

COPIA A:		Filosofía de Control del Sistema de Transmisión Eléctrica de SAESA S.A.
Unidad	Cantidad	
		
		Aprobado por: Alain Morales Llanos
		Revisado por: Alain Morales Llanos
		Preparado por: Gonzalo Vásquez
TOTAL		
N° de Documento: Criterios-Control-01		
Revisión: <div>Revisión 1: Julio de 2025</div>		
Cliente / Mandante: 		

ÍNDICE

1.	OBJETIVO.....	7
2.	CARÁCTERÍSTICAS.....	7
3.	CÓDIGOS Y NORMAS.....	8
4.	GENERALIDADES.....	8
4.1	TIPOS DE SUBESTACIONES SS/EE.....	8
4.1.1	SSEE TIPOS 0	9
4.1.2	SSEE TIPO I.....	10
4.1.3	SSEE TIPO II.....	12
4.1.4	SSEE TIPO III.....	14
5.	SISTEMAS DE CONTROL EN SSEE SAESA	15
5.1	SISTEMA DE CONTROL PARA OPERACIÓN.....	16
5.1.1	Selección de las Modalidades de Control.....	17
5.1.2	Sistema SCADA	18
5.2	SISTEMA DE FACTURACIÓN Y MEDIDA.....	19
5.2.1	Medidores de energía (Facturación).....	20
5.2.2	Medidores multifuncionales	22
5.3	SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRICA.....	23
5.3.1	Funcionalidad de las protecciones.....	24
5.3.2	Requerimientos generales de hardware y software	25
5.4	SISTEMA DE VIGILANCIA REMOTA (SVR).....	28
5.5	REQUERIMIENTOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.....	31
5.5.1	Requerimientos Generales De Hardware Y Software.....	31
5.5.2	Redundancia de Circuitos y Equipos de Control.....	33
5.5.3	Criterios Generales De Control.....	34
5.5.4	Eliminación de Perturbaciones en los Circuitos	37
5.5.5	Independencia de los Circuitos de Control	38
5.5.6	Previsiones para Alarmas y Señalizaciones	39

5.5.7	Arquitectura De Comunicación	42
5.5.8	Servicios Auxiliares SS/AA	45
6.	MODELOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SSEE USADAS EN SAESA.....	45
6.1	CONTROL DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN CON CONTROLADOR DE BAHÍA.....	48
6.1.1	Sistema de control y protección de líneas de transmisión	49
6.1.2	Sistema de Protección del Transformador.....	52
6.1.3	Sistema de Control del Transformador	54
6.1.4	Sistema de Protección de Alimentadores	56
6.1.5	Sistema de Control de Alimentadores.....	58
6.1.6	Sistema de Protección diferencial de barra	59
6.1.7	Servicios Auxiliares.....	60
6.1.8	Sistema de Comunicaciones	64
6.1.9	Sistema de Banco de Condensadores.....	65
7.	ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES	66
7.1	SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN	66
7.2	REQUISITOS FUNCIONALES.....	68
7.2.1	Nivel 1.....	68
7.2.2	Nivel 3.....	71
8.	SISTEMA DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN EL PROYECTO.....	75
8.1	SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA	75
8.2	UNIDAD DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR (87).....	76
8.3	SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	77
8.4	PROTECCIÓN CON FUNCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA	79
8.5	UNIDAD DE PROTECCIÓN DE MAESTRO (86).....	79
9.	ARMARIOS.....	80
9.1	REQUERIMIENTOS CONSTRUCTIVOS.....	80
9.2	REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y ACCESORIOS INTERNOS	83
9.2.1	Regletas Terminales.....	83
9.2.2	Interruptores automáticos	83

9.2.3	Relés Auxiliares	83
9.2.4	Barras de Tierra	86
9.2.5	Bloques de Prueba	87
10.	PLANOS E INFORMACION TECNICA	89
10.1	INFORMACIÓN PARA ENTREGAR CON LA OFERTA.....	89
10.2	INFORMACIÓN PARA ENTREGAR DURANTE EL DESARROLLO DEL PROYECTO	90
10.3	DOCUMENTACIÓN DEFINITIVA.....	90
10.4	RESUMEN ESQUEMÁTICO DE PLANOS.....	90
10.4.1	Etapa de ingeniería.....	91
10.4.2	Etapa de Obra	92
11.	PRUEBAS	92
11.1	PRUEBAS DE RUTINA.....	93
11.2	PRUEBAS DE ALTA FRECUENCIA	93
11.3	PRUEBAS FUNCIONALES.....	93
11.4	PROTOCOLOS DE PRUEBAS.....	94
11.5	PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO	94
11.6	PROGRAMACIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	95
11.7	ASESORÍA A LA PUESTA EN SERVICIO	95
12.	CAPACITACIÓN DE PERSONAL	96
12.1	REQUISITOS GENERALES	96
12.2	PERSONAL PREVISTO PARA LA CAPACITACIÓN	96
12.3	COBERTURA DE LA CAPACITACIÓN.....	97
13.	CONDICIONES DE MANIPULACIÓN, ALMACENAJE Y TRANSPORTE	97
10.1	SEGURIDAD	98
10.2	MANUPILACIÓN.....	98
10.3	ALMACENAJE	98
10.4	TRANSPORTE.....	98
14.	REFERENCIAS	99
15.	ANEXO 1	100

15.1	ESPECIFICACIONES GENERALES DEL SISTEMA DE CONTROL.....	101
15.1.1	EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL LOCAL.....	102
15.1.2	EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL LOCAL CENTRALIZADO	108
15.1.3	EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL REMOTO.....	110
16.	ANEXO 2	113
16.1	CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	113
16.1.1	CONDICIONES AMBIENTALES AL INTERIOR	113
16.1.2	CONDICIONES CLIMÁTICAS AL EXTERIOR.....	113
16.1.3	SISTEMA ELÉCTRICO.....	113
17.	ANEXO 3	115
17.1	ARQUITECTURA Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN SSEE.....	115

FILOSOFÍA DE CONTROL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE SAESA S.A.

1. OBJETIVO.

Este documento Técnico tiene por objeto describir la filosofía de control que se implementará en el desarrollo del proyecto "Ingeniería básica y de detalles", requeridos por El grupo de empresas SAESA. Así, establecer los requisitos técnicos básicos y generales que se deben cumplir en: diseño, fabricación, pruebas y suministro del Sistema de Control, en los proyectos futuros a realizar en STS – SAESA.

El suministro comprenderá todos los equipos necesarios para cumplir lo establecido en estas especificaciones técnicas. Cualquier otro equipo que sea necesario de acuerdo al diseño de detalle que realice el proveedor, y que no haya sido explícitamente especificado, deberá ser suministrado con especificaciones propias del proveedor y sometidos a la aprobación de SAESA.

Se deberá suministrar todos los equipos de control y protección para las instalaciones descritas en las presentes especificaciones técnicas y en los diagramas unilineales existentes del proyecto.

Será imprescindible mantener la seguridad del suministro, de todo el sistema eléctrico que sea intervenido.

Es responsabilidad del contratista desarrollar todos los planos y documentos necesarios para desarrollar los sistemas de control y protección de una subestación eléctrica SAESA.

Cualquier otro equipo que sea necesario de acuerdo al diseño de detalle que realice el Contratista, y que no haya sido explícitamente especificado, deberá ser suministrado por el Contratista y sometidos a la aprobación de SAESA.

2. CARACTERÍSTICAS

Los sistemas de control, protección, medida y registro de fallas deberán cumplir con las características indicadas en los formularios de características técnicas garantizadas que hacen parte de estas especificaciones.

A continuación, se describen las características técnicas que deberá cumplir el suministro del sistema de control.

3. CÓDIGOS Y NORMAS

Las siguientes normas son aplicables a los componentes a los sistemas de control y protección asociados.

- IEC 60255: "Electrical relays"
- IEC 60297: "Mechanical structures for electronic equipment. Dimensions of mechanical structures of the 482,6 mm (19 in) series"
- IEC 61850: "Communication networks and systems in substations"
- IEC 60794: "Optical fibre cables"
- IEC 60874: "Connectors for optical fibres and cables"
- IEC 60870: "Telecontrol equipments and systems"
- ITU-T: "Recomendaciones Serie V"
- IEC 60688: "Electrical Measuring Transducers for Converting a.c. Electrical Quantities to Analogue or Digital Signals".
- NTSyCS Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio

4. GENERALIDADES

4.1 TIPOS DE SUBESTACIONES SS/EE

En la actualidad, SAESA desarrolla la construcción de SSEE por medio de prototipos estándar.

Estas subestaciones se construyen para transformar niveles de tensión de transmisión o subtransmisión a niveles de distribución, con el objetivo de suministrar energía eléctrica a clientes finales.

Las SSEE normalizadas (estandarizadas) por SAESA son:

Tabla 4.1 "Tipos de SSEE normalizadas SAESA"

Tipo S/E	Tensión KV	MDM (MVA)	Paños AT	Alimentadores	Bancos CC/EE
Tipo 0	66/23 - 13,2	1 x 16	1	2-3	1
Tipo I Inicial	66/23 – 13,2 110/23	1 x 16	2	3	1
Tipo I Final	66/23 – 13,2 110/23	2 x 16	3	6	2
Tipo II inicial	66/23 – 13,2 110/23	1 x 30	2	4	2
Tipo II Final	66/23 – 13,2 110/23	2 x 30	5	8	4
Tipo III	220/23 66/23	2 x 60 4 x 30	4-8	16	4
Tipo IV	110 (Seccionadora)	1x16	3	2-3	1

MDM: Máximo desarrollo modular.

*Todos los equipos de transformación deberán tener cambiador de taps bajo carga (CTBC).

De la tabla anterior, las SSEE se definen de la siguiente forma:

4.1.1 SSEE TIPOS 0

Las subestaciones de TIPO 0 se desarrollan conforme existan restricciones por alimentación radial, la capacidad y conductores LLTT.

Esta subestación se utiliza para consumos rurales donde el aporte de energía es un solo sentido. Además, no tenga proyecciones de crecimiento mayor a la estimada (16 MVA). A continuación, se identifica el modelo general de una subestación tipo 0.

