto no persiste. Debido a esto, cuando ocurran este tipo de fallas, al usar un reconectador con varios recierres, se puede lograr restablecer el servicio de manera rápida, automática y mejorar la calidad del servicio eléctrico a los usuarios conectados a la red eléctrica.

Figura 35

Configuración al relé del reconectador automático



Especificaciones técnicas generales de reconectadores automáticos técnicamente competitivos para la adquisición de bienes en una empresa por el modo de contratación de licitación pública en el Perú

En esta sección, se dan a conocer las características técnicas estándares de reconectadores automáticos técnicamente competitivos (primera gama) y pruebas funcionales que deben cumplir-. En este caso, enfocados a la adquisición de bienes de una empresa pública de Perú. Se entiende que los reconectadores se instalan en subestaciones, en redes primarias (zonas urbanas) y líneas primarias (zonas rurales generalmente), por ende, un buen reconectador debe cumplir los estándares de robustez

para que trabaje en todo tipo de territorio, ambiente y condiciones climáticas. En el Perú, hay zonas urbanas y rurales, y., en este último, las condiciones de operación en el suministro eléctrico son muy complejo por las topologías de la geografía, las zonas de acceso a las localidades y las condiciones climáticas como las descargas atmosféricas que se produce en sectores de alto nivel isoceraunico.

En las redes urbanas, nos encontramos con sistemas en anillo, sistemas de conexión delta, etc. Todas estas características de un sistema eléctrico nos llevan a implementar equipos que tengan en su desarrollo de ingeniería las soluciones para los distintos problemas que se produce en un sistema en particular. Ahora para cumplir con la pluralidad de equipos y la libre competencia que se puede tener una licitación pública de cualquier entidad se da los lineamientos o características técnicos mínimos requeridos que un equipo de protección de redes de media tensión (reconectores) debe cumplir.

Figura 36

Topes para cada procedimiento de selección para la contratación de bienes, servicios y obras - Régimen General 2024 vigente



**TOPES (*) PARA CADA PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN PARA LA
CONTRATACIÓN DE BIENES, SERVICIOS Y OBRAS –
REGIMEN GENERAL**

Año Fiscal 2024 y en Soles

TIPO	MONTOS (**)				
	BIENES	SERVICIOS			OBRAS
		SERVICIO EN GENERAL	CONSULTORIA DE OBRAS	CONSULTORIA EN GENERAL	
LICITACIÓN PÚBLICA	>= de 400,000	-			>= de 2'800,000
CONCURSO PÚBLICO	-	>= de 400,000			-
ADJUDICACIÓN SIMPLIFICADA	< a 400,000	< a 400,000			< a 2'800,000
	> de 41,200	> de 41,200			> de 41,200
CONTRATACIÓN DIRECTA	> de 41,200	> de 41,200			> de 41,200
COMPARACIÓN DE PRECIOS	<= a 77,250	<= a 77,250	-		
	> de 41,200	> de 41,200			
SUBASTA INVERSA ELECTRÓNICA	> de 41,200	> de 41,200	-		
SELECCIÓN DE CONSULTORES INDIVIDUALES	-	-	-	<= a 60,000	-
				> de 41,200	

Elaborado por la Dirección del SEACE – OSCE (***)

(*) Artículo 5° literal A, Artículos 22° al 25° de la Ley de Contrataciones el Estado, Ley N° 30225 y artículos 32° y 76° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 350-2015-EF, y al Artículo 14° del la Ley N.º 31953 que aprueba el presupuesto del sector público para el año fiscal 2024.

(**) Decreto Supremo No 309-2023-EF, publicado en el diario oficial El Peruano el día 28.12.2023.

(***) Prohibida su reproducción, modificación o publicación, sin citar la fuente.

Nota: tomado de <https://www.gob.pe/institucion/osce/informes-publicaciones/4989958-topes-para-cada-procedimiento-de-seleccion-para-la-contratacion-de-bienes-servicios-y-obras-regimen-general-2024-vigente>

El reconectador automático diseñado para su instalación en postes y subestaciones debe estar fabricado con cámara de extinción (interruptores) en vacío, lo cual estará ubicada en el tanque de acero inoxidable de grado 316 totalmente sellado, además, su aislamiento debe ser de resina sólida.

El gabinete de control y comunicaciones debe contener la interfaz de operaciones y la microelectrónica. El control electrónico debe administrar el interruptor y también las funciones de protección. Para establecer la conexión entre el gabinete y el interruptor es necesario utilizar un cable de control desenchufable.

El reconectador tendrá un sistema de alimentación auxiliar, que suministrará la tensión el cual alimentará al módulo cargador rectificador.

El cubículo de control debe contar con baterías. Estas suministrarán la Vdc al mando de control después del rectificador de la fuente de baja tensión AC.

La operación del reconectador deberá obedecer a las órdenes del microprocesador del relé. Este deberá estar instalado en el cubículo de control.

El transformador de corriente debe ser instalado en los *bushing*. Este debe estar conectado fijamente a los contactos del interruptor del tanque principal. El controlador del *reconectador* debe de ser capaz de mostrar en pantalla valores de 1 amperio primario.

Los *bushing* deberán tener la característica de ser intercambiables a fin facilitar su reemplazo en caso de deterioro. Esto, para el caso de mantenimientos correctivos de daños a los *bushing*, se tenga la posibilidad de ser cambiados si la necesidad de cambiar el tanque completo.

En la parte superior del tanque principal deben estar los *bushing* de porcelana o poliméricos (goma silicona).

El suministro del reconectador debe contar con todos los transformadores de corriente y tensión necesarios, de tal modo que todas las funciones de medición y protección que se requiera queden habilitadas.

Figura 37

Reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Figura 38

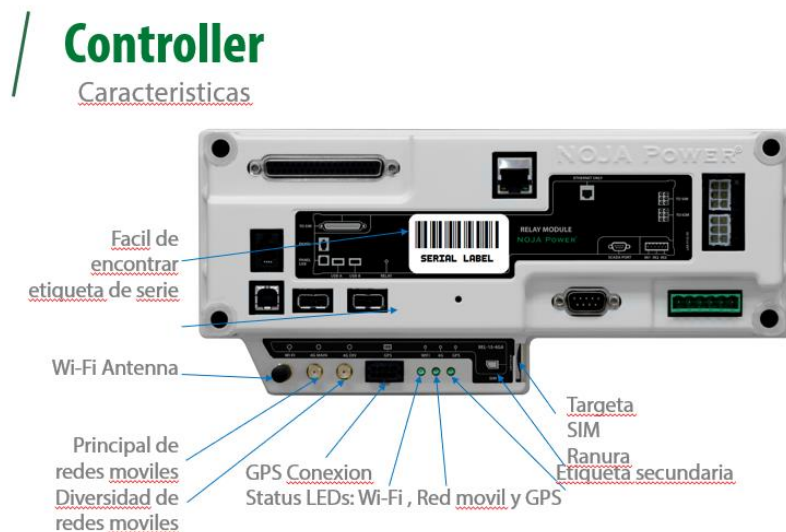
Controlador de un reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2023).

Figura 39

Módulo relé de reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Condiciones ambientales. Los equipos de protección de redes media tensión (reconectores), en Perú, deben son instalados en zonas que tienen como características ambientales lo siguiente:

- Altitud sobre el nivel del mar: entre 100 a 4500 m s. n. m.
- Humedad relativa: 0 a 98 %
- Temperatura ambiente: -10 a 40°C
- Contaminación ambiental: alta

Condiciones de operación del sistema. Las características técnicas de los sistemas eléctricos en media tensión en Perú son las siguientes.

- Tensión nominal del sistema: 10,13.2, 20 y 22.9kV
- Sistemas: trifásico, bifásico y monofásico MRT.
- Frecuencia de servicio: 60 Hz.
- Tipo de operación: automático y manual

Descripción del equipo primordial. El reconectador automático completo estará compuesto principalmente por el interruptor de cierre automático que corta el circuito principal, y por el controlador que se alimenta con tensión alterna y tiene baterías para el sistema de respaldo, la función principal es detectar las corrientes excesivas para emitir la orden de disparo hacia el interruptor. Además, integra una antena GPS y un cable de control que facilita la conexión entre el interruptor y el controlador.

También hay reconectores mono-tripolar para soluciones particulares que deben ser de un solo tanque y no compuestos de tres tanques monofásicos; ya que estos son más complejos en el tema de instalación y operación.

Funciones básicas de protecciones eléctricas

- Debe permitir la configuración de 2 o más grupos ajustes para protección.
- Debe permite la configuración de parámetros de protección como sobre corrientes de fases y tierra direccional y no direccional.
- Funciones de protección, 46,50/51, 50N/51N, 59N, 67P y 67N.
- Sub tensión/Sobre tensión (27/59)
- Falla de tierra 50N/51N
- Recierre 79
- Falla sensitiva de tierra (SEF)
- Debe de registrar las corrientes de falla y almacenar la última corriente de falla ocurrida.

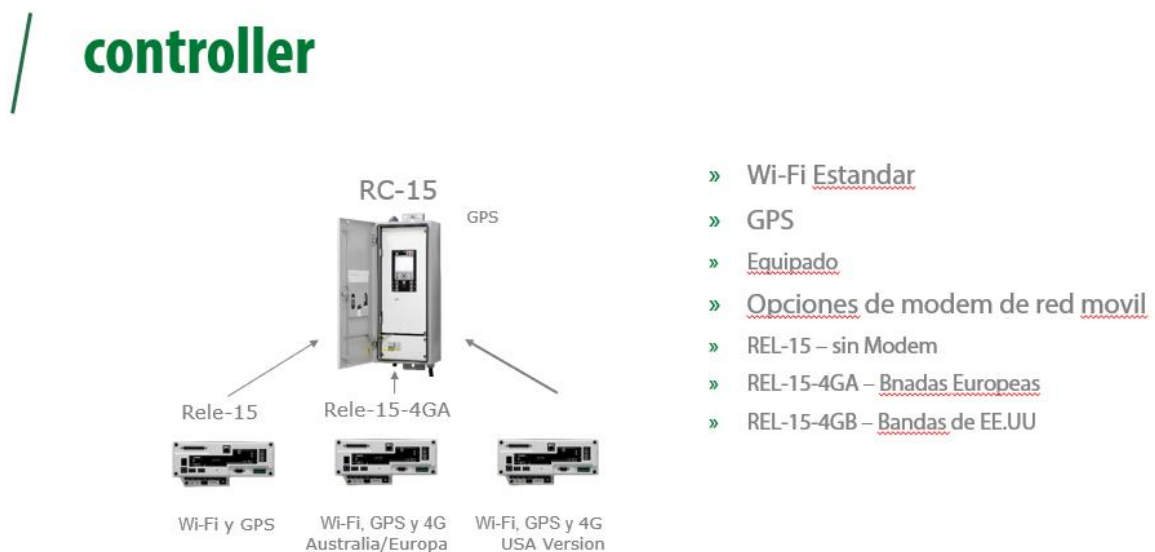
Características básicas del controlador

- Debe facilitar el registro de eventos operativos y alarmas de distintas prioridades.
- Debe permitir el almacenamiento de oscilografías, descarga local y remota en formato *Comtrade*, sin interrumpir el envío de datos al Scada.

- Debe permitir la visualización, registro y almacenamiento de medidas de parámetros y variables eléctricas.
- Debe permitir la visualización de corrientes de fases de 1 amperio primario.
- Indicador de estado del reconectador (parámetros y posición del interruptor).
- Debe permitir la visualización del estado de las baterías, tensión de alimentación al circuito de control y modem GPRS.
- Debe permitir la visualización de los parámetros eléctricos básicos tales como: corrientes de fase y neutro, tensiones entre fases y fase a tierra y demás variables eléctricas necesarios para operar un determinado sistema.
- Accionamiento mecánico externo
- Debe permitir un registro preciso de los tiempos de eventos
- Debe permitir conexión inalámbrica wifi a través de puerto wifi nativo. La conexión deberá permitir monitoreo, gestión y control a través de software propietario.
- El panel de operador puede ser configurable de manera que las funciones de protección mostradas en el panel puedan ser cambiadas mediante *software*.

Figura 40

Características técnicas de Relé de un reconectador automático



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

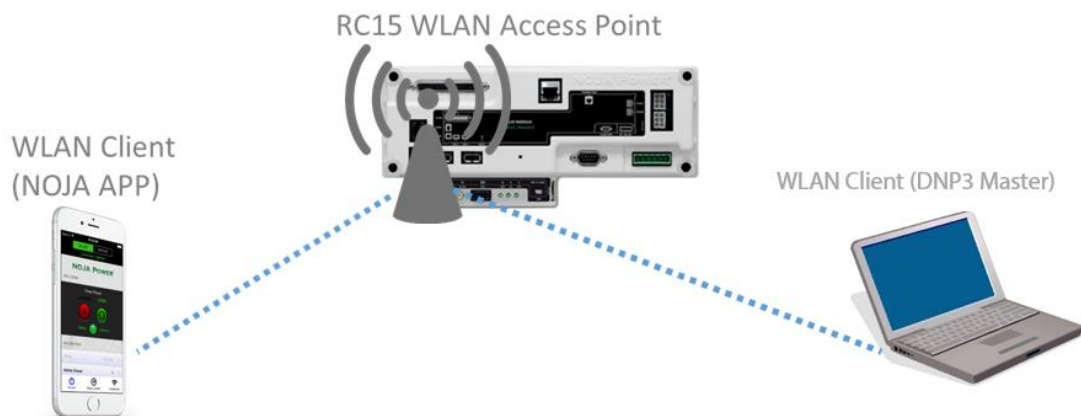
Ejemplo de comunicaciones en el reconectador automático

- RC15 WLAN está habilitado como punto de acceso.
- Los protocolos CMS y DNP3 están habilitados en RC15 y WLAN se establece como canal de comunicación en la configuración del protocolo CMS y DNP3.
- Un teléfono con Wi-Fi y la aplicación *Noja Power* está conectado al punto de acceso WLAN RC15.
- Un DNP3 Master con wifi está conectado al punto de acceso WLAN RC15.

El dispositivo puede conectarse a DNP3 Master y NOJA APP / CMS a través de una conexión WLAN al mismo tiempo.

Figura 41

Características técnicas de conexión de relé un reconectador automático



Nota: tomado del curso de capacitación (*Noja Power*, 2019).

Características de protocolos de comunicación

- DNP3.0 obligatorio, opcional: IEC 60870-5-104 (104).
- Comunicación con PC portátil a través de puerto *Ethernet* y USB.
- Puertos de Comunicación *Ethernet* y USB obligatorio, opcional RS485 o RS232.
- *Software* de configuración que funcione en sistema operativo *Windows 7* o superior.

Características eléctricas del sistema de control electrónico

El sistema del controlador recibe las señales de la variable corriente emitida por los transformadores de corriente instalados en el lado de la fuente del reconectador y mediante señales emitidas por un microprocesador electrónico según las configuraciones se activarán las señales de disparo o la operación de cierre del interruptor.

El controlador debe de tener un sistema de respaldo de autonomía de baterías para el funcionamiento en el tiempo. El sistema de alimentación le brindará 24 horas de energía aproximadamente ante falla de tensión en la red de distribución.

Los módulos de control estarán alojados en un gabinete metálico inoxidable con ensayos de trabajo a la intemperie. Permitirá la configuración en general de sus funcionalidades y toma de datos a través de una computadora personal de uso comercial y para la toma de datos también mediante una memoria USB insertada directamente al relé, para cuyo efecto el sistema estará equipado con un conector tipo USB (nativo) y un visor de lectura (pantalla) para verificación de datos y configuración, además un puerto *Ethernet* (RJ45) para transferencia de protocolos de comunicación y toma de datos, tendrá instalado accesorios (borneras, interruptores termo magnéticos, etc.) con riel DIN y estará ubicado dentro del gabinete de control.

El sistema automático de mando y control para los tres polos o para cada uno de los polos, deberá estar integrado en el controlador.

Figura 42

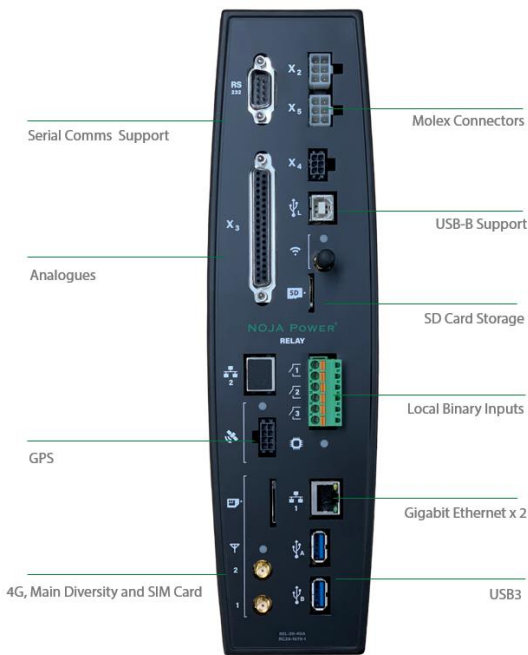
Módulos de controlador de un reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2023).

Figura 43

Módulo relé de última generación de reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2023).

Principio de funcionamiento de las características mecánicas

A través de transformadores de corriente instalados en los bornes del lado fuente, el reconectador será capaz de identificar corrientes de fallas mayores que un valor mínimo de disparo programado ya sea para una o varias fases, y mediante señales emitidas por el sistema de control electrónico activarán las funciones de disparo y cierre del interruptor. Las aperturas y cierres de los contactos principales se realizarán mediante un actuador magnético, que contara con una fuente autónoma de energía.

Para el caso de los *recloser* tipo mono-tripolares, la energía necesaria para el cierre y apertura de los contactos principales será por un mecanismo de operación magnética mono-tripolar de acuerdo a la configuración del relé. El equipo debe ser capaz de poder realizar aperturas por fase y una vez completado el ciclo de recierres deberá bloquear la fase con falla. Asimismo, en caso se requiera deberá abrir las 3 fases al completarse el ciclo de recierres en función de la configuración del relé

Figura 44

Instalación de un reconectador automático en subestación de potencia



Figura 45

Muestra de instalación del reconectador automático en fabrica



Elementos de conducción de corriente. Los elementos conductores deben de tener la capacidad de soportar la corriente nominal del equipo a la frecuencia de operación sin necesidad de mantenimiento excesivo. Además, los terminales y conexiones entre los distintos componentes deberán diseñarse para asegurar permanentemente una resistencia de contacto mínima.

Mecanismo de interrupción de arco. El reconectador debe de tener la capacidad de interrumpir la continuidad de las corrientes de falla, desde cero hasta alcanzar capacidad de interrupción nominal, en un máximo de cuatro secuencias. Estas secuencias deben llevarse a cabo a intervalos temporizados hasta la apertura definitiva monofásica, bifásica o trifásica según el tipo de equipo. La eliminación de las corrientes de falla se llevará a cabo a través de botellas de vacío, las cuales deberán estar contenidas en medio aislante de dieléctrico sólido. También existe el medio de gas SF6 para la interrupción de corriente, pero son relativamente contaminantes.

Mecanismo de apertura del reconectador automático. El reconectador debe ser del tipo de disparo libre. El mecanismo de apertura debe estar diseñado de tal manera que garantice su activación dentro del rango del tiempo especificado. Además, la bobina de disparo deberá ser capaz de abrir el interruptor dentro de los límites del rango de tensión auxiliar que se ha determinado.

Mecanismo de cierre del reconectador automático. El mecanismo de cierre del reconectador debe ser diseñado de tal forma que no interfiera con el mecanismo de disparo. El sistema de cierre quedara inhabilitado automáticamente cuando se complete la operación. Además, la energía necesaria para cerrar los contactos principales será proporcionada por un sistema de operación o actuación magnética y será independiente de la tensión presente en los bornes de media tensión.

Características del aislamiento del reconectador automático. El aislamiento del medio de extinción de arco del reconectador automático debe ser típicamente de dieléctrico sólido. Diseñado de tal manera que, en caso que ocurriera una descarga a tierra por tensión de impulso ya sea cuando el reconectador se encuentra abierto o cerrado, esta descarga debe hacerse por la parte externa sin afectar los componentes internos o alguna perforación del aislamiento.

Para una instalación en exteriores y en un entorno contaminado, es fundamental tener en cuenta una línea de fuga mínima de 31 mm/kV. Además, los componentes deben poseer la resistencia mecánica adecuada para soportar las fuerzas generadas durante las operaciones de apertura y cierre, así como las tensiones razonables en conectores y conductores. También deben ser capaces de resistir variaciones bruscas de temperatura y las fuerzas producidas por sismos. Por último, el aislamiento debe ser capaz de soportar de manera continua la tensión máxima de servicio.

Características de los conectores terminales del reconectador automático.

Los conectores terminales deben ser de tipo palma y diseñados para resistir el efecto corona, con una capacidad de corriente superior a la nominal del bushing al que estén acoplados. Además, la superficie de contacto debe ser eficiente para prevenir el calentamiento, asegurando que el aumento de temperatura no supere los 30 °C.

Características de resistencia mecánica del reconectador automático. El diseño mecánico del reconectador debe soportar los esfuerzos producidos por los siguientes.

- Cargas del viento.
- Fuerzas electrodinámicas generados las corrientes altas.
- Las fuerzas de tracción en las conexiones horizontales y verticales considerando la dirección mas desfavorable. Asimismo, deberán soportar esfuerzos generadores por la actividad sísmica.

Inspección y pruebas. Los interruptores de recierre automático deben ser evaluados mediante ensayos, controles, inspecciones o verificaciones establecidas en las normativas de fabricación con el objetivo de garantizar que los equipos cumplan con las exigencias técnicas para soportar las condiciones de operación ante eventos de fallas en el sistema eléctrico. Estas pruebas se hacen en talleres y laboratorios del fabricante.

Pruebas tipo o de diseño del reconectador automático. Las pruebas tipo o de diseño tiene como objetivo comprobar las principales características de reconectador. Según la norma fabricación, los equipos deben contar con las siguientes pruebas:

- Pruebas de tensión de sostenimiento (pruebas dieléctricas)
- Pruebas de descargas parciales.
- Pruebas de interrupción de corrientes de cortocircuito.

- Prueba de aumento de temperatura
- Prueba de tensión de interferencia de radio
- Pruebas de interrupción de corriente de carga de línea y de corriente de carga de cable
- Prueba de radiación X

Figura 46

Pruebas tipo de arco interno practicada al reconectador Noja Power



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Pruebas de rutina del reconectador automático. Las pruebas de rutina deben de realizarse a cada uno de los reconectadores, así como a sus respectivos sistemas de control electrónicos.

Los instrumentos que se utilizan en las mediciones y pruebas deben estar calibrados y con la fecha vigente emitido por un organismo de acreditación autorizado.

Todos los reconectadores automáticos deberán ser sometidos individualmente durante el proceso de fabricación a los ensayos de rutina y serán como mínimo:

- Pruebas de tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial en seco

- Pruebas de descargas parciales
- Pruebas de operaciones mecánicas
- Medida de resistencia de los circuitos primarios
- Calibración de los recierres y disparo por sobre corriente
- Verificación del sistema de control, conductores de conexión

Figura 47

Pruebas de tensión de sostenimiento a reconectador



2.1.7 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 4

Criterios generales de coordinación de protecciones. Los sistemas rurales de distribución están en operación en redes extensas de líneas, estas instalaciones de líneas tienen sus estudios de flujo de potencia con el objetivo de ver las condiciones de transporte energía hasta los usuarios finales. Esto debe realizarse con la máxima eficiencia, considerando siempre la seguridad y los aspectos medioambientales.

Los sistemas rurales de distribución están conformados por equipamientos de media tensión, lo cual, debido a su naturaleza de operación están limitadas a su funcionamiento por estar sometidos a las variables de tensión, frecuencia y corriente. Los eventos de fallas que más repercuten a los sistemas rurales son las perturbaciones que ocasionan que las variables eléctricas excedan sus límites de trabajo en estado estable. Los datos de las variables eléctricas de la red se transmiten a los módulos que componen un controlador desde los transformadores de medida. Si el relé detecta alguna condición anormal en el sistema entonces activara sus funciones de protección preconfiguradas.

Al originarse un evento de falla, la parte de la red en falla debe ser desconectada, esto quiere decir, que los relés de protección tienen que detectar las fallas en su zona de trabajo, y ahora con la tecnología que se maneja inclusive se debe detectar en qué fase se da la falla y la distancia u ubicación de falla desde el punto del relé. Cuando se trata de fallas transitorias, como por ejemplo los eventos de descarga atmosférica, entonces, el relé debe tener implementado un sistema de reconexión automática, como es la función ANSI 79. Para los eventos de falla que son permanentes, como es el caso de conductores caídos al suelo, en ese caso no es posible el restablecimiento inmediato de la energía, pero si el relé debe predecir la distancia de falla en el mejor de los casos. Claro esta que para la interpretación de la falla con la información que te brinda el relé se debe tener un área de análisis de fallas y una adecuada preparación de los técnicos en campo para los trabajos de reparación.

Entonces, nos damos cuenta que los equipos de comunicación también son importantes para la transmisión de datos hacia un centro de control. La tecnología digital que se utiliza en la actualidad en los relés de protección ofrece al usuario una cantidad de información mucho mayor que la que se tenía con los relés electromecánicos y electrónicos. Por lo tanto, podemos resumir los objetivos de los sistemas de protección de la siguiente manera:

- Tener selectividad de zonas al producirse un evento de falla.

- Proteger el equipamiento que operan en el sistema de corrientes altas que pueden provocar deterioros y estrés térmico en las partes físicas.
- Proteger a todo equipamiento que opera en el sistema de bajas tensiones de las inducciones que produce los eventos de falla en tensiones altas, y así también, proteger a la integridad física de las personas que pueden estar en contacto con los equipos de baja tensión.
- Brindar información relevante para la detección de fallas, para que así el operador a cargo del sistema recupere el suministro de servicio eléctrico.

Definición de la filosofía de ajustes. En este trabajo mostramos los criterios de la selectividad de protecciones, teniendo en cuenta que un sistema es cambiante en el tiempo, tanto en sus redes, cargas y equipamiento en general, esto requiere que se haga revisiones o actualizaciones cada cierto periodo.

A pesar de los avances tecnológicos en la construcción de relés de protección, la filosofía en cuanto a la eliminación de fallas se mantiene prácticamente intacta, siguiendo los principios establecidos desde las primeras décadas del siglo pasado. Lo que distingue para el análisis de fallas es la cantidad de información que se le puede solicitar a un relé según las configuraciones. Entonces, es necesario que la filosofía de construcción de un relé sea congruente con las condiciones del sistema de un determinado sistema eléctrico. Es así, que el ingeniero de sistemas de control y protección conozca las bondades que ofrece un equipo de protección y saber aprovecharlas, también debe conocer las condiciones del sistema.

Claro está que el ingeniero de sistemas de control y protección debe afrontar el análisis de relés de tecnología electromecánica, electrónica y digital. En la mayoría de los casos, es fundamental aprovechar al máximo las ventajas que ofrecen estos últimos, lo cual requiere contar con sistemas de comunicación capaces de transmitir la información al centro de control de manera efectiva.

Objetivos. Los principales objetivos de los sistemas de protección de un sistema eléctrico son:

- Garantizar la estabilidad dinámica de un sistema eléctrico
- Que los equipos eléctricos no sufran daños
- Menores tiempos de interrupción
- Selectividad de zonas de trabajo, solo se debe interrumpir el circuito tal que la afectación sea mínima.
- Reducir los eventos inusuales de sobretensión
- Permitir el paso de la potencia direccional según las capacidades de todo el equipamiento de sistemas eléctrico.
- Identificar la fase o fases con falla
- Dar indicios de la ubicación de la falla

Criterios. Con la finalidad de cumplir los objetivos citados en el punto anterior, al diseñar los esquemas de protección, es fundamental tener en cuenta los siguientes criterios:

Rapidez: una de las características fundamentales de los relés es su capacidad para eliminar rápidamente las fallas. Esto no solo ayuda a disminuir los esfuerzos mecánicos y térmicos, también a reducir la ionización del aire, entre otros.

Selectividad: la capacidad de un equipo de protección para desconectar el mínimo número de clientes o redes. La selectividad proviene de un buen estudio de coordinación de las protecciones o de diseños que incluyan enclavamientos lógicos y también de configuraciones de protección diferenciales.

Sensibilidad: la tecnología del relé para detectar eventos mínimos de falla, sin la necesidad de alterar la operación del sistema en un estado de condición normal de operación. El análisis para la configuración tiene que estar enfocado a discriminación de

eventos o condiciones anormales de operación pero que son transitorios y que el sistema los puede soportar sin la necesidad de una desconexión.

Confiabilidad: esta característica nos muestra el estado final del trabajo de la selectividad de protecciones, que están relacionados a un buen estudio de sistemas de potencia y la gama de fabricación que pertenecen los equipos según los ensayos y experiencia de trabajo en campo, un equipo deber ser seguro cuando se requiera su operación, por supuesto que también no debe actuar innecesariamente.

Economía y simplicidad: En todo estudio referido a sistemas de potencia tienes que estar de acorde a un tema técnico económico. Los ajustes de selectividad obedecen a la capacidad y el comportamiento dinámico del equipamiento y del sistema. En ese sentido, se debe considerar todos los escenarios de operación, ya sea del momento actual o de años futuros. Para los estudios de sistemas de potencia se debe considerar por ejemplo las corrientes de energización de líneas, transformadores y de grandes motores, también se debe considerar las potencias de los equipos para limitar las corrientes de sobrecarga. Es por ello que las corrientes de arranque se ajustan con cierto margen de seguridad para cada equipamiento o instalación de un sistema eléctrico y también la duración de corrientes de fallas que inciden sobre estos. Típicamente las capacidades de cada equipo están relacionadas al tiempo de exposición de los eventos de fallas. Por otro lado, se puede plantear ciertas curvas que permitan tener coordinación con las demás curvas y además de darle seguridad de operación y exposición ante eventos de fallas; pero siempre manteniendo el margen de coordinación para una adecuada selectividad. Para un adecuado ajuste de los sistemas de protección se debe considerar las condiciones que afecten la operación en estado normal, por ejemplo:

- Si tenemos un sistema de compensación de energía por medio de bancos de capacitores, se tiene que verificar la inyección de potencia al sistema.
- Las corrientes debido a las tensiones armónicas en un banco de capacitores están referidos también a la frecuencia.

En los estudios de obtención de ajustes de protección se deben considerar los casos mas pesimistas para dar márgenes adecuados de las variables de monitoreo.

Modelamiento de la red. El cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito requiere ser simulados mediante programas sistemáticos. Primero se tiene que tener la información adecuada del sistema en estudio. Para los estudios de coordinación de las protecciones donde se hace la selectividad para los cortocircuitos y también tomando en cuenta las respuestas dinámicas del sistema en estudio ante cualquier evento de falla transitorias, por ejemplo, entonces, solo es necesario modelar un estado prefalla y postofalla. Este modelo para el análisis de flujos de carga y cortocircuitos se basa en los parámetros en estado estacionario de la red y abarca lo siguiente:

- Barras como representación de una SET en el sistema
- Cargas con consumo de potencia constante
- Modelo de equivalente de impedancia de línea en componente positiva y homopolar (modelo π)
- Modelo de equivalente de impedancia de transformadores en componente positiva y homopolar. Si analizamos un sistema aterrado es importante configurar el grupo de conexión del devanado del transformador.
- Entendemos que las generadoras aportar corriente al sistema, entonces de debe modelar con sus reactancias transitorias y subtransitorias.
- Considerar equipos electrónicos de compensación de energía como pueden ser los reactores y bancos capacitivos.

Estudio de flujo de carga. En un estudio de selectividad de protecciones, la simulación de los flujos de carga constituye la base para el cálculo de los niveles de cortocircuito, y también permite identificar equipos que están con sobrecarga y están llegando a su capacidad nominal. con todo lo mencionado y tomando en cuenta los criterios

de selectividad de protecciones se puede determinar las corrientes pick up para los ajustes del relé de protección, en el especial tomando en cuenta la potencia de transformadores.

Estudio de niveles de corrientes de cortocircuitos. Los valores de corriente de cortocircuito son necesarios para calcular o elaborar el informe de selectividad de protecciones, luego, para determinar las clases de precisión que son inferiores a los requeridos en los transformadores de corriente, también, verificar la capacidad de trabajo de los interruptores ante eventos de sobrecorriente y como sistema base de referencia para modelar en otros estudios ampliaciones en la red. En el software computacional de simulación de flujo de potencia se puede mostrar en imagen las corrientes de falla totales y las aportaciones de corriente al punto de falla. Para cumplir con los propósitos anteriores, los niveles de corrientes de cortocircuito se deben calcular de manera que se obtengan los valores máximos y mínimos, es decir protección de falla entre fases.

- Falla trifásica y monofásica en máxima demanda
- Falla bifásica y monofásica en mínima demanda

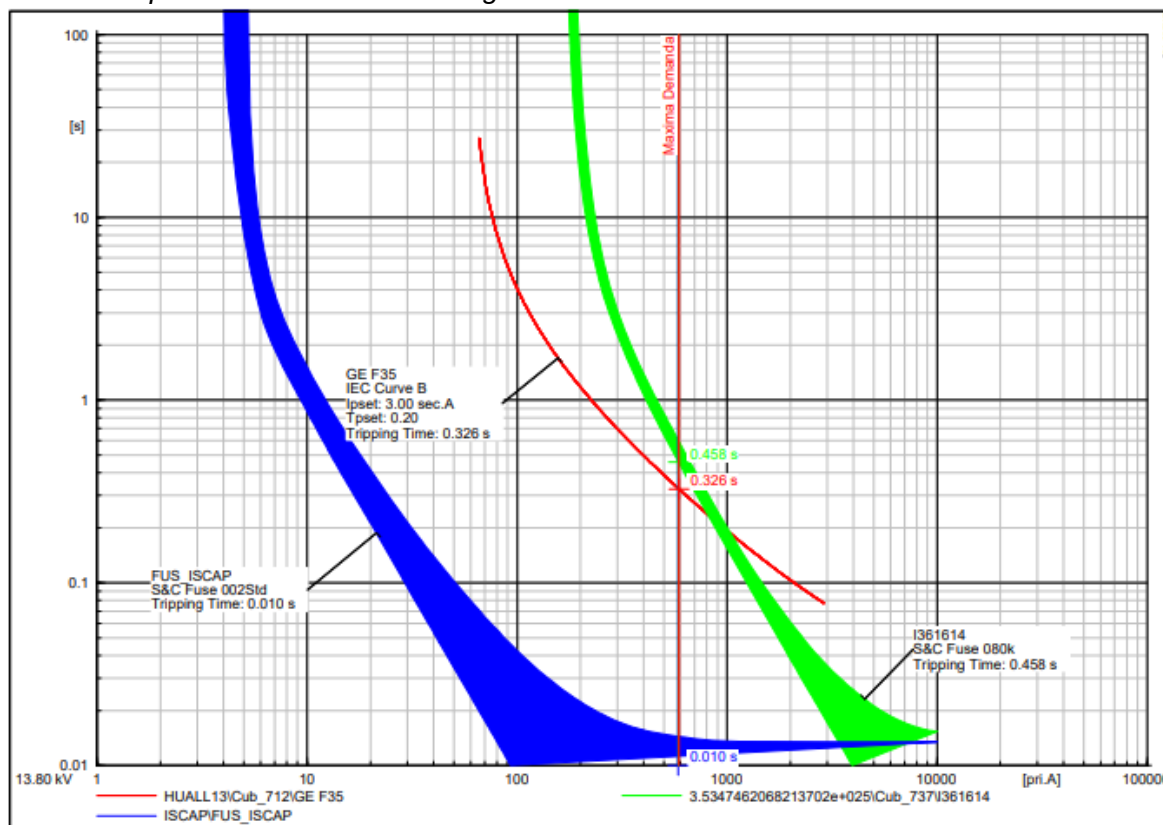
Las magnitudes de las corrientes de falla con contacto a tierra deben, también, calcularse considerando resistencias diferentes de cero con la finalidad de verificar la sensibilidad de las protecciones de tierra.

Cálculo de ajustes de los sistemas de protección. A partir de los resultados obtenidos en el análisis de cortocircuito y en base a los criterios que se describen en el presente informe, se establece los ajustes de protección de un determinado sistema. Típicamente, si se tiene alguna configuración en particular de la red se necesitará datos adicionales, como son los tiempos de operación, los ángulos de direccionalidad, etc. No es práctico, presentar los cálculos de selectividad para las protecciones de sobrecorriente y fusibles en forma matemática. Todos los programas computacionales utilizan el método gráfico donde se muestran las curvas características y los niveles de corrientes de

cortocircuito, tal como se muestra en la figura siguiente. Mediante este gráfico, el usuario rápidamente puede identificar los relés y su grado de selectividad.

Figura 48

Curvas de protección en software DlgSILENT



Criterio para análisis del flujo de carga. En sistemas de distribución se emplean, principalmente, los siguientes métodos para la verificación de estudio de flujo de carga.

-Niveles de Tensión: la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) dispone que, para sistemas eléctricos urbanos, una variación máxima del $\pm 5\%$ de las tensiones nominales y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rural (NTCSER) establece para sistemas eléctricos rurales, una variación máxima del $\pm 6\%$ de las tensiones nominales. Las tensiones nominales serán las fijadas en el Oficio 1485-2016-OS-DSE de Osinergmin: "Tensiones Nominales en puntos de entrega Generador - Distribuidor".

-Carga de líneas y transformadores: La evaluación de la capacidad máxima de las líneas y transformadores en varios escenarios tienen en cuenta los criterios que sigue:

- En líneas de transmisión al 100% de su potencia nominal en MVA
- En transformadores al 100% de su potencia nominal en MVA

-Demanda en Subestaciones de Distribución: Se utilizará información, según su disponibilidad, en el siguiente orden de prioridad: demandas expresadas en kW, consumos en kWh, número de clientes y potencias instaladas en kVA. Este proceso se llevará a cabo mediante métodos de estimación de estados, basándose en las mediciones realizadas en puntos de control, como los medidores en la cabecera del alimentador y/o en los perfiles de carga de reconectores ubicados aguas abajo.

Criterio de análisis de cortocircuito. Para la simulación de las corrientes de cortocircuito en software se recomienda emplear el método IEC 60909 donde se evalúa la eficiencia de la ruptura de los interruptores, y los valores de saturación y daño térmico de los equipos de medida y también el armado de puesta a tierra. Utilizaremos el método completo para elaborar el estudio de sistemas de potencia de una red, como es el estudio de coordinación de protecciones para mostrar la selectividad de los equipos de protección.

Para el cálculo de las máximas corrientes de cortocircuito se trabajan por escenarios y condiciones de punto de falla. Una buena práctica es simular fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las barras que se encuentran en la red dentro del sistema en estudio, se deben simular en varios escenarios de operación, donde se determina que el escenario de máxima demanda es en avenida, puesto que es en este escenario donde se presentan las mayores corrientes de cortocircuito.

Para el cálculo de las mínimas corrientes de cortocircuito se trabajan por escenarios y condiciones de punto de falla. Una buena práctica es simular fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las barras que se encuentran en la red dentro del sistema en estudio, se deben simular en varios escenarios de operación, donde se determina que el escenario de mínima demanda es en avenida, puesto que es en este escenario donde se presentan las mayores corrientes de cortocircuito.

Es necesario mencionar que para los casos de cortocircuito sin contacto a tierra como es el evento de falla trifásico y bifásico, la corriente que alimenta las fallas proviene de las generadoras del sistema interconectado nacional.

Para el análisis de fallas a tierra, las corrientes que aportan provienen de los generadores que están conectados a tierra en su neutro, también son fuentes de corriente de secuencia cero, las conexiones en estrella de los transformadores de potencia y de distribución. Para los cálculos de la mínima corriente de falla se practican simulaciones de cortocircuito entre fases con una resistencia de falla de 20 ohm y para el caso de falla a tierra se simula con una resistencia de falla de 400 ohm.

Criterios básicos para el ajuste de las protecciones. En la elaboración de informe de selectividad de protecciones en red primarias, para el caso de sobrecorriente tomaremos los siguientes criterios.

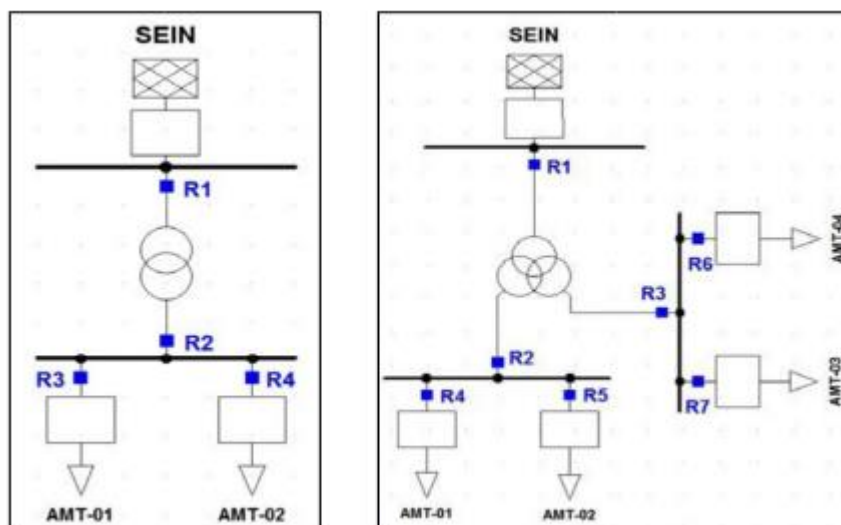
A. Sobrecorriente entre fases (ANSI 50/51). Los alimentadores de media tensión que derivan de las subestaciones de potencia tienen instalados equipos de protección que coordinan con los equipos de protección aguas debajo de los alimentadores y también con los fusibles. Para obtener la corriente pick up o de arranque se toma en cuenta la corriente nominal del sistema más una sobrecarga que puede ser del 20% al 50% de la corriente máxima contratada. Para escenario de operación en sistemas urbanos donde hay constantemente traslados de carga por mantenimiento o falla, entonces, es recomendable fija el límite de potencia a la capacidad máxima del alimentador. Si tenemos celdas de llegada a una barra, el cálculo de la corriente límite se da en función de la potencia del transformador más un valor de sobrecarga de 20 y 30%. El tipo de curva se determina según la utilización de curva de los demás equipos de protección, ya que te permite tener márgenes compatibles en el tiempo de selectividad, pero va a depender también de los tiempos de cortocircuito. Por lo que para seleccionar un ajuste depende de muchos factores. Las características de tiempo corriente de un determinado relé permiten trabajar en la selectividad de las protecciones con otros equipos, de modo que, las curvas

presenten margen de coordinación aceptable, para seleccionar los ajustes se menciona la siguiente teoría:

- Los ajustes se deben calcular para el escenario más desfavorable, como se documentó es en los casos de máximas corrientes de falla.
- Para calcular la corriente de falla máxima entre fases, se simula una falla trifásica cercano a relé de protección en el escenario de máxima demanda.
- Por temas de selectividad que debe tener las curvas de protección en todo su rango de operación, es conveniente simular fallas bifásicas en el nodo más lejano de un alimentador con una resistencia de 20 ohm, si los márgenes de coordinación están dentro de los límites establecidos, entonces el tipo de curva que se propone está correcto.
- Los ajustes que se propongan para un equipo de protección que trabaja en un sistema eléctrico son dimensionados tal que el equipo no opere en condiciones de carga nominal ni con las corrientes de energización del alimentador que protege.
- Para seleccionar el tipo de curva para protección de sobrecorriente de fases es recomendable seleccionar las curvas temporizadas (TOC), esto puede ser la curva inversa, muy inverso o extremadamente inverso, puesto que también tienen similitud de forma con las curvas de protección de los fusibles tipo K.
- El margen de coordinación que tiene que tener dos curvas que representan a diferentes equipos de protección en un sistema, tiene que ser mínimamente de 200ms, esto considerando para equipos de diferentes marcas, si los equipos son de igual marca o del mismo fabricante, entonces se considerara un margen de coordinación de 150 ms como mínimo para una buena selectividad de las protecciones.

Figura 49

Criterios de salvar carga



- Si tenemos equipos de protección en lado alta y baja de un transformador de dos devanados como se muestra en el diagrama anterior, se puede considerar los mismos ajustes para ambos equipos, ya que no se salva carga.
- Otro es el caso de los transformadores de tres devanados como se muestra en el lado derecho de la figura anterior, ahí si se tiene que aplicar el criterio de margen de coordinación de 200 ms para las curvas de los equipos de diferentes marcas.

Las curvas rápidas o instantáneas están orientadas a proteger a los equipos de corrientes altas, ya que un equipo expuesto a corrientes altas por periodos largos podría dañar al equipo, la temperación debe ser de un ciclo por temas de energización.

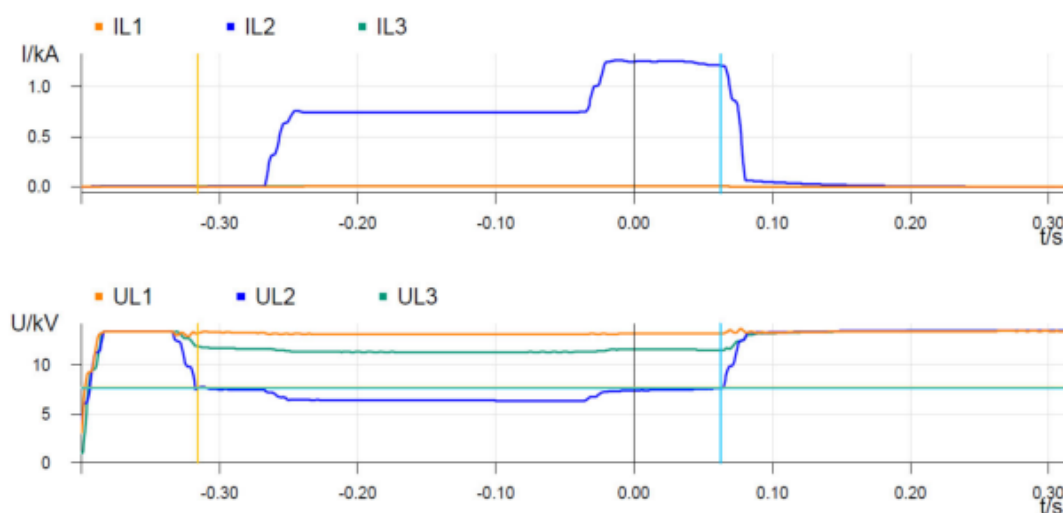
Resaltar que las curvas rápidas no ayudan a coordinar con los fusibles de protección, ya que todas las curvas de los fusibles son inversas, pero si por temas de exposición de corrientes altas se requiere la protección instantánea, entonces se tendrá que analizar el comportamiento dinámico de las corrientes en los primeros 100ms, tales como las corrientes de energización de líneas y transformadores.

Los márgenes de coordinación máximo en el relé de cabecera no deberán ser mayor a 400ms. En los últimos años, las empresas de distribución han incrementado

unidades de reconectores en sus alimentadores lo que ha obligado a elevar los tiempos de despeje por encima de 400ms. Esto ha originado la aparición de huecos de tensión perceptibles por equipos domésticos sensibles a interrupciones momentáneas provocando su mal funcionamiento o apagado.

Figura 50

Falla temporizada que provoca hueco de tensión



En situaciones en la que existen equipos de protección en serie muy cerca uno de otros, la selectividad mediante temporización introduce el problema de huecos de tensión, para ello es útil que ciertos equipos operen como seccionalizador o en su defecto hacer una selectividad lógica.

B. Sobrecorriente a tierra sistemas aterrados (ANSI 50N/51N). La teoría de este modelo de protección es aplicada a sistemas sólidamente aterrados o con conexiones de un transformador zigzag. La corriente pick up de las protecciones de tierra se obtiene de las simulaciones de falla a tierra de una fase, por ejemplo, la caída de un conductor a suelo en el nodo más lejano de un alimentador, el cálculo debe ser con la aplicación de una resistencia de 400 ohm, a la corriente calculada se le multiplica un factor de seguridad que es de 60 a 80%.

Para obtener los ajustes más favorables, se menciona los criterios en general:

- La selección de los ajustes de protección para un relé en un sistema obedece a los casos más desfavorables referente a las corrientes de falla.
- Como ya se había mencionado la teoría para la selección de los ajustes de tierra, se tiene que considerar el caso más desfavorable, esto es una falla a tierra en el punto más lejano de la red que administra dicho equipo de protección y con la aplicación de una resistencia de 400 ohm. Con los valores calculados de corriente de arranque se determina por el método grafico la coordinación con los demás equipos de protección que intervienen en el sistema.
- Si tenemos redes monofásicas (MRT), el equipo de protección solo tendrá el módulo de configuración de sobrecorriente que obedece también a la actuación de una falla a tierra de la línea monofásica, la selección de curva se debe terminar también por el tipo de curva de los fusibles tipo K que están instalados aguas bajo en la línea monofásica para que hay cierta selectividad de las protecciones.
- En caso que ya no exista margen de coordinación entre los equipos, sobre todo en equipos instalados en las colas de los alimentadores en necesario la aplicación de la protección selectiva, esto quiere decir que se puede configurar recierres en los equipos aguas arriba o la aplicación de seccionalizadores en los equipos aguas abajo, también aplicaciones de lógicas entre relés que se comunican por fibra óptica para ejecutar los bloqueos cuando ya no es necesario su operación.

C. Sobrecorriente a tierra sistemas aislados (ANSI 67Ns). Asimismo, los criterios aplicados a sistemas aislados o delta se detallan a continuación. En un circuito con conexión delta, las corrientes de falla a tierra son muy bajas ya que no hay aportes de conexión a tierra, las corrientes de falla en estas conexiones son generalmente de tipo capacitivo. Por lo tanto, para en este tipo de redes es primordial configurar la protección sensitiva direccional a atierra y también la protección de sobretensión homopolar como protección de respaldo. Para este tipo de protecciones es necesario que los equipos de

protección cuentan con señales de corriente medida en el neutro del sistema y con la tensión homopolar medida o calculada.

D. Reconectador automático. Este equipo de protección es utilizado en redes de distribución para protegerla vida humana, los demás equipos que integran el sistema de corrientes de cortocircuito, ya que a causa de un evento de falla el equipo interrumpe la corriente y aísla la zona de falla, se puede configurar recierres para que el equipo se reconecte, esto es utilizado cuando la falla es transitoria.

En redes de distribución se utiliza en gran parte el fusible para proteger tramos de derivaciones ante fallas y que estas no afecten al alimentador principal. En ese sentido se maneja criterios de coordinación entre reconectores y fusibles, estos son: Fuse Saving y Fuse Clearing. En el siguiente texto se explica la dinámica de funcionamiento y sus aplicaciones de ventajas y desventajas.

Fuse Saving. Es la ampliación de la protección en un sistema para salvar un fusible, es decir si tenemos instalado un fusible aguas abajo del reconectador y ocurre un evento transitorio de falla en la zona que administra el fusible, es posible que el fusible no fusione y que el reconectador detecte la falla y haga un recierre exitoso, así el sistema siga operando sin la necesidad de cambiar fusibles o de dejar sin servicio la zona que protege el fusible. Ahora, si se tiene una falla permanente ahí si es necesario que el fusible opere y aisle la zona de falla. Para eso el reconectador debe tener dos curvas de protección una rápida que este debajo de la curva del fusible orientado al trabajo con fallas transitorias y una lenta que este arriba de la curva del fusible orientado a fallas permanentes, claro las configuraciones de habilitación y des habilitación de las curvas se tiene que hacerse de forma precisa en el relé de reconectador automático. Por el tema de margen de selectividad en estos tipos de aplicaciones es preciso manejar ciertos valores de calibre de los fusibles y esto hace un poco complicado sobre todo en zonas rurales. Además, se tiene que tener en cuenta las corrientes de cortocircuito que se dan en los sistemas donde se está aplicando la selectividad, ya que para corrientes altas no es posible hacer

coordinación con los fusibles, la coordinación de fusibles y reconectadores esta orientado al trabajo en sistemas de corriente de cortocircuitos bajos como son en las finales o colas de los circuitos eléctricos.

Fuse Clearing. Esta ampliación esta orientada a que el fusible opere de acuerdo a una sola curva, ya que a diferencia del criterio anterior hay sistemas que utilizan reconectadores en cascada y no es posible tener curvas lentas y rápidas.

La experiencia muestra que la mayoría de fallas (un aproximado del 80%) que se producen en el sistema son transitorias. Las fallas transitorias se eliminan con la desconexión del circuito y la aplicación de un recirre en el reconectador para el restablecimiento del suministro de energía. Estas fallas transitorias son productos de descargas atmosféricas o de contactos entre fases debido a vientos fuertes en la zona de la línea. El 20% restante de fallas son de tipo semipermanente o permanentes, ya que la fallas podría durar unos segundos como es el caso de caídas de árboles en las líneas contacto de una fase a tierra de animales como son las aves, para estos casos se necesita que los recirres de los equipos tengan un tiempo mayor a la que se considero para una falla transitoria, para fallas permanentes se utiliza el disparo único y bloqueo, ya que puede deberse a caídas de conductores, aisladores dañados, pararrayos dañados, equipos que componen el sistema en fallas, entonces, es necesario tener un corte efectivo para reparar las fallas.

Para la aplicación de lo recirres es necesario saber cuál es nuestra arquitectura de sistemas de protección, si estamos en aplicando una selectividad lógica o si estamos aplicando un criterio de eliminación de fallas transitorias. Si en el sistema tenemos seccionalizadores instalados, los criterios de recierre obedecen a la configuración del seccionizador ya que el numero de recirres del reconectadores debe ser proporcional al conteo de fallas que se configure en el seccionizador. Si se evidencian que en el sistema se producen fallas transitorias o semitransitorias entonces es recomendable utilizar recierres, esto siempre cuando no haya equipos sensibles a ausencia de tensión ya que

podría verse afectado. En zonas urbanas no es recomendable utilizar recierres por hay bastante tránsito de personas y un recierre podría afectar la integridad física de las personas. Para zonas rurales donde hay presencia de descargas atmosféricas es necesario utilizar recirres con tiempos adecuados.

Típicamente se utiliza un tiempo de recirre rápido para el primer recierre y para los recirres siguiente un tiempo más alto, esto va ha depender del comportamiento de todo el sistema eléctrico y del comportamiento dinámico del ambiente referidos o que tienen que ver con la electricidad:

Los principales factores que se tienen en la selección de los tiempos de recirre son:

- El tiempo de recirre debe ser lo suficientemente largo para eliminar las fallas transitorias, por ejemplo, si se presenta descargas atmosféricas de forma continua, entonces las corrientes remanentes post rayo en la línea pueden desaparecer luego de más de 3 segundos.
- El tiempo de equipo a utilizar según su tecnología de fabricación, algunos equipos por su filosofía de ingeniería son limitados en los tiempos de recierre.
- El tiempo de des ionización dependiendo del nivel de tensión, no se puede calcular con exactitud, pero típicamente utilizan la siguiente relación.

$$Tiempo\ de\ des\ ionizacion = (10.5 + \frac{V(kv)}{34.5})/f \quad (3)$$

- Los tiempos de reinicio con lo cual se configura el relé del equipo de protección, el reinicio representa para el relé ver el comportamiento del sistema como un evento nuevo, entonces si los equipos hacen un recierre cuando están dentro del tiempo de reinicio no completará la secuencia logia de recirres y se perderá la lógica de la selectividad.

E. Elementos de protección. En la actualidad, los equipos de protección cuentan con las siguientes funciones que son las más relevantes en los casos de estudio en la operación de un sistema eléctrico.

- Sobrecorriente (OC)
- Secuencia de fase negativa (NPS)
- Falla a tierra (EF)
- Falla a tierra sensible (SEF)
- Sobrecorriente de línea viva (LL)
- Bajo/sobre voltaje (UV/OV)
- Baja/sobre frecuencia (UF/OF)
- Detector de pérdida de suministro (LSD)
- Control de recierre por voltaje (VRC)
- Restauración automática del suministro (ABR)
- Protección de armónicos (HRM)
- Direccional de potencia (PDPR)

Dependiendo del tipo de circuito en una red las corrientes por fase son medidas por transformadores de corriente que típicamente están instalados en el tanque del reconectador y que son utilizadas para aplicación de la protección de sobrecorriente de fase y secuencia negativa. La corriente medida en el punto de estrella de los transformadores de corriente es utilizada para la protección de tierra.

Los elementos de sobrecorriente de fases, sobrecorriente de tierra y secuencia negativa típicamente tienen tres umbrales de protección de sobrecorrientes tanto en dirección inversa y dirección directa. Las tres curvas de tiempo corriente permiten al usuario tener flexibilidad de configuración de protecciones y así tener selectividad en todos los escenarios de operación. La protección direccional es aplicable a topologías de red donde

en ambos lados del equipo de protección se presentan fuentes de generación (redes en anillo).

La funcionalidad de recierre (ANSI 79) es responsable que el equipo de protección haga una reconexión automática luego de una interrupción de corriente por un evento de falla.

La aplicación de recierre se da para las fallas de sobrecorriente de fases y de tierra, secuencia negativa y también otros elementos que el relé desarrolle como es secuencia de zona y pérdida de suministro.

Curva característica tiempo corriente ANSI. Las curvas ANSI están descritas por la siguiente ecuación general:

$$T_t = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - 1} + B \right) * TM \quad (4)$$

Donde

- A, B, p constantes
- TM dial
- Ip corriente pickup
- Tt tiempo de disparo
- I Corriente de falla

Según el rango de operación de corrientes de falla en los reconectores automáticos, las curvas ANSI viene dada por la ecuación 4 y los valores de las constantes por la tabla 16. Para corrientes altas mayores a la corriente nominal de un determinado reconector típicamente el tiempo de operación es una constante de tiempo definido.

Tabla 16*Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas ANSI*

Tipo de TCC	Designación	A	B	D	P
Extremadamente inversa	EI	6.407	0.025	3	2
Muy inversa	VI	2.855	0.0712	1.346	2
Inversa	I	0.0086	0.0185	0.46	0.02
Inversa tiempo corto	STI	0.00172	0.0073	0.092	0.02
Extremadamente inversa tiempo corto	STEI	1.281	0.005	0.6	2
Extremadamente inversa tiempo largo	LTEI	64.07	0.25	30	2
Muy inversa tiempo largo	LTVI	28.55	0.712	13.46	2
Inversa tiempo largo	LTI	0.086	0.185	4.6	0.02

Nota: adaptado del Manual de reconnector Noja Power (2020)

Curva característica tiempo corriente IEC. Las curvas IEC son descritas por la siguiente ecuación general:

$$T_t = \frac{A * TM}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - 1} \quad (5)$$

Donde

- TM dial
- A, p Constantes
- Ip Corriente pickup
- Tt Tiempo de disparo
- I Corriente de falla

Las curvas IEC configurables en los equipos de protección se definen a través de la ecuación 5, y las constantes se dan en la tabla 17.

Tabla 17*Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas IEC*

Tipo de TCC	Designación	A	P
Extremadamente inversa	EI	80	2
Muy inversa	VI	13.5	1
Inversa	I	0.14	0.02
Inversa tiempo largo	LTI	120	1

Nota: adaptado del Manual de reconnector Noja Power (2020)

Curva característica tiempo corriente IEEE y U. Las curvas de corriente de tiempo IEEE y U se definen mediante las siguientes ecuaciones:

Tiempo de disparo; $(I/I_p) > 1$

$$T_t = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - 1} + B \right) * TM \quad (6)$$

Tiempo de reinicio; $(I/I_p) < 1$

$$T_{res} = \left(\frac{D}{1 - \left(\frac{I}{I_p}\right)^p} \right) * TM \quad (7)$$

Donde

- A, B, D, p constantes
- TM dial
- I Corriente de falla
- I_p Corriente pickup
- T_t Tiempo de disparo
- $T_{res}(I)$ Tiempo de reinicio a corriente I dada

Para operaciones de disparo con corriente por debajo de 16 kA, las curvas se definen mediante los parámetros de la siguiente tabla aplicados a las ecuaciones 6 y 7. Para corrientes superiores a 16 kA, el tiempo de disparo es un tiempo constante definido por las ecuaciones apropiadas con $I = 16$ kA y sus parámetros correspondientes de la tabla siguiente.

Tabla 18*Constantes según la característica tiempo corriente para las curvas IEEE-U*

Tipo de TCC	Designación	A	B	D	P
Curvas IEEE					
IEEE moderadamente inversa	MI	0.0515	0.114	4.85	0.02
IEEE muy inversa	VI	19.61	0.491	21.6	2
IEEE extremadamente inversa	EI	28.2	0.1217	29.1	2
Curvas U					
U1- moderadamente inversa	MI	0.0104	0.0226	1.08	0.02
U2- inversa	VI	5.95	0.18	5.95	2
U3- muy inversa	EI	3.88	0.0963	3.88	2
U4- extremadamente inversa	EI	5.64	0.02434	5.64	2
U5-inversa tiempo corto	STI	0.00342	0.00262	0.0323	0.02

Nota: adaptado del Manual de reconectador *Noja Power* (2020)

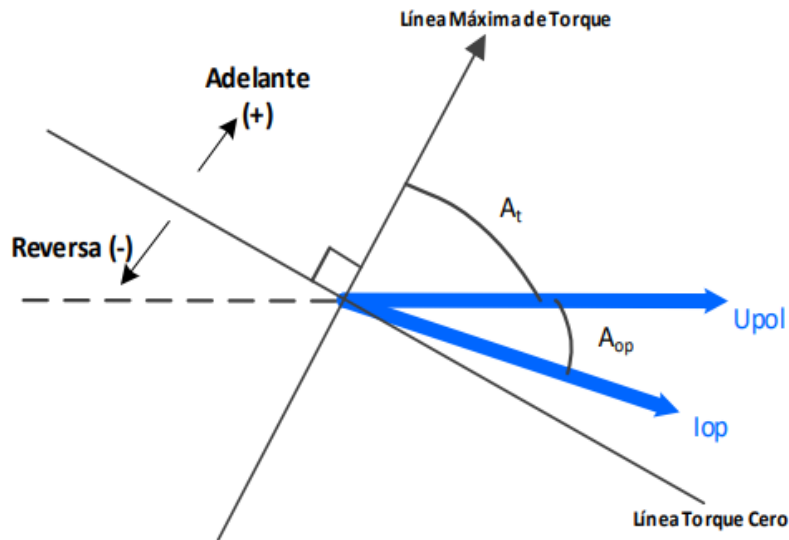
Elementos de sobrecorriente direccionales (ANSI 67, 67N). La función direccional implementa configuraciones que activan y desactivan la operación de un equipo de protección solo para una zona de operación para las protecciones de sobrecorriente de fase de tierra, secuencia negativa y falla sensible a tierra.

La utilización del ángulo de torque es para determinar fallas en lugares con sentido directo o inverso. Si en una falla se registra que el ángulo entre el vector de la tensión de polarización (U_{pol}) y el vector de la corriente de operación (I_{op}) cae en la zona positiva, por lo tanto, el lugar de falla está en la zona directa. La implementación del ángulo de torque se puede dar para cada uno de las funciones de protección en los relés de los reconectores. Es definido ángulo de fase al ángulo entre U_{pol} y I_{op} en una falla y se da por:

- Sobrecorriente de fase: ángulo entre la tensión de polarización y corriente de operación de secuencia positiva.
- Falla a tierra y falla sensible a tierra: ángulo entre la tensión de polarización y la corriente de operación de secuencia cero.
- Secuencia negativa de fase: ángulo entre la tensión de polarización y la corriente de operación de secuencia negativa.

Figura 51

Operación de un elemento direccional



Nota: tomado de Manual de reconector Noja Power (2020)

Donde:

- U_{pol} Tensión de polarización
- I_{op} corriente de operación
- A_{op} Ángulo de fase entre U_{pol} y corriente I_{op}
- A_t Ángulo de torque

Dependiendo del ángulo de operación derivado, el elemento direccional relevante selecciona los siguientes estados:

- + A_{op} está entre $A_t \pm 90^\circ$
- – A_{op} está fuera de $A_t \pm 90^\circ$
- (Para OC: $U_{pol} \leq 0.5kV$, $I_1 < 3A$)
- (Para NPS: $U_{pol} \leq 0.5kV$, $I_2 < 3A$)
- (Para EF: $U_{pol} \leq 0.5kV$, $I_n < 3A$)
- (Para SEF: $U_{pol} \leq 0.5kV$, $I_n < 1A$)
- (Para modelo SEF 0.2 A: $U_{pol} \leq 0.5kV$, $I_n < 0.2A$)

Sobrevoltaje-desplazamiento del neutro (ANSI 59N). La ampliación de esta funcionalidad esta orientada para sistemas que trabajan con neutro aislado o impedancias altas de puesta a tierra, también se puede utilizar para redes eléctricas que en su diseño o instalación presenten conexiones de reactancia a tierra.

El voltaje de arranque es

$$OV3 = \frac{UM * U_{rated}}{\sqrt{3}} \quad (8)$$

Se define a U_{rated} es la tensión nominal del sistema donde se aplique la funcionalidad.

Consideraciones para elaborar el estudio de ubicación optima de equipos.

Esta ampliación utiliza el principio de enumeración de estados, que define la condición o escenario de operación del sistema por zonas en toda la red eléctrica bajo estudio.

El principio de esta funcionalidad es representar una red eléctrica a través de modelos matemáticos y califica los índices de confiabilidad de los modelos utilizando las soluciones matemáticas. Si requiere analizar un circuito eléctrico es fundamental la utilización de los modelos y leyes del sistema y los modos de operación por parte del área usuaria que administra el sistema.

Para la aplicación de la funcionalidad utilizamos el software DigSILENT Power Factory que tiene implementado la función confiabilidad, que se utiliza para evaluar los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico bajo estudio.

- Para las zonas con altos niveles isoceraunicos, se considera el promedio de rayos por km² para el cálculo de las tasas de falla.
- El análisis solo considera los equipos de protección y maniobra trifásicos (reconectores y seccionadores).
- El análisis considera que todos los elementos de protección son 100% coordinables.

Para la aplicación de análisis de confiabilidad de un sistema, se utiliza dos datos importantes, que es los tiempos de reparación y la tasa de falla.

Tasa de falla. Es el registro de fallas medida en un año causado por eventos de fallas permanentes. Estos eventos de falla pueden deberse a fallas en el aislamiento de los materiales o equipos, a contactos de la línea con árboles o aves, a descargas atmosféricas, malas operaciones, etc.

El valor de la tasa se obtiene del cálculo de la siguiente ecuación:

$$\lambda = Fa / (N \times T) \dots (1/año) \quad (9)$$

Donde

Fa: número de fallas registrada por un equipo de protección.

N: número de equipos de protección expuestos a fallas.

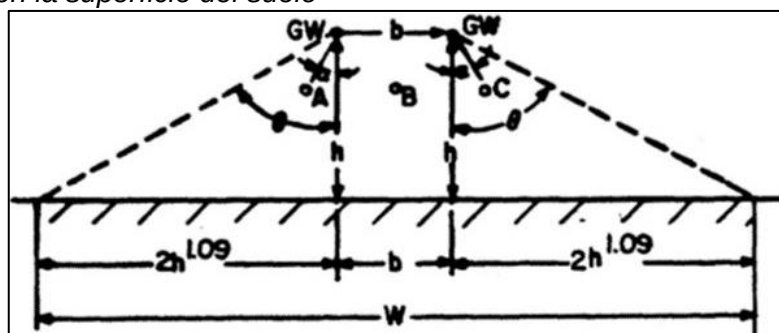
T: tiempo de observación en años.

Tasa de falla por descarga atmosférica. Se refiere a la cantidad de fallas de un componente al año provocadas por descargas atmosféricas, como los relámpagos.

Para calcular la tasa de falla por descarga atmosférica, primero se calcula la sombra eléctrica. Esta es obtenida entre la suma de la distancia entre puntos más altos de la estructura y el cuádruple de altura promedio de la fase superior elevado al 1.09.

Figura 52

Sombra eléctrica en la superficie del suelo



$$W = b + 4h^{1.09} (m) \quad (10)$$

Donde

W: ancho de la sombra eléctrica en metros

b: distancia entre puntos más altos de la estructura en metros

h: altura promedio de la fase superior en metros

Después, la tasa de falla se obtiene por la multiplicación entre la sombra eléctrica y el promedio de rayos por km²/año y dividido entre mil, como se observa en la ecuación 11.

$$\lambda = W * DDA / 1000 \dots (1/\text{año}) \quad (11)$$

Donde

W: ancho de la sombra eléctrica, en metros

DDA: promedio de rayos, en km²/año

El valor del promedio de rayos se puede obtener de acuerdo al mapa de descargas atmosféricas que publica Osinergmin en su página oficial.

Tiempos de reparación: se refiere al tiempo que se demora en reparar una falla por parte del área usuaria que administra la red, exactamente desde que se interrumpe el servicio hasta el restablecimiento de la energía.

Entonces, el tiempo de reparación está asociado al trabajo operativo en campo para reparar el equipo dañado o una red en condición anormal de operación a causa de un evento de falla, y es básicamente el tiempo promedio que persiste un evento de falla y que se expresa en horas.

El promedio de duración de salida se calcula dividiendo la suma total de las duraciones de salida generadas por el equipo defectuoso entre el número total de eventos relacionados con dicho equipo

Los índices de confiabilidad empleados en las redes eléctricas tienen como objetivo medir la calidad del servicio que la red ofrece en cada punto de consumo.

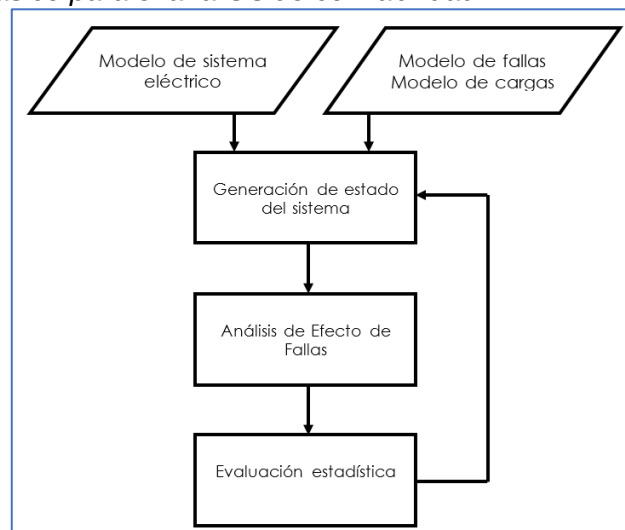
Metodología del análisis de confiabilidad. Empleando la herramienta del módulo de confiabilidad del software DlgSILENT, se obtienen los índices de confiabilidad, y consiste a aplicar lo siguiente:

- Modelo de Falla
- Modelo de carga
- Creación del estado del sistema
- Análisis Efecto de Falla (FEA)
- Análisis estadístico
- Informes

En la imagen 53 se presenta el diagrama de flujo básico utilizado para el estudio de confiabilidad.

Figura 53

Diagrama de flujo básico para el análisis de confiabilidad



Como se muestra en la figura 53, los modelos de falla detallan como los elementos de la red pueden fallar, así como la frecuencia con que se puede presentar la falla y el tiempo necesario para llevar a cabo las reparaciones. Por otra parte, tenemos el modelo de carga, que se refiere a la cantidad de usuarios afectados y sus potencias consumidas.

Ser define estado de sistema como un escenario de carga específica que se relaciona con una o varias fallas que se presentan en el sistema. El software DIgSILENT en su módulo de generación de estado de sistema utiliza los modelos de carga y de falla para sistematizar el registro de estado de sistema de la red. Luego, el Análisis Efecto de Falla (FEA) verifica los resultados de las simulaciones de reacciones ante los eventos de falla.

El propósito del análisis de efecto de falla es determinar si los eventos de fallas interrumpir el flujo de potencia hacia las cargas y por cuanto tiempo.

La respuesta del análisis de efecto de falla se utiliza con los datos que da el módulo de generador de estados para proporcionar las estadísticas de confiabilidad de los indicadores de calidad del sistema en estudio. El estado de sistema de una red eléctrica en términos de este estudio describe la frecuencia de aparición de un determinado estado de sistema y su tiempo de duración, entender que la duración del estado de sistema no es lo mismo que la duración de la interrupción de suministro eléctrico. Es decir, si tenemos un sistema eléctrico redundante si un circuito que representa una fuente presenta una podrá asumir el consumo de carga otro circuito en buen estado.

Si tenemos el caso de una interrupción no programada en un sistema con configuración redundante por un evento de falla en uno de sus alimentadores, será necesario la utilización de los otros alimentadores para el suministro de la energía eléctrica, pero que requiere de la utilización de un interruptor para cerrar el circuito que está en buen estado, entonces, la duración de la interrupción será igual al tiempo que tome cerrar un interruptor y no a la duración de la reparación del circuito afectado.

Componentes simétricas y redes de secuencia. Sistema de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue en 1918. Esta aplicación demuestra que un sistema eléctrico que se encuentre desbalanceado en un escenario de operación con n fasores en relación, se puede solucionar en conocer sus variables con n sistemas de fasores

balanceados, que se le denomina componentes simétricas de los fasores originales. Los n fasores de cada sistema son iguales en longitud y también sus ángulos adyacentes.

Si aterrizamos la teoría en un sistema trifásico que típicamente se maneja en Perú, al ocurrir un evento de falla en el sistema, por lo general se presentan tensiones y corrientes desbalanceadas. Ahora, si las tensiones y corrientes están vinculados por impedancias constantes, entonces, el sistema es lineal y se puede desarrollar la teoría de superposición. Los datos de tensiones del sistema lineal como respuesta de las corrientes desbalanceadas se deben desarrollar como las respuestas separadas de los componentes simétricos de las corrientes.

Se desarrollan los diagramas equivalentes, que se le denomina circuitos de secuencia, para analizar las respuestas por separado de las variables de cada componente de la corriente. En un sistema trifásico, existe tres circuitos equivalentes para cada elemento. Al clasificar los circuitos equivalentes individuales en redes según las interconexiones de sus elementos, se introduce el concepto de las tres redes de secuencia. Al desarrollar analíticamente las redes de secuencia cuando se presenta un evento de falla en una red por ejemplo tendremos como resultado los valores de tensión y corrientes simétricos, que también a través de ecuaciones que se relacionan obtendremos los valores de las variables de falla desbalanceadas originales.

Los fasores desbalanceados de una red trifásica en un escenario de operación, se puede desarrollar en tres sistemas de fasores balanceados, los sistemas balanceados presentan las siguientes características:

1. Los componentes de secuencia positiva se componen de tres fasores de igual magnitud que están desfasados entre sí por 120° , y que mantiene la misma secuencia de fase que los fasores originales.
2. Componentes de secuencia negativa que se componen de tres fasores idénticos en magnitud, pero desfasados entre sí 120° . Estos fasores presentan una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.

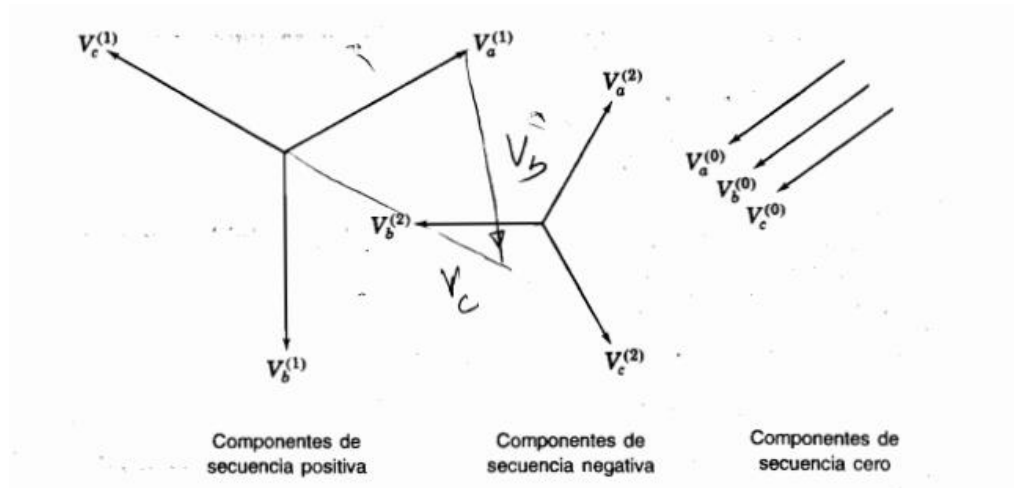
3. Componentes de secuencia cero que se componen de tres fasores idénticos en magnitud, todos con un desplazamiento de fase nulo entre ellos.

Cuando se aborda la resolución de un problema utilizando las componentes simétricas, es habitual denominar las tres fases del sistema como a, b y c, de esta manera, la secuencia de tensiones y corrientes en el sistema se expresa como abc. En ese sentido, la secuencia de fases de la componente positiva es abc y para la secuencia negativa de fases es acb. Si los fasores originales son voltajes, entonces se puede describir como V_a , V_b y V_c . Los tres conjuntos de componentes simétricas se identifican mediante el superíndice 1 que es referido a la secuencia positiva, 2 para la secuencia negativa y 0 para la secuencia cero.

En un sistema trifásico desbalanceado por un determinado escenario de operación se representa por tres sistemas balanceados.

Figura 54

Componentes de secuencia



Nota: tomado de Grainger y Stevenson (1996)

De la figura se obtiene

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \quad (12)$$

$$V_b = V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \quad (13)$$

$$V_c = V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \quad (14)$$

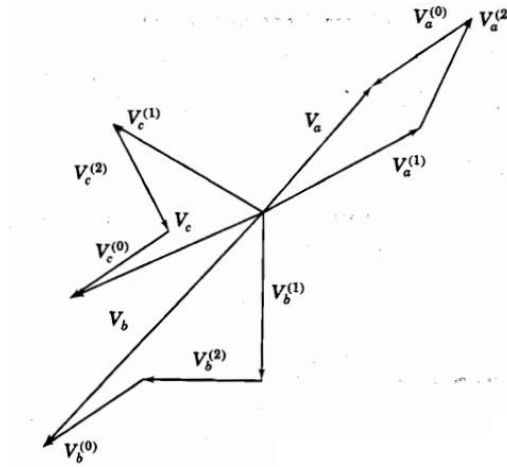
En el análisis de fallas y así como las aplicaciones de determinados elementos de protección es importante el uso de las componentes simétricas, ya que de cierta manera se desarrolla en sistemas balanceados para el mejor análisis. Por ejemplo, cuando ocurre una falla en un punto de red lo más práctico es hallar los valores de secuencia de las componentes simétricas y luego a través de las ecuaciones que se relacionan como es la matriz de impedancias de barra encontrar los valores de tensión y corriente originales.

Las componentes simétricas de los fasores asimétricos. Como se muestra en la figura 54 se observa tres sistemas balanceados que son las componentes simétricas de tres fasores desbalanceados.

Según la teoría de fasores las variables o componentes V_b y V_c se puede expresar como el producto de la componente de V_a y algún valor de ángulo que se diferencian entre ellos.

Figura 55

Componentes simétricas representación fasorial



Nota: tomado de Grainger y Stevenson (1996)

De la figura se obtiene

$$V_b^{(0)} = V_a^{(0)} \quad V_c^{(0)} = V_a^{(0)} \quad (15)$$

$$V_b^{(1)} = a^2 V_a^{(1)} \quad V_c^{(1)} = a V_a^{(1)} \quad (16)$$

$$V_b^{(2)} = a V_a^{(2)} \quad V_c^{(2)} = a^2 V_a^{(2)} \quad (17)$$

Al sustituir las últimas ecuaciones en la ecuación primera.

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \quad (18)$$

$$V_b = V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \quad (19)$$

$$V_c = V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)} \quad (20)$$

En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (21)$$

Donde, por practicidad

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \text{ y } A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (22)$$

Luego tenemos

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (23)$$

Esta ecuación 23 verifica como se relaciona tres fasores asimétricos con sus respectivas componentes de secuencia, las ecuaciones expandidas son de la forma.

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (24)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (25)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (26)$$

Se verifica en las ecuaciones anteriores que si se trata de un sistema balanceado no existe el componte de secuencia cero. Esto se da ya que la suma de los fasores de la tensión línea a línea en un sistema trifásico balanceado es cero, entonces el componente de secuencia cero en este escenario de operación no estará presente. Ahora, la suma de las tres tensiones entre línea y neutro no siempre es cero, entonces hay la probabilidad que las tensiones de neutro puedan presentar componentes de secuencia cero.

Las relaciones anteriores se pueden desarrollar para cualquier sistema de fasores relacionados ya sea para el análisis de corrientes o tensiones, y se pueden solucionar matemáticamente o según la gráfica de los fasores. En las ecuaciones siguientes también se muestra los análisis referidos a corrientes.

$$I_a = I_a^{(0)} + I_a^{(1)} + I_a^{(2)} \quad (27)$$

$$I_b = I_a^{(0)} + a^2I_a^{(1)} + aI_a^{(2)} \quad (28)$$

$$I_c = I_a^{(0)} + aI_a^{(1)} + a^2I_a^{(2)} \quad (29)$$

Luego tenemos

$$I_a^{(0)} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (30)$$

$$I_a^{(1)} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (31)$$

$$I_a^{(2)} = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (32)$$

Aplicación de localizador de falla (21FL) en reconectador Noja Power. La función Localizador de falla (21FL) provee estimación de localización de falla en redes radiales de distribución basándose en la impedancia en el terminal de la línea. La función 21FL opera basada en las medidas de los fasores de corriente y voltaje de la frecuencia fundamental (50 o 60 Hz) en un extremo de la línea. El algoritmo de localización de falla utiliza la corriente de fase de secuencia negativa y cero como los valores de polarización, lo que elimina dependencia sobre la carga, fuente e impedancia de la carga y aumenta la precisión. Nótese que, en la estimación de localización de falla, la impedancia de falla es considerada como puramente resistiva dado que el arco de falla es resistivo.

El algoritmo para fallas a tierra no es apropiado para sistemas aislados o compensados. Dado que la detección del tipo de falla depende de la operación de elementos de sobrecorriente, por lo que fallas de alta impedancia no serán detectadas si los elementos sobrecorriente no operan.

Cálculos. El algoritmo de localización de falla es aplicable a los elementos de sobrecorriente de fase y tierra, SEF y sobrecorriente de fase de línea viva, falla a tierra de línea viva y falla sensible a tierra de línea viva. Cuando los cálculos son completados se reportan los siguientes valores:

- m Distancia a la falla (m)
- Zf Magnitud de impedancia de falla
- θf Angulo de impedancia de falla (grados)
- Zloop Magnitud de impedancia circuito de falla
- Xloop Reactancia de secuencia positiva medida desde el relé hasta el punto de falla

- θ_{loop} Angulo de Impedancia Circuito de Falla (grados)

Distancia a la falla es calculada en dos pasos. Primero se determina el tipo de falla, y luego la distancia a la falla es calculada basándose en el tipo de falla previamente determinada.

Selección del tipo de falla. Después de una operación de protección, el tipo de falla es determinado utilizando la tabla 19. El indexado numérico para el tipo de falla es consistente con IEC 61850.

Tabla 19

Método de selección del tipo de falla

Numero tipo de falla	Tipo de falla	Metodo de Selección al momento de operación de la proteccion
0	Ninguna	Cualquier condicion de falla excepto los tipos de falla alistados del 1 al 11
1	AE	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Falso \text{ AND } P(PhC)=Falso \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero)]$
2	BE	$P(PhA)=Falso \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Falso \text{ AND } [A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$
3	CE	$P(PhA)=Falso \text{ AND } P(PhB)=Falso \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } [A(P(PhC)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$
4	AB	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Falso \text{ AND } P(PhN)=Falso \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhB)=Verdadero]$
5	BC	$P(PhA)=Falso \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Falso \text{ AND } [A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero]$
6	CA	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Falso \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Falso \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero]$
7	ABC	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Falso \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero]$
8	ABE	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Falso \text{ AND } P(PhN)=Verdadero \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$
9	BCE	$P(PhA)=Falso \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Verdadero \text{ AND } [A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$
10	CAE	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Falso \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Verdadero \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$
11	ABCE	$P(PhA)=Verdadero \text{ AND } P(PhB)=Verdadero \text{ AND } P(PhC)=Verdadero \text{ AND } P(PhN)=Verdadero \text{ AND } [A(P(PhA)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhB)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhC)=Verdadero \text{ OR } A(P(PhN)=Verdadero]$

Nota: adaptado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Cálculo de distancia de falla. La siguiente tabla resume los algoritmos de localización de falla utilizados para cada tipo de falla usando el método modificado de Takagi.

Para el tipo de falla AE

$$m = \frac{Im[\vec{V}_A \vec{I}_0^*]}{Im[\vec{Z}_1 (\vec{I}_A + \vec{K}_0 x 3 \vec{I}_0) \vec{I}_0^*]} \quad (33)$$

Para el tipo de falla AB o ABE

$$m = \frac{Im[(\vec{V}_1 - \vec{a} \vec{V}_2) (\vec{a} \vec{I}_2^*)]}{Im[\vec{Z}_1 (\vec{I}_1 - \vec{a} \vec{I}_2) (\vec{a} \vec{I}_2^*)]} \quad (34)$$

Para el tipo de falla ABC o ABCE

$$m = \frac{Im[\vec{V}_1 \vec{I}_1^*]}{Im[\vec{Z}_1 \vec{I}_1 \vec{I}_1^*]} \quad (35)$$

Donde

- m = Distancia a falla en km.
- Im = parte imaginaria de un numero complejo
- “*” = conjugado de numero complejo
- $\vec{K}_0$ = factor de compensación, calculado como: $\vec{K}_0 = \frac{\vec{Z}_0 - \vec{Z}_1}{3\vec{Z}_1}$ (36)
- $\vec{Z}_1$ = impedancia de secuencia positiva, donde $\vec{Z}_1 = R_1 + X_1 j$ (37)
- $\vec{Z}_0$ = Impedancia de secuencia cero, donde $\vec{Z}_0 = R_0 + X_0 j$ (38)
- $\vec{a} = 1 \angle 120^\circ$ y $\vec{a}^2 = 1 \angle 240^\circ$

Reconectador monofásico. El localizador de falla para reconectadores monofásicos es solo aplicable para sistemas con cable único de retorno a tierra (SWER- *Single Wire Earth Return*). El tipo de falla, la ubicación de falla, la impedancia de circuito de falla y la impedancia de falla es calculada como sigue a continuación:

Distancia de falla en km

Para un tipo de falla AE, P(PhA)=Verdadero AND A(PhA)=Verdadero

$$m = \frac{Im \left[\vec{V}_A \vec{I}_A^* \right]}{Im \left[\vec{Z}_A \vec{I}_A \vec{I}_A^* \right]} \quad (39)$$

Impedancia de circuito de falla

$$\vec{Z}_{loop} = Z_{loop} \angle \theta_{loop} = \frac{\vec{V}_A}{\vec{I}_A} \quad (40)$$

La impedancia de falla es calculada como sigue

$$\vec{Z}_f = Z_f \angle \theta_f = \vec{Z}_{loop} - m \vec{Z}_A \quad (41)$$

Ajustes básicos

Tabla 20

Ajustes básicos para caculo de localizador de falla en reconectador Noja Power

Título	Designación	Rango	Resolución	Ajuste de fabrica
Localizador de falla	Localizador de falla	Habilitado/deshabilitado	-	Deshabilitado
R0(Ω/km)	Resistencia de secuencia cero	0.001-50	0.001	0.01
X0(Ω/km)	Reactancia de secuencia cero	0.001-50	0.001	0.1
R1(Ω/km)	Resistencia de secuencia positiva	0.001-50	0.001	0.01
X1(Ω/km)	Reactancia de secuencia positiva	0.001-50	0.001	0.1
Longitud de la línea (km)	Longitud de línea en dirección hacia adelante desde el relé	0.01-300	0.01	1

Nota: adaptado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Notas

- Se asume que las impedancias de secuencia positiva y cero, así como la longitud es igual en las tres fases.
- Se asume que los ajustes de impedancia son válidos en dirección positiva e inversa.
- Si en valor absoluto de la distancia de falla es mayor que la longitud configurada de la línea con una tolerancia de 2.5%, se reporta fuera de rango.

- Estado de localizador de falla y valores medidos pueden ser restaurados usando “Reiniciar banderas de falla” desde el menú reiniciar datos en el panel o desde el *software* propietario.
- El estado de localizador de falla y los valores medidos serán restaurados si el localizador de falla es deshabilitado o si ocurre un nuevo evento de falla.

Precisión de estimación de localización de falla. La precisión de la estimación de localización de falla depende de las siguientes condiciones:

Precisión medición

- Efecto resistencia y reactancia de falla
- Efecto mutual secuencia cero
- Incertidumbre parámetros de línea, especialmente error en obtener impedancia de secuencia cero (Z_0)
- Presencia de capacitores y reactores shunt
- Redes compensadas
- Líneas no-homogéneas, conexiones T y con ramas cortas
- Contenido excesivo de armónicos

2.1.8 Teoría formulas y procedimientos, gráficos, tablas que se va a utilizar en el objetivo número 5

Consideración de número de interrupciones por cliente (NIC). Es la cantidad promedio de interrupciones por cliente, causadas en un sistema eléctrico rural en un período de control de seis meses. Para temas de análisis y cálculo se tomará la ecuación 1 y sus procedimientos correspondientes.

Consideración de duración de interrupciones por cliente (DIC). Es el tiempo ponderado acumulada de interrupciones promedio por cliente, causadas en un sistema eléctrico rural en un período de control de seis meses. Para temas de análisis y cálculo se tomará la ecuación 2 y sus procedimientos correspondientes.

Consideraciones de tolerancias de calidad de suministro eléctrico. Tomando como referencia la tabla 15, mencionamos que se considera como rural concentrado al actual sector de distribución típico 4, mientras que al sector de distribución típico 5 rural disperso, y también a aquellos nuevos sistemas que presenten un mayor grado de dispersión, estas redes se constituyen con sistemas eléctricos rurales y que abarcan todas las instalaciones eléctricas encargadas de distribuir la energía en los sectores rurales, localidades aisladas y las zonas fronterizas del país. Esto incluye también las redes de distribución como las de transmisión, así como instalaciones de generación. Según indica el artículo 27 del Reglamento, Osinergmin calificara cada SER de acuerdo con los sectores de distribución típicos definidos por la Dirección General de Electricidad.

2.1.9 Consideraciones de nivel de riesgo en la rotación en el mercado de los equipos de protecciones y comunicaciones

En la actualidad, todos los procesos de la industria y las necesidades que tiene cada usuario están muy sujetos al consumo del servicio eléctrico. En ese sentido los agentes eléctricos afrontan cada vez problemas más complejos y, además, son supervisadas constantemente por entidades competentes para destacar el perfil de la calidad de energía suministrada hacia los usuarios.

Es por ello que, ante la necesidad de implementar procesos de automatización y equipos sofisticados de protecciones, las empresas fabricantes de equipos eléctricos y de comunicaciones desarrollan soluciones para exponerlos en las ferias internacionales y también buscan empresas en cada país para que sean su proveedor exclusivo de sus productos convirtiéndose así en su *Co-Partner*.

Los reconectores de marca *Noja Power* es distribuida por la empresa IMG Equipamientos y cuenta con un *stock* suficiente para abastecer el mercado peruano. Para proyectos grandes, se solicita a fábrica con una orden de compra según el contrato que se tiene con el usuario final. Los equipos de comunicaciones son distribuidos por la empresa Corporación Indexum S.A.C., que a su vez adquiere los equipos de las diferentes empresas que suministran equipo de control y protección en el Perú y el mundo.

Tabla 21

Empresas que tienen los equipos para ser vendidos en el mercado del Perú

Ítem	Empresa	Dirección	Productos
1	IMG Equipamientos S.A.C.	Av. Los Quechuas 1077 Salamanca, Ate, Lima, Perú	Reconectores
2	Corporación Indexum S.A.C	Calle Las Camelias N° 710, Urb. Chacarilla Santa Cruz - San Isidro, Lima - Perú.	Equipos de comunicaciones

2.2 Marco conceptual

El presente trabajo de suficiencia profesional considera el diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados para tener la operación remota de los equipos de protección y maniobra en los sistemas que administra Adinelsa. Los conceptos principales y necesarios que se utilizan en el presente trabajo de suficiencia son los siguientes:

Scada. Es un sistema que se encarga de la adquisición de datos de forma remota de los equipos de protección y maniobra, para que el usuario que administra el sistema disponga de información para los análisis de fallas o elaboración de informes acerca de la operación.

Reconector Automático. Este equipo de protección es utilizado en redes de distribución para protegerla vida humana, los demás equipos que integran el sistema de corrientes de cortocircuito, ya que a causa de un evento de falla el equipo interrumpe la corriente y aísla la zona de falla, se puede configurar recierres para que el equipo se reconecte, esto es utilizado cuando la falla es transitoria.

Estudio de coordinación de protecciones. Un estudio de coordinación de protecciones analiza el comportamiento de los sistemas de protección con el objetivo de

minimizar el impacto de la continuidad del servicio eléctrico ante eventos de fallas que se relacionan a cortocircuitos de fase y tierra y otros elementos que se desarrollan en la red eléctrica.

Indicadores NIC DIC. Indicadores de calidad de suministro de energía al cliente final establecido en la Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE “Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales (NTCSER), que además genera pago de compensación al cliente si el distribuidor transgrede los índices de calidad.

Modelo OSI. Del acrónimo *Open Systems Interconnection* (OSI) es un desarrollo que facilita la interconexión de diversos sistemas que se relacionan mediante el uso de protocolos estandarizados.

Protocolo DNP3. El protocolo de red distribuida es un desarrollo para establecer los parámetros de un sistema de control a distancia, Es un protocolo muy utilizado en el mundo y que se empezó primeramente por las empresas energéticas de EE.UU. Este protocolo está orientado a la comunicación cliente servidor y tiene propiedades de consumo de ancho de banda, en el Perú se utiliza para comunicación de equipos de protección instalados en líneas de media tensión.

Adinelsa. Es integrante del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe) y adscrita al sector de Energía y Minas (Minem). Es una entidad pública dedicada a la distribución de electricidad en el sector rural, cuenta con instalaciones de transmisión y distribución para transportar la energía desde las acometidas de transmisión principal hasta los centros de carga. Además, desarrolla actividades de generación hidroeléctrica a pequeña escala. Su ámbito de concesión es a nivel nacional.

Router celular. Dispositivo para la aplicación de telemetría que se usa en redes IOT. Se encarga de recopilar datos de un IED y envía a plataformas para ser procesadas con la finalidad de desarrollar una aplicación.

Software. Se denomina software al soporte lógico que constituye sistema informático, esto abarca todos los componentes lógicos necesarios para llevar a cabo

trabajos específicos, a diferencia de los componentes físicos, que son conocidos como hardware.

Estudio de confiabilidad y ubicación optima de equipos de protección. Los niveles de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución son influenciados permanentemente por la creciente demanda de energía, la antigüedad de la infraestructura eléctrica, la expansión de las redes, la cantidad de equipos de protección y su ubicación. En ese sentido, se requiere la inspección periódica del nivel de cumplimiento de los equipamientos existentes y decidir reubicaciones y/o dónde instalar dispositivos de protección adicionales para obtener su máximo beneficio.

Una estrategia muy popular para mejorar la confiabilidad consiste en instalar dispositivos de protección, en particular reconectadores, seccionalizadores e indicadores de falla; sin embargo, estos suelen ubicarse sin asegurarse que la inversión brinde el rendimiento más ventajoso, ubicar estos equipos en lugares óptimos se considera una decisión compleja, pero esencial para la mejora de confiabilidad.

Arquitectura de comunicaciones. La arquitectura de una red se refiere al diseño de una red de comunicaciones. Se desarrolla la especificación de los componentes físicos de una red, de su organización funcional y configuración, así como los procedimientos y principios operativos, además abarca los protocolos de comunicación que se emplean en su funcionamiento.

Mantenimiento a equipos eléctricos. El mantenimiento eléctrico consiste en realizar inspecciones en el equipamiento eléctrico de cara a facilitar la detección de estos posibles problemas en su rendimiento, mediante acciones correctivas (respuesta a incidencias puntuales) o preventivas (comprobaciones rutinarias con cierta periodicidad).

Transgresión. En redes rurales como las de Adinelsa, las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones, esto lo tifica las normas.

Términos de referencia. Es el desarrollo de un documento escrito que da a conocer el propósito, el alcance y la forma de desarrollo de la necesidad de un servicio,

donde se incluyen los aspectos técnicos económicos, estos documentos generalmente se desarrollan en empresas estatales como es el caso de Adinelsa.

Especificaciones técnicas. Típicamente son documentos escritos que contienen las características técnicas para adquirir un equipamiento que se utiliza en un sistema eléctrico, en el documento se definen las normas y exigencias que debe cumplir.

Ingeniería de detalle. Son los informes mínimos necesarios o según lo solicitado por el cliente, donde el desarrollador del proyecto muestra la técnicamente la solución al problema o necesidad que presenta el cliente. En todo proyecto es importante el desarrollo de la ingeniería ya que en base al informe se empezará la parte operativa. Además, estos informes deben de estar firmados y aprobados por el cliente puesto que constituye el desarrollo del proyecto donde se incurren en gastos por compras de equipamientos y la forma de trabajos de instalación y puesta en servicio por ejemplo si se trata de un proyecto de referido al sector eléctrico.

Niveles de control. Los niveles de control en sistema eléctrico están referidos a tener control de los equipos de protección desde el punto en que directamente se opere el dispositivo donde está instalado, a través de su accionamiento mecánico según su construcción, o desde un centro de control, que a través de un protocolo de integración del relé se pueda monitorear y operar.

Centro de control. Los centros de control eléctrico permiten monitorizar y gestionar eficientemente la red eléctrica en tiempo real, optimizando su rendimiento y promoviendo la sostenibilidad en la distribución de energía.

Relés de protección. Son dispositivos que tienen implementado sistemas operativos relacionados al monitoreo de variables eléctricas y al control y operación de equipos de protección o maniobra, es decir, administran interruptores para aislar las zonas de fallas, estos relés deben cumplir ciertas características de velocidad y confiabilidad.

Todos los relés de protección son sometidos a pruebas exigentes para corroborar sus características desde su desarrollo hasta su puesta en servicio, también debe tener un plan de mantenimiento a nivel de hardware y software.

Pruebas FAT de equipos. Estas pruebas se desarrollan al momento de terminar la fabricación de un equipamiento, y es necesario para validar que el equipo cumpla con las normas de fabricación y su proceso de fabricación haya sido de forma correcta y eficiente. Como su nombre indica pruebas de aceptación en fabrica, típicamente el cliente solicita que pruebas realizar y estas deben estar de acorde a las normas de fabricación del equipo. Cuando las pruebas se terminen y sean satisfactorias habrá un documento que contendrá la firma del cliente y del fabricante que garanticen que las pruebas fueron llevadas correctamente.

Localizador de falla. La función Localizador de falla (21FL) provee estimación de localización de falla en redes radiales de distribución basándose en la impedancia en el terminal de la línea. La función 21FL opera basada en las medidas de los fasores de corriente y voltaje de la frecuencia fundamental (50 o 60 Hz) en un extremo de la línea.

Sistema eléctrico. Una red eléctrica comprende todos los equipamientos y materiales que son necesarios para generar o transportar la energía eléctrica. Podemos tener una red de distribución, de transmisión o de generación, y cada una de estas tienen implementado sistemas de protección y control que son necesarios para una eficiente operación por el área usuaria que administra la red.

Automatización avanzada. Las funciones de automatización avanzada mejoran, principalmente, la conmutación algorítmica de los controladores de reconectores para mejorar el tiempo de respuesta y las capacidades de automatización de restauración de la red.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Análisis de la problemática

3.1.1 Metodología

3.1.1.1 Tipo de investigación. El tipo de investigación que se desarrolla en el presente informe es de tipo aplicada, ya que se desarrolla una estrategia que permitirá darle solución de forma sistemática y ordenada a una problemática. Para ello, se dan a conocer los objetivos específicos que se tiene que plantear en una empresa distribuidora de energía, que tiene deficiencias en su operación, para luego desarrollar estrategias académicas de sistemas de comunicación y protección para un mejor control del sistema en operación.

La investigación realizada tiene un enfoque exploratorio, ya que se toma estudios avanzados que se elaboran en las fábricas de los equipos de protección que se utiliza en los sistemas de Adinelsa. Estos estudios te indican que ante la implementación de ciertos parámetros en los relés de protección y ocurridos los eventos de falla nos arrojará valores importantes para la detección de fallas y tener menores tiempos de restablecimiento del suministro eléctrico.

La investigación realizada tiene un enfoque explicativo, ya que se fundamenta a detalle las causas de los problemas que se tiene en la operación en tiempo real de los sistemas que administra Adinelsa y se plantea las soluciones técnicas a detalle aplicando procedimientos avanzados y actualizados de sistemas de protección y comunicación basado en normativas internacional y nacionales.

3.1.1.2 Diseño de investigación

A1.1.1. Se va a realizar una evaluación inopinada al personal operativo en campo acerca de temas técnicos de operación de sistemas eléctricos.

A1.1.2. Se va a realizar una evaluación técnica especializada al personal del centro de control de operaciones de Adinelsa, en relación a la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.

- A1.2.1. Se hará verificación y pruebas de operatividad a los equipos existentes de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional de los sistemas de Adinelsa.
- A1.2.2. Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento.
- A1.2.3. Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos existentes con equipos nuevos y de tecnología actual.
- A1.2.4. Se revisará informes de los mantenimientos de que se realizaron a los equipos de protecciones y comunicaciones existentes en los últimos años que viene trabajando en los sistemas de Adinelsa.
- A1.3.1. Se revisará los estudios eléctricos actuales para determinar su nivel de eficiencia.
- A1.3.2. Se revisará en los relés de protección existentes las configuraciones que tengas a través del *software* propietario de cada equipo.
- A1.4.1. Se hará un registro del número de interrupciones que ocurrieron en los últimos años en todos los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.
- A1.4.2. Se hará un registro de la duración de interrupciones que se presentó en los últimos años en las redes que administra Adinelsa.
- A2.1.1. Se va definir la calidad de los equipos de comunicaciones con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento.
- A2.1.2. Se va a definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación.
- A2.2.1. Se va a diseñar la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos.
- A2.2.2. Se va a elaborar el estudio de comunicaciones para la verificación de la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica.

- A2.3.1. Se configurará en las pantallas del Scada toda la animación de coloreo dinámicos y las pantallas de alarma, eventos, diagnóstico, tendencias, historizaciones, etc.
- A2.3.2. Se instalará y configurará los equipos de comunicaciones en el centro de control de operaciones y en los puntos host de campo.
- A2.4.1. Se realizará capacitación al personal de campo y de centro de control de operaciones
- A2.4.2. Se determinará la eficiencia al personal capacitado en temas de operación del sistema eléctrico de Adinelsa.
- A3.1. Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento.
- A3.2. Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos existentes con equipos nuevos y de tecnología actual.
- A3.3. Se realizará una capacitación al personal operativo en campo para el manejo de los nuevos equipos de protección y también para realizar mantenimiento preventivos y correctivos que no ameriten de un especialista.
- A3.4. Se invitará a proveedores para que expongan sobre soluciones de energía eléctrica, tanto en el ámbito de suministro de equipos y en soluciones de estudios eléctricos para hacer análisis de fallas avanzados que nos permita reestablecer la energía eléctrica de manera oportuna ante eventos de interrupción.
- A4.1. Se revisará los estudios de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia.
- A4.2. Se revisará los estudios existentes de nivel de ubicación óptima de equipos para determinar su eficiencia.
- A4.3. Se revisará si existe algún estudio eléctrico especializado de acuerdo a la necesidad y topología en particular que tienen Adinelsa.

- A5.1.1. Se va a realizar una evaluación inopinada al personal operativo en campo acerca de temas técnicos de operación de sistemas eléctricos.
- A5.1.2. Se va a realizar una evaluación técnica especializada al personal del centro de control de operaciones de Adinelsa, en relación a la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.
- A5.2.1. Se hará verificación y pruebas de operatividad a los equipos existentes nuevos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional de los sistemas de Adinelsa.
- A5.2.2. Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones nuevos para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento.
- A5.2.3. Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos nuevos con equipos de primera gama en el mercado.
- A5.2.4. Se elaborará procedimientos técnicos en temas de mantenimientos de los equipos de protecciones y comunicaciones nuevos instalados en los sistemas de Adinelsa.
- A5.3.1. Se revisará los estudios eléctricos nuevos para determinar su nivel de eficiencia.
- A5.3.2. Se configurará correctamente en los relés nuevos de protección los ajustes propuestos en los estudios eléctricos.
- A5.4.1. Se hará un registro del número de interrupciones que hubo luego de renovar y repotenciar los equipos de protecciones y comunicaciones en Adinelsa.
- A5.4.2. Se hará un registro de la duración de interrupciones que hubo luego de renovar y repotenciar los equipos de protecciones y comunicaciones en Adinelsa.

Se tiene los elementos de contenido y alcance, que son los siguientes:

- Selección y definición
- Planteamiento del problema

- Formulación y sistematización
- Objetivos
- Marco de referencia
- Hipótesis del trabajo

Luego se tiene los elementos de apoyo metodológico

- Justificación
- Tipo de estudio
- Métodos de investigación
- Técnicas y procedimientos de recolección de información
- Tratamiento de la información
- Tabla de contenido
- Referencias bibliográficas

Por último, se tiene los elementos de soporte administrativo

- Presupuesto
- Cronograma

Con esto pasamos al desarrollo de la investigación

Primero se tiene la recolección y ordenamiento de la información que comprende lo siguiente:

- Donde encontrar la información de la fuente secundaria
- Identificar quien tiene la información de fuente primaria
- Como obtener información de una población
- El diseño de preguntas en el cuestionario
- Validación del cuestionario
- La observación técnica de la información primaria

- Tabulación, procesamiento y ordenamiento de la información
- Presentación de la información

Luego tenemos la elaboración y análisis de la información

- Para qué sirve la información procesada y ordenada
- Análisis de la información
- Cómo hacer el análisis

Por último, la presentación de resultados de la investigación

- Verificación de hipótesis
- Cumplimiento de objetivos de la investigación
- Aspectos formales de presentación

3.1.1.3 Métodos y muestras de obtención de datos. Para tener un sistema de control de los equipos de protección, es necesario, en primer lugar, ver la necesidad de controlar el equipo remotamente para una mejor operación del sistema. Luego de ver la necesidad de integrar un equipo al Scada, se debe ir al sitio a obtener datos mínimos requeridos para ejecutar el sistema de control. En ese sentido, el primer paso es hacer un estudio de comunicaciones que consiste verificar en campo la disponibilidad de intensidad de red de los operadores vigentes en Perú en 3G y 4G. También se debe verificar que el sistema de red sea capaz de establecer una red interna privada con la implementación de APN para que todas las líneas en trabajo tengan conectividad entre sí y con centro de control en la red interna a través de los protocolos requeridos. Estos protocolos y puertos mínimamente deben ser lo siguiente.

- TCP 20000-20005
- TCP 5000-5005
- TCP/UDP 123

- ICMP TCP 80
- TCP 443 TCP 20-25

Para la implementación de equipos de protección, se debe hacer visitas técnicas a los puntos de trabajo para verificar detalles técnicos de puntos estratégicos de instalación para que sea flexible y estratégico en temas de operación y mantenimiento, informes de resistividad de terreno, calculo mecánico de esfuerzos y coordinación de aislamiento.

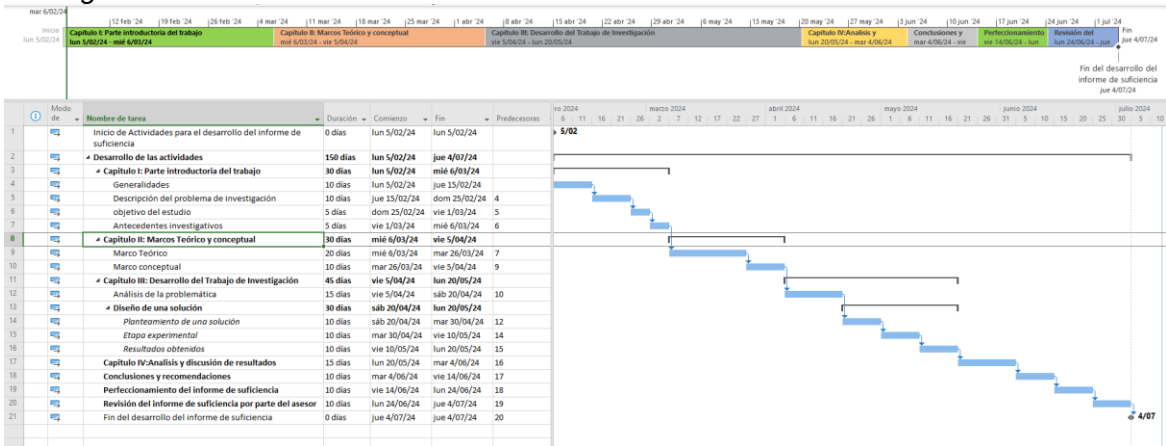
Para elaborar los estudios eléctricos, se debe elaborar cuadros de los componentes de las instalaciones; es decir, generadores, transformadores de potencia, transformadores de puesta a tierra (transformadores zigzag), líneas de transmisión y distribución, subestaciones de distribución, transformadores de corriente, transformadores de tensión, interruptores, reconectadores, fusibles y cargas. Luego, se debe acopiar el diagrama unifilar del sistema, valores de las potencias activas y reactivas en cada una de las subestaciones de distribución en condiciones de máxima y mínima demanda para el año que se ejecuta el estudio. También, parámetros eléctricos de las máquinas síncronas. Generalmente, esta información la suministra el cliente y se basa en los protocolos de fábrica y si no existieran se estima de tablas típicas en función al tipo de la máquina prima, revoluciones y número de polos. Por último, se debe copiar el diagrama unifilar de cada subestación, donde figuren los relés de protección (identificados según normas), transformadores de medida y estén identificados todos los equipos componentes de la subestación.

3.1.1.4 Cronograma de trabajo

En la siguiente figura, se muestra el cronograma de trabajo que se desarrolló para elaborar el informe de suficiencia, en el cual se muestra explícitamente los tiempos empleados en cada capítulo.

Figura 56

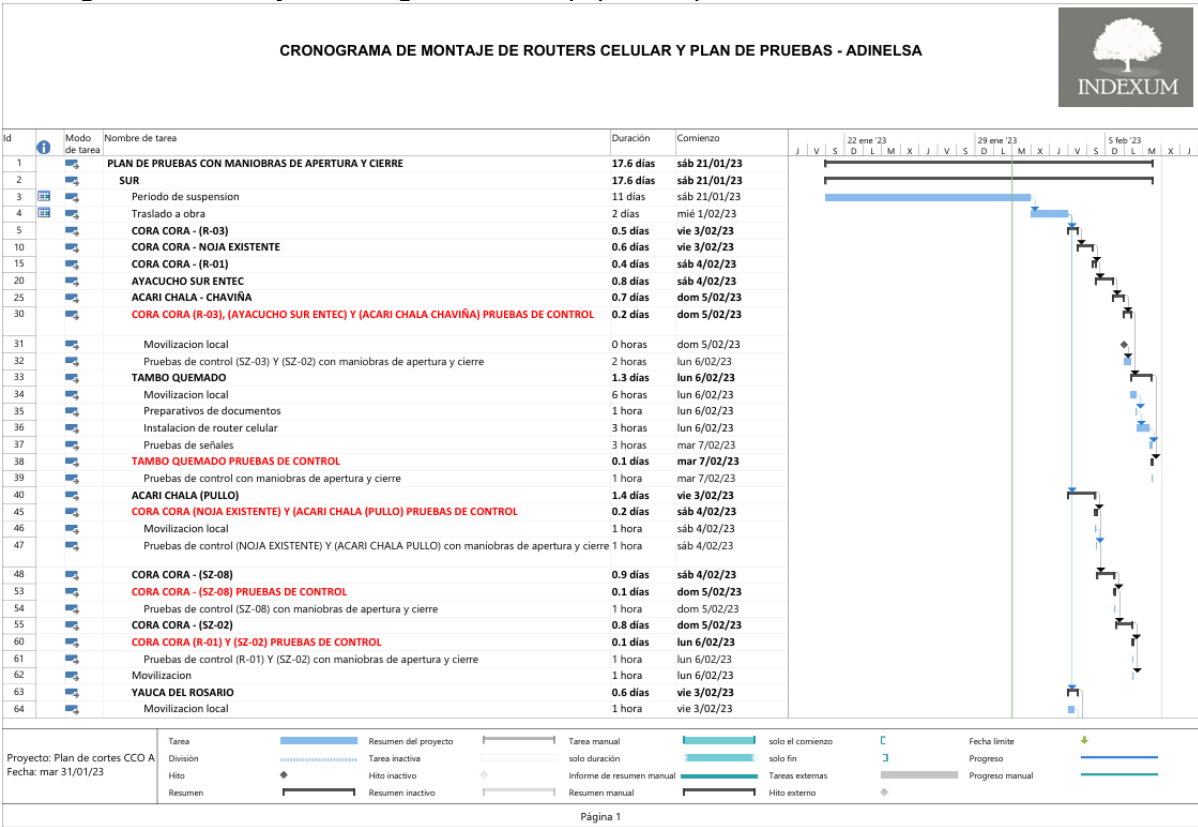
Cronograma de elaboración de informe de suficiencia



En las siguientes figuras, se muestra el cronograma de trabajo de ejecución del proyecto para caracterizar un sistema de control y utilizando los protocolos actualizados hacer la integración de los equipos de protección para la operación remota.

Figura 57

Cronograma de trabajo de integración de equipos de protección

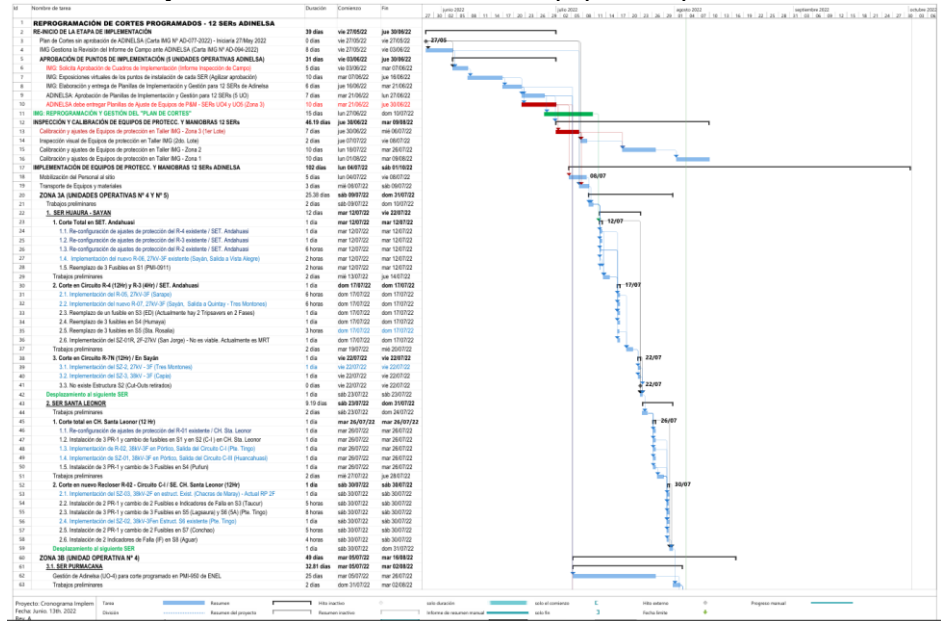


Nota: tomado de Chunga (2022).

En la siguiente figura, se muestra el cronograma de trabajo de la implementación de nuevos equipos de protección luego de determinar su eficiencia de operación y su nivel de obsolescencia.

Figura 58

Cronograma de trabajo de instalación de nuevos equipos de protección

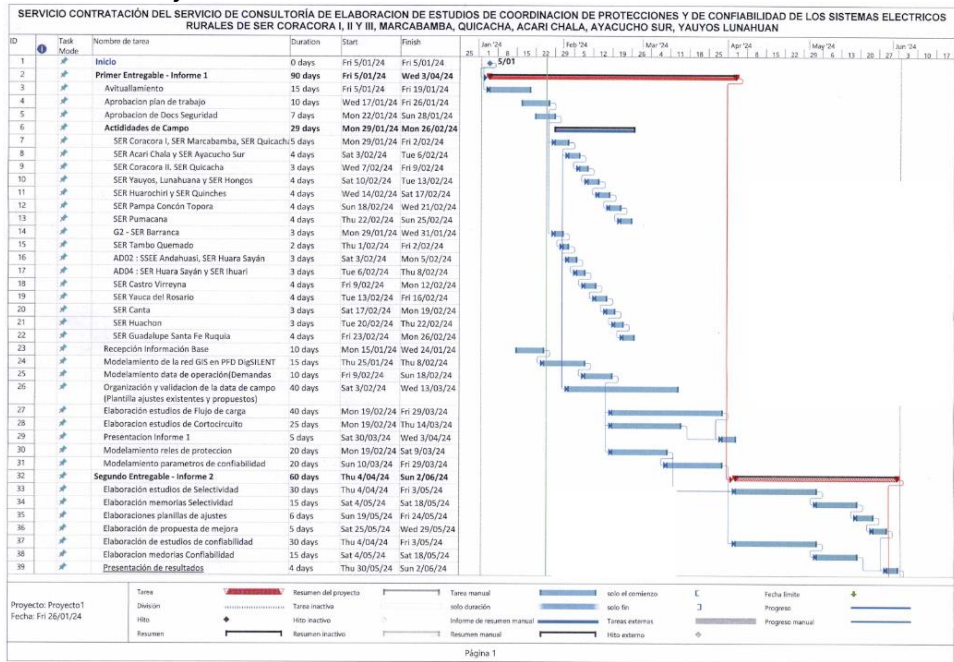


Nota: tomado de Mendoza (2022).

En la siguiente figura, se muestra el cronograma de trabajo del proyecto de elaboración de estudios eléctricos.

Figura 59

Cronograma de trabajo de elaboración de estudios eléctricos



Nota: tomado de Miranda (2024).

3.1.2 Aspectos de gestión

3.1.2.1 Recursos humanos

Para el proyecto se contó con los siguientes recursos humanos:

Jefe del proyecto. Persona que tiene la responsabilidad total del proyecto, coordina directamente con supervisores del área usuaria y monitorea el avance del proyecto hasta la puesta en marcha y/o culminación según los alcances.

Coordinador de proyecto. Persona encargada de coordinar con el cliente y reportar el avance y el cumplimiento de las metas y emisiones programadas.

Ingeniero adjunto del jefe del proyecto. Persona encargada de liderar grupos de trabajo para avanzar las actividades preliminares antes del día de corte de energía en donde será el montaje electromecánico del reconector en la línea o red primaria.

Especialista conexcionista. Persona encargada de realizar las conexiones digitales para llevar señales de tensión, corriente o enclavamientos entre equipos.

Técnicos linieros. Personas encargadas de hacer las maniobras de montaje electromecánico del reconector en la línea primaria el día de corte del sistema en trabajo.

Especialista de comunicaciones y Scada. Persona encargada del diseño de esquemas de control y automatización con conocimiento en sistemas de control y comunicaciones industriales. Elabora la arquitectura de comunicaciones para la operación remota de los equipos de protección. Supervisa, implementa y realiza las pruebas de los equipos de comunicaciones hasta dar la conformidad final de puesta en servicio.

Especialista en análisis de protecciones del sistema eléctrico. Persona que recopila la información técnica de los equipos que están en operación en el sistema eléctrico de Adinelsa y detecta deficiencias en la operación de los equipos de protección. Con los datos obtenidos, elabora estudios eléctricos referidos a protecciones, flujo de carga, ubicación óptima de equipos y procedimientos de localización de zonas donde ocurre la falla. Debe tener conocimientos avanzados en la disciplina de cómo es el comportamiento de las variables eléctricas en un sistema de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Responsable de la operación y mantenimiento de los sistemas de protección y comunicaciones de Adinelsa. Persona encargada de la operación y mantenimiento en temas de protección y mantenimiento de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa. También, encargado de la supervisión y de dar información referente a los proyectos que se ejecutan por las contratistas específicamente en implementación de centro de control, suministro e instalación de reconectores y elaboración de estudios eléctricos.

Figura 60

Organigrama del proyecto

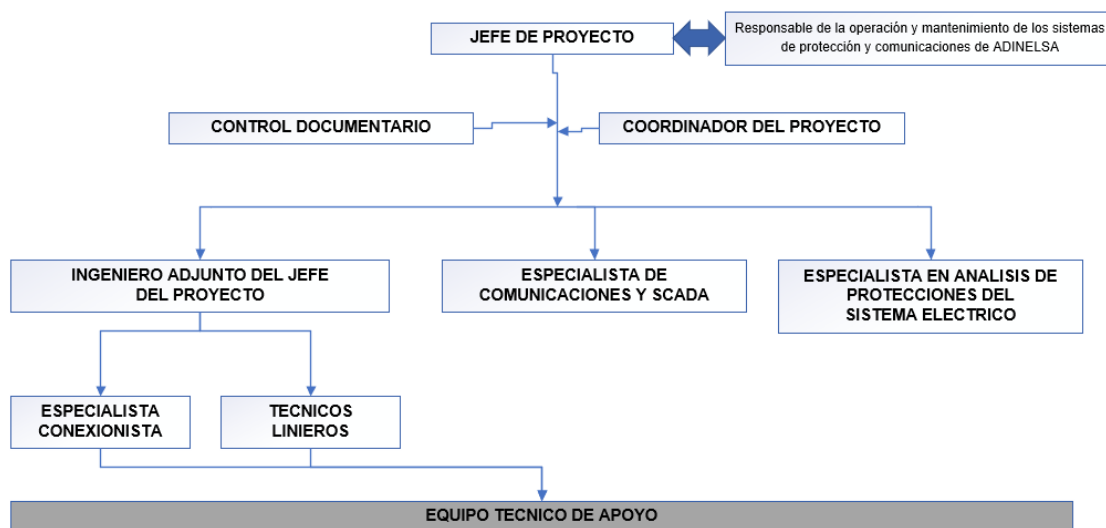


Tabla 22

Asignación de códigos a los recursos

Recursos humanos (Descripción y rol sintetizado)		Código
<u>Jefe del proyecto</u>		
Persona que tiene la responsabilidad total del proyecto, coordina directamente con supervisores del área usuaria y monitorea el avance del proyecto hasta la puesta en marcha y/o culminación según los alcances.		RH1
<u>Coordinador de proyecto</u>		
Persona encargada de coordinar con el cliente y reportar el avance y el cumplimiento de las metas y emisiones programadas		RH2
<u>Ingeniero adjunto del jefe del proyecto:</u>		
Persona encargada de liderar grupos de trabajo para avanzar las actividades preliminares antes del día de corte de energía en donde será el montaje electromecánico del reconectador en la línea o red primaria		RH3
<u>Especialista conexcionista</u>		
Persona encargada de realizar las conexiones digitales para llevar señales de tensión, corriente o enclavamientos entre equipos.		RH4
<u>Técnicos linieros</u>		
Personas encargadas de hacer las maniobras de montaje electromecánico del reconectador en la línea primaria el día de corte del sistema en trabajo		RH5
<u>Especialista de comunicaciones y Scada</u>		
Persona encargada del diseño de esquemas de control y automatización con conocimiento en sistemas de control y comunicaciones industriales		RH6
<u>Especialista en análisis de protecciones del sistema eléctrico</u>		
Persona que recopila la información técnica de los equipos que están en operación en el sistema eléctrico de Adinelsa y detecta deficiencias en la operación de los equipos de protección. Con los datos obtenidos elabora estudios eléctricos referidos a protecciones, flujo de carga, ubicación óptima de equipos y procedimientos de localización de zonas donde ocurre la falla		RH7
<u>Responsable de la operación y mantenimiento de los sistemas de protección y comunicaciones de Adinelsa</u>		
Persona encargada de la operación y mantenimiento en temas de protección y mantenimiento de los sistemas eléctricos que administra ADINELSA, también, encargado de la supervisión y de dar información referente a los proyectos que se ejecutan por las contratistas específicamente en implementación de centro de control, suministro e instalación de reconectores y elaboración de estudios eléctricos		RH8

3.1.2.2 Bienes

Los bienes que se utilizaron para la ejecución del proyecto fueron *software* (programas especializados para las distintas disciplinas y licencias de las mismas), equipos de redes industriales y equipos de protecciones eléctricas.

Sistema de servidores Scada. El sistema de supervisión Scada está compuesto por varios computadores que tienen gran importancia para el correcto funcionamiento del sistema Scada. Como ya se indicó anteriormente el *software* que gobierna el sistema es el *Zenon Energy Edition* de *Copa Data*, el cual se encuentra instalado sobre dos computadores. Estos servidores son de la marca DELL PowerEdge R750XS.

De acuerdo a la siguiente tabla, se tienen instalados los siguientes equipos:

Tabla 23

Modelo de los sistemas de servidores

Equipo	Código	Modelo
SERVIDOR SCADA - PRINCIPAL	A01	R750XS (DELL)
SERVIDOR SCADA - RESPALDO	A02	R750XS (DELL)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Sistema de comunicación LAN y WAN. El sistema de comunicación consiste en *switch* en la red LAN (los equipos en esta red están trabajando sobre una red anillo por RSTP) y un *router celular* en la WAN (red celular).

De acuerdo a la siguiente tabla, se tienen instalados los siguientes equipos:

Tabla 24

Modelo de los sistemas de router y switch

Equipo	Código	Modelo
SWITCH 1	SW1	MAR1140 (HIRSCHMANN)
SWITCH 2	SW2	MAR1140 (HIRSCHMANN)
ROUTER CELULAR 1	MD1	IR305 (INHAND)
ROUTER CELULAR 2	MD2	IR305 (INHAND)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

El Scada almacena y genera archivos (en su propio formato. *arx*) de los valores que le llegan de los relés de cada reconectador a la red celular de los diferentes puntos en que se ubican. Estos archivos (*.arx*) que se van generando durante el día, son evacuados hacia los servidores históricos en formato *sql* y al final del día a las 00:00 horas de forma cíclica.

Para ello, se suministró un servidor *DELL* con *Microsoft SQL Server 2019* instalado.

De acuerdo a la siguiente tabla, se tienen instalados los siguientes equipos:

Tabla 25

Modelo del servidor histórico

Equipo	Código	Modelo
Servidor histórico	A03	R750XS (DELL)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Sistema de servidor Web. El *SMART SERVER* (*software* del servidor web) se instaló para ser visualizado desde cualquier otro dispositivo dentro de la red administrativa de Adinelsa. El acceso inicial es vía *Browser* mediante la IP del servidor web, al ingresar se tendrán 2 opciones para acceder al HMI: mostrarlo como una interfaz Web o descargar e instalar el *Zenon Web client* para visualizar.

Tabla 26

Modelo del servidor web

Equipo	Código	Modelo
SERVIDOR WEB	A04	R750XS (DELL)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Sistema de ciberseguridad. El *firewall* que se implementará es el *Fortinet Rugged 60F* en la red de control de Adinelsa, con el cual podremos permitir o bloquear el tráfico entrante y saliente (como dejar pasar protocolos como DNP3, SNMP) por las diferentes interfaces del router, tanto en la WAN, como también en la LAN. No obstante, la gran mayoría de usuarios lo que quieren es tener un *firewall* en la WAN de internet para controlar el tráfico desde fuera hacia el propio *router*.

Tabla 27*Modelo del firewall*

Equipo	Código	Modelo
Firewall	FW1	60F (FORTINET)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Sistema de Sincronización de Tiempo: SNTP. La sincronización dentro de la red local de Adinelsa está a cargo del GPS. Este viene a ser el reloj SEL-2488 y trabaja como sincronizador del cual distribuye la hora de forma exacta a través del protocolo SNTP. Por lo tanto, esta sincronización viene a ser indispensable cuando hablamos de eventos que se producen de forma fugaz.

Tabla 28*Modelo del GPS*

Equipo	Código	Modelo
GPS	TS1	SEL2488 (SEL)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Sistemas de clientes Scada. Los clientes (estaciones de operación) del sistema de supervisión Scada están compuestos por dos computadores que tienen gran importancia para el correcto funcionamiento para visualización del sistema Scada. Como ya se indicó anteriormente, el *software* que gobierna el sistema es el *Zenon Energy Edition* de *Copa Data*, el cual se encuentra instalado sobre dos computadores dos computadores, estos computadores son de la marca *Dell Vostro 3681*.

Tabla 29*Modelo de los equipos de clientes Scada*

Equipo	Código	Modelo
Estación de operación 1	WS1	VOSTRO3681 (DELL)
Estación de operación 2	WS2	VOSTRO3681 (DELL)

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Reconectador automático. Típicamente los reconectores con fabricados para redes de tensión de 15kV, 27kV y 38kV y son instalados en líneas aéreas o subestaciones. Para fines del proyecto se tomó como modelo el reconectador de marca Noja Power donde su gama de fabricación son de modelo OSM15, OSM27 y OSM38 que son aplicados para

los niveles de tensión que se mencionó anteriormente. Su tanque es de acero inoxidable y presenta una recubierta de pintura en polvo de color gris. El equipo se compone del tanque, del controlador RC y del cable de control, en el controlador están instalados los módulos de suministro y administración de energía y también el módulo del relé encargado del procesamiento de las señales, y de los sistemas de control y protección de todo el equipamiento.

El tanque OSM es un equipo liviano que es fácil y practico su operación y la conexión al controlador a través del cable umbilical de control. El equipo ha pasado por rigurosas pruebas en laboratorios independientes para mostrar su robustez, esto nos asegura la vida útil del equipo en el tiempo sobre todo cuando se instale en lugares de condiciones ambientales severas. El tanque del reconectador Noja Power en su diseño y fabricación posee el aislamiento de dieléctrico sólido, y da seguridad su controlador o a los equipos cercanos, así como la integridad física de las personas cuando ocurriese una falla de arco interno ya que tiene un sistema de ventilación contra arco y esto es probado y certificado con laboratorios independientes.

Figura 61

Características principales del reconectador automático

Especificaciones Técnicas OSM

• Estándares Aplicables	– IEEE C37.60-2003/IEC 62271-111		
• Rango Voltaje	– 15kV	27 kV	38 kV
• Corriente Nominal	– 800 A	800 A	800 A
• Corriente de Ruptura (RMS)	– 16 kA	12.5 kA	12.5/16
• Corriente de Falla (Peak)	– 40kA	31.5 kA	40 kA
• Corriente de Corto Tiempo (3 sec)	– 16 kA	12.5 kA	16 kA
• Nivel de BIL	– 110kV	150kV	170/200kV
• Fase - Tierra	– 110kV	150kV	195 kV
• Resistencia a Voltaje Aplicado	– 50kV	60 kV	70 kV
• Op. Mecánicas a Corriente Nominal	–	30,000 Operaciones	
• Operaciones a capacidad de Ruptura	– 200	200	70
• Temperatura de Operación	–	- 40°C +55°C	
• Ciclo de trabajo	–	O-0.1-CO-1-CO-1-CO	

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

3.1.2.3 Servicios. Para la elaboración del proyecto se consideraron Términos de referencia y especificaciones técnicas en donde se plantea los lineamientos y alcances que debe tener presente el que va ejecutar el proyecto.

Términos de referencia de implementación de centro de control de operaciones de Adinelsa

Introducción. Adinelsa se constituye como un organismo público que para el logro de sus metas operativas institucionales debe abastecerse de bienes y servicios y obras aplicando mecanismos que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico, a fin de cumplir con las mayores exigencias, funciones y responsabilidades establecidas en la Normativa del Subsector Electricidad, procedimientos de Osinergmin, OEFA y demás normas.

Adinelsa en el año 2022 no tenía un sistema de automatización que le permite obtener de manera remota información de eventos que registran los equipos instalados en campo y también poder controlar y operar de manera remota, ya que estos procedimientos de operación remota mejoran la operación en tiempo real de los sistemas y hacen que se cumpla con las exigencias establecidas en las normas nacionales. Adinelsa ha decidido, como parte de su planeamiento corporativo, diseñar e implementar una plataforma de adquisición de datos, en el cual se configurará funcionalidades que ayude al operador del sistema a decidir sobre los eventos que se suceden en el sistema eléctrico.

Adinelsa, en esta primera etapa de la implementación del centro de control de operaciones, está orientado a la supervisión y control en tiempo real de un total de (40) cuarenta equipos, entre reconectadores y seccionalizadores, mediante la instalación de Router Celular y uso de la infraestructura celular del operador que disponga de cobertura en el punto donde se encuentra instalado el reconectador o seccionizador.

Finalidad pública. El presente requerimiento es necesario para que Adinelsa modernice, automatice sus instalaciones, optimice los recursos técnicos y obtenga datos en tiempo real para incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico con la implementación

del sistema Scada le permitirá gestionar y cumplir con los procedimientos de monitoreo y control cumpliendo con los requerimientos que establece en las normas técnicas de calidad para la operación de un sistema rural, por ejemplo.

Objetivos. Proporcionar los parámetros técnicos-administrativos para seleccionar a una persona natural o jurídica, o varias personas naturales o jurídicas agrupadas (consorcio), que se encarguen de la ingeniería de detalle, suministros, instalación, pruebas, puesta en servicio y capacitación de personal para la implementación, en la empresa Adinelsa, de un Centro de Control, que incluya un Sistema de Supervisión y Control Scada que posea funcionalidades de análisis, gestión y que cumpla con los objetivos operativos y las exigencias establecidas en las Normas Técnicas operativas y estándares nacionales e internacionales

Alcances. El proyecto abarca la ingeniería de detalle, suministro, instalación, pruebas, puesta en servicio y capacitación, para la implementación de un centro de control que incluya un sistema de supervisión y control Scada para Adinelsa, contando con la supervisión y control de (40) cuarenta equipos de protección y maniobra (reconectadores y/o seccionadores) y con capacidad para la integración a futuro de las minicentrales de generación y las subestaciones que administra Adinelsa. Así como la integración de otros puntos de medición, control y maniobra en los alimentadores de media tensión de Adinelsa.

El sistema Scada deberá ser abierto, escalable, robusto, mantenible, interoperable y deberá contar con una disponibilidad mínima del 99,99%; considerando funcionalidades de redundancia.

Efectuar las pruebas de aceptación de cada uno de los equipos emplazados en campo individual e instalado como sistema.

Determinar las políticas y las estrategias de seguridad mediante la instalación de medios físicos y programas (*hardware* y *software*) de seguridad cibernética.

Desarrollar el programa de capacitación de operación y mantenimiento, para su realización al inicio del proyecto, esto se realizará en los laboratorios de fábrica y luego de finalizado las pruebas de aceptación (SAT).

Pruebas y capacitación en fábrica con la participación de dos especialistas de Adinelsa, quienes, a cuenta del proveedor, verificarán en fábrica las pruebas FAT del sistema a suministrar (*hardware* más *software*). Asimismo, se realizará la capacitación en fábrica con personal especializado y certificado del proveedor del sistema Scada. Al finalizar, se certificará a los dos especialistas de Adinelsa en labores de mantenimiento del sistema Scada.

Se considera el servicio de soporte técnico, durante un periodo de 01 año con tiempos de respuesta no mayores a 01 hora de forma remota, este servicio deberá ser incluido dentro de la implementación del Sistema Scada. El sistema estará diseñado para una operación continua para los siguientes diez (10) años mínimo, el postor deberá asegurar el soporte técnico y mantenimiento preventivo. La propuesta debe incluir el costo del soporte y mantenimiento por el primer año, desde la puesta en marcha.

Capacidad de monitoreo de por lo menos 15,000 puntos, de acuerdo con la tabla 30. Esta cantidad de puntos son calculados de acuerdo con el crecimiento estimado que se espera del sistema Scada.

Tabla 30

Dimensionamiento estimado de puntos para el sistema Scada

Equipos de protección y maniobra	Minem	Adinelsa
Cantidad individual	24	16
Entradas digitales	70	1680
Salidas digitales	20	480
Entradas análogas	25	600
	2760	1840
Total de señales		4600
Señales de reserva a futuro		
SE CORACORA		2500
SE ANDAHUASI		2500
CH SANTA LEONOR		1250
CH GORGOR		1250
Gran total		12100

Especificaciones técnicas de suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa

Finalidad pública. La finalidad pública de la contratación es mejorar la confiabilidad y el continuo servicio de electricidad en las áreas que administra Adinelsa, mediante el uso de estos equipos en las redes de media tensión, se discriminan y se aíslan las fallas que se presentan en las unidades de operación de Adinelsa, reduciendo así los indicadores NIC (Numero de interrupciones por cliente) y DIC (Duración de interrupciones por cliente), brindado como resultado un mejor servicio a los clientes

Objetivo de la contratación. El objeto de la contratación es la renovación (adquisición e instalación) de los equipos de protección (reconectores automáticos) que se encuentran instalados en los alimentadores de los sistemas eléctricos rurales de Adinelsa, cuya operación ya no es confiable por presentar deficiencias en su funcionamiento. Así mismo, se llevará a cabo la instalación de equipos nuevos de protección en puntos estratégicos de operación.

Los nuevos equipos de protección instalados serán integrados al sistema Scada de Adinelsa para mantener y asegurar el continuo servicio público de electricidad en las redes de Adinelsa.

Desde el Centro de Control de Operaciones de Operaciones de Adinelsa a través de la operación de los reconectores automáticos de protección se podrá realizar las siguientes actividades:

- Integración de señales de posición y mando de interruptores de los reconectores con capacidad de control remoto y mapeo de señales para Scada en protocolo DNP3.
- Operar los reconectores automáticos en tiempo real desde el Centro de Control de Operaciones de Adinelsa.

- Obtención de registro de oscilografías de eventos suscitados en los reconectadores automáticos de protección desde el Centro de Control de Operaciones de Adinelsa vía *software* de gestión del fabricante.
- Obtención de registro histórico y almacenamiento de parámetros eléctricos en base de datos de servidores históricos de Adinelsa de los reconectadores automáticos de protección.
- Publicación web de las nuevas señales integradas por la VPN de Adinelsa.
- Integración de señales de comunicación vía SNMP

Alcance y descripción de la adquisición. El alcance de la prestación comprende el suministro, desmontaje de reconectadores existentes y montaje de reconectadores proyectados, puesta en servicio e integración al Scada de Adinelsa de equipos de protección y control (reconectador).

Para el suministro, montaje y la integración de los interruptores de recierre automático al sistema Scada el postor deberá considerar los materiales y accesorios necesarios el cual estará considerado en su oferta técnica económica.

Tabla 31*Cantidades de equipos requeridas del proyecto de trabajo*

Item	Descripción de bienes	Unid.	Cant.
1.01	RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38KV, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA	Unid.	4
1.02	RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 22.9/0.22KV	Unid.	3
1.03	RECONECTADOR MONOTRIPOLAR DE 38KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 22.9/0.22KV	Unid.	5
1.04	RECONECTADOR MONOTRIPOLAR DE 38KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 20-10/0.22KV	Unid.	1
1.05	RECONECTADOR BIFÁSICO DE 38KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 22.9/0.22KV	Unid.	6
1.06	RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 27KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 22.9/0.22KV	Unid.	5
1.07	RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 27KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 20-10/0.22KV	Unid.	4
1.08	RECONECTADOR BIFÁSICO DE 27KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 22.9/0.22KV	Unid.	1
1.09	RECONECTADOR BIFÁSICO DE 27KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 20-10/0.22KV	Unid.	1
1.1	RECONECTADOR MONOFÁSICO DE 27KV, C/TRANSFORMADOR AUXILIAR 13.2/0.22KV	Unid.	5
1.11	SECCIONADOR UNIPOLAR TIPO CUT OUT DE 27 kV, 100A, 150KV-BIL	Unid.	27
1.12	SECCIONADOR UNIPOLAR TIPO CUT OUT DE 38 kV, 100A, 170KV-BIL	Unid.	30
1.13	SECCIONADOR UNIPOLAR TIPO CUCHILLA DE 27KV, 600A, 150KV-BIL	Unid.	29
1.14	SECCIONADOR UNIPOLAR TIPO CUCHILLA DE 38KV, 600A, 170KV-BIL	Unid.	46
1.15	PARARRAYO POLIM ZNO 10 KA, CLASE 2, UR 21 kV, UC 17 kV	Unid.	140
1.16	PARARRAYO POLIM ZNO 10 KA, CLASE 2, UR 27 kV, UC 22 kV	Unid.	34
1.17	ROUTER CELULAR DE COMUNICACIÓN Y ANTENA	Unid.	25
1.18	MALETA DE PRUEBA BAJO INYECCIÓN SECUNDARIA	Unid.	1

Montaje electromecánico de equipos de protección. Los sistemas eléctricos en los que se instalaran los equipos de protección se describen a continuación:

- SER Coracora
- SER Asquipata
- SER Ayacucho Sur
- SER Quicacha
- SER Cangallo
- SER Pampa Concón
- SER Quilmana
- SER Yauyos - Lunahuaná
- SER Yauca del Rosario

- SER Castrovirreyna
- SER Huarochirí
- SER Canta
- SER Calango
- SER Pasco Rural
- SER Cajatambo
- SER Barranca
- SER Guadalupe
- SER Santa Leonor
- SET Andahuasi

La distribución para la instalación de los reconectores se extiende en el territorio de los departamentos de Ayacucho, Arequipa, Ica y Lima, y será de acuerdo con lo definido en los planos eléctricos unifilares que se adjuntan en los anexos del proyecto.

El contratista ejecutará el desmontaje (en caso de reconectores existentes) y montaje electromecánico de los reconectores proyectados previa verificación de las estructuras e ingeniería de detalle aprobada con el fin de conocer el estado en que se encuentran estas estructuras en donde se instalaran los reconectores proyectados.

Para el buen desarrollo del montaje electromecánico de los equipos de protección, la contratista se encargará de proporcionar todos los materiales que se requieren para el montaje y que se obtendrán de la inspección y replanteo. Tendrá como base los materiales mínimos referenciales que se detallan en los anexos del proyecto, los mismos que deben cumplir las especificaciones técnicas para el suministro de materiales para LP y RP para electrificación rural aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, la contratista realizará la configuración de los equipos de protección con los parámetros que Adinelsa les proporcione.

La contratista, de requerirlo por aspectos técnicos y según la ingeniería de detalle, realizará las modificaciones en la instalación de la red de media tensión para que el reconector, transformador auxiliar y seccionadores, cumplan con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad en la regla 234C.1 (Tabla 234-1). La identificación de estos puntos deberá ser descrito dentro de la ingeniería de detalle.

Luego de la inspección en campo en conjunto con Adinelsa, si se observa que algún poste no se encuentra en óptimas condiciones para la instalación del Reconector o dificulta algún tipo de armado, entonces Adinelsa, previa aprobación de la supervisión, procederá a cambiar el poste observado en los tiempos que no interfiera con el cronograma de trabajo presentado por la contratista.

Los cables que formen parte del armado del poste y que serán provistos por la contratista deberán contar con sus terminales respectivos para un correcto contacto de sus extremos.

La alimentación del controlador deberá realizarse con cable apantallado y las llaves termomagnéticas correspondientes.

La contratista llevará el control detallado de todos los materiales a ser utilizados y realizará la liquidación respectiva a la culminación y recepción de todo el equipamiento instalado. Debe incluir en el informe final, el inventario de materiales utilizados.

La contratista deberá implementar las puestas a tierra con cemento conductor y, para el caso de las subestaciones de potencia, las uniones del conductor con la malla del pozo a tierra serán con soldadura exotérmica. La contratista deberá asegurar que la medida de resistencia del SPAT sea igual o inferior a 5 ohm, para lo cual la contratista suministrará todos los materiales e insumos necesarios para lograr el valor solicitado. Asimismo, remitirá los valores de las mediciones de resistencia de puesta tierra, los cuales deberán estar debidamente acreditados y documentados. Si no consiguiera valores menores a 5 ohm, de acuerdo al informe de puesta a tierra incluido en la ingeniería de detalle, el contratista

deberá implementar todas las acciones necesarias para disminuir la resistencia como es el caso de pozos a tierra adicionales, contrapesos, etc.

Si con la instalación de las puestas a tierra indicadas en el punto anterior y dependiendo del tipo de terreno no se alcanzarán los valores solicitados, se pondrán aceptar valores superiores de la resistencia a tierra. Para ello, la empresa contratista deberá contratar una empresa especializada en mediciones de tensión de toque y paso, que deberá ser aprobada por Adinelsa para que realice mediciones de tensiones de toque y paso, y deberá presentar una carta que garantice la vida útil de equipo con los valores de resistencia a tierra obtenidos.

Para los puntos donde los equipos de protección estén integrados al Scada, los *router* celulares existentes serán instalados en los nuevos controladores de equipos proyectados.

En el caso de los equipos y materiales desmontados (reconector, ferretería del armado existente), la contratista deberá llevarlos a los almacenes de Adinelsa (Av. Prolongación Pedro Miotto N° 421, San Juan de Miraflores, Lima) debidamente embalados para estar protegidos contra daños exteriores en lo que corresponda.

Términos de referencia de servicio de elaboración de estudios de coordinación de protecciones y de confiabilidad de los sistemas eléctricos rurales de SER Coracora I, II y III, Marcabamba, Quicacha, Acarí Chala, Ayacucho Sur, Yauyos Lunahuana, Hongos, Huarochirí, Quinchés, Pampa Concón Topara, Purmacana - Barranca, Castrovirreyna, Yauca del Rosario, Canta, Huachón, Guadalupe Santa Fe Ruquia, Huaura Sayán, Ihuari, Tambo Quemado y sistemas eléctricos de Andahuasi

Finalidad pública. La finalidad pública de la contratación es mejorar la confiabilidad y el continuo servicio de electricidad en las áreas que administra Adinelsa y tener la mínima afectación del suministro eléctrico, buscando al mismo tiempo la seguridad de las personas y equipos.

Objetivo de la contratación. El objeto de la contratación es disponer de un estudio de coordinación de protección actualizado y de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de SER Coracora I, II y III, SER Marcabamba, SER Quicacha, SER Acarichala, SER Ayacucho Sur, SER Yauyos Lunahuana, SER Hongos, SER Huarochirí, SER Quinches, SER Pampa Concón Topara, SER Purmacana-Barranca, Castrovirreyna, Yauca del Rosario, Canta, Huachon, Guadalupe Santa Fe Ruquia, sistemas eléctricos de Andahuasi, Huahura Sayán y SER Ihuari, para lo cual se contratará el presente servicio con el fin de asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, mejorando la operación del sistema y de los indicadores de calidad.

Alcances y actividades del servicio. El presente servicio tiene como alcance la elaboración del estudio de confiabilidad y actualización de los estudios de coordinación de protecciones de SER de Adinelsa que incluye lo siguiente, sin ser limitativo:

- Los alimentadores de media tensión en 10, 13.2, 20 y 22.9kV de todos los SER de Adinelsa; que incluye: relés, reconectadores, fusibles y otros equipos de protección.
- Líneas de transmisión en 60 y 66kV y transformadores de potencia que participan en las redes eléctricas.
- Centrales hidroeléctricas que se conectan a los alimentadores de media tensión de las redes de Adinelsa. El contratista realizará la coordinación de protecciones de los equipamientos de protección de las centrales hidroeléctricas de Adinelsa.
- El contratista debe recabar la información de las instalaciones colindantes como REP, ENEL, Coelvisac, Eléctrica Santa Rosa SAC, Huaura Power Group, Electrosur Este, Electro dunas. Para la coordinación de protección, sus sistemas de protección y calibración existentes; es decir, el estudio debe establecer las coordinaciones de protecciones con los equipos de las empresas que estén interconectadas a Adinelsa y, viendo la necesidad, incluirán como un dibujo simple en los diagramas del *DlgSILENT* las instalaciones comprometidas de estas empresas colindantes.
- En el desarrollo se deberá considerar la normativa legal vigente, así como los criterios de ajuste, procedimiento y directivas aplicables emitidas por las entidades

competentes tales como del COES, Osinergmin, MEM, entre otros. El estudio debe complementar las directivas del COES referida a Esquema Automático de Rechazo por mínima frecuencia para cargas localizadas dentro del sistema eléctrico de Adinelsa. Todo esto acorde al estudio de rechazo de carga vigente.

- El servicio incluye la elaboración de las plantillas de ajustes, para cada tipo de relé de acuerdo a los resultados del presente estudio.

Tabla 32

Sistemas eléctricos de integración

Alimentador	Ser
1	SER Coracora I, SER Marcabamba, SER Quicacha, SER Acarí Chala y SER Ayacucho Sur
2	SER Coracora I, SER Acarí Chala y SER Ayacucho Sur
3	SER Coracora II, SER Quicacha, SER Acarí Chala.
4	SER Yauyos Lunahuaná y SER Hongos
5	SER Huarochirí y SER Quinchés
6	SER Pampa Concón Topara
7	SER Purmacana
8	SER Barranca
9	SER Tambo Quemado
10	AD02: Sistemas Eléctricos de Andahuasi, SER Huaura Sayán.
11	AD04: Sistemas Eléctricos de Andahuasi, SER Huaura Sayán y SER Ihuarí
12	SER Castrovirreyna

La prestación del servicio, sin ser limitativo, se realizará en coordinación con el Departamento de Operación y Mantenimiento de la Gerencia Técnica. El proveedor deberá:

- Tomar datos en campo de los equipos de protección, generadores, transformadores y otros necesarios para los estudios.
- Modelar cada sistema eléctrico para estudios de estado estable.
- Elaborar los análisis de flujo de carga para cada sistema eléctrico.
- Elaborar los estudios de confiabilidad (Ubicación óptima de reconectadores) para cada sistema eléctrico.
- Elaborar los análisis de cortocircuito para cada sistema eléctrico.
- Elaborar memorias de cálculo para cada sistema eléctrico.