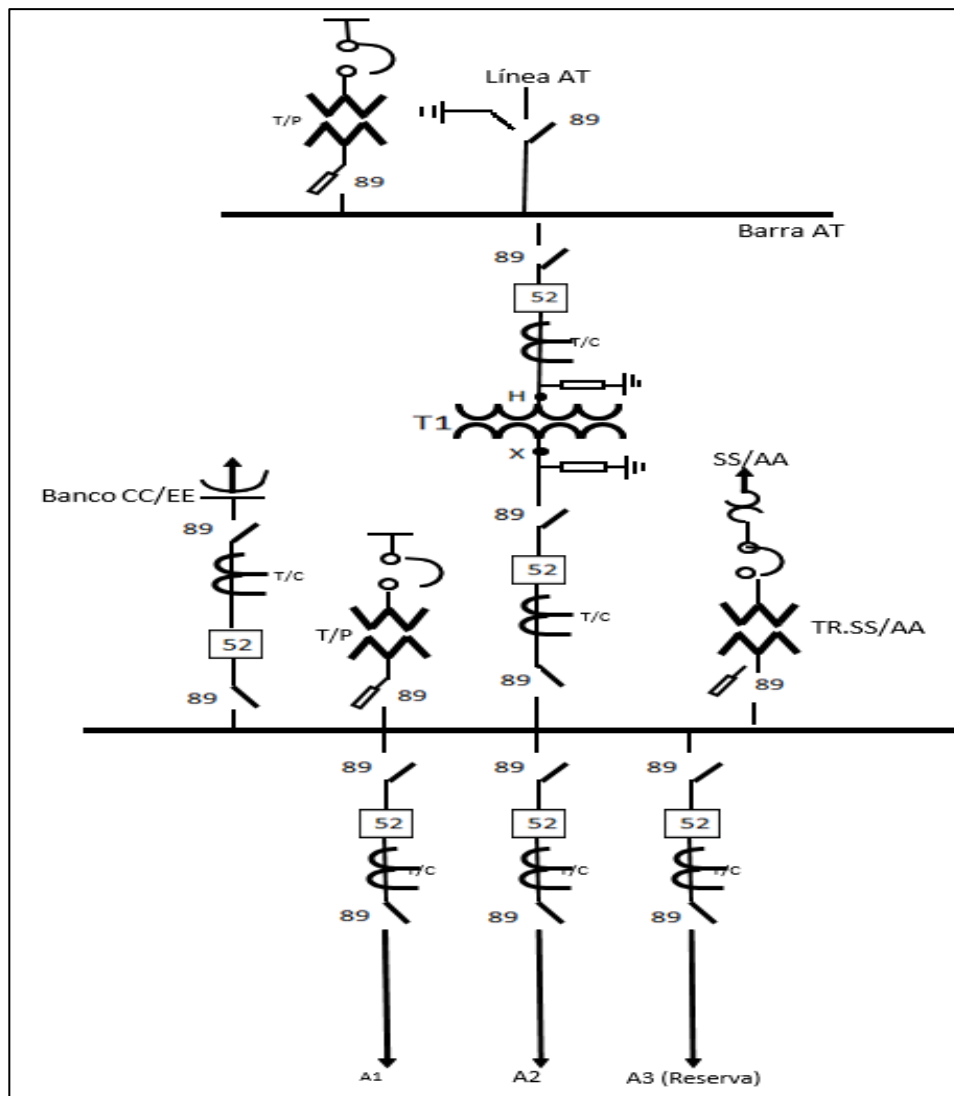


Figura 4.1 "S/E Tipo 0"

4.1.2 SSEE TIPO I

Las subestaciones de TIPO I (Rurales), son aquellas que alimentan zonas de baja densidad de carga con alimentadores radiales de gran longitud. Consideran un único circuito AT de alimentación y hasta dos transformadores de poder, más el espacio para un transformador de reserva. La capacidad del circuito AT, en general, deberá ser superior a la suma de las potencias de los transformadores, más su sobrecarga de 20%.

Por su parte, cada transformador estará dimensionado para atender dos Alimentadores de MT. Sin embargo, pueden darse casos en que se conecten tres Alimentadores a un Transformador de 16 MVA cuando las cargas estén muy separadas geográficamente.

En general, para subestaciones de transformación AT/MT, la configuración eléctrica del patio AT será del tipo "H", que considera dos Paños de Alimentadores, dos Paños de Transformación y un Paño Acoplador, todos ellos con Interruptor.

Sin embargo, el esquema final a desarrollar para las Subestaciones Tipo 1 será sólo con dos interruptores de AT, uno para cada transformador. Ver Fig. 4.3.

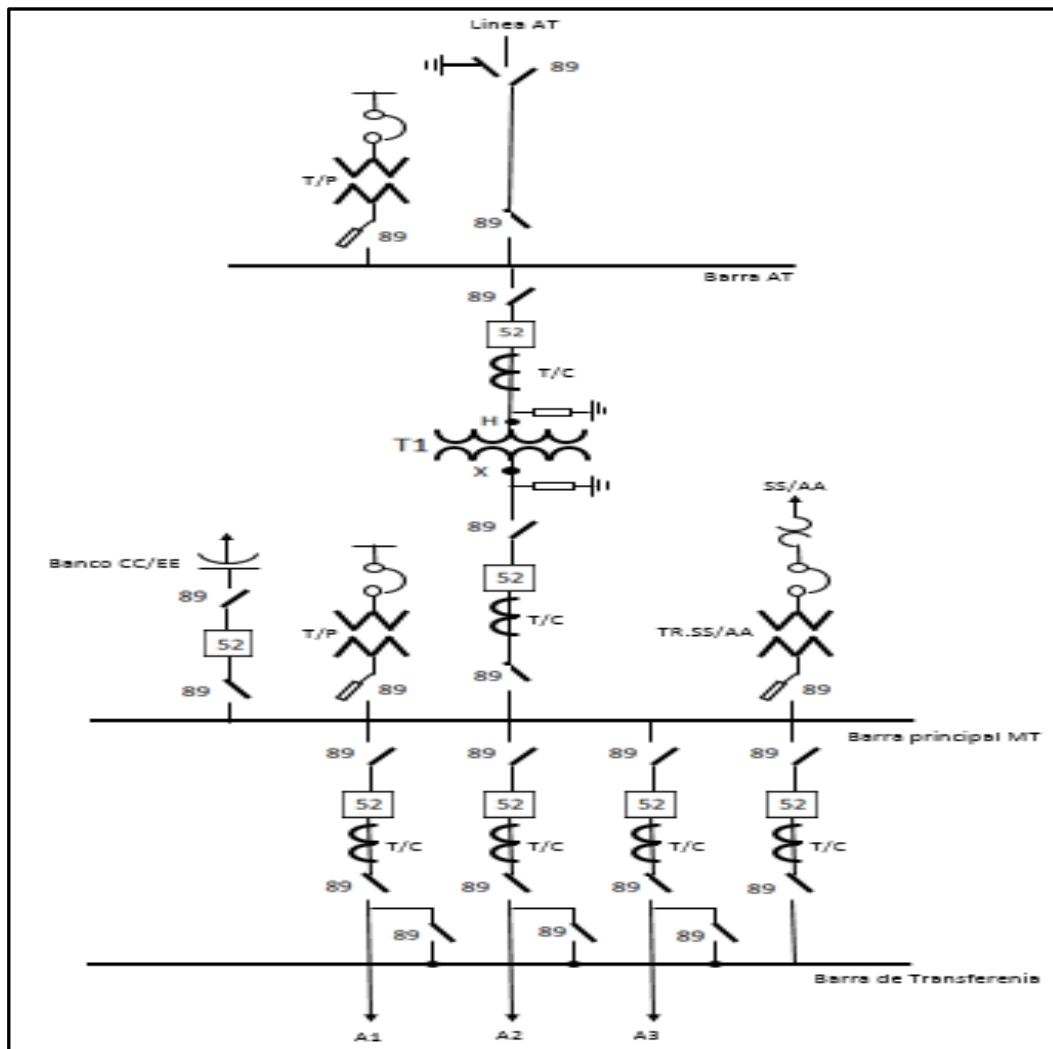


Figura 4.2 "S/E Tipo I (inicial)"

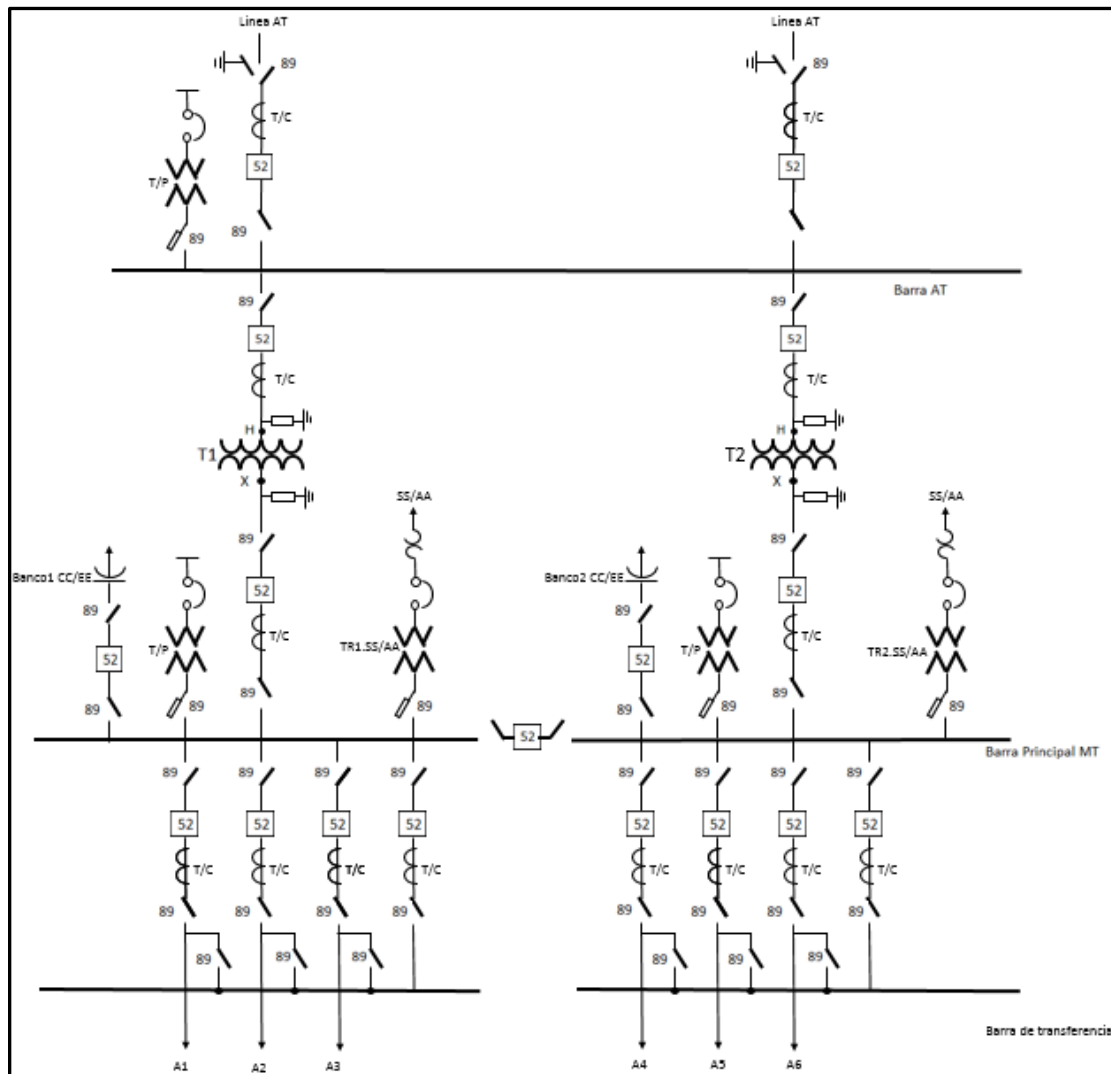


Figura 4.3 "S/E Tipo I (final)"

4.1.3 SSEE TIPO II

Las subestaciones de TIPO II (Mixtas), son aquellas que se encuentran en un centro de carga más disperso, que abastecen a ciudades medianas y pequeñas, pero con importantes cargas en el sector rural. Consideran en su fase final dos circuitos AT de alimentación y hasta dos transformadores de poder, más el espacio para un transformador de reserva.

La capacidad del circuito AT, en general, deberá ser superior a la suma de las potencias de los transformadores más su sobrecarga de 20%. Por su parte, cada transformador en su fase final está dimensionado para atender cuatro Alimentadores de MT.

En particular, para las subestaciones Tipo 2, se considerará un esquema con Barra principal y transferencia de media tensión.

Cada Barra contará con espacio para un Paño de Transformación, cuatro Paños de Línea, un Paño de Medida, un Paño de SSAA, un Paño para Banco de Condensadores y un paño acoplador para transferencia. Los Paños contarán con Desconectadores de Barra y Línea, Interruptor de poder y TTCC con excepción de los de Medida (TTPP) y de SSAA que contarán con Desconectadores Fusibles como protección.

Los Transformadores estandarizados serán de 16 MVA para la fase inicial y de 30 MVA para la fase final, con CTBC, con razones de transformación 110/23 kV, 66/23kV ó 66/13.2 kV. Ver Fig. 4.4.

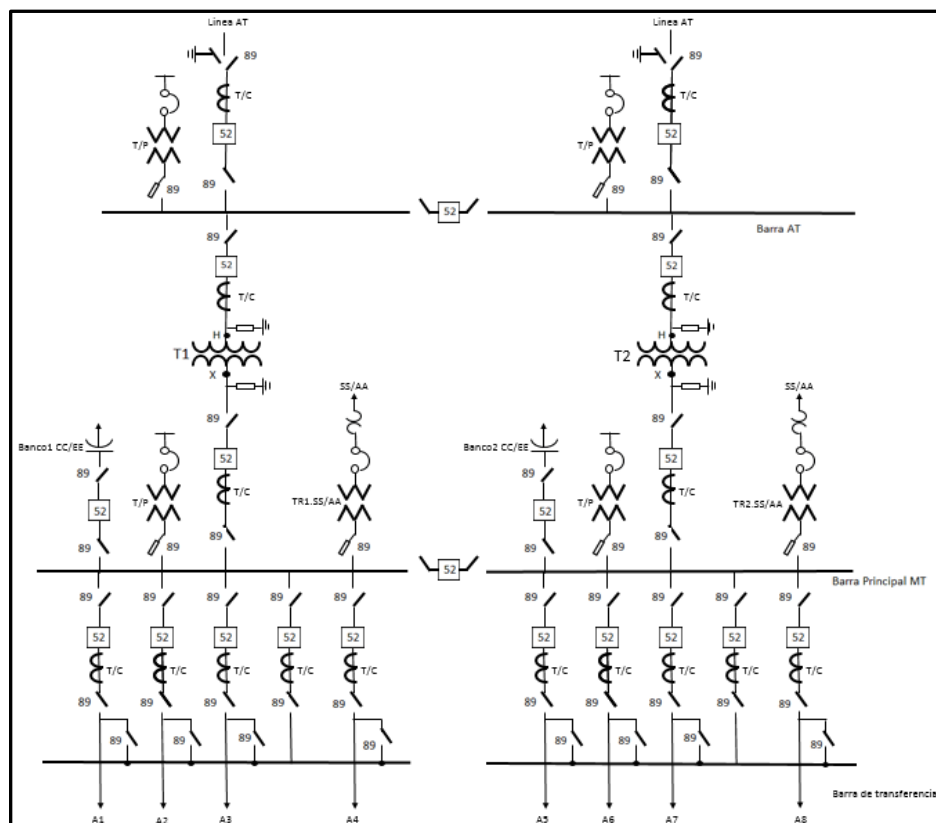


Figura 4.4 "S/E Tipo II (final)"

4.1.4 SSEE TIPO III

Las subestaciones de TIPO III (Urbanas), son aquellas que atienden grandes urbes y que dejan la mayor parte de su carga en un entorno de 10 km, con un remanente rural que no supera el 20%. Consideran en su fase final uno, dos o tres circuitos AT de alimentación (dependiente del nivel de voltaje). A diferencia de las subestaciones del tipo I o II, en este caso el diseño contempla que los cuatro transformadores se auto – respaldan, por lo que no es estrictamente necesario contar con el espacio para un transformador de reserva. La suma de las capacidades de los circuitos AT, en general, deberá ser superior a la suma de las potencias de los transformadores más su sobrecarga de 20%. Al igual que para el Tipo II, cada transformador está dimensionado para atender cuatro Alimentadores de MT en su fase final.

En MT, el esquema de barra es una extensión de esquema para las Tipo II. Se agregan las dos barras correspondientes a los transformadores que se incorporan y un paño seccionador adicional más cable aislado para permitir acoplar la última barra con la primera, formando un anillo seccionado. Estos paños seccionadores estarán constituidos por estructuras auto – soportantes tipo marco, independientes de las barras principales, en las cuales se instalarán los Desconectadores. Bajo el marco se instalarán el Interruptor y los TTCC. Ver Fig. 4.5

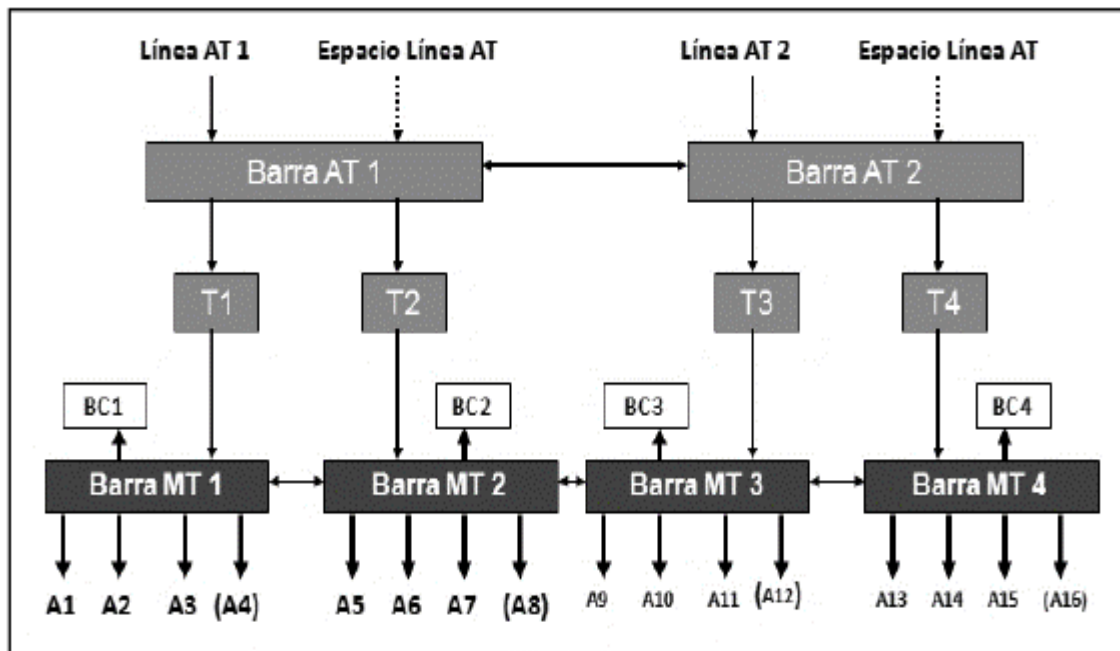


Figura 4.5 "S/E Tipo III (final)"

5. SISTEMAS DE CONTROL EN SSEE SAESA

Se contempla un único esquema de control que monitoree y opere remotamente los equipos asociados a cada paño, con el objeto de separar los mandos operacionales de los de protecciones, medida y vigilancia, además de aprovechar las ventajas de flexibilidad y seguridad en las intervenciones que esto implica. Dicho esquema será el encargado de reportar la información que se estime pertinente al sistema de control operacional implementado por SAESA.

Los sistemas de control de una subestación SAESA está conformado por cuatro líneas de acción, cada uno de ellos cumple una función esencial en la operación de la subestación.