Los entregables son Informe de los estudios eléctricos en físico y digital para cada sistema eléctrico.

3.1.2.4 Fuentes de financiamiento

Proyecto de implementación de Centro de Control de Operaciones de Adinelsa. Los proyectos son financiados por Minem a solicitud del área usuaria y con informe de necesidad. Luego que se haya aprobado el financiamiento por el ministerio, se convoca a un proceso de concurso de postores.

Al ganador del proceso se le otorga la buena PRO para luego elaborar el contrato para inicio de actividades.

Siendo las 13:10 horas, del día 13 de abril del 2022 en San Juan de Miraflores, se dio inicio a la revisión de ofertas electrónicas registradas en el Seace correspondiente al concurso público N° 011-2021-Adinelsa- Servicio de implementación del Centro de Control de Operaciones de Adinelsa.

Acto seguido, se verifica la presentación de la documentación obligatoria requerida en las bases y si la oferta responde a los requerimientos técnicos mínimos que se indican en los TDR obteniendo el siguiente resultado:

Figura 62

Listado de postores y las observaciones que presenta el proyecto Scada

POSTOR	Declaración jurada de datos del postor. (Anexo N° 1)	Documento que acredite la representación de quien suscribe la oferta	Declaración jurada de acuerdo con el literal b) del Artículo 52 del Reglamento (Anexo N° 2)	Declaración jurada de cumplimiento de los términos de referencia contenidos en el numeral 3.1 del Capítulo III de la presente sección (Anexo N° 3)	Declaración jurada de plazo de prestación del servicio (Anexo N° 4)	Promesa de consorcio con firmas legalizadas (Anexo N° 5)	El precio de oferta en SOLES	Tabla de datos técnicos y catálogos	ADMISION
CONSORCIO NAKAMA	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO ADMITIDO (*)
CONSORCIO SISA	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO ADMITIDO (**)
CORPORACION INDEXUM SAC	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO APLICA	CUMPLE	CUMPLE	ADMITIDO
PROCETRADI SAC	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO APLICA	CUMPLE	CUMPLE	ADMITIDO

(*) El postor NAKAMA SOLUCIONES SAC no ofertó el numeral 4.09 "Soporta estándares Multispeak o CIM" de las Tablas de Datos Técnicos (TDT) N° 1.08, incumpliendo con ofertar dicho parámetro. Asimismo, respecto al numeral 2.04 "humedad relativa" de las Tablas de Datos Técnicos (TDT) N° 1.09 ofertó valores fuera de lo requerido en dicho parámetro. Por lo tanto, al no cumplir con lo mínimo requerido, se declara como NO ADMITIDO.

(**) El postor CONSORCIO SISA no adjuntó Tablas de Datos Técnicos conforme a lo requerido en el numeral V del Capítulo III (Términos de Referencia) de las Bases Integradas, por lo que se declara como NO ADMITIDO.

Nota: tomado del Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena pro del concurso público N° 011-2021-Adinelsa (2021).

En atención general de las bases integradas, se procede a evaluar las ofertas que fueron admitidas con los precios de oferta, quedando como resultado lo siguiente:

Figura 63

Postores finalistas con los montos de oferta del proyecto Scada

Datos del Postor	Oferta Económica	Puntaje Económico (100 Pts)	Puntaje Total	Orden de Prelación
	$P_i = O_m \times PMP / O_i$			
Nombre, Razón Social o Consorcio	Oferta Económica			
CORPORACION INDEXUM SAC	S/ 1,320,000.00	100	100	1
PROCETRADI SAC	S/ 1,492,138.43	88.46	88.46	2

Nota: tomado del Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena pro del concurso público N° 011-2021-Adinelsa (2021).

Se precisa que primero existe el documento de necesidad, ya sea los TDR o EE.TT. y luego de las consultas y observaciones del proceso se establece las bases integradas donde se dan los alcances y reglas finales para la contratación del servicio y es responsabilidad del comité la calificación de las ofertas de acuerdo a los lineamientos establecidos. Asimismo, las bases integradas establecen las reglas definitivas a las cuales los proveedores deben ceñirse. Por consiguiente, de acuerdo al orden de prelación de las ofertas calificadas, éste colegiado toma los siguientes acuerdos:

Primero: otorgar la buena pro del concurso público N° 011-2021- Adinelsa -servicio de implementación del centro de control de operaciones de Adinelsa al postor Corporación Indexum SAC por el importe de S/ 1,320,000.00 (un millón trescientos veinte Mil con 00/100 Soles).

Segundo: publicar este resultado en el Sistema Electrónico de Contrataciones del Estado – Seace.

Tercero: remitir copia de la presente acta al expediente de contratación.

Proyecto de suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa. Los proyectos son financiados por Minem a solicitud del área usuaria y con informe de necesidad. Luego que se haya aprobado el financiamiento por el ministerio se convoca a un proceso de concurso de postores.

Al ganador del proceso se le otorga la buena PRO para luego elaborar el contrato para inicio de actividades.

Siendo las 10:30 horas, del día 13 de enero del 2022 vía *Microsoft Teams*, se dio inicio a la revisión de ofertas electrónicas registradas en el Seace correspondiente a la Adjudicación simplificada N° 41-2021- Adinelsa – 2 - Suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa.

Acto seguido, se verifica la presentación de la documentación obligatoria requerida en las bases y si la oferta responde a los requerimientos técnicos mínimos que se indican en los TDR obteniendo el siguiente resultado:

Figura 64

Listado de postores y las observaciones que presenta el proyecto de adquisición de equipos de protección

POSTOR	Declaración Jurada de Datos del Postor. (Anexo N° 1)	Documento que acredite la representación de quien suscribe la oferta	Declaración jurada de acuerdo con el literal b) del Artículo 52° del Reglamento (Anexo N° 2)	Declaración jurada de cumplimiento de los Términos de Referencia contenidos en el numeral 3.1 del Capítulo III de la presente sección (Anexo N° 3)	Declaración Jurada de Plazo de Prestación del Servicio (Anexo N° 4)	Promesa de Consorcio con firmas legalizadas (Anexo N° 5)	El Precio de Oferta en SOLES	Catálogos de información actualizados a la fecha, indicando características de diseño, fabricación, en los que se precisará los tipos de equipos a suministrar, sus dimensiones, esquemas eléctricos y características de operación mecánica y eléctrica.	Tabla de Datos Técnicos de los bienes a suministrar	Declaración Jurada donde el postor garantice el soporte técnico y contar con personal especializado en el manejo de los equipos y su posterior integración a un sistema SCADA.	ADMISION
CONSORCIO TELPERU	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO ADMITIDO(*)
IMG EQUIPAMIENTOS SAC	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	NO APLICA	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	ADMITIDO ¹

Nota: tomado de Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena PRO- Adjudicación simplificada N° 41-2021-Adinelsa-2 (2021)

En atención general de las bases integradas, se procede a evaluar las ofertas que fueron admitidas con los precios de oferta, quedando como resultado lo siguiente:

Primero: otorgar la Buena Pro de la Adjudicación simplificada N° 41-2021- Adinelsa –2 Suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa. al postor IMG Equipamientos SAC por el importe de S/5,431,945.38 (cinco millones cuatrocientos treinta y un mil novecientos cuarenta y cinco con 38/100 soles)

Segundo: publicar este resultado en el Sistema Electrónico de Contrataciones del Estado – Seace.

Tercero: remitir copia de la presente acta al expediente de contratación

Proyecto de elaboración de estudios de coordinación de protecciones y de confiabilidad de los sistemas eléctricos rurales de SER Coracora I, II Y III, Marcabamba, Quicacha, Acarí Chala, Ayacucho Sur, Yauyos Lunahuana, Hongos, Huarochiri, Quinches, Pampa Concón Topara, Purmacana - Barranca, Castrovirreyna, Yauca del Rosario, Canta, Huachon, Guadalupe Santa Fe Ruquia, Huaura Sayán, Ihuari, Tambo Quemado y sistemas eléctricos de Andahuasi. Los proyectos dependiendo de la envergadura y monto referencial son financiados con recursos propios de Adinelsa previa aprobación de la unidad formuladora del are usuaria y con informe de necesidad sustentada ante el directorio. Luego que se haya aprobado el financiamiento por área de contabilidad Adinelsa se convoca a un proceso de concurso de postores.

Al ganador del proceso se le otorga la buena PRO para luego elaborar el contrato para inicio de actividades.

Siendo las 15:00 horas, del día 29 de noviembre del 2023, en las instalaciones del departamento de Logística de la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – Av. Prolongación Pedro Miotta N°421 – San Juan de Miraflores 15842, se reunió el Comité de Selección iniciando la apertura y evaluación de la oferta económica.

Conforme con lo establecido en el numeral 1.8.3. de la Sección General de las Bases Integradas, se procedió con la apertura de ofertas económicas de los postores que alcanzaron el puntaje técnico mínimo de 80 puntos establecido en las bases, obteniendo el siguiente resultado:

Figura 65

Listado de postores del proyecto en elaboración de estudios eléctricos

N°	Postor	Valor Estimado	Oferta Económica (Oi)
1	P&C INGENIEROS CONTRATISTAS Y CONSULTORES SAC	S/ 169,801.88	S/ 165,000.00
2	OBRATEC E.I.R.L.		S/ 157,500.00

Nota: tomado de Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena PRO - Adjudicación simplificada N° 29-2023- Adinelsa-2 (2023)

Es así, que los resultados de la evaluación económica quedan establecidos de la siguiente manera:

Figura 66

Listado de postores finalistas proyecto en elaboración de estudios eléctricos

N°	Postor	Oferta Económica (Oi)	Precio de la oferta más baja (Om)	Puntaje Económico (Pi) ($Pi = ((Om \times PMP) / Oi)$)	Puntaje Técnico	Puntaje Total	Bonificación de 5% por MYPE	Puntaje Final	Orden de Prelación Final
1	P&C INGENIEROS CONTRATISTAS Y CONSULTORES SAC	S/ 165,000.00	S/ 157,500.00	95.45	95.00	95.40	4.77	100.17	2
2	OBRATEC E.I.R.L.	S/ 157,500.00		100.00	95.00	99.50	4.97	104.47	1

Nota: Tomado de Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena PRO- Adjudicación simplificada N° 29-2023- Adinelsa-2 (2023)

Se precisa que primero existe el documento de necesidad, ya sea los TDR o EE.TT. y luego de las consultas y observaciones del proceso se establece las bases integradas donde se dan los alcances y reglas finales para la contratación del servicio y es responsabilidad del comité la calificación de las ofertas de acuerdo a los lineamientos establecidos. Por consiguiente, de acuerdo con el orden de prelación de las ofertas evaluadas, esta colegiado toma los siguientes acuerdos:

Primero: otorgar la buena pro de la Adjudicación simplificada N° 29-2023- Adinelsa -2 Servicio de elaboración de estudios de coordinación de protecciones y de confiabilidad de los sistemas eléctricos rurales de SER Coracora I, II y III, Marcabamba, Quicacha, Acari Chala, Ayacucho Sur, Yauyos Lunahuana, Hongos, Huarochiri, Quinches, Pampa Concón Topara, Purmacana – Barranca, Castrovirreyna, Yauca del Rosario, Canta, Huachon, Guadalupe Santa Fe Ruquia, Huaura Sayán, Ihuari, Tambo Quemado y sistemas eléctricos de Andahuasi a favor de Obratec E.I.R.L. por el monto de S/ 157,500.00 (ciento cincuenta y siete mil quinientos con 00/100 soles).

Segundo: remitir copia de la presente acta al expediente de contratación.

Tercero: remitir copia de la presente acta al expediente de contratación.

3.1.3 Relación entre objetivos específicos con los requerimientos obtenidos

De acuerdo con los objetivos específicos planteados se plantea los requerimientos para cada objetivo específico en la siguiente tabla.

Tabla 33

Objetivos específicos y requerimientos

Ítem	Objetivo específico	Requerimientos
01	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos	Realizar evaluaciones a lo personales que operan los sistemas de Adinelsa
		Realizar pruebas de operatividad e inspección a los equipos de protecciones y comunicaciones
		Realizar una revisión del nivel de competitividad de los estudios eléctricos actuales de Adinelsa
		Realizar un registro de transgresión de los indicadores de calidad en los sistemas de Adinelsa
02	Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se puede mejorar.	Elaborar términos de referencia para mejorar los sistemas de protección y comunicación de Adinelsa
		Realizar la ingeniería según los términos de referencia para mejorar el sistema de comunicaciones en Adinelsa
		Realizar la implementación según la ingeniería de los sistemas de comunicaciones
		Realizar las capacitaciones en la operación de un centro de control, equipos de protección y análisis de fallas según los estudios eléctricos
03	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	Realizar un estudio del tipo de equipo y funcionalidades a requerirse para instalar en los sistemas de Adinelsa
		Realizar una evaluación del estado de los equipos de Adinelsa, y ver la rotación de repuestos en el mercado para la repotenciación
		Realizar capacitaciones en temas de operación y mantenimiento de los nuevos equipos de protección
		Realizar charlas técnicas de temas de tecnología en temas de sistemas de protección y comunicación
04	Establecer los estudios de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	Realizar un registro de transgresión de los indicadores de calidad en los sistemas de Adinelsa con el sistema repotenciado
		Realizar una valoración del nivel de los estudios eléctricos elaborado por la empresa especializada
		Realizar una valoración del nivel del estudio de confiabilidad elaborado por la empresa especializada
05	Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de la elaboración y configuración de los estudios eléctricos	Realizar una valoración del nivel del estudio de confiabilidad elaborado por la empresa especializada
		Realizar evaluaciones a lo personales que operan los sistemas de ADINELSA luego de las capacitaciones
		Realizar pruebas de operatividad e inspección a los equipos de protecciones y comunicaciones luego de la implementación
		Realizar una revisión del nivel de competitividad de los estudios eléctricos actuales de ADINELSA luego de ser elaborados por la empresa especializada
		Realizar un registro de transgresión de los indicadores de calidad en los sistemas de ADINELSA con el sistema repotenciado

Tabla 34

Asignación de recursos por actividad

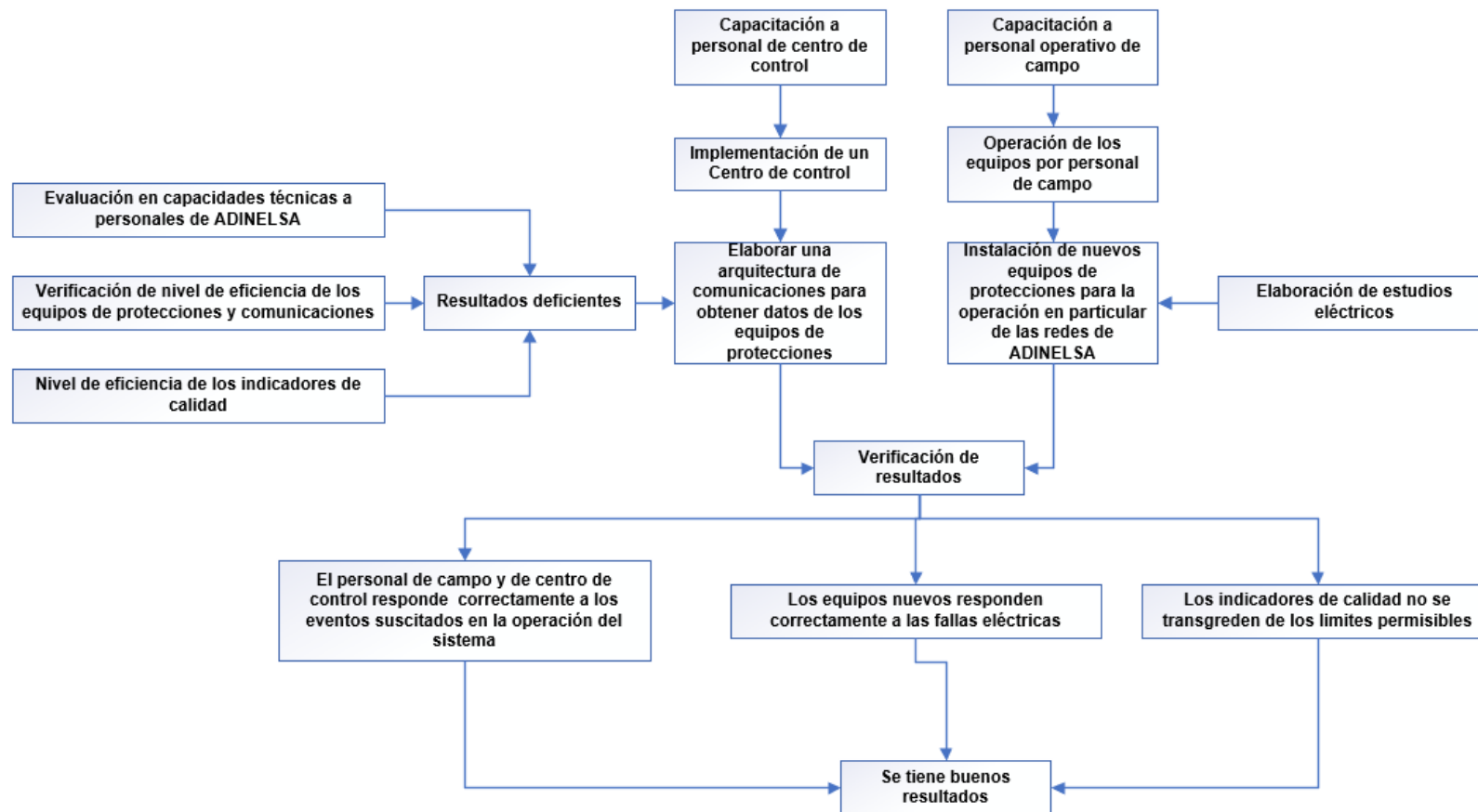
Ítem	Meta	Actividad	Código	Asignación de recurso
1	En base a los procedimientos de niveles de eficiencia se tiene que determinar la calidad de operación en el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales de Adinelsa	Se va a realizar una evaluación inopinada al personal operativo en campo acerca de temas técnicos de operación de sistemas eléctricos	A1.1.1	RH8 —
		Se va a realizar una evaluación técnica especializada al personal del centro de control de operaciones de Adinelsa, en relación a la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.	A1.1.2	RH8 —
		Se hará verificación y pruebas de operatividad a los equipos existentes de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional de los sistemas de Adinelsa	A1.2.1	RH8 —
		Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento	A1.2.2	RH8 —
		Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos existentes con equipos nuevos y de tecnología actual.	A1.2.3	RH8 —
		Se revisará informes de los mantenimientos de que se realizaron a los equipos de protecciones y comunicaciones existentes en los últimos años que viene trabajando en los sistemas de Adinelsa	A1.2.4	RH8 —
		Se revisará los estudios eléctricos actuales para determinar su nivel de eficiencia.	A1.3.1	RH8 —
		Se revisará en los relés de protección existentes las configuraciones que tengas a través del software propietario de cada equipo	A1.3.2	RH8 —
		Se hará un registro del número de interrupciones que ocurrieron en los últimos años en todos los sistemas eléctricos que administra Adinelsa	A1.4.1	RH8 —
		Se hará un registro de la duración de interrupciones que se presentó en los últimos años en las redes que administra Adinelsa	A1.4.2	RH8 —

Ítem	Meta	Actividad	Código	Asignación de recurso	
2	Con las normas y conocimientos técnicos de sistemas de comunicaciones se tiene que elaborar una arquitectura que nos permita tener operación remota confiable y segura de los equipos de protección instalados en los sistemas de Adinelsa.	Se va definir la calidad de los equipos de comunicaciones con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento	A2.1.1	RH6	—
		Se va a definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación	A2.1.2	RH6	—
		Se va a diseñar la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos	A2.2.1	RH6	—
		Se va a elaborar el estudio de comunicaciones para la verificación de la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica.	A2.2.2	RH6	—
		Se configurar en las pantallas del Scada toda la animación de coloreo dinámicos y las pantallas de alarma, eventos, diagnostico, tendencias, historizaciones, etc.	A2.3.1	RH6	—
		Se instalará y configurará los equipos de comunicaciones en el centro de control de operaciones y en los puntos host de campo	A2.3.2	RH4	—
		Se realizará capacitación al personal de campo y de centro de control de operaciones	A2.4.1	RH1	—
		Se determinará la eficiencia al personal capacitado en temas de operación del sistema eléctrico de Adinelsa	A2.4.2	RH1	—
3	Realizar trabajos de inspección y pruebas de los equipos existentes para determinar la instalación de nuevos equipos de protección orientados a las redes particulares de Adinelsa	Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento	A3.1	RH5	—
		Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos existentes con equipos nuevos y de tecnología actual	A3.2	RH5	—
		Se realizará una capacitación al personal operativo en campo para el manejo de los nuevos equipos de protección y también para realizar mantenimiento preventivos y correctivos que no ameriten de un especialista	A3.3	RH3	—
		Se invitará a proveedores para que expongas sobre soluciones de energía eléctrica, tanto en el ámbito de suministro de equipos y en soluciones de estudios eléctricos para hacer análisis de fallas avanzados que nos permita reestablecer la energía eléctrica de manera oportuna ante eventos de interrupción	A3.4	RH8	—

Ítem	Meta	Actividad	Código	Asignación de recurso	
4	Elaborar los estudios eléctricos para implementarlos en los equipos de protección y nos ayuden a la selectividad de las protecciones y el restablecimiento de la energía eléctrica, también para implementar nuevos puntos de equipos de protección y detección del lugar donde ocurrió la falla para los correctivos	Se revisará los estudios de protecciones existentes para determinar su nivel de eficiencia.	A4.1	RH8	—
		Se revisará los estudios existentes de nivel de ubicación optima de equipos para determinar su eficiencia	A4.2	RH7	—
		Se revisará si existe algún estudio eléctrico especializado de acuerdo a la necesidad y topología en particular que tienen Adinelsa	A4.3	RH7	—
5	En base a los procedimientos de niveles de eficiencia se tiene que determinar la calidad de operación en el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales de Adinelsa luego de la repotenciación de los equipos de protecciones y comunicaciones.	Se va a realizar una evaluación inopinada al personal operativo en campo acerca de temas técnicos de operación de sistemas eléctricos	A5.1.1	RH8	—
		Se va a realizar una evaluación técnica especializada al personal del centro de control de operaciones de Adinelsa, en relación a la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa	A5.1.2	RH8	—
		Se hará verificación y pruebas de operatividad a los equipos existentes nuevos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional de los sistemas de Adinelsa.	A5.2.1	RH6	—
		Se realizará pruebas eléctricas y se inspeccionará a los equipos de protecciones nuevos para determinar su nivel de eficiencia en el tiempo y verificar su operatividad y buen funcionamiento	A5.2.2	RH3	—
		Se hará comparaciones del nivel de eficiencia de los equipos nuevos con equipos de primera gama en el mercado	A5.2.3	RH1	—
		Se elaborará procedimientos técnicos en temas de mantenimientos de los equipos de protecciones y comunicaciones nuevos instalados en los sistemas de Adinelsa	A5.2.4	RH1	—
		Se revisará los estudios eléctricos nuevos para determinar su nivel de eficiencia.	A5.3.1	RH8	—
		Se configurará correctamente en los relés nuevos de protección los ajustes propuestos en los estudios eléctricos	A5.3.2	RH3	—
		Se hará un registro del número de interrupciones que hubo luego de renovar y repotenciar los equipos de protecciones y comunicaciones en Adinelsa.	A5.4.1	RH8	—
		Se hará un registro de la duración de interrupciones que hubo luego de renovar y repotenciar los equipos de protecciones y comunicaciones en Adinelsa	A5.4.2	RH8	—

Figura 67

Diagrama de bloques de planeamiento del proyecto



3.2.1 Planteamiento de una solución

3.2.1.1 Objetivo 1

Descripción de la problemática. Las condiciones iniciales con las cuales se encontró los equipos de protección son las siguientes:

- Deficiencias en su operación y configuración de ajustes de protección
- No presentaban mantenimiento en su tiempo de operación
- Eran muy escasos para administrar todos los sistemas eléctricos de Adinelsa.

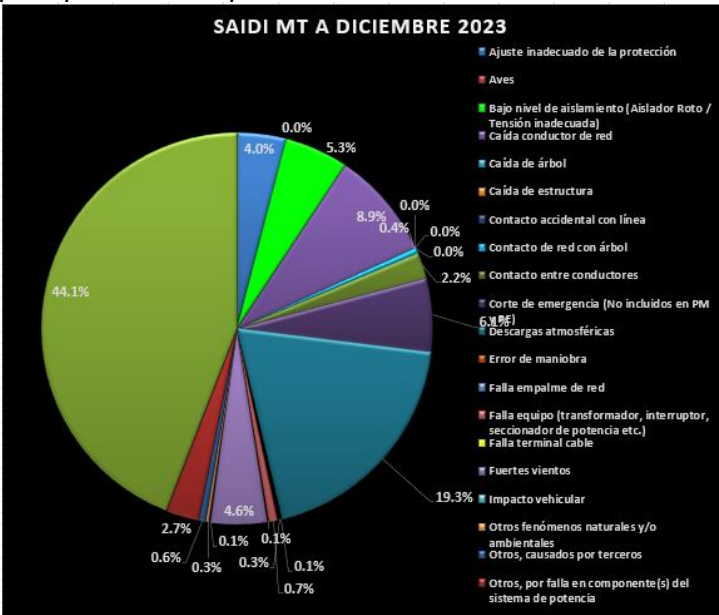
Figura 68

Medición de tensión anormal de batería de reconectador marca Entec



Figura 69

Saidi desgregado por tipo de interrupción



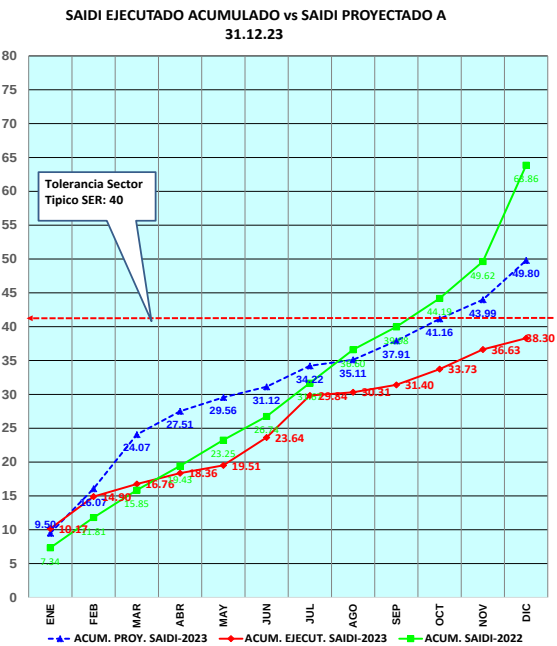
Nota: tomado Adinelsa (2024)

Los estudios eléctricos que se habían elaborado no eran competitivos en resolver los problemas que afrontaba el sistema eléctrico de Adinelsa.

Se tiene un elevado pago de compensación por transgredir los indicadores de calidad de suministro NTCSER 2022-2023

Figura 70

Saidi acumulado con el histórico del año anterior y el previsto



Nota: tomado Adinelsa (2024)

No se contaba con adecuados equipos de comunicaciones para obtener datos de los equipos eléctricos ante eventos de fallas.

Figura 71

Pruebas de comunicaciones para la operación remota



Todas estas deficiencias causan interrupciones prolongadas de suministro eléctrico.

Explicación de la problemática. Para que exista un buen performance en el suministro eléctrico en los sistemas de Adinelsa. Uno de los puntos importantes a tomar en consideración es la buena actuación de los equipos de protección ante eventos de falla que se producen en el sistema. Para esto, los equipos tienen que estar operativamente bien, tanto de los módulos de *software* y *hardware*. También, deben estar configurados correctamente según análisis previos de estudios eléctricos. Por último, los equipos de protección deben ser automatizados hacia un sistema de control tanto para tener operación remota del equipo y para soportar al sistema antes eventos de falla.

En el principio, Adinelsa no contaba con equipos de protección en buen estado, también carecía de estudios eléctricos y un sistema de automatización. Todo esto dificultaba la operación del sistema y como resultado había interrupciones prolongadas de suministro eléctrico. Con esto, la transgresión de indicadores de calidad se refleja en pagos de miles de soles por compensación.

Por ello, amerita tener una política de implementación de equipos sofisticados de protecciones y también de implementación de un centro de control de operaciones. Por último, elaborar estudios eléctricos avanzados que están orientados mejorar la confiabilidad, selectividad y rapidez de las protecciones.

Selección y adecuación de teorías. En este objetivo, aplicaremos las teorías de cálculo de indicadores NIC y DIC con valores tomados por el área de calidad de Adinelsa. Estos cálculos se hacen semestralmente.

Luego que ocurre un evento de falla en algún sistema de Adinelsa, se procede a generar el código de interrupción en la plataforma Sielse en donde se detalla el tipo de falla, la fecha y la descripción en general del evento.

Para el cálculo de los indicadores NIC DIC, se tomará la ecuación 1 y 2 respectivamente.

Aplicación de las teorías. Para el cálculo de los indicadores NIC y DIC, luego que se produce un evento de falla, lo primero que se realiza es generar el código NTCSE de interrupción en la plataforma Sielse.

Figura 72

Llenado de datos en el módulo de interrupción de la plataforma Sielse

Código NTCSE : 0012400707 Código Interrupción : 2024001000

Datos de Interrupciones Instalaciones Afectadas Resumen Interrupción

DATOS GENERALES :

Nombre de Sucursal : ADINELSA Código OSINERG : Interrupción Suspendida : ☐ 22/may./2024

Tipo / Naturaleza : No Programada - Falla Estado : REGISTRADA

DATOS INTERRUPCION :

Fecha Inicio : 24/may./2024 05:07:00 Responsable Trabajo : BERNABE ARANGO CCENTE

Fecha Final : 24/may./2024 18:54:00 Tipo Notificación :

Duración (HH:mm:ss) 13 h 47 m 00 s Fecha Notificación :

DATOS GENERALES

Causa : Bajo nivel de aislamiento (Aislad Responsable : Responsabilidad Propia

Forma Detección : Llamada Telefonica Tipo Sistema Origen : Sistema de Distribución

Cod. Procedimiento 91 : Elemento Actua : Cut-Out

Tensión (Kw) : Media Tension Fase de Alimentación : R - S - T

SOLUCIÓN Y RESPONSABLES

Tipo de Solución : Definitiva Responsable Especifico : Distribuidora

Instalación Propia : ☒ ADINELSA

DESCRIPCION DE INTERRUPCION

Descripción Origen : AISLADOR SINIESTRADO ESTRUCT. PC-P000125 ABRE SECC. EPC-M000020 AFECTA AMT PC-A001P EN SER PAMPA CONCON - PARCIAL

Descripción Solución : SE CONCLUYO TRABAJO Y SE DEJO SERVICIO NORMAL

Observación : NUEVO AYACUCHO VALLECITO NUEVO CAÑETE APOSTOL SANTIAGO BRISAS DEL CONCON TREBOL DEL PACIFICO NUEVA ESPERANZA VILLAESPERANZA BUENOS AIRES LATERAL 14

☐ SOLICITUD DE FUERZA MAYOR Estado : No Resolución : Fecha : 30/05/2024

☐ SOLICITUD DE EXONERACION CODOSI : Fecha Proceso Fuerza Mayor :

Observación :

Figura 73

Módulo de verificación del número de suministros afectados

Código NTCSE : 0012400707 Código Interrupción : 202400100000000707

Datos de Interrupciones Instalaciones Afectadas Resumen Interrupción

Existente Falla Superior (Solo aplica cuando existe al menos una SED en las entidades afectadas)

Origen de la Falla Tipo : 13 Código : 132728

Sección de línea de MT Tipo : EPC-M000020 Código : 132728

Instalación Propia : P201

Relación de Suministros afectados por interrupción

Nuevo Eliminar Eliminar Todo Importar Archivo Copiar Fecha

Item	Tipo	Dirección Eléctrica	Ejecutada	F. H. Solucion	Sum. Afectados	Duración Programada	Duración No Programada	Duración Expiración Puntos	Duración Rechazo Carga	Duración Total	Usuario Crea	Usuario Modifica	Fecha Creación	Fecha Modificación
1	SED	P2010091		24-05-2024 18:54:00	254	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
2	SED	P201003		24-05-2024 18:54:00	154	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
3	SED	P201004		24-05-2024 18:54:00	87	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
4	SED	P201005		24-05-2024 18:54:00	133	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
5	SED	P201006		24-05-2024 18:54:00	195	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
6	SED	P201007		24-05-2024 18:54:00	149	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
7	SED	P201008		24-05-2024 18:54:00	95	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
8	SED	P201009		24-05-2024 18:54:00	335	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
9	SED	P201010		24-05-2024 18:54:00	137	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
10	SED	P201011		24-05-2024 18:54:00	150	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
11	SED	P201012		24-05-2024 18:54:00	144	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
12	SED	P201013		24-05-2024 18:54:00	86	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
13	SED	P201014		24-05-2024 18:54:00	85	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
14	SED	P201015		24-05-2024 18:54:00	145	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
15	SED	P201016		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
16	SED	P201015		24-05-2024 18:54:00	0	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
17	SED	P201025		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
18	SED	P201019		24-05-2024 18:54:00	13	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
19	SED	P201020		24-05-2024 18:54:00	29	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
20	SED	P201021		24-05-2024 18:54:00	36	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
21	SED	P201022		24-05-2024 18:54:00	14	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
22	SED	P201029		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
23	SED	P201028		24-05-2024 18:54:00	168	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
24	SED	P201017		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
25	SED	P201026		24-05-2024 18:54:00	0	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
26	SED	P201037		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
27	SED	P201018		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
28	SED	P201019		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
29	SED	P201030		24-05-2024 18:54:00	1	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...
30	SED	P201027		24-05-2024 18:54:00	0	0.00000	13.78333	0.00000	0.00000	13.78333	operdennucaa07	operdennucaa07	26/05/2024 06:14 p...	26/05/2024 06:16 p...

En los siguientes cuadros se da a saber el cálculo de los indicadores NIC y DIC del periodo 2022-1 y 2022-2 de los sistemas de Adinelsa, en el cual se indica la tolerancia permitida y las transgresiones que se dio en los sistemas de los periodos indicados.

Tabla 35

Cuadro resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2022-1 y la compensación

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-1		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	BT	197	271	10	25	12.69	60.14	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1098.00
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	MT	197	1	7	17	14.00	67.11	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1025.95
2	SER ASQUIPATA	SER	BT	198	334	10	40	0.00	0.00		0.00
2	SER ASQUIPATA	SER	MT	198	1	7	28	0.00	0.00		0.00
3	SER SANTA LEONOR	SER	BT	201	3,612.00	10	40	9.21	19.29		0.00
3	SER SANTA LEONOR	SER	MT	201	10	7	28	8.60	13.99	NIC TRANSGREDIDO	129.66
4	SER HUAROCHIRI	SER	BT	206	7,543.00	10	40	7.42	28.12		0.00
4	SER HUAROCHIRÍ	SER	MT	206	24	7	28	10.88	69.75	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2532.79
5	SER QUINCHES	SER	BT	203	2,733.00	10	40	11.16	56.06	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2950.96
5	SER QUINCHES	SER	MT	203	4	7	28	8.75	52.80	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	283.29
6	SER CANTA	SER	BT	204	1,996.00	10	40	0.07	0.16		0.00
6	SER CANTA	SER	MT	204	6	7	28	0.17	0.39		0.00
7	SER CAJATAMBO	SER	BT	205	4,828.00	10	40	12.66	14.84	NIC TRANSGREDIDO	1395.92
7	SER CAJATAMBO	SER	MT	205	6	7	28	9.83	11.23	NIC TRANSGREDIDO	21.98
8	SER CALANGO II ETAPA	SER	BT	284	279	10	40	2.97	30.22		0.00
9	SER HUMAY PAMPANO	SER	BT	211	1,134.00	10	40	11.46	45.81	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2025.19
9	SER HUMAY PAMPANO	SER	MT	211	5	7	28	11.80	45.56	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1061.38
10	SER CANAAN - FERMIN TANGUIS	SER	BT	143	133	10	40	0.00	0.00		0.00
11	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	BT	271	2,489.00	10	40	4.93	8.95		0.00
11	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	MT	271	17	7	28	4.18	8.54		0.00
12	SER QUILMANA	SER	BT	274	236	10	40	2.00	10.04		0.00
13	SER PASCO RURAL (HUACHON)	4	BT	212	849	10	25	0.00	0.00		0.00
14	SER HONGOS	SER	BT	202	2,364.00	10	40	4.22	9.72		0.00
14	SER HONGOS	SER	MT	202	7	7	28	4.14	8.08		0.00

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-1		Observación	Compensación NTC SER \$USD
								NIC	DIC		
15	SER YAUYOS	SER	BT	213	2,969.00	10	40	3.21	10.01		0.00
15	SER YAUYOS	SER	MT	213	6	7	28	2.00	6.01		0.00
16	SER LUNAHUANA	SER	BT	214	883	10	40	2.45	9.14		0.00
16	SER LUNAHUANÁ	SER	MT	214	3	7	28	1.67	6.47		0.00
17	SER CHARAPE	SER	BT	216	546	10	40	0.00	0.00		0.00
18	SER CORACORA I-II	SER	BT	264	9,299.00	10	40	6.45	25.72		0.00
18	SER CORACORA I-II	SER	MT	264	12	7	28	4.92	26.18		0.00
19	SER MARCABAMBA	SER	BT	210	970	10	40	5.84	28.52		0.00
19	SER MARCABAMBA	SER	MT	210	2	7	28	6.00	29.93	DIC TRANSGREDIDO	1.25
21	SER AYACUCHO SUR	SER	BT	132	785	10	40	18.07	68.64	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	543.48
21	SER AYACUCHO SUR	SER	MT	132	2	7	28	20.00	65.23	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	64.93
22	SER ACARI-CHALA	SER	BT	283	4,595.00	10	40	18.97	38.64	NIC TRANSGREDIDO	9335.69
22	SER ACARI-CHALA	SER	MT	283	6	7	28	17.50	36.14	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	12061.93
23	SER QUICACHA	SER	BT	209	1,695.00	10	40	11.30	62.40	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	5444.95
23	SER QUICACHA	SER	MT	209	6	7	28	11.33	64.47	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	15538.88
24	SER CHUQUIBAMBA	4	BT	265	585	10	25	3.26	39.88	DIC TRANSGREDIDO	322.48
24	SER CHUQUIBAMBA	4	MT	265	1	7	17	1.00	16.80		0.00
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	BT	310	1,269.00	10	40	5.11	38.74		0.00
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	MT	310	2	7	28	6.00	42.97	DIC TRANSGREDIDO	77.66
26	SER CANGALLO V ETAPA	SER	BT	44	263	10	40	1.00	26.05		0.00
27	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	BT	309	2,947.00	10	40	3.13	8.51		0.00
27	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	MT	309	4	7	28	2.50	7.38		0.00
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	BT	268	2,469.00	10	40	2.66	5.82		0.00
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	MT	268	7	7	28	3.57	7.82		0.00
30	SER IHUARI	SER	BT	285	1,105.00	10	40	2.55	8.78		0.00
30	SER IHUARI	SER	MT	285	4	7	28	2.75	9.10		0.00

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-1		Observación	Compensación NTCSER \$USD
								NIC	DIC		
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	BT	269	600	10	40	3.16	12.06		0.00
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	MT	269	2	7	28	3.00	11.45		0.00
32	SER CP GUADALUPE-SANTA FE- RUQUIA VEGUETA HUAURA	SER	BT	278	490	10	40	1.63	3.30		0.00
33	SER CASTRO VIRREYNA - HUAYTARÁ	SER	BT	144	1,940.00	10	40	2.18	8.97		0.00
33	SER CASTRO VIRREYNA - HUAYTARÁ	SER	MT	144	1	7	28	1.00	6.92		0.00
34	SER CHACAS SAN LUIS	SER	BT	295	823	10	40	0.05	2.89		0.00
COMPENSACION NTCSE											\$55,916.37

Nota: adaptado del Informe del área de calidad de Adinelsa (2024)

Tabla 36

Cuadro resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2022-2 y la compensación

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-2		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	BT	197	269	10	25	3.97	11.74		0.00
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	MT	197	1	7	17	4.00	9.69		0.00
2	SER ASQUIPATA	SER	BT	198	331	10	40	0.99	4.55		0.00
2	SER ASQUIPATA	SER	MT	198	1	7	28	1.00	4.61		0.00
1	SER SANTA LEONOR	SER	BT	201	3,653.00	10	40	35.03	49.97	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	12196.35
2	SER SANTA LEONOR	SER	MT	201	11	7	28	30.27	38.97	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2040.53
3	SER HUAROCHIRI	SER	BT	206	7,568.00	10	40	13.43	47.37	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	11105.33
4	SER HUAROCHIRI	SER	MT	206	25	7	28	12.32	65.07	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2873.39
5	SER QUINCHES	SER	BT	203	2,731.00	10	40	19.47	80.87	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	11626.80
6	SER QUINCHES	SER	MT	203	4	7	28	19.25	73.46	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1169.85
6	SER CANTA	SER	BT	204	2,002.00	10	40	1.83	23.88		0.00
6	SER CANTA	SER	MT	204	6	7	28	2.00	22.93		0.00
7	SER CAJATAMBO	SER	BT	205	4,822.00	10	40	60.58	91.86	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	52607.21
8	SER CAJATAMBO	SER	MT	205	4	7	28	58.50	95.06	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1491.76
8	SER CALANGO II ETAPA	SER	BT	284	277	10	40	0.09	0.33		0.00
9	SER HUMAY PAMPANO	SER	BT	211	1,157.00	10	40	11.53	43.54	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1638.87
10	SER HUMAY PAMPANO	SER	MT	211	7	7	28	11.14	41.99	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	1355.97
10	SER CANAAN - FERMIN TANGUIS	SER	BT	143	137	10	40	3.25	15.45		0.00
11	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	BT	271	2,539.00	10	40	13.29	27.71	NIC TRANSGREDIDO	1572.57

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-2		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
12	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	MT	271	19	7	28	12.84	26.29	NIC TRANSGREDIDO	2770.71
12	SER QUILMANA	SER	BT	274	246	10	40	2.96	20.56		0.00
13	SER PASCO RURAL (HUACHON)	4	BT	212	846	10	25	1.11	3.73		0.00
14	SER HONGOS	SER	BT	202	2,391.00	10	40	3.19	13.06		0.00
14	SER HONGOS	SER	MT	202	7	7	28	3.00	9.03		0.00
15	SER YAUYOS	SER	BT	213	3,007.00	10	40	5.49	13.94		0.00
15	SER YAUYOS	SER	MT	213	5	7	28	3.40	8.23		0.00
16	SER LUNAHUANÁ	SER	BT	214	890	10	40	1.60	13.59		0.00
16	SER LUNAHUANÁ	SER	MT	214	3	7	28	1.00	3.43		0.00
17	SER CHARAPE	SER	BT	216	541	10	40	0.00	0.00		0.00
18	SER CORACORA I-II	SER	BT	264	9,320.00	10	40	4.98	30.69		0.00
18	SER CORACORA I-II	SER	MT	264	13	7	28	3.31	25.27		0.00
19	SER MARCABAMBA	SER	BT	210	979	10	40	6.23	39.36		0.00
13	SER MARCABAMBA	SER	MT	210	2	7	28	6.00	38.31	DIC TRANSGREDIDO	2.95
14	SER AYACUCHO SUR	SER	BT	132	785	10	40	8.88	67.94	DIC TRANSGREDIDO	499.07
15	SER AYACUCHO SUR	SER	MT	132	2	7	28	10.00	85.40	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	83.70
16	SER ACARÍ-CHALA	SER	BT	283	4,600.00	10	40	14.04	61.04	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	17676.68
17	SER ACARÍ-CHALA	SER	MT	283	10	7	28	12.10	44.15	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	18426.27
18	SER QUICACHA	SER	BT	209	1,700.00	10	40	5.33	41.01	DIC TRANSGREDIDO	2828.47
19	SER QUICACHA	SER	MT	209	7	7	28	4.71	31.14	DIC TRANSGREDIDO	5422.84
24	SER CHUQUIBAMBA	4	BT	265	571	10	25	1.32	9.03		0.00
24	SER CHUQUIBAMBA	4	MT	265	1	7	17	0.00	0.00		0.00
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	BT	310	1,285.00	10	40	3.14	20.89		0.00
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	MT	310	2	7	28	3.00	18.30		0.00
26	SER CANGALLO V ETAPA	SER	BT	44	263	10	40	0.00	0.00		0.00
27	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	BT	309	2,985.00	10	40	6.25	30.76		0.00
20	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	MT	309	6	7	28	8.33	39.56	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	2145.48

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2022-2		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	BT	268	2,739.00	10	40	6.63	24.38		0.00
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	MT	268	12	7	28	7.00	23.50		0.00
30	SER IHUARI	SER	BT	285	1,111.00	10	40	6.96	21.77		0.00
30	SER IHUARI	SER	MT	285	4	7	28	7.00	21.92		0.00
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	BT	269	636	10	40	1.35	4.50		0.00
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	MT	269	2	7	28	0.00	0.00		0.00
32	SER CP GUADALUPE-SANTA FE-RUQUIA VEGUETA HUAURA	SER	BT	278	498	10	40	3.01	18.55		0.00
33	SER CASTRO VIRREYNA - HUAYTARÁ	SER	BT	144	1,956.00	10	40	0.98	6.51		0.00
33	SER CASTRO VIRREYNA - HUAYTARÁ	SER	MT	144	1	7	28	2.00	21.10		0.00
34	SER CHACAS SAN LUIS	SER	BT	295	808	10	40	0.43	6.43		0.00
COMPENSACIÓN NTCSE											\$149,534.80

Nota: adaptado del Informe del área de calidad de Adinelsa (2024)

3.2.1.2 Objetivo 2

Descripción de la problemática. Adinelsa en el año 2022 no tenía un sistema de automatización que le permite obtener de manera remota información de eventos que registran los equipos instalados en campo y también poder controlar y operar de manera remota, ya que estos procedimientos de operación remota mejoran la operación en tiempo real de los sistemas y hacen que se cumpla con las exigencias establecidas en las normas nacionales. Adinelsa ha decidido, como parte de su planeamiento corporativo, diseñar e implementar una plataforma de adquisición de datos, en el cual se configurará funcionalidades que ayude al operador del sistema a decidir sobre los eventos que se suscitan en el sistema eléctrico.

El objetivo de la implementación del centro de control de operaciones de Adinelsa ha sido conseguir la supervisión y control en tiempo real de reconectadores, a través del uso de la infraestructura celular del operador que disponga de cobertura en el punto (Claro) donde se encuentre instalado cada equipo de protección.

Figura 74

Vista externa de la sala de operación (Adinelsa)



Explicación de la problemática. Al no contar con un sistema de control de automatización, las coordinaciones que se hacían para reponer un alimentador luego de un evento de falla eran dificultosas, ya que la interacción entre el personal de centro de control y el técnico operativo en campo era a través de un celular telefónico y compartiendo las fotos del tipo de falla que se registraba el panel HMI del equipo de protección.

Verificar los datos mínimos necesarios para la interpretación de la falla o hacer un análisis de falla era tedioso al no tener la información necesaria que registra el relé. Esto sumado que los técnicos operarios en campo carecían de desconocimiento en la utilización del equipo de protección, entonces era muy deficiente la operación de remota de los equipos de protección ante eventos de fallas en los sistemas que administra Adinelsa.

Se intentaron hacer instalaciones de equipos de comunicación con la finalidad de tener control remoto de los equipos más críticos para la operación, pero eran arquitecturas básicas y al tener que aplicar a cada uno de los equipos la solución se encarecía. Es por ello que se ejecuta un proyecto global de integración e implementación de un centro de control de operaciones.

Para ejecutar un proyecto de envergadura es necesario elaborar los términos de referencia en donde se describe las obligaciones, prestaciones o alcances que debe ejecutar el postor ganador del proyecto para dar la solución a la problemática que aqueja al área usuaria.

Selección y adecuación de teorías. Para elaborar o caracterizar un sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota se utilizan normas y procedimientos técnicos de buenas prácticas. Las normas a utilizar para el objetivo número 2 son las siguientes:

- IEC 61850: *Communication networks and systems in substations*
- IEC 60870-5-101: *Telecontrol equipment and systems. Part 5-101: Transmission Protocols-Companion standard for basic telecontrol tasks*

- IEC 60870-5-103 *Transmission Protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment.*
- IEC 60870-5-104: *Telecontrol equipment and systems. Part 5-104: Transmission Protocols-Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*
- IEC 60793: *Optical fibers*
- IEC 60794: *Optical fibers cables*

Aplicación de las teorías

Primero: se tiene que dar los lineamientos que debe cumplir la solución de un sistema de control. Por lo cual se dan las características principales a desarrollarse en el proyecto.

Procesamientos de alarmas y eventos. El sistema deberá tener la capacidad de notificar a los operadores de las condiciones anormales, que requieren de la intervención del operador o son mensajes informativos del sistema.

Las alarmas se producirán por, pero no limitado a

- Cambios de estado no ordenados de los puntos de estado
- La falla de un dispositivo en respuesta a una acción de control de supervisión
- Violación de límites de valores telemedidas o calculados
- La falla de un componente crítico del sistema como un servidor
- La falla o la pérdida de la comunicación con un Controlador o CDS

Los eventos consistirán en, pero no limitado a

- Inicio de las acciones de control de supervisión.
- Cambios ordenados por puntos de estado.
- Retorno dentro de los límites de un valor analógico.

- Requerimiento manual o automático para la conmutación por error del sistema o su reinicio.
- Reconocimiento de alarma.

Las alarmas podrán definirse para cada cambio de estado de un punto de estado, así como para violaciones de límites para un punto analógico, según prioridades definidas. El *software* deberá soportar como mínimo ocho niveles de prioridad de alarmas.

Las alarmas se gestionarán de manera que las condiciones de alarma predefinidas serán reportaran de forma clara, concisa y oportuna, solo en aquellas consolas que requieren esta información que lo define el área usuaria, e incluirán niveles de prioridad definidos. Las alarmas serán mostradas en los despliegues de alarmas por medio de mensajes y cambios de color. Serán soportadas alarmas audibles.

El software Scada deberá tener la capacidad de mostrar las alarmas del sistema mediante una barra resumen de alarmas configurable en la parte inferior de todas las vistas, mostrando las últimas alarmas ocurridas y también mediante ventanas de alarmas personalizadas, filtradas de acuerdo a diferentes criterios de selección. Ambas deben mostrar las alarmas desde la más reciente a la más antigua.

Asimismo, el *software* deberá tener la capacidad de registrar, en ventanas de eventos, todos los cambios de estado, controles de operador y datos de secuencia de eventos de estado y analógicos (con estampa de tiempo al milisegundo).

El sistema almacenará los eventos y alarmas que registre un equipo para ser utilizado por el área usuaria en informes o análisis posteriores.

El sistema deberá evitar la sobrecarga de alarmas y eventos para el operador, por lo que se deberán cumplir las siguientes características como mínimo.

- Deberá proveerse la funcionalidad armar un grupo con varias alarmas, de forma que entreguen como resultado una única alarma.
- Ninguna alarma que sea recibida podrá perderse.

- Deberá ser posible para un operador el inhibir el reporte de una alarma bajo alguna condición configurada por el usuario; por ejemplo, equipo en mantenimiento
- La alarma de violación de límites de los puntos analógicos solo se generará cuando excedan la banda muerta definida.
- Mediante la función de cálculo deberá ser posible crear una alarma calculada que tenga las mismas funciones que la definida para un punto medido.
- Las alarmas más recientes deberán quedar en una lista de alarmas general y todas las alarmas del sistema deberán ser almacenadas para posterior análisis.
- El sistema permitirá que el usuario autorizado puede definir filtros adicionales para mostrar las alarmas y eventos, dichas definiciones podrán ser accedidas posteriormente de forma directa para su uso.
- Las vistas filtradas de alarmas deben ser dinámicas, para que incluyan las nuevas alarmas que surjan y cumplan con los criterios de filtrado
- El operador deberá poder reconocer todas las alarmas que existan en el sistema, de forma individual o por grupos
- Deberá ser posible agregar notas a las alarmas y eventos
- El operador no debe poder eliminar ninguna alarma no reconocida

La funcionalidad de alarmas incorporará un sistema de alarmas audibles con volumen de sonido ajustable. El sistema ofrecerá al menos 8 niveles de alarmas claramente diferenciables para el operador: audibles o diferentes tipos de sonidos asignados a tipos diferentes de alarmas, los cuales serán definidos y configurados durante el proceso de implementación. Cualquier manipulación de los usuarios en campo sobre los controles de los equipamientos eléctricos, los reconocimientos de alarmas, los ingresos manuales del operador y cada operación de un usuario del sistema asociada al control supervisor quedarán registrados en el servidor histórico del Scada. Este tipo de funcionalidad nos ayuda a reconocer que usuario realizó la operación y en el dispositivo desde que se llevó

a cabo, la fecha con la hora de ocurrencia y, a diferencia de las alarmas, no requieren reconocimiento, ni podrán ser borradas, ni se les asignará sonidos.

Ejecuciones de controles y consignas. El sistema Scada deberá tener la capacidad de efectuar comandos de control remoto o telecontrol, los que se harán mediante solicitudes de control a los controladores o a las CDS.

El sistema permitirá realizar controles simples y/o dobles, al menos sobre los siguientes tipos de equipos:

- Abrir/Cerrar interruptores
- Abrir/Cerrar reconectadores
- Subir/bajar reguladores de voltaje (cambiadores de *tap* bajo carga)
- Habilitar/Deshabilitar control automático de reguladores
- Habilitar/Deshabilitar reconexión automática de reconectadores
- Habilitar/Deshabilitar algunas funciones de protección, entre otros

Las características de esta función deberán ser como mínimo aunque no limitada a

- Soportar el modo de *Direct-operate* para enviar telecomandos directamente, en aquellos casos en los que un posible error tenga mínimo o ningún impacto sobre el sistema de potencia; por ejemplo, controles de incremento/disminución.
- Soportar *Select before Operate* y *Checkback before operate* para el control de las operaciones.
- El sistema deberá poder rechazar comandos que considere inválidos, registrando el evento.
- Si la validación del telecomando falla, se deberá generar la alarma correspondiente, señalando en qué punto se produjo el error, comunicaciones, controlador, CDS e IED.
- El sistema deberá verificar que los controles emitidos se hayan completado, mediante la confirmación física del estado del elemento operado.

- Si no se recibe el nuevo estado esperado dentro de un plazo predefinido, se generará un mensaje de error que indique que el telecontrol no se completó o comando no ejecutado. Bajo ninguna circunstancia el sistema podrá reenviar en forma automática el telecomando que falló.
- El cambio de estado de un elemento eléctrico ocasionado por el telecomando típicamente no es considerado una alarma, sin embargo, será registrado como evento.
- Se aceptarán funcionalidades adicionales que le den valor agregado al sistema, esto será demostrado con certificados y descripción de los comandos a proponer.

Requerimientos de interfaz gráfica de usuario. La interfaz gráfica de usuario debe estar basada en un sistema de ventanas totalmente gráfico, proveer vistas gráficas animadas, claras e intuitivas de la operación de las subestaciones. Debe contar con herramientas fáciles de usar, para crear aplicaciones escalables y portables. Debe proporcionar características interactivas de alto desempeño y utilizar simbología eléctrica normalizada. Todos los símbolos estarán sujetos a aprobación de Adinelsa.

La interfaz gráfica de usuario proporcionará al operador como mínimo lo siguiente:

- Presentación de vistas de tipo mapa geográfico
- Estado detallado del equipo e información sobre la configuración de la red
- Indicación visual del dispositivo de selección y de operación
- Mediciones del sistema
- Anunciación de alarmas, a través de archivos de sonido
- Registro de eventos del sistema
- Presentación de gráficos de tendencias con datos en tiempo real y datos históricos.
Capacidad mínima de ocho (08) curvas de tendencia en un mismo gráfico
- Interacción con las alarmas del sistema, basada en áreas de responsabilidad.

- Importación de otros paquetes de diseño, como AutoCAD o sistemas GIS, mediante importación directa en formato DWG o DXF u otro, generando la parte estática de los despliegues. Las capas del archivo DWG/DXF se deben conservar como capas en el mapa de la interfaz.
- Presentación de datos dinámicos: textos numéricos, símbolos, gráficos, trazado en coordenadas, atributos como colores, texturas y parpadeo, etc.
- Control de accesos de usuarios, a través de usuarios y contraseñas.
- La interfaz gráfica de usuario deberá estar diseñada para trabajar en *Microsoft Windows*.

Manejo de ventanas. Será posible posicionar las ventanas de visualización con el objetivo de permitir que múltiples despliegues sean vistos al mismo tiempo. Será posible definir configuraciones específicas de las ventanas de visualización.

Será posible ejecutar cualquier actividad de soporte de usuario en cualquier ventana de visualización, sin considerar el número de ventanas de visualización presentes en un monitor. El tamaño y la localización de la pantalla de las ventanas de visualización podrán ser modificables por el usuario.

En cualquier instante habrá una y solo una ventana de visualización activa en un monitor, esta venta permite al operador tomar acción sobre el caso de estudio específico. La ventana de visualización activa será indicada mediante medios claros, pero sin obstrucciones, como por ejemplo el color del borde de la ventana.

Manejo de funciones y aplicaciones. La interfaz gráfica de usuario debe ser un módulo de *software* separado e independiente, que se ejecutará en las estaciones de operación al mismo tiempo de los demás módulos de *software* se ejecutan en los servidores, evitando sobrecargar la labor de estos y comunicándose solamente con ellos para recuperar la información que va a mostrar en los despliegues.

Navegación. El sistema proveerá de esquemas de organización para proveer un acceso rápido a cualquier ventana en particular en cualquier momento.

El manejo de pantallas en la plataforma Scada permitirá al operador que la navegación sea tan intuitiva como sea posible.

El ingreso a los despliegues de la plataforma se realizará mediante botones o áreas interactivas ubicadas dentro de las mismas.

Se podrá controlar el paneo y el zoom con simples movimientos del mouse. La plataforma Scada tendrá configurado los accesos a las pantallas según el nivel de preferencia.

Cuando una venta pop-up está abierto a causa del acceso de otra pantalla, entonces también se cerrarán cuando se cierre la pantalla que lo origino.

Presentación de datos. La interfaz gráfica de usuario tendrá la habilidad de presentar los siguientes tipos de datos:

- Datos analógicos y de estado escaneados
- Datos analógicos y de estado calculados
- Datos no telemidas los cuales son ingresados por el usuario o recuperados de una base de datos.
- Datos analógicos y de estado provenientes de otras aplicaciones internas o externas.

La interfaz gráfica de usuario será capaz de presentar los datos escaneados y calculados en los siguientes formatos:

- Estados de dos bits (no se permitirá la representación de estados con un simple bit)
- Datos análogos sin procesar
- Datos análogos procesados
- Cambio de estado
- Secuencia de eventos (con resolución de presentación de un milisegundo)

La verificación de las variables dinámicas constituye un elemento fundamental del sistema Scada desde el punto de vista operacional. La plataforma facilitará diversas formas de presentar las variables dinámicas, pudiendo ser numéricos, objetos gráficos y texto, de contar con alguna funcionalidad adicional deberá mostrarse y explicarse con la finalidad de tener un plus en la evaluación.

Indicadores de calidad. Los indicadores de calidad para cualquier señal o procesamiento lógico aparecerán en cualquier pantalla de la interfaz gráfica del usuario, si aparece el valor de la variable o el estado del punto ya es un indicador del estado de transmisión.

Si un determinado punto tiene presente o activado más de un atributo de calidad, la calidad que tiene mayor prioridad de análisis será la que represente. La severidad relativa entre los atributos de calidad podrá ser definida por Adinelsa durante la fase de parametrización del sistema.

La interfaz gráfica de usuario mantendrá y presentará la siguiente información de calidad de los datos para cada punto:

- Ingresado manualmente
- Falla de telemetría
- Bloqueado
- Normal

Etiquetas y notas. La interfaz gráfica de usuario debe permitir la colocación de etiquetas (*Tagging*) definidas por el usuario. Como mínimo debe incluir etiquetas que inhiban todas las acciones de control, que inhiban solamente acciones de control de cierre, que inhiban solamente acciones de control de apertura y etiquetas información que no inhiban controles.

La etiqueta indicará al operador que el punto tiene una información o un estado de advertencia

El *software* debe permitir también la colocación de notas del operador.

Áreas de responsabilidad. Cada punto del sistema se podrá asignar a por lo menos un área de responsabilidad y cada consola deberá poderse asignar a una o más áreas de responsabilidad. el sistema estará dimensionado para soportar por lo menos 16 áreas de responsabilidad.

Se permitirán las siguientes operaciones solo para los puntos que pertenecen a un área de responsabilidad asignado a la consola:

- Control remoto
- Reconocimiento y eliminación de alarmas
- Des habilitación/habilitación de alarmas
- Colocación y remoción de marcas (*tags*)
- Ingreso manual del estado o valor de un punto
- Acceso a mapas globales y/o despliegues predeterminados
- Mantenimiento

Al ingresar al sistema, un usuario ya estará asignado a sus áreas de responsabilidad. Es decir, un operador con usuario solo puede operar esas áreas de responsabilidad en particular.

Los despliegues estarán regidos por las áreas de responsabilidad definidas en ese instante y lo módulos en que se están trabajando recibirán los eventos o alarmas que se den en las áreas de responsabilidad asignadas. Presentación de alarmas y eventos.

Las alarmas se presentarán según el área de responsabilidad y derechos asignados al usuario, quien podrá reconocer las alarmas sí y solo sí cuenta con los permisos necesarios.

Las alarmas en general deben aparecer en los módulos de resumen apropiados. Se deberán mostrar las alarmas de las últimas 24 horas. La presentación incluirá como mínimo

- Ventanas de alarmas (todas las alarmas, solo alarmas con Áreas de Responsabilidad asignados a una consola, solo alarmas con Áreas de Responsabilidad específicos).
- Ventana de eventos

La incidencia de un evento o alarma se generará un aviso pertinente. No se usarán abreviaturas encriptados en estos mensajes. Los mensajes incluirán los siguientes campos:

- Fecha
- Hora con resolución de milisegundos
- Prioridad
- Nombre y descripción del punto
- Descripción de la forma del evento o alarma, como es, la superación de los promedios de los valores de tensión y corriente en un punto del circuito eléctrico.

El formato de los mensajes y la longitud de campo estarán sujetos a aprobación de Adinelsa

Eventos. La interfaz gráfica de usuario tiene que poseer la habilidad de verificar lo siguiente:

- Transgresión de las variables análogos, soportando LOLOLO, LOLO, LO, HI, HIHI, HIHIHI
- Modificaciones en las entradas digitales cuando se ejecuta una acción en el Scada.
- Falla de comunicación en las redes que involucre equipos controladores, CDS, router, servidores del centro de control y otros
- Falla del *hardware* de CDS
- Operación de control exitoso o fallado
- *Login / logout* de operador
- Operación de *tagging*

- Reconocimiento de alarmas
- Failovers y reinicios manuales

Alarmas. Algunos acontecimientos o transiciones que serán procesados como alarmas incluyen:

- Transgresión del promedio medido de las variables eléctricas. Se proporcionará los rangos permisibles de trabajo con el fin de no tener presencia de alarmas por condiciones normales de fluctuación del sistema eléctrico.
- Falla (es decir, se convierte en indisponible para el servicio) de un dispositivo del sistema, como un CDS o un controlador de un equipo de seccionamiento y recierre.
- Falla en la comunicación con un CDS o un Controlador.
- Otros acontecimientos definidos específicamente, fuera de esta especificación, como alarmas combinatorias y condicionales.

Cuando se registre presencia de alarma, la plataforma Scada mostrara automáticamente en las pantallas que administra cada usuario.

Será posible reconocer una alarma mostrada en una ventana de manera individual o reconocer todas las alarmas de una ventana por páginas.

El sistema tendrá al menos ocho (08) niveles de prioridad de alarmas para generar diferentes listas de alarmas. Los niveles de prioridad de las alarmas se utilizarán para filtrar alarmas desde el listado global de alarmas y serán configurables por Adinelsa. Dependiendo de la prioridad de las alarmas, estas se podrán distinguir mediante un código de colores, una señal audible y un lugar relativo en las pantallas tabulares de alarmas.

Las alarmas se pueden reconocer con la selección de la alarma en las pantallas que registran las alarmas o de las pantallas de resumen de alarmas que se tiene implementado. También se podrá realizar el reconocimiento de alarmas sobre los

diagramas esquemáticos, ante la presencia de alarmas asociadas a los elementos de la red eléctrica representados en dicho esquemático.

El reconocimiento de alarmas se podrá hacer al menos de forma individual y de forma masiva, sea por grupos o algún otro criterio de selección.

El flujo de alarmas podrá controlarse utilizando las siguientes técnicas:

- Definiendo áreas de responsabilidad
- Filtrando alarmas
- Deshabilitando alarmas. Bloqueará su anuncio mediante sonido audible o aparición en el despliegue de alarmas o resumen de alarmas. Sin embargo, las alarmas reconocidas aparecerán en las pantallas de las subestaciones cuando un operador entre a visualizar.
- Definiendo prioridades de alarma
- Alarmas condicionales. Las alarmas también serán definidas en la configuración como condicionales referente a las entradas de operación de otras alarmas.

Niveles de seguridad. La interfaz gráfica de usuario deberá proveer varios niveles de seguridad que impida al personal no autorizado cambiar configuraciones, realizar controles o modificar comandos de información.

Cada nivel de seguridad tendrá funciones asignadas según las áreas de responsabilidades seleccionadas.

Para poder realizar alguna acción en la interfaz gráfica de usuario se deberá disponer de un usuario y contraseña, que será configurable solamente por el administrador del sistema de Adinelsa.

Tendencia histórica y en tiempo real. Los despliegues de curvas de tendencia son utilizados frecuentemente por los operados del sistema y tienen configuraciones que faciliten al operador el análisis de comportamiento eléctrico. En las pantallas de tendencia

se dibujará las curvas de las principales variables eléctricas a supervisar, donde en un eje estará el tiempo y en el otro el valor de variable en el tiempo. Se debe proporcionar las siguientes capacidades de curvas de tendencia:

- Por lo menos ocho (08) curvas se podrán presentar simultáneamente por gráfico de tendencia. Será posible seleccionar un color único para cada curva.
- Las formas graficas de tendencias para verificar los valores en tiempo real de una variable se deberá actualizar de forma automática cuando esté disponible.
- Será posible seleccionar cualquier valor teledicho o calculado de la base de datos en tiempo real o histórico, como punto de tendencia.
- Mostrar una leyenda que indica la calidad de datos con sus colores representativos.
- Si no se disponen de datos en un intervalo de tiempo, se puede calcular por métodos matemáticos de proyección.
- Los parámetros de las curvas de tendencias podrán ser personalizados en forma para cada usuario que opere el sistema, incluyendo:
 - ✓ Escala del eje de valores.
 - ✓ Escala del eje de tiempo.
 - ✓ Intervalos entre marcas en el eje del tiempo y líneas de grilla.
 - ✓ Intervalos entre marcas en el eje de valores y líneas de grilla.
 - ✓ Hora y fecha de iniciación para el eje de tiempo de cada curva de tendencia.
 - ✓ Color de la curva de tendencia.
- Se podrán graficar en la tendencia, promedios, máximos y mínimos, horarios y diarios.
- Será posible definir el estilo y color de las líneas de las tendencias.

Procedimientos de instalación de router celular en campo. Cada router celular se instalará en el cubículo de cada equipo de protección y maniobra. Se debe realizar las siguientes actividades:

- Traslado a cada una de las ubicaciones de los equipos de protección y maniobra.
- Instalación del riel DIN de 10 cm al interior del cubículo.
- Sobre el riel DIN, ubicar el *router celular*, y mantener fijo con la ayuda de topes en cada extremo para evitar el desplazamiento.
- Instalación de la antena, la fijación de la antena hacia la carcasa del tablero deberá ser utilizando una cinta doble contacto de la marca 3M o similar para uso exterior y la ubicación será en la dirección hacia donde se encuentre instalado la antena del operador que brinda el servicio, se debe de asegurar la no presencia de obstáculos que dificulten la conectividad.
- Colocación del SIM CARD correspondiente.
- Instalación del cable de tierra, que será de libre halógeno de $4mm^2$ color amarillo, desde el *router celular* hacia la carcasa del tablero de control del reconectador.
- Instalación del cable de alimentación, se utilizará un cable de color rojo para el positivo y negro para el negativo, ambos deberán de ser de libre halógeno de $1.5mm^2$, la conexión se hará directamente a bornes de las baterías, a la llegada del circuito del cargador – rectificador. En lo posible, se debe de evitar la conexión al controlador del reconectador, debido a que cuando el sistema falla, el reconectador prioriza la alimentación a su circuito y se pierde la comunicación a través del Router Celular.
- Instalación del cable STP Categoría 6 de cobre o superior de mínimo 3 metros desde el Router Celular y controlador del reconectador. En el caso, en que el controlador no disponga de puerto Ethernet, solo aplica para el caso de los reconectores existentes, se instalará un cable de comunicaciones con los terminales adecuados para su comunicación mediante el puerto RS-232 o RS-485.
- Configuración del *router celular* de acuerdo a la ingeniería de detalle.
- Configuración del protocolo DNP3.0 en el controlador del reconectador.
- Configuración de las señales en el Scada.

- Pruebas punto a punto de verificación del estampado de tiempo y generación de las señales, incluye las pruebas de mando a distancia.

Señales a implementar en el Scada. Las señales obtenidas serán tomando en cuenta lo indicado mediante protocolo DNP 3.0 sobre TCP/IP. El criterio fundamental es mostrar en el Scada las mismas señales que la interface hombre maquina en el controlador del reconectador en sitio. Las características de las señales y las señales seleccionadas son las mostradas en las tablas presentadas a continuación.

Tabla 37*Lista de señales de entradas binarias*

Numero en mapa	Descripción según manual	Descripción	Tipo de punto
0	Control Falso	Control Falso	Binary
1	Bloqueo (Cualquiera)	Cualquier Bloqueo	Binary
2	Control Remoto	Selector Control Remoto	Binary
3	AR Iniciado	Recierre Iniciado	Binary
4	Prot iniciada	Protección Iniciada	Binary
5	Abierto (Cualquiera)	Reconectador Abierto	Binary
6	Abierto (prot)	Disparo General	Binary
7	Abierto (OC1+)	OC1 Disparo de Sobrecorriente de Fases	Binary
8	Abierto (OC2+)	OC2 Disparo de Sobrecorriente de Fases	Binary
9	Abierto (OC3+)	OC3 Disparo de Sobrecorriente de Fases	Binary
10	Abierto (EF1+)	EF1 Disparo de Sobrecorriente de Tierra	Binary
11	Abierto (EF2+)	EF2 Disparo de Sobrecorriente de Tierra	Binary
12	Abierto (EF3+)	EF3 Disparo de Sobrecorriente de Tierra	Binary
13	Abierto (SEF+)	SEF Disparo Sensitivo a Tierra	Binary
14	Abierto (OCLL1+)	OCLL Disparo de Sobrecorriente de Fases Línea Viva	Binary
15	Abierto (EFL1+)	EFL1 Disparo de Sobrecorriente de Tierra Línea Viva	Binary
16	Abierto (UV1)	UV1 Disparo Mínima Tensión	Binary
17	Abierto (UV2)	UV2 Disparo Mínima Tensión	Binary
18	Abierto (UV3)	UV3 Disparo Mínima Tensión	Binary
19	Abierto (Remoto)	Apertura Remota	Binary
20	Abierto (Local)	Apertura Local	Binary
21	Alarma (Cualquiera)	Alarma General	Binary
22	Cerrado (Cualquiera)	Reconectador Cerrado	Binary
23	Cerrado (AR)	Cierre Recierre	Binary
24	Cerrado (Remoto)	Cierre Remoto	Binary
25	Cerrado (Local)	Cierre Local	Binary
26	Grupo1 On	Grupo de Ajustes 1	Binary
27	Grupo2 On	Grupo de Ajustes 2	Binary
28	Grupo3 On	Grupo de Ajustes 3	Binary
29	Grupo4 On	Grupo de Ajustes 4	Binary
30	Protección On	Protección Habilitada	Binary
31	EF On	Protección de Tierra Habilitada	Binary
32	SEF On	Protección Sensitiva a Tierra Habilitada	Binary
33	UV On	Protección Mínima Tensión Habilitada	Binary
34	CLP On	Arranque Carga Fría Habilitada	Binary
35	LL On	Elemento Línea Viva Habilitada	Binary
36	AR On	Recierre Habilitado	Binary
37	ABR On	Recloser con Retroalimentación Automática	Binary
38	Mal función	Cualquier señal de mal funcionamiento activada	Binary
39	Advertencia	Advertencia General	Binary
40	OSM Desconectado	OSM Desconectado	Binary
41	Abierto (UF)	81U Disparo Mínima Frecuencia	Binary
42	Abierto (PhA)	Abierto por disparo Fase A por elemento OC	Binary
43	Abierto (PhB)	Abierto por disparo Fase B por elemento OC	Binary

Numero en mapa	Descripción según manual	Descripción	Tipo de punto
44	Abierto (PhC)	Abierto por disparo Fase C por elemento OC	Binary
45	P(OC1+)	OC1 Arranque de Sobrecorriente de Fases	Binary
46	P(OC2+)	OC2 Arranque de Sobrecorriente de Fases	Binary
47	P(OC3+)	OC3 Arranque de Sobrecorriente de Fases	Binary
48	P(EF1+)	EF1 Arranque Sobrecorriente a Tierra	Binary
49	P(EF2+)	EF2 Arranque Sobrecorriente a Tierra	Binary
50	P(EF3+)	EF3 Arranque Sobrecorriente a Tierra	Binary
51	P(SEF+)	SEF Arranque Sensitivo a Tierra	Binary
52	P(UF)	81 U Arranque Mínima Frecuencia	Binary
53	P(PhA)	Arranque Fase R	Binary
54	P(PhB)	Arranque Fase S	Binary
55	P(PhC)	Arranque Fase T	Binary
56	P(PhN)	Arranque Neutro	Binary
57	Falla Cargando Batería	Cargador de batería falló	Binary
58	Estado de Batería Anormal	La batería está alta, baja o desconectada	Binary
59	Nivel Crítico de Batería	Apagado del sistema en menos de 5 minutos debido al bajo nivel de batería	Binary
60	Mecánicamente Bloqueado	Reconectador bloqueado mecánicamente	Binary
61	Suministro AC Alto	Voltaje AC alto	Binary
62	Error de comunicación del panel	Error de comunicación del panel detectado	Binary
63	Abierto (SCADA)	Abierto debido a la señal de control SCADA	Binary
64	Abierto (IO)	Abierto debido a la señal de control de I/O	Binary
65	Abierto (ROCOF)	Abierto por intervención de protección ROCOF	Binary
66	Abierto (I2/I1)	Abierto debido a la operación la protección I2/I1	Binary
67	Cerrado (SCADA)	Cerrado debido a la señal de control SCADA	Binary
68	Cerrado (IO)	Cerrado debido a la señal de control de I/O	Binary

Tabla 38*Lista de señales de salidas binarias*

Salidas digitales				
Numero en mapa	Descripción según manual	Descripción	Point type	Binary type
0	Control Falso	Control Ficticio	Binary	Pulse
1	Disparo/Cierre	Mando a Distancia Reconnectador	Binary	Trip/close
2	Group 1 On	Grupo 1 Activo	Binary	Pulse
3	Group 2 On	Grupo 2 Activo	Binary	Pulse
4	Group 3 On	Grupo 3 Activo	Binary	Pulse
5	Group 4 On	Grupo 4 Activo	Binary	Pulse
6	Proteccion On	Habilitar Protección	Binary	Latch
7	EF On	Habilitar Protección de Falla a Tierra EF	Binary	Latch
8	SEF On	Habilitar Protección Sensitivo a Tierra SEF	Binary	Latch
9	UV On	Habilitar Protección de Mínima Tensión	Binary	Latch
10	CLP On	Habilitar Arranque de Carga en Frio	Binary	Latch
11	LL On	Habilitar Línea Viva	Binary	Latch
12	AR On	Habilitar Recierre	Binary	Latch
13	ABR On	Habilitar Auto Restauración Retroalimentada	Binary	Latch
14	Borrar Contadores de Falla	Borrar Contadores de Falla	Binary	Pulse
15	Borrar Mediciones de Energia	Borrar Mediciones de Energia	Binary	Pulse
16	Borrar Contadores SCADA	Borrar Contadores SCADA	Binary	Pulse
17	Reiniciar banderas de falla	Resetear Digitales	Binary	Pulse
18	Reiniciar valores de fallas medidos	Resetear Valores Analógicos de Falla	Binary	Pulse

Tabla 39*Lista de señales de entradas analógicas*

Analógicas					
Numero en mapa	Descripción según manual	Tipo de punto	Descripción	Clase	Banda muerta
0	Ia	Analog	Corriente fase A	2	1
1	Ib	Analog	Corriente fase B	2	1
2	Ic	Analog	Corriente fase C	2	1
3	Uab	Analog	Tensión de fases AB lado fuente	2	1
4	Ubc	Analog	Tensión de fases BC lado fuente	2	1
5	Uca	Analog	Tensión de fases CA lado fuente	2	1
6	In	Analog	Corriente neutro	2	1
7	kVA	Analog	Potencia aparente trifásica	2	1
8	kW	Analog	Potencia activa trifásica	2	1
9	kVAr	Analog	Potencia reactiva trifásica	2	1
10	F ABC	Analog	Frecuencia lado ABC	2	1
11	Fase seq. ABC	Analog	Secuencia de fase lado ABC	2	1
12	PF	Analog	Factor de potencia	2	1
13	Ubt	Analog	Tensión de la batería	2	1
14	Ibt	Analog	Corriente de carga de la batería	2	1
15	Cbt	Analog	Capacidad residual de la batería	2	1
16	Tipo de falla	Analog	Tipo de falla	2	1
17	Ia Disparo	Analog	Ultima Corriente de Falla-Fase A	1	1
18	Ib Disparo	Analog	Ultima Corriente de Falla-Fase B	1	1
19	Ic Disparo	Analog	Ultima Corriente de Falla-Fase C	1	1
20	In Disparo	Analog	Ultima Corriente de Falla-Neutro	1	1
21	I2 Disparo	Analog	Ultima Corriente de Falla-Secuencia Negativa	1	1
22	Ua	Analog	Tensión fase a tierra Ua lado fuente	2	0.01
23	Ub	Analog	Tensión fase a tierra Ub lado fuente	2	0.01
24	Uc	Analog	Tensión fase a tierra Uc lado fuente	2	0.01
25	Ur	Analog	Tensión fase a tierra Ur lado carga	2	0.01
26	Us	Analog	Tensión fase a tierra Us lado carga	2	0.01
27	Ut	Analog	Tensión fase a tierra Ut lado carga	2	0.01
28	Urs	Analog	Tensión de fases RS lado carga	2	0.01
29	Ust	Analog	Tensión de fases ST lado fuente	2	0.01
30	Utr	Analog	Tensión de fases TR lado fuente	2	0.01
31	CO Total	Analog	Número de operaciones de cierre-apertura	2	1

Segundo: se tiene que dar la información que se requiere por parte del desarrollador del proyecto y la información que el área usuaria considera que hay que solucionar para la mejor operación del sistema eléctrico en estudio.