- Operación: Consiste en supervisar el sistema, que sea continuo y sin anomalías, proceso que se lleva a cabo a través de un sistema SCADA que maneja el centro de control transmisión (CCT-Osorno).
- Medición: Se encarga de medir la energía que circula por un paño determinado, con el fin de tener control comercial y estadístico a través del servidor Prime Read.
- Protección: Se encarga de salvaguardar los equipos, la continuidad del servicio y lo más importante, la seguridad de las personas que se encuentran cercanas a un sistema eléctrico de potencia. Se puede tener acceso a los registros de protecciones Post-Fallas a través de un PC dedicado para el análisis de fallas.
- Vigilancia: Toda subestación tiene un sistema de seguridad necesario ante posibles actos de intrusión, aviso de peligro para personas extrañas, control de acceso, como también tener la posibilidad de observar los equipos visualmente ante posibles fallas externas. El centro de vigilancia monitorea a través de cámaras y sensores perimetrales, en el PC dedicado solo a la vigilancia.



Figura 5.1 “Esquema del Sistema de Control SAESA”

5.1 SISTEMA DE CONTROL PARA OPERACIÓN

El esquema de control está definido por cuatro niveles de operación, los que son representados en la siguiente imagen:



Figura 5.2 "Esquema del Sistema de Control SAESA para operaciones"

- Nivel 0: Control local inmediato, se realiza físicamente en cada interruptor, caja de control de desconectador y cambiador de tomas del transformador (CTBC).
- Nivel 1: Control en sala de mando, se realiza desde la caseta de control ubicada en la S/E. A través de este control, se maniobrarán la apertura y cierre de los equipos primarios de patio, cambios de taps y habilitación de reconexión de alimentadores. Este control será mediante switch ubicados en los armarios de control de cada paño.
- Nivel 2: Control en sala de mando, se realiza desde la caseta de control, a través de este control se maniobran la habilitación de reconexión de alimentadores, cambios de taps y cierre de los equipos primarios. Este control se realiza a través de una pantalla Interface hombre-máquina (IHM).
- Nivel 3: Telecontrol SAESA, a este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, tales como: tensiones de barra, corrientes en las salidas y potencias entregadas y recibidas. Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA para la subestación.

Por lo tanto, el diseño y los equipos de control en las instalaciones deberán considerar los medios de automatismo de última generación que permitan maniobras desde la sala de control o desde el SCADA en SAESA.

5.1.1 Selección de las Modalidades de Control

La filosofía de operación establece que, si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello (Fig. 5.3).

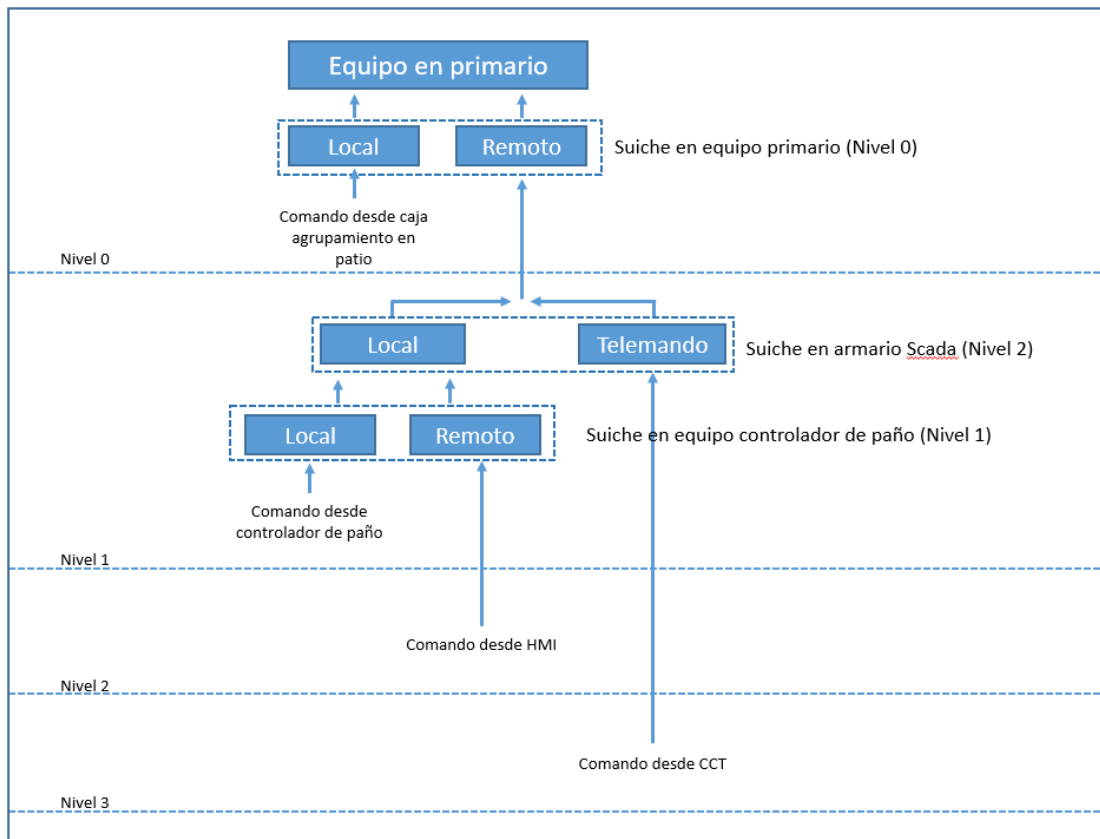


Figura 5.3 "Niveles de operación"

Durante el desarrollo de la ingeniería y dependiendo de la condición de la instalación, es posible adoptar las siguientes opciones:

- a) Control local por medio de Switches instalados en panel y telecontrol por medio de RTU utilizando la lógica alambrada a nivel de subestación y DNP3.0 para la comunicación hacia el centro de operación centralizado (nivel 3).
- b) Control local por medio mímico por Switches instalados en panel y telecontrol por medio de controlador de paño utilizando protocolo de comunicaciones IEC 61850 para la subestación y DNP 3.0 para la comunicación hacia el centro de operación centralizado (nivel 3).
- c) Control local (Comandos desde HMI en armario Scada) y telecontrol por medio de 2 equipos con funciones de controlador de paño, funcionando Hot/Stand-by, utilizando protocolo de comunicaciones IEC 61850 para la subestación y DNP 3.0 para la comunicación hacia el centro de operación centralizado.

Actualmente, se utilizan la opción 2 para proyectos nuevos y la opción 1 cuando la subestación es existente y la arquitectura de comunicaciones actual no soporta la integración del paño por medio de protocolo IEC 61850. Para efectos de este documento "Filosofía de Control, SAESA", se optará por la opción 3, para todas las SSEE nuevas (no remodelaciones).

5.1.2 Sistema SCADA

El tercer nivel, nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación.

La arquitectura típica está integrada básicamente por las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

A este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema que exige la NTS&CS, tales como:

- Tensiones de barra.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregas y recibidas.

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA para la subestación. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de tap, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como, por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local del sistema de control puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, por ejemplo: Transferencia de barras y programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema de control por pérdida de alimentación.
- Bote de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa para ser utilizada por las estaciones de operación, el Gateway, y por los IEDs de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos.

5.2 SISTEMA DE FACTURACIÓN Y MEDIDA

5.2.1 Medidores de energía (Facturación)

Este equipo debe ser un medidor de alta exactitud, con la clase indicada en los planos unilineales, además proporciona un análisis de las variables eléctricas y será capaz de realizar mediciones y registros de energía en tiempo real. Por lo tanto, debe contar con bloques de pruebas asociados a la unidad de facturación. Además, la unidad debe comunicarse con el Gateway en protocolo DNP 3.0/ IEC 61850.

Diseñado especialmente para satisfacer los estándares del mercado mundial, sus principales características serán las siguientes:

- Exactitud de acuerdo a IEC 62053-22 clase 0,2S.
- Capacidad de 12 canales de almacenamiento como mínimo.
- Auto calibración.
- Diagnóstico de circuitos.
- Totalización de registros.
- Registrador de datos y eventos.
- Registrador de oscilografías.
- Medidas de energía:
 - KWh entregado y recibido.
 - KVAh y KVARh entregados y recibidos.
 - Volt-Hrs y Amp-Hrs.
 - Integración de cualquier medida instantánea.
- Mediciones de demanda.
 - Permite las modalidades block demand, block rolling demand, predicted demand.
 - KW, KVAR, KVA, mínimo/máximo.

- Amperes, volts, mínimo/máximo.
- Cualquier medida instantánea.
- Medidas instantáneas.
 - Voltaje y corriente.
 - KW y KVAR.
 - KVA.
 - FP y frecuencia.
 - Componentes de secuencia \pm y 0 de corrientes y voltajes.
 - Diagrama fasorial.
- Análisis de calidad de servicio.
- Medición de armónicas.
 - Medición individual de cada armónica e incluyendo magnitud y ángulo.
 - Totalización de armónicas pares.
 - Totalización de armónicas impares.
 - Factor K y Factor de Cresta.
- Alimentación: 85 a 240 Vca o 110 a 300 Vcc.
- Comunicaciones:
 - Puerto frontal óptico ANSI tipo II.
 - Puerto RS-232.
 - Puerto RS-485.
 - Puerto RJ45, 10BASET/100BASETX.
- Sincronización horaria IRIG-B.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0/ IEC 61850
- Funcionalidad de Webserver.



Figura 5.4 "Medidor de facturación"

5.2.2 Medidores multifuncionales

Este equipo será una unidad con display para la visualización local de las variables eléctricas.

Las funciones que como mínimo debe incorporar este elemento son las siguientes:

- Medida de corrientes, voltajes.
- Medidas de potencias y energías activas y reactivas en los 4 cuadrantes.
- Despliegue de diagrama fasorial.
- Medidas de voltajes y corrientes armónicos (hasta la 50ava).
- Teclas de función frontales.
- Fácilmente programable vía software y desde panel frontal.
- Sincronización horaria IRIG-B.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0.
- Puertos, Ethernet, RS-485, RS-232

A través de estos equipos se puede realizar un monitoreo local y a través del sistema Scada los distintos parámetros eléctricos presentes en la Subestación.

Se debe considerar medida en cada paño de la S/E independientemente de la dirección del flujo de potencia del paño.

Se utilizará esta solución en instalaciones donde el reporte sea sólo por RTU, sin existencia de controlador de paño.

5.3 SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRICA

En general, se pueden definir los Sistemas de Protecciones como un sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas y estados que permiten detectar fallas y/o condiciones anormales en los equipos e instalaciones del sistema protegido, con el fin de tomar acciones correctivas en el más breve plazo. Haciendo referencia al documento “Filosofía de Protección del Sistema de Transmisión Eléctrica de SAESA S.A.”, los Sistemas de Protecciones de los equipos e instalaciones del sistema tienen como propósito lo siguiente:

- Aislar las fallas tan pronto como sea posible, con el fin de minimizar las pérdidas económicas.
- Avisar lo antes posible respecto de las acciones anormales de operación del sistema, con el propósito de tomar rápidamente acciones correctivas.
- Alertar sobre el estado inapropiado de los equipos, con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles fallas en dichos equipos.

Por lo tanto, las protecciones:

- Permitirán el registro de fallas, registro de eventos y alarmas de operación de éstas y su integración a los sistemas de control de la subestación.
- Los relés de protección serán equipos en el estado del arte, es decir del tipo numérico digital, multifunción y programable.
- Deben facilitar su integración, mantenimiento, operación y expansión.
- La avería de un componente del sistema de protecciones, no deberá resultar en una falta de despeje de una falla o anomalía en el circuito de protección.
- Las funciones vitales de un equipo de protección no dependerán de la lógica asociada a otros equipos de protección, complementarios o no.
- Los equipos de protección deben contar con autosupervisión y monitoreo. La detección automática de una anomalía, si compromete la seguridad, y debe producir el bloqueo inmediato de la protección, además de una alarma local y una alarma remota. Las alarmas locales deben poseer Led's.

Todas las posibles anomalías que es capaz de detectar y alarmar la autosupervisión del relé, deben estar lo suficientemente documentadas en el manual del equipo, donde se debe incluir a lo

menos el significado de la alarma y las medidas correctivas que debe tomar el usuario además de reportar el defecto al proveedor y al fabricante.

5.3.1 Funcionalidad de las protecciones.

Cada protección deberá presentar características que permitan proteger el sistema eléctrico, asegurando:

- Selectividad: Cada protección debe ser capaz de definir exactamente qué tipo de falla es la que se está enfrentando para poder discriminar si debe o no actuar y poder aislar solo los elementos fallados.
- Confiabilidad: Esta característica explica la capacidad de la protección para comportarse adecuadamente en función de su capacidad para “saber” ante qué condiciones no debe actuar (seguridad) y ante las que si debe actuar (obediencia).
- Rapidez: Es el tiempo que transcurre desde sucedida la falla hasta el despeje de la misma, considerando la suma de todos los tiempos de los equipos involucrados en la labor de despeje. Mientras menor es este tiempo, mejores posibilidades tiene el sistema de potencia de mantener una condición estable de funcionamiento.
- Sensibilidad: Este es un término que posee dos acepciones. Frecuentemente usado cuando nos referimos a la corriente mínima de operación de la protección y también se usa en protecciones de alcance definido para medir la capacidad de detección de la falla.
- Discriminación de fase: Es la capacidad del elemento de protección para definir en qué fase o fases se provoca la falla.
- Flexibilidad: Esta característica es la que posee una protección para adecuarse y operar ante los distintos cambios que sufre la red.
- Facilidad de mantenimiento: Esta característica considera tanto los medios necesarios para realizar mantenimiento y los tiempos de indisponibilidad de la protección por mantenimiento. Para esto se deben considerar elementos capaces de aislar cada protección de manera individual, con el objeto de intervenirla sin afectar al resto de los dispositivos de protecciones.

Deben tener procesadores independientes para comunicaciones y funciones de protección, de manera que las comunicaciones no afecten de ninguna forma la performance de las funciones específicas de protección.

5.3.2 Requerimientos generales de hardware y software

Los equipos de protección deben ser multifuncionales, de tecnología numérica, bajo consumo y diseño modular. Deben tener conexión por la parte posterior, ser apropiados para montaje en bastidores de 482,6 mm (19") y suministrados con los accesorios para montaje en rack de 19".

Los módulos electrónicos deben ser del tipo extraíble, que puedan ser retirados sin necesidad de cortocircuitar el secundario de los transformadores de corriente o desconectar los cables externamente o utilizar selectores para desconexión.

Los equipos que requieran rearmado deben ser realizados en forma local y/o remota. Los contactos de salida deberán ser rápidos y con capacidad suficiente para abrir interruptores, energizar bobinas de disparo, relés auxiliares, relés de disparo y bloqueo, lámparas de señalización, etc. Cada salida del relé se debe activar/desactivar simultáneamente con el enganche/desenganche de la variable asignada a dicha salida con una diferencia máxima de 5 ms.

La comunicación entre IED's con funciones de protección y equipos de patio se generarán por medio de alambrados de cobre. No se aceptarán esquemas de protección en donde se incorpore protocolos de comunicación en IEC 61850 para la comunicación entre equipos IED, por lo cual la comunicación se deberá realizar por medio de alambrados de cobre.

A continuación, se muestran características generales de los equipos de protección:

- Puerto Ethernet posterior multimodo para integración al sistema de gestión de protecciones.
- Puerto de comunicaciones para la conexión directa de un computador para gestión local.
- 2 puertos posteriores, RJ-45 o F.O, para la comunicación con el sistema de control mediante protocolo IEC61850 / DNP 3.0 / TCP IP.
- Interfaz posterior para sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B.
- Entradas análogas para corriente de 1 y/o 5 A.
- Salidas digitales deben tener un tiempo de acción apertura y cierre no superior a 5 ms y que su capacidad de corriente sea igual o superior a 6 (A) en régimen permanente y 30 A en 0,2s.

- Salidas digitales serán del tipo contacto seco no supervisados. No se aceptarán contactos supervisados por tensión ni por corriente.
- Considerar entradas y salidas con un margen del 30% para proyectos futuros.
- 1 contacto de vida del equipo.
- Teclas funcionales libremente configurables.
- Interfaz humano-máquina local con display iluminado que permita visualizar los valores de las variables del sistema, los eventos y los ajustes del relé y un teclado que permita cambiar parámetros y ajustes del relé.
- Registros de eventos y oscilografías en memoria no volátil. Además, la posibilidad de generar reporte de falla.

El software relacionado a los equipos del sistema de control y protecciones deberán tener como mínimo las siguientes funciones:

- Creación o Modificación de: ajustes, grupo de ajustes, lógicas de control personalizados.
- Lectura y descarga de eventos, oscilografías, reporte de fallas y la configuración completa del equipo. Para realizar estas acciones, el software debe ser capaz de entregar esta información por medio de una conexión directa al equipo o vía remota.
- Configuración de comunicaciones.
- Configuraciones de IHM.
- Configuración de entradas, salidas, variables internas y medidas que se necesiten.
- Plataforma IEC 61850.

Si alguno de los puntos mencionados anteriormente requiere utilizar un software específico que necesite una licencia, este se debe suministrar con el relé, incluyendo las actualizaciones más recientes, sin costo adicional.

El reporte de eventos debe mostrar cada una de las señales digitales con su nombre de identificación claro y con su secuencia de ocurrencia en el tiempo, registrando dicho tiempo en forma secuencial. Los eventos y alarmas deberán ser marcados con el tiempo de ocurrencia con una resolución mejor o igual a 1 milisegundo, la cual se realizará directamente en los controladores de paño o relés de protección a través de un reloj GPS. La base de tiempo para la marcación de

eventos y alarmas debe ser la del reloj GPS. Los eventos y alarmas con su estampa de tiempo deben ser transmitidos al Nivel 2 y 3.

Las oscilografías deben tener, a lo menos, las siguientes características:

- **Tasa de Muestreo:** La tasa de muestreo deberá ser a lo menos de 16 muestras por ciclo.
- **Arranque (trigger):** El arranque de la oscilografía deberá gatillarse al activarse cualquier elemento que pueda hacer operar la protección.
- **Estampa de tiempo:** La estampa de tiempo deberá estar sincronizada mediante GPS conectado al terminal RTU local u otro dispositivo de sincronización GPS.
- **Tiempo total de registro:** El tiempo total de registro deberá ser a lo menos de 25 ciclos.
- **Tiempo de prefalla:** El tiempo de pre-falla deberá ser a lo menos de 15 ciclos.
- **Tiempo de postfalla:** El tiempo de post-falla deberá ser al menos de 10 ciclos luego de operada la protección.
- **Señales analógicas:** Las señales analógicas a registrar deberán ser las corrientes y tensiones por cada fase, y residual donde corresponda.
- **Señales binarias:** Deberán estar identificadas, individualmente y por separado, las siguientes señales:
 - Orden general para desenganche y apertura de interruptor.
 - Orden individual de desenganche por cada una de las funciones de protección existentes.
 - Arranque de la función de protección activada.
 - Envío y recepción de señales de teleprotección, si corresponde.
 - Envío y recepción de señales de transferencia de desenganche directo, si corresponde.
- **Magnitudes monitoreadas:** Las señales analógicas a monitorear deberán ser registradas en la oscilografía en valores primarios.

Los equipos deberán tener funciones de autochequeo y autodiagnóstico, incluyendo verificación de errores de hardware y software, chequeo de la comunicación en la red y supervisión de las entradas y salidas.

Adicionalmente los equipos de control tendrán la capacidad de recibir señal de sincronización horaria desde el SCADA de STS a través de la red Ethernet.

5.4 SISTEMA DE VIGILANCIA REMOTA (SVR)

Este sistema nos permitirá tener una subestación vigilada, ante diversas situaciones, como seguridad y supervisión de equipos, compuesto por las siguientes cuatro líneas defensivas.

La primera línea defensiva corresponde a la detección de intrusos en un lugar delimitado a base de sensores perimetrales con tecnología microondas, quien envía la señal a una RTU y luego a un Switch exclusivo para vigilancia.