Se tiene la necesidad de integrar 40 equipos de protección y diseñar e implementar todo el equipamiento en el centro de control de operaciones para la recepción de datos de campo.

En el sistema existente, se tiene equipos nuevos instalados referente al proyecto de implementación de nuevos equipos de protección y también de equipos existentes que previo análisis de sus características técnicas son integrables a un sistema Scada.

En el siguiente cuadro, se muestra los datos necesarios para la implementación de los equipos existentes en el sistema de Adinelsa.

Tabla 40

Lista de equipos existentes a ser integrados al SCADA

Unidad de operación	ITEM	SISTEMA ELÉCTRICO RURAL	MARCA	MODELO	OPERADOR		UTM ESTE	UTM NORTE	CÓDIGO OPERATIVO	N/S DE RELÉ	N/S DE RECLOSER
Unidad operativa 1	1	CORA CORA	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	Movistar 4G	630660	8340017	ECC- M000830	0311717050102	0320117100687
	2	ACARÍ CHALA	ABB / OVR	PCD2000	Claro 4G	Movistar 4G	625979	8317701	EAC- M000550	294492	8R3E2041213101
	3	ACARÍ CHALA	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	Movistar 4G	624999	8341774	ECC- M001926	0311717050030	0320117100685
	4	AYACUCHO SUR	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	Movistar 4G	628307	8344228	ECC- M002005	13071158	PR313090027
	5	TAMBO QUEMADO	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	Movistar 4G	583885	8370588	ETQ- M000003	0311717070007	0320117100689
	6	CHUQUIBAMBA	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	Movistar 4G	804503	8335767	ECQ- M000005	0311213090179	VERIFICAR EN CAMPO
Unidad operativa 2	7	PAMPA CONCON	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	Movistar 4G	378351	8519978	EPC- M000002	13071156	PR313090029
	8	HUMAY PAMPANO	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	Movistar 4G	404065	8482674	EHP- M000002	12090151	VERIFICAR EN CAMPO
	9	YAUCA DEL ROSARIO	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	Movistar 4G	424192	8430137	EYR- M000002	13071155	PR313090028
	10	QUILMANA	RESEAD / SEL-351A	SEL-351A	Claro 4G	Movistar 4G	349891	8568746	EQM- M000001	1123390578	500394
Unidad operativa 3	11	HUAROCHIRÍ	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	NO DISP	341512	8685460	EHU- M000108	E10110002	VERIFICAR EN CAMPO
	12	HUAROCHIRÍ	ENTEC / EVRC2A	EVRC2A	Claro 4G	NO DISP	341511	8685459	EHU- M001492	E10110001	VERIFICAR EN CAMPO
	13	HUAROCHIRÍ	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	NO DISP	335839	8663965	EHU- M000040	0311720070157	VERIFICAR EN CAMPO
	14	CANTA	NOJA POWER / RC-10ES	RC10	Claro 4G	NO DISP	316872	8727609	ECT- M000318	0311717061099	0320117100686
	15	QUINCHES	WHIPP & BOURNE / GVR	THYTRONIC	Claro 4G	NO DISP	375216	8641227	EQU- M000573	173732	100399- 01/012/022-098

Unidad de operación	ÍTEM	SISTEMA ELÉCTRICO RURAL	MARCA	MODELO	OPERADOR		UTM ESTE	UTM NORTE	CÓDIGO OPERATIVO	N/S DE RELÉ	N/S DE RECLOSER
Unidad operativa 4	16	AD-03 ANDAHUASI/SET ANDAHUASI	NOJA POWER / RC-10ES	RC-10ES	Claro 4G	Movistar 4G	254481	8767917	EHA- M000001	0311717050095	0320117100688
	17	AD-04 SAYAN/SET ANDAHUASI	NOJA POWER / RC-10ES	RC-10ES	Claro 4G	Movistar 4G	254480	8767916	EHA- M000002	0311717040211	0320117072380
	18	AD-02 HUMAYA/SET ANDAHUASI	RESEAD / SEL- 351	SEL-351	Claro 4G	Movistar 4G	254479	8767915	ECO-T000001	1123390576	500382-04
	19	BARRANCA	G&W/SEL 351R	SEL 351R	Claro 4G	Movistar 4G	201815	8809913	EPB- M000231	2008024200	500382-04
	20	PAMPAS DE ANIMAS	NOJA POWER / RC-10ES	RC-10ES	Claro 4G	Movistar 4G	219581	8770917	EPA- M000001	0311718040110	0260118053283
Unidad operativa 5	21	CH SANTA LEONOR	ENTEC/EVRC2A- NT	EVRC2A	Claro 3G	NO DISP	309443	8791245	ESL-M000002	13071154	PR313090025

En el siguiente cuadro se muestra los datos necesarios para la implementación de los equipos nuevos en el sistema de Adinelsa

Tabla 41

Lista de equipos nuevos a ser integrados al Scada

Ítem	Ser	Marca	Puerto	Este	Norte	Código operativo	N/s de relé	N/s de recloser
1	CORACORA	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	630662	8340020	ECC-M001899	0311721070192	0320121094016
2		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	630667	8340026	ECC-M001900	0311721070064	0320121092387
3		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	677850	8324588	ECC-M000250	0311721091021	0320121093631
4		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	652652	8314430	ECC-M002020	0311721091121	0320121093635
5	PAMPA CONCÓN	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	376185	8524450	EPC-M000298	0311721100050	0260122040788
6	HUAROCHIRÍ	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	344593	8655468	EHU-M000112	0311721091096	0320121093638
7		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	345658	8675254	EHU-M000480	0311721091140	0320121092389
8	PURMACANA BARRANCA	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	211521	8808956	EPB-M000326	0311721100393	0260122034279
9		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	211559	8809241	EPB-M000303	0311721100382	0260122040580
10		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	208794	8819214	EPB-M000240	0311721100300	0260122034273
11	HUAURA SAYAN	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	212800	8818745	EPB-M000250	0311721100397	0260122034280
12		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	236261	8772257	EHS-M000030	0311721090430	0260122040593
13		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	260278	8767707	EIH-M000004	0311721100075	0260122040777
14		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	260473	8768675	EHS-M000007	0311721100146	0260122040781
15	SANTA LEONOR	NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	228646	8773842	EHS-M000035	0311721100171	0350122040864
16		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	309512	8791264	ESL-M000005	0311721090541	0320122040143
17		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	309512	8791264	ESL-M000006	0311721090580	0320122040142
18		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	293209	8800741	ESL-M000060	0311721090438	0320122040145
19		NOJA POWER / RC-10ES	RJ45/RS232	302754	8792782	ESL-M000070	0311722010643	05A0122063234

Como parte del estudio de comunicaciones, la siguiente tabla muestra las medidas reales de parámetros de comunicaciones en cada uno de los puntos donde están instalados los reconectores para ver la disponibilidad de fuerza de red y tener acceso a una red interna privada con la implementación de APN para la conectividad entre sí de los reconectores y con el centro de control.

Tabla 42

Parámetros de comunicaciones en los equipos existentes de Adinelsa

ITEM	SISTEMA	COBERTURA CLARO						COBERTURA MOVISTAR					
		TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal Signal to Noise Radio	TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal Signal to Noise Radio
1	CORACORA	LTE*4G	-	-86	NO DISP	NO DISP	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-95	0	-12	18
2	ACARÍ CHALA	LTE*4G	700 APT/28	-69	15	-5	3	LTE*4G	700 APT/28	-76	NO DISP	-7	NO DISP
3	ACARÍ CHALA	LTE*4G	1900PCS/2	-111	NO DISP	-12	NO DISP	LTE * 4G	700 APT/28	-112	NO DISP	-13	NO DISP
4	AYACUCHO SUR	LTE*4G	700 APT/28	-89	NO DISP	-10	NO DISP	(DC)HSPA+42.2 Mbps * 3G	-	-103	-	-	-
5	TAMBO QUEMADO	LTE*4G	1900PCS/2	-98	13	-9	0	LTE*4G	700 APT/28	-85	NO DISP	-6	NO DISP
6	CHUQUIBAMBA	CONFORME	-	-	-	-	-	LTE*4G	700 APT/28	-98	NO DISP	-12	NO DISP
7	PAMPA CONCÓN	LTE*4G+	1900PCS	-106	NO DISP	-15	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
8	HUMAY PAMPANO	LTE*4G	1900PCS/2	-90	NO DISP	-7	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-88	NO DISP	-9	NO DISP
9	YAUCA DEL ROSARIO	LTE*4G+	1900PCS/2	-88	NO DISP	-9	NO DISP	CONFORME.	-	-	-	-	-
10	QUILMANA	LTE*4G+	2600/7	-84	NO DISP	-11	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-88	NO DISP	-9	NO DISP

ITEM	SISTEMA	COBERTURA CLARO						COBERTURA MOVISTAR					
		TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal to Noise Radio	TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal to Noise Radio
11	HUAROCHIRÍ	LTE*4G	900 GSM	-97	NO DISP	-9	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
12	HUAROCHIRÍ	LTE*4G	900 GSM	-97	NO DISP	-9	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
13	HUAROCHIRÍ	LTE*4G	700 APT	-86	NO DISP	-11	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
14	CANTA	LTE * 4G+	700 APT	-95	12	-6	2	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
15	QUINCHES	LTE * 4G+	700 APT	-112	NO DISP	-15	5	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
16	AD-03 ANDAHUASI/SET ANDAHUASI	LTE * 4G+	2600	-92	NO DISP	-10	NO DISP	HSUPA*arriba 1.45-3.0 Mbps*3G	-	-25	-	-	-
17	AD-04 SAYAN/SET ANDAHUASI	LTE * 4G+	2600	-96	NO DISP	-12	NO DISP	LTE*4G	-	-100	9	-9	NO DISP
18	AD-02 SET ANDAHUASI	LTE * 4G+	2600	-96	NO DISP	-12	NO DISP	LTE*4G	-	-100	9	-9	NO DISP
19	BARRANCA	(DC)HSPA+42.2 Mbps * 3G	-	-91	-	-	-	UMTS*384 kbps*3G	-	-109	-	-	-
20	PAMPAS DE ANIMAS	CONFORME*	-	-	-	-	-	CONFORME.	-	-	-	-	-
21	CH SANTA LEONOR	LTE * 4G	700 APT/28	-69	NO DISP	-6	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP

También se tiene los parámetros de comunicaciones de los nuevos equipos instalados recientemente, estas medidas fueron tomadas al momento de la instalación y sirve de base para el estudio de comunicaciones.

Tabla 43

Parámetros de comunicaciones en los equipos nuevos de Adinelsa

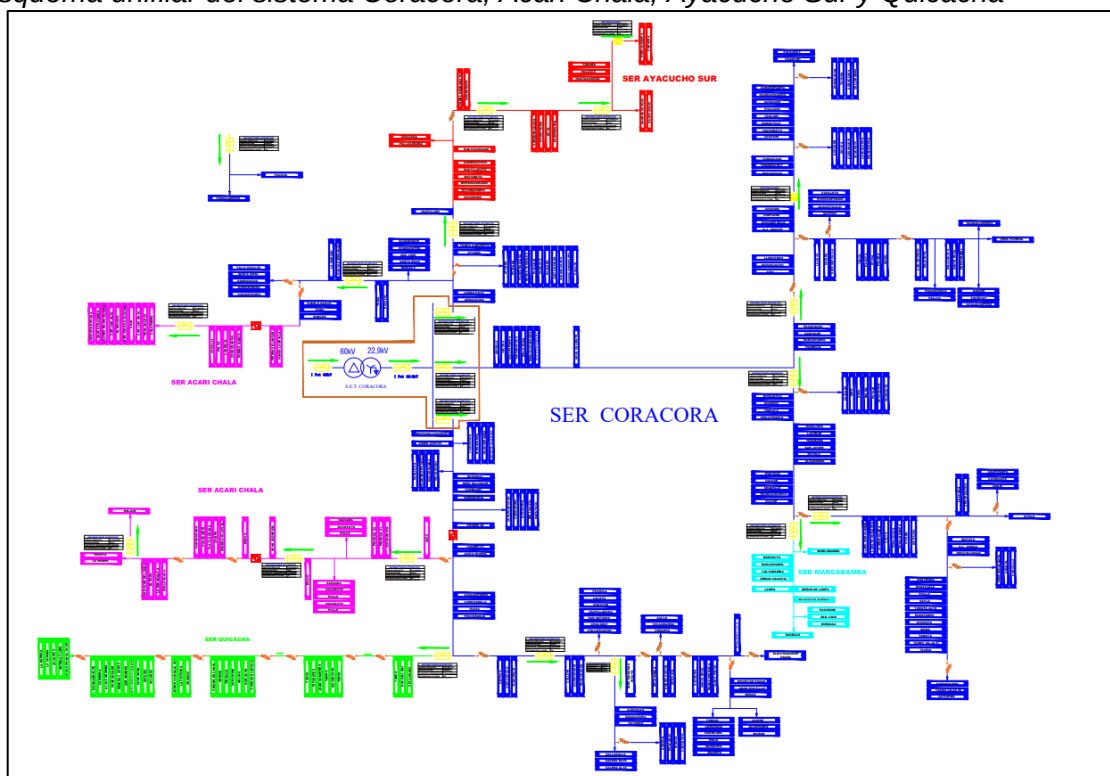
ITEM	SISTEMA	COBERTURA CLARO						COBERTURA MOVISTAR					
		TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal Signal to Noise Radio	TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal Signal to Noise Radio
1	CORACORA	LTE*4G	-	-86	NO DISP	NO DISP	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-95	0	-12	18
2		LTE*4G	-	-86	NO DISP	NO DISP	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-95	0	-12	18
3		LTE * 4G+	1900PCS/2	-81	NO DISP	-12	NO DISP	Desconocido	-	-77	-	-	-
4		LTE * 4G+	700 APT/28	-80	NO DISP	-7	NO DISP	LTE*4G	700 APT/28	-87	8	-6	13
5	PAMPA CONCÓN	LTE * 4G+	700 APT	-115	NO DISP	-10	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
6	HUAROCHIRÍ	LTE * 4G+	1900PCS	-89	NO DISP	-6	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
7		(DC)HSPA+42.2 Mbps * 3G	NO DISP	-83	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP

ITEM	SISTEMA	COBERTURA CLARO						COBERTURA MOVISTAR					
		TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal to Noise Radio	TIPO RED DISPONIBLE (2G, 2.5G, 3G, 3.5G, 4G)	Nombre de banda / Número de Banda	Fuerza de red (dBm) – RSRP – Reference Signal Received Power	Channel Quality Indicado	RSRQ (dB) – Reference Signal Received Quality	RSSNR (dB) – Reference Signal to Noise Radio
8	PURMACANA BARRANCA	LTE * 4G	2600	-72	NO DISP	NO DISP	NO DISP	Desconocido	-	-89	-	-	-
9		LTE * 4G	700 APT	-77	NO DISP	NO DISP	NO DISP	Desconocido	-	-101	-	-	-
10		CONFORME	-	-	-	-	-	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
11		LTE * 4G	1900PCS	-108	NO DISP	NO DISP	NO DISP	(DC)HSPA+42.2 Mbps * 3G	-	-71	-	-	-
12	HUAURA SAYÁN	LTE * 4G	1900PCS	-90	NO DISP	NO DISP	NO DISP	LTE * 4G	700 APT	-84	NO DISP	-12	NO DISP
13		LTE * 4G	1900PCS	-71	NO DISP	-10	NO DISP	UMTS*384 kbps*3G	-	-57	-	-	-
14		LTE * 4G+	-	-93	NO DISP	NO DISP	NO DISP	LTE * 4G	700 APT	-91	9	-14	NO DISP
15		(DC)HSPA+42.2 Mbps * 3G	-	-109	-	-	-	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
16	SANTA LEONOR	LTE * 4G	700 APT/28	-69	NO DISP	-7	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
17		LTE * 4G	700 APT/28	-66	NO DISP	-9	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
18		LTE*4G	700 APT/28	-115	NO DISP	-13	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP
19		LTE*4G	700 APT/28	-100	NO DISP	-10	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP	NO DISP

Como parte de información a suministrar por parte del área usuaria son los esquemas unifilares de los sistemas eléctricos para que se dibuje en las pantallas del Scada y desarrollar la aplicación de coloreo dinámico.

Figura 75

Esquema unifilar del sistema Coracora, Acari Chala, Ayacucho Sur y Quicacha



Tercero: en base a los criterios de buenas prácticas y normas de diseño de sistemas de comunicación de equipos del sector industrial, se especifica las características mínimas que deben cumplir los equipamientos a ser implementados, el desarrollador del proyecto debe indicar las prestaciones, modelos y marcas para garantizar el correcto suministro según las bases del proyecto. En las siguientes tablas se muestra las características técnicas que se solicitó y las garantizadas por el desarrollador del proyecto.

Tabla 44

Tabla de datos técnicos del software Scada

Ítem	Descripción	Unidad	Requerido	Ofrecido
1	Fabricante	-	Indicar	COPA DATA
2	Modelo	-	Indicar	ZENON ENERGY EDITION
3	Arquitectura			
3.1	Plataforma	-	Windows Server	Windows Server
3.2	Modularidad	-	SI	SI
3.3	Escalabilidad	-	SI	SI
3.4	Redundancia <i>Hot-Stand by</i>	-	SI	SI
3.5	Disponibilidad	-	>=99.99%	>=99.99%
4	Comunicaciones			
4.1	Protocolos abiertos integrados en la misma plataforma	-	SI	SI
4.2	DNP 3.0	-	SI	SI
4.3	<i>Modbus</i>	-	SI (Opcional)	SI
4.4	IEC 60870-5-101	-	SI (Opcional)	SI
4.5	IEC 60870-5-104	-	SI	SI
4.6	IEC 61850	-	SI (Opcional)	SI
4.7	Número de líneas de comunicación por cada protocolo estándar instalado, para interrogar SE y equipos remotos (recloser, seccionadores, indicadores de falla, etc.)	-	10,000	10,000
4.8	Capacidad de obtención de estadísticas de comunicación por cada línea de comunicación	-	SI	SI
4.9	Soporta estándares <i>Multispeak</i> o CIM	-	SI	SI
4.1	Manejo de protocolo SNMP	-	SI	SI
4.11	Permite una ampliación a futuro, de más funciones como el Sistema de Gestión en Distribución – DMS (<i>Distribution Management System</i>)	-	SI	SI
5	Base de Datos			
5.1	Edición en línea de base de datos en tiempo real	-	SI	SI
5.2	Número de puntos requerido mínimo	-	15,000	15,000
5.3	Interfaz con bases de datos relacional <i>SQL Server, u Oracle</i>	-	SI	SI
5.4	Número de prioridades de alarma mínimo	-	8	8
5.5	Capacidad de transferencia de datos con sistemas GIS y CIS.	-	SI	SI
5.6	Manejo de Alarmas-Eventos por segundo	-	Mínimo 100	Mínimo 100
5.7	Capacidad de generar lógicas de programación con los puntos de la base de datos	-	SI	SI
5.8	Capacidad de soportar envío de alarmas a correo electrónico	-	SI	SI
6	Seguridad			
6.1	Acceso restringido mediante usuario y contraseña	-	SI	SI
6.2	Número de usuarios y contraseñas con sus respectivos niveles de acceso y áreas de responsabilidad	-	Mínimo 60	Mínimo 60
6.3	Seguridad según estándar NERC CIP	-	SI	SI
7	Interfaz Gráfica			
7.1	Completamente gráfica, basada en coordenadas geográficas (mapa) y múltiples capas	-	SI	SI
7.2	Opciones de <i>panning</i> , zoom automático, <i>declustering</i>	-	SI	SI
7.3	Múltiples ventanas en una misma pantalla	-	SI	SI
7.4	Importación de gráficos, símbolos y mapas geográficos creados con sistemas GIS o AutoCAD	-	SI	SI
7.5	Gráficos de tendencia de datos en tiempo real e históricos a intervalos de muestreo de 1 segundo o mayores	-	SI	SI
7.6	Capacidad de coloreo dinámico de red eléctrica, parpadeo y alarma ante el cambio de un valor de un punto de estado o analógico asignado	-	SI	SI
7.7	Capacidad de curvas de tendencia en un mismo gráfico	-	8	8
8	Otras características			
8.1	Permite obtener las interfaces gráficas y alarmas en ambiente Web	-	SI	SI

Nota: tomado de los términos de referencia (Adinelsa, 2022).

Diseño de ingeniería aplicado a sistemas de control

Desde el centro de control de operaciones de Adinelsa debe ser posible monitorear, supervisar y controlar la operación de los equipos de protección y maniobra que tiene integrados al sistema Scada. En la siguiente arquitectura de comunicaciones (figura 76), se aprecia el detalle de manera grafica.

Los equipos de protección y maniobra están distribuidos en diferentes localidades dentro del área de concesión de Adinelsa que se integran al sistema Scada a través de *router celular* instalados en sus respectivas cajuelas de control. Para ello, se hace uso de la red de celular disponible (Claro) en cada localidad para llevar las señales de cada equipo de protección y maniobra hacia el centro de control de Adinelsa.

En el gabinete Scada de la sala de datos TIC de Adinelsa, se encuentran instalados dos *router celular* de cabecera que reciben todas las señales de los equipos de protección y maniobra. Para la integración de las señales se utiliza el protocolo de comunicación DNP3.0 TCP/IP o serial que se tenga disponible en los equipos de control de cada *recloser/seccionalizador*. Dichas señales están disponibles en el sistema Scada para que los operadores, a través de las dos estaciones de operación logren comandar y/o visualizar en tiempo real el estado de sus equipos, además de otras funciones como alarmas, medidas, tendencias, históricos, etc.

La sincronización de tiempo del sistema es proporcionada por un reloj GPS (instalado en el gabinete Scada) a través de protocolo SNTP (*Simple Network Time Protocol*). Dicho GPS brinda la estampa de tiempo al sistema Scada y éste a su vez a todos los equipos que conforman el sistema de IED vía protocolo DNP3.0.

La red LAN del sistema Scada de Adinelsa se soporta sobre 02 *switch ethernet* capa 2 (instalados en el gabinete Scada) en configuración redundante y las conexiones en la red se realizan a través de cables de comunicación STP Cat6A con velocidades de transmisión de 100/1000 Mbps. Además, para la comunicación entre los switches del gabinete Scada y las estaciones de operación Adinelsa instaló dos cables de fibra óptica

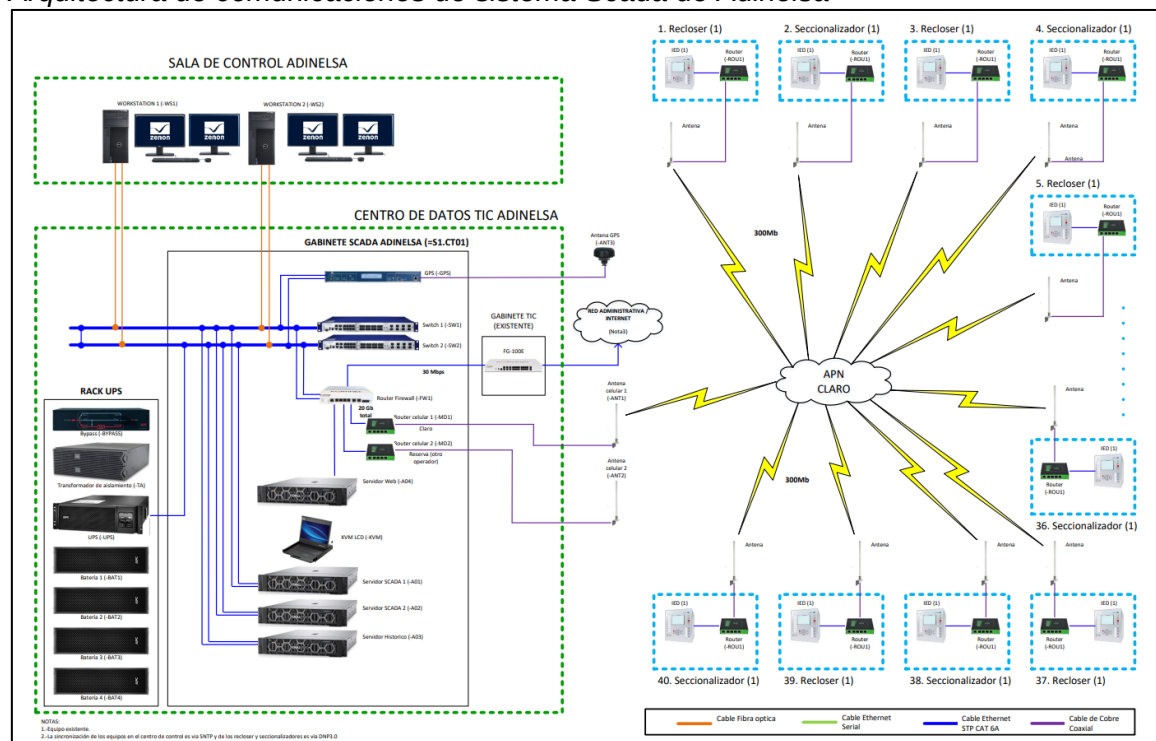
multimodo OM3 de 6 hilos cada uno desde el gabinete Scada en la sala de datos TIC hasta la consola de operación de la sala de control de Adinelsa.

Se emplea un *firewall* para garantizar la seguridad de la red y el sistema frente a accesos no deseados. Este *firewall* sirve de frontera para las interfaces entre la red administrativa/internet y la red de control del sistema Scada, así como los enlaces provenientes de los equipos de protección y maniobra a través del operador de comunicaciones móviles Claro.

Se instaló un sistema UPS en un rack en el centro de datos TIC para brindar el respaldo de alimentación y la autonomía necesaria al equipamiento que se tiene instalado en el centro de control de operaciones. Adinelsa instaló dos cables de energía para alimentar los equipos de cómputo (*workstations* y monitores) desde el gabinete Scada en la sala de datos TIC hasta la consola de operación de la sala de control de Adinelsa.

Figura 76

Arquitectura de comunicaciones de sistema Scada de Adinelsa



Nota: tomado de Chunga (2022)

Zenon Engineering Studio. El *Zenon Engineering Studio* instalado en el servidor A02 de Adinelsa es una herramienta de *software* utilizada para crear sistemas Scada (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Esta plataforma permite a los usuarios diseñar, configurar, programar y supervisar sistemas de control de procesos eléctricos de manera eficiente y efectiva que incluyen la capacidad de crear interfaces de usuario personalizadas, integración de múltiples sistemas de control eléctrico, la supervisión en tiempo real del flujo de energía y la capacidad de generar informes y análisis avanzados de datos eléctricos.

En general, *Zenon Engineering Studio* es la plataforma encargada de realizar todas las configuraciones, edición y actualización de la base de datos del sistema Scada como también es desde donde se puede generar *backups* de la base de datos y reponer los *backups* generados.

Instalación y actualizaciones. Durante la primera instalación de *Zenon*, la rutina de instalación se inicia automáticamente y lo guía a través de todo el proceso de instalación. Si la reproducción automática de medios está deshabilitada en el sistema operativo de la computadora, la rutina de instalación no se iniciará automáticamente. Inicie la instalación ejecutando el archivo *START.exe* en la carpeta raíz de su medio de instalación de *Zenon*.

Todas las actualizaciones actuales del sistema operativo deben estar instaladas, si utilizas siempre la última versión (*Service Pack*) de tu sistema operativo, no solo evitas problemas de compatibilidad sino también problemas de seguridad.

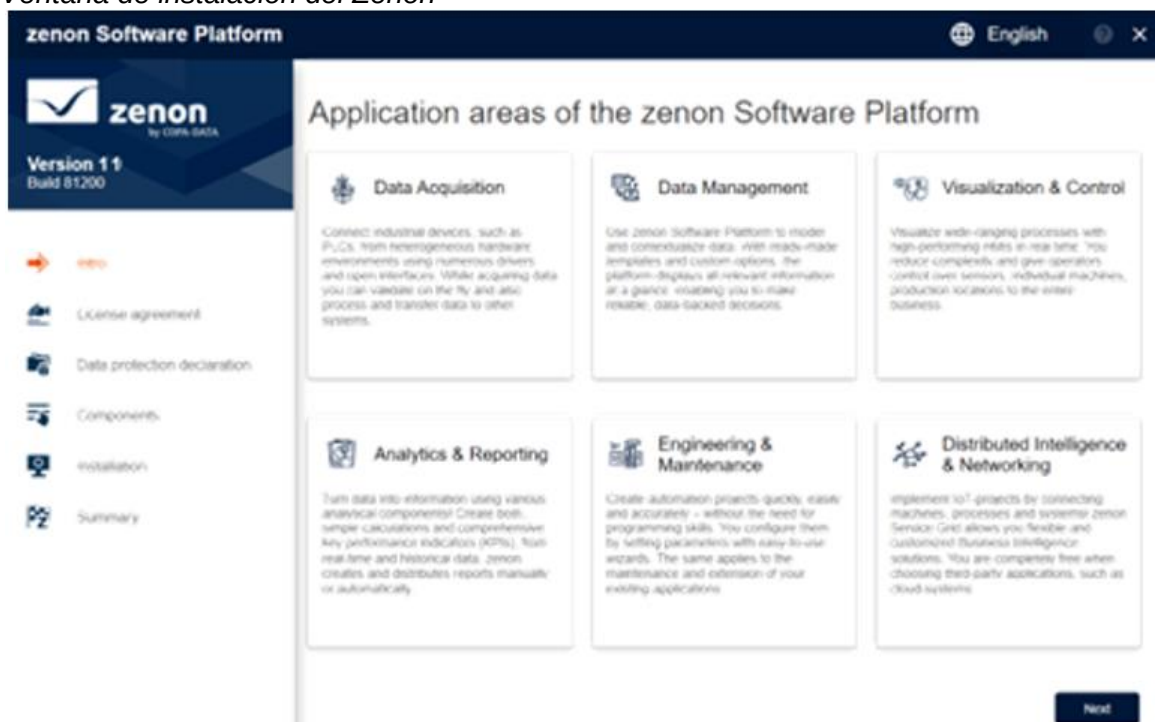
Durante la instalación de *Zenon*, se instala el controlador de protocolo de red múltiple COPA-DATA (*cdprotdrv.sys*). Para iniciar el controlador, el sistema operativo debe reiniciarse después de la instalación.

Recibirá información general sobre la plataforma de *software* de *Zenon* en la ventana de inicio.

La información en la ventana izquierda le muestra el estado actual del proceso de instalación. Cambia a la siguiente ventana respectiva con el botón *Siguiente*. Puede obtener ayuda sobre la instalación haciendo clic en el símbolo de *Ayuda* en la parte superior derecha.

Figura 77

Ventana de instalación del Zenon



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Módulos Zenon

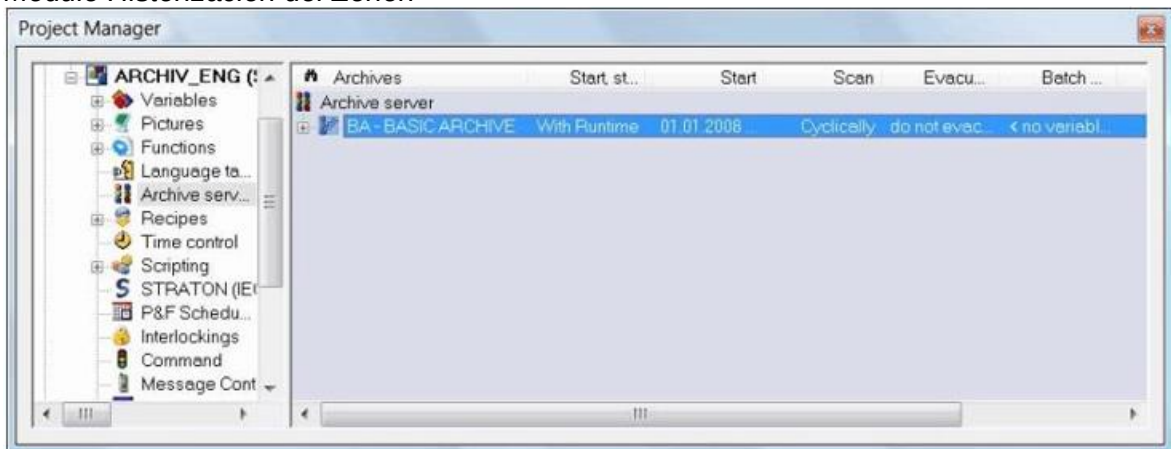
Históricos. En *Zenon*, el módulo histórico se encarga de guardar los datos de proceso y exportar los datos archivados. De este modo, los datos están disponibles para su posterior procesamiento y evaluación, incluso fuera de *Zenon*. El módulo Histórico está disponible en *Zenon* en dos versiones:

- Versión para principiantes de Historian: versión básica con funciones limitadas.
- Versión con licencia de historiador.

Encontrará el historiador en el administrador de proyectos.

Figura 78

Modulo Historización del Zenon



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Reportes. Los informes integrados en *Zenon* sirven como documentación, evaluación y presentación de datos de proceso sobre la base de datos en línea y de archivo de *Zenon*. Los informes se dividen en

- Generador de informes
- Visor de informes

El Visor de informes se utiliza para mostrar informes RDL de datos de archivo, datos AML y datos CEL, así como valores en línea. También se comparan dos rangos de tiempo históricos usando dos rangos de tiempo configurables.

Los archivos RDL son la extensión de *Microsoft Report Builder*. Por lo tal, toda la edición se apoya de este *software* se instala conjuntamente con el *Zenon Engineering Studio*.

Coloreo de línea automático. La coloración topológica de las líneas permite una fácil dinamización automática de los tubos tanto en tecnología (para medios) como en distribución de energía (para electricidad). Por lo tanto, la coloración controlada por procesos de las redes topológicas se puede realizar fácilmente.

Tendencias. La tendencia extendida se utiliza para la representación de valores en línea e históricos (valores de archivo) de variables de proceso y variables de proceso derivadas en forma de curvas. Permite releer datos históricos. Desplazarse por la tendencia ampliada proporciona una función de regla y zoom junto con un análisis de tendencias. En contraste con el elemento dinámico de tendencia, es posible hacer zoom, navegar, consultar y escalar valores en línea y valores de archivos

Mensaje de control. El módulo opcional *Message Control* permite el envío y reconocimiento automático de mensajes. El envío se activa a través de una función que se puede vincular con un evento. Los medios disponibles para enviar incluyen los siguientes:

- Correo electrónico a través de *Microsoft Outlook* o a través de SMTP.
- SMS a través de módem GSM o a través de una puerta de enlace SMS.
- Mensaje de voz con archivo de audio vía módem o vía voz sobre IP a teléfono
- Mensaje de voz, texto a voz a través de módem o a través de voz sobre IP a teléfono.

El estado de esta transmisión se registra en la Lista de eventos cronológicos (CEL). La configuración se realiza en dos etapas.

- Configuración general de envío: en las propiedades del grupo Control de mensajes del espacio de trabajo.
- Configuración específica del proyecto: en las propiedades del nodo Message Control en el proyecto respectivo.

Los medios utilizados para enviar los mensajes están definidos globalmente y pueden ser utilizados por cada proyecto y cada espacio de trabajo. Los medios disponibles para enviar incluyen los siguientes:

- Mensaje de correo electrónico a través de Outlook

- Mensaje de correo electrónico a través de SMTP
- Mensaje SMS a través de módem GSM
- Mensaje SMS a través de puerta de enlace SMS
- Archivo de audio de mensaje de voz a través de módem
- Mensaje de voz de texto a voz a través de módem
- Voz sobre IP como archivo de audio
- Voz sobre IP como texto a voz

Alarmas y eventos. La administración de alarmas le informa de los fallos que se producen como, por ejemplo, que se excedan los valores límite.

Comprende

- Línea de estado de alarma: línea de información que siempre se muestra en primer plano en *Service Engine* y que contiene, según la configuración, la alarma no reconocida más reciente o más antigua.
- La línea de estado de alarma se puede activar en las propiedades del proyecto en el grupo de lista de mensajes de alarma en Línea de estado de alarma mediante la propiedad Línea de estado activa.

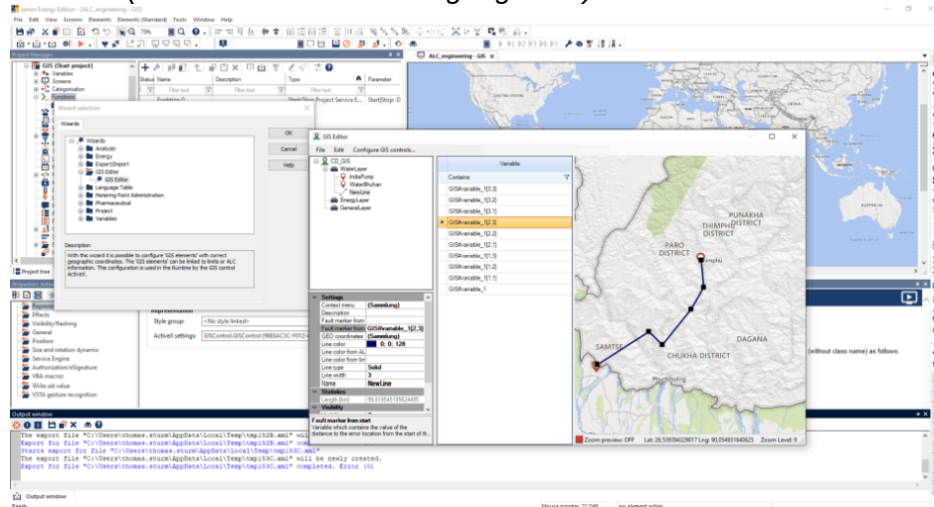
Configurar alarmas mediante

- Configuración de valores límite para variable
- Con matrices de reacción
- Propiedades de las alarmas

Integración GIS. El paquete de integración GIS de *Zenon* ofrece una posibilidad fácil y sencilla de dibujar objetos con una referencia geográfica y vincular estos objetos a la información, las variables y las funciones de *Zenon ALC*.

Figura 79

Integración GIS (sistema de información geográfica)



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

GIS Editor. Herramienta para la configuración de una configuración ALC basada en datos GEO. La configuración se implementa por medio del *mouse* y el establecimiento de parámetros de propiedades. La relación geográfica se visualiza en una vista en tiempo real de vistas de mapas seleccionables. El contenido de configuración se coloca directamente en un mapa.

Variables. Se definen en la lista de variables central de un proyecto y están disponibles aquí desde cualquier lugar (funciones, pantallas, archivos, etc.). Los proyectos de integración pueden acceder directamente a las variables de los proyectos de nivel inferior.

Una variable siempre se basa en dos componentes: tipo de datos y tipo de objeto del controlador. Estos dos componentes son independientes y, por lo tanto, se pueden configurar de forma independiente.

Cada variable se basa en un tipo de datos IEC. El tipo de datos tiene las mismas propiedades que la propia variable (unidad, resolución de la señal, valores límite, etc.). Esto no incluye propiedades específicas del controlador, como el direccionamiento del PLC, por

ejemplo. Un tipo de datos es una plantilla variable sin conexión con el proceso. Esta conexión con el proceso solo se establece con el tipo de objeto controlador para la variable.

Al crear una nueva variable, se debe seleccionar un tipo de datos. Todas las propiedades del tipo de datos se heredan a la variable. Al hacerlo, se hace referencia a las propiedades por el tipo de datos en el que se basan. Eso significa: si se cambia una propiedad del tipo de datos, también se cambia para todas las variables que se han creado con este tipo de datos.

Evacuación a una base de datos SQL. La evacuación de archivos a una base de datos SQL permite el almacenamiento estandarizado de datos para su uso en otras aplicaciones. Se admiten *Microsoft SQL Server*, *Oracle* y otros sistemas de bases de datos que tienen una interfaz ODBC. Al mismo tiempo, los datos también pueden seguir utilizándose en las tendencias e informes de *Zenon*. Las bases de datos SQL también permiten la optimización específica del almacenamiento de datos.

Se hace una distinción entre dos etapas diferentes de uso de datos cuando se almacenan datos de archivo en una base de datos SQL.

Datos a corto plazo: corresponde a la configuración Conservar archivos en el cuadro de diálogo Guardar. Estos se guardan en formato ARX en el soporte de datos local.

Datos a largo plazo: después del período establecido aquí, el contenido de este archivo se escribe en la base de datos SQL como una transacción combinada y se elimina en el disco local.

Si se requieren datos de este archivo para tendencias o informes, los datos a corto plazo guardados localmente se combinan automáticamente con los datos a largo plazo almacenados en la base de datos SQL en un flujo de datos continuo nuevamente.

Esta propiedad también se puede utilizar para utilizar datos externos en *Zenon*. Una vez que se han creado las tablas de base de datos necesarias, estas se pueden llenar con datos utilizando herramientas externas. Para ello no es necesario iniciar el archivo. Los

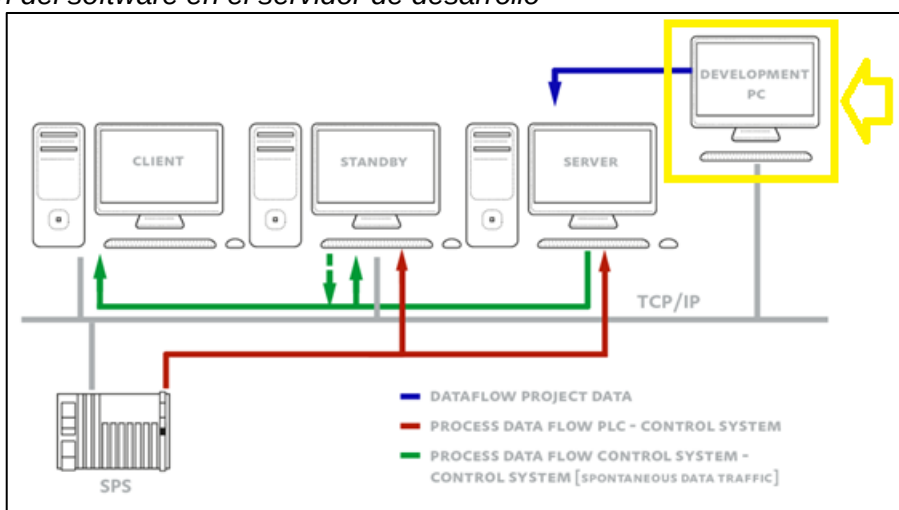
datos insertados en la tabla están disponibles para su visualización en una tendencia de Zenon o en un informe

Descripción del módulo Zenon Energy Edition-Engineering Studio. Software instalado en los servidores Scada A01 y A02 (Se recomienda solo trabajarlo con el A01), este software cumple la función de configurador y editor de toda la base de datos de la cual se compone el sistema Scada.

Este Software cuenta con el *backup* completo del Scada, es desde donde se pueden realizar nuevos cambios para posteriormente enviar la nueva configuración al *Zenon service engine* y los archivos runtime para el *Zenon Smart Web*.

Figura 80

Instalación del software en el servidor de desarrollo



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Lógica del módulo Zenon Energy Edition-Engineering Studio

A nivel lógico el sistema *Scada Zenon Engineering Studio* se compone de lo siguiente:

Drivers: apartado para la selección de protocolos usados o a usar en el Sistema Scada. Los drivers configurados en el sistema Scada son los siguientes:

- DNP3
- SNMP

Variables: apartado donde se crean las señales que se integran al Scada para luego ser procesadas y mostradas a las pantallas del HMI.

Pantallas: apartado en el cuales de trazan los diagramas unifilares, despliegues de equipos, vinculación de variables integradas y en general todo aquello lo que se muestra o desea mostrar en los HMI.

Históricos: apartado en que se vincula la base de datos SQL seleccionando las variables a historizar.

Reportes: apartado para generar reportes seleccionando las variables que se mostraran. En este apartado, *Zenon* de apoya de *Microsoft report builder* con todos los componentes ofrecidos por este.

Administrador de usuarios: apartado para la creación de perfiles de usuarios y grupos de usuarios.

Funciones: apartado desde el cual se vinculan las pantallas, reportes, históricos, y toda herramienta posible para la ejecución o muestra en el HMI.

Interfaces externas del programa. El sistema cuenta con las interfaces externas disponibles de forma continua.

Envío de correos (SMTP): herramienta del *Zenon* que se configura en el *Zenon Energy Edition* y que lo ejecuta/opera el *Zenon Service Engine* en modo servidor.

Esta herramienta se encarga de enviar correos (ya designados) ante un evento del sistema (el evento que gatilla el envío de correos es configurable)

Historización de base de datos (SQL): herramienta del *Zenon* que se configura en el *Zenon Energy Edition* y que lo ejecuta/opera el *Zenon Service Engine* en modo servidor. Se encarga de guardar los datos de proceso y exportar los datos archivados. De este modo, los datos están disponibles para su posterior procesamiento y evaluación, incluso fuera de *Zenon*.

Generación de reportes: herramienta para configurar los reportes que se mostrarán posteriormente en el *Service Engine*, *Zenon* se soporta de *Microsoft Report Builder* para la

creación y edición de los reportes los cuales aun siendo un software tercero convive adecuadamente con todas las funciones y herramientas disponibles en el editor de *Engineering Studio*.

Descripción de la base de datos. La base de datos fue desarrollada en base a la siguiente estructura

“SER o Subestación” _ “Código Operativo (Gabinete en el caso de CCO” _ “Descripción corta de la señal”. Por ejemplo:

- Para la señal “Disparo 51 por Sobrecorriente de Fases OC1” de un reconectador de Barranca con código operativo EPB-M000326, su construcción como TAGNAME en la base de datos es BANCA_EPBM000326_51_DISP_OC1
- Para la señal “Puerto 1 Apagado” del switch 1 ubicado en el gabinete S1CT01 ubicado en Centro de Control, su construcción como TAGNAME en la base de datos es ADINE_S1CT01_SW1_P01

En general, este modelo de estructura en la base de datos se visualizará no solo en Scada, sino también en la base datos SQL (puesto que es el Scada el cual envía las señales al SQL)

Diagrama de flujos. Se cargan los archivos *runtime* desde el *Zenon Energy Edition* hacia los equipos *Zenon Service Engine* (modo servidor).

Zenon Service Engine (modo servidor) comienza a procesar las señales provenientes de campo.

Zenon Service Engine (modo cliente) empieza recibir las señales procesadas del *Zenon Service Engine* (modo servidor).

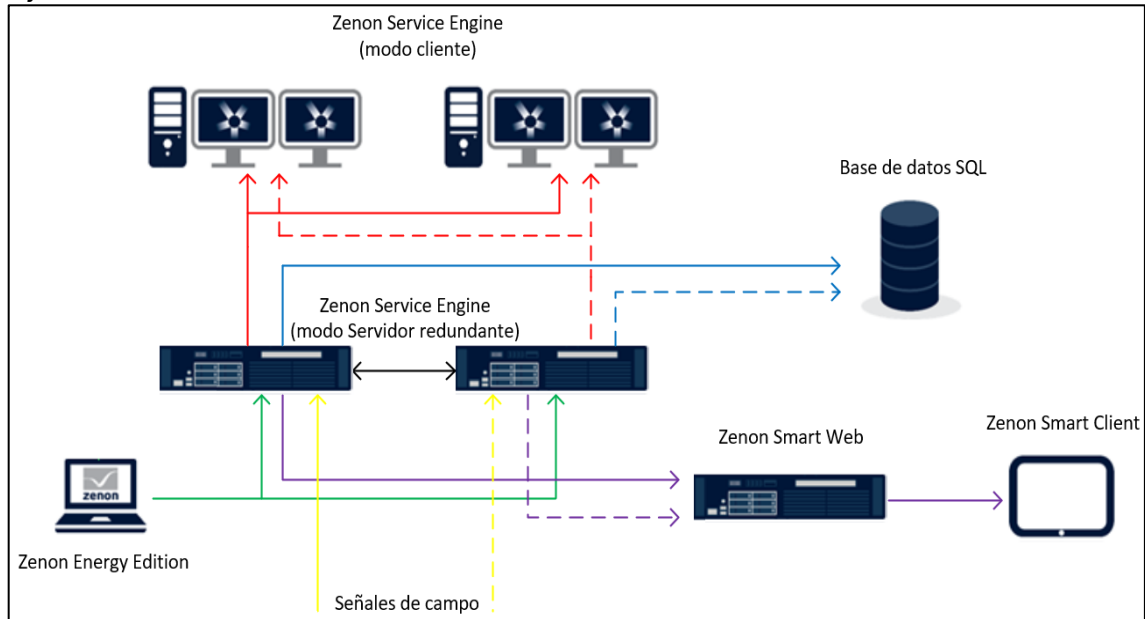
La base de datos SQL empieza a historizar las señales que sean evacuadas desde el *Zenon Service Engine* (modo servidor).

Zenon Smart Web recibe señales procesadas del *Zenon Service Engine* (modo servidor) para poder responder a peticiones de supervisión remota.

Zenon Smart Client Realiza la petición y recibe señales en tiempo real desde el *Zenon Smart Web* para la supervisión remota del sistema Scada.

Figura 81

Flujo de datos en el sistema de control



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Aspectos más relevantes y estándares usados para la generación de despliegues y aplicaciones, en el Scada

Componentes principales del Zenon. *Zenon* consta de dos componentes principales, *Zenon Editor – Engineering Studio* y *zenon Runtime – Service Engine*.

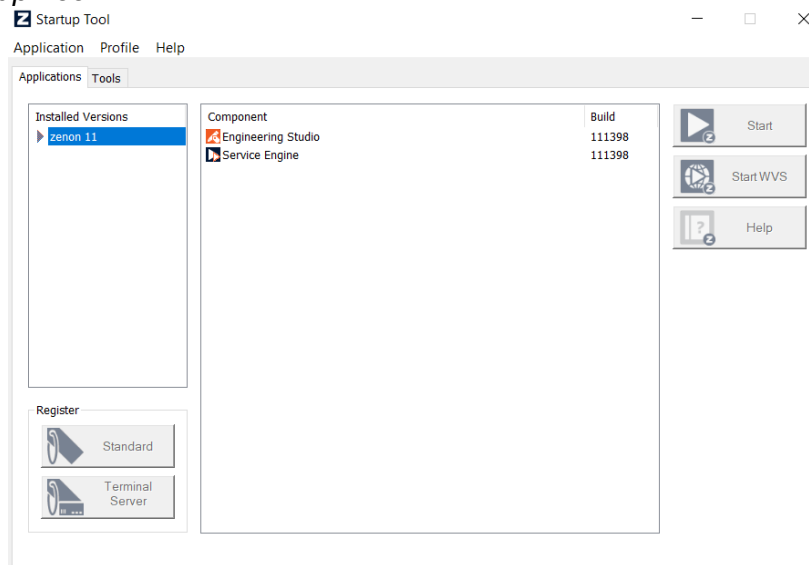
Los proyectos se crean, configuran y mantienen con *Engineering Studio*. Puede, por ejemplo, utilizar símbolos para diseñar un elemento de visualización de valores de temperatura. El *Engineering Studio* también sirve para crear archivos Runtime.

Service Engine es el programa en el que se ejecutan los proyectos.

La herramienta de inicio ofrece la posibilidad de administrar las versiones de *Zenon* instaladas. Estos se pueden enumerar allá. Los ajustes para la configuración de la red se pueden ajustar a través de la herramienta de inicio. Varios otros programas pueden ponerse en marcha aquí.

Figura 82

Modulo Startup Tool



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

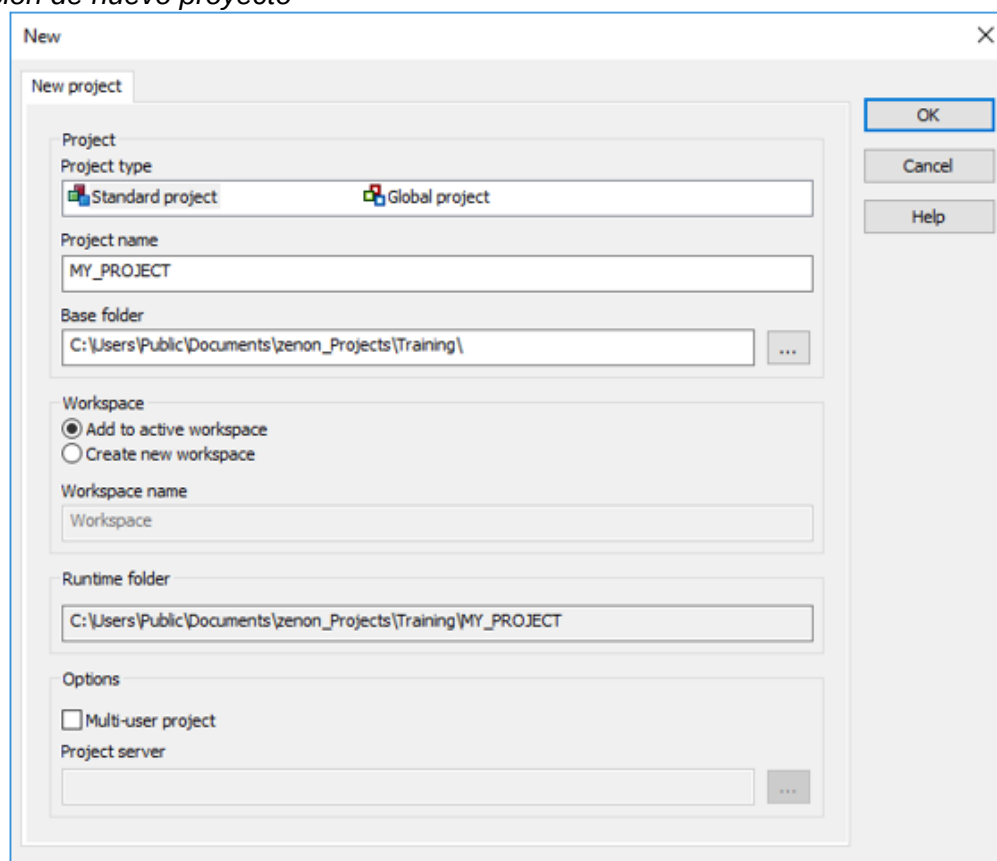
Proyecto. Espacio de trabajo (*Workspace*): Un espacio de trabajo sirve como directorio de todos los proyectos en el *Engineering Studio*. Se pueden guardar varios proyectos y administrado dentro de un espacio de trabajo.

Proyecto. Un proyecto en el *Engineering Studio* contiene todos los datos y configuraciones para la creación de los archivos *Service Engine*. Los proyectos deben ser asignado a un espacio de trabajo.

Crear un nuevo proyecto. En el menú archivo, seleccione el comando de nuevo proyecto, introduzca MI_PROYECTO como nombre de proyecto y acepte la ruta propuesta.

Figura 83

Creación de nuevo proyecto



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Usamos un proyecto estándar. Un proyecto global solo tiene una funcionalidad limitada. Los objetos (plantillas, fuentes, colores, etc.), que son creados en un proyecto global también están disponibles en todos los demás proyectos del espacio de trabajo.

La opción de proyecto multiusuario permite crear un proyecto que puede ser editado por varias personas trabajando en el proyecto al mismo tiempo. Al hacerlo, *Zenon* se asegura de que un objeto no esté siendo editado por dos personas trabajando en el proyecto al mismo tiempo. No utilizaremos esta opción en nuestro proyecto.

Configuración del proyecto. Usaremos la ventana de propiedades del proyecto a menudo. En principio, muestra las propiedades del objeto seleccionado en la vista detallada del jefe de proyecto. Los iconos en el borde superior de la ventana de propiedades le permiten mostrar las propiedades en diferentes vistas:

Figura 84

Propiedades del proyecto

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Las siguientes funciones están disponibles.

- Abra el grupo General.
- Abra el grupo Diseño gráfico.
- Cambie la propiedad Título del tiempo de ejecución a Sin título (pantalla completa).

Figura 85

Propiedades del proyecto pantallas

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Drivers. Para comunicarse con una fuente de datos (bus de campo PLC, etc.) es necesario conectarse a un *driver*. Dependiente según los requisitos del proyecto, se deben definir los drivers deseados (dependiendo del PLC, etc.) y su deben crearse las variables de proceso correspondientes. Si es necesario, varios controladores, o incluso un controlador, pueden ser creado más de una vez en un proyecto.

- Abra el nodo Variables en el administrador de proyectos.
- Ahora seleccione el *sub nodo Driver*.

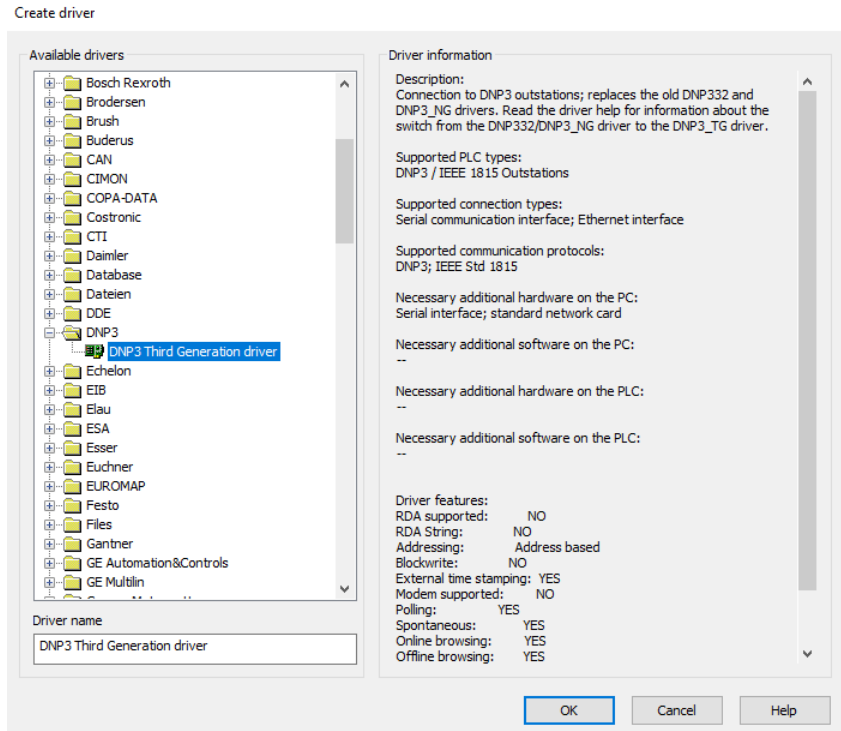
Como se puede ver, en nuestro proyecto ya hay *drivers* creados para variables internas, matemáticas variables y variables del sistema. Estos drivers se proporcionan

como estándar, no necesitan ser licenciados y sus variables tampoco se cuentan para la licencia.

- Haga clic en el icono Nuevo driver en la parte superior izquierda de la vista detallada.

Figura 86

Selección driver



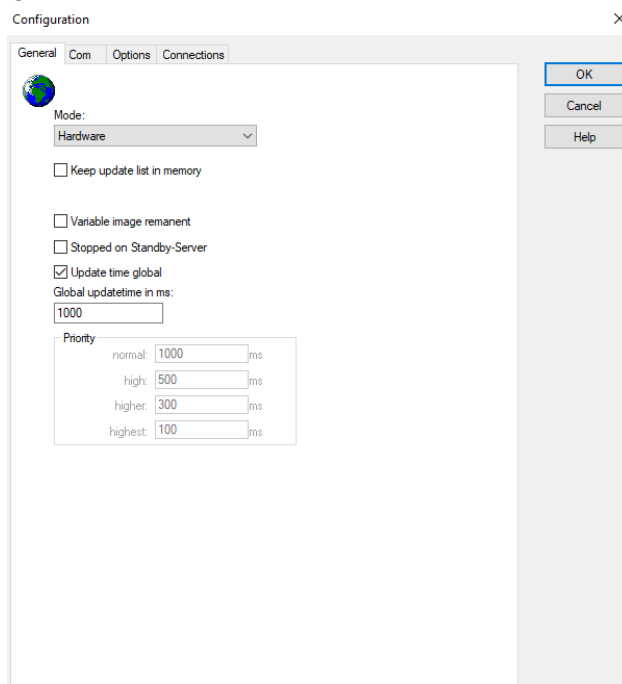
Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

- En la selección de drivers disponibles, desplácese hasta que aparezca la carpeta DNP3.
- Seleccione el driver DNP3. En Driver name, la entrada se aplica automáticamente como se muestra en el cuadro de diálogo. Salga del cuadro de diálogo confirmando con Aceptar.

Ahora se abre el cuadro de dialogo para la configuración del driver

Figura 87

Configuración de driver



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Establezca el modo en *hardware* (conteo). En el modo Hardware, *Zenon* intentaría establecer inmediatamente una conexión con el IED cuando. Se inicia el tiempo de ejecución; sin embargo, dado que no hay ningún IED disponible en este momento, *Zenon* mostraría todos valores como "inválido".

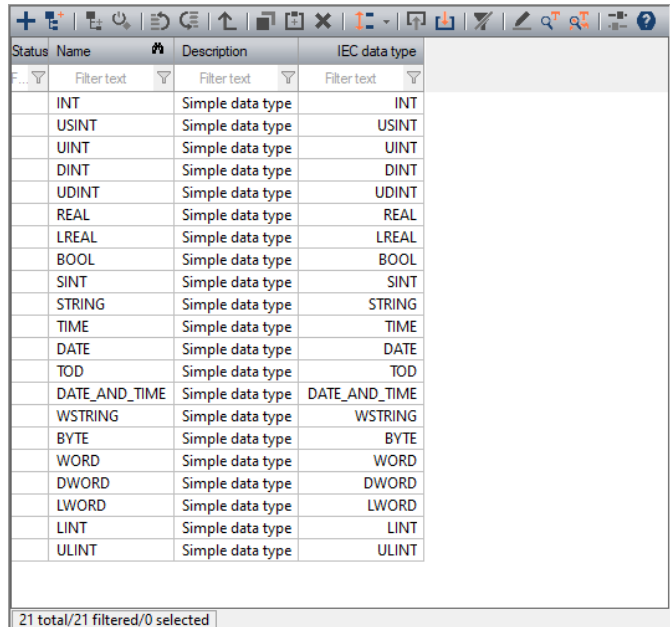
En la ventana *Conexión* se debe colocar los parámetros de conexión IP y del protocolo dependiendo de los equipos agua abajo con el cual se desea entablar una comunicación.

Tipos de datos. Un tipo de datos es una plantilla de la variable sin conexión con el proceso. Además de los ya predefinidos Tipos de datos IEC, es posible definir sus propios tipos de datos en *Zenon*. Hay dos posibilidades disponibles aquí: tipos de datos simples y tipos de datos de estructura. La ventaja de los tipos de datos autodefinidos es que existe la posibilidad de poder realizar cambios en ellos de forma centralizada. Si se cambia una propiedad de un tipo de datos, esto se aplica automáticamente a todas las variables vinculadas.

Las variables se basan tanto en tipos de datos como en tipos de objetos del *driver*. Los tipos de objetos del driver dependen del controlador seleccionado. Los tipos de datos son, en principio, independientes del driver; sin embargo, no todos los tipos de objetos del driver admiten todos los tipos de datos. Con la selección correspondiente, siempre se le ofrecen solo los tipos de datos que también son compatibles con el tipo de objeto del driver seleccionado. En este paso, aprenderá a crear tipos de datos simples y tipos de datos estructurados.

Figura 88

Tipos de datos



Status	Name	Description	IEC data type
	INT	Simple data type	INT
	USINT	Simple data type	USINT
	UINT	Simple data type	UINT
	DINT	Simple data type	DINT
	UDINT	Simple data type	UDINT
	REAL	Simple data type	REAL
	LREAL	Simple data type	LREAL
	BOOL	Simple data type	BOOL
	SINT	Simple data type	SINT
	STRING	Simple data type	STRING
	TIME	Simple data type	TIME
	DATE	Simple data type	DATE
	TOD	Simple data type	TOD
	DATE_AND_TIME	Simple data type	DATE_AND_TIME
	WSTRING	Simple data type	WSTRING
	BYTE	Simple data type	BYTE
	WORD	Simple data type	WORD
	DWORD	Simple data type	DWORD
	LWORD	Simple data type	LWORD
	LINT	Simple data type	LINT
	ULINT	Simple data type	ULINT

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Variable. Una variable de proceso es la interfaz entre la fuente de datos (IED, bus de campo, etc.) y *Zenon*. para el correcto registro, control y regulación de procesos, tanto el intercambio de datos como la entrada de *setpoint* valores y comandos son necesarios. Los datos de proceso y la configuración se definen para variables de proceso individuales y los parámetros se introducen y modifican en la lista de variables.

Creación de una variable con un tipo de dato simple:

- Seleccione el nodo Variables en el Administrador de proyectos.

- Haga clic en el icono Nueva variable... en la parte superior izquierda de la vista detallada.

Figura 89

Crear variables

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Marcos (Frame). En *Zenon* hay un concepto, que no se impone directamente, pero si se observa más de cerca es extremadamente útil, para organizar pantallas en el monitor y organizarlas consistentemente - el concepto de marcos. Un marco define un área de pantalla en la que se llaman las imágenes asignadas.

Si, por ejemplo, un logotipo y la hora deben mostrarse en el borde superior de manera uniforme en todo el proyecto, se define un marco de encabezado para esta área. Esto define posteriormente el tamaño y la posición del encabezamiento. En el borde inferior de la pantalla, siempre hay una barra de menú, por ejemplo: se muestra un marco de barra de botones. así creado para esto. Entre esto, se encuentran las pantallas de proceso; se crea un marco de pantalla de proceso para este. Todas las pantallas creadas en consecuencia se asignan a uno de estos marcos y se abren en él en tiempo de ejecución.

Esto tiene la ventaja de que en cada pantalla se muestra el mismo cuadro en el mismo lugar y en el mismo tamaño.

Si se va a cambiar la distribución de la pantalla porque, por ejemplo, el encabezado se va a convertir en un pie de página, no problema. El reposicionamiento es suficiente para los tres marcos. Las pantallas no se ven afectadas por esto. *Zenon* los muestra automáticamente en la nueva posición.

Otro beneficio del concepto de marco es poder referirse funcionalmente a las áreas de la pantalla. Por ejemplo, cierre la pantalla que se abre actualmente como un menú sin necesidad de saber qué pantalla es en detalle.

Además, el usuario no debe preocuparse por cerrar las pantallas, porque siempre es solo una pantalla de un Marco que se puede abrir. Si se abre otra pantalla del mismo marco, se cierra la anterior automáticamente.

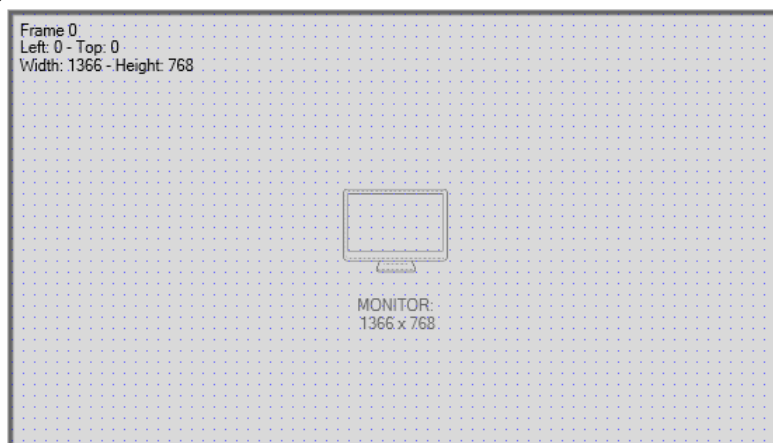
Para crear un marco se sigue los siguientes pasos:

- En el Administrador de proyectos, abra el nodo Pantallas.
- Seleccione el subnodo Marcos.
- Haga clic en la pantalla Nuevo cuadro... en la parte superior izquierda de la vista detallada.
- Se crea un marco con el nombre Marco 0 y se muestra en el editor de marcos. Puedes cambiar las propiedades del marco en la ventana de propiedades.
- El tamaño del marco siempre se establece en la resolución de pantalla actualmente establecida de forma predeterminada. Lo haremos cambiar esto para que haya una distancia en la parte superior e inferior. Necesitamos el espacio superior para mensajes de alarma y el espacio inferior para una barra de botones posterior.

También puede cambiar el tamaño y la posición del marco directamente en el editor de marcos.

Figura 90

Pantalla Marco



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Pantallas. Una pantalla es una ventana con propiedades especiales predefinidas. A cada pantalla se le debe asignar un marco, para crear una pantalla se siguen los siguientes pasos.

- En el Administrador de proyectos, seleccione el nodo Pantallas.
- Haga clic en el icono Nueva pantalla... en la parte superior izquierda de la vista detallada.
- Se crea automáticamente una pantalla con el nombre Pantalla 0. Puedes cambiar las propiedades de la pantalla. en la ventana de propiedades.
- En el grupo General, asigne a la pantalla el nombre Pantalla de inicio y deje el tipo de pantalla como estándar.
- En la propiedad Marco, asegúrese de que la pantalla esté asignada al marco de la pantalla Proceso.

La pantalla se abre automáticamente en el editor de pantallas durante la creación.

En términos generales, hay dos tipos diferentes de elementos que puede usar en una pantalla:

- Elementos vectoriales: La aparición de estos elementos en el Runtime siempre Sigue igual.

- Elementos dinámicos: Estos elementos cambian su apariencia en el *runtime* (generalmente dependiendo del valor de una variable).

Tipos de pantallas especiales. Se usa la pantalla para la Lista de eventos cronológicos para mostrar cómo se crea un tipo de pantalla especial. Los tipos de pantalla especiales le facilitan la configuración de un proyecto utilizando elementos de control especiales y con la provisión de plantillas de pantalla. Estas plantillas se incluyen con cada instalación.

Las plantillas existentes se pueden cambiar y guardar como una plantilla nueva. Además, los tipos de pantalla especiales ofrecen una gama de tareas especiales. Después de seleccionar un tipo de pantalla especial, los elementos de usuario especiales para el tipo de pantalla correspondiente están disponibles en el menú Elementos de control.

El elemento de menú Agregar plantilla abre un cuadro de diálogo de selección para agregar diseños predefinidos con ciertos elementos de control en ubicaciones definidas. Ahora, también existe la posibilidad de cambiar estas pantallas especiales según sus propios requisitos y guardarlas como una plantilla estándar.

Objetivo 3

Como se había descrito en el objetivo 1, las condiciones iniciales de los equipos de protección instalados en las redes de Adinelsa son deficientes en su operación, hay equipos que están averiados y no se encuentran sus repuestos en el mercado por ser discontinuados.