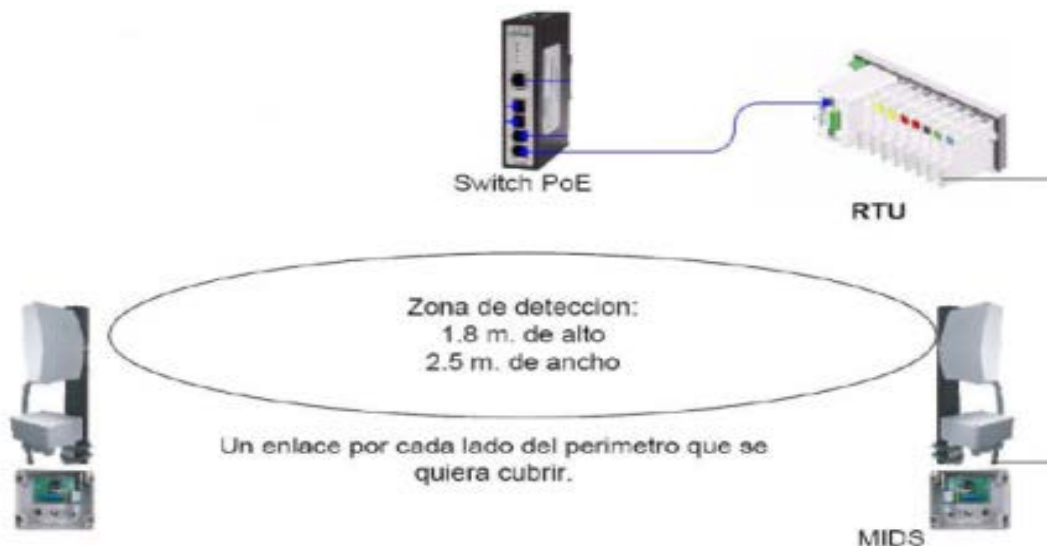


Figura 5.5 "Primera línea"

La segunda línea de defensa es la video vigilancia, que consiste en cámaras IP de alta definición que pueden conectarse a una red Ethernet y al igual que los sensores se conectan a un Switch para vigilancia. Este sistema permite centralización de funciones de vigilancia.

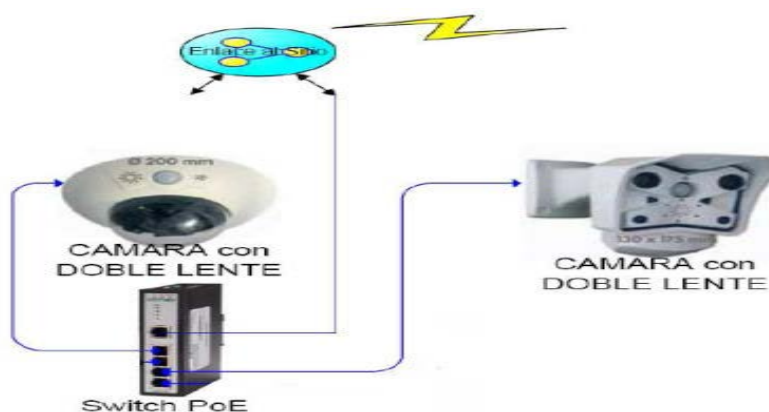


Figura 5.6 "Segunda línea"

La tercera línea que complementa el SVR es la iluminación que nos permitirá tener imágenes adecuadas de la subestación.

Y por último la cuarta línea de vigilancia es el control de acceso a las subestaciones que consiste en chapas electromagnéticas y lector de tarjetas para tener un registro de quien, y cuando ingreso el personal autorizado, las señales intercambiadas serán a través de un Switch en común con las demás líneas de vigilancia.

El esquema implementado de vigilancia en SAESA es el siguiente:



Figura 5.7 "Vigilancia SAESA"

El SVR permitirá tener mayor información sobre los equipos más importantes de la subestación, además de tener vigilada la subestación ante diferentes motivos.

Algunos motivos, por ejemplo:

- Robos de equipos: Cables y elementos de una subestación o herramientas de una instalación de faenas de contratista.
- Vandalismo: Daño en las instalaciones por personas ajenas y/o acciones terroristas.
- Accidentes: Daño en las personas por ingresar a zonas de alto riesgo de accidente o muerte.
- Fallas de Equipos: Poder visualizar estado de equipos.

El sistema completa utilizado en SAESA se puede reflejar en la siguiente:

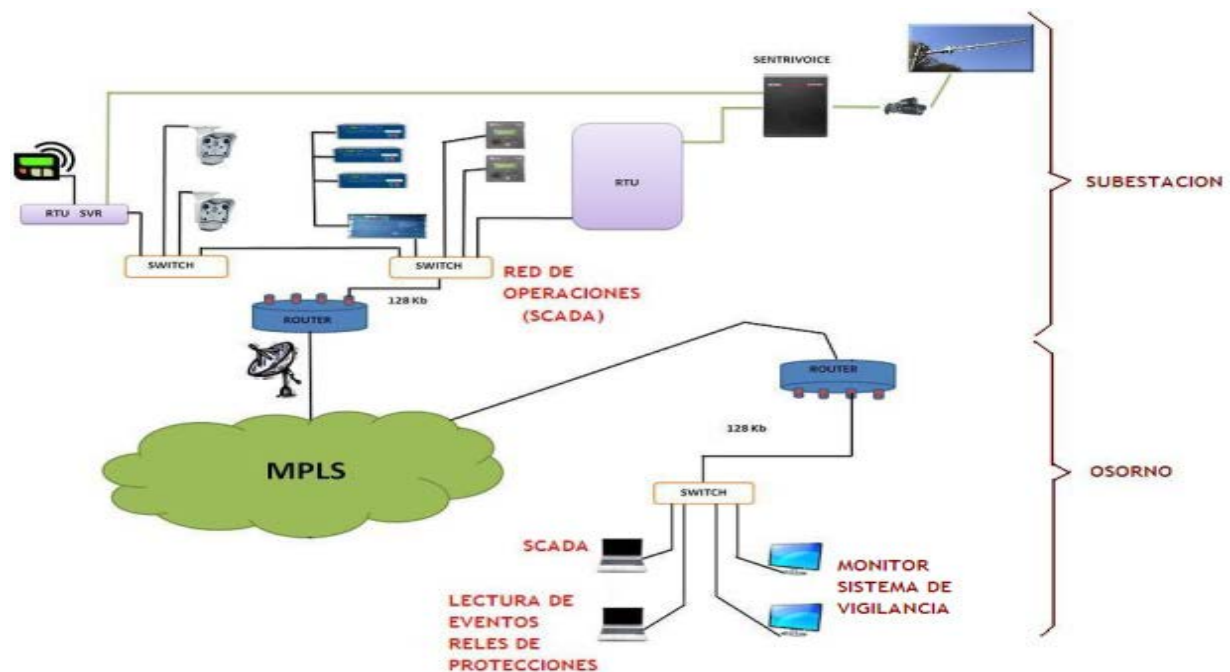


Figura 5.8 "Sistema de Vigilancia SAESA"

- Detección de intrusos en lugar delimitado a base de sensores perimetrales con tecnología microondas.

- Video vigilancia, a través de cámaras IP de alta definición que pueden conectarse a una red Ethernet y sensores que se conectan a un switch para vigilancia.
- La iluminación que permite tener imágenes adecuadas de la subestación.
- Control de acceso a la subestación a través de chapas electromagnéticas y lector de tarjetas para mantener un registro de quien y cuando ingreso el personal autorizado.



Figura 5.9 "Vigilancia SAESA"

5.5 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

5.5.1 Requerimientos Generales De Hardware Y Software.

Los equipos de control y protección deben ser multifuncionales, de tecnología numérica, bajo consumo y diseño modular. Deben tener conexión por la parte posterior, ser apropiados para montaje en bastidores de 482,6 mm (19") y suministrados con los accesorios para montaje en rack de 19".

Los módulos electrónicos deben ser del tipo extraíble, que puedan ser retirados sin necesidad de cortocircuitar el secundario de los transformadores de corriente o desconectar los cables externamente o utilizar selectores para desconexión.

Los equipos que requieran rearmado, deben ser realizados en forma local y/o remota. Los contactos de salida deberán ser rápidos y con capacidad suficiente para abrir interruptores, energizar bobinas de disparo, relés auxiliares, relés de disparo y bloqueo, lámparas de señalización, etc. Cada salida del relé se debe activar/desactivar simultáneamente con el

enganche/desenganche de la variable asignada a dicha salida con una diferencia máxima de 5ms.

La comunicación de funciones de control entre IED's y equipos de patio se generarán por medio de alambrados de cobre. Se aceptarán esquemas de control en donde se incorpore protocolos de comunicación en IEC 61850 para la comunicación entre equipos IED.

El sistema de control deberá poseer a lo menos los siguientes lineamientos:

- Los IED's con funciones de controlador de paño deberán poseer una Interfaz humano-máquina local con display iluminado que permita visualizar los valores de las variables del sistema, los eventos y los ajustes del relé y un teclado que permita cambiar parámetros y ajustes del relé. Además, deberá contener un mímico personalizable que permita visualizar y generar comando de apertura y cierre sobre los equipos asociados al paño.
- Los relés deberán tener un teclado que permita cambiar parámetros y ajustes del relé.
- Interfaz posterior para sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B.
- Los equipos que emitan información de variables de medida del sistema (SITR) deben asegurar una clase de precisión 2 ANSI o mejor.
- Capacidad gestión local y remota.
- Los equipos controladores de paño deben tener procesadores independientes para comunicaciones y funciones de control, de manera que las comunicaciones no afecten de ninguna forma el desempeño de las funciones específicas de protección.
- Todas las señales relacionadas a funciones de protección (Ej.: disparos sobre vía AP1, reconexión, falla de interruptor, teleprotecciones (Rx -Tx), entre otras. **No alarmas**) deben ser aisladas por medio de block de pruebas. Solo **la recepción de TDD** deberá ser alambrada directamente sobre ambas vías de desenganche, sin pasar por block de pruebas.
- Sistemas de protección 1 y 2 realizarán:
 - Desenganche sobre ambas bobinas de desenganche del interruptor.
 - La función 50BF no se generarán Retrip
 - Existirán arranques cruzados de 50BF en los relés de protección.