Hoy, existen equipos de tecnología de punta para afrontar los eventos de falla que ocurren en los sistemas eléctricos de Adinelsa.

Pantalla Chronological Event List (CEL)

- Crear una nueva pantalla
- Cambiar el nombre

- En el grupo Propiedades generales en la propiedad Tipo de pantalla, seleccione el tipo de pantalla Lista de eventos cronológicos.

Selección de una plantilla

- Abra la pantalla haciendo doble clic en el nombre.
- Abra el menú Elementos de control y seleccione la opción Agregar plantilla.

Estas plantillas están predefinidas como estándar para el funcionamiento del tipo de pantalla Lista de eventos cronológicos y se muestran en el cuadro de diálogo con una pantalla de vista previa.

- Seleccione la plantilla deseada y haga clic en Aplicar. Después de seleccionar la plantilla deseada, los elementos correspondientes se agregan a la pantalla.

Para crear una plantilla, se debe crear (o abrir) una pantalla del tipo deseado.

- Realice algunos cambios en la pantalla CEL existente (posición de los elementos, colores, etc.).
- Seleccione Crear plantilla para el tipo de pantalla en el menú contextual de la pantalla o en la barra de herramientas. Se abre el cuadro de diálogo para crear sus propias plantillas.
- Seleccione una carpeta existente o cree una nueva.
- Ingrese un nombre para la nueva plantilla. Puede agregar una descripción como una opción.
- Confirme con Aceptar.

La plantilla se agrega a la carpeta seleccionada.

La configuración del contenido de la Lista de eventos cronológicos no se realiza en la pantalla en sí, sino en la configuración del filtro de la función de cambio de pantalla para

la pantalla CEL. Esto le ofrece la posibilidad de acceder a la misma pantalla con diferentes botones/funciones, con diferentes configuraciones de filtro.

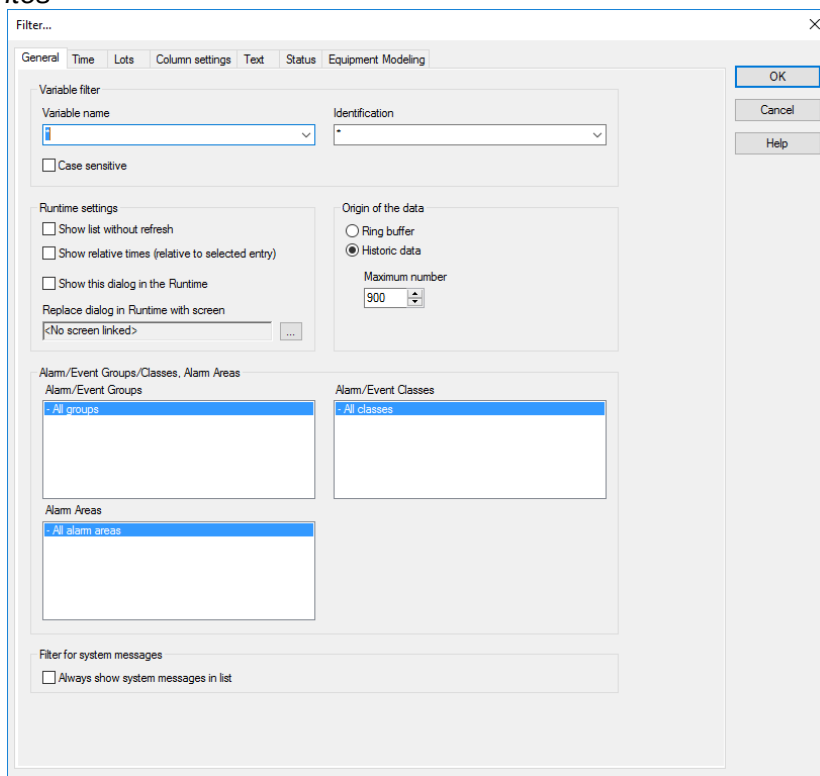
- Cree una nueva función de cambio de pantalla para la pantalla CEL.
- Puede estipular la configuración del filtro para la lista de eventos cronológicos en la configuración del filtro.

El cuadro de diálogo de filtro consta de varias pestañas. Las pestañas General y Hora se explicarán a continuación.

En la primera pestaña, titulada General, define qué eventos se muestran y qué tipo de acceso tiene a la configuración en *runtime*.

Figura 91

Filtro de eventos



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Una configuración detallada o global de la Lista de eventos cronológicos es posible en las propiedades del proyecto en Lista de eventos cronológicos.

Figura 92

Propiedades de eventos

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

- Agregue un botón en la pantalla de la barra de botones, para la función de cambio de pantalla a la pantalla CEL y asígnele un nombre único.
- Inicie *runtime* o haga clic en el botón Recargar.
- Abra la Lista de eventos cronológicos haciendo clic en el botón nuevo.

La Lista de eventos cronológicos en *runtime* podría tener un aspecto similar a este.

Figura 93

Pantalla eventos

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Pantalla Alarmas

Hay dos posibilidades para definir alarmas en Zenon.

- Valores límite
- Matrices de reacción

Los valores límite se pueden definir centralmente en el tipo de datos o extra para cada variable. Puedes estipular, cambiar o eliminar los valores límite en las propiedades de la variable y los tipos de datos.

Los valores límite no son automáticamente también una alarma. Esto se controla utilizando la propiedad Lista de mensajes de alarma. Ya se ha definido dos de nuestros cuatro valores límite como alarmas.

A diferencia de los valores límite, las matrices de reacción se definen inicialmente independientemente de las variables. Se pueden vincular a una o más variables después de su creación.

- Abra el nodo Variables en el Administrador de proyectos.
- Abra el subnodo Matriz de reacción.
- Haga clic en el nodo Nueva matriz de reacción... en la parte superior izquierda de la vista detallada.

Zenon distingue entre cinco tipos de matrices de reacción.

- Matrices de reacción binaria
- Matrices de reacción numérica
- Matrices de reacción multibinarias
- Matrices de reacción multinuméricas

Las matrices de reacción binaria y numérica se explican con más detalle a continuación.

Ahora se crea una matriz de reacción y se abre el cuadro de diálogo para definir la matriz de reacción binaria.

Figura 94

Matriz de reacción

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

La lista de alarmas es para las alarmas de administración. Muestra los mensajes de alarma línea por línea en el *runtime*.

Para crear una pantalla para la Lista de mensajes de alarma, necesitamos una nueva pantalla con un tipo de pantalla especial.

- En el Administrador de proyectos, abra el nodo Pantallas.
- Cree una nueva pantalla y asígnele un nombre único.
- En Tipo de pantalla, seleccione la entrada Lista de mensajes de alarma.
- Agregue una plantilla de pantalla utilizando el menú Elementos de control.

Al igual que en el CEL, la configuración de parámetros para el AML no es en la pantalla en sí, sino mediante la configuración del filtro para la función de cambio de pantalla para la pantalla AML.

- Puede estipular la configuración del filtro para la lista de mensajes de alarma en el cuadro de diálogo siguiente.

La configuración del filtro es solo ligeramente diferente a la del CEL. Las diferencias en la pestaña General se explican con más detalle a continuación.

Figura 95

Filtro de alarmas

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Es posible una configuración detallada o global de la Lista de mensajes de alarma en las propiedades del proyecto en Lista de mensajes de alarma. Puede encontrar información más detallada sobre las opciones de configuración en la ayuda.

Figura 96

Propiedades de alarmas

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

- En la pantalla de la barra de botones, agregue un botón para la función de cambio de pantalla a la pantalla AML y asígnele un nombre único.
- Inicie *runtime* o haga clic en el botón Recargar.
- Abra la Lista de mensajes de alarma haciendo clic en el botón nuevo.

Figura 97

Pantalla alarmas



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Pantalla Tendencia. La tendencia extendida se utiliza para la representación de valores en línea e históricos (valores de archivo) de variables de proceso y variables de proceso derivadas en forma de curvas. Permite releer datos históricos. Desplazarse por la Tendencia ampliada proporciona una función de regla y zoom junto con un análisis de tendencias. En contraste con el elemento dinámico de tendencia, es posible hacer zoom, navegar, consultar y escalar valores en línea y valores de archivos

La pantalla Tendencia ampliada sirve para operar Tendencia ampliada en tiempo de ejecución.

Pasos para crear la pantalla

Crea una nueva pantalla: En la barra de herramientas o en el menú contextual del nodo Pantallas, seleccione el comando Nueva pantalla. Se crea una pantalla estándar vacía.

Cambia las propiedades de la pantalla:

- Asigne un nombre a la pantalla en la propiedad Nombre
- Seleccione Tendencia extendida en la propiedad Tipo de pantalla
- Seleccione el marco deseado en la propiedad Marco

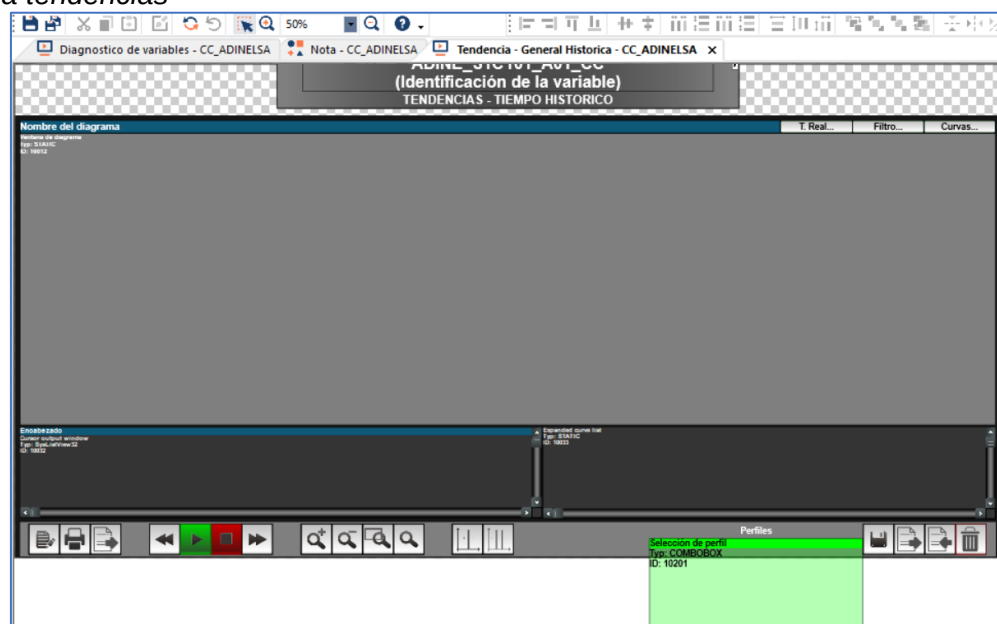
Configure el contenido de la pantalla:

- Seleccione el elemento de menú Elementos de control de la barra de menú
- Seleccione Insertar plantilla en la lista desplegable. Se abre el cuadro de diálogo para seleccionar diseños predefinidos. Ciertos elementos de control se insertan en la pantalla en posiciones predefinidas.
- Eliminar elementos que no se requieren de la pantalla.

Cree una función de cambio de pantalla.

Figura 98

Pantalla tendencias

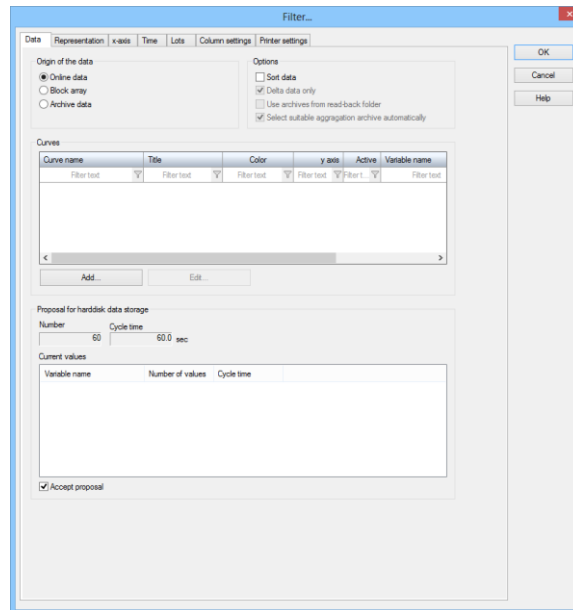


Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Los parámetros para el diagrama de tendencia que se mostrará en *runtime* se definen con el cambio de pantalla. Cada curva de tendencia tiene su propio nombre. Recomendamos no mostrar demasiadas curvas de tendencia al mismo tiempo, para que pueda mantener una buena visión general. Se pueden configurar varias variables para la configuración de curvas, que luego se pueden activar libremente en *runtime*.

Figura 99

Filtro de tendencias



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Configuración del origen de datos y curvas y su visualización en *runtime*. Las posibles opciones varían según el origen de los datos.

- Datos en línea
- Los valores en línea actuales y los valores guardados se utilizan para la visualización.
- Matriz de bloques
- Las variables con valores de matriz se utilizan para la visualización. Puede limitar la visualización de variables a aquellas que se basan en un controlador que admite variables con valores de matriz usando esto.
- Datos de archivo
- Los valores de archivo guardados en la base de datos (en formato ARX o datos SQL) se utilizan para la visualización.

Figura 100

Filtro de datos

Nombre de la curva	Título	Color	Color de rell.	Tran.	Mos.	Eje Y	Acti.	Nombre de la variable
CANTA_ECTM000318_I_R				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_I_S				0	☐	☒	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_I_T				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_I_N				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_P				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_S				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_Q				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_V_RS				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_V_ST				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...
CANTA_ECTM000318_V_TR				0	☐	☐	☒	CANTA_ECTM0...

Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

Administración de usuarios. El concepto de administración de usuarios de *Zenon* asume que diferentes usuarios tienen diferentes derechos operativos (niveles de autorización y autorizaciones de funciones). Los administradores también tienen diferentes derechos, pero tienen derechos administrativos adicionales, como la administración de usuarios. Los usuarios se pueden administrar a través de *Zenon* y *Windows Active Directory*.

Los usuarios se pueden agrupar en grupos de usuarios.

Zenon proporciona dos tipos de inicio de sesión:

Inicio de sesión temporal. Inicio de sesión temporal significa un inicio de sesión temporal para una interacción individual en *runtime*. Si un usuario en *runtime* encuentra un elemento protegido por contraseña, se le solicita su nombre de usuario y contraseña. Luego pueden ejecutar la acción de acuerdo con su autorización o se les notifica que no están autorizados. Si la acción se ha completado, el usuario se desconecta de nuevo inmediatamente. El inicio de sesión temporal se puede desactivar en la administración de usuarios, en las propiedades del proyecto. Si está desactivada, un usuario que no haya

iniciado sesión no podrá ejecutar ninguna acción protegida. En este caso, se les notifica que no están autorizados.

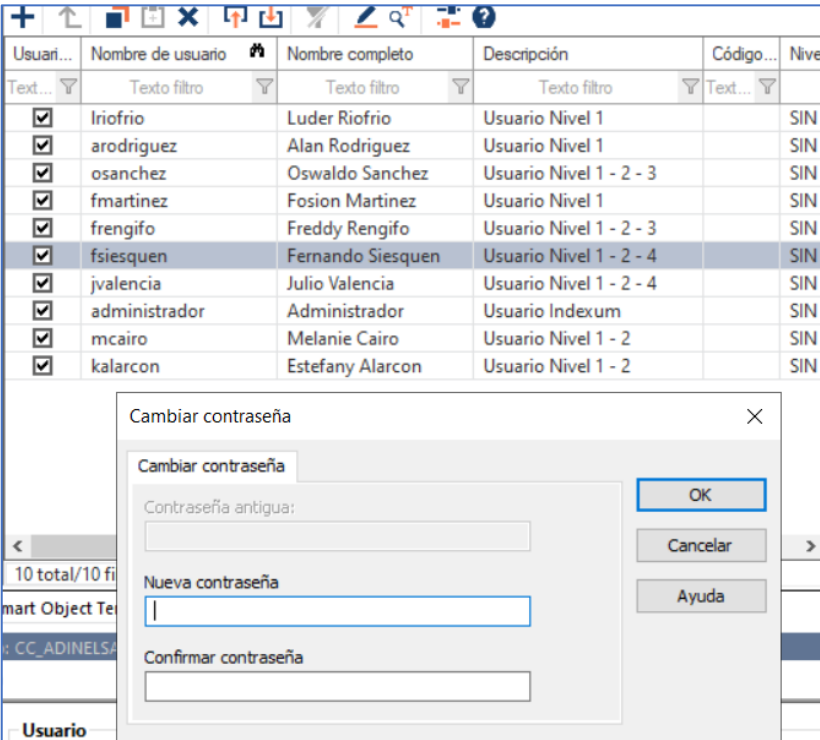
Inicio de sesión permanente. El inicio de sesión permanente describe el inicio de sesión único de un usuario que permanece conectado hasta que cierra sesión o se cierra *runtime*. Los usuarios inician sesión mediante una función de inicio de sesión. Si el usuario que ha iniciado sesión encuentra un elemento para el que tiene autorización, no se da cuenta de que hay protección con contraseña para él. Si, por el contrario, se encuentra con un elemento para el que no tiene derecho, inmediatamente recibe el mensaje de que no lo tiene. autorizado. En este caso, *Zenon* sabe en todo momento para qué tiene autorización el usuario que ha iniciado sesión. Por lo tanto, los botones/menús protegidos con contraseña se pueden configurar como invisibles solo para usuarios que hayan iniciado sesión permanentemente. Esto sucede en las propiedades del proyecto en el grupo de propiedades de Administración de usuarios usando la propiedad Botones bloqueados o Elementos de menú bloqueados.

- En el Administrador de proyectos, abra el nodo de administración de usuarios.
- Seleccione el nodo Usuario.
- Ahora puede crear un nuevo usuario en la parte superior izquierda de la vista detallada o mediante el menú contextual.

Ahora se abre el siguiente cuadro de diálogo para definir un usuario:

Figura 101

Creación de usuarios

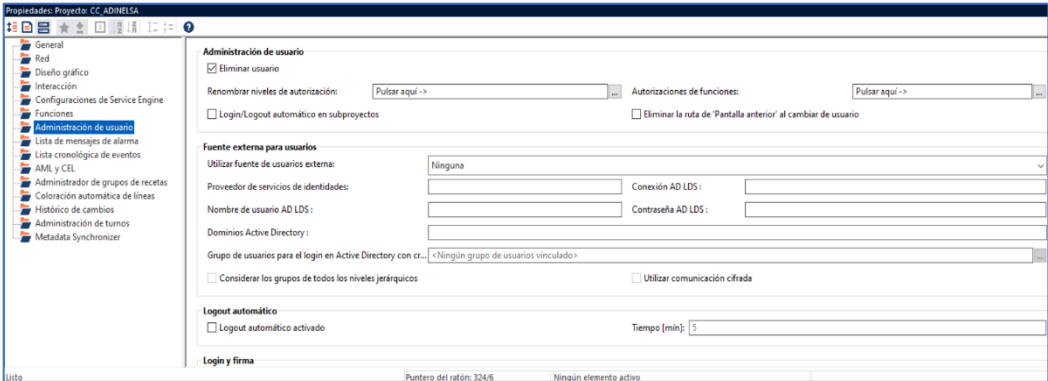


Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

La configuración de la administración de usuarios se establece en las propiedades del proyecto en Usuario administración.

Figura 102

Propiedades del usuario



Nota: tomado de Dossier de calidad (Indexum, 2022).

3.2.1.3 Objetivo 3

Descripción de la problemática. Al inicio los equipos de protección no eran los suficientes para atender todas las fallas eléctricas producidas en los sistemas de Adinelsa.

Los pocos equipos de protección carecían de mantenimiento, ya que presentaban problemas en su operación, también, no tenían ajustes correctos de protección al no presentar un buen estudio eléctrico.

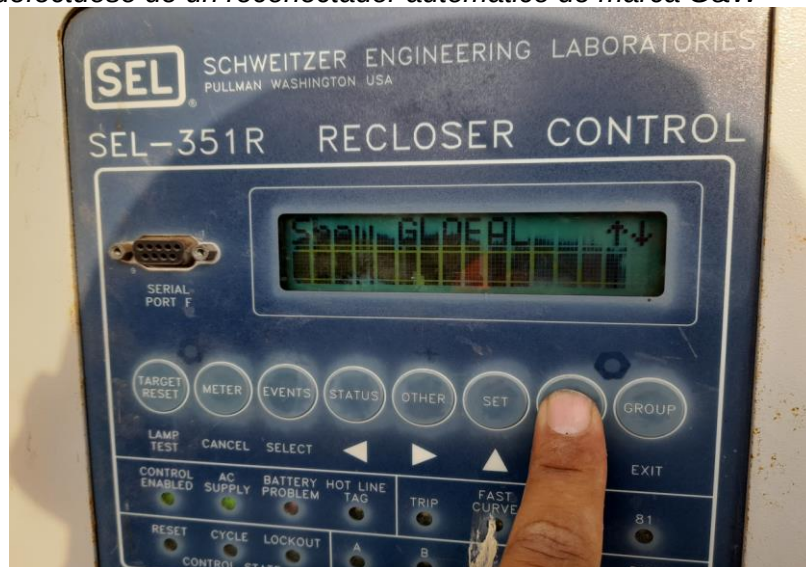
Figura 103

Controladores defectuosos de equipos de protección marca Noja Power y Entec



Figura 104

Display HMI defectuoso de un reconectador automático de marca G&W



Estos equipos, además, carecían de protecciones especiales en la configuración del relé que ayudan a restablecer la energía de manera rápidamente y confiable.

Figura 105

Controlador de reconectador Cooper deficiente en la conexión al software propietario

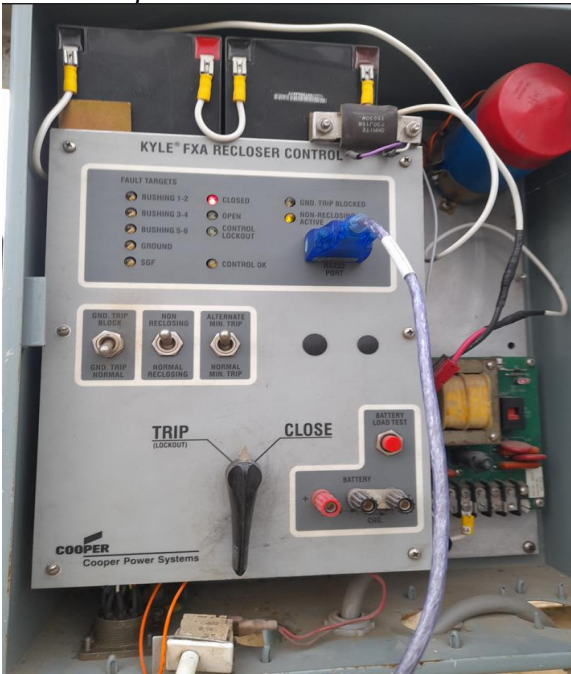
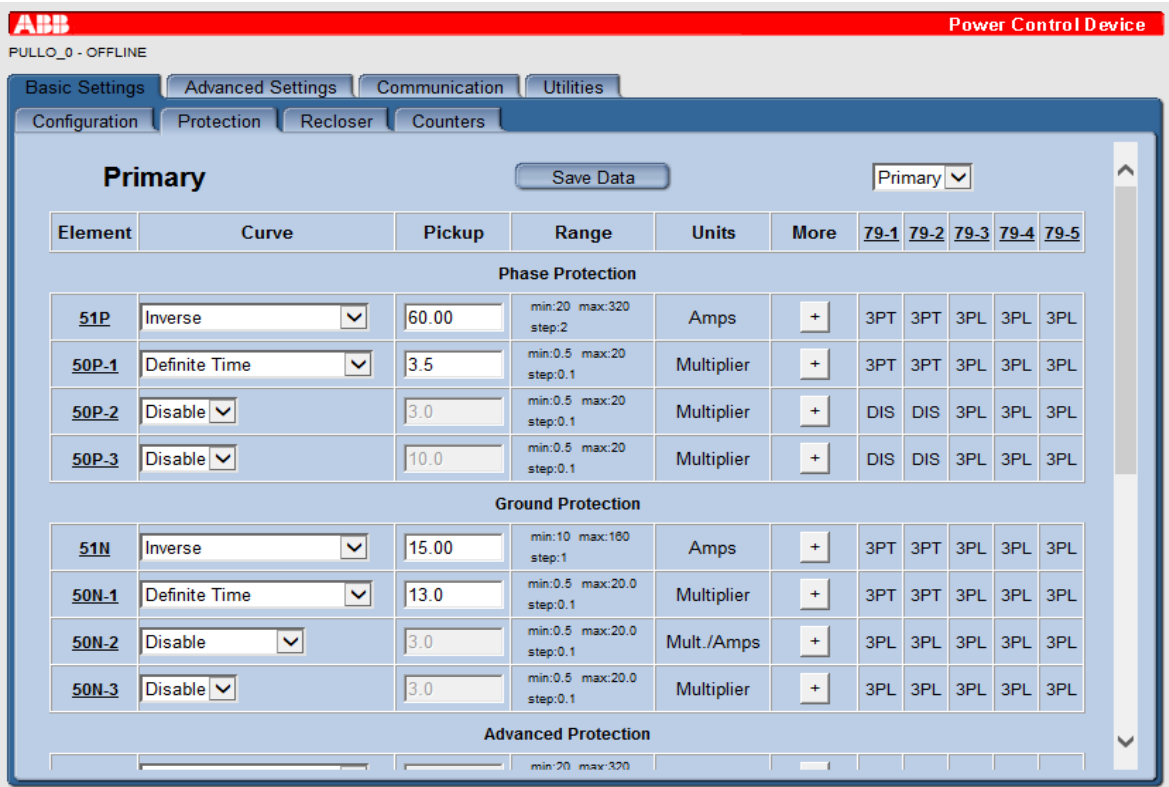


Figura 106

Protecciones mínimas esenciales de reconectador ABB PCD2000



Explicación de la problemática. Al no contar con equipos de protección operativamente bien y que cuenten con las tecnologías que requiere el sistema para la detección de fallas y el restablecimiento oportuno de la energía eléctrica, es tedioso para el área de operaciones de Adinelsa obtener buenos resultados en los indicadores de calidad. Al no contar con las herramientas que requiere los sistemas eléctricos de Adinelsa también afronta conflictos sociales con los usuarios, autoridades locales y concesionarias eléctricas.

Para solucionar el problema, es necesario implementar nuevos equipos de protección en lugares estratégicos de operación y mantenimiento. Además, estos equipos deben tener en su sistema operativo implementado de fábrica sistemas de protecciones y funcionalidades avanzadas que ayuden a afrontar las distintas fallas que se producen en el sistema eléctrico en particular de Adinelsa. Todas las funcionalidades especiales están referidos a temas de protecciones, comunicaciones y enclavamientos. Estas funciones de automatización avanzada mejoran principalmente la conmutación algorítmica de los controladores para mejorar el tiempo de respuesta y las capacidades de automatización de restauración de la red.

Selección y adecuación de las teorías. Para la solución de la problemática se aplicará normas que se utilizan en la fabricación de equipos de protección de redes de media tensión, también, las normas de fabricación de los accesorios que acompañan al equipo de protección en su instalación en campo para su correcto funcionamiento en el tiempo y los procedimientos técnicos de buenas prácticas en general de instalación, operación y mantenimiento de equipos de protección en redes eléctricas de media tensión.

Las normas a aplicar para el objetivo número 3, son las siguientes:

- ANSI C37.60: *IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Automatic Circuit Recloser and Fault Interrupters for AC Systems.*
- ANSI C37.61: *IEEE Standard Guide for the Application, Operation, and Maintenance of Automatic Circuit Recloser.*

- IEC 60529: *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).*
- IEC 62271-111, IEC 62271-200, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-30, IEC 62271-100, GOST R 52565-2006: Clause 9.10, IEC 62271-100 Clause 6.101
- ASTM D 624: *Standard test method for tear strength of conventional vulcanized rubber and thermoplastic elastomers.*
- DIN 53504: *Determination of tensile stress/strain properties of rubber.*
- IEC 60587: *Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion of electrical insulating materials used under severe ambient conditions.*
- ASTM G 154: *Standard practice for operating fluorescent light apparatus for UV exposure of nonmetallic materials.*
- ASTM G 155: *Standard practice for operating xenon arc light apparatus for exposure of non-metallic materials.*
- IEC 60815 *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions.*
- ASTM A153: *ZINC COATING (HOTDIP) ON IRON & STEEL HARDWARE.*
- ASTM A575: *STANDARD SPECIFICATION FOR STEEL BARS, CARBON, MERCHANT QUALITY, M-GRADES.*
- IEC 60099-1: *Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems*
- IEC 60099-3: *Artificial pollution testing of surge arresters*
- IEC 60099-4: *Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*
- IEC 60099-5: *Surge arresters-part 5: Selection and application recommendations.*
- ANSI C37.40: *Standard Service Conditions and Definitions for High Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches & Accessories.*
- ANSI C37.41: *Design for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories (includes supplements).*
- ANSI C37.42: *Switchgear - Distribution Cutouts and Fuse Links – Specifications.*

Aplicación de las teorías. El objeto del informe de este objetivo es dar a entender el proyecto de renovación (adquisición e instalación) de los equipos de protección (reconectores automáticos), que se encuentran instalados en los alimentadores de los sistemas eléctricos rurales de Adinelsa cuya operación ya no es confiable por presentar deficiencias en su funcionamiento. También de la implementación de nuevos equipos de protección en puntos estratégicos de operación. Esto se justifica con las dificultades que se tiene al momento de recuperar el suministro eléctrico o la detección de fallas en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.

Para ello, primero se realizaron actividades de intervención a todos los equipos de protección (reconectores) para repotenciar siguiendo procedimientos técnicos de fabricante tanto en el *software* y *hardware*, logrando levantar los errores presentados en algunos equipos.

Los equipos que presentan problemas mayores no han sido corregidos, ya que los errores que presentan son nativos de construcción de fábrica o por la antigüedad de sus componentes, que ya cumplieron la vida útil y no hay forma de ser reemplazados por uno nuevo ya que están descontinuados en el mercado.

Los nuevos equipos de protección instalados serán integrados al sistema Scada de Adinelsa para mantener y garantizar la continuidad del servicio público de electricidad en el sistema eléctrico rural.

Entonces, el alcance del proyecto comprende el suministro, desmontaje de reconector existente y montaje de reconector proyectado, puesta en servicio e integración al Scada de Adinelsa de equipos de protección y control (reconector).

En el siguiente cuadro se describe el total de equipos a suministrar e instalar luego de realizar los trabajos inspección, correctivos y estudios de ubicación óptimo de equipos en los sistemas eléctricos de Adinelsa.

Tabla 45*Tabla de suministro de equipos de protección y accesorios*

Ítem	Descripción de bienes	und	Cantidad
1	Reconectador trifásico de 38 kV, con estructura metálica para montaje en subestación de potencia	UND	4
2	Reconectador trifásico de 38 kV, c/transformador auxiliar 22.9/0.22 kV	UND	3
3	Reconectador monotripolar de 38 kV, c/transformador auxiliar 22.9/0.22 kV	UND	5
4	Reconectador monotripolar de 38 kV, c/transformador auxiliar 20-10/0.22 kV	UND	1
5	Reconectador bifásico de 38 kV, c/transformador auxiliar 22.9/0.22 kV	UND	6
6	Reconectador trifásico de 27 kV, c/transformador auxiliar 22.9/0.22 kV	UND	5
7	Reconectador trifásico de 27 kV, c/transformador auxiliar 20-10/0.22 kV	UND	4
8	Reconectador bifásico de 27 kV, c/transformador auxiliar 22.9/0.22 kV	UND	1
9	Reconectador bifásico de 27 kV, c/transformador auxiliar 20-10/0.22 kV	UND	1
10	Reconectador monofásico de 27 kV, c/transformador auxiliar 13.2/0.22 kV	UND	5
11	Seccionador unipolar tipo CUT OUT de 27 kV, 100A, 150 kV -BIL	UND	27
12	Seccionador unipolar tipo CUT OUT de 38 kV, 100A, 170 kV -BIL	UND	30
13	Seccionador unipolar tipo cuchilla de 27kv, 600A, 150 kV -BIL	UND	29
14	Seccionador unipolar tipo cuchilla de 38kv, 600A, 170 kV -BIL	UND	46
15	Pararrayo polimérico ZNO 10 kA, clase 2, Ur 21 kV, Uc 17 kV -BIL	UND	140
16	Pararrayo polimérico ZNO 10 kA, clase 2, Ur 27 kV, Uc 22 kV	UND	34
17	Router celular de comunicación y antena	UND	25
18	Maleta de prueba bajo inyección secundaria	UND	1

Los equipos propuestos son de acuerdo a las características particulares que presenta los sistemas eléctricos de Adinelsa, puesto que se tiene redes, monofásicas, bifásicas y trifásicas.

El reconectador automático completo estará compuesto principalmente por el interruptor de cierre automático que corta el circuito principal, y por el controlador que se alimenta con tensión alterna y tiene baterías para el sistema de respaldo, la función principal es detectar las corrientes excesivas para emitir la orden de disparo hacia el interruptor. Además, integra una antena GPS y un cable de control que facilita la conexión entre el interruptor y el controlador.

También hay reconectores mono-tripolar para soluciones particulares que deben ser de un solo tanque, y no compuestos de tres tanques monofásicos, ya que estos son más complejos en el tema de instalación y operación.

Figura 107

Tanque y controlador de un reconectador automático de media tensión



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Figura 108

Tipos de tanque para distintas aplicaciones de redes de distribución



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Se describe actividades principales que se deben ejecutar por el desarrollador del proyecto. El desarrollador del proyecto antes de realizar el montaje electromecánico de los equipos de protección realizará trabajos previos los cuales se describen a continuación:

Deberá presentar un plan de trabajo de la prestación detallado por cada unidad operativa, que incluya como mínimo, sin ser limitativo, descripción de las actividades a desarrollar, recursos a utilizar, cronograma detallado para la ejecución de la prestación, plan de seguridad, etc. El plan de trabajo deberá ser presentado a los siete (7) días calendarios de suscrito el acta de inicio de la prestación, servirá para el seguimiento y control del proyecto.

Con el fin de elaborar el documento de ingeniería de detalle, el desarrollador del proyecto realizará inspecciones de campo en los puntos a intervenir, verificará, replanteará y actualizará los metrados referenciales del montaje, obtendrá los planos de ubicación de los equipos y planos de detalle, elaborará los informes de campo y cálculos justificativos necesarios.

El desarrollador del proyecto durante las inspecciones de campo en los puntos a intervenir verificará si se cuenta con señal de los operadores celular vigentes en Perú en 3G y 4G, para así definir las coberturas de las operadoras a trabajar en la integración al sistema Scada. Posteriormente, presentará dentro de la ingeniería de detalle, un informe con las medidas en sitio indicando el lugar óptimo de instalación y además que cuente con intensidad de señal de red de alguna operadora de telefonía en Perú.

Las medidas en sitio a detallar son las siguientes:

- Coordenada UTM (latitud y longitud) y respectiva toma fotográfica

Para cada operador vigente en Perú:

- Número de Banda.
- Data Red. (4G [LTE], 3G o 2G)
- RSRP, dBm
- RSSNR, dB
- RSRQ, dB
- Pantallazo del mapa con la ubicación de la antena más cercana

El desarrollador del proyecto, adjunto a la ingeniería de detalle presentará la arquitectura de comunicaciones e informe del desarrollo de configuración para la integración y puesta en servicio de equipos de protección al sistema Scada de Adinelsa.

El desarrollador del proyecto deberá realizar una medición de resistividad del terreno y luego presentará dentro de la ingeniería de detalle, un informe de puesta tierra, en donde se mostrará el diseño a implementar en cada punto de instalación.

En la inspección de campo, deberá considerar una estructura estratégica para la operación y mantenimiento y para las comunicaciones (el sitio debe contar con intensidad de señal de red como se había detallado en anterior sección, en el caso que se haya agotado la búsqueda de la estructura estratégica para las comunicaciones. Entonces, se informará en el estudio de comunicaciones a la parte usuaria), en donde verificará el estado del poste, también deberá evaluar el tipo de armado de media tensión y elaborará un detalle del nuevo armado (de requerirlo) en donde se instalará el reconectador, transformador auxiliar, seccionador cuchilla y otros.

El desarrollador del proyecto presentará dentro de la ingeniería de detalle, un informe técnico de cálculos mecánicos para ver la necesidad de instalar retenidas en los armados de media tensión y que serán aprobados por Adinelsa.

Producto del trabajo de campo, el desarrollador del proyecto presentará el documento de Ingeniería de Detalle, donde se precise adicionalmente el plan de trabajo y cronograma de trabajo por cada unidad de operación de Adinelsa y detallará la cantidad de horas de cortes de energía, necesarios para el reemplazo o instalación de los equipos de protección, y el cumplimiento del cronograma de ejecución dentro del plazo contractual.

El desarrollador del proyecto presentará la ingeniería de detalle, en donde contendrá el informe técnico de inspección y replanteo como resultado de la visita a campo, actualizará los metrados y también todos los informes solicitados que se menciona en esta sección en un plazo máximo de 45 días calendarios contabilizado a partir del día siguiente de la firma del acta de inicio de la prestación (posterior a la firma del contrato). La contratista

solicitará la información que requiera para verificar y complementar la información de planos y datos de detalles para la ejecución de la ingeniería de detalle.

La inspección de campo podrá ser conjunta entre el contratista y el supervisor que designe Adinelsa.

Los sistemas eléctricos en los que se instalaran los equipos de protección se describen a continuación:

- SER Coracora
- SER Asquipata
- SER Ayacucho Sur
- SER Quicacha
- SER Cangallo
- SER Pampa Concón
- SER Quilmana
- SER Yauyos - Lunahuana
- SER Yauca del Rosario
- SER Castrovirreyna
- SER Huarochirí
- SER Canta
- SER Calango
- SER Pasco Rural
- SER Cajatambo
- SER Barranca
- SER Guadalupe
- SER Santa Leonor
- SET Andahuasi

EL lugar de instalación de los reconectores se extiende en los territorios de los departamentos de Ayacucho, Arequipa, Ica, Lima, y será de acuerdo con lo definido en los

planos eléctricos unifilares que se adjuntan en el anexo IV y listado y ubicación de los equipos del anexo II.

El desarrollador del proyecto ejecutará el desmontaje (en caso de reconectores existentes) y montaje electromecánico de los reconectores proyectados previa verificación de las estructuras e ingeniería de detalle aprobada con el fin de conocer el estado en que se encuentran estas estructuras en donde se instalaran los reconectores proyectados.

Para el buen desarrollo del montaje electromecánico de los equipos de protección, la contratista se encargará de proporcionar todos los materiales que se requieren para el montaje y que se obtendrán de la inspección y replanteo. Tendrá como base los materiales mínimos referenciales que se detallan en los anexos del proyecto, los mismos que deben cumplir las especificaciones técnicas para el suministro de materiales para LP y RP para electrificación rural aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, la contratista realizará la configuración de los equipos de protección con los parámetros que Adinelsa les proporcione.

El desarrollador del proyecto, de requerirlo por aspectos técnicos y según la ingeniería de detalle realizará las modificaciones en la instalación de la red de media tensión para que el reconector, transformador Auxiliar y seccionadores, cumplan con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad. La identificación de estos puntos deberá ser descrito dentro de la ingeniería de detalle.

Luego de la inspección en campo en conjunto con Adinelsa, si se observa que algún poste no se encuentra en óptimas condiciones para la instalación del reconector o dificulta algún tipo de armado, entonces Adinelsa, previa aprobación de la supervisión, procederá a cambiar el poste observado en los tiempos que no interfiera con el cronograma de trabajo presentado por el desarrollador del proyecto.

Los cables que formen parte del armado del poste y que serán provistos por la contratista deberán contar con sus terminales respectivos para un correcto contacto de sus extremos.

La alimentación del controlador deberá realizarse con cable apantallado y las llaves termomagnéticas correspondientes.

El desarrollador del proyecto llevará el control detallado de todos los materiales a ser utilizados y realizará la liquidación respectiva a la culminación y recepción de todo el equipamiento instalado. Debe incluir, en el informe final, el inventario de materiales utilizados.

El desarrollador del proyecto deberá implementar las puestas a tierra con cemento conductor y para el caso de las subestaciones de potencia las uniones del conductor con la malla del pozo a tierra serán con soldadura exotérmica. La contratista deberá asegurar que la medida de resistencia del SPAT sea igual o inferior a 5 ohm, para lo cual la contratista suministrará todos los materiales e insumos necesarios para lograr el valor solicitado. Asimismo, remitirá los valores de las mediciones de resistencia de puesta tierra, los cuales deberán estar debidamente acreditadas y documentados. Si no consiguiera valores menores a 5 ohm, de acuerdo al informe de puesta a tierra incluido en la ingeniería de detalle, el desarrollador del proyecto deberá implementar todas las acciones necesarias para disminuir la resistencia como es el caso de pozos a tierra adicionales, contrapesos, etc.

Si con la instalación de las puestas a tierra indicadas en el punto anterior y dependiendo del tipo de terreno no se alcanzarán los valores solicitados, se pondrán aceptar valores superiores de la resistencia a tierra. Para ellos, la empresa contratista deberá contratar una empresa especializada en mediciones de tensión de toque y paso, que deberá ser aprobada por Adinelsa para que realice mediciones de tensiones de toque y paso, y deberá presentar una carta que garantice la vida útil de equipo con los valores de resistencia a tierra obtenidos.

En base a los criterios de buenas prácticas y normas de diseño de equipos de protección de redes media tensión, se especifica las características mínimas que deben cumplir los equipamientos a ser implementados. El desarrollador del proyecto debe cumplir con estas características mínimas requeridas en su implementación de sus equipos.

Tabla 46

Tabla de datos técnicos de equipo de protección de que se requiere para ADINELSA

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
1.00	DATOS GENERALES			
1.01	País de procedencia			
1.02	Fabricante			
1.03	Modelo			
	Año de fabricación		≥ 2023	
1.04	Norma de fabricación		ANSI C-37.60 , ANSI C37.61 y IEC 60529	
1.05	Tipo		Exterior	
1.06	Sistema de Apertura		Tripolar	
1.07	Tipo de operación		Automática y manual	
1.08	Altitud de instalación	m s.n.m.	4,500	
2.00	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS			
2.01	Frecuencia nominal	Hz	60	
2.02	Características de tensión			
	- Tensión nominal del sistema	kV	22.9	
	- Tensión máxima del sistema	kV	24	
2.03	Nivel de aislamiento externo			
	- Tensión de Diseño Asignada al Equipo	kV	38	
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	kVef	70	
	- Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 µs	kVp	170	
2.04	Características de corriente			
	- Corriente nominal (Rango)	A	≥ 630	
	- Corriente de interrupción simétrica nominal	kA	≥ 12,5	
	- Valor pico de corriente de falla	kA	≥ 31,5	
2.05	Características de operación			
	- Tiempo de operación (cierre/apertura)	s	≤ 0,10 / 0,05	
	- Medio de Interrupción		Vacío	
	- Medio aislante		Material dieléctrico sólido	
	- Número de operaciones eléctricas		≥ 10 000	
	- Tensión de circuito de control	Vcc	Indicar	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
2.06	Bushings			
	- País de procedencia			
	- Fabricante			
	- Normas		ASTM D 624	
			DIN 63504	
			IEC 60587	
			ASTM G 154	
			ASTM G 155	
			IEC 60815	
	- Características de fabricación			
	* Material del núcleo		Fibra de Vidrio o resina	
	* Material aislante de recubrimiento		Porcelana o Goma Silicona o Resina	
	- Rango de sección conductores	mm ²	35 a 240	
	- Material conductor admisible (Cu-Al / Cu / Al)		Cu - Al	
	- Línea de fuga específica	mm/kV	≥ 31	
	- Línea de fuga total	mm	≥ 837	
	- Intercambiable (de fácil reemplazo en caso de avería)		Obligatorio	
2.07	Transformador de corriente			
	- País de procedencia		Indicar	
	- Fabricante		Indicar	
	- Modelo		Indicar	
	- Año de fabricación		≥ 2023	
	- Instalación		Interior	
	- Sistema		Monofásico	
	- Relación de transformación	A	Indicar	
	- Potencia	VA	Indicar	
2.08	Sensores de tensión			
	- País de procedencia		Indicar	
	- Fabricante		Indicar	
	- Modelo		Indicar	
	- Año de fabricación		≥ 2023	
	- Instalación		Interior	
	- Cantidad		6	
	- Relación de transformación (rango)	kV	Indicar	
	- Potencia	VA	Indicar	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
3.00	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS			
3.01	Estructura metálica para montaje en subestación de potencia.		Si	
	- Material		Acero galvanizado	
	- Norma de material		ASTM A575	
	- Norma de galvanizado		ASTM A153	
	- Espesor de galvanizado	um	100	
3.02	Sistema de montaje		Para montaje en subestación	
	Suministro de ferretería y accesorios según el tipo de montaje		Si	
3.03	Mecanismo de accionamiento		Actuador magnético	
3.04	Indicador de posición		Indicador Visible a 20m	
3.05	Operación mediante pértiga con gancho		Si	
3.06	Equipado con gancho de izaje		Si	
3.07	Indica vida útil de contactos		Si	
3.08	Número de operaciones mecánicas		>= 10 000	
3.09	Despachado totalmente ensamblado		Si	
3.10	Peso			
	- Tanque principal	kg	Indicar	
	- Cubículo de control	kg	Indicar	
3.11	Tanque			
3.12	Requerimiento de construcción		Según 8.1 de ANSI 37.60	
3.13	Material		Acero inoxidable grado 316	
3.14	Recubrimiento de estaño en terminales y piezas conductoras	um	8	
3.15	Grado de protección		Min. IP65	
	Pintura			
	- Base Epoxica	um	40	
	- Acabado	um	65	
4.00	CONTROL, PROTECCIÓN Y COMUNICACIÓN			
	Gabinete			
4.01	País de procedencia			
4.02	Fabricante			
4.03	Material		Acero inoxidable grado 316	
4.04	Espesor	mm	2	
4.05	Preparación de la superficie		Arenado comercial	
4.06	Pintura anticorrosiva epóxico			
	- Numero de capas		1	
	- Espesor por capas	um	40	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
4.07	Esmalte epóxico			
	- Numero de capas		2	
	- Espesor por capas	um	65	
4.08	Base poliuretano			
	- Numero de capas		2	
	- Espesor por capas	um	25	
4.09	Color		Indicar	
4.10	Grado de protección de la caja			
	- Caja abierta		Min. IP20	
	- Caja cerrada		Min. IP54	
4.11	Características de Protección y control			
	Relé o Controlador			
	- Marca			
	- Modelo			
	- Fabricante			
	- Idioma del Panel Visor HMI (Inglés o español)		Obligatorio	
	- Software del Relé o Controlador		Obligatorio, incluye manual	
	Funciones incorporadas ANSI			
	- Sobreintensidad Instantánea entre fases y fase neutro (50/50N)		Obligatorio	
	- Sobreintensidad temporizada entre fase y fase neutro (51/51N)		Obligatorio	
	- Sobreintensidad temporizada de secuencia negativa (46)		Obligatorio	
	- Control direccional para fases (67P)		Obligatorio	
	- Control direccional para neutro (67N)		Obligatorio	
	- Conductor Roto (I2/I1)		Obligatorio	
	- Subtensión/Sobretensión (27/59)		Obligatorio	
	- Sobretensión Homopolar (59N)		Obligatorio	
	- Recierre (79)		Obligatorio	
	- Sensitivo a Tierra / Direccional (Corriente mínima ≤ 1 A)		Obligatorio	
	- Capacidad de medir corrientes de carga por fase desde 1 Amperio		Obligatorio	
	- Corriente mínima de disparo para fallas entre fases (según el TC ofertado)	A	≤ 3	
	- Corriente mínima de disparo para fallas a tierra (según el TC ofertado)	A	≤ 1	
4.12	Permite configuración de parámetros de protección			
	- Curvas ANSI estándares		Obligatorio	
	- Curvas IEC estándares		Obligatorio	
	- Curvas personalizadas		Obligatorio	
4.13	Indicadores del estado del reconectador			
	- Supervisión de Circuitos de Disparo		Obligatorio	
	- Posición del interruptor		Obligatorio	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
4.14	Permite almacenamiento de eventos:			
	- Apertura, cierre y eventos de operación.		Obligatorio	
	- Evento de fallas		Obligatorio	
	- Almacenamiento de la última corriente de falla		Obligatorio	
	- Oscilografía en formato Comtrade		Obligatorio	
	- Cantidad de almacenamiento de oscilografía (>= 24 registros)		Obligatorio	
	- Almacenamiento de parámetros V, I, kW, kVAR y kWh		Obligatorio	
4.15	Pantalla para visualizar datos y ajustes		Obligatorio	
4.16	Software de programación corre sobre Win7 o superior, 64bits		Obligatorio	
4.17	Controlador con contactos NA y NC para apertura y cierre en forma remota desde un tablero de control y mando.		Obligatorio	
4.18	Cable de control desenchufable en servicio, retiro del cable umbilical no requiere cortocircuitar transformadores de corriente		Obligatorio	
4.19	Con sistema de protección ante sobretensiones transitorias en la Alimentación AC (220 Vac) con Capacidad de descarga unidad acometida >= 40 kA		Obligatorio	
4.20	Contador de operaciones en el tablero de control		Si	
5.00	COMUNICACIONES			
5.01	Protocolo de comunicación abierto:			
	- DNP 3.0		Obligatorio	
	- IEC 870-5-104		Opcional	
5.02	Puerto de comunicación			
	- RS232 ó USB ó Ethernet (Frontal)		Opcional	
	- Ethernet (Nativo) para modem		Obligatorio	
	- USB (Nativo) para memoria		Obligatorio	
	- RS485 (Posterior)		Opcional	
5.03	Software de configuración			
	- Ambiente		Windows 7 o superior, 64 Bits	
	- Sistema de seguridad		Mediante password	
	- Descarga de información (Ajustes, eventos, Histórico de medidas)		Obligatorio	
	- Descarga de oscilografías y exportacion a formato Comtrade		Obligatorio	
	- Permite Programación en forma remota con modem		Obligatorio	
	- Cables de Comunicación (Interface PC) >=8 m		Obligatorio	
	- Capacidad de conexión por WiFi Nativo		Obligatorio	
5.04	- Cable de control (Umbilical) >= 7 m		Obligatorio	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
5.05	Facilidad para Instalación de Modem		Obligatorio	
	- Gabinete con riel tipo DIN para alojar Modem GPRS y orificio inferior para salida de cable de antena		Obligatorio	
	- Gabinete con fuente VDC para suministrar corriente DC a Modem GRPS (compatible con equipo de comunicación)		Obligatorio	
5.06	Fuente de alimentación Auxiliar para Modem			
	- Incluido en el gabinete de control		Obligatorio	
	- Tensión nominal (Compatible con el Modem a suministrar)	Vcc	12 ó 24	
	- Medida de la condición de la fuente de suministro Vcc		Obligatorio	
5.07	Medios de Comunicación			
	- Soporta comunicación via Modem GPRS		Obligatorio	
5.08	Comunicación inalámbrica para configuración en campo			
	- Conexión Wifi >=20 m		Obligatorio	
	- Permitir realizar ajustes de configuración y descargar oscilografía		Obligatorio	
	- Permitir conectarse a una PC		Obligatorio	
	- Permite conectarse a una App en celular, tablet		Obligatorio	
5.09	Antena GPS			
	- Proporciona sincronización de tiempo		Obligatorio	
6.00	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN			
6.01	Baterías			
	- País de procedencia			
	- Fabricante			
	- Año de fabricación		≥ 2023	
	- Tipo		Ni-Cd ó Pb-acido	
	- Tensión nominal	Vcc	12 ó 24	
	- Cantidad de operaciones unitarias ante falla de tensión		>4	
	- Tiempo de vida útil	Años	> 5	
	- Libre de mantenimiento		Si	
	- Cantidad de horas ante falla de tensión	h	24	
	- Medida de la condición de la batería en reporte de eventos		Si	
	- Incluido en el gabinete de control		Si	
6.02	Sistema de carga de las baterías			
	- País de procedencia			
	- Fabricante			
	- Tensión auxiliar	Vca	220	
	- Compatible con baterías especificadas		Si	
	- Incluido en el gabinete de control		Si	

TABLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS				
RECONECTADOR TRIFÁSICO DE 38 KV, 630A, Vn=22.9kV, 170kVp, CON ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE EN SUBESTACIÓN DE POTENCIA				
Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
6.03	Supresor de sobre voltaje transitorio de BT		SI	
	- Capacidad del supresor, por fase	kA	100	
	- Tiempo de respuesta (en nanosegundo)	ns	<=25	
	- Máxima tensión de Operación Continua (L-N, L-G, N-G)	V	300	
	Voltaje Remanente ANSI/IEEE C 62.41 & C 62.45 Cat A 1, 2 kV, 67 A, 100 kHz	ANSI/IEEE, IEC	SI	
7.00	ACCESORIO PARA MONTAJE			
7.01	Tanque - Interruptor de Recloser (estructura según se indique en el metrado)			
	- Estructura para montaje en subestación.		Si	
	- Accesorios para montaje de pararrayos en la estructura, en ambos lados (lado fuente y lado carga)		Si	
	- Estructura para montaje en piso, en subestaciones (de requerirse)		Si	
7.02	Gabinete de Control			
	- Soporte para montaje en Poste mediante pernos pasantes o abrazadera tipo 2 piezas regulable o en estructura de subestación.		Si	
7.03	Puesta a tierra <5ohm garantizado por el contratista		Si	
7.04	Protector de fauna de Bushing de Recloser		Si	
7.05	Protector de fauna de pararrayos		Si	
7.06	Incluye toda la ferretería galvanizada necesario para el montaje en subestación del tanque y control		Si	
7.07	05 fusibles de baja de tensión por cada Recloser		Obligatorio	

3.2.1.4 Objetivo 4

Descripción de la problemática. En la actualidad, Adinelsa no cuenta con estudios eléctricos que como resultado final se obtenga ajustes de protecciones que se tienen que implementar en los relés electrónicos que operan en los sistemas eléctricos.

Los ajustes actuales que tienen los equipos de protección son solo de coordinación de protecciones. Por supuesto, estos ajustes son necesarios y básicos en un sistema con características particulares que cada concesionaria maneja, pero no se tiene registros de estudios donde se refleja la obtención de estos valores de ajustes actuales que tienen los relés de protección.

Hay algunos estudios eléctricos, pero que están desactualizados a la fecha; ya que los sistemas varían constantemente en temas de redes, equipos y cargas, por lo que estos estudios no ayudan a mejorar la coordinación de protecciones. También, hoy hay diversas funcionalidades que interaccionan las protecciones con la automatización avanzada y para ayudarnos de estas funcionalidades es necesario tener los conocimientos necesarios y que el equipo de protecciones tenga disponible en su base de datos estas funcionalidades. Por supuesto, los equipos actuales no poseen estas funcionalidades y no se tienen la política de conocer los conceptos de funcionalidades especiales de protecciones y automatización avanzada.

Explicación de la problemática. Adinelsa al no contar con los estudios eléctricos actualizados afronta problemas de selectividad de coordinaciones de protecciones ante eventos de fallas que se producen en los sistemas eléctricos. También, Adinelsa al contar con sistemas complejos muy particulares por alimentar zonas rurales es necesario estudios de ubicación óptima de equipos de protecciones.

Al tener equipos sofisticados que tienen funcionalidades de protecciones y automatización de avanzado de redes que son orientadas a redes de distribución, se tiene la posibilidad de elaborar informes de análisis técnicos del comportamiento de las redes y

sus características para entender y aplicar estas funcionalidades en los equipos que nos ayudaran a mejorar la selectividad de protecciones, la ubicación de fallas y entre otros.

Pero en la actualidad al no contar con eficientes estudios eléctricos y equipos de protección, el área de operación y mantenimiento de Adinelsa le es tedioso operar los sistemas eléctricos ante eventos de fallas y, por lo tanto, el restablecimiento de la energía eléctrica es deficiente. Por supuesto, estas demoras se traducen en penalidades y mala eficiencia en los indicadores.

Selección y adecuación de las teorías. En el siguiente objetivo, se desarrollan estudios eléctricos como flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones y ubicación optima de equipos. También, se da a conocer funcionalidades especiales de protección como protección direccional, sobretensión homopolar, localizador de falla y automatización avanzada de redes para interbloques de protección.

Las normas a aplicar para el objetivo número 4, son las siguientes:

- IEEE C.37-200, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines*, 2007
- COES, Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN, 2018
- COES, Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN, 2018
- Cooper Power Systems, *Electrical Distribution-System Protection*, 2005
- ANSI/IEEE C37.91, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*
- ANSI/IEEE C57-109, *IEEE Guide for Transformer Through-Fault-Current Duration*
- S&C Electric Company, *Information Bulletin 210-110, Selection Guide For Transformer Primary Fuses in Medium and High Voltage Utility and Industrial Substations*
- *Generator Protection-Application Guide*.- A03-0211, Asea Relays, Dec. 1983.
- *Power Transformer Protection*. - AG03-5005, Asea Relays, March 1988.

- *Protective Relaying Application Guide*. - GEC-Measurements, 1975
- *Computer Relaying for Power System*. - Arun G. Phadke, 1993
- *GE Power Management*. - General Electric-Multilin, 1998 Products CD.
- *ALSTOM, T & D Protection & Control Group*.-Product Catalogue CD.
- IEEE, Comité de Protección de Sistemas de Potencia: Pruebas de comportamiento a relés.
- *Electrical Distribution System Protection, Cooper Power Systems – Third Edition*.
- Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006.
- IEC 60909-61363. *I^{EC} Short circuit currents in three-phase AC Systems*
- Archivo PDI-3101 de la página del COES.
- Archivo “Modelo del SEIN 2024 del COES”

Aplicación de las teorías. Para la aplicación de las teorías fue necesario el desarrollo del proyecto de elaboración de estudios eléctricos, en el cual en este informe se da a entender los procedimientos técnicos.

El objeto del siguiente informe es elaborar el estudio de coordinación de protecciones y de confiabilidad de los sistemas eléctricos de SER Coracora I, II y III, SER Marcabamba, SER Quicacha, SER Acarichala, SER Ayacucho Sur, SER Yauyos Lunahuana, SER Hongos, SER Huarochirí, SER Quinchis, SER Pampa Concon Topara, SER Purmacana-Barranca, Castrovirreyna, Yauca del Rosario, Canta, Huachon, Guadalupe Santa Fe Ruquia, sistemas eléctricos de Andahuasi, Huahura Sayan y SER Ihuari, para lo cual se contratará el presente servicio para asegurar la confiabilidad de abastecimiento del fluido eléctrico, con esto brindare el servicio de calidad del abastecimiento total de electricidad.

El presente proyecto tiene como alcance la elaboración del estudio de confiabilidad y actualización de los estudios de coordinación de protecciones de SER de Adinelsa que incluye lo siguiente, sin ser limitativo:

- Los alimentadores de media tensión en 10, 13.2, 20 y 22.9kV de todos los SERS de Adinelsa; que incluye relés, reconectadores, fusibles y otros equipos de protección.
- Líneas de transmisión en 60 y 66kV y transformadores de potencia que participan en las redes eléctricas.
- Centrales hidroeléctricas que se conectan a los alimentadores de media tensión de las redes de Adinelsa. El contratista realizará la coordinación de protecciones de los equipamientos de protección de las centrales hidroeléctricas de Adinelsa.
- El desarrollador del proyecto debe recabar la información de las instalaciones colindantes como REP, Enel, Coelvisac, Eléctrica Santa Rosa SAC, Huaura *Power Group*, Electrosur Este, Electrodunas. Para la coordinación de protección, sus sistemas de protección y calibración existentes; es decir el estudio debe establecer las coordinaciones de protecciones, con los equipos de las empresas que estén interconectadas a Adinelsa y viendo la necesidad incluirán como un dibujo simple en

los diagramas del DigSILENT las instalaciones comprometidas de estas empresas colindantes.

Tabla 47

Sistemas eléctricos en estudio

Alimentador	SER
1	SER Coracora I, SER Marcabamba, SER Quicacha, SER Acarí Chala y SER Ayacucho Sur
2	SER Coracora I, SER Acarí Chala y SER Ayacucho Sur
3	SER Coracora II, SER Quicacha, SER Acarí Chala.
4	SER Yauyos Lunahuaná y SER Hongos
5	SER Huarochirí y SER Quinches
6	SER Pampa Concón Topara
7	SER Purmacana
8	SER Barranca
9	SER Tambo Quemado
10	AD02: Sistemas Eléctricos de Andahuasi, SER Huaura Sayán.
11	AD04: Sistemas Eléctricos de Andahuasi, SER Huaura Sayán y SER Ihuarí
12	SER Castrovirreyna
13	SER Yauca del Rosario
14	SER Canta
15	SER Huachon
16	SER Guadalupe Santa Fe Ruquia

La prestación del servicio, sin ser limitativo, se realizará en coordinación con el Departamento de Operación y Mantenimiento de la Gerencia Técnica. El proveedor deberá

- Tomar datos en campo de los equipos de protección, generadores, transformadores y otros necesarios para los estudios.
- Modelar cada sistema eléctrico para estudios de estado estable.
- Elaborar los análisis de flujo de carga para cada sistema eléctrico.
- Elaborar los estudios de confiabilidad (ubicación óptima de *reclosers*) para cada sistema eléctrico.
- Elaborar los análisis de cortocircuito para cada sistema eléctrico.
- Elaborar memorias de cálculo para cada sistema eléctrico.

Ficha técnica de los sistemas eléctricos SER Coracora I, II Y III, SER Marcabamba, SER Quicacha, SER Acarí Chala y SER Ayacucho Sur

Los sistemas eléctricos Coracora I, II y III, Marcabamba, Quicacha, Acarichala y SER Ayacucho Sur se ubican en el departamento de Ayacucho principalmente, y su extensión llega hasta los departamentos de Arequipa y Apurímac.

Tabla 48

Ubicación de los sistemas eléctricos de la UO1

Departamento(s)	Ayacucho, Arequipa y Apurímac
Provincias	Lucanas, Parinacochas, Paucar del Sarasara y Sucre (Ayacucho), La Unión y Caravelí (Arequipa) y Aymaraes (Apurímac)
Distritos	Varios

La ubicación, partiendo desde Lima por la carretera asfaltada Panamericana Sur Lima hasta Nasca (Km 443), se toma la vía asfaltada hacia la ciudad de Puquio. Se continúa por la carretera asfaltada hasta la ciudad de Coracora, capital de la provincia de Parinacochas (en total 15 horas aproximadamente). Luego, se sigue por carretera asfaltada hasta la localidad de Incuyo. En este punto, continuando por la ruta de la localidad de Pausa se llega la localidad de Marcabamba y continúa por la ruta de Quicacha, se llega hasta Chaparra y Achanizo, también desde Incuyo se puede acceder a la zona de Pullo. También, para acceder a las localidades del SER, desde Puquio se puede tomar la carretera asfaltada Puquio-Pampamarca (2 horas aprox.), accediendo a las localidades de Pampamarca, Huaraccoyoc. También desde Puquio-Pampamarca existe una carretera afirmada hacia Larcaay a través de la cual se puede acceder a las localidades de Pallca, Yanama y Hueccopamapa.

La ejecución del proyecto beneficiará a un total de 47080 habitantes y 11 810 viviendas, según el siguiente detalle:

Tabla 49*Número de usuarios beneficiados con el proyecto*

Ítem	SER	Viviendas	Población
1	Coracora I y II	7925	31700
2	Coracora IV	168	672
3	Coracora SER	521	2084
4	Marcabamba	927	3708
5	Quicacha	1496	5984
6	Ayacucho Sur	773	2932
Total, beneficiados		11810	47080

Los puntos de suministro principal del Sistema Eléctrico Rural Coracora, toma energía de la subestación Puquio 60/22.9/10kV que se conecta a través de la Línea de Transmisión en 60 kV Puquio-Coracora. Esta línea conecta al SEIN a la subestación de potencia Coracora 60/23kV, propiedad de Adinelsa. En 22,9kV la subestación cuenta con 06 alimentadores y a través de un transformador reductor 22.9/10 kV de 2MVA atienden en 10 kV a la ciudad de Coracora, que forma parte de la Concesión de Electrofundas. El sistema eléctrico también cuenta con una minicentral hidroeléctrica en Marcabamba de 115kW, que se conecta al circuito C-1, actualmente se encuentra fuera de servicio.

El SER Ayacucho Sur se conecta al sistema eléctrico Coracora a través del circuito C-3 (Q232), la línea primaria inicia desde la localidad de Huayllani.

Las características principales de las instalaciones se muestran a continuación:

Transformador subestación Coracora

- Potencia nominal: 7-9/7-9/2-2,5 MVA ONAN-ONAF.
- Tensiones nominales: 60/23 kV
- Grupo de conexión: Dynd5
- Tensiones del aislamiento exterior
- Tensión máxima de servicio alta tensión / media tensión: 100 / 38 kV
- Tensión de impulso tipo rayo alta tensión / media tensión: 450 / 170 kVpico
- Cambiador de taps: Automático de 21 posiciones, $\pm 10\%$ la tensión en 60kV
- Tensión de cortocircuito: 6.95%.

Transformador reductor 22.9/10 kV

- Potencia nominal: 2MVA ONAN
- Tensiones nominales: 22,9/10 kV
- Grupo de conexión: Ynd5
- Tensiones del aislamiento exterior
- Tensión máxima de servicio alta tensión / media tensión: 38 / 25 kV
- Tensión de impulso tipo rayo alta tensión / media tensión: 170 / 125 kVpico
- Cambiador de taps: Manual de 5 posiciones, $\pm 2 \times 0.25$ kV en 10kV
- Tensión de cortocircuito: 5,72%

Reguladores de tensión instalados

Tabla 50

Reguladores automáticos de tensión

Ítem	Ubicación	Estado	Pararrayos	Comentarios
1	Malco	Operativo	Si, ambos lados	Opera normalmente
2	Chumpi	Operativo		Opera normalmente

Las líneas primarias del sistema eléctrico se encuentran en una zona de alto nivel isoceraúnico, gran parte de las líneas primarias se ubican entre los 3000 hasta 4300 m s.n.m. Incluso hay LP cercanas a la laguna de Parinacochas la cual al ser una masa grande de agua atrae los rayos, por lo que la ocurrencia de fallas permanentes es mayor debido a que el aislamiento de las redes de distribución no soporta este tipo de impactos ya sean indirectos y mucho menos directos.

Tabla 51*Líneas primarias que intervienen en el estudio*

SER	LONGITUD TRAMO MEDIA TENSION
CORACORA I, II Y III	Trifásico: 231Km (3x25 mm ² , 3x35 mm ² , 3x50 mm ² y 3x70 mm ²). Bifásico: 85.75Km (2x25 mm ² , 2x35 mm ² y 2x50 mm ²). Monofásico: 520.7Km (1x25 mm ² , 1x35 mm ² y 1x70 mm ²).
MARCABAMBA	Trifásico: 7.6Km (3x25 mm ² y 3x50 mm ²). Bifásico: 1.09Km (2x35 mm ²). Monofásico: 1.77Km (1x25 mm ²).
QUICACHA	Trifásico: 57.6Km (3x35 mm ² y 3x50 mm ²). Bifásico: 21.7Km (2x25 mm ² y 2x35 mm ²). Monofásico: 0.77Km (1x35 mm ²).
ACARICALA	Trifásico: 159.8Km (3x35 mm ² , 3x50 mm ² y 3x70 mm ²). Monofásico: 20.04Km (1x35 mm ²).
AYACUCHO SUR	Trifásico: 64.6 Km (3x35 mm ² y 3x70 mm ²). Monofásico: 90.1Km (1x25 mm ² , 1x35 mm ² y 1x70 mm ²).

Información entregada. El área usuraria como parte de sus alcances, tiene que facilitar información al desarrollador del proyecto. Esta información comprende lo siguiente:

- Ajustes actuales de los relés de protección
- Potencia y energía cada 15 min
- Diagramas unifilares
- Tabla de datos de redes en MT en formato GIS
- Tiempos de reparación del sistema
- Ajustes de protecciones de los relés más próximos a nuestros PMIs
- Equivalente Thevenin de red en máxima demanda para simular los cortocircuitos y flujo de potencia
- Demanda de potencia a la salida del equivalente Thevenin
- Parámetros eléctricos de las Centrales que intervienen en presente proyecto

En las siguientes imágenes o tablas se describe las informaciones principales.

Se facilitó al desarrollador del proyecto los ajustes de protecciones existentes para hacer un comparativo al final del proyecto con los ajustes propuestos. Por supuesto, estos ajustes propuestos tienen que ser mejor a las existentes que es el motivo del proyecto. En las siguientes tablas, se da a conocer de algunos sistemas eléctricos.

Tabla 52

Ajuste existente del reconectador ECC-M000830-SER Coracora

Sistema Eléctrico: Coracora			Ubicación (UTM):630660,8340017		
Código Operativo: ECC-M000830			Identificación: Circuito 3 de la SET Coracora		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO					
Tipo:	RECONECTADOR	Tensión nominal:	38kV	Relé de control:	RC-10
Fabricante:	NOJA POWER	Corriente nominal:	800A	N/S de Relé:	0311717050102
Modelo:	OSM38-800-12.5-300	Corriente de cortocircuito:	12.5kA	TC:	Toroidal
Número de serie:	0320117100687	Frecuencia:	60Hz	Relación de transformación:	2500/1
Año de fabricación:	2018	BIL:	170kV	Puerto de comunicación:	USB, RS232, RJ45
PLANTILLA DE AJUSTES					
N°	Parámetro de ajuste	Descripción	Rango de ajuste	Unidad	Ajuste
1	Relación de transformación de Transformador de corriente y tensión				
	TC PHA	Relación de transformación de corriente de fase (IA, IB, IC)	1-2500	N/A	2500/1
	TC GND	Relación de transformación de corriente de tierra (IN)	1-2500	N/A	2500/1
	PTR	Relación de fase (VA, VB, VC)			
2	Curva de protección de sobrecorriente (OC)				
Ajuste de fase de elementos maestro de retardo de tiempo 51 OC1+	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	ANSI: EI / VI / I / STI / STEI / LTEI / LTVI / LTI IEC: EI / VI / I / LTI TD	N/A	IEC VI
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-1280	A	100
	TM	Multiplicador de tiempo	0.01-15	N/A	0.1
	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-120	s	N/A
Ajuste de fase de elementos de configuración baja 50 OC2+	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	ANSI: EI / VI / I / STI / STEI / LTEI / LTVI / LTI IEC: EI / VI / I / LTI TD	N/A	OFF
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-16000	A	OFF
	TM	Multiplicador de tiempo	0.01-15	N/A	OFF
	MAX modo	Configuración del Modo Corriente Máxima	1.1-10	N/A	OFF
	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-120	s	OFF

Sistema Eléctrico: Coracora			Ubicación (UTM):630660,8340017		
Código Operativo: ECC-M000830			Identificación: Circuito 3 de la SET Coracora		
Ajuste de fase de elementos de configuración alta 50 OC3+ 3	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	TD	N/A	OFF
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-16000	A	OFF
	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-2	s	OFF
	Curva de protección falla a tierra (EF)				
Ajuste de fase de elementos maestro de retardo de tiempo 51 EF1+			ANSI: EI / VI / I / STI / STEI / LTEI / LTVI / LTI IEC: EI / VI / I / LTI		
	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	TD	N/A	IEC I
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-1280	A	30
	TM	Multiplicador de tiempo	0.01-15	N/A	0.2
	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-120	s	N/A
Ajuste de fase de elementos de configuración baja 50 EF2+			ANSI: EI / VI / I / STI / STEI / LTEI / LTVI / LTI IEC: EI / VI / I / LTI		
	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	TD	N/A	OFF
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-16000	A	OFF
	TM	Multiplicador de tiempo	0.01-15	N/A	OFF
	MAX modo	Configuración del Modo Corriente Máxima	1.1-10	N/A	OFF
Ajuste de fase de elementos de configuración alta 50 EF3+ 4	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-120	s	OFF
	Falla a Tierra Sensible (SEF)				
	Tipo de TCC	Característica estándar tiempo – corriente	TD	N/A	OFF
	Ip	Corriente de Arranque, A	3-16000	A	OFF
Ajuste de tierra sensible 50N SEF+ 5	Tdt Min, s	Tiempo de disparo	0-120	s	OFF
	Curva de protección: Secuencia de Fase Negativa (NPS)				
	Protección direccional 67/67N				
6	Protección de admitancia (Yn)				
7					

También descargando de los relés de protección mediciones de tensión y corriente para elaborar el flujo de potencia y que concuerden con las mediciones reales en campo.

Tabla 53

Registro de tensión y corrientes en el Equipo ECC-M000830-SER CORACORA

HOJA DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL ADINELSA								
SUBESTACIÓN: SER Coracora								
CÓDIGO: ECC-M000830								
HORA	Tensión RS (KV)	Tensión ST (KV)	Tensión TR (KV)	Corriente R (A)	Corriente S (A)	Corriente T (A)	P. Activa (kW)	P. Reactiva (kVAR)
27/06/2024 00:00	22.61	22.33	22.55	39.56	42.38	44.19	1633.00	5.00
27/06/2024 00:05	22.73	22.46	22.66	34.13	36.88	38.25	1420.00	39.00
27/06/2024 00:10	22.83	22.57	22.77	34.50	36.75	38.44	1433.00	33.00
27/06/2024 00:15	22.68	22.43	22.64	35.25	37.38	38.94	1451.00	17.00
27/06/2024 00:20	22.71	22.45	22.62	35.31	37.44	39.19	1454.00	33.00
27/06/2024 00:25	22.76	22.47	22.71	35.56	37.56	40.00	1472.00	39.00
27/06/2024 00:30	22.69	22.37	22.58	34.44	36.94	39.00	1427.00	10.00
27/06/2024 00:35	22.64	22.36	22.55	34.56	36.69	38.88	1424.00	15.00
27/06/2024 00:40	22.71	22.44	22.64	34.75	36.75	38.94	1435.00	26.00
27/06/2024 00:45	22.71	22.45	22.61	34.50	36.44	38.38	1420.00	18.00
27/06/2024 00:50	22.71	22.44	22.63	35.06	36.75	38.88	1439.00	26.00
27/06/2024 00:55	22.70	22.43	22.63	34.50	36.38	38.38	1416.00	25.00
27/06/2024 01:00	22.74	22.48	22.65	34.94	36.69	38.75	1436.00	22.00
27/06/2024 01:05	22.56	22.30	22.49	33.69	35.75	37.88	1387.00	3.00
27/06/2024 01:10	22.64	22.38	22.55	33.69	35.63	37.88	1391.00	9.00
27/06/2024 01:15	22.66	22.39	22.58	34.69	36.19	38.44	1417.00	10.00
27/06/2024 01:20	22.65	22.40	22.55	33.56	35.31	37.19	1374.00	6.00
27/06/2024 01:25	22.68	22.39	22.58	32.31	34.75	36.38	1341.00	57.00
27/06/2024 01:30	22.72	22.46	22.64	32.31	34.56	36.25	1341.00	12.00
27/06/2024 01:35	22.46	22.17	22.39	42.75	45.13	45.88	1721.00	70.00
27/06/2024 01:40	22.44	22.15	22.36	40.88	43.19	43.88	1643.00	50.00
27/06/2024 01:45	22.57	22.27	22.47	39.88	42.25	42.94	1613.00	80.00
27/06/2024 01:50	22.59	22.31	22.50	39.69	42.31	43.00	1616.00	54.00

Como los sistemas de Adinelsa están conectados en los PMI de otras concesionarias, es necesario saber los valores de potencia de cortocircuito y valores de ajustes de los equipos de protección que están instalados aguas arriba del punto de medición y que están en interacción en temas de selectividad con los equipos de Adinelsa.

En el siguiente cuadro, se muestra ajustes y potencias de cortocircuito de los equipos de la empresa ENEL, ya que hay varios sistemas de Adinelsa que están conectados a los sistemas de ENEL y, por ende, requiere que los estudios eléctricos de estas empresas estén ligados para una mejor operación sobre todo ante eventos de fallas eléctricas.

Tabla 54

Parámetros eléctricos de equipos de protección de la empresa ENEL

Sum. 2922392, PMI N°1862	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-05	00520S - Lado sur	00520S_ 20713A	375	0.2	-	-	6	0.6	30	0.4	27 MVA	1.56
Sum. 2601081, PMI N°1393	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	MM-51	RC2313	RC2313 A 15875A T 00873S	400	0.3	1000	0.05	16	0.2	40	0.05	124	3.6
Sum 2678832 PM1394	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-01	RC2249	76071T - 20380A	450	0.2	-	-	4	0.5	20	0.3	40	2.27
Sum 2265224 PM0926	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-52	RC2298	RC2298 - 15041A	400	0.4	-	-	12	0.4	80	0.2	93	2.68

Sum. 2922392, PMI N°1862	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-05	00520S - Lado sur	00520S_ 20713A	375	0.2	-	-	6	0.6	30	0.4	27 MVA	1.56
Sum. 2601081, PMI N°1393	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	MM-51	RC2313	RC2313 A 15875A T 00873S	400	0.3	1000	0.05	16	0.2	40	0.05	124	3.6
Sum 2678832 PM1394	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-01	RC2249	76071T - 20380A	450	0.2	-	-	4	0.5	20	0.3	40	2.27
Sum 2265224 PM0926	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-52	RC2298	RC2298 - 15041A	400	0.4	-	-	12	0.4	80	0.2	93	2.68
Sum 2265215 PM0925	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-52	RC2299	RC2299 - 13893A	350	0.2	-	-	12	0.2	80	0.05	50	1.43
Sum 2265220 PM0913	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	H-52	RC2299	RC2299 - 13893A	350	0.2	-	-	12	0.2	80	0.05	47	1.35
PMI-950 (ALM SU- 10)	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	SU-10	RC2251	RC 2251 13299A	300	0.2			5	0.5	10	0.3	30	1.62
Sum. 2671597, PMI N°0980	Location ID	SED	CIRCUITO	51P I > (A)	t I > Tiempo (s)	50P I >> (A)	t I >> Tiempo (s)	SEF lo > (A)	SEF to > (s)	51N lo >> (A)	t 51N t lo >> (s)	Pcc (MVA)	Icc (KA)
	SU-52			540	0.6	4000	0.05	20	0.7	60	0.5	100	2.86

Tabla 55

Parámetros eléctricos de equipos de protección de la empresa Electrodunas

Ajustes de protecciones						Fases					Tierra				
N°	Instalación protegida	M. Relé	TIPO	In (A)	RTC	Tipo de curva	I>(A)Prim	TMS	I>>(A)Prim	Ti>>(S)	Tipo de curva	IG>(A) Prim	TMS	IG>>(A)Prim	Ti>>(S)
PN209	Línea 22.9kv Pueblo Nuevo a Pampa Concón	SEL	SEL351	5	300	U3 USA Very Inverse	180	0.5	1800	0.05	U3 USA Very Inverse	38	1	1530	0.025
SL213	Línea 22.9kv Independencia Humay	SEL	SEL351R	1	400	U1 USA Inversa Moderada	80	0.5			U1 USA Inversa Moderada	25	0.5		
SL112	Línea 10kv Independencia-Canaan	SEL	SEL351R	1	500	U2 USA Inversa	260	1			U2 USA Inversa	25	1		
SM218	Línea 22.9kv Sta Margarita-Rosario Yauca	SEL	SEL351	5	300	U3 USA Very inverse	300	0.8	2000	0.05	U3 USA Very inverse	50	1.6	2040	0.05
SC215	Línea 22.9kv Chiribamba-Castrovirreyna	ABB	REF615	1	600	IEC Normal Inverse	198	0.1	1620	0.2	ANSI Very Inverse	45	0.4	1000	0.2
SC215	Línea 22.9kv Recloser Eje Tantara	SEL	SEL351R	1	400	C3 IEC Extremada Inversa	100	0.15			C3 IEC Extremada Inversa	25	0.28		
SC215	Línea 22.9kv Recloser Eje Huaytara	ENTEC	EVRC2A	1	400	IEC Extremada Inversa	100	0.15			IEC Extremada Inversa	25	0.28		
SC215	Línea 22.9kv Eje Tantara-Acarapata	SEL	SEL351A	1	250	C3 IEC Extremada Inversa	70	0.15			C3 IEC Extremada Inversa	25	0.18		

Para elaborar los estudios eléctricos de sistemas de potencia que están referidos a cortocircuito, flujo y esquemas de coordinación, se utilizara el software DlgSILENT.

Para elaborar el flujo de potencia es necesario tener la tabla de datos de redes en MT que se exporta del sistema de información geográfica (GIS *Smallworld*), ya que a través de un procedimiento técnico del sistema generador de tabla DGS se obtiene un archivo Excel para ser importado desde el software DlgSILENT *Power Factory* versión 15.0 desde el módulo importar formato DGS.

Este procedimiento ayuda a obtener el diagrama unifilar en el DlgSILENT *Power Factory* tal cual es en el GIS *Smallworld*. Por supuesto, esto es más práctico en la elaboración del flujo de carga y a tener una mejor visión geográfica del sistema en estudio.

Primeramente, se abren la tabla de datos Excel de las subestaciones y tramos de un determinado sistema eléctrico, exportado del GIS *Smallworld* como se puede observar en las tablas siguientes.

Tabla 56

Tabla de datos en formato GIS de las subestaciones de Adinelsa SER Acarí Chala

codsiselec	SER	Código_Técnico	vancodigo	PotIns	ESTE	NORTE	nodcodigo	nclientes	TypTrafo	PH
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00001	AC-M000693	25	-74.05917816	-15.63095623	AC-E00001	70	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00002	AC-M000694	50	-74.02997956	-15.62627665	AC-E00002	96	50 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00003	AC-M000698	100	-74.0345702	-15.62802346	AC-E00003	352	100 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00004	AC-M000709	50	-74.03013561	-15.62483101	AC-E00004	186	50 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00005	AC-M000710	50	-74.02559196	-15.62413798	AC-E00005	126	50 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00006	AC-M000712	25	-74.08953912	-15.65829741	AC-E00006	65	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00007	AC-M000715	10	-73.92312068	-15.54522094	AC-E00007	32	10 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00008	AC-M000716	10	-73.91539093	-15.50020864	AC-E00008	15	10 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00009	AC-M000717	10	-74.06622455	-15.62937175	AC-E00009	19	10 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00010	AC-M000718	25	-74.09976707	-15.66200077	AC-E00010	98	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00011	AC-M000719	5	-74.3496061	-15.33033673	AC-E00011	14	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00012	AC-M000720	5	-74.28681856	-15.28100153	AC-E00012	13	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00013	AC-M000721	25	-74.21070706	-15.19193806	AC-E00013	102	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00014	AC-M000724	25	-74.22560346	-15.22565333	AC-E00014	77	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00015	AC-M000727	100	-74.27638141	-15.3613729	AC-E00015	319	100 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00016	AC-M000739	100	-74.27406954	-15.36174507	AC-E00016	299	100 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00017	AC-M000743	15	-74.32203885	-15.31373788	AC-E00017	44	15 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00018	AC-M000887	75	-74.27563639	-15.33626215	AC-E00018	95	75 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00019	AC-M000749	100	-74.27553848	-15.3356414	AC-E00019	139	100 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00020	AC-M000750	5	-74.35425412	-15.34868427	AC-E00020	6	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00021	AC-M000751	5	-74.14959312	-15.22662504	AC-E00021	12	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00022	AC-M000761	75	-74.05943576	-15.61262595	AC-E00022	609	75 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00023	AC-M000772	75	-74.05714367	-15.61295258	AC-E00023	315	75 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00024	AC-M000776	25	-74.05823339	-15.61904756	AC-E00024	82	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00025	AC-M000778	5	-74.18600107	-15.23185363	AC-E00025	15	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00026	AC-M000784	40	-74.03783741	-15.20638578	AC-E00026	168	40 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00027	AC-M000786	5	-73.96014209	-15.14904737	AC-E00027	8	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00028	AC-M000791	25	-73.99727368	-15.35970996	AC-E00028	45	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00029	AC-M000793	25	-73.96531481	-15.4060417	AC-E00029	63	25 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00030	AC-M000797	75	-74.05788271	-15.61043992	AC-E00030	494	75 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00031	AC-M000804	75	-73.9969772	-15.65606268	AC-E00031	181	75 22.9 3	3
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00032	AC-M000806	5	-74.30716809	-15.29527687	AC-E00032	2	5 13.2 1	1
SR0283	ACARI-CHALA	AC-E00033	AC-M000808	5	-74.31424771	-15.30241775	AC-E00033	5	5 13.2 1	1

Tabla 57

Tabla de datos en formato GIS de los tramos de media tensión de Adinelsa

codse	codali	codigotra	codigotraa	longitud	nodoi	nodof	vanx1	vany1	vanx2	vany2	material	tensión	fases
2628011	A3358	CS-M000246	0	123	nodo-alimentador	H0000001	-77.385063	-9.090765759	-77.38434503	-9.089909991	CU02503	13.2	1
CC-T001	AC-A001S	AC-M000001	0	133.3	nodo-alimentador	AC-P000001	-73.946755	-15.05768856	-73.94786899	-15.05786585	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A002S	AC-M000349	0	6.5	nodo-alimentador	AC-P000349	-73.825173	-15.21295258	-73.82521468	-15.21296888	AA03503	22.9	3
CC-T001	CC-A002P	CC-M001278	0	155.44	nodo-alimentador	CC-P001278	-73.825173	-15.21295258	-73.8261606	-15.21192534	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A002S	AC-M000798	AC-M000828	24	nodo-sed	AC-P002823	-74.029979	-15.62627909	-74.02991678	-15.62649495	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000728	AC-M000729	25.62	nodo-sed	AC-P000728	-74.276381	-15.3613729	-74.276362	-15.36159884	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000748	AC-M000887	47.23	nodo-sed	AC-P000748	-74.275635	-15.3362645	-74.27554711	-15.33584031	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A002S	AC-M000762	AC-M000761	59.67	nodo-sed	AC-P000762	-74.059435	-15.61262523	-74.05921389	-15.61212709	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A002S	AC-M000948	AC-M000949	7.5	nodo-sed	AC-P002981	-73.996977	-15.65606268	-73.99691283	-15.65604187	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000002	AC-M000001	179.72	AC-P000001	AC-P000002	-73.947869	-15.05786585	-73.94951432	-15.05812658	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000003	AC-M000002	74.65	AC-P000002	AC-P000003	-73.949514	-15.05812658	-73.95020218	-15.05823825	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000004	AC-M000003	399.16	AC-P000003	AC-P000004	-73.950202	-15.05823825	-73.95386464	-15.05882467	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000005	AC-M000004	27.29	AC-P000004	AC-P000005	-73.953865	-15.05882467	-73.95411563	-15.05886199	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000006	AC-M000005	137.81	AC-P000005	AC-P000006	-73.954116	-15.05886199	-73.95495763	-15.05979697	AA07003	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000007	AC-M000006	856.79	AC-P000006	AC-P000007	-73.954958	-15.05979697	-73.96022276	-15.06561573	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000008	AC-M000007	50.28	AC-P000007	AC-P000008	-73.960223	-15.06561573	-73.96052809	-15.06596064	AA03503	22.9	3
CC-T001	AC-A001S	AC-M000009	AC-M000008	175.52	AC-P000008	AC-P000009	-73.960528	-15.06596064	-73.96090201	-15.06750817	AA03503	22.9	3

Para elaborar el estudio de coordinación de protecciones con la información facilitada, se procede de la siguiente forma. Se abre los archivos Excel de tramos y subestaciones y se procede a cargar la base de datos en el generador de tabla DGS y se sigue los procedimientos de ingreso de datos, como es el nombre de la red, el nivel de tensión, la potencia de consumo y el factor de potencia del sistema en estudio.

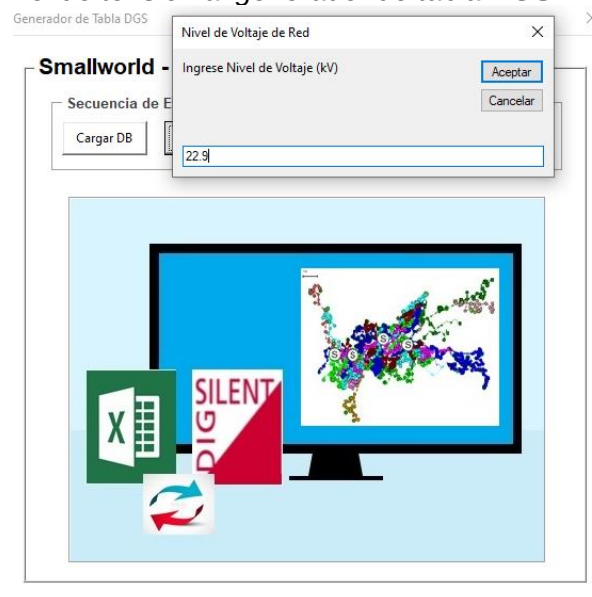
Figura 109

Ingreso de datos al generador de tabla DGS



Figura 110

Ingreso de datos de nivel de tensión al generador de tabla DGS



Terminado el dibujo de flujo de carga, se procede a dibujar las subestaciones principales en forma ortogonal y las curvas de tendencia de perfiles de carga existentes y proyectadas. En la siguiente imagen, se muestra el diagrama unifilar de SER Pampa Concón ubicado en la provincia de Chíncha, región Ica.

Figura 111

Dibujo unifilar en el Software DlgSILENT de Set Pueblo nuevo en el SER Pampa Concón

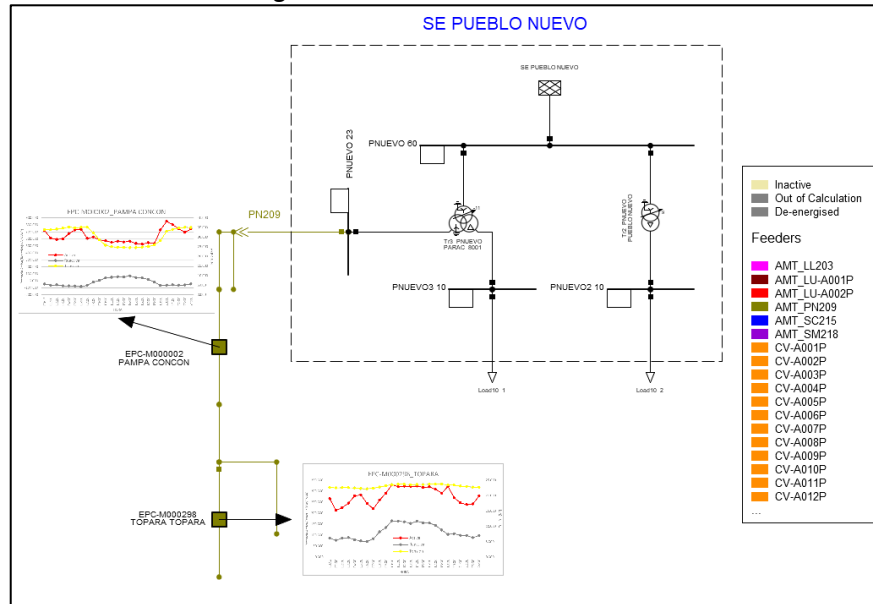


Figura 112

Ingreso de características técnicas al software DlgSILENT

Name	TR CoraCora
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	9. MVA
Nominal Frequency	60. Hz
Rated Voltage	
HV-Side	60. kV
LV-Side	23. kV
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	8.94 %
Copper Losses	0. kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	8.94 %
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %
Vector Group	
HV-Side	D
LV-Side	YN
Phase Shift	5. *30deg
Name	Dyn5

Figura 113

Dibujo de los sistemas eléctricos de la UO2 en el GIS del DigSILENT

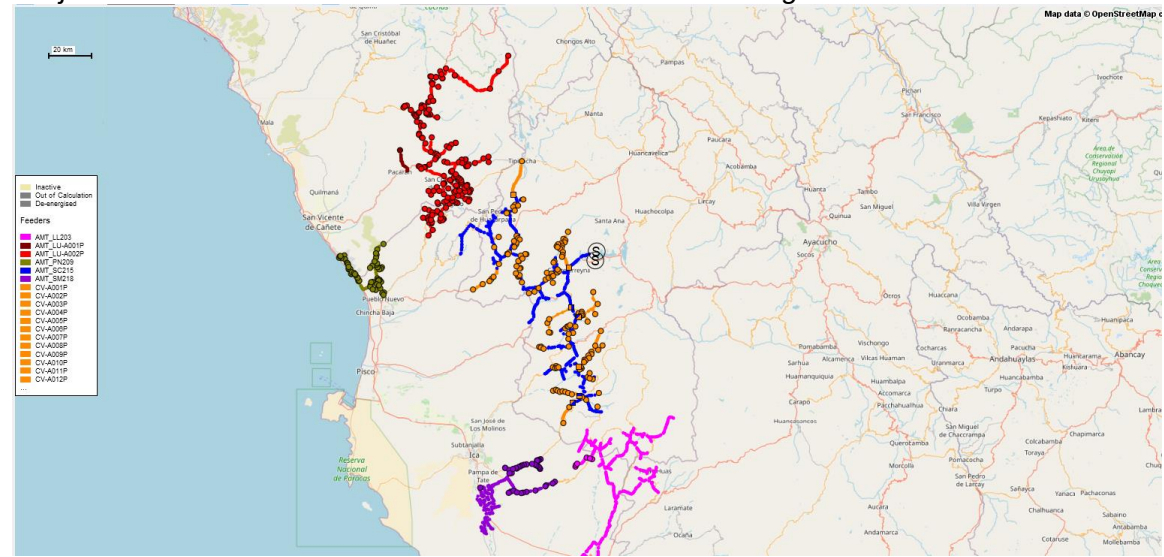
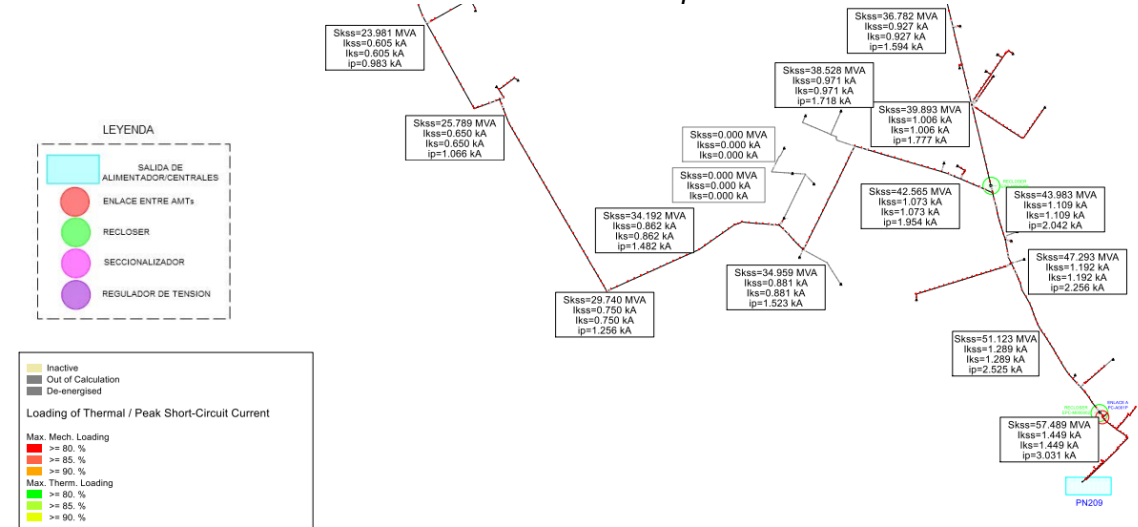


Figura 114

Cortocircuito en los nodos del sistema eléctrico Pampa Concón



Dibujo del sistema Pampa Concón en el DIgSILENT

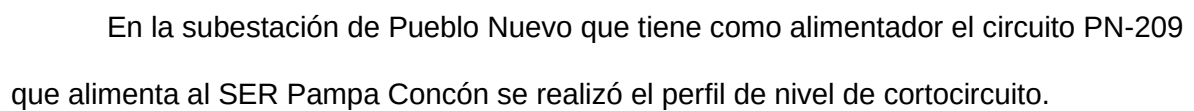


Figura 116

Perfil de nivel de cortocircuito del SER Pampa Concón

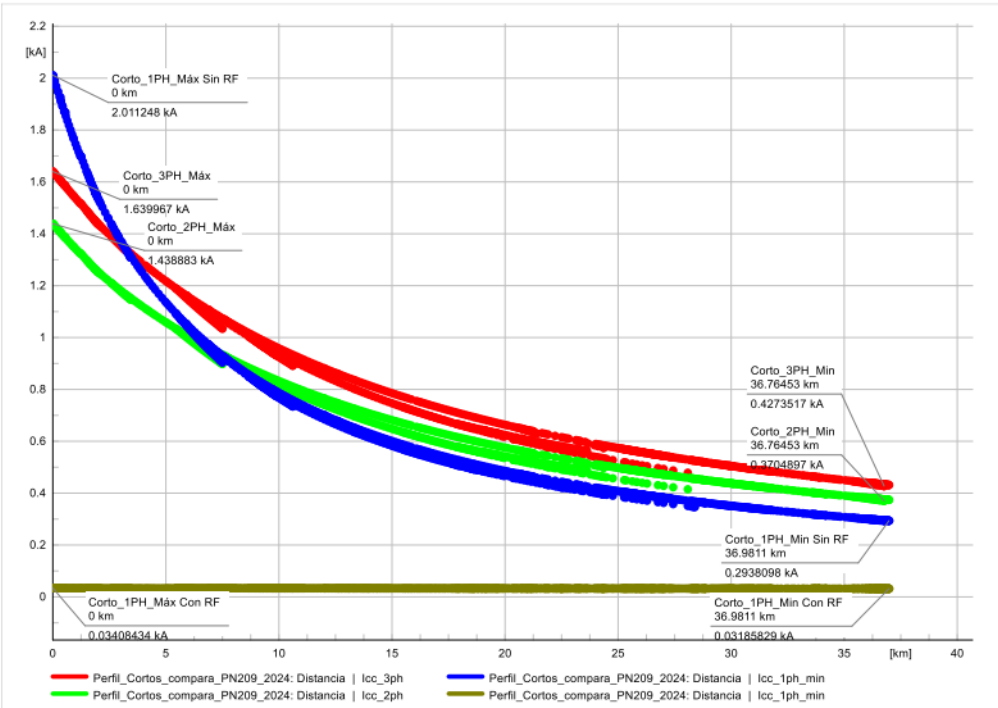
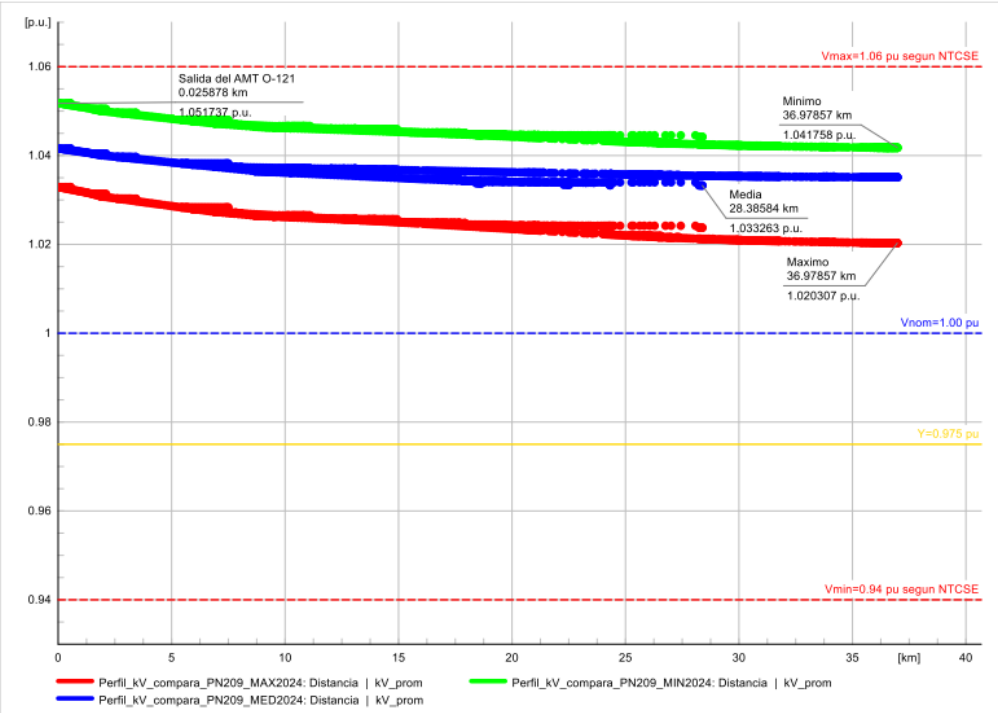


Figura 117

Perfil de tensión en demanda máxima, media y mínima del SER Pampa Concón



Luego de realizar el flujo de potencia y cortocircuito, se procede a ingresar los ajustes de protección para ver las curvas de ajustes y simular fallas eléctricas para verificación de la selectividad. En la siguiente imagen se muestra los ajustes existentes y los ajustes proyectados con mejoras de los sistemas Coracora, Huarochirí y Purmacana.

Figura 118

Verificación de Fases/Tierra - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes existentes

Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006 de 103.90 km, con los siguientes equipos de protección para verificar: > ECC-M000830_CC-A002P > RC10_ECC-M000830_EE > ECC-M002618 > ECC-M000349 > EAC-M000511 > EAC-M000507 > EAC-M000512 > EAC-M000513 > EAC-M000531 > EAC-M000540 > EAC-M000521 >

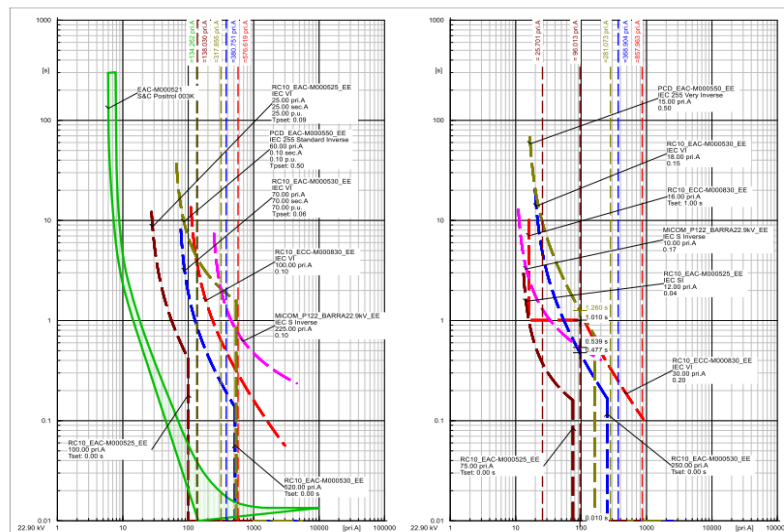


Figura 119

Verificación de Fases - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes propuestos

Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006 de 103.90 km, con los siguientes equipos de protección para verificar: > ECC-M000830_CC-A002P > RC10_ECC-M000830_EE > ECC-M002618 > ECC-M000349 > EAC-M000511 > EAC-M000507 > EAC-M000512 > EAC-M000513 > EAC-M000531 > EAC-M000540 > EAC-M000521 >

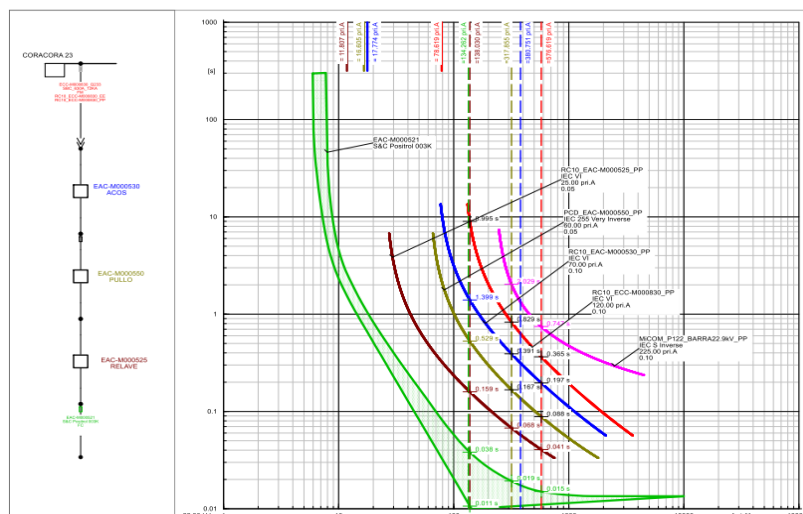


Figura 120

Verificación de Tierra - Ruta_AMT_CC-A002P_AC-T00006-Ajustes propuestos

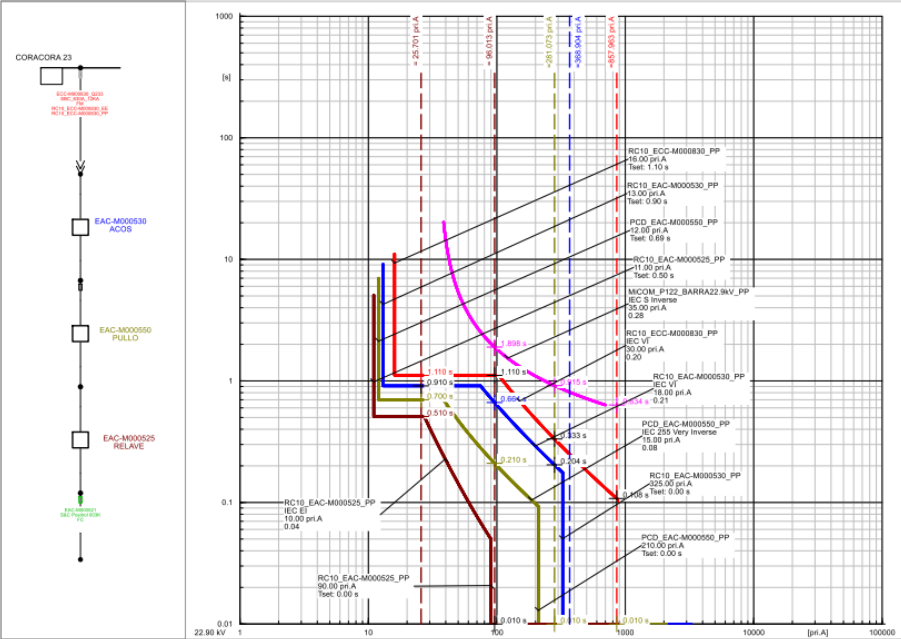


Tabla 58

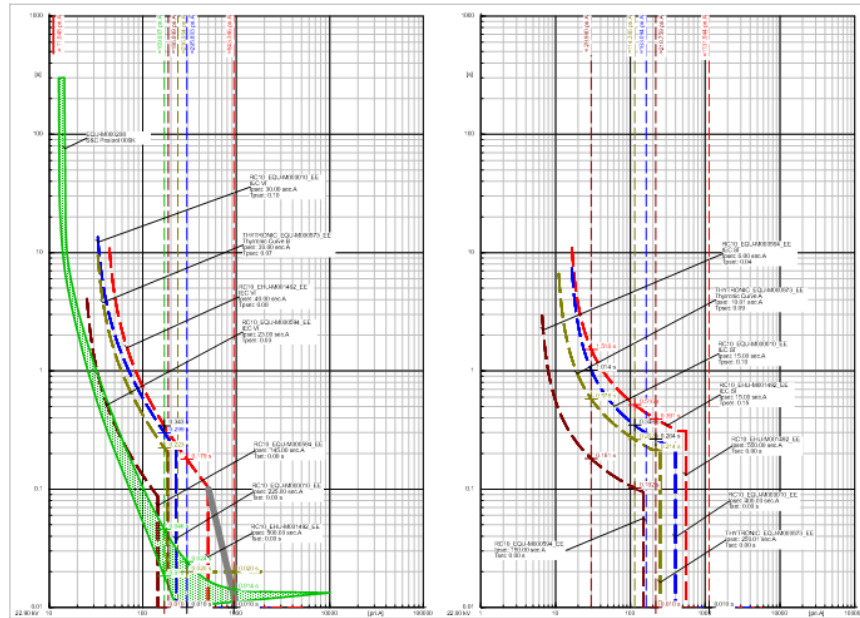
Ajustes propuestos del reconectador ECC-M000830-SER Coracora

ECC-M000830-SER Coracora							
Ajustes propuestos de sobrecorriente de fases							
Código	Dispositivo	Sobrecorriente de fases 51P			Sobrecorriente de fases 50P		
		Pickup	Curva	Dial	Pickup	Curva	Tiempo de disparo
ECC-M000830	NOJA POWER/RCC10	120	IEC VI	0.1	-	-	-
		Recierre	Tiempo (S)				
		1er Recierre	1				
		2er Recierre	5				
Ajustes propuestos de sobrecorriente de tierra							
Código	Dispositivo	Falla a tierra Neutro 51N			Falla a tierra Neutro 50N		
		Pickup	Curva	Dial	Pickup	Curva	Tiempo de disparo
ECC-M000830	NOJA POWER/RCC10	30	IEC I	0.2	-	-	-
		Recierre	Tiempo (S)				
		1er Recierre	1				
		2er Recierre	5				

Figura 121

Verificación de fases/tierra - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes existentes

Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004 de 97.31 km, con los siguientes equipos de protección para verificar: > RC10_EHU-M001492_EE > EHU-M000042_CT2 > EHU-M001512 > PHU-M001458 > EHU-M000190 > EHU-M000389 > RC10_EQU-M000010_PP > THYTRONIC_EQU-M000573_PP > EQU-M000032 > EQU-M000570 > RC10_EQU-M000594_PP > EQU-M000208 > EQU-M000210 >



A continuación, se mencionan los hallazgos encontrados durante la verificación:

- Los ajustes de tierra de los equipos de protección RC10_EQU-M000594_EE y THYTRONIC_EQU-M000573_EE no tienen una coordinación adecuada, ya que sus fallas de tierra monofásicas no cumplen con los criterios de selectividad.
- Los ajustes de tierra de los equipos de protección RC10_EQU-M000010_EE y RC10_EHU-M001492_EE no tienen una coordinación adecuada, ya que sus fallas de tierra monofásicas no cumplen con los criterios de selectividad.
- El ajuste de fase del reconectador RC10_EQU-M000594_EE no coordinan con el fusible aguas abajo.
- Los ajustes de fase de los equipos de protección RC10_EQU-M000594_EE y THYTRONIC_EQU-M000573_EE no tienen una coordinación adecuada, ya que sus fallas de fase trifásica no cumplen con los criterios de selectividad.

- Los ajustes de fase de los equipos de protección RC10_EQU-M000010_EE y RC10_EHU-M001492_EE no tienen una coordinación adecuada, ya que sus fallas de fase trifásica no cumplen con los criterios de selectividad.

Figura 122

Verificación de Fases - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes propuestos

Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004 de 97.31 km, con los siguientes equipos de protección para verificar: > RC10_EHU-M001492_EE > EHU-M000042_CT2 > EHU-M001512 > PHU-M001458 > EHU-M000190 > EHU-M000389 > RC10_EQU-M000010_PP > THYTRONIC_EQU-M000573_PP > EQU-M000032 > EQU-M000570 > RC10_EQU-M000594_PP > EQU-M000208 > EQU-M000210 >

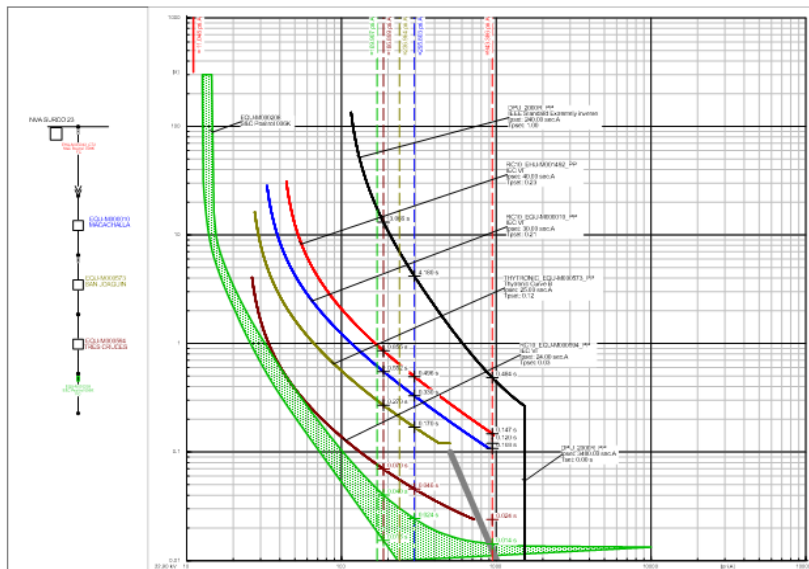


Figura 123

Verificación de Fases - Ruta_AMT_HU-A002P_QU-T00004-Ajustes propuestos

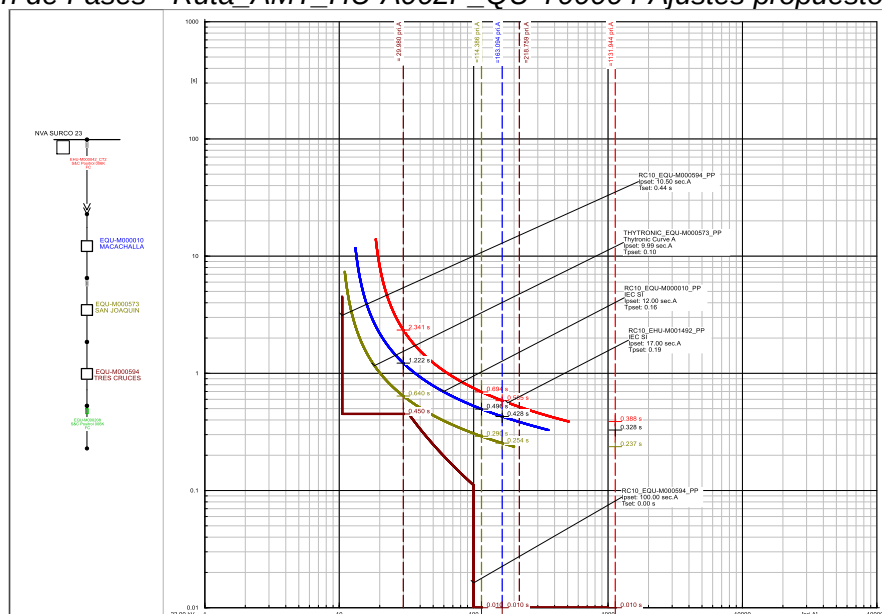
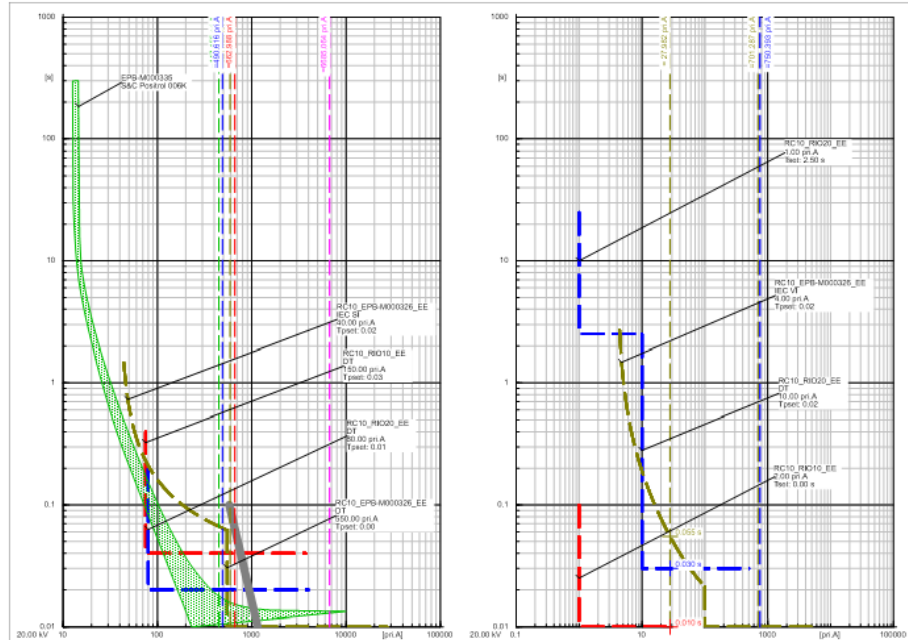


Figura 124

Verificación de Fases/Tierra Ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes
 Ruta_AMT_SU-10_PB-E00007 de 28.33 km, con los siguientes equipos de protección para verificar: > EPB-M000280 > RC10_RIO10_PP > RC10_RIO20_PP > EPB-M000300 > RC10_EPB-M000326_PP > EPB-M000335 > EPB-M000337 >



A continuación, se mencionan los hallazgos encontrados durante la verificación:

- Los ajustes de tierra de los equipos de protección RC10_RIO10_EE y RC10_RIO20_EE no tienen una coordinación adecuada, ya que sus fallas de tierra monofásicas no cumplen con los criterios de selectividad.
- El ajuste de fase del reconectador RC10_RIO10_EE no coordinan con el reconectador aguas abajo RC10_RIO20_EE, ya que sus fallas de fase trifásica no cumplen con los criterios de selectividad.
- El ajuste de fase del reconectador RC10_EPB-M000326_EE no coordinan con el fusible aguas abajo.

Figura 125

Verificación de fases ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes

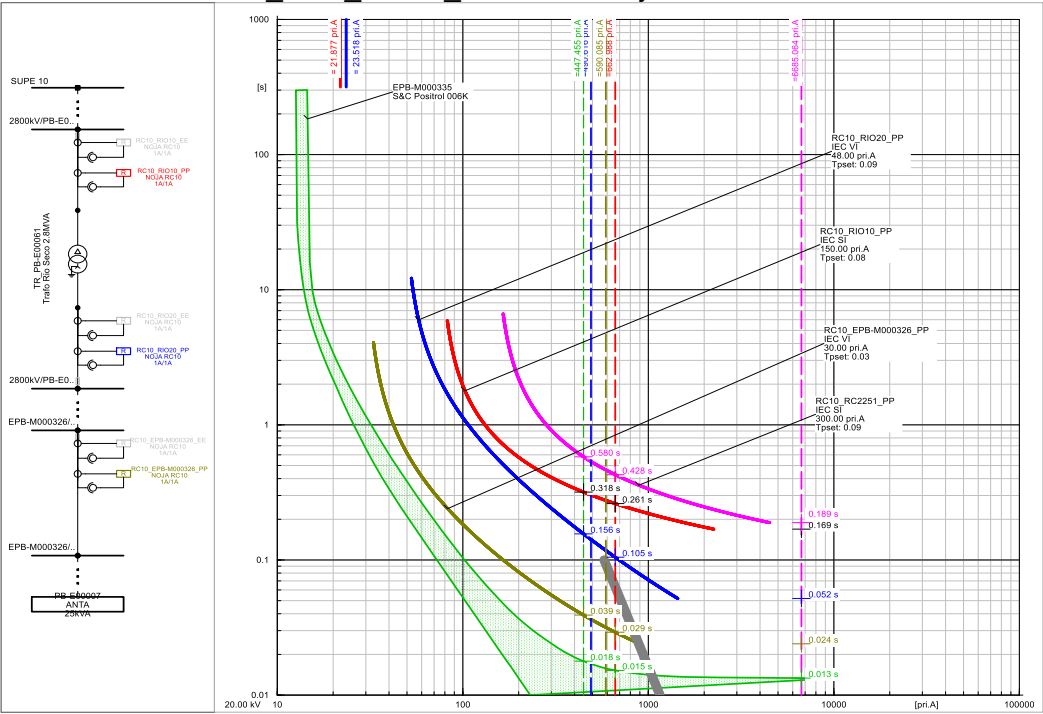
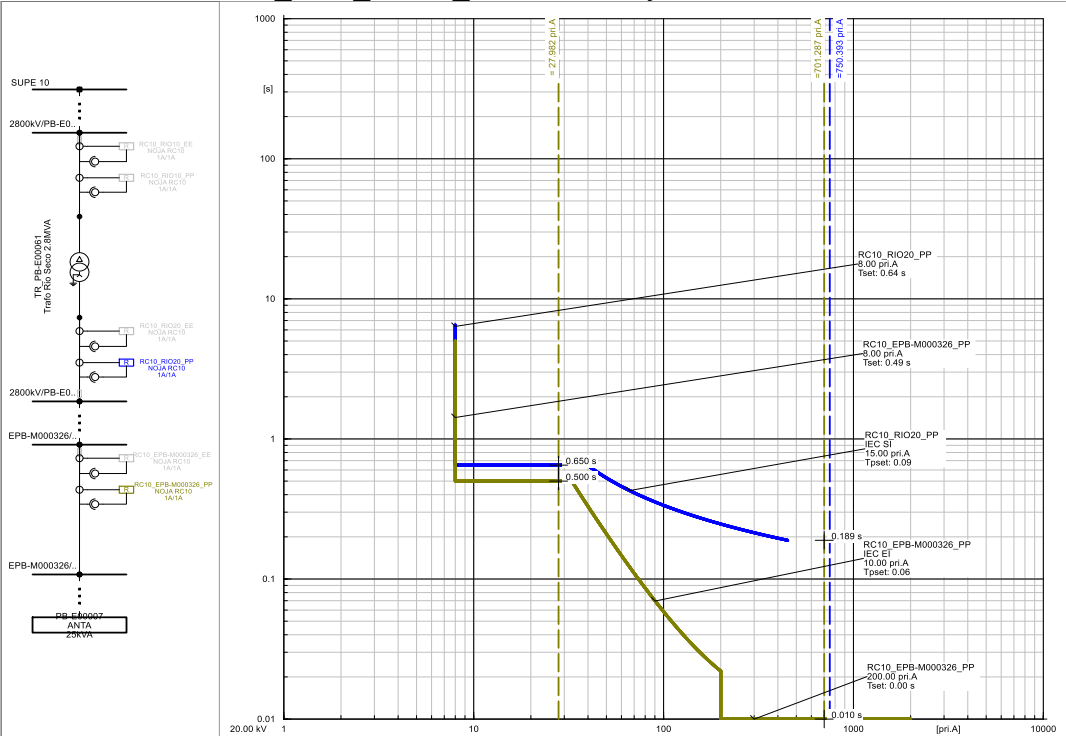


Figura 126

Verificación de tierra ruta_AMT_SU-10_PB-E00007-Ajustes existentes



Luego de haber elaborado la selectividad de protecciones, también se observa la necesidad en analizar el estudio de ubicación optima de equipos en los sistemas eléctricos de Adinelsa.

Los índices de confiabilidad pueden calcularse tanto para el sistema completo o solo para sistemas en particulares que son más relevantes. Los principales índices utilizados para calificar o evaluar todo es sistema se agrupan en tres categorías importantes y que son referidos a la siguiente clasificación:

- Índices por frecuencia.
- Índices por duración.
- Índices por interrupciones momentáneas.

En la figura 127, se verifican los variables que deben considerarse para el cálculo de confiabilidad, así como lo resultados que provienen de dicho cálculo.

Figura 127

Ingreso de parámetros de confiabilidad al software de calculo

The figure shows a software interface for reliability calculation. It is divided into three main sections: input parameters, calculation settings, and results.

Input Parameters (Left Panel):

- Name: TFalla_1.00_2.00
- Sustained Failures:
 - Failure Frequency: 0.055798 1/(a*km)
 - Outage Expectancy: 0.111596 h/(a*km)
 - Repair Duration: 2 h
- Transient Faults:
 - Transient Fault Frequency: 0.8 1/(a*km)

Calculation Settings (Right Panel):

- Calculation:
 - ☐ AC Load Flow, balanced, positive sequence
 - ☒ AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)
- Load Flow: ...AX DEM\Load Flow Calculation
- Method:
 - ☒ Connectivity analysis
 - ☐ Load flow analysis
- Calculation time period:
 - ☒ Complete Year ...Cases\MAX DEM\Set Study Time
 - ☐ Single point in time 2106
- Network:
 - ☒ Distribution (Optimal Power Restoration)
 - ☐ Transmission
- Automatic Contingency Definition:
 - Selection: User Defined
 - Selection: AMT_CC-A001P
 - ☐ Busbars / terminals
 ☐ Independent second failures
 - ☒ Lines / cables
 ☐ Double earth faults
 - ☐ Transformers
 ☐ Common mode
 - ☐ Spurious protection operation
 ☐ Protection/switching failures
 - ☐ Backup protection maloperation

Results (Bottom Panel):

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	67.173995 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	68.881069 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	290.067 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	4.318 h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9668873580
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0331126420
Energy Not Supplied	: ENS =	86.387 MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.016 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0.000 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000 MUS\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000 USD/kWh
System energy shed	: SES =	0.000 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	3.055026 1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	12.447745 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	379.849464 1/Ca

Análisis del alimentador HU-A002P_SER HUAROCHIRÍ. Los parámetros de confiabilidad del AMT HU-A002P se estimaron en base al registro de fallas (enero - diciembre 2023). En la siguiente , se da a conocer los índices de confiabilidad calculados para el sistema de Huarochirí con su equipamiento existente:

Tabla 59

Indicadores de confiabilidad del AMT HU-A002P - Equipos existentes

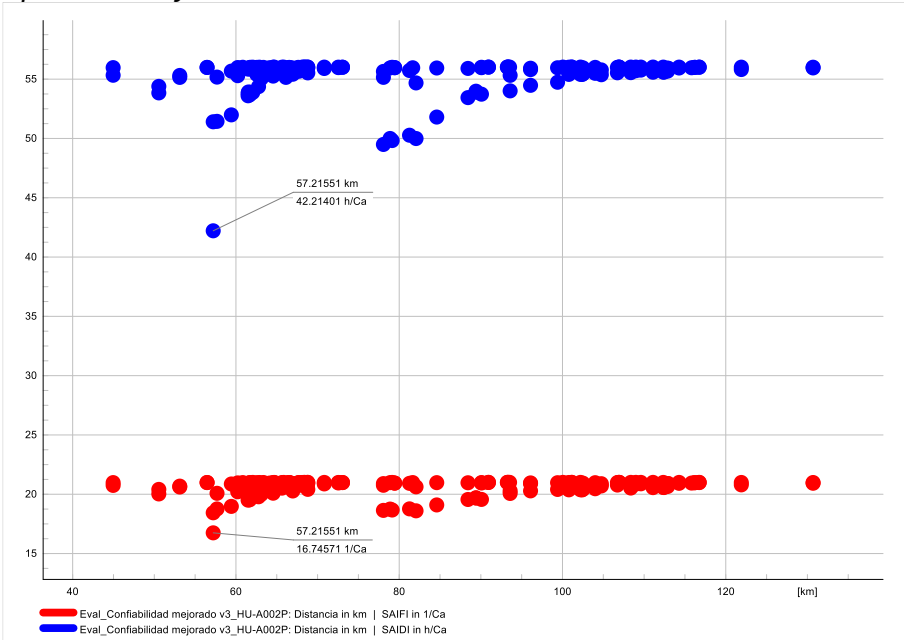
AMT	Numero de Equipos	SAIFI	SAIDI	ENS
		[1/Ca]	[h/Ca]	[MWh/a]
HU-A002P Existente	1 Recloser (Salida AMT) - 4 Reclosers	13.277	37.238	14.795

Con el objetivo de mejorar los índices de calidad del suministro del AMT HU-A002P, se ha decidido reubicar los equipos de protección (reconectadores) en zonas estratégicas de operación, esta consideración busca obtener valores aceptables de los indicadores.

En la figura 128 se presenta parte de desarrollo de optimización para la reubicación de los relés de protección.

Figura 128

Ubicación optima Saidi y Saifi del alimentador HU-A002P



En la figura se da a conocer las posibles ubicaciones que se verifica en los distintos estados del sistema medidos en Saidi y Saifi al montar un reconectador en una estructura

del AMT. Ahora, para la localización de instalación del equipo de protección en la zona mas optima es referido al punto más bajo que se muestra en la figura, que también evalúa el menor valor de los indicadores de calidad.

Implementación de la funcionalidad 21FL al relé *Noja Power*. La función Localizador de Falla (21FL) provee estimación de localización de falla en redes radiales de distribución basándose en la impedancia en el terminal de la línea. La función 21FL opera basada en las medidas de los fasores de corriente y voltaje de la frecuencia fundamental (50 o 60 Hz) en un extremo de la línea. El algoritmo de localización de falla utiliza la corriente de fase de secuencia negativa y cero como los valores de polarización, lo que elimina dependencia sobre la carga, fuente e impedancia de la carga y aumenta la precisión. Nótese que, en la estimación de localización de falla, la impedancia de falla es considerada como puramente resistiva dado que el arco de falla es resistivo

En el *software* CMS del relé *Noja Power*, se tiene el módulo de localizador de falla donde se ingresan los siguientes valores que se muestran en la gráfica.

Figura 129

Módulo de ingreso de datos de la función localizador de falla

Ajustes de Localizador de Falla	
Localizador de Falla	Activo
R0 (Ω/km)	0.010
X0 (Ω/km)	0.100
R1 (Ω/km)	0.010
X1 (Ω/km)	0.100
Longitud de línea (km)	1.00

La reactancia inductiva es el parámetro más importante de una línea aérea, puesto que afecta fuertemente a la capacidad de la transmisión.

Para hallar estos valores se siguen procedimientos técnicos establecidos por la normativa, generalmente este dado por el fabricante de cable.

La inductancia de una línea de fases a, b y c esta dado por

$$L = 2 * 10^{-7} * \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) H/m \quad (42)$$

$$X_L = 2\pi f L \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (43)$$

Donde

$$DMG(\text{distancia media geometrica}) = \sqrt[3]{d_{ab} * d_{bc} * d_{ac}} \quad (44)$$

Para el cálculo del radio medio geométrico esta dado por una relación estandarizada.

Figura 130

Relación entre en RMG a partir de su radio exterior de un cable

Radio medio geométrico a partir de su radio exterior	
Alambre cilíndrico	0.779 <i>r</i>
Cable de material único:	
7 hilos	0.726 <i>r</i>
19 hilos	0.758 <i>r</i>
37 hilos	0.768 <i>r</i>
61 hilos	0.772 <i>r</i>
91 hilos	0.774 <i>r</i>
127 hilos	0.776 <i>r</i>
Conductor ACSR :	
30 hilos (2 capas)	0.826 <i>r</i>
26 hilos (2 capas)	0.809 <i>r</i>
54 hilos (3 capas)	0.810 <i>r</i>
1 capa	0.55 a 0.70 <i>r</i>

Para determinar la impedancia de secuencia cero, es razonable considerar los tres conductores como un solo conjunto. Por lo tanto, se debe calcular el GMR equivalente de este grupo de conductores. En la ecuación muestra el cálculo de la impedancia.

$$Z_0 = 3 \left\{ \frac{R_{cond}}{3} + 988.2 * 10^{-6} * f + j * 2.893 * 10^{-3} * f * \log \left(\frac{658368 \sqrt{\frac{\rho}{f}}}{GMR_{3cond}} \right) \right\} \Omega/km \quad (45)$$

$$GMR_{3cond} = \sqrt[9]{GMR_{1cond}^3 d_{ab}^2 d_{bc}^2 d_{ca}^2} \text{ mm} \quad (46)$$

Según el Ministerio de Energía y Minas, para el diseño de líneas en redes primarias en el sector rural, se plantea lo siguiente:

1. La fórmula que se utiliza para calcular la inductancia en un sistema trifásico equilibrado es la siguiente.

$$X_L = 377 \left(0.5 + 4.6 \log \frac{DMG}{r} \right) \times 10^{-4} \text{ en } \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (47)$$

Donde

$$DMG = 1.2 \text{ m y } r = \text{radio del conductor en metros}$$

2. Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la DMG igual 2.2m

3. La reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión de fase.

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la distancia media geométrica es igual a 1.2m

4. Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

$$X_L = 0.1734 \log \frac{D_e}{D_s} \text{ en } \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (48)$$

$$D_e = 85 \sqrt{\rho} : \text{diámetro equivalente en metros} \quad (49)$$

D_s = radio equivalente del conductor, e igual $2.117r'$ para conductor de 7 alambres

ρ = resistividad eléctrica del terreno, se considera $250 \Omega - \text{m}$

r' = Radio del alambre del conductor en metros

Parámetros de conductores y caída de tensión, cuadro obtenido de la Noma DGE
Base para diseños de líneas y redes primarias para electrificación rural - Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas-.

Tabla 60*Valores de impedancia de una línea eléctrica*

Sección mm ²	Numero de alambres	Diámetro exterior (mm)	Diámetro de cada alambre (mm)	Resis. eléctrica a 20°C (Ω/km)	Resis. eléctrica a 40°C (Ω/km)	Xt (Ω/km)
25	7	6.3	2.1	1.37	1.469	0.47
35	7	7.5	2.5	0.966	1.036	0.45
50	7	9	3	0.671	0.719	0.44
70	19	10.5	2.1	0.507	0.544	0.43
95	19	12.5	2.5	0.358	0.384	0.41

Donde

X₁: Reactancia inductiva para sistemas trifásicos en Ω/km

En conclusión, en las siguientes relaciones se muestra explícitamente la relación entre la impedancia de secuencia positiva y sus respectivas partes de resistencia y reactancia de secuencia positiva.

$$R_1 = R_{\text{cond}}(DC) \Omega/km \quad (50)$$

$$X_1 = X_L = 2\pi fL \quad (51)$$

$$Z_1 = R_1 + X_1 j \frac{\Omega}{km} = Z_2 \quad (52)$$

Tabla 61*Características mecánicas de los conductores*

Características mecánicas de los conductores de aleación de aluminio normalizados					
sección (mm ²)	25	35	50	70	95
N° de alambres	7	7	7	19	19
Diámetro exterior (mm)	6.3	7.5	9	10.5	12.5
Diámetro de alambres (mm)	2.1	2.5	3	2.1	2.5
Masa total (kg/m)	0.067	0.094	0.135	0.181	0.25
Coef. De expansión térmica 1°/C	2.3X10 ⁻⁶				
Módulo de elasticidad final (N/mm ²)	60760				
Esfuerzo en rotura	295.8				

Con estas relaciones y características mecánicas y geométricas de las líneas de media tensión se resuelve los parámetros típicos de impedancia que se muestran en la siguiente tabla.

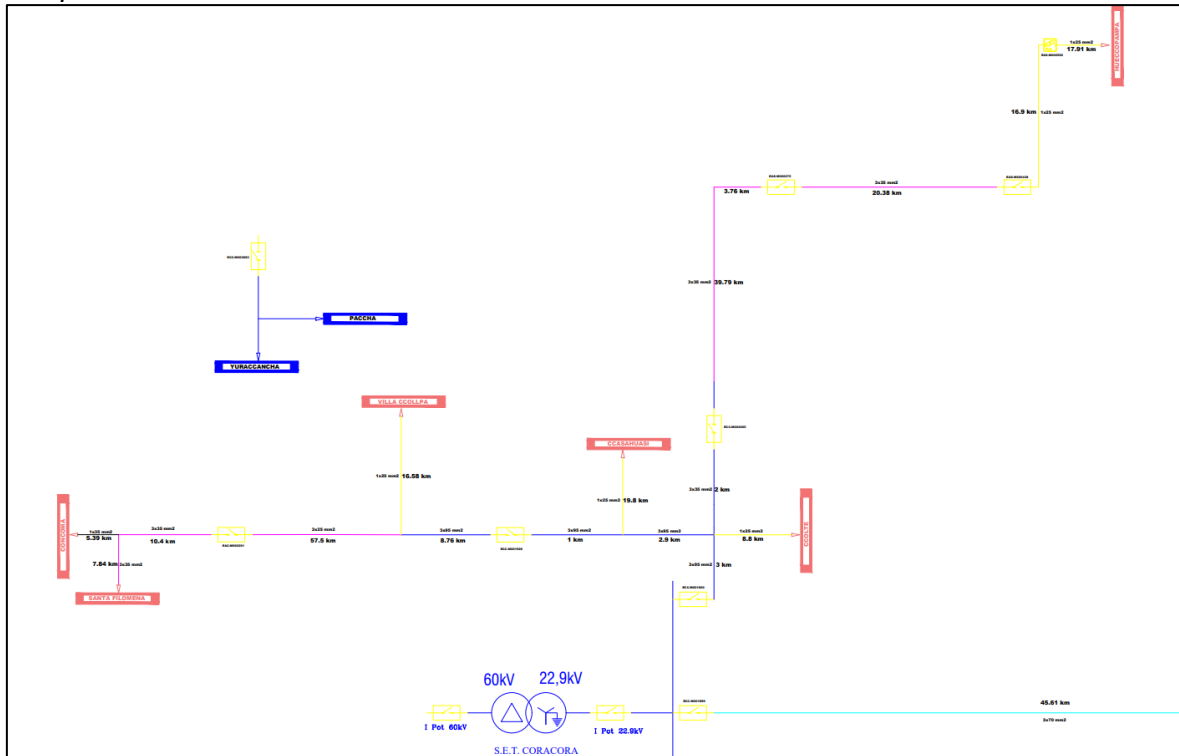
Tabla 62*Parámetros típicos de impedancia de las líneas de media tensión - 1*

Cable de aluminio Trifásico							
Sección (mm ²)	Numero de alambres	Diámetro exterior (mm)	Diámetro de cada alambre (mm)	R1 20°C (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
16				2.242	0.48	2.392	1.44
25	7	6.3	2.1	1.37	0.47	1.61	1.41
35	7	7.5	2.5	0.966	0.45	1.1436	1.4135
50	7	9	3	0.671	0.44	0.869	1.32
70	19	10.5	2.1	0.507	0.43	0.694	1.41
95	19	12.5	2.5	0.358	0.41	0.534	1.23
Cable de aluminio bifásico							
Sección (mm ²)	Numero de alambres	Diámetro exterior (mm)	Diámetro de cada alambre (mm)	R1 20°C (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
16				2.242	0.48	2.392	1.44
25				1.46	0.51	1.619	1.53
35				0.966	0.5	1.14	1.5
70				0.543	0.47	0.694	1.41
Cable de aluminio monofásico							
Sección (mm ²)	Numero de alambres	Diámetro exterior (mm)	Diámetro de cada alambre (mm)	R 20°C (Ω/km)	X (Ω/km)		
25				1.469	1.004		
35				0.966	0.988		
35 MRT				1.036	0.988		

Con estos valores se analizó el tipo de red y las distancias máximas de los sistemas de Adinelsa para obtener los valores que deben configurarse en los equipos específicos a trabajar.

Figura 131

Unifilar del sistema eléctrico de Cora Cora indicando el tipo de red y la distancia máxima de operación.



Se analizo cada sistema de Adinelsa y se obtuvieron los parámetros de impedancia, una vez obtenido los parámetros se procedieron a configurar en relé *Noja Power* para que, al momento que ocurra un evento de falla, el relé muestre la distancia de falla tomando como referencia su posición. Esto ayudará a los operadores y personal técnico a recuperar más rápido el suministro de energía a causa de una interrupción por falla eléctrica.

Tabla 63

Parámetros típicos de impedancia de las líneas de media tensión - 2

Item	Ser	Código operativo	Sistema	Sección de conductores (mm ²)			X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	Longitud Máxima (km)
1	CORA CORA	ECC-M001900	3PH	3x95	1x25		0.41	0.534	1.23	25.7
2		ECC-M001899	3PH	3x70			0.43	0.694	1.41	50.89
3		ECC-M000250	3PH	3x25			0.47	1.61	1.41	11
4		ECC-M003662	3PH	3x50			0.44	0.869	1.32	19
5		ECC-M000850	3PH	3x50	2x25	1x25	0.44	0.869	1.32	48.74
6		ECC-M002020	3PH	3x35	2x35		0.45	1.1436	1.4135	39.33
7		ECC-M000830	3PH	3x95	3x50		0.41	0.534	1.23	33.95
8		EAC-M000342	3PH	3x70	2x35	1x35	0.43	0.694	1.41	39.05
9		EAS-M000009	3PH	3x70	2x25	1x25	0.43	0.694	1.41	63.24
10		EAC-M000530	3PH	3x95			0.41	0.534	1.23	12.54
11		ECC-M001926	3PH	3x95	3x25		0.41	0.534	1.23	66.26
12	ACARÍ CHALA	EAC-M000525	3PH	3x35			0.45	1.1436	1.4135	2.12
13	TAMBO QUEMADO	ETQ-M000003	3PH	3x70	3x50	1x25	0.43	0.694	1.41	104.26
14	CHUQUIBAMBA	ECQ-M000005	1PH		1x35		0.988			50.22
15	YAUYES LUNAHUANA	EYA-M000307	3PH	3x35			0.45	1.1436	1.4135	9.64
16	HONGOS	EHO-M000012	1HP		1x25		1.004			29.84
17		EHO-M000013	1HP		1x25		1.004			29.84
18		EHO-M000332	3PH	3x35			0.45	1.1436	1.4135	25.74
19	PAMPA CONCÓN	EPC-M000298	3PH	3x50			0.44	0.869	1.32	21.47
20	HUMAY PAMAPANO	EHP-M000002	3PH	3x25			0.47	1.61	1.41	53.88
21	QUINCHES	EQU-M000010	3PH	3x95			0.41	0.534	1.23	44.71
22		EQU-M000592	2PH		2x35		0.5	1.14	1.5	33.26
23		EQU-M000594	2PH		2x70		0.47	0.694	1.41	18.03
24	HUAROCHIRÍ	EHU-M000112	3PH	3x35	1x35		0.45	1.1436	1.4135	34.11
25		EHU-M000480	3PH	3x25			0.47	1.61	1.41	13.73
26		EHU-M000108	3PH	3x95			0.41	0.534	1.23	47.8
27		EHU-M001492	3PH	3x95	1x35		0.41	0.534	1.23	79.44
28		EHU-M000040	3PH	3x35			0.45	1.1436	1.4135	25.7
29	CANTA	ECT-M000318	3PH	3x25			0.45	1.1436	1.4135	9.15

En las siguientes funcionalidades, se da a conocer la automatización avanzada que ofrece el reconector de marca *Noja Power* orientado a la operación práctica de redes de media tensión.

Figura 132

Funcionalidades especiales de automatización de reconectador Noja Power

Advanced Automation

- » Las funciones de automatización avanzada mejoran principalmente la conmutación algorítmica del RC10/RC15 para mejorar el tiempo de respuesta y las capacidades de automatización de restauración de la red.
- » Para implementar esquemas de automatización avanzados, el controlador RC10/RC15 viene con las siguientes características que se pueden emplear según los requisitos
- » UV3 AutoClose
- » LSRM (Loss of Supply Reclosing Mode)
- » VRC (Voltage Reclosing Control)
- » ACO (Auto Change Over)

NOJA POWER

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).



Funcionalidad de pérdida de suministro por bajo voltaje (UV3) (ANSI 27) en relé Noja Power. Este sistema de protección hace que el reconectador se abra cuando detecta la usencia de alimentación en sus fases conectados a una red. Es decir, monitorea la salida de la función pérdida de suministro que es la verificación de pérdida de las corrientes y tensiones en el lado ABC o RST del reconectador automático.

En síntesis, la función de pérdida de suministro verifica la ausencia de tensión fase a tierra y las corrientes en las tres fases.

Figura 133

Condiciones del detector de pérdida de suministro

$U_{abc} <$ se activa cuando el voltaje $<$ Nivel de LSD en cada uno de los terminales A, B y C $U_{rst} <$ se activa cuando el voltaje $<$ Nivel de LSD en cada uno de los terminales R, S y T $I_{abc} <$ se activa cuando la corriente $<$ 3 A en las tres fases
--

Nota: tomado del Manual de reconectador Noja Power (2020)

Los parámetros ($U_{abc}<$ y $U_{rst}<$) son empleados por los elementos de Control de Voltaje para Recierre (VRC) y Restauración Automática de Suministro (ABR) como entradas.

La funcionalidad LSD señala a las otras funcionalidades de protección que se ha interrumpido el suministro. Ya que esta funcionalidad verifica la presencia de corrientes y tensiones para afirmar la existencia de alimentación, la presencia de la funcionalidad de la salida del Detector de Pérdida de Suministro necesita que: $((U_{abc} < o Urst < o (U_{abc} < y Urst <) y I_{abc} <)$. El nivel LSD es configurable entre 0.5 y 6 kV.

El objetivo de UV3 AutoClose es restaurar la energía después de un disparo por UV3.

Cuando el modo de cierre automático UV3 está habilitado y el elemento UV3 abre el dispositivo, el reconectador permanecerá abierto hasta que se detecte voltaje por arriba del parámetro LSD configurado en ambos lados del tanque durante el periodo de recierre automático calibrado.

Figura 134

Consideraciones de la funcionalidad UV3 Autoclose

UV3 AutoClose
Example

AutoClose Time elapsed

ABC > LSD — RST > LSD

Example:

- We assume that this ACR is part of distribution network.
- UV3 AutoClose is enabled in this ACR and all configurations required to perform AutoClose are in place.
- ACR was opened by UV3 as ABC and RST sides have less voltage than LSD level.
- AS soon as ACR detected ABC and RST voltage levels were above LSD level, AutoClose timer started.
- Once AutoClose timer elapsed, device automatically closed.

Note:
When recloser closes due to UV3 AutoOpen, sequence counter is reset.

NOJA POWER

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Figura 135

Configuración de la funcionalidad UV3

The screenshot shows the 'Ajustes Generales' tab in the Noja Power software. The 'Bajo Voltaje' section contains a table for 'UV3' settings, which is highlighted with a red box. The table has columns for 'Multiplicador' and 'Tiempo de Disparo'. The 'Sobre Voltaje' section contains settings for 'OV3' and 'OV4'. The 'Bajo Voltaje' section also includes a 'Voltaje Sag (UV4)' section.

	Multiplicador		Tiempo de Disparo	
Fase (UV1)	0.85	x	10.00	s D
Fase Etapa 2 (UV12)	0.85	x	10.00	s D
Fase Etapa 3 (UV13)	0.85	x	10.00	s D
Línea a Línea (UV2)	0.80	x	10.00	s D
Línea a Línea Etapa 2 (UV22)	0.80	x	10.00	s D
Línea a Línea Etapa 3 (UV23)	0.80	x	10.00	s D
UV3				
Pérdida de Alimentación (UV3)			60.00	s R
Operación SST solamente				☐
Modo Auto Cierre			Tiempo 120	s E

Voltaje Sag (UV4)

	Min	Medio	Máx
Multiplicador	0.10	x 0.50	x 0.90
Tiempo de Operación	10.00	s	D
Tiempo de Bloqueo	10	mins	
Voltaje Monitoreado	ABC_RST		
Tipo Voltaje	Fase/Tierra		

Sobre Voltaje

	Multiplicador		Tiempo de Disparo	
Fase (OV1)	1.15	x	10.00	s D
Fase Etapa 2 (OV12)	1.15	x	10.00	s D
Fase Etapa 3 (OV13)	1.15	x	10.00	s D
Línea a Línea (OV2)	1.15	x	10.00	s D
Línea a Línea Etapa 2 (OV22)	1.15	x	10.00	s D
Línea a Línea Etapa 3 (OV23)	1.15	x	10.00	s D
OV3				
Desplazamiento de Neutro (OV3)	0.05	x	10.00	s D
Mover Promedio			5.0	s D
OV4				
Secuencia Negativa (OV4)	0.05	x	10.00	s D

Ajustes Auto Recierre de Voltaje

Tiempo de Recierre	10.00	s
No. de Disparos para Bloqueo	4	

Funcionalidad de control de recierre de voltaje (VRC) en relé Noja Power. La funcionalidad de control de recierre por tensión bloquea toda operación de autorecierre de las funcionalidades de protección de sobrecorriente de fase, tierra, secuencia negativa, falla sensible a tierra, AR VE y ABR cuando la tensión en el lado fuente está por debajo del nivel configurado por el usuario. La aplicación correcta de esta funcionalidad es prevenir situaciones de retroalimentación que puede ser peligrosas, bloqueado las operaciones de cierre al detectar ausencia de suministro aguas arriba, durante una maniobra de reparación de fallas aguas abajo. Si VRC se encuentra habilitado durante más de 200 s, el equipo de protección se bloqueará y no procederá con la secuencia de autorecierres.

Esta funcionalidad presenta tres modos de operación, dos referidos con la verificación de la fuente para la protección de sistemas radiales y el tercero para aplicaciones en redes anillados.

- Si el terminal ABC del tanque esta conectado en el lado fuente de la instalación en una red radial, entonces la función bloqueara los autorecierres cuando los terminales A,B y C verifiquen tensiones menores al umbral VRC
- Si el terminal RST del tanque está conectado en el lado fuente de la instalación en una red radial, entonces la función bloqueara los autorecierres cuando los terminales R,S y T verifiquen tensiones menores al umbral VRC
- En el caso de una red anillada, no se puede verificar que lado es fuente y que lado es carga, por lo tanto, solo se permite autorecierre si uno de los lados del tanque abierto mide tensiones mayores al umbral VRC.

Restauración automática de suministro (ABR). Esta funcionalidad es aplicable para sistemas que estén unidas mediante un reconectador normalmente abierto. El tanque con la utilización de los sensores verifica las tensiones en el lado fuente y lado carga. Si la medida de tensión se pierde en el lado carga, pero se verifica que hay tensión en el lado fuente, entonces, el tanque se cerrara luego un tiempo configurado por el usuario, dando el restablecimiento eléctrico desde la red sin falla. El tiempo de reinicio del ABR es instantáneo, es decir luego que el sistema entre en condiciones normales de operación el temporizador se reinicia. La operación de la funcionalidad ABR depende de las configuraciones de VRC y LSD, ya que el lado fuente lo determina la función VRC orientado para el trabajo de lado ABC o RST y el lado carga será el otro lado del tanque. Si la funcionalidad VRC esta configurado para una red en anillo, entonces la funcionalidad ABR entrara a trabajar en la restauración del suministro eléctrico para un solo lado y no para ambos lados.