- Entradas análogas para corriente de 1 y/o 5 A.
- Los relés auxiliares deben ser del tipo enchufable y la bobina de operación debe tener un umbral variable 80% y 110% del Vcc nominal de energización.
- Los relés biestables deberán emplearse como auxiliares a selectores, relés maestros (86) y en la réplica de contacto de señales de 2 estados (Hab-deshab. De reconexión, Teleprotecciones Hab. – Deshab., entre otras).
- Estos deberán ser de tipo enchufable, tener a lo menos 7 contactos NA y NC y considerar un margen del 30% para proyectos futuros.
- Estados de equipos primarios deben entregar la señal desde patio, no replicadas por medio de relés monoestables o biestables. A excepción que exista un impedimento técnico, por ejemplo, que no existan contactos disponibles.
- En el caso que se elija redundancia de control a través de 2 IED con funciones de controladores de paño, las señales deberán ser independientes y sacadas desde la fuente, no siendo replicada por relés auxiliares, siempre y cuando exista disponibilidad en el equipo primario.
- En el caso que se opte el control del paño a través de controlador más mímico por medio de selectores montados en panel, los enclavamientos deben ser aplicado a ambos métodos de control. Para el caso de lógica alambrada, los enclavamientos deben generarse por medio de relés electromecánicos y si la lógica se implementa por medio de controlador, este debe generar la lógica internamente.
- Salidas digitales serán del tipo contacto seco no supervisados. No se aceptarán contactos supervisados por tensión ni por corriente.

5.5.2 Redundancia de Circuitos y Equipos de Control

El proveedor deberá incorporar, en los casos que corresponda, el uso de redundancia tanto en el diseño de los circuitos como en el suministro de los equipos de control, a fin de resguardar al máximo la seguridad de las instalaciones e incrementar la confiabilidad de los sistemas de control.

5.5.3 Criterios Generales De Control.

El control sobre el interruptor se resume en 4 acciones:

- Cierre operacional
 - Apertura operacional
 - Cierre por automatismo de reconexión
 - Apertura por protecciones.
- **Cierre de interruptor:** para generar el cierre operacional o por automatismo de reconexión se dispone de **una** bobina de cierre.
- **Apertura de interruptor:** para generar la apertura se dedicarán **dos** bobinas, la cuales se destinarán para:
- Bobina 1: se direccionarán comandos de apertura operacional y apertura por medio de protección que identifiquen fallas francas o fallas pasantes que puedan provocar daños en el objeto protegido.
 - Bobina 2: se direccionarán solo apertura por medio de equipos de protección que identifiquen fallas francas o fallas pasantes que puedan provocar daños en el objeto protegido.

Para cada caso, se deben considerar condiciones permisivas y bloqueos o enclavamientos que permitan la correcta ejecución de las operaciones sobre el interruptor.

Enclavamientos al interruptor por automatismo de reconexión por protección:

Para efectos de este automatismo, se debe considerar enclavamientos de nivel 1:

- Enclavamiento 86B operado. Aplica cuando el interruptor forma parte de un esquema diferencial de barras.
- Bloqueo al cierre por recepción de TDD. Aplica cuando existen una emisión de teleprotección por operación de 50BF en el extremo opuesto.
- Enclavamiento 86T operado. Aplica cuando el interruptor forma parte de un esquema diferencial de transformador y, además, protege una línea de transmisión.
- Enclavamiento por resorte destensado

- Bloqueo por cierre manual.

Nota: se observa claramente que "no" debe estar enclavado por los suiches local - remoto de nivel 0 y nivel 1.

Control sobre la función de reconexión automática.

Conceptualmente, la reconexión automática tiene como función volver a energizar una instalación que estuvo bajo condiciones de falla. La única instalación que estará permitido reconectar posterior a una falla será una línea aérea de transmisión o subtransmisión de cable desnudo, ya que barras, transformadores y líneas con cable aislado no estará habilitado la reconexión automática.

Esta función tiene la característica de ser un automatismo temporizado, por lo cual para activarse o bloquearse requiere de una señal externa a ella misma. Los elementos de protección que se consideran para el **arranque** de la reconexión son las funciones principales, ya que son selectivas en la determinación de falla sobre el equipo protegido a reconectar.

Funciones que deberían reconectar una línea de transmisión o subtransmisión:

- Función de distancia zona 1.
- Aceleración por zona (POTT, PUTT o bloqueo).
- Comparación direccional.
- Arranque externo generado por sistema 2, con funciones selectivas.
- Función diferencial de línea.
- Elementos de protección que sean selectivas en la determinación de la falla en el objeto protegido.

Funciones que no deberían reconectar una línea de transmisión o subtransmisión:

- Elementos temporizados de sobrecorriente, ya sean direccionales o sin direccionalidad.
- Funciones de protección de respaldo, por ejemplo: 50BF o zonas en reversa que entreguen respaldo a la línea adyacente.

Para la activación de reconexión, se identifican 2 etapas:

- Habilitación y deshabilitación de la reconexión.

- Habilitación de sistema 1 o sistema 2, nunca ambos. Solo 1 debe reconectar.

Habilitar y deshabilitar reconexión

Para sistemas de control híbridos compuestos por una parte digital (controlador de paño) y otra electromecánica (mímico por suiches) se debe utilizar relés biestables.

Activación o SET.

- Habilitar reconexión desde un suiche con retorno a cero de 3 posiciones por medio de un pulso (Habilitado – 0 – Deshabilitar). Corresponde a la activación local.
- Habilitar reconexión desde controlador de paño por medio de un pulso a través de una salida binaria. Corresponde a la activación remota.

Deshabilitar o RESET.

- Deshabilitar reconexión desde un suiche con retorno por resorte de 3 posiciones por (Habilitado – 0 – Deshabilitar) en posición deshabilitar, para generar un pulso. Corresponde a la activación local.
- Deshabilitar reconexión desde controlador de paño por medio de un pulso a través de una salida binaria. Corresponde a la deshabilitación remota.

Nota: Para sistemas de protección con solo sistemas digitales (controlador de paño) la lógica de activación y elección de sistema a reconectar se debe generar por medio digitales, sin alambrado y biestables virtuales en equipos controladores de paño. La activación y desactivación de la reconexión deberá ser realizada por botones en IED con funciones de control.

Elección de sistema a reconectar.

La elección del sistema a reconectar se podrá realizar cuando la reconexión se encuentra habilitada. Este cambio se ejecutará utilizando un relé biestable virtual ubicado en cada relé de protección y su activación - desactivación se realizará bajos 2 criterios:

1. La señal con fines operacionales o mantenimiento, se realizará desde el botón asignado como "Hab/Desh reconexión" ubicado relé sistema 1 o sistema 2, según

corresponda. También existirá la posibilidad de cambio remoto de sistema de protección a reconectar por medio de una señal desde el controlador de paño.

2. La Señal que indique falla en algún sistema de protección deberá generar el cambio automáticamente al otro sistema de protección que se encuentra en servicio. Esta señal se debe extraer del contacto de vida del relé.

Nota:

- Cuando se active reconexión por primera vez o pase de un proceso de reconexión deshabilitado a habilitado, debe quedar habilitado el sistema 1 automáticamente.
- Solo un sistema de protección debe generar el comando de reconexión, por lo cual se deben habilitar señales entre equipos de control por medio cableado que informen el estado de la reconexión.
- Al desactivar función reconexión, ambos relés deben quedar deshabilitados.

5.5.4 Eliminación de Perturbaciones en los Circuitos

El proveedor deberá estudiar exhaustivamente y adoptar medidas y soluciones para evitar toda interferencia producida por acoplamiento galvánico, capacitivo o inductivo, que pueda afectar la seguridad de las instalaciones de control y de comunicaciones de las subestaciones. Deberá considerar en sus estudios los efectos que puedan tener las sobretensiones de maniobra, las descargas atmosféricas, la circulación de corrientes fuertes o con alto contenido de armónicos, y cualquier otro fenómeno, que actúe como fuente de interferencias. El estudio deberá centralizarse en las perturbaciones hacia los equipos y circuitos electrónicos que sean suministrados por el proveedor. Deberá anular estos efectos o disminuirlos a un valor compatible con los sistemas de control y de comunicaciones.

Lo anterior deberá complementarse con el uso de pantallas especiales y/o cables apantallados. La cubierta metálica de los cables apantallados deberá conectarse a la malla de puesta a tierra en un extremo, según sea la justificación y recomendación que haga el propio proveedor.

A continuación, se muestra un listado tentativo y/o mínimo de circuitos:

- **Alimentación de circuitos de control de interruptores:** el sistema de control de interruptores deberá asegurar al menos los siguientes criterios:
 - Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para el cierre de interruptores.

- Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para apertura 1 de interruptores.
 - Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para apertura 2 de interruptores.
 - Habilitar un único termomagnético dedicado para la alimentación del motor de interruptores.
- **Alimentación de circuitos de control de desconectadores:** el sistema de control de desconectadores deberá asegurar al menos los siguientes criterios:
- Habilitar un único termomagnético y circuito dedicado para la alimentación del motor y alimentación del control de desconectadores (apertura y cierre).
- **Alimentación de circuitos de control de transformador de poder:** el sistema de control del transformador T2 deberá asegurar al menos los siguientes criterios:
- Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación del control de ventilación del transformador T2.
 - Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación del control del CTBC del transformador T2.
 - Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación de las señales de alarma del transformador T2.
 - Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación de las señales asociadas a la bobina de operación del relé maestro 86T2.
- **Alimentación de circuitos de alimentación de fuentes de poder de controladores, protecciones y medidores:** el sistema de control deberá asegurar al menos los siguientes criterios para la alimentación de fuentes de poder de equipos:
- Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación de cada uno de los equipos de control, protección y medida de forma individual.
- **Alimentación de circuitos de señalización y estados:** el sistema de control deberá asegurar al menos los siguientes criterios para los circuitos de señalización (estados y alarmas):
- Habilitar un termomagnético y circuito dedicado para la alimentación de todas las señales de estados y alarmas asociadas a un equipo de control o protecciones en particular. No se permitirá la utilización del mismo termomagnético definido para la alimentación de la fuente de poder del equipo involucrado.

5.5.5 Independencia de los Circuitos de Control

Los circuitos de control se deberán independizar y proteger convenientemente para evitar que una falla o cortocircuito en un circuito afecte a otro circuito.

Cada uno de los circuitos de control estará protegido independientemente por interruptores automáticos de dos polos, de capacidades adecuadas de conducción y ruptura. Los interruptores automáticos deberán tener los valores de régimen nominal claramente indicados en un lugar visible.

Cada interruptor automático estará provisto de contactos auxiliares para señalar la apertura, tanto por falla como por acción manual. En caso de que esto no sea posible, en el circuito protegido se deberá instalar un relé de tensión cero para dar la alarma de falta de tensión.

5.5.6 Previsiones para Alarmas y Señalizaciones

El proveedor deberá considerar que todas las alarmas y eventos locales serán transmitidos hacia el control centralizado (SCADA).