Figura 136

Configuración de la funcionalidad VRC

Funcionalidad de cambio automático de suministro (ACO) en relé Noja Power.

Esta funcionalidad provee el intercambio automático de suministro de energía cuando una primera fuente de alimentación entre en falla, por tanto, para la aplicación de esta funcionalidad se requiere 02 reconectadores con sus respectivos controladores que comparten una carga en común. Y por último se requiere un enlace de comunicación entre los dos controladores.

Los tipos de operación son cerrar antes de abrir, en donde no se ve afectado el suministro de energía en ningún momento, y lo otro es abrir antes de cerrar en donde se va a tener el restablecimiento de la energía luego de una interrupción momentánea. Ambos tipos de operación necesitan de ajustes de tiempos de apertura y cierre que lo determina el usuario para la aplicación de la funcionalidad ACO.

La funcionalidad también tiene la opción de configurar que las dos fuentes trabajen como a un mismo nivel o principal y la otra como alternativa. Esto funciona como una configuración no dominante de servidores en donde cualquiera de los reconectores active su cierre cuando haya la indisponibilidad del otro.

La funcionalidad también elabora revisiones adicionales en los dos controladores utilizando el protocolo punto a punto para el intercambio de información.

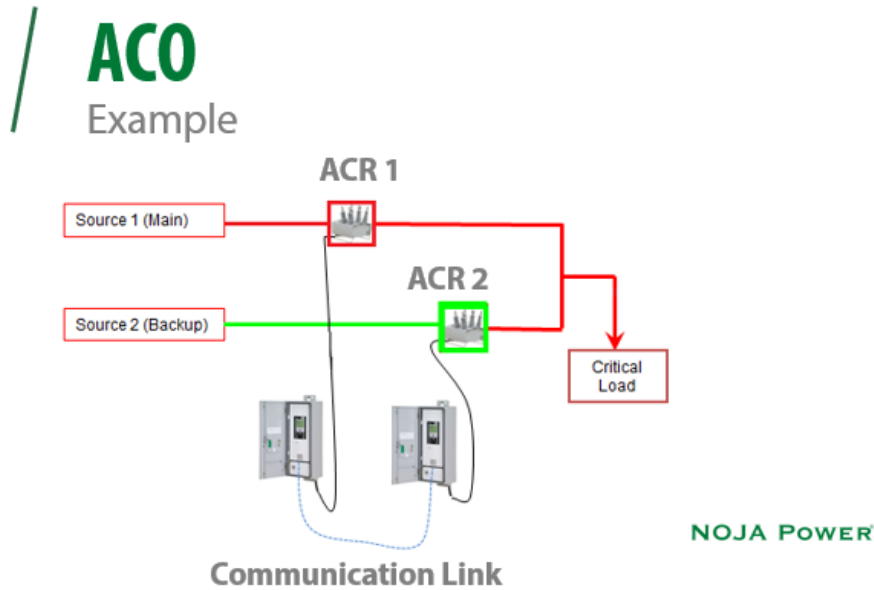
Esta funcionalidad utiliza el elemento de protección UV3 para ver si ha habido una pérdida del servicio de energía y así cualquier elemento de protección de bajo voltaje o frecuencia está habilitado para verificar si la fuente es o no confiable.

La funcionalidad ACO solo puede ser activo cuando se den las siguientes propiedades:

- Un tanque debe estar abierto y el otro cerrado
- Protección debe estar habilitado
- LL, HLT, ABR, LLB, sincronización y seccionalizador deben estar inhabilitados
- Al menos la funcionalidad UV3 debe estar programado a bloqueo o recierre
- La funcionalidad VRC debe estar programado como ABC o RST mas no como anillo.
- Los tanques deben estar operativos
- El enlace de comunicaciones debe ser confiable.
- El “Temporizador AR Activo” debe estar inhabilitado

Figura 137

Consideraciones de la funcionalidad ACO



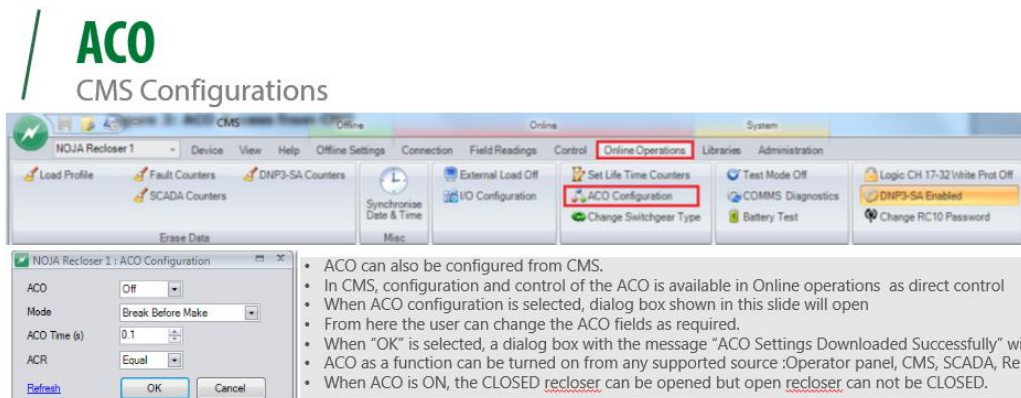
Example:

- ACO feature is enabled and On in both ACR1 and 2.
- ACR 1 is in close position and supplying power to critical load.
- ACR 2 is in open position, it will be used as backup supply in event of power loss from Main Source1.
- Both ACR 1 and 2 ACO status is Healthy.
- Both ACR 1 and 2 Source status is healthy.
- Once voltage level goes below LSD level for ACR 1.
- ACR 2 closes to restore the power to critical load.

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Figura 138

Configuración de la funcionalidad ACO

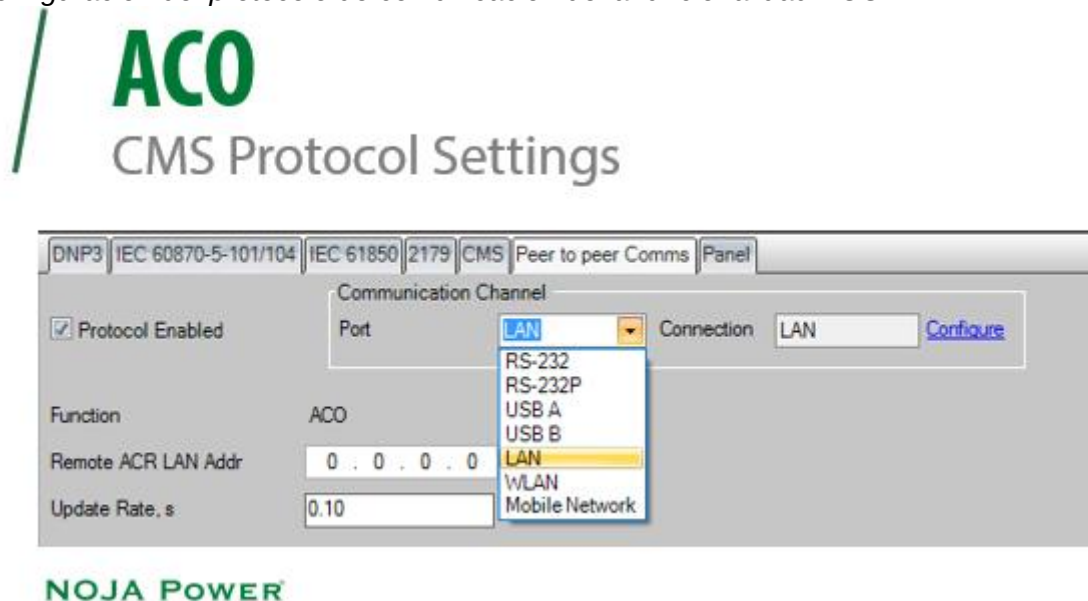


NOJA POWER

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Figura 139

Configuración del protocolo de comunicación de la funcionalidad ACO



Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power, 2019).

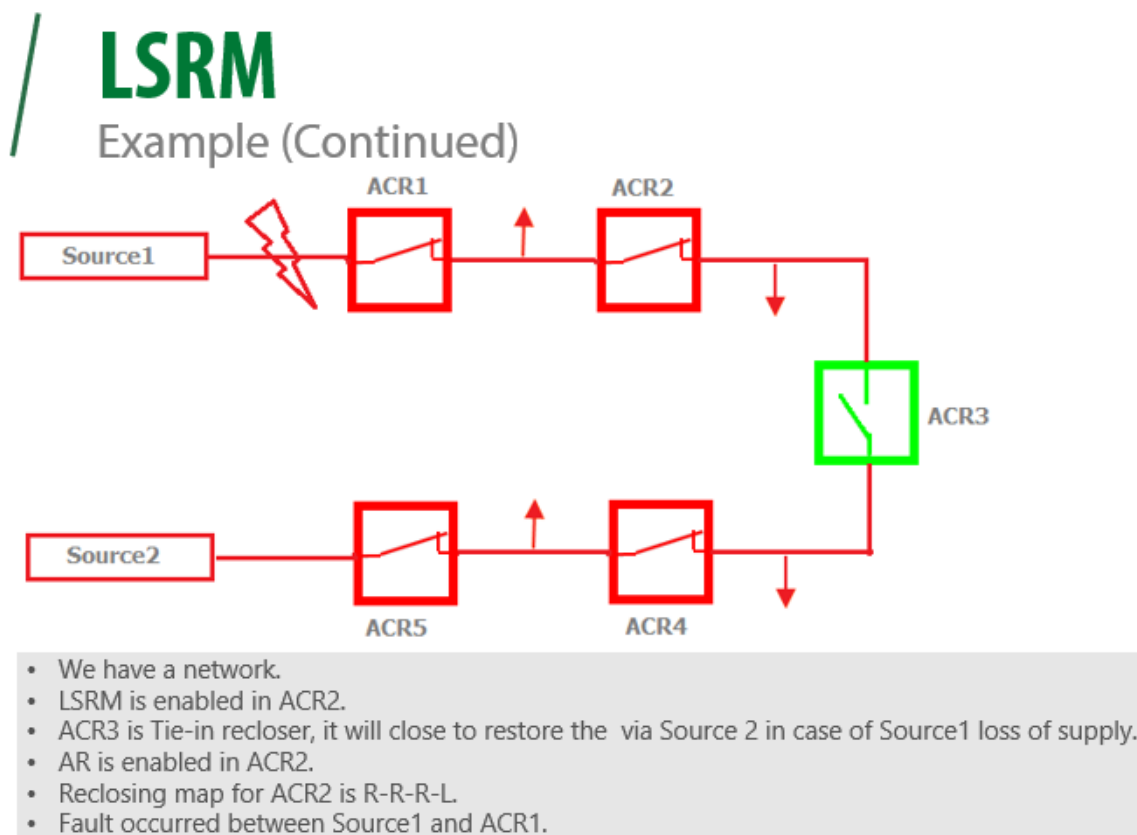
Funcionalidad de modo recierre ante pérdida de suministro (LSRM) en relé Noja Power. Esta funcionalidad se usa cuando se presenta esquemas de automatización para limitar que un reconectador complete su secuencia de recierres luego que una falla ocurre luego de la pérdida de suministro. Si esta funcionalidad está activa, cuando una pérdida de suministro es limitada, el equipo espera que el reconectador de enlace cierre y reestablezca el suministro (la alerta LSD es despejada) antes de iniciar el temporizador de la función en estudio.

El elemento de operación de un solo disparo (SST) será habilitado por la duración del tiempo de LSRM. Si no se produce un inicio de falla mientras el tiempo de LSRM está activo, por lo tanto, cuando el tiempo de LSRM llegue a su fin. El proceso de la programación normal de recierres será activada.

LSRM es aplicable las funciones de protección de sobrecorriente de fase, de tierra, falla sensible a tierra y secuencia negativa.

Figura 140

Consideraciones de la funcionalidad LSRM



NOJA POWER

Nota: tomado del curso de capacitación (Noja Power,2019).

Funcionalidad de tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) (ANSI 81R) de relé Noja Power. La protección de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) se utiliza para detectar situaciones de pérdida de la red como isla o pérdida de red y dispara el circuito para aislar la planta de generación distribuida de la red principal. Los desequilibrios de carga del generador se producen cuando una planta de generación distribuida se conecta a una red que pierde su generación principal y esto produce cambios en la frecuencia del sistema. ROCOF monitorea la frecuencia de forma continua y detecta cuándo la frecuencia cambia más allá de un umbral establecido. Una vez que ROCOF excede el límite establecido, el equipo dispara después de un retraso de tiempo establecido.

Estas funcionalidades nos ayudan a implementar esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF), que el COES establece en el Estudio de rechazo automático de carga/generación del SEIN.

Figura 141

Valores de configuración de que los agentes eléctricos deben implementar en sus relés de protección

1 ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA (ERACMF)

ERACMF de la Zona A

(Área Centro-Norte del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACIÓN (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACIÓN (s)
1	2.0%	59.20	0.15	59.8	-1.0	0.15
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.0	0.15
3	7.0%	58.80	0.15	59.8	-1.0	0.15
4	5.0%	58.60	0.15			
5	6.0%	58.50	0.15			
6	1.5%	59.50	60.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.

(2) La etapa 6 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz

(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 300 ms en las cargas que se localizan aguas abajo de:

- Transformadores 138/66 kV de la subestación Huallanca y 10/66 kV de la subestación Kiman Ayllu.
- Subestación Zorritos 220 kV
- Subestación Talara 220 kV
- Subestación Pariñas 220 kV
- Líneas L-6654 y L-6698
- Subestación Oxapampa 138/60/23 kV

ERACMF de la Zona B

(Área Sur del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACIÓN (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACIÓN (s)
1	2.0%	59.20	0.15	59.8	-1.1	0.2
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.1	0.2
3	7.0%	58.80	0.15	59.8	-1.1	0.2
4	5.0%	58.60	0.15			
5	6.0%	58.50	0.15			
6	1.5%	59.50	60.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.

(2) La etapa 6 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz

(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 350 ms en las cargas que se localizan aguas debajo de las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay.

Nota: tomado del Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN Año 2023 (COES, 2023)

Figura 142

Configuración de la funcionalidad derivada de frecuencia

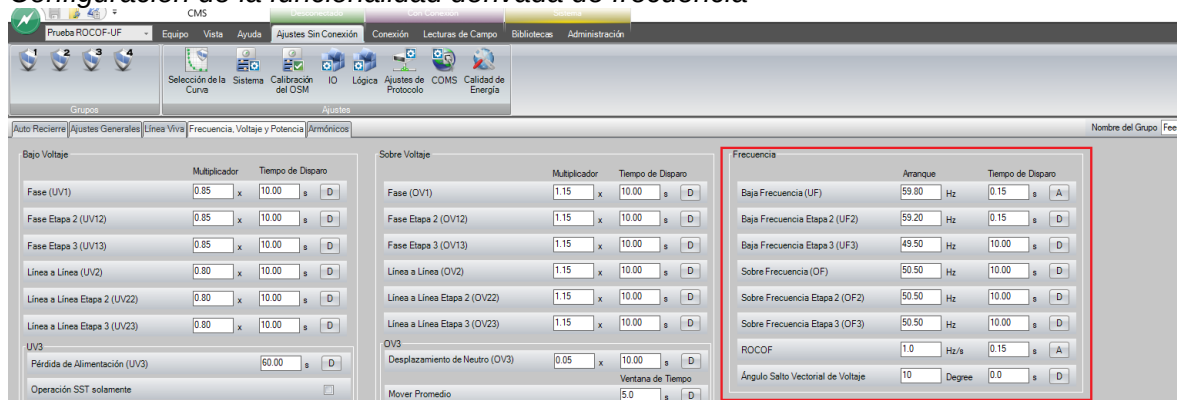


Figura 143

Configuración de la funcionalidad derivada de frecuencia en el módulo lógica del Relé Noja Power

Canal	Protección de Escritura	Nombre	Modo	Expresión de salida	Establecer Cuando	Expresión	Tiempo de Reconocimiento, s	Tiempo de Reinicio, s	Activar Pulso	Tiempo de Pulso, s	Activar Registro
1		Rechazo	Activar	Disparo	Verdadero	[A(UF)] AND [A(ROCOF)]	0.00	0.00	Off	0.02	Off
2			Desactivar		Cualquiera de los dos		0.00	0.00	Off	0.02	Off
3			Desactivar		Cualquiera de los dos		0.00	0.00	Off	0.02	Off
4			Desactivar		Cualquiera de los dos		0.00	0.00	Off	0.02	Off
5			Desactivar		Cualquiera de los dos		0.00	0.00	Off	0.02	Off
6			Desactivar		Cualquiera de los dos		0.00	0.00	Off	0.02	Off

3.2.2 Etapa experimental

3.2.2.1 Trabajo de campo

Trabajos de implementación del sistema de control remoto de equipos de protección en Adinelsa. Las actividades a realizarse en instalaciones de Adinelsa son las siguientes:

- Se desembalaron los equipos de comunicación y el gabinete Scada y UPS.
- Se realizó el montaje del gabinete Scada
- Se realizó el montaje de equipos en gabinete Scada
- Se realizó el montaje de rack UPS
- Se realizó la instalación de canaletas plásticas en sala TIC
- Se realizó el montaje de las 2 antenas celular y la antena GPS

Figura 144

Desembalaje de equipos de comunicación y UPS



Figura 145

Montaje de gabinete UPS



Los servidores Scada principal y respaldo, el servidor histórico, el servidor web, el KVM, el GPS, los switches capa 2, el firewall y los *router celular* de cabecera se encuentran instalados en un gabinete auto soportado (gabinete Scada). Este gabinete está localizado al interior del centro de datos del departamento de tecnologías de la información y comunicaciones (TIC) de Adinelsa.

Figura 146

Gabinete SCADA en sala de datos TIC



Figura 147

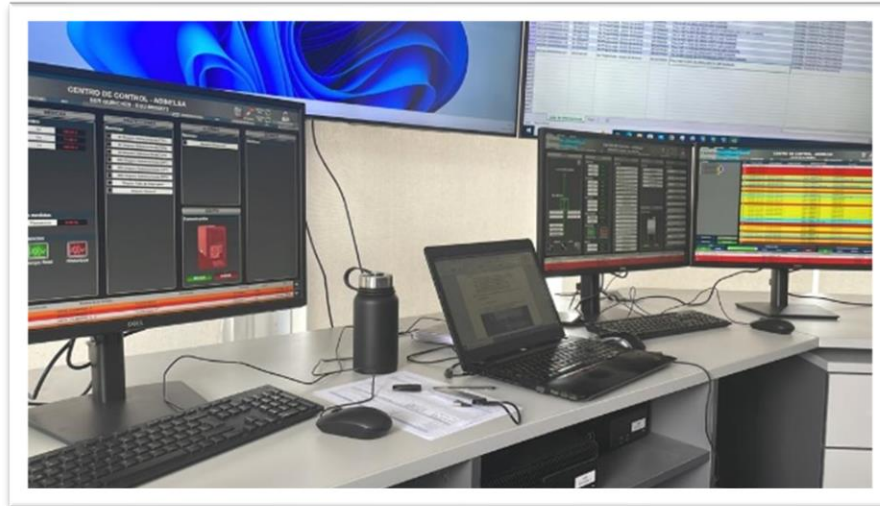
Desembalaje de equipos de comunicación y UPS



En la sala de control se cuentan con 2 estaciones de trabajo, WS1 el cual cuenta con 2 pantallas de 27" y WS2, que también cuenta con 2 pantallas de 27" al cual adicionalmente se le conectó una tercera pantalla propiedad de Adinelsa que cumple el papel temporal de *Videowall*.

Figura 148

Montaje de workstation



Montaje de reconectores automáticos de media tensión. En los siguientes cuadros se describe las planillas de gestión e implementación de los reconectores en los sistemas eléctricos que administra Adinelsa.

Tabla 64

Lista de equipos a ser instalados en el sistema eléctrico Coracora 1

Item	Equipo a implementar	Circuito / tramo	Planteamiento	UTM		Armado a implementar (DGE)	Cobertura de comunicaciones	Gestión por parte de Adinelsa			
				Este	Norte			Servidumbre	Notificar por otras instalaciones existentes	Autorizaciones para corte de energía	Permiso de trabajo a entidades locales
1	SZ-02 (38KV, 3F) / Seccionalizador trifásico	Marcabamba - Sequello	Replanteado en nueva estructura cerca de pórtico de madera	677850	8324588	PSC-3P	Claro 3G /Bitel 2G / Movistar 2G.	Excavación para nuevo poste de madera. - excavación para el sistema de puesta a tierra.	Cable de fibra óptica.	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 Y C-2 (SE. CORACORA) Y ENLACE DE MCH. MARCABAMBA	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 Y C-2 (SE. CORACORA) Y ENLACE DE MCH. MARCABAMBA
	SZ-03 (38KV, 3F) / Seccionalizador trifásico	Pacapausa - Rivacayco	Replanteado en estructura de retención existente	677130	8343065	PRHS-3P	Sin cobertura	Excavaciones para el sistema de puesta a tierra.	Cable de fibra óptica.	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 (SE. CORACORA) Y SECCIONALIZADOR SZ-	DE REQUERIRSE A SER GESTIONADO POR ADINELSA
3	SZ-04 (38KV, 3F) / Seccionalizador trifásico	Ampi /tramo Pacapausa - Llacamas	Replanteado en campo en el eje de la línea existente	674618	8347744	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Movistar 3G	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"
4	SZ-05 (38KV, 3F) / Seccionalizador trifásico	Tauca / tramo Llacamas - Aniso	Replanteado en campo en el eje de la línea existente	676403	8358156	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Sin cobertura	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"	Otro proyecto: "Mejoramiento del SER Coracora en 22.9KV"

Nota: adaptado del Dossier de calidad del desarrollador del proyecto de instalación de equipos de protección (Adinelsa, 2022)

Tabla 65

Lista de equipos a ser instalados en el sistema eléctrico Coracora 2

Ítem	Equipo a implementar	Circuito / tramo	Planteamiento	UTM		Armado a implementar (DGE)	Cobertura de comunicaciones	Gestión por parte de Adinelsa			
				Este	Norte			Servidumbre	Notificar por otras instalaciones existentes	Autorizaciones para corte de energía	Permiso de trabajo a entidades locales
5	SZ-06 (27kV, 1F) / SECCIONALIZADOR MONOPOLAR	COCHANI - CALPAMAYO	Replanteado en campo en estructura de seccionamiento existente	6669 89	8356 015	PSE-0P	CLARO 3G /BITEL 2G / MOVISTAR 2G	Excavación para el sistema de puesta a tierra	Ninguno	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 (SE. CORACORA) Y SECCIONALIZADOR SZ-1 Existente (CP. SEQUELLO)	De requerirse a ser gestionado por Adinelsa
6	SZ-07 (38kV, 3F) / SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO	YURACHUASI - COLLONI	Replanteado en campo en estructura de suspensión existente y terreno llano	6433 65	8312 842	PSC1-3P	SIN COBERTURA	Excavación para el sistema de puesta a tierra.	- Cable de fibra óptica.	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 Y C-2 (SE. CORACORA) Y ENLACE DE MCH. MARCABAMBA	De requerirse a ser gestionado por Adinelsa
7	SZ-08 (38kV, 3F) / SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO	INCUYO - SALLA SALLA	No replanteado			PSC1-3P	CLARO 3G / MOVISTAR 2G	Excavación para el sistema de puesta a tierra.	Ninguno	ADINELSA: CIRCUITOS C-1 Y C-2 (SE. CORACORA) Y ENLACE DE MCH. MARCABAMBA	De requerirse a ser gestionado por Adinelsa

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Tabla 66

Lista de actividades a desarrollarse en la instalación de un reconector durante corte de energía

Ítem	Descripción	Inicio	Fin	Responsable
1	Traslado de equipos y materiales al punto de montaje	06:00	06:30	IMG Equipamientos SAC
2	Charla de 5 minutos	06:30	06:40	IMG Equipamientos SAC
3	Retroalimentación de brigada de seguridad y vías de evacuación	06:40	06:50	IMG Equipamientos SAC
4	Señalización de área de trabajo	06:50	07:00	IMG Equipamientos SAC
5	Maniobra de desconexión de alimentador La Joya	07:00	07:10	CENTRO DE CONTROL
6	Revelado de tensión	07:10	07:15	IMG Equipamientos SAC
7	Aterramiento en ambos lados del poste objetivo	07:15	07:45	IMG Equipamientos SAC
8	Montaje de reconector <i>Noja Power</i>	07:45	08:45	IMG Equipamientos SAC
9	Montaje de seccionadores Cut Out y seccionadores cuchilla	08:45	09:35	IMG Equipamientos SAC
10	Montaje de tablero de control	09:35	10:25	IMG Equipamientos SAC
11	Instalación de cableado fuente y carga del reconector	10:25	11:15	IMG Equipamientos SAC
12	Instalación del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares	11:15	12:15	IMG Equipamientos SAC
13	Instalación del sistema de puesta a tierra	12:15	13:05	IMG Equipamientos SAC
14	Conexión del cable de control entre el tanque y el transformador de tensión	13:05	13:45	IMG Equipamientos SAC
15	Terqueó de equipos contractuales instalados	13:45	14:20	IMG Equipamientos SAC
16	Retiro de puestas a tierra temporales	14:20	14:50	IMG Equipamientos SAC
17	Declarar la línea libre de personal y puesta a tierra temporales	14:50	15:00	IMG Equipamientos SAC
18	Maniobra de conexión y/o reposición en el servicio AMT La Joya	15:00	16:00	CENTRO DE CONTROL
19	Orden y limpieza	14:00	14:30	IMG Equipamientos SAC
20	Gestión adecuada de eliminación de residuos sólidos y otros	14:30	15:00	IMG Equipamientos SAC

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Tabla 67*Lista de personales para desarrollar el montaje del reconector*

Ítem	Cargo
1	Ing. Supervisor General
2	Ing. Asistente supervisor
3	Técnico Liniero
4	Técnico Liniero
5	Técnico Liniero
6	Auxiliar electricista
7	Operador de grúa

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)**Tabla 68***Lista de herramientas, maquinarias y equipos para montaje de reconector*

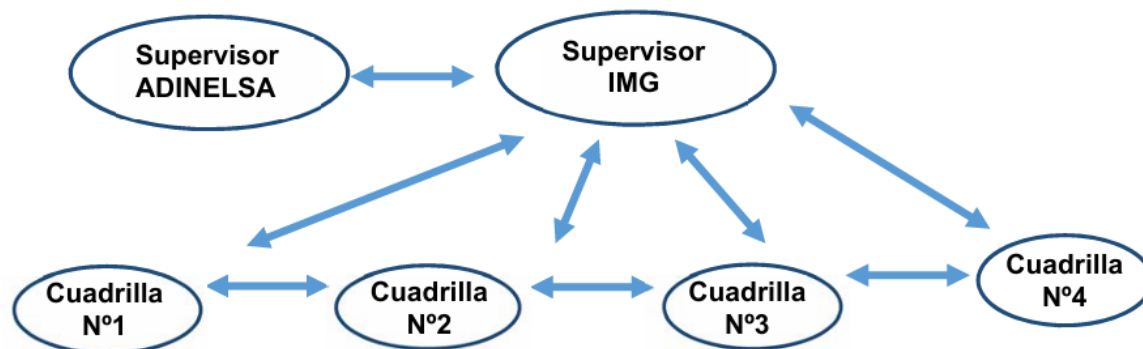
Ítem	Descripción	Función
1	Juego de llaves Allen	Ajuste y desajuste de pernos con terminación Allen
2	Juego de llaves hexagonales	Ajuste y desajuste de pernos hexagonales
3	Escalera telescópica	Para escalar al poste
4	Poleas	Como apoyo para montaje equipamiento contractual
5	Driza de 5/8"	Para levantar equipos al punto de montaje
6	01 grúas con brazo de 10m y 4Tn de capacidad	Izaje y montaje de equipos proyectados (Postes y reconectores)
7	Amoladora de 720W	Corte de concreto y otros en caso sea necesario
8	Taladro roto percutor 600W	Perforación de concreto para acondicionar alimentación AC.
9	Torquímetro	Para ajustar pernos de equipos acorde a recomendaciones de fabricante
10	Grupo Electrónico 2800W	Para la alimentación AC de equipos durante el corte
11	Camioneta de emergencia	Camioneta 4x4 equipada con la estación de emergencia y presta para evacuación al centro de salud más cercano

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Se muestra a continuación el flujo y jerarquía para las comunicaciones ante el servicio mencionado anteriormente.

Figura 149

Jerarquía de responsabilidades para montaje de reconector



Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Tabla 69

Metrado de materiales para el montaje electromecánico del reconector

Ítem	Descripción	Unidad	Metrados parciales		
			Equipo 1 Cant.	Equipo 2 Cant.	Equipo 3 Cant.
1.000	Cruceta de madera de 4"x4"x 2.4m	Pieza	-	2.00	2.00
2.000	Riostra perfil angular de F°G° de 51mmx51mmx5mmx1000mm	Pieza	-	4.00	4.00
3.000	Arandela cuadrada curva A°G° 57x57x5mm orificio 18mm	Unidad	-	8.00	10.00
4.000	Arandela cuadrada plana A°G° 57x57x5mm orificio 18mm	Unidad	-	12.00	20.00
5.000	Plancha doblada de cobre para toma de línea a tierra tipo "J"	Unidad	-	10.00	14.00
6.000	Tuerca Ojo de A°G° de 5/8" (rosca para perno de 5/8")	Unidad	2.00	4.00	6.00
7.000	Perno de doble armado de F°G° 5/8"x20" (16mmx508mm) c/4T .A	Juego	1.00	8.00	10.00
8.000	Aislador de suspensión STGSL-28-C-T	Unidad	2.00	4.00	6.00
9.000	Grillete de A°G°, 16mm Ø, 19mm Abertura 77mm Con pasador de seguridad	Unidad	2.00	4.00	6.00
10.000	Grapa de anclaje tipo pistola aluminio 35-120mm2, 3 pernos	Unidad	2.00	4.00	6.00
11.000	Cinta plana para armar	metro	2.00	4.00	6.00
12.000	Abrazadera para riostra 51mmx6.3mmx195mm C/2P 5/8"x3" T.A	Unidad	-	1.00	1.00
13.000	Perno cabeza hexagonal 5/8"x6" C/2T.4AP.2A presión	Juego	-	6.00	8.00
14.000	Estructura de F°G° base diagonal de transformador	Pieza	1.00	1.00	1.00
15.000	Estructura de F°G° acople de recloser a poste	Pieza	1.00	1.00	1.00
16.000	Abrazadera de F°G° tipo Cash de 237mm, 2 pernos 5/8"x2.5", 2T, 4AP y 02 A Presión, para trafo	Juego	2.00	2.00	2.00
17.000	Abrazadera de F°G° tipo Cash de 245mm, 2 pernos 3/4"x2.5", 2T, 4AP y 02 A Presión, para recloser	Juego	2.00	2.00	2.00
18.000	Estructura metálica de soporte de recloser en subestación	Pieza	-	-	-
19.000	Cruceta de madera tratada de 4"x4"x3m	Pieza	1.00	2.00	2.00
20.000	Riostra angular de F°G° de 51mmx51mmx5mmx1000mm	Pieza	2.00	4.00	4.00
21.000	Aislador polimérico tipo pin con espiga de 3/4"x6", 33kV	Unidad	-	1.00	1.00
22.000	Perno de doble armado de F°G° 5/8"x20" (16mmx508mm) c/4T .A	Juego	1.00	3.00	3.00
23.000	Abrazadera para riostra 51mmx6.3mmx195mm C/2P 5/8"x3" T.A tipo cash con 2 orejas	Pieza	-	2.00	2.00
24.000	Arandela cuadrada plana A°G° 57x57x5mm orificio 18mm	Unidad	4.00	8.00	10.00
25.000	Plancha doblada de cobre para toma de línea a tierra tipo "J"	Unidad	2.00	4.00	6.00
26.000	Perno cabeza hexagonal 5/8"x6" C/2T.4AP.2A presión	Juego	1.00	2.00	4.00
27.000	Conductor de aluminio protegido 70mm2	m	20.00	30.00	40.00
28.000	Cable apantallado de cobre 2x12AWG + pantalla	m	10.00	10.00	10.00

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Figura 150

Montaje de reconectador Noja Power



Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Figura 151

Configuración de nuevos ajustes de protección y sistemas de automatización



Montaje de router celulares en reconectores. Los objetivos específicos para la instalación de los *router* celulares en los reconectores que están en campo son lo siguiente:

- Realizar el montaje de 40 equipos router celular en los 40 reconectores asignados al proyecto.
- Realizar el cableado de energía para la alimentación de cada *router* celular en cada reconnector.
- Realizar el cableado de comunicaciones para la conexión entre el router celular y el relé de control y protección de cada reconnector.
- Realizar la instalación de la antena y cableado con su respectivo protector de sobretensiones y router celular en cada reconnector.

Figura 152

Router celular IR305 marca Inhand instalado en los 40 reconectores



Figura 153

Antena celular TLBF60-4G marca Tianlu instalado en los 40 reconectores



El tiempo para la ejecución de los trabajos de montaje fue de 17 días efectivos, los cuales estuvieron siendo ejecutados de manera alternada y conjunta a las pruebas de señales y de control. Además, fueron 33 localidades en las que se realizaron el montaje de los 40 *router celular* en 40 reconectores, en los cuales todos los trabajos se realizaron de manera segura y con la asistencia y satisfacción del cliente.

Tabla 70

Lista de equipos intervenidos

Ítem	Sistema Eléctrico Rural	Código operativo	Marca	Grupo
1	Canta	ECT-M000318	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1 y 2
2	Purmacana Barranca	EPB-M000326	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
3	Purmacana Barranca	EPB-M000303	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
4	Purmacana Barranca	EPB-M000240	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
5	Purmacana Barranca	EPB-M000250	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
6	Barranca	EPB-M000231	G&W/SEL 351R	Grupo 1
Grupo 1				
7	Pampas de Animas	EPA-M000001	NOJA POWER / RC-10ES	
8	AD-02 Humaya/set and.	EHA-M000003	RESEAD / SEL-351	Grupo 1
9	AD-03 Andahuasi/SET	EHA-M000001	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
10	AD-04 Sayán/SET	EHA-M000002	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
11	Huaura Sayán	EH-M000004	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
12	Huaura Sayán	EHS-M000007	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
13	Huaura Sayán	EHS-M000030	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
14	Huaura Sayán	EHS-M000035	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
15	CH Santa Leonor	ESL-M000002	ENTEC/EVRC2A-NT	Grupo 2
16	CH Santa Leonor	ESL-M000005	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
17	CH Santa Leonor	ESL-M000006	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
18	CH Santa Leonor	ESL-M000070	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
19	CH Santa Leonor	ESL-M000060	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
20	Huarocharí	EHU-M000108	ENTEC / EVRC2A	Grupo 2
21	Huarocharí	EHU-M001492	ENTEC / EVRC2A	Grupo 2
22	Huarocharí	EHU-M000040	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
23	Huarocharí	EHU-M000112	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
24	Huarocharí	EHU-M000480	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 2
25	Quinches	EQU-M000573	WHIPP & BOURNE / GVR	Grupo 2
26	Quilmana	EQM-M000001	RESEAD / SEL-351A	Grupo 2
27	Pampa Concón	EPC-M000002	ENTEC / EVRC2A	Grupo 1
28	Pampa Concón	EPC-M000298	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
29	SET Cora Cora	ECC-M001900	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
30	SET Cora Cora	ECC-M000830	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
31	SET Cora Cora	ECC-M001899	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
32	Acarí Chala	ECC-M001926	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
33	Ayacucho Sur	ECC-M002005	ENTEC / EVRC2A	Grupo 1
34	Tambo Quemado	ETQ-M000003	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 1
35	Acarí Chala	EAC-M000550	ABB / OVR	Grupo 3
36	Coracora	ECC-M002020	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 3
37	Coracora	ECC-M000250	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 3
38	Chuquibamba	ECQ-M000005	NOJA POWER / RC-10ES	Grupo 3
39	Yauca del Rosario	EYR-M000002	ENTEC / EVRC2A	Grupo 3
40	Humay Pampano	EHP-M000002	ENTEC / EVRC2A	Grupo 3

Nota: adaptado del Dossier de calidad (IMG Equipamientos, 2022)

Las actividades realizadas fueron las siguientes:

- Se realizó la inspección de la zona de trabajo.
- Se realizaron los permisos de trabajos correspondientes (AST, charla de 5 min)
- Se realizó las inspecciones de escalera y herramientas.
- Se realizó la ubicación de la escalera telescópica y se delimito el área de trabajo
- Se verificó el espacio para instalar los equipos de comunicación en cada uno de los reconvertidores.
- Se realizó el montaje del router celular, antena y supresor de sobretensiones
- Se realizó el cableado y conexionado de la alimentación del router celular según planos de ingeniería.
- Se realizó el cableado y conexionado de comunicación de router celular al relé según planos de ingeniería.
- Se realizó el cableado y conexionado de la antena de comunicación.
- Se realizó el rotulado de los equipos y cables instalados en el tablero.
- Se realizó el encendido del router celular y configuración de este.

Figura 154

Instalación de router celular en reconvertidor ECC-M002020



3.2.2.2 Validación de la aplicación de las teorías. En las siguientes imágenes, se presentan las pantallas principales del sistema de control de Adinelsa, en el cual nos permite tener control, gestión, monitoreo y operación de un equipo de protecciones que está instalado en los sistemas eléctricos de Adinelsa.

Figura 155

Pantalla de panel general



Figura 156

Pantalla de arquitectura general



Figura 157

Pantalla unifilar de la subestación Andahuasi

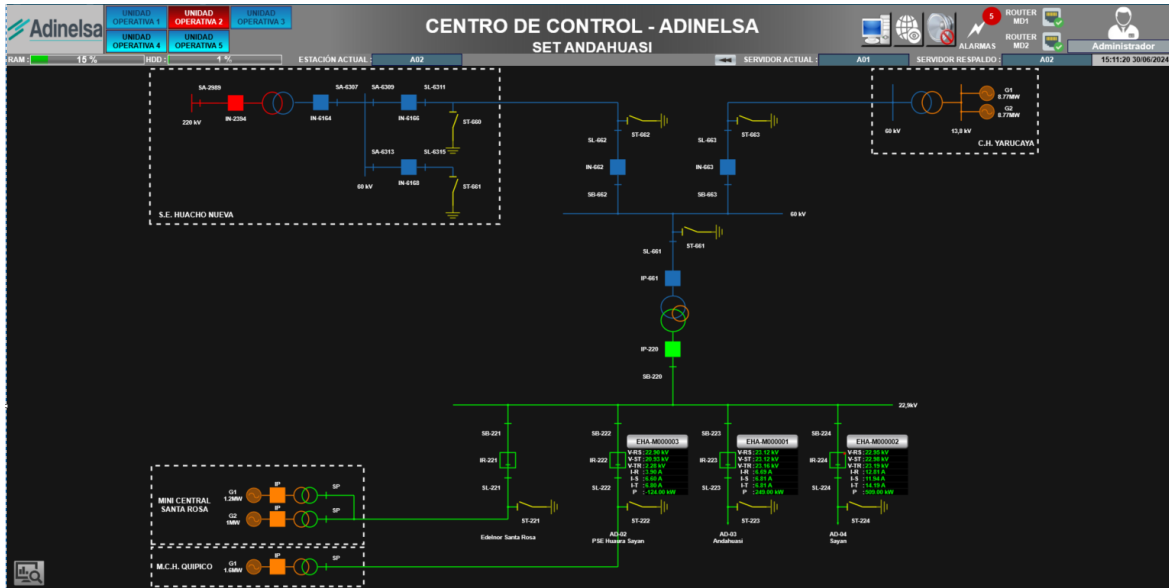


Figura 158

Pantalla despliegue del reconector

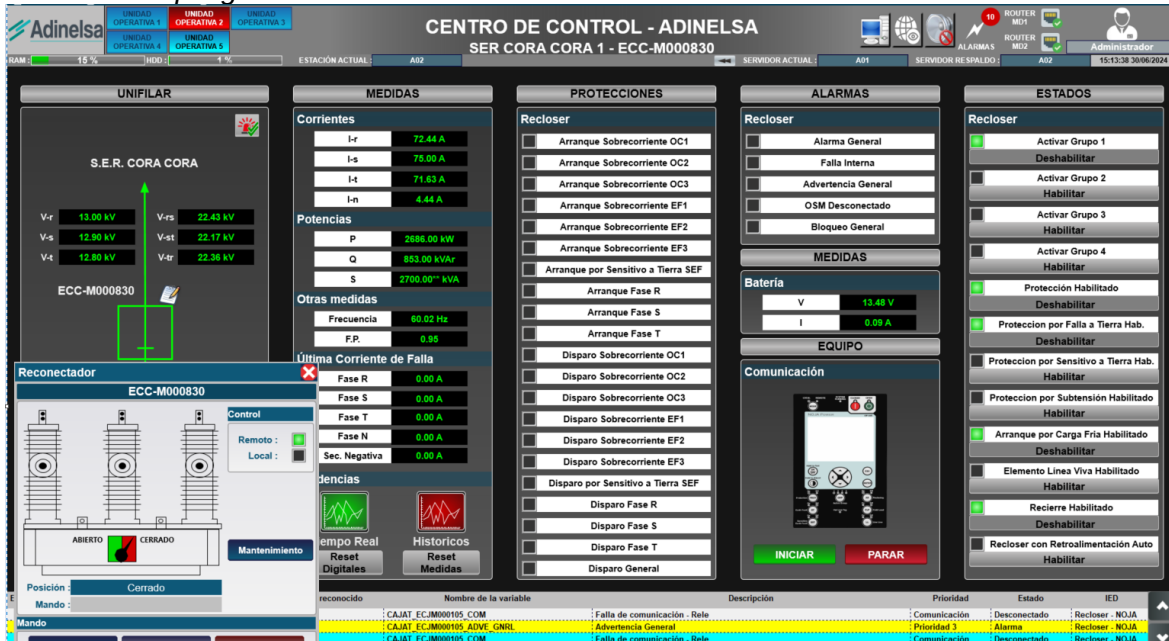


Figura 159

Pantalla alarmas



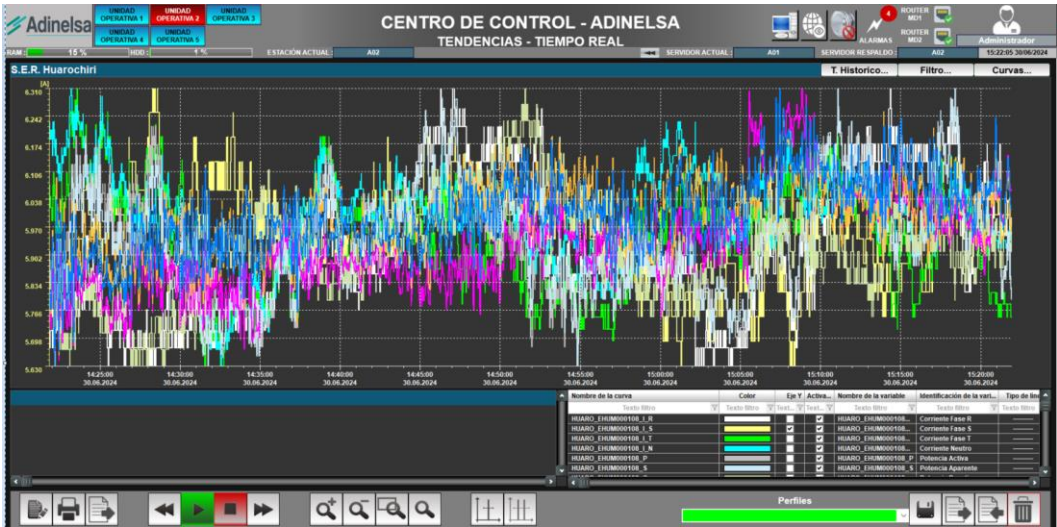
Figura 160

Pantalla eventos



Figura 161

Pantalla tendencias



3.2.3 Resultados obtenidos

En los estudios de ubicación optima de equipos se va a poner como análisis el AMT HU-A002P del SER Huarochirí. En la siguiente tabla, se muestra la evolución de los índices de confiabilidad a medida que se implementa los equipos de protección.

Tabla 71

Indicadores de confiabilidad del AMT HU-A002P

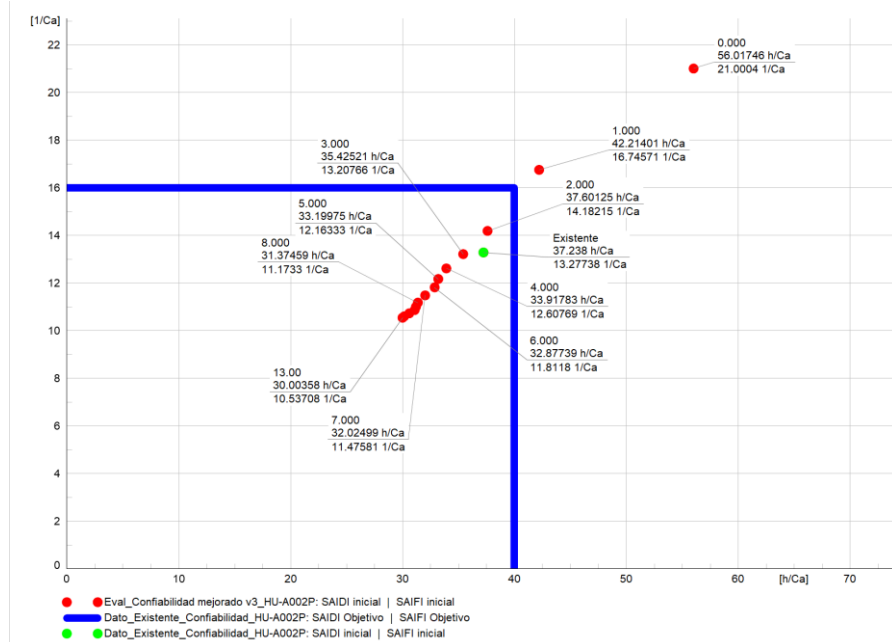
Nro. equipo	Vano/tramo	Poste/nodo	Saifi	Saidi	ENS	Variación [PCN]	Equipo propuesto
			[1/Ca]	[h/Ca]	[[MWh/a]]		
0	--	--	21.00	56.02	22.01	--	Solo en cabecera
1	ENLACE HU-QU	HU-P000402	16.75	42.21	16.75	20.26	Recloser
2	HU-M000403	HU-P000402	14.18	37.60	14.89	15.31	Seccionalizador
3	HU-M000861	HU-P000367	13.21	35.43	14.04	6.87	Cut Out
4	QU-M000666	QU-P001897	12.61	33.92	13.35	4.54	Cut Out
5	HU-M000423	HU-P000422	12.16	33.20	13.04	3.52	Cut Out
6	HU-M001720	HU-P000403	11.81	32.88	12.92	2.89	Cut Out
7	HU-M000005	HU-P000004	11.48	32.02	12.62	2.84	Cut Out
8	QU-M000723	QU-P001943	11.17	31.37	12.38	2.64	Cut Out
9	QU-M000321	QU-E00013(1)	11.00	31.20	12.31	1.58	Cut Out
10	HU-M001716	HU-P000438	10.86	31.09	12.27	1.27	Cut Out
11	QU-M000697	QU-P001897	10.72	30.60	12.09	1.25	Cut Out
12	QU-M000686	QU-P001881	10.60	30.15	11.91	1.18	Cut Out
13	HU-M001889	HU-P000412	10.54	30.00	11.86	0.55	Cut Out

Se observa del tabal anterior, que la reducción del Saifi con la ubicación del primer equipo reduce en 20.26%, respecto al Saifi obtenido al no tener un equipo en líneas de distribución. La reducción del Saifi con la ubicación del segundo equipo (seccionalizador) reduce en 15.31% respecto al Saifi obtenido al colocar al primer (recloser) con la cantidad sugerida de reclosers y seccionalizadores es posible lograr ingresar a la zona objetivo. Por lo que el aporte de unidades de *Cut Out* es poco relevante en cuanto a la confiabilidad del AMT.

En el grafico que se presenta a continuación, se ilustra la evolución de los indicadores de confiabilidad en función de la implementación de los equipos de protección. El área delimitada por la línea continua en azul indica la zona óptima.

Figura 162

Evolución de los índices de confiabilidad a medida que se implementa los equipos de protección del alimentador HU-A002P



Del grafico anterior, se puede apreciar que, al posicionar de manera optima los equipos de protección, que son referidos a reconectores, seccionalizadores y cut outs en la red existente, se logran reducir los indicadores Saidi y Saifi, alcanzando así la zona objetivo. Además, se destaca que el ultimo equipo instalado (Cut out) reduce 0.55% el Saifi.

Del análisis de confiabilidad llevado a cabo se recomienda ubicar los equipos propuestos en las siguientes estructuras: HU-P000402, HU-P000367, QU-P001897, HU-P000422, HU-P000403, HU-P000004, QU-P001943, QU-E00013(1), HU-P000438, QU-P00188 y HU-P000412 para mejorar los indicadores Saifi y Saidi.

A continuación, se presenta la evaluación de los indicadores de confiabilidad de la red actual a comparación con lo propuesto en el estudio.

Tabla 72

Evaluación de indicadores de confiabilidad del AMT HU-A002P - Equipos existentes vs. propuestos

Alimentador	Cantidad de equipos	Saifi	Saidi	ENS
		[1/Ca]	[h/Ca]	[MWh/a]
HU-A002P existente	1 recloser (salida AMT) - 4 reclosers	13.277	37.238	14.795
HU-A002P propuesto	1 recloser (salida AMT) - 1 recloser	10.537	30.003	11.860

De la implementación del sistema de control remoto para la mejor operación de los sistemas eléctricos de Adinelsa, se ha podido verificar que la operación en tiempo real es más eficiente y los indicadores han mejorado notablemente. En las siguientes tablas e imágenes, se presentan los resultados luego de la implementación de equipos de comunicación, de protecciones y configuración de estudios eléctricos.

En la pantalla reportes, el Scada nos muestra un resumen de las interrupciones que hubo en un determinado periodo de todos los equipos de protección que están integrados al Scada de Adinelsa.

Por supuesto, esto evidencia que, ante eventos de fallas, los equipos de protección actúan y el Scada lo registra permitiendo al operador realizar maniobras de análisis de fallas y energización de los circuitos afectados, sin necesidad de ir al punto del reconector para ejecutar las maniobras.

Figura 163

Tiempo de posición de los re conectadores en estado abierto

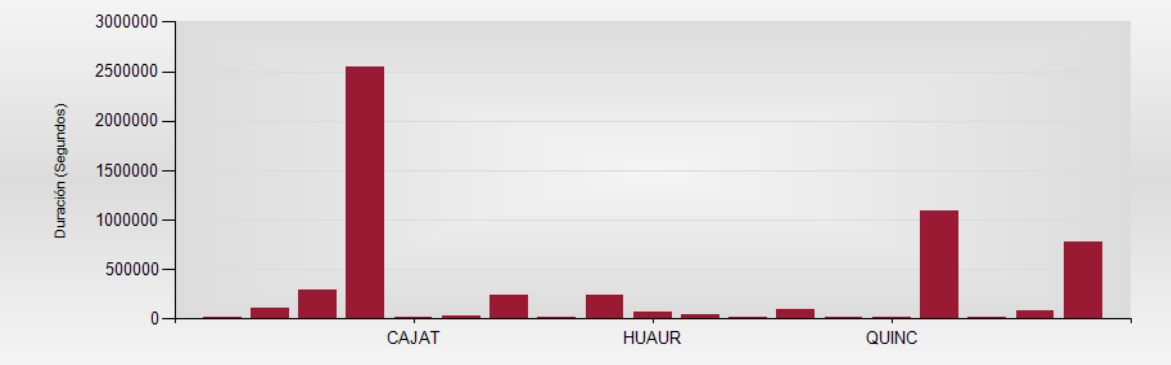


Figura 164

Conteo de posición de los re conectadores

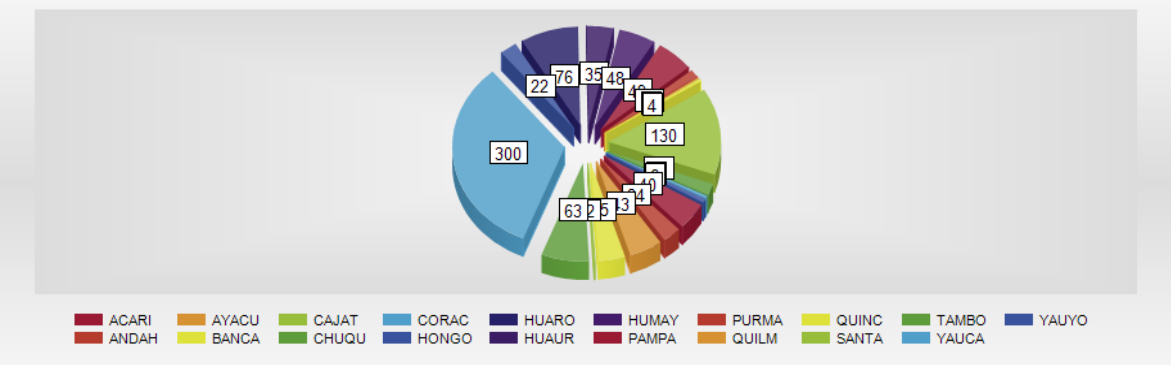


Tabla 73

Lista de interrupciones de los equipos de protección de Adinelsa en la etapa de estudio

Equipo de SER Acarí Chala	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
ACARI_EACM000550_POS_A				2:03:53	20
ACARI_EACM000525_POS_A				0:02:39	4
ACARI_ECCM001926_POS_A				0:00:48	16
Equipo de SER Ayacucho Sur	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
AYACU_ECCM002005_POS				81:32:17	43
Equipos de SER Barranca	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
BANCA_EPB0000231_POS				705:05:55	34
BANCA_EPB0000240_POS_A				0:39:30	1
Equipos de SER Canta	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
Equipos de SER Cajatambo	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
CAJAT_ECJM000105_POS_A				0:00:17	2
Equipos de SER Chuquibamba	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
CHUQU_ECQM000005_POS_A				9:59:54	63
Equipos de SER Cora Cora	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
CORAC_ECCM001899_POS_A				40:46:35	69
CORAC_ECCM001900_POS_A				9:35:22	27
CORAC_ECCM000830_POS_A				9:28:56	30
CORAC_ECCM000850_POS_A				5:29:55	43
CORAC_ECCM002020_POS_A				1:46:57	13
CORAC_ECCM000250_POS_A				0:17:24	1
CORAC_EASM000009_POS_A				0:05:26	95
CORAC_EACM000530_POS_A				0:01:03	8
CORAC_EACM000342_POS_A				0:00:34	13
CORAC_ECCM003662_POS_A				0:00:18	1
Equipos de SER Hongos	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
HONGO_EHOM000013_POS_A				3:29:03	19
HONGO_EHOM000012_POS_A				0:00:26	2
HONGO_EHOM000332_POS_A				0:00:14	1
Equipos de SER Huarochiri	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
HUARO_EHUM001492_POS_A				31:30:58	42
HUARO_EHUM000040_POS_A				16:05:04	17
HUARO_EHUM000108_POS_A				9:40:49	12
HUARO_EHUM000480_POS_A				5:26:43	1
HUARO_EHUM000112_POS_A				2:45:16	4
Equipos de SER Huaura Sayan	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
HUAUR_EIHM000004_POS_A				17:18:27	14
HUAUR_EHSM000007_POS_A				2:22:37	11
HUAUR_EHSM000030_POS_A				0:23:54	10
Equipos de SER Humay Pampano	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
HUMAY_EHPM000002_POS_A				12:32:05	48
Equipos de SER Pampa Concon	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
PAMPA_EPCM000002_POS				1:53:57	47
PAMPA_EPCM000298_POS_A				0:02:55	2
Equipos de SER Pampa de Animas	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
Equipos de SER Purmacana	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
Equipos de SER Quilmana	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
QUILMA_EQMM000001_POS				0:01:08	2
Equipos de SER Quinches	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
QUINC_EQUM000010_POS_A				0:01:56	3
QUINC_EQUM000594_POS_A				0:00:10	1
Equipos de SER Santa Leonor	Descripción	Tiempo de llegada	Tiempo de salida	Duración	Conteo
SANTA_ESLM000060_POS_A				76:53:15	35
SANTA_ESLM000006_POS_A				71:47:25	18
SANTA_ESLM000005_POS_A				70:35:57	44
SANTA_ESLM000070_POS_A				68:17:00	23
SANTA_ESLM000002_POS				14:21:13	10

Tabla 74

Lista las funciones de operación en el año 2023-1 del equipo EHS-M000030 del SER Huaura Sayán

Fecha & hora	Tipo de operación	Fuente de operación	Estado de operación	Parámetros críticos	ID del registro
30/12/23 09:35:54.641 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902117
30/12/23 09:35:24.151 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902116
30/12/23 09:12:50.023 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902115
30/12/23 09:10:24.329 AM	Abierto	ROCOF	Bloqueo	Max(ROCOF), Hz/s=3.1, Disparo(la), A=0, Disparo(lb), A=8, Disparo(lc), A=1, Disparo(ln), A=8	12884902114
25/10/23 07:53:52.079 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902113
25/10/23 06:35:35.023 AM	Abierto	ROCOF	Bloqueo	Max(ROCOF), Hz/s=7.1, Disparo(la), A=2, Disparo(lb), A=8, Disparo(lc), A=4, Disparo(ln), A=7	12884902112
26/09/23 01:50:05.330 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902111
26/09/23 01:48:47.040 PM	Abierto	UF	Bloqueo	Min Frec, Hz=59.18, Disparo(la), A=10, Disparo(lb), A=16, Disparo(lc), A=10, Disparo(ln), A=6	12884902110
16/09/23 08:54:12.638 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902109
16/09/23 08:53:28.957 PM	Abierto	ROCOF	Bloqueo	Max(ROCOF), Hz/s=6.3, Disparo(la), A=4, Disparo(lb), A=13, Disparo(lc), A=4, Disparo(ln), A=9	12884902108
19/08/23 09:56:52.230 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902107
19/08/23 09:56:21.045 PM	Abierto	ROCOF	Bloqueo	Max(ROCOF), Hz/s=2.4, Disparo(la), A=4, Disparo(lb), A=13, Disparo(lc), A=5, Disparo(ln), A=9	12884902106
25/06/23 04:28:43.199 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902105
25/06/23 07:22:46.193 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902104
07/06/23 05:01:15.021 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902103
07/06/23 04:56:01.111 PM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902102
07/06/23 07:28:25.692 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902101
07/06/23 07:25:08.908 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902100
04/05/23 03:25:40.285 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902099
04/05/23 02:32:26.867 PM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902098
04/05/23 01:29:05.505 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902097
04/05/23 01:26:17.897 PM	Abierto	ROCOF	Bloqueo	Max(ROCOF), Hz/s=3.1, Disparo(la), A=9, Disparo(lb), A=7, Disparo(lc), A=0, Disparo(ln), A=2	12884902096
04/05/23 01:25:51.050 PM	Cierre	AR OC/NPS/EF /SEF/Yn	Cierre 2		12884902095
04/05/23 01:25:48.986 PM	Abierto	OC3+	Abierto 2	Max(lb), A=483, Disparo(la), A=13, Disparo(lb), A=441, Disparo(lc), A=348, Disparo(ln), A=213	12884902094
30/04/23 08:41:16.383 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902093
30/04/23 08:40:07.108 AM	Abierto	UF	Bloqueo	Min Frec, Hz=59.16, Disparo(la), A=2, Disparo(lb), A=8, Disparo(lc), A=3, Disparo(ln), A=6	12884902092
30/04/23 08:35:35.848 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902091
30/04/23 08:34:38.963 AM	Abierto	UF	Bloqueo	Min Frec, Hz=59.13, Disparo(la), A=10, Disparo(lb), A=17, Disparo(lc), A=11, Disparo(ln), A=7	12884902090
08/04/23 05:44:21.787 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902089
08/04/23 08:29:07.181 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902088

Tabla 75

Lista las funciones de operación en el año 2023-2 del equipo EHS-M000030 del SER Huaura Sayán

Fecha & hora	Tipo de operación	Fuente de operación	Estado de operación	Parámetros críticos	ID del registro
06/02/23 05:41:13.056 PM	Abierto	OC1+	Bloqueo	Max(Ib), A=451, Disparo(Ia), A=0, Disparo(Ib), A=310, Disparo(Ic), A=307, Disparo(In), A=3	12884902078
04/02/23 07:14:53.260 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902077
04/02/23 06:02:33.371 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902076
04/02/23 05:40:50.010 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902075
04/02/23 02:48:28.552 AM	Abierto	SCADA	Bloqueo		12884902074
04/02/23 02:10:12.288 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902073
04/02/23 01:38:04.567 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=37, Disparo(Ia), A=12, Disparo(Ib), A=37, Disparo(Ic), A=11, Disparo(In), A=27	12884902072
31/01/23 12:34:44.032 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902071
31/01/23 12:27:59.651 PM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=112, Disparo(Ia), A=6, Disparo(Ib), A=122, Disparo(Ic), A=11, Disparo(In), A=89	12884902070
29/01/23 01:19:49.107 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902069
29/01/23 01:13:23.124 AM	Abierto	OC1+	Bloqueo	Max(Ib), A=287, Disparo(Ia), A=14, Disparo(Ib), A=235, Disparo(Ic), A=229, Disparo(In), A=1	12884902068
27/01/23 02:31:25.389 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902067
27/01/23 02:24:04.280 PM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=87, Disparo(Ia), A=10, Disparo(Ib), A=66, Disparo(Ic), A=11, Disparo(In), A=50	12884902066
20/01/23 03:37:05.178 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902065
20/01/23 03:28:31.154 PM	Abierto	OC1+	Bloqueo	Max(Ib), A=212, Disparo(Ia), A=4, Disparo(Ib), A=212, Disparo(Ic), A=9, Disparo(In), A=213	12884902064
16/01/23 04:02:52.711 PM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902063
16/01/23 03:38:43.720 PM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=57, Disparo(Ia), A=7, Disparo(Ib), A=12, Disparo(Ic), A=61, Disparo(In), A=53	12884902062
16/01/23 11:11:54.527 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902061
16/01/23 11:08:08.835 AM	Abierto	OC1+	Bloqueo	Max(Ib), A=54, Disparo(Ia), A=10, Disparo(Ib), A=34, Disparo(Ic), A=10, Disparo(In), A=26	12884902060
16/01/23 11:08:08.551 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902059
16/01/23 10:54:13.894 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=35, Disparo(Ia), A=18, Disparo(Ib), A=40, Disparo(Ic), A=12, Disparo(In), A=29	12884902058
16/01/23 10:54:13.802 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902057
16/01/23 10:35:20.620 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=89, Disparo(Ia), A=7, Disparo(Ib), A=12, Disparo(Ic), A=97, Disparo(In), A=89	12884902056
15/01/23 06:58:19.340 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902055
15/01/23 06:56:07.831 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=46, Disparo(Ia), A=2, Disparo(Ib), A=40, Disparo(Ic), A=3, Disparo(In), A=39	12884902054
15/01/23 06:53:46.973 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902053
15/01/23 06:26:31.434 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=56, Disparo(Ia), A=28, Disparo(Ib), A=69, Disparo(Ic), A=42, Disparo(In), A=43	12884902052
15/01/23 06:26:31.359 AM	Cierre	SCADA	Cierre 1		12884902051
15/01/23 06:24:46.738 AM	Abierto	EF1+	Bloqueo	Max(In), A=48, Disparo(Ia), A=20, Disparo(Ib), A=64, Disparo(Ic), A=19, Disparo(In), A=40	12884902050

Figura 165

Descarga de registro de oscilografía para análisis de fallas del equipo EHS-M000030

EHS-M000030_SER HUAURA SAYAN

- 2 -

23/05/2024 / 08:49:44.264

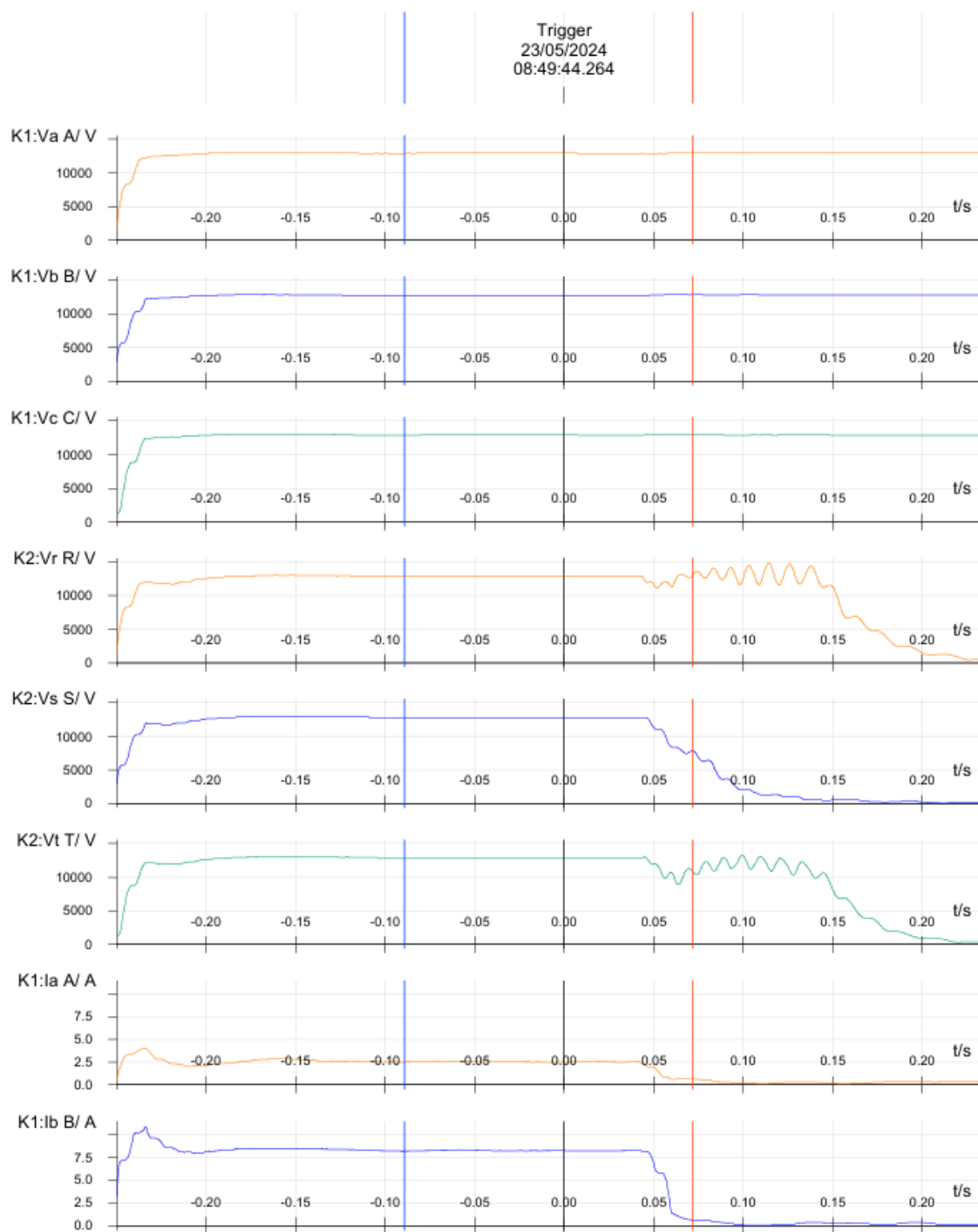


Tabla 76

Resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación

Cod	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2023-1 (A 30.06.23)		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	BT	0197	273	10	25	0	0		0
1	PSE GRACIAS A DIOS	4	MT	0197	1	7	17	0	0		0
2	SER ASQUIPATA	SER	BT	0198	329	10	40	1.21	10.47		0
2	SER ASQUIPATA	SER	MT	0198	1	7	28	1	10.07		0
3	SER SANTA LEONOR	SER	BT	0201	3695	10	40	18.14	29.25	NIC TRANSGREDIDO	2,515.39
3	SER SANTA LEONOR	SER	MT	0201	11	7	28	14.45	19.53	NIC TRANSGREDIDO	329.86
4	SER HUAROCHIRI	SER	BT	0206	7756	10	40	7.25	13.55		0
4	SER HUAROCHIRI	SER	MT	0206	25	7	28	6.16	11.22		0
5	SER QUINCHES	SER	BT	0203	2799	10	40	2.37	4.75		0
5	SER QUINCHES	SER	MT	0203	4	7	28	2.25	3.48		0
6	SER CANTA	SER	BT	0204	2067	10	40	2.23	27.47		0
6	SER CANTA	SER	MT	0204	6	7	28	2.5	30.75	DIC TRANSGREDIDO	92.18
7	SER CAJATAMBO	SER	BT	0205	4846	10	40	7.58	18.62		0
7	SER CAJATAMBO	SER	MT	0205	4	7	28	7	17.03		0
8	SER CALANGO II ETAPA	SER	BT	0284	276	10	40	2.32	6.66		0
9	SER HUMAY PAMPANO	SER	BT	0211	1172	10	40	2.99	13.93		0
9	SER HUMAY PAMPANO	SER	MT	0211	7	7	28	2.29	10.79		0
10	SER CANAAN - FERMIN TANGUIS	SER	BT	0143	142	10	40	0	0		0
11	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	BT	0271	2610	10	40	4.19	9.88		0
11	SER PAMPA CONCÓN TOPARA	SER	MT	0271	19	7	28	3.05	8.81		0
12	SER QUILMANA	SER	BT	0274	263	10	40	0.3	7.1		0
13	SER PASCO RURAL (HUACHON)	4	BT	0212	872	10	25	0.02	0.11		0
14	SER HONGOS	SER	BT	0202	2429	10	40	0.66	1.60		0
14	SER HONGOS	SER	MT	0202	7	7	28	0.29	0.28		0
15	SER YAUYOS	SER	BT	0213	3034	10	40	0.71	2.86		0
15	SER YAUYOS	SER	MT	0213	5	7	28	0	0		0
16	SER LUNAHUANA	SER	BT	0214	907	10	40	1.56	8.65		0
16	SER LUNAHUANA	SER	MT	0214	3	7	28	1	2.48		0

Nota: adaptado de los informes del área de calidad de Adinelsa (2024)

Tabla 77

Segunda parte de resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación

Cod.	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2023-1 (A 30.06.23)		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
17	SER CHARAPE	SER	BT	0216	558	10	40	1.88	8.18		0
18	SER CORACORA I-II	SER	BT	0264	9463	10	40	16.51	65.22	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	22,497.35
18	SER CORACORA I-II	SER	MT	0264	13	7	28	11.85	33.63	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	600.4
19	SER MARCABAMBA	SER	BT	0210	996	10	40	3.41	12.06		0
19	SER MARCABAMBA	SER	MT	0210	2	7	28	3	10.08		0
21	SER AYACUCHO SUR	SER	BT	0132	807	10	40	3.74	14.47		0
21	SER AYACUCHO SUR	SER	MT	0132	2	7	28	3	5.28		0
22	SER ACARI-CHALA	SER	BT	0283	4731	10	40	12.18	45.84	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	7,550.35
22	SER ACARI-CHALA	SER	MT	0283	11	7	28	9.64	30.21	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	5,404.55
23	SER QUICACHA	SER	BT	0209	1726	10	40	2.84	25.65		0
23	SER QUICACHA	SER	MT	0209	7	7	28	1	10.88		0
24	SER CHUQUIBAMBA	4	BT	0265	574	10	25	1.14	6.52		0
24	SER CHUQUIBAMBA	4	MT	0265	1	7	17	0	0		0
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	BT	0310	1317	10	40	4.40	7.45		0
25	SER TAMBO QUEMADO	SER	MT	0310	2	7	28	4	5.5		0
26	SER CANGALLO V ETAPA	SER	BT	044	263	10	40	0.99	2.06		0
27	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	BT	0309	3024	10	40	4.74	13.78		0
27	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	MT	0309	6	7	28	4	8.49		0
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	BT	0268	2764	10	40	6.22	22.79		0
29	SER HUAURA SAYÁN II ETAPA	SER	MT	0268	12	7	28	7	25.41		0
30	SER IHUARI	SER	BT	0285	1120	10	40	3.31	19.54		0
30	SER IHUARI	SER	MT	0285	4	7	28	3.25	18.81		0
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	BT	0269	668	10	40	3.93	11.54		0
31	SER YAUCA DEL ROSARIO	SER	MT	0269	2	7	28	2	5.19		0

Nota: adaptado del Informe del área de calidad de Adinelsa (2024)

Tabla 78

Tercera parte de resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-1 y compensación

Cod.	Sistema eléctrico	Sector típico	Nivel de tensión	Código NTCSE	Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2023-1 (A 30.06.23)		Observación	Compensación NTCSE \$USD
								NIC	DIC		
32	SER CP GUADALUPE-SANTA FE-RUQUIA VEGUETA HUAURA	SER	BT	0278	502	10	40	1.5	7.8		0
33	SER CASTROVIRREYNA - HUAYTARA	SER	BT	0144	1968	10	40	0.93	5.53		0
33	SER CASTROVIRREYNA - HUAYTARA	SER	MT	0144	1	7	28	3	25.27		0
34	SER CHACAS SAN LUIS	SER	BT	0295	814	10	40	0.03	0.05		0
					64921			211.01	716.57		\$ 38,990.08

Nota: adaptado de los informes del área de calidad de Adinelsa (2024)

Tabla 79

Resumen de indicadores NIC y DIC del semestre 2023-2 y compensación

Monto de indicadores NIC y DIC de Semestre 2023-2 y compensación											
Nº	Sistema Eléctrico	SE	Nivel de Tensión	Nº Clientes	Tolerancia NIC	Tolerancia DIC	Semestre 2023-2				
							NIC	DIC	Observación	Comp. USD\$	
1	SER CORACORA I-II	SER	BT	9677	10	40	4	11.56		\$ -	
2	SER ACARÍ-CHALA	SER	BT	4841	10	40	6.32	14.37		\$ -	
3	SER ACARÍ-CHALA	SER	MT	12	7	28	3.5	9.39		\$ -	
4	SER SANTA LEONOR	SER	BT	3677	10	40	16.49	22.1	NIC TRANSGREDIDO	\$ 2,392.91	
5	SER PURMACANA-BARRANCA	SER	MT	6	7	28	9	18.09	NIC Y DIC TRANSGREDIDOS	\$ 832.89	
6	SER SANTA LEONOR	SER	MT	11	7	28	12.55	14.75	NIC TRANSGREDIDO	\$ 306.34	
7	SER CORACORA I-II	SER	MT	11	7	28	4	11.75		\$ -	
8	SER CANTA	SER	MT	6	7	28	2.17	5.13		\$ -	
		Total, usuarios		65,963.00						Monto Compensación 2023-I - dólares	\$3,532.14

Nota: adaptado del Informe del área de calidad de Adinelsa (2024)

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Plan de pruebas

Las pruebas se realizaron en base a las tablas de asignación de niveles de logro de los indicadores definidas en el numeral 1.3.3. Los resultados obtenidos se contrastarán con los rangos de puntaje y niveles definidos en la tabla 1. Los cuales también forman parte de las tablas de niveles de logro de los indicadores de cada variable del proyecto.

4.1.1 Asignación de niveles y rangos

La tabla 1 sirve de base para asignar el correspondiente rango y nivel de logro a los puntajes obtenidos por cada indicador de cada una de las variables del proyecto.

En el capítulo 1, se calculó un valor un porcentaje de éxito para el objetivo específico 1. El cual resultó con una valoración de 29.78% y nivel 1, el cual poseía un significado de “Malo”, lo cual tenía sentido, ya que aún no se desarrollaba en proyecto de ingeniería de implementar un centro de control, instalar equipos de protección y elaborar estudios eléctricos.

En el proceso del desarrollo del proyecto de ingeniería, se implementó el centro de control de operaciones de Adinelsa, se instalaron equipos de protección y se elaboraron estudios eléctricos. Es por ello, por lo que se calculará el porcentaje de los objetivos específicos 2, 3, 4 y 5 teniendo en cuenta, la elaboración del todo el proyecto.

4.1.2 Valores de referencia

Los valores de referencia para el plan de pruebas corresponden a los valores obtenidos para el objetivo específico 1 del presente trabajo de suficiencia profesional. El cual es determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos.

4.2 Ejecución de pruebas

De acuerdo con los resultados obtenidos en el ítem 3, se ejecuta el plan de pruebas, para lo cual se empleará los niveles y valoraciones mostrados en la tabla 1, que fue explicado en el ítem 4.1.1.

4.2.1 Pruebas para el objetivo específico 5

- Indicador X5.1.1: Competencia del personal operativo en campo

Tabla 80

Valoración del indicador X5.1.1

Uso de capacidades para solucionar problemas en campo por parte del personal operativo de Adinelsa						
Capacidades	5	4	3	2	1	Resultado
El personal operativo en campo; identifica, analiza sus antecedentes y diagnostica la situación respectivamente del problema a resolver que se presentan en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	0	10	0	0	0	40
El personal operativo en campo; evalúa y selecciona las soluciones más adecuadas técnica y económicamente ante el problema que se presenta en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	0	10	0	5	5	40
El personal operativo en campo; usa los métodos, procedimientos técnicos establecidos y herramientas de la ingeniería eléctrica en la ejecución de los trabajos cuando se está ejecutando los trabajos para resolver los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos que opera Adinelsa	1	9	0	5	5	45
Valor total						125
Valor optimo						150
Nivel de eficiencia						80%

Como se puede observar se va a considerar una valorización de 80%

- Indicador X5.1.2: Competencia del personal en el centro de control de operaciones.

Tabla 81

Valoración del indicador X5.1.2

Indicador X1.1.2	Descripción	Nivel	Valoración
Competencia del personal en el centro de control de operaciones.	Cuenta con información y conoce de equipos de protecciones y comunicaciones	5	[75% - 100%]
	Cuenta con poca información y no conoce mucho de equipos de protecciones y comunicaciones	2	[40% - 54%]

Cuando se llevo a acabo el proyecto se capacitó al personal para la operación del centro de control de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 80%.

- Indicador X5.2.1: Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional

Tabla 82

Valoración del indicador X5.2.1

Indicador X1.2.1	Descripción	Nivel	Valoración
Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	Cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	5	[75% - 100%]
	No cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	1	[0% - 39%]

En el desarrollo del proyecto se implementó equipos sofisticados en la adquisición de datos de equipos eléctricos instalados en las redes de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 85%.

- Indicador X5.2.2: Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas

Tabla 83

Valoración del indicador X5.2.2

Indicador X1.2.2	Descripción	Nivel	Valoración
Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	Equipos nuevos no mayor a un año en operación	5	[75% - 100%]
	Equipos mayores a 10 años en operación	1	[0% - 39%]

Los equipos de comunicaciones y protecciones que se implementaron son nuevos. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 95%.

- Indicador X5.2.3: Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones

Tabla 84

Valoración del indicador X5.2.3

Indicador X1.2.3	Descripción	Nivel	Valoración
Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	Equipos de protecciones sofisticados orientado a la operación de redes eléctricas de media tensión	5	[75% - 100%]
	Equipos que presentan deficiencias en la operación de los sistemas eléctricos de media tensión	2	[40% - 54%]

Los equipos que se implementaron en el proyecto son actualizados a tendencias tecnológicas que amerita las redes eléctricas en particular de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 85%.

- Indicador X5.2.4: Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones

Tabla 85

Valoración del indicador X5.2.4

Indicador X1.2.4	Descripción	Nivel	Valoración
Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	2 mantenimientos al año consecutivamente a los equipos de protección	5	[75% - 100%]
	1 mantenimiento cada 5 años	1	[0% - 39%]

Luego de la instalación de los equipos, se elaboró un plan de mantenimiento con especialistas en los temas para hacer cumplir a cabalidad por el área de operación y mantenimiento de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 100%.

- Indicador X5.3.1: Elaboración de los estudios eléctricos

Tabla 86

Valoración del indicador X5.3.1

Indicador X1.3.1	Descripción	Nivel	Valoración
Elaboración de los estudios eléctricos	Elaboración de estudios anules por empresa especializada	5	[75% - 100%]
	Elaboración de estudios no competitivos en el análisis de sistemas de potencia	1	[0% - 39%]

Se elaboro estudios eléctricos con empresas especializadas en el tema y estos estudios fueron verificados y aprobados por personal especialista de Adinelsa. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X5.3.2: Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa

Tabla 87

Valoración del indicador X5.3.2

Indicador X1.3.2	Descripción	Nivel	Valoración
Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	Configuración correcta a todos los equipos de protección en el sistema de Adinelsa	5	[75% - 100%]
	Configuración correcta al 15% del total de equipos instalados en las redes de Adinelsa	1	[0% - 39%]

Luego de la implementación de los equipos de protección y elaborado los estudios eléctricos, se procedieron a configurar todos los equipos correctamente. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 100%.

- Indicador X5.4.1: Numero de interrupciones

Tabla 88

Valoración del indicador X5.4.1

Indicador X1.4.1	Descripción	Nivel	Valoración
Numero de interrupciones	No transgresión de los indicadores de calidad en número de interrupciones	5	[75% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en número de interrupciones	2	[40% - 54%]

Al desarrollar todo el proyecto el número de interrupciones prolongadas se redujeron notablemente. En tal sentido se considera que estamos en el nivel de eficiencia 5 con una valoración del indicador de 80%.

- Indicador X5.4.2: Duración de la interrupción

Tabla 89

Valoración del indicador X5.4.2

Indicador X1.4.2	Descripción	Nivel	Valoración
Duración de la interrupción	No transgresión de los indicadores de calidad en la duración de la interrupción	5	[70% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en la duración de la interrupción	2	[40% - 54%]

Al desarrollar todo el proyecto, las duraciones de interrupciones a causa de eventos de fallas se redujeron notablemente. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel de eficiencia 5 con una valoración del indicador de 85%.

Tabla 90

Peso de los indicadores del objetivo 5

IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador	Peso SI	Peso
X5.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X5.1.1	Competencia del personal operativo en campo	1	1
		X5.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones	1	
X5.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X5.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	2	2
		X5.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	1	
		X5.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	2	
		X5.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	1	
X5.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X5.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	2	2
		X5.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	1	
X5.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSER	X5.4.1	Numero de interrupciones	2	1
		X5.4.2	Duración de la interrupción	2	

Con los pesos se calcula el porcentaje de éxito del objetivo específico 5.

$$R. MI5.1 = \frac{1 * 80\% + 1 * 80\%}{1 + 1} = 80\%$$

$$R. MI5.2 = \frac{2 * 85\% + 1 * 95\% + 2 * 85\% + 1 * 100\%}{2 + 1 + 2 + 1} = 89.2\%$$

$$R. MI5.3 = \frac{2 * 90\% + 1 * 100\%}{2 + 1} = 93.3\%$$

$$R. MI5.4 = \frac{2 * 80\% + 2 * 85\%}{2 + 2} = 82.5\%$$

$$Metrica Final = \frac{1 * 80\% + 2 * 89.2\% + 2 * 93.3\% + 1 * 82.5\%}{1 + 2 + 2 + 1} = 87.92\%$$

4.3 Resultados finales

4.3.1 Resultados de forma tabular

Los porcentajes de éxito de cada objetivo específico serán evaluados en la tabla 1 a fin de obtener un nivel y un significado para cada objetivo.

A continuación, se muestran los resultados del nivel de logro y significado de cada objetivo específico.

- **Resultado del objetivo específico 1**

Tabla 91

Nivel de logro del objetivo específico 1

Nivel	Valoración	Significado
1	29.78%	Muy Malo

- **Resultado del objetivo específico 2**

Tabla 92

Nivel de logro del objetivo específico 2

Nivel	Valoración	Significado
5	75.42 %	Muy bueno

- **Resultado del objetivo específico 3**

Tabla 93

Nivel de logro del objetivo específico 3

Nivel	Valoración	Significado
1	28.6 %	Muy malo

- **Resultado del objetivo específico 4**

Tabla 94

Nivel de logro del objetivo específico 4

Nivel	Valoración	Significado
5	90.0 %	Muy bueno

- **Resultado del objetivo específico 5**

Tabla 95

Nivel de logro del objetivo específico 5.

Nivel	Valoración	Significado
5	87.92 %	Muy bueno

4.3.2 Resultados de forma grafica

A continuación, se muestra la gráfica correspondiente a la puntuación y niveles de logro obtenidos por los objetivos del proyecto.

Figura 166

Nivel de logro por objetivo específico

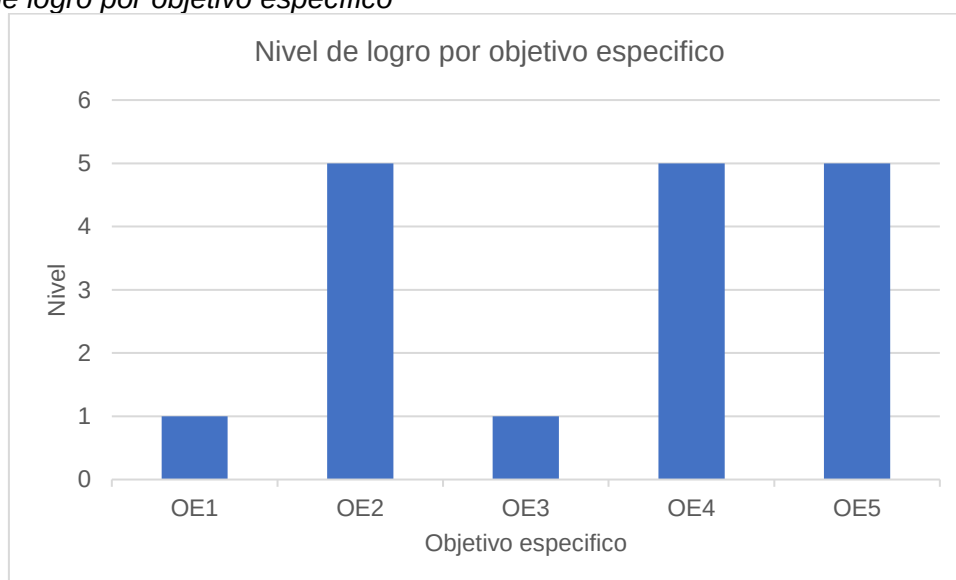


Figura 167

Valoración por objetivo específico



Conclusiones

Luego de haber terminado con el desarrollo de la ingeniería y haber tenido éxito con los objetivos específicos planteados se presentará las conclusiones y recomendaciones del proyecto, a continuación, se presentan la conclusión general, conclusiones específicas y recomendaciones del presente trabajo de suficiencia profesional.

1. Se analizó el comportamiento en la operación del sistema eléctrico antes de la repotenciación de los equipos. En un inicio, el centro de control de operaciones no tenía los equipos adecuados de adquisición de datos de los equipos de protecciones instalados en campo y los equipos instalados en campo en su mayoría estaban defectuosos y no contaban con un estudio de coordinación de protecciones. Estas deficiencias en la operación del sistema hacían que Adinelsa afronte altos costos en compensación operación por interrupciones no programadas, y también conflictos con los clientes finales. Es por ello que el porcentaje de éxito del objetivo 1 resultó 29.78 % con un nivel de valoración de 1.

2. Se caracterizó un sistema de operación remota de los equipos de protección basados en el protocolo *Distributed Network Protocol* en su versión 3 (DNP3) para la adquisición de datos de los equipos en campo. Para ello, se diseñó una arquitectura de comunicaciones donde involucran la conectividad de equipos como relés, *switch*, *firewall*, servidores y *router celulares*, y en cada uno de estos equipos se configuran direcciones Ip, señales, puertos, etc. Para la adquisición, la implementación y la configuración de los equipos se necesitó de profesionales especialistas en el tema para obtener un sistema robusto y confiable que ayude a los personales de Adinelsa en la operación en tiempo real de sus sistemas. Con ello, se obtuvo un porcentaje de éxito del 75,42 % en el objetivo específico 2 con un nivel de valoración de 5.

3. Es importante determinar el estado de los equipos de protección existentes que están trabajando en campo para ver la necesidad de adquirir nuevos equipos robustos y

sofisticados que soporten las respuestas competentes ante los eventos que se producen en el sistema eléctrico en particular de Adinelsa. Además, se da gran valor a estos equipos de protección por su desempeño en el sector eléctrico y el aporte a la ingeniería eléctrica. Una vez que se hayan definido las condiciones y necesidades que se requieren en el sistema para obtener una buena calidad de suministro eléctrico se procede a tomar una decisión de implementar los protocolos de comunicación para tener un control remoto.

Luego de concluir con el desarrollo del informe de ingeniería del proyecto en estudio, se ha dado solución a la ineficiencia en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa. Se considera que las soluciones están enfocadas al diseño de un sistema de control basado en protocolos actualizados, también en la adquisición e implementación de equipos de protección sofisticados que manejen funcionalidades que requieren en específico los sistemas en estudio. Por último, se considera la elaboración de estudios eléctricos de sistemas de potencia para tener la selectividad y confiabilidad de los sistemas de protección ante eventos de fallas, conocer y aplicar funcionalidades avanzadas de detección de zonas de falla para la reposición rápida del suministro eléctrico.

4. Sobre los equipos de protección, en un inicio luego de las revisiones realizadas en campo, se concluye que los equipos que tenía Adinelsa en su mayoría estaban en un estado deficiente y eran antiguos. También, presentaban módulos averiados que para poder cambiarlos no se encontraban en el mercado por discontinuados. Los equipos que se encontraban en buen estado no actuaban correctamente ante eventos de falla, ya que no había un buen estudio de selectividad de protecciones y, por ende, no se tenía los ajustes adecuados de protecciones. Por ello, para el objetivo específico 3 se obtuvo un porcentaje de éxito de 28.6% con un nivel de valoración de 1.

5. Se estableció los estudios eléctricos como flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones y ubicación óptima de equipos. También, se analizó y se dio a conocer las funcionalidades especiales de protección como protección direccional, sobretensión homopolar, localizador de falla y automatización avanzada de redes para

interbloqueos de protección. Todas estas funcionalidades se analizan de acuerdo a la competencia técnica que pueda brindar del equipo de protección. Esto ayuda a afrontar cualquier contingencia en la operación de los sistemas eléctricos de Adinelsa ante eventos de falla o maniobras que ejecuta el operador para el mejoramiento de la calidad de suministro eléctrico.

6. Luego del análisis de la problemática que sostenía Adinelsa, se diseñó una solución y se plasmó en el desarrollo de toda la ingeniería de mejoras que se indican en los objetivos anteriores. Luego, siguiendo los procesos de selección de desarrolladores de los proyectos se procedió a la implementación del diseño de ingeniería con la realización de los trabajos en campo. Una vez culminada la implementación en campo del proyecto de ingeniería, se verificó, en una etapa experimental, todos los resultados según planteamiento y también las deficiencias por mejorar. Por último, cuando se terminó la etapa experimental se verificó correctamente los resultados óptimos que se requería para dar solución a la problemática de Adinelsa, así mejorar la operación en tiempo real de sus sistemas eléctricos y como consecuencia final tener un alto rendimiento en la calidad de suministro de energía eléctrica a sus áreas de concesión.

Recomendaciones

1. Entrenar al personal de Adinelsa para que ellos mismos desarrollen la integración al sistema Scada de los nuevos equipos que necesitan ser controlados remotamente y, además, para obtener información de parámetros eléctricos para el análisis de estudios de sistemas de potencia.
2. Integrar todos los equipos que tienen protocolos de comunicación. Estos equipos están presentes en área de generación, transmisión y distribución. Si bien es cierto en el desarrollo del proyecto se interviene en el sistema de distribución, pero, a nivel de equipos de protección, se entiende que en el sistema de distribución también hay equipos como reguladores automáticos de tensión, seccionadores, indicadores de falla, etc. Todos estos equipos de maniobra e indicación de fallas es posible que presenten protocolos de comunicación y es importante su integración para la mejor operación de sistema y calidad de suministro eléctrico.
3. Verificar todas las funcionalidades o bondades que ofrecen los equipos de protección para así tener un banco de información y capacitar al personal de Adinelsa para que entienda y aplique estas funcionalidades en los equipos de protección cuando se requiera. Estas aplicaciones pueden estar orientadas a análisis de fallas o realización de maniobras en el sistema eléctrico.

Referencias bibliográficas

- Adinelsa. (2021). Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena PRO- Adjudicación simplificada N° 41-2021-Adinelsa-2. [SE@CE 3.0 - Buscador Público \(seace.gob.pe\)](#)
- Adinelsa. (2021). Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena pro del concurso público N° 011-2021-Adinelsa. [SE@CE 3.0 - Buscador Público \(seace.gob.pe\)](#)
- Adinelsa. (2023). Acta de admisión, evaluación, calificación y otorgamiento de la buena PRO- Adjudicación simplificada N° 29-2023- Adinelsa-2. [SE@CE 3.0 - Buscador Público \(seace.gob.pe\)](#)
- Adinelsa. (2024). Informe anual de indicadores de calidad NIC y DIC y compensación. Adinelsa.
- Adinelsa. (2024). Informe técnico 0012-2024-GT-Adinelsa. Adinelsa.
- Chunga, J. (2022). Ingeniería de detalle del proyecto de implementación de centro de control de operaciones de Adinelsa. Adinelsa.
- Contreras Guzman, J. (2021). Estudio de coordinación y confiabilidad del sistema eléctrico de distribución Machahuay en 22,9Kv 2022 (Tesis para licenciatura, Universidad Nacional del Centro del Perú). Repositorio UNCP.
- COES. (2018). Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>
- COES (2023). Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN Año 2023. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>
- Fortescue, C.L. (1918). "Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks" Trans. AIEE, vol.37, 1918, paginas 1027-1140. <https://ieeexplore.ieee.org/document/4765570>

- Grainger, J. y Stevenson, D. (1996). Análisis de sistemas de potencia. [https://ianemartinez.wordpress.com/wp-content/uploads/2011/04/analisis de sistemas de pot.pdf](https://ianemartinez.wordpress.com/wp-content/uploads/2011/04/analisis_de_sistemas_de_pot.pdf)
- IEC. (2003). IEC 60870-5-101 (2003) *Telecontrol equipment and systems. Part 5-101: Transmission Protocols-Companion standard for basic telecontrol tasks*. IEC.
- IEC. (2003). IEC 61850 (2003) *Communication networks and systems in substations*. IEC.
- IEC. (2019). IEC 62271-111(2019) *High-voltage switchgear and controlgear – Part 111: Automatic circuit reclosers and fault interrupters for alternating current systems up to 38 Kv*. IEC.
- IEEE. (2001). IEEE (2001). Std. 242-2001™ *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE
- IEEE. (2007). IEEE C.37-200, (2007) *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines*. IEEE.
- IEEE. (2012). *ANSI C37.60: IEEE (2012). Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Automatic Circuit Recloser and Fault Interrupters for AC Systems*. IEEE. <https://standards.ieee.org/ieee/C37.60/2571/>
- IMG Equipamientos. (2022). Dossier de calidad del proyecto Suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa. Adinelsa.
- Indexum. (2022). Curso de capacitación del proyecto de implementación de centro de control de operaciones de Adinelsa. Adinelsa.
- Indexum. (2022). Dossier de calidad del proyecto de implementación de centro de control de operaciones de Adinelsa. Adinelsa.
- Loayza, H. (2024). Formato de procedimiento de ciclo de inversiones de Adinelsa Adinelsa.
- MEF. (2019). LEY N° 30225. Ley de contrataciones del Estado. Decreto Supremo N° 082-2019-EF. <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/266672-082-2019-ef>

- MEM. (1993). Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/727782-009-93-em>
- MEM. (2006). Código Nacional de Electricidad – Utilización. [https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo Nacional de Electricidad Utilizaci%C3%B3n .pdf](https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898623/C%C3%B3digo_Nacional_de_Electricidad_Utilizaci%C3%B3n_.pdf)
- MEM. (2008). Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales (NTCSER). Minem. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/738557-016-2008-em-dge>
- MEM. (2011). Código Nacional de Electricidad – Suministro. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/738581-0214-2011-mem-dm>
- Mendoza, A. (2022). Ingeniería de detalle del proyecto Suministro, transporte y montaje de equipos de protección y maniobra para la mejora de la confiabilidad, calidad y sostenibilidad de 12 sistemas eléctricos rurales administrados por Adinelsa. Adinelsa.
- Miranda, M. (2024). Ingeniería de detalle del proyecto Servicio de elaboración de estudios de coordinación de protecciones y de confiabilidad de los sistemas eléctricos rurales de Adinelsa. Adinelsa.
- Noja Power. (2019). Curso de capacitación de reconectadores automáticos modelo RC10 y RC15. IMG Equipamientos.
- Noja Power. (2020). Manual de Usuario del Reconectador Automático OSM 15kV 310, 15kV 312, 27kV 310, 27kV 312, 38kV 300, 38kV 302 Con Cubículo de Control RC. <https://www.nojapower.es/product/rc-10-15/resources>
- Noja Power. (2023). Curso de capacitación de reconectadores automáticos modelo RC20. IMG Equipamientos.

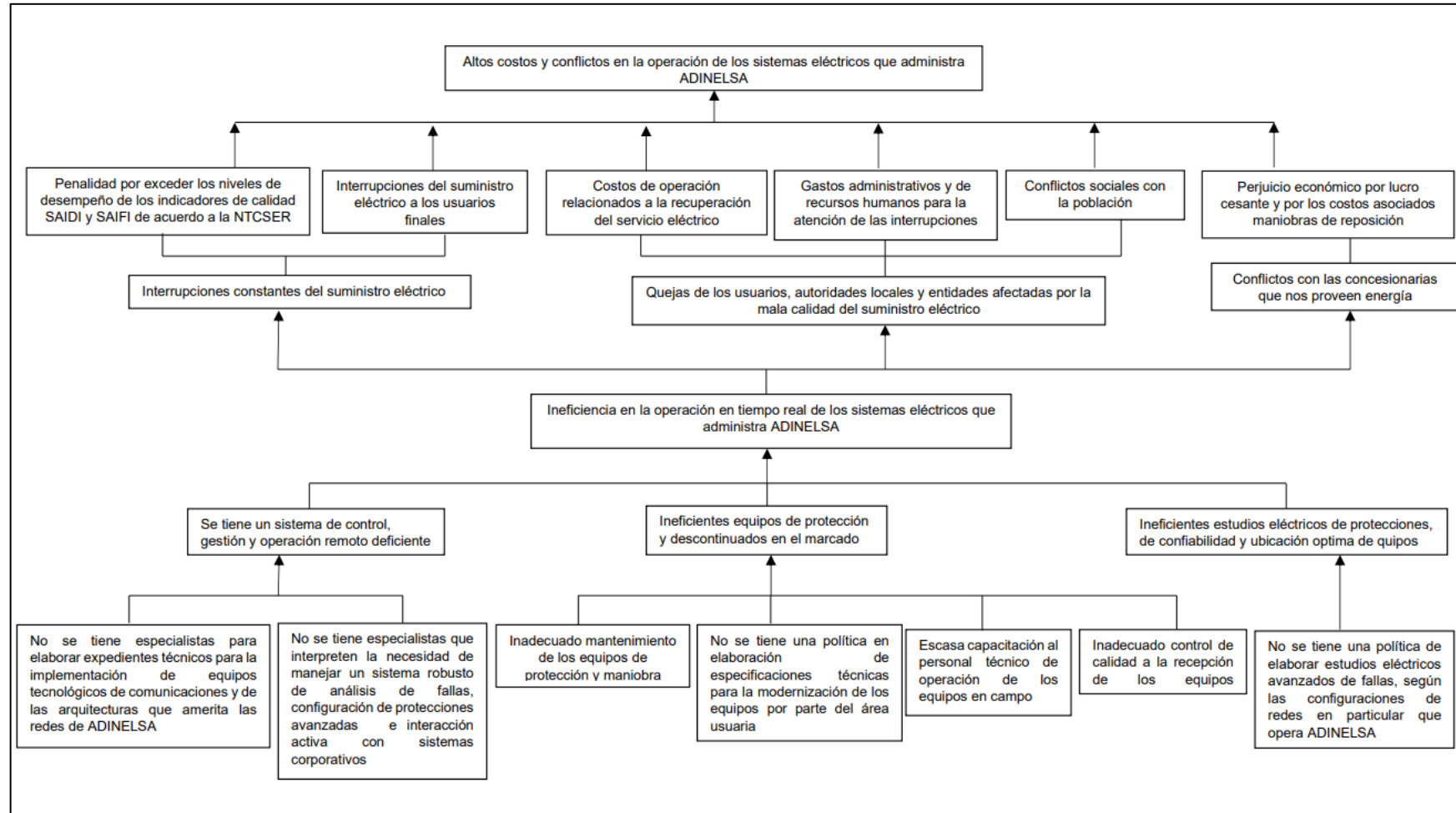
- OSCE. (2024). Topes para cada procedimiento de selección para la contratación de Bienes, Servicios y Obras - Régimen General 2024 - (VIGENTE). <https://www.gob.pe/institucion/osce/informes-publicaciones/4989958-topes-para-cada-procedimiento-de-seleccion-para-la-contratacion-de-bienes-servicios-y-obras-regimen-general-2024-vigente>
- Osiptel. (2018). Detalle de informes documentos de trabajos y opiniones emitidos por el Osiptel en 2018. [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/\\$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6921BDB081EA27750525831B006BD5CE/$FILE/Situacion_sector_telecom.pdf)
- Portillo, J. (2021). Dossier de calidad del proyecto “Adquisición e instalación de *reclosers* para el mejoramiento de los sistemas de reconexión automática en alimentadores del sistema eléctrico Arequipa”. SEAL.
- Sulca Acuña, D. y Trujillo Ariza, J. (2022) Automatización de la subestación eléctrica tumbes, mediante un sistema SCADA para monitorear el envío de datos en tiempo real al centro de control de ELECTRONOROESTE S.A. – 2022 (Tesis para licenciatura, Universidad Nacional del Callao). Repositorio UNAC.

Anexos

Anexo 1: Árbol causa efecto	1
Anexo 2: Indicadores y métricas	2

Anexo 1

Árbol causa efecto



Anexo 2

Indicadores y métricas

Indicadores de logro de los objetivos específicos

Objetivo	Descripción	Indicador de logro		Métrica
		IDI	Descripción Indicador	
O1	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos	X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de ADINELSA	29.78
		X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	
		X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	
		X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	
O2	Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se puede mejorar.	X2.1	Elaboración de los términos de referencia según necesidad del área usuaria en relación a los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	75.42
		X2.2	Desarrollo de la ingeniería de detalle de los términos de referencia de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
		X2.3	Implementación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
		X2.4	Capacitación y operación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	
O3	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio	28.06
		X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	
		X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	
		X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio	
O4	Establecer los estudios de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	90.00
		X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	
		X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	
O5	Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de la elaboración y configuración de los estudios eléctricos	X5.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de ADINELSA	87.92
		X5.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	
		X5.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	
		X5.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	

A continuación, se muestra el cálculo para obtener la métrica de los objetivos del proyecto.

Objetivo específico 1

Indicadores del objetivo numero 1

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador
O1	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa antes de la repotenciación de los equipos	X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo
				X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones
		X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional
				X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas
				X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones
				X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones
		X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos
				X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA
		X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X1.4.1	Numero de interrupciones
				X1.4.2	Duración de la interrupción

Subindicadores y formula para obtener la métrica del objetivo 1

Instrumento de Medición								
Variable	Descripción	Valor	Formula SI		Resultado SI	Peso SI	Formula	Resultado
NAP	Nivel actual de competencia del personal operativo en campo	30	R.M I1.1.1 =	$\frac{NAP}{NOP}$	0.300	1	R.M I1.1 =	0.350
NOP	Nivel óptimo de competencia del personal operativo en campo	100						
NACC	Nivel actual de competencia del personal en el centro de control de operaciones	40	R.M I1.1.2 =	$\frac{NACC}{NOCC}$	0.400	1		
NOCC	Nivel óptimo de competencia del personal en el centro de control de operaciones	100						
NAPI	Nivel actual de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	10	R.M I1.2.1 =	$\frac{NAPI}{NOPI}$	0.100	2	R.M I1.2 =	0.221
NOPI	Nivel óptimo de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	100						
COEP	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas	8	R.M I1.2.2 =	$\frac{CVEP-COEP}{CVEP}$	0.200	1		
CVEP	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	10						
NTPC	Nivel de tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	40	R.M I1.2.3 =	$\frac{NTPC}{NAPC}$	0.400	2		
NAPC	Nivel de tecnología actual de los equipos de protecciones y comunicaciones	100						
CME	Cantidad de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación	2	R.M I1.2.4 =	$\frac{CME}{COM}$	0.125	1		
COM	Cantidad optima de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación	16						
NCE	Nivel de competencia de los estudios eléctricos actuales	30	R.M I1.3.1=	$\frac{NCE}{NOC}$	0.300	2	R.M I1.3 =	0.248
NOC	Nivel óptimo de competencia de los estudios eléctricos	100						
CCC	Cantidad de equipos configurados correctamente en los sistemas de ADINELSA	5	R.M I1.3.2=	$\frac{CCC}{CRC}$	0.143	1		
CRC	Cantidad de equipos que requieren configuración en los sistemas de ADINELSA	35						
NMI	Nivel de eficiencia de número mínimo de interrupciones	50	R.M I1.4.1 =	$\frac{NMI}{NOI}$	0.500	2	R.M I1.4 =	0.500
NOI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de interrupciones	100						
NMDI	Nivel de eficiencia del número mínimo de duración de interrupciones	50	R.M I1.4.2 =	$\frac{NMDI}{NODI}$	0.500	2		
NODI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de duración de interrupciones	100						

Indicadores del objetivo 1 y su métrica final

Objetivo	Descripción	Indicador de logro		Procedimiento de Medición		Métrica
		IDI	Descripción Indicador	ID	Peso	
O1	Determinar el nivel de eficiencia de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos que administra ADINELSA antes de la repotenciación de los equipos	X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	P1.1	1	29.78
		X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	P1.2	2	
		X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	P1.3	2	
		X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	P1.4	1	

Instrumento de medición del objetivo 1

IDS	Descripción subindicador	Variable	Descripción	Instrumento o documento de medición
X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo	NAP	Nivel actual de competencia del personal operativo en campo	Tabla de competencias de personal orientado a ejecución de trabajos en campo
		NOP	Nivel óptimo de competencia del personal operativo en campo	
X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones	NACC	Nivel actual de competencia del personal en el centro de control de operaciones	Tabla de competencias de personal profesional orientado a ejecución de trabajos centro de control de operaciones
		NOCC	Nivel óptimo de competencia del personal en el centro de control de operaciones	
X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	NAPI	Nivel actual de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	Tabla de nivel de infraestructura de comunicaciones
		NOPI	Nivel óptimo de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	Tabla de nivel de infraestructura de comunicaciones
X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	COEP	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas	Tabla de eficiencia de operación de los equipos de protección
		CVEP	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	Tabla de eficiencia de operación de los equipos de protección
X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	NTPC	Nivel de tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	Tabla de nivel de tecnología de los equipos
		NAPC	Nivel de tecnología actual de los equipos de protecciones y comunicaciones	Tabla de nivel de tecnología de los equipos
X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	CME	Cantidad de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación	Tabla de plan de mantenimiento de equipos
		COM	Cantidad optima de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en lo años de operación	Tabla de plan de mantenimiento de equipos
X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	NCE	Nivel de competencia de los estudios eléctricos actuales	Tabla de nivel de competencia de estudios eléctricos
		NOC	Nivel óptimo de competencia de los estudios eléctricos	Tabla de nivel de competencia de estudios eléctricos
X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA	CCC	Cantidad de equipos configurados correctamente en los sistemas de ADINELSA	Tabla de planificación de configuración de equipos
		CRC	Cantidad de equipos que requieren configuración en los sistemas de ADINELSA	Tabla de planificación de configuración de equipos
X1.4.1	Numero de interrupciones	NMI	Nivel de eficiencia de número mínimo de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
		NOI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
X1.4.2	Duración de la interrupción	NMDI	Nivel de eficiencia del número mínimo de duración de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
		NODI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de duración de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad

- Indicador X1.1.1: Competencia del personal operativo en campo

Para obtener una valoración para este indicador se plantea hacer una evaluación a los personales de campo en temas relacionados a capacidades que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla de evaluación de capacidades de personal operativo en campo

Uso de Capacidades Para Solucionar Problemas en Campo por Parte del Personal Operativo de ADINELSA						
Capacidades	5	4	3	2	1	Resultado
El personal operativo en campo; identifica, analiza sus antecedentes y diagnostica la situación respectivamente del problema a resolver que se presentan en los sistemas eléctricos que opera ADINELSA	0	0	0	5	5	15
El personal operativo en campo; evalúa y selecciona las soluciones más adecuadas técnica y económicamente ante el problema que se presenta en los sistemas eléctricos que opera ADINELSA	0	0	0	5	5	15
El personal operativo en campo; usa los métodos, procedimientos técnicos establecidos y herramientas de la ingeniería eléctrica en la ejecución de los trabajos cuando se está ejecutando los trabajos para resolver los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos que opera ADINELSA	0	0	0	5	5	15
Valor Total						45
Valor Optimo						150
Nivel de eficiencia						30%

¿Cómo se realizó la medición del resultado del personal operativo en campo?

Cuando se presentó eventos de falla en el sistema eléctrico de ADINELSA, se ha tomado apunte del desarrollo en las aptitudes de los personales en campo para solucionar el problema, tomando como base la tabla de competencias en el uso de capacidades.

Evidencias de la medición

Se tiene el documento trazable en campo en relación a la evaluación inopinada.

Evaluación a personal operativo en campo 1

Fecha del evento	20/03/2023	
Hora del evento	8:00 a. m.	
Ubicación	Marcabamba- Paucar del Sara Sara-Ayacucho	
Título del evento	Falla en la alimentación al controlador de un reconectador Automático de media tensión	
Numero de personales para la atención	10 personales	
Procedimiento objetivo de solución del problema	Identificar el problema, proponer la mejor solución e implementar la solución	
Descripción del evento de falla en el Equipo de protección		
Para descargar la información de un equipo de protección con código operativo EAC-M000342 ubicado en la localidad de Marcabamba-Paucar del Sara Sara, se intervino el relé de protección encontrándose el controlador apagado el equipo de protección.		
Capacidades a Desarrollar	Resultado de las competencias	Nivel de valoración
Identifica, analiza sus antecedentes y diagnostica la situación respectivamente del problema	5 personales no respondieron al análisis de la situación, solo comentarios errados	1
	5 personales preguntaron es estado del equipo antes de la puesta en servicio y realizaron medidas de tensión de alimentación	2
Evalúa y selecciona las soluciones más adecuadas técnica y económicamente	5 personales no dieron solución alguna, solo comentarios errados	1
	5 personales decidieron llamar a un especialista para dar soporte ante el problema	2
La persona usa los métodos, procedimientos técnicos establecidos y herramientas de la ingeniería eléctrica en la ejecución de los trabajos	5 personales no dieron solución alguna, solo comentarios errados	1
	5 personales esperaron las indicaciones del personal especializado	2

Evaluación a personal operativo en campo 2

Fecha del evento	15/02/2023	
Hora del evento	3:00 p. m.	
Ubicación	Pullo- Parinacochas-Ayacucho	
Título del Evento	Falla en el controlador del Reconectador al momento de la operación del equipo	
Numero de personales para la atención	10 personales	
Procedimiento objetivo de solución del problema	Identificar el problema, proponer la mejor solución e implementar la solución	
Descripción del evento de falla en el Equipo de protección		
Debido a eventos transitorios en el sistema eléctrico, el equipo de protección (Reconectador automático) apertura, y al no tener la función recierre (ANSI 79), el equipo quedo abierto hasta que un personal vaya por su reposición. Pero el equipo presentaba ajustes inadecuados y las señales de corriente no llegaban correctamente. Ahora se le suma que el equipo presentaba un error en su sistema que al momento de la apertura se apagó el controlador dejando sin efecto la operación del equipo de protección desde el controlador.		
Capacidades a Desarrollar	Resultado de las competencias	Nivel de valoración
Identifica, analiza sus antecedentes y diagnostica la situación respectivamente del problema	5 personales no respondieron al análisis de la situación, solo comentarios errados	1
	5 personales preguntaron la antigüedad del equipo y buscaron información en Internet con el modelo del equipo	2
Evalúa y selecciona las soluciones más adecuadas técnica y económicamente	5 personales no dieron solución alguna, solo comentarios errados	1
	5 personales decidieron llamar a un especialista para dar soporte ante el problema	2
El personal usa los métodos, procedimientos técnicos establecidos y herramientas de la ingeniería eléctrica en la ejecución de los trabajos	5 personales no dieron solución alguna, solo comentarios errados	1
	5 personales esperaron las indicaciones del personal especializado	2

- Indicador X1.1.2: Competencia del personal en el centro de control de operaciones.

Valoración del indicador X1.1.2

Indicador X1.1.2	Descripción	Nivel	Valoración
Competencia del personal en el centro de control de operaciones.	Cuenta con información y conoce de equipos de protecciones y comunicaciones	5	[75% - 100%]
	Cuenta con poca información y no conoce mucho de equipos de protecciones y comunicaciones	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto no se contaba con informacion en temas de protecciones y comunicaciones, en tal sentido se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 40%.

- Indicador X1.2.1: Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional

Valoración del indicador X1.2.1

Indicador X1.2.1	Descripción	Nivel	Valoración
Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	Cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	5	[75% - 100%]
	No cuenta con equipos de primera gama en comunicaciones	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto Adinelsa no cuenta con equipos de primera gama que estén trabajando en obtener información de los equipos de protecciones instalados en campo. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 10%.

- Indicador X1.2.2: Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas

Valoración del indicador X1.2.2

Indicador X1.2.2	Descripción	Nivel	Valoración
Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	Equipos nuevos no mayor a un año en operación	5	[75% - 100%]
	Equipos mayores a 10 años en operación	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto, Adinelsa no cuenta con equipos nuevos de primera gama que estén trabajando en los sistemas eléctricos. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 20%.

- Indicador X1.2.3: Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones

Valoración del indicador X1.2.3

Indicador X1.2.3	Descripción	Nivel	Valoración
Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	Equipos de protecciones sofisticados orientado a la operación de redes eléctricas de media tensión	5	[75% - 100%]
	Equipos que presentan deficiencias en la operación de los sistemas eléctricos de media tensión	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto, Adinelsa cuenta con equipos deficientes en la operación de las protecciones ante eventos de falla que son producidos en los sistemas eléctricos de Adinelsa. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 40%.

- Indicador X1.2.4: Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones

Valoración del indicador X1.2.4

Indicador X1.2.4	Descripción	Nivel	Valoración
Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	2 mantenimientos al año consecutivamente a los equipos de protección	5	[75% - 100%]
	1 mantenimiento cada 5 años	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto se verifico que no existía un plan de mantenimiento para los equipos de protecciones y comunicaciones, solo esporádicamente se hacían alguna reparación. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 12.5%.

- Indicador X1.3.1: Elaboración de los estudios eléctricos

Valoración del indicador X1.3.1

Indicador X1.3.1	Descripción	Nivel	Valoración
Elaboración de los estudios eléctricos	Elaboración de estudios anules por empresa especializada	5	[75% - 100%]
	Elaboración de estudios no competitivos en el análisis de sistemas de potencia	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto se verifico que no existía estudios eléctricos competitivos para la implementación a los equipos de protección. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 30%.

- Indicador X1.3.2: Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa

Valoración del indicador X1.3.2

Indicador X1.3.2	Descripción	Nivel	Valoración
Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	Configuración correcta a todos los equipos de protección en el sistema de Adinelsa	5	[75% - 100%]
	Configuración correcta al 15% del total de equipos instalados en las redes de Adinelsa	1	[0% - 39%]

Al inicio del proyecto se verificó que solo el 15% de los equipos eléctricos instalados en Adinelsa estaba correctamente configurados. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 14.3%.

- Indicador X1.4.1: Numero de interrupciones

Valoración del indicador X1.4.1

Indicador X1.4.1	Descripción	Nivel	Valoración
Numero de interrupciones	No transgresión de los indicadores de calidad en número de interrupciones	5	[75% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en número de interrupciones	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto se verificó que en la mitad de los sistemas eléctricos se transgredía los indicadores de calidad de suministro eléctrico en número de interrupciones. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 50%.

- Indicador X1.4.2: Duración de la interrupción

Valoración del indicador X1.4.2

Indicador X1.4.2	Descripción	Nivel	Valoración
Duración de la interrupción	No transgresión de los indicadores de calidad en la duración de la interrupción	5	[75% - 100%]
	Transgresión de los indicadores de calidad en la mitad de los sistemas eléctricos que administra Adinelsa en la duración de la interrupción	2	[40% - 54%]

Al inicio del proyecto se verificó que en la mitad de los sistemas eléctricos se transgredía los indicadores de calidad de suministro eléctrico en la duración de la interrupción. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 50%.

Peso de los indicadores

IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador	Peso SI	Peso
X1.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo	1	1
		X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones	1	
X1.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	2	2
		X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	1	
		X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	2	
		X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones	1	
X1.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	2	2
		X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de Adinelsa	1	
X1.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X1.4.1	Numero de interrupciones	2	1
		X1.4.2	Duración de la interrupción	2	

Con los pesos se calcula el porcentaje de éxito del del objetivo específico 1.

$$R. MI1.1 = \frac{1 * 30\% + 1 * 40\%}{1 + 1} = 35\%$$

$$R. MI1.2 = \frac{2 * 10\% + 1 * 20\% + 2 * 40\% + 1 * 12.5\%}{2 + 1 + 2 + 1} = 22.1\%$$

$$R. MI1.3 = \frac{2 * 30\% + 1 * 14.3\%}{2 + 1} = 24.8\%$$

$$R. MI1.4 = \frac{2 * 50\% + 2 * 50\%}{2 + 2} = 50\%$$

$$Metrica Final = \frac{1 * 35\% + 2 * 22.1\% + 2 * 24.8\% + 1 * 50\%}{1 + 2 + 2 + 1} = 29.78\%$$

Indicadores del objetivo numero 2

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción Indicador	IDS	Descripción Sub-indicador
O2	Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se puede mejorar.	X2.1	Elaboración de los términos de referencia según necesidad del área usuaria en relación a los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.1.1	Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento
				X2.1.2	Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación
		X2.2	Desarrollo de la ingeniería de detalle de los términos de referencia de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.2.1	Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos
				X2.2.2	Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica
		X2.3	Implementación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.3.1	Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota
				X2.3.2	Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones
		X2.4	Capacitación y operación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.4.1	Capacitación y entrenamiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota
				X2.4.2	Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de ADINELSA

Subindicadores y formula para obtener la métrica del objetivo 2

Instrumento de Medición							
Variable	Descripción	Valor	Formula SI	Resultado SI	Peso SI	Formula	Resultado
NCD	Nivel de calidad de los equipos de comunicaciones a dimensionar	90	R.M	0.900	1	R.M	0.900
NOCD	Nivel óptimo de calidad de los equipos de comunicaciones a dimensionar	100	I2.1.1 = $\frac{NCD}{NOCD}$				
NSM	Nivel de selección y diseño de las señales y modelos de capas a implementar	90	R.M	0.900	1	I2.1 =	0.900
NOSM	Nivel óptimo de selección y diseño de las señales y modelos de capas a implementar	100	I2.1.2 = $\frac{NSM}{NOSM}$				
NAC	Nivel de diseño de la arquitectura de comunicaciones	90	R.M	0.900	2	R.M	0.925
NOAC	Nivel óptimo de diseño de la arquitectura de comunicaciones	100	I2.2.1 = $\frac{NAC}{NOAC}$				
NEC	Nivel de informe de estudio de comunicaciones	95	R.M	0.950	2	I2.2 =	0.925
NOEC	Nivel óptimo de informe de estudio de comunicaciones	100	I2.2.2 = $\frac{NEC}{NOEC}$				
NACA	Nivel de Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	90	R.M	0.900	2	R.M	0.925
NOACA	Nivel óptimo de desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	100	I2.3.1 = $\frac{NACA}{NOACA}$				
NIPC	Nivel de calidad de instalaciones en los puntos host y en centro de control de operaciones	95	R.M	0.950	2	I2.3 =	0.925
NOIPC	Nivel óptimo de calidad de instalaciones en los puntos host y en centro de control de operaciones	100	I2.3.2 = $\frac{NIPC}{NOIPC}$				
NCEP	Nivel de capacitación y entrenamiento a personal	85	R.M	0.850	1	R.M	0.825
NOCEP	Nivel óptimo de capacitación y entrenamiento a personal	100	I2.4.1 = $\frac{NCEP}{NOCEP}$				
NOTR	Nivel de eficiencia en la operación en tiempo real del personal capacitado	80	R.M	0.800	1	I2.4 =	0.825
NOOTR	Nivel de eficiencia optimo en la operación en tiempo real del personal capacitado	100	I2.4.2 = $\frac{NOTR}{NOOTR}$				

Indicadores del objetivo 2 y su métrica final

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			Procedimiento de medición		Métrica	
		IDI	Descripción indicador	IDSI	Descripción subindicador	ID		Peso
O2	Caracterizar el sistema de gestión, control, monitoreo y operación remota de los equipos de protección y de qué manera se puede mejorar.	X2.1	Elaboración de los términos de referencia según necesidad del área usuaria en relación a los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.1.1	Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento	P2.1	1	75.42
				X2.1.2	Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación			
		X2.2	Desarrollo de la ingeniería de detalle de los términos de referencia de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.2.1	Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos	P2.2	2	
				X2.2.2	Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica			
		X2.3	Implementación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.3.1	Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	P2.3	2	
				X2.3.2	Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones			
		X2.4	Capacitación y operación e los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.4.1	Capacitación y entrenamiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota	P2.4	1	
				X2.4.2	Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de Adinelsa			

Instrumento de medición del objetivo 2

IDS	Descripción subindicador	Variable	Descripción	Instrumento o documento de medición
X2.1.1	Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento	NCD	Nivel de calidad de los equipos de comunicaciones a dimensionar	Tabla de nivel de calidad de los equipos de comunicaciones
		NOCD	Nivel óptimo de calidad de los equipos de comunicaciones a dimensionar	
X2.1.2	Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación	NSM	Nivel de selección y diseño de las señales y modelos de capas a implementar	Tabla del nivel de importancia de las señales a monitorear
		NOSM	Nivel óptimo de selección y diseño de las señales y modelos de capas a implementar	
X2.2.1	Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos	NAC	Nivel de diseño de la arquitectura de comunicaciones	Tabla del nivel de ingeniería de arquitectura de comunicaciones
		NOAC	Nivel óptimo de diseño de la arquitectura de comunicaciones	
X2.2.2	Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica	NEC	Nivel de informe de estudio de comunicaciones	Tabla de nivel de ingeniería de estudios de comunicaciones
		NOEC	Nivel óptimo de informe de estudio de comunicaciones	
X2.3.1	Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	NACA	Nivel de Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	Tabla de nivel de animaciones y coloreo dinámico en pantallas de SACDA
		NOACA	Nivel óptimo de desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	
X2.3.2	Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones	NIPC	Nivel de calidad de instalaciones en los puntos host y en centro de control de operaciones	Tabla de nivel técnico de instalaciones de equipos en los puntos host
		NOIPC	Nivel óptimo de calidad de instalaciones en los puntos host y en centro de control de operaciones	
X2.4.1	Capacitación y entrenamiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota	NCEP	Nivel de capacitación y entrenamiento a personal	Nivel de competencia del personal para operar y mantener el sistema de control remoto
		NOCEP	Nivel óptimo de capacitación y entrenamiento a personal	
X2.4.2	Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de ADINELSA	NOTR	Nivel de eficiencia en la operación en tiempo real del personal capacitado	Nivel de competencia del personal capacitado ante eventos de falla
		NOOTR	Nivel de eficiencia optimo en la operación en tiempo real del personal capacitado	

- Indicador X2.1.1: Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento

Valoración del indicador X2.1.1

Indicador X2.1.1	Descripción	Nivel	Valoración
Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento	El desarrollador del proyecto cuenta con profesionales especialistas que especifican equipos de muy buena calidad	5	[75% - 100%]
	En el desarrollo del proyecto no se cuenta con profesionales especialistas	1	[0% - 39%]

Cuando se llevo a acabo el proyecto se tuvo profesionales especialistas en la especificacion de los equipos de comunicaciones, en tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X2.1.2: Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación

Valoración del indicador X2.1.2

Indicador X2.1.2	Descripción	Nivel	Valoración
Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación	En el proyecto se cuenta con profesionales especialistas que definen las señales óptimas para el monitoreo remoto de los equipos	5	[75% - 100%]
	En el proyecto no se define las señales correctas para la implementación en el sistema de control	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que definieron las señales óptimas para el control remoto de los equipos de protección. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X2.2.1: Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos

Valoración del indicador X2.2.1

Indicador X2.2.1	Descripción	Nivel	Valoración
Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos	En el proyecto se cuenta con profesionales especialistas que elaboraron una óptima arquitectura de comunicaciones	5	[75% - 100%]
	En el proyecto no se desarrolla una adecuada arquitectura de comunicaciones	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron una óptima arquitectura de comunicaciones. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X2.2.2: Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica

Valoración del indicador X2.2.2

Indicador X2.2.2	Descripción	Nivel	Valoración
Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica	En el proyecto se cuenta con profesionales especialistas que elaboraron un óptimo estudio de comunicaciones para la aplicación de telemetría inalámbrica	5	[75% - 100%]
	En el proyecto no se desarrolla un adecuado estudio de comunicaciones	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron un óptimo estudio de comunicaciones para la aplicación de telemetría inalámbrica. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 95%.

- Indicador X2.3.1: Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota

Valoración del indicador X2.3.1

Indicador X2.3.1	Descripción	Nivel	Valoración
Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	En el proyecto se cuenta con profesionales especialistas que desarrollan óptimamente animaciones y coloreo en las pantallas del sistema de control remoto	5	[75% - 100%]
	En el proyecto no se desarrolla un adecuado trabajo de animaciones y coloreo en las pantallas del sistema de control	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que desarrollan óptimamente animaciones y coloreo en las pantallas del sistema de control remoto. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X2.3.2: Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones

Valoración del indicador X2.3.2

Indicador X2.3.2	Descripción	Nivel	Valoración
Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones	En el proyecto se trabajó correctamente en las instalaciones de los equipos de comunicación en los puntos host	5	[75% - 100%]
	En el proyecto no se llevó una adecuada instalación de los equipos de protección en los puntos host	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó correctamente en las instalaciones de los equipos de comunicación en los puntos host. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 95%.

- Indicador X2.4.1: Capacitación y entrenamiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota

Valoración del indicador X2.4.1

Indicador X2.4.1	Descripción	Nivel	Valoración
Capacitación y entrenamiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota	Se realizó un entrenamiento intensivo a los personales que operarán y mantendrán el sistema de comunicaciones	5	[75% - 100%]
	No se llevó a cabo un entrenamiento adecuado a los personales que trabajaran en el sistema de control remoto	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se realizó un entrenamiento intensivo a los personales que operarán y mantendrán el sistema de comunicaciones. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 85%.

- Indicador X2.4.2: Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de ADINELSA

Valoración del indicador X2.4.2

Indicador X2.4.2	Descripción	Nivel	Valoración
Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de ADINELSA	Se tiene personales capacitados en la operación en tiempo real ante eventos de falla y resuelven de manera óptima.	5	[75% - 100%]
	No se tiene personales capacitados en operar el sistema ante eventos de fallas eléctricas.	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se capacito a personales para que tengan una respuesta optima ante eventos de fallas eléctricas y pueda resolver cualquier inconveniente que se presente en el sistema eléctrico. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 80%.

Peso de los indicadores

IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción Sub-indicador	Peso SI	Peso
X2.1	Elaboración de los términos de referencia según necesidad del área usuaria en relación a los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.1.1	Definir la calidad de los equipos con las características técnicas mínimas requeridas para el buen funcionamiento	1	—
		X2.1.2	Definir las señales de salidas y entradas y las características de los modelos de capas que se desarrollara en el sistema de comunicación	1	—
X2.2	Desarrollo de la ingeniería de detalle de los términos de referencia de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.2.1	Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos	2	—
		X2.2.2	Desarrollo del estudio de comunicaciones para ver la capa de transporte de protocolos y habilitación de puertos en un proveedor de telemetría inalámbrica	2	—
X2.3	Implementación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.3.1	Desarrollo de animaciones, coloreo y pantallas de control, alarmas y eventos en sistema de operación remota	2	—
		X2.3.2	Desarrollo de instalaciones de los equipos en el punto host y en centro de control de operaciones	2	—
X2.4	Capacitación y operación de los sistemas de comunicaciones que soportaran los procesos eléctricos industriales	X2.4.1	Capacitación y entramiento del personal para operar y mantener el sistema de comunicaciones de operación remota	1	—
		X2.4.2	Operación en tiempo real del personal capacitado ante eventos de falla que se producen en los sistemas eléctricos de ADINELSA	1	—

Con los pesos se calcula el porcentaje de éxito del del objetivo específico 2.

$$R. MI2.1 = \frac{1 * 90\% + 1 * 90\%}{1 + 1} = 90\%$$

$$R. MI2.2 = \frac{2 * 90\% + 2 * 95\%}{2 + 2} = 92.5\%$$

$$R. MI2.3 = \frac{2 * 90\% + 2 * 95\%}{2 + 2} = 92.5\%$$

$$R.MI2.4 = \frac{1 * 85\% + 1 * 80\%}{1 + 1} = 82.5\%$$

$$Metrica Final = \frac{1 * 90\% + 2 * 92.5\% + 2 * 92.5\% + 1 * 82.5\%}{1 + 2 + 2 + 1} = 75.42\%$$

Indicadores del objetivo numero 3

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción Sub-indicador
O3	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio		—
		X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	X3.2.1	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas
				X3.2.2	Continuidad en el mercado de los equipos de protección
		X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	X3.3.1	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones
				X3.3.2	Capacitación del personal en campo en la operación del equipo
		X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio		—

Subindicadores y formula para obtener la métrica del objetivo 3

Instrumento de Medición							
Variable	Descripción	Valor	Formula SI	Resultado SI	Peso SI	Formula	Resultado
NDEP	Nivel de dimensionamiento de los equipos de protección actuales	30				R.M I3.1 = $\frac{NDEP}{NODEP}$	0.300
NODEP	Nivel óptimo de dimensionamiento de los equipos de protección	100					
CAOE	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas	8	R.M I3.2.1=	$\frac{CAVE-CAOE}{CAVE}$	0.200	2	R.M I3.2 =
CAVE	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	10					
NCAC	Nivel de confianza en adquirir componentes de repuestos	10	R.M I3.2.2=	$\frac{NCAC}{NOCAC}$	0.100	1	
NOCAC	Nivel óptimo de confianza en adquirir componentes de repuestos	100					
NEMCP	Nivel de eficiencia en el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones	50	R.M I3.3.1=	$\frac{NEMCP}{NOEMCP}$	0.500	1	R.M I3.3 =
NOEMCP	Nivel Óptimo de eficiencia en el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones	100					
NCPOE	Nivel de capacitación de personal en la operación en campo del equipo de protección	40	R.M I3.3.2=	$\frac{NCPOE}{NOCPOE}$	0.400	1	
NOCPOE	Nivel óptimo de capacitación de personal en la operación en campo del equipo de protección	100					
NTSV	Nivel técnico en sistemas de vigilancia tecnológico en implementación de equipos sofisticados	30				R.M I3.4 = $\frac{NTSV}{NTOSV}$	0.300
NTOSV	Nivel técnico optimo en sistemas de vigilancia tecnológico en implementación de equipos sofisticados	100					

Indicadores del objetivo 3 y su métrica final

Objetivo	Descripción	Indicador de logro				Procedimiento de Medición		Métrica
		IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción Sub-indicador	ID	Peso	
O3	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio			P3.1	2	—
		X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	X3.2.1	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas	P3.2	2	—
				X3.2.2	Continuidad en el mercado de los equipos de protección			—
		X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	X3.3.1	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones	P3.3	1	28.06
				X3.3.2	Capacitación del personal en campo en la operación del equipo			—
		X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio			P3.4	1	—

Instrumento de medición del objetivo 3

IDI	Descripción Indicador	Variable	Descripción	Instrumento o documento de medición
X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio	NDEP	Nivel de dimensionamiento de los equipos de protección actuales	Tabla de nivel de eficiencia de los equipos de protección
		NODEP	Nivel óptimo de dimensionamiento de los equipos de protección	
X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	CAOE	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas	Tabla de eficiencia de los equipos de protección en los años de operación
		CAVE	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	
		NCAC	Nivel de confianza en adquirir componentes de repuestos	Tabla de nivel de confianza de adquirir repuestos de los equipos de protección
		NOCAC	Nivel óptimo de confianza en adquirir componentes de repuestos	
X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	NEMCP	Nivel de eficiencia en el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones	Tabla de nivel de eficiencia de mantenimientos de los equipos
		NOEMCP	Nivel Óptimo de eficiencia en el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos de protecciones	
		NCPOE	Nivel de capacitación de personal en la operación en campo del equipo de protección	Tabla de nivel de capacitación a personal para la operación de los equipos de protección
		NOCPOE	Nivel óptimo de capacitación de personal en la operación en campo del equipo de protección	
X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio	NTSV	Nivel técnico en sistemas de vigilancia tecnológico en implementación de equipos sofisticados	Tabla de nivel de sistemas de vigilancia tecnológico en implementación de equipos
		NTOSV	Nivel técnico optimo en sistemas de vigilancia tecnológico en implementación de equipos sofisticados	

- Indicador X3.1: Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio

Valoración del indicador X3.1

Indicador X3.1	Descripción	Nivel	Valoración
Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio	Se trabajo con profesionales especialistas para el correcto dimensionamiento de los equipos de protección según la necesidad de los sistemas en estudio	5	[75% - 100%]
	No se dimensiono correctamente los equipos de protección para la adquisición según necesidad del sistema en estudio	1	[0% - 39%]

Antes del desarrollo del proyecto, los equipos de protección no tenían las características necesarias para trabajo en el sistema eléctrico de Adinelsa. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 30%.

- Indicador X3.2: Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección

Valoración del indicador X3.2

Indicador X3.2	Descripción	Nivel	Valoración
Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	Los equipos de protección no son antiguos y en el mercado se encuentra fácilmente los repuestos de cualquier modulo con que se compone el equipo.	5	[75% - 100%]
	En el sistema se encuentra trabajando equipos antiguos y deficientes, y en el mercado no se encuentra los repuestos para mantenimiento.	1	[0% - 39%]

Antes del desarrollo del proyecto, los equipos de protección existentes en los sistemas eléctricos de Adinelsa eran antiguos y deficientes, y para hacer algún mantenimiento, se verifico que en el mercado no se encontraba repuestos de algún modulo que comprendía estos equipos por ser discontinuados. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 16.7%.

- Indicador X3.3: Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo

Valoración del indicador X3.3

Indicador X3.3	Descripción	Nivel	Valoración
Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	Se lleva un plan de mantenimiento adecuado de los equipos de protección y también se capacita correctamente y de forma competitiva al personal de operación del equipo	5	[75% - 100%]
	No se tiene un adecuado plan de mantenimiento para los equipos de protección, tampoco se capacito al personal de forma competitiva para la operación optima de los equipos.	2	[40% - 54%]

Antes del desarrollo del proyecto no se tiene un adecuado plan de mantenimiento para los equipos de protección, tampoco se capacito al personal de forma competitiva para

la operación óptima de los equipos. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 2 con una valoración del indicador de 45%.

- Indicador X3.4: Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio

Valoración del indicador X3.4

Indicador X3.4	Descripción	Nivel	Valoración
Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio.	En Adinelsa se lleva una cultura óptima de sistemas de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio	5	[75% - 100%]
	En Adinelsa no se lleva una adecuada cultura de sistemas de vigilancia tecnológica para implementar equipos de protección	1	[0% - 39%]

Al principio, Adinelsa no llevaba una cultura óptima de sistemas de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 1 con una valoración del indicador de 30%.

Peso de los indicadores

Objetivo	Descripción	Indicador de logro		Procedimiento de Medición	
		IDI	Descripción Indicador	Peso	
O3	Determinar la eficiencia de operación de los equipos de protección y su nivel de obsolescencia	X3.1	Dimensionamiento adecuado de los equipos de protección de acuerdo a la necesidad de los sistemas en estudio	2	—
		X3.2	Antigüedad y continuidad en el mercado de los equipos de protección	2	=
		X3.3	Mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos y capacitación del personal en campo en la operación del equipo	1	—
		X3.4	Sistema de vigilancia tecnológica para implementar equipos en desarrollo orientado a la necesidad de los sistemas en estudio	1	—

Con los pesos se calcula el porcentaje de éxito del del objetivo específico 3.

$$R.MI3.1 = 30\%$$

$$R.MI3.2 = 16.7\%$$

$$R.MI3.3 = 45\%$$

$$R.MI3.4 = 30\%$$

$$Metrica\ Final = \frac{2 * 30\% + 2 * 16.7\% + 2 * 45\% + 1 * 30\%}{2 + 2 + 1 + 1} = 28.06\%$$

Indicadores del objetivo numero 4

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción indicador	IDS	Descripción subindicador
O4	Establecer los estudios de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	—	—
		X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	—	—
		X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	—	—

Subindicadores y formula para obtener la métrica del objetivo 4

Instrumento de Medición							
Variable	Descripción	Valor	Formula SI	Resultado SI	Peso SI	Formula	Resultado
NECP	Nivel de elaboración de estudio de coordinación de protecciones	90				R.M I4.1 = $\frac{NECP}{NOECP}$	0.900
NOECP	Nivel óptimo de elaboración de estudio de coordinación de protecciones	100					
NEEC	Nivel de elaboración de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	90				R.M I4.2 = $\frac{NEEC}{NOEEC}$	0.900
NOEEC	Nivel óptimo de elaboración de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	100					
NEEEE	Nivel de elaboración de estudios eléctricos especiales de protecciones	90				R.M I4.3 = $\frac{NEEEE}{NOEEEEE}$	0.900
NOEEEEE	Nivel óptimo de elaboración de estudios eléctricos especiales de protecciones	100					

Indicadores del objetivo 4 y su métrica final

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			Procedimiento de Medición		Métrica
		IDI	Descripción Indicador	IDS	Descripción subindicador	ID	Peso
O4	Establecer los estudios de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones			P4.1	1
		X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos			P4.2	1
		X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio			P4.3	2

Instrumento de medición del objetivo 4

IDI	Descripción Indicador	Variable	Descripción	Instrumento o documento de medición
X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	NECP	Nivel de elaboración de estudio de coordinación de protecciones	Tabla de nivel técnico de estudio de coordinación de protecciones
		NOECP	Nivel óptimo de elaboración de estudio de coordinación de protecciones	
X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	NEEC	Nivel de elaboración de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	Tabla de nivel técnico de elaboración de estudios de confiabilidad
		NOEEC	Nivel óptimo de elaboración de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	
X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	NEEEE	Nivel de elaboración de estudios eléctricos especiales de protecciones	Tabla de nivel técnico de elaboración de estudios eléctricos especiales
		NOEEEE	Nivel óptimo de elaboración de estudios eléctricos especiales de protecciones	

- Indicador X4.1: Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones

Valoración del indicador X4.1

Indicador X4.1	Descripción	Nivel	Valoración
Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	En el proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron el estudio de coordinación de protecciones con un nivel alto de acuerdo al requerimiento del sistema	5	[75% - 100%]
	No se tiene un adecuado estudio de coordinación de protecciones	2	[40% - 54%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron el estudio de coordinación de protecciones con un nivel alto de acuerdo al requerimiento del sistema. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X4.2: Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos

Valoración del indicador X4.2

Indicador X4.2	Descripción	Nivel	Valoración
Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	En el proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron el estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos con un nivel alto de acuerdo al requerimiento del sistema	5	[75% - 100%]
	No se tiene un estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	1	[0% - 39%]

En el desarrollo del proyecto se trabajó con profesionales especialistas que elaboraron el estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos con un nivel alto de acuerdo al requerimiento del sistema. En tal sentido se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

- Indicador X4.3: Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio

Valoración del indicador X4.3

Indicador X4.3	Descripción	Nivel	Valoración
Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	En el proyecto se trabajó con profesionales especialistas que desarrollaron un análisis de las funcionalidades que ofrece los equipos de protección para poder aplicarlos a los requerimientos que necesita el operador del sistema para afrontar los eventos de fallas y una respuesta más rápida para el restablecimiento de la energía eléctrica	5	[75% - 100%]
	No se elabora análisis de funcionalidades espaciales de protecciones eléctricas	1	[0% - 39%]

En el desarrollo del proyecto, se trabajó con profesionales especialistas que desarrollaron un análisis de las funcionalidades que ofrece los equipos de protección para poder aplicarlos a los requerimientos que necesita el operador del sistema para afrontar los eventos de fallas y una respuesta más rápida para el restablecimiento de la energía eléctrica. En tal sentido, se considera que estamos en el nivel 5 con una valoración del indicador de 90%.

Peso de los indicadores

Objetivo	Descripción	Indicador de logro		Procedimiento de Medición
		IDI	Descripción Indicador	Peso
O4	Establecer los de protecciones eléctricas especiales y de confiabilidad de ubicación optima de quipos	X4.1	Nivel de valorización de estudio de coordinación de protecciones	1
		X4.2	Nivel de valorización de estudio de confiabilidad de ubicación optima de equipos	1
		X4.3	Nivel de valorización de estudios eléctricos de protecciones avanzadas de acuerdo a la necesidad del sistema en estudio	2

Con los pesos se calcula el porcentaje de éxito del del objetivo específico 4.

$$R.MI4.1 = 90\%$$

$$R.MI4.2 = 90\%$$

$$R.MI4.3 = 90\%$$

$$Metrica Final = \frac{1 * 90\% + 1 * 90\% + 2 * 90\%}{1 + 1 + 2} = 90\%$$

Indicadores del objetivo numero 5

Objetivo	Descripción	Indicador de logro			
		IDI	Descripción Indicador	IDS	Descripción Sub-indicador
O5	Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de la elaboración y configuración de los estudios eléctricos	X5.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo
				X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones
		X5.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional
				X1.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas
				X1.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones
				X1.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones
		X5.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X1.3.1	elaboración de los estudios eléctricos
				X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA
		X5.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X1.4.1	Numero de interrupciones
				X1.4.2	Duración de la interrupción

Subindicadores y formula para obtener la métrica del objetivo 5

Instrumento de Medición								
Variable	Descripción	Valor	Formula SI	Resultado SI	Peso SI	Formula	Resultado	
NAPC	Nivel de competencia del personal operativo en campo luego de la capacitación	80	R.M I5.1.1 =	$\frac{\text{NAPC}}{\text{NOP}}$	0.800	1	R.M I5.1 =	0.800
NOP	Nivel óptimo de competencia del personal operativo en campo	100						
NACCC	Nivel de competencia del personal en el centro de control de operaciones luego de la capacitación	80	R.M I5.1.2 =	$\frac{\text{NACCC}}{\text{NOCC}}$	0.800	1		
NOCC	Nivel óptimo de competencia del personal en el centro de control de operaciones	100						
NAPII	Nivel de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos luego de la implementación	85	R.M I5.2.1 =	$\frac{\text{NAPII}}{\text{NOPI}}$	0.850	2	R.M I5.2 =	0.892
NOPI	Nivel óptimo de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	100						
COEP	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas luego de la implementación	0.5	R.M I5.2.2 =	$\frac{\text{CVEP-COEP}}{\text{CVEP}}$	0.950	1		
CVEP	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	10						
NTPCI	Nivel de tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones luego de la implementación	85	R.M I5.2.3 =	$\frac{\text{NTPCI}}{\text{NAPC}}$	0.850	2		
NAPC	Nivel de tecnología actual de los equipos de protecciones y comunicaciones	100						
CMEI	Cantidad de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación luego de la implementación	2	R.M I5.2.4 =	$\frac{\text{CMEI}}{\text{COM}}$	1.000	1	R.M I5.3 =	0.933
COM	Cantidad optima de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación	2						
NCEI	Nivel de competencia de los estudios eléctricos actuales luego de la implementación	90	R.M I5.3.1=	$\frac{\text{NCEI}}{\text{NOC}}$	0.900	2		
NOC	Nivel óptimo de competencia de los estudios eléctricos	100						
CCCI	Cantidad de equipos configurados correctamente en los sistemas de Adinelsa luego de la implementación	75	R.M I5.3.2=	$\frac{\text{CCCI}}{\text{CRC}}$	1.000	1		
CRC	Cantidad de equipos que requieren configuración en los sistemas de Adinelsa	75						
NMII	Nivel de eficiencia de número mínimo de interrupciones luego de la implementación	80	R.M I5.4.1 =	$\frac{\text{NMII}}{\text{NOI}}$	0.800	2	R.M I5.4 =	0.825
NOI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de interrupciones	100						
NMDI	Nivel de eficiencia del número mínimo de duración de interrupciones luego de la implementación	85	R.M I5.4.2 =	$\frac{\text{NMDI}}{\text{NODI}}$	0.850	2		
NODI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de duración de interrupciones	100						

Indicadores del objetivo 5 y su métrica final

Objetivo	Descripción	Indicador de logro				Procedimiento de Medición		Métrica
		IDI	Descripción Indicador	IDSi	Descripción subindicador	ID	Peso	
O5	Determinar el nivel de eficiencia luego de la implementación de los equipos de protecciones, comunicaciones y de la elaboración y configuración de los estudios eléctricos	X5.1	Competencia del personal orientado a la operación de los sistemas de Adinelsa	X5.1.1	Competencia del personal operativo en campo	P5.1	1	87.92
				X5.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones			
		X5.2	Estado actual de los sistemas de protecciones eléctricas y de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	X5.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	P5.2	2	
				X5.2.2	Antigüedad de los equipos de protecciones eléctricas			
				X5.2.3	Tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones			
				X5.2.4	Mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones			
		X5.3	Estado actual de los estudios eléctricos y las configuraciones en los equipos de protección	X5.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	P5.3	2	
				X5.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA			
		X5.4	Transgresión de los indicadores de calidad de la NTCSE	X5.4.1	Numero de interrupciones	P5.4	1	
				X5.4.2	Duración de la interrupción			

Instrumento de medición del objetivo 5

IDSi	Descripción subindicador	Variable	Descripción	Instrumento o documento de medición
X1.1.1	Competencia del personal operativo en campo	NAP	Nivel actual de competencia del personal operativo en campo	Tabla de competencias de personal orientado a ejecución de trabajos en campo
		NOP	Nivel óptimo de competencia del personal operativo en campo	
X1.1.2	Competencia del personal en el centro de control de operaciones	NACC	Nivel actual de competencia del personal en el centro de control de operaciones	Tabla de competencias de personal profesional orientado a ejecución de trabajos centro de control de operaciones
		NOCC	Nivel óptimo de competencia del personal en el centro de control de operaciones	
X1.2.1	Eficiencia de los equipos de comunicación que soportan las redes de tecnología operacional	NAPI	Nivel actual de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	Tabla de nivel de infraestructura de comunicaciones
		NOPI	Nivel óptimo de la estructura de comunicaciones para soportar los procesos industriales eléctricos	Tabla de nivel de infraestructura de comunicaciones
X1.2.2	Antigüedad de los equipos protecciones eléctricas	COEP	Cantidad de Años en operación de los equipos de protecciones eléctricas	Tabla de eficiencia de operación de los equipos de protección
		CVEP	Cantidad de Años de vida útil recomendada para los equipos de protecciones eléctricas	Tabla de eficiencia de operación de los equipos de protección
X1.2.3	Tecnología de los equipos protecciones y comunicaciones	NTPC	Nivel de tecnología de los equipos de protecciones y comunicaciones	Tabla de nivel de tecnología de los equipos
		NAPC	Nivel de tecnología actual de los equipos de protecciones y comunicaciones	Tabla de nivel de tecnología de los equipos
X1.2.4	Mantenimiento de los equipos protecciones y comunicaciones	CME	Cantidad de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en los años de operación	Tabla de plan de mantenimiento de equipos
		COM	Cantidad optima de mantenimiento de los equipos de protecciones y comunicaciones en lo años de operación	Tabla de plan de mantenimiento de equipos
X1.3.1	Elaboración de los estudios eléctricos	NCE	Nivel de competencia de los estudios eléctricos actuales	Tabla de nivel de competencia de estudios eléctricos
		NOC	Nivel óptimo de competencia de los estudios eléctricos	Tabla de nivel de competencia de estudios eléctricos
X1.3.2	Configuración correcta de ajustes en los equipos de protección en los sistemas de ADINELSA	CCC	Cantidad de equipos configurados correctamente en los sistemas de ADINELSA	Tabla de planificación de configuración de equipos
		CRC	Cantidad de equipos que requieren configuración en los sistemas de ADINELSA	Tabla de planificación de configuración de equipos
X1.4.1	Numero de interrupciones	NMI	Nivel de eficiencia de número mínimo de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
		NOI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
X1.4.2	Duración de la interrupción	NMDI	Nivel de eficiencia del número mínimo de duración de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad
		NODI	Nivel de eficiencia optimo del número mínimo de duración de interrupciones	Tabla de indicadores de calidad