Las señalizaciones de posición de interruptores, desconectores y en general de todos aquellos equipos importantes, deberán ser informadas mediante estados dobles (un contacto abierto y un contacto cerrado) para la generación de estado de posición seguros. El resto de las señalizaciones se informarán como estado simple (un contacto).

A continuación, se muestra un listado tentativo y/o mínimo asociado a las alarmas que deben ser considerados en el proyecto:

El sistema de control deberá recopilar a través de los equipos controladores de paño, al menos la siguiente información:

- **Estados:** el sistema de control deberá supervisar al menos los siguientes estados:
 - Estado abierto/cerrado de interruptores.
 - Estado selector local/remoto de interruptores.
 - Estado abierto/cerrado de desconectores con y sin puesta a tierra.
 - Estado selector local/remoto de desconectores con y sin puesta a tierra.
 - Estado local/remoto control de transformador T2.
 - Estado local/remoto control CTBC.
 - CTBC en movimiento (cambio de taps).
 - Estado manual/automático control refrigeración transformador T2.
 - Estado manual/automático control CTBC transformador T2.

- Estado On/Off reconexión paño de alimentadores E1 y E2.
- Estado selector local/remoto gabinete en sala de control.
- **Alarmas:** el sistema de control deberá supervisar al menos las siguientes alarmas:
 - Falla circuitos de potenciales (operación ITM)
 - Falla control interruptor.
 - Falla motor interruptor.
 - Falla gas SF6 interruptores – alarma nivel 1.
 - Falla gas SF6 interruptores – alarma nivel 2 (bloqueo).
 - Falla resorte interruptor (resorte destensado).
 - Falla circuito apertura 1 interruptores.
 - Falla circuito apertura 2 interruptores.
 - Falla circuito cierre interruptores.
 - Falla calefacción interruptores.
 - Falla control desconectores con y sin puesta a tierra.
 - Falla motor desconectores con y sin puesta a tierra.
 - Falla circuito apertura/cierre desconectores con y sin puesta tierra.
 - Falla calefacción desconectores con y sin puesta tierra.
 - Falla temperatura aceite transformador T2.
 - Falla temperatura enrollados transformador T2.
 - Operación protecciones mecánicas transformador T2
 - Operación relé maestro 86T2.
 - Falla control transformador T2.
 - Falla alimentación corriente alterna transformador T2.
 - CTBC en posición tap mínimo.
 - CTBC en posición tap máximo.
 - Falla protecciones (o estado test).
 - Falla controladores de paño (o estado test).
 - Falla medidores de energía.
 - Falla regulador de tensión MR Tapcon.
 - Operación ITM de circuitos de corriente alterna.
 - Operación ITM de circuitos de corriente continua.
 - Operación funciones de protecciones (alarmas unitarias por función habilitada y por protección instalada).
 - Operación reconexión paños alimentadores E1 y E2.
 - Manipulación bloques de prueba (inserción bandejas de prueba).

- Falla calefacción cajas de agrupamiento de TT/CC y TT/PP.
- Falla

Los equipos a suministrar deberán proporcionar un servicio confiable, adecuado y seguro para todas las condiciones de operación.

Los equipos deberán diseñarse y fabricarse de acuerdo con las técnicas más modernas. El suministro de cada uno de ellos será completo en todo detalle e incluirá todo lo que sea necesario para su montaje y correcta operación, de acuerdo con los fines a los que estarán destinados, aun cuando algún detalle para la acabada definición de los mismos no estuviera explícitamente indicado en esta especificación.

También deberán corresponder a diseños y fabricación normalizados, con los cuales se hayan obtenido buenos resultados, según una lista de referencia de instalación de estos equipos. Deberán ser de tecnología numérica de última generación y contruidos con componentes y materiales de la mejor calidad.

El diseño de los equipos debe ser adecuado para mantener sus características, ajustes y capacidades bajo todas las condiciones normales de operación y deben tener un diseño que permita su fácil operación y mantención. Las unidades electrónicas deben ser reemplazables directamente por otras idénticas sin requerir ajustes adicionales o que dependan de la ubicación específica en el equipo. En general se requiere que las unidades electrónicas tengan capacidad de autodiagnóstico y que muestren su estado de funcionamiento tanto anormal mediante diodos luminosos incluidos en la misma unidad.

Deberán tener un alto grado de uniformidad en su diseño, tecnología y presentación.

El diseño y la aplicación de los diferentes tipos y modelos deberá ser tal que permita el intercambio entre los elementos de un mismo tipo, hasta donde sea posible.

El suministro de los equipos de control y protección se deberá realizar cumpliendo todas las funciones establecidas en el diseño desarrollado por el proveedor sobre la base de las estipulaciones para el diseño de control y protecciones contenida en esta especificación.

No se deberá producir ninguna operación errónea o alteración del funcionamiento normal de los equipos debido a condiciones adversas que se pudiesen producir en condiciones de servicio, tales como:

- Variaciones climáticas, incluyendo entre ellas las descargas atmosféricas

- Vibraciones producidas por la operación de equipos primarios de maniobra
- Vibraciones producidas por movimientos sísmicos
- Interferencias electromagnéticas producidas en las cercanías de los equipos
- Respuesta transitoria de los transformadores de corriente y de potencial asociados a los equipos.
- Equipos de telecomunicaciones que operan en conjunto con los sistemas de protección
- Fallas en la propia alimentación o por conexión o desconexión de otras fuentes de alimentación
- Sobrecargas o sobretensiones
- Retiro de dispositivos o de módulos individuales
- Variaciones normales de los niveles de tensión de alimentación.

Deberán ser adecuados para operar con una variación de tensión de alimentación de +10% - 15% en corriente continua.

Los equipos y sistemas a suministrar deberán ser compatibles con el equipamiento futuro que se fabrique, de manera de asegurar las capacidades de crecimiento del sistema o el reemplazo de sus componentes.

5.5.7 Arquitectura De Comunicación

La comunicación en las subestaciones dependerá del tipo de control que se usara, entre los que están base a una RTU o un controlador de bahía por paño.

- **Comunicación Tipo RTU:** Los dispositivos de control y estado de las variables de la subestación, deben tener comunicación con una RTU, la estructura es como lo muestra la siguiente imagen. Fig.5.10

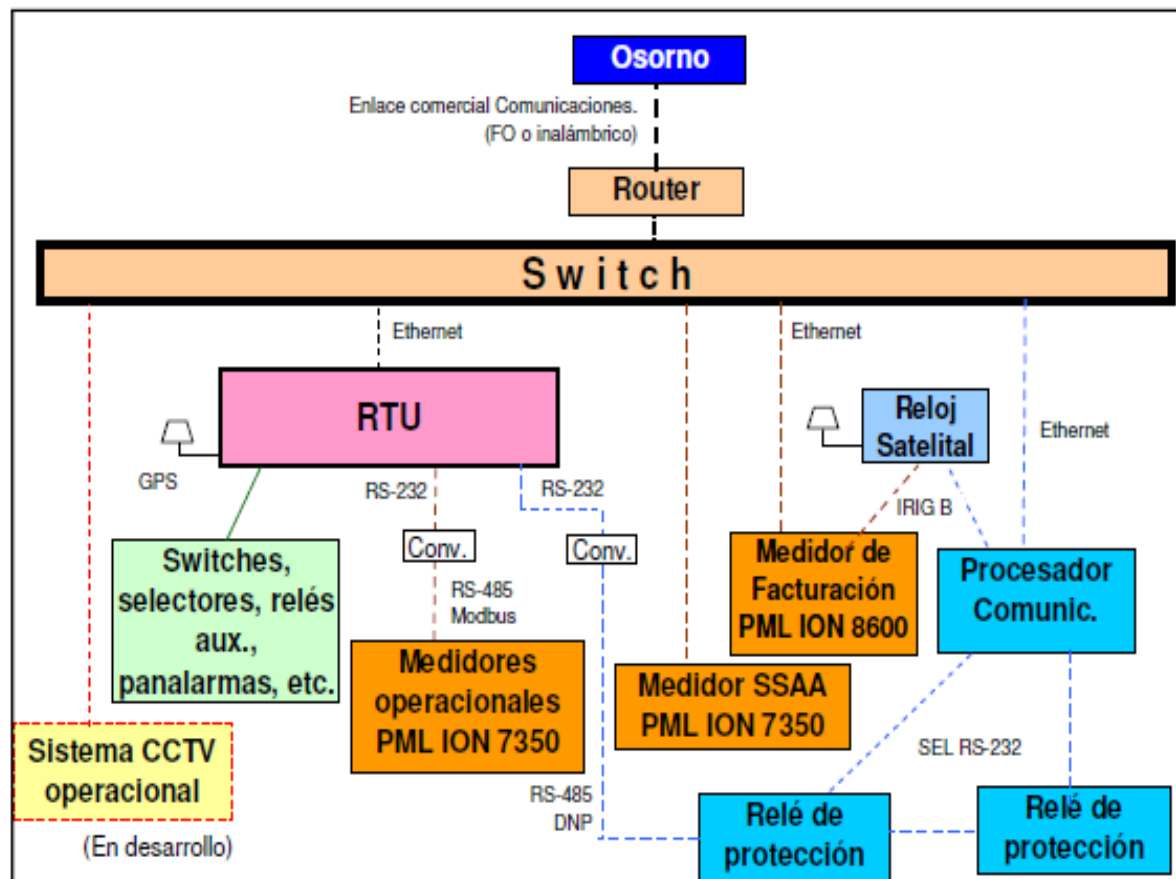


Figura 5.10 "Comunicación Tipo RTU"

Se contempla que el control remoto se efectúe por un interconexiónado alámbrado entre los armarios de control de línea, transformación, alimentadores y la RTU del armario de comunicaciones. Por medio de dicha RTU se incorporará el control y supervisión de los equipos al sistema de STS. La RTU será quien reúna todas las variables de la subestación, enviará a un Switch y desde ahí a Osorno la información recaudada.

- **Comunicación Tipo Controlador:** Consiste en la comunicación de los dispositivos de control y estado de las variables de la subestación de cada paño con un controlador, la estructura es como lo muestra la siguiente imagen. Fig.5.11

Idealmente se necesita una arquitectura redundante (Switch general y Gateway) en configuración estrella.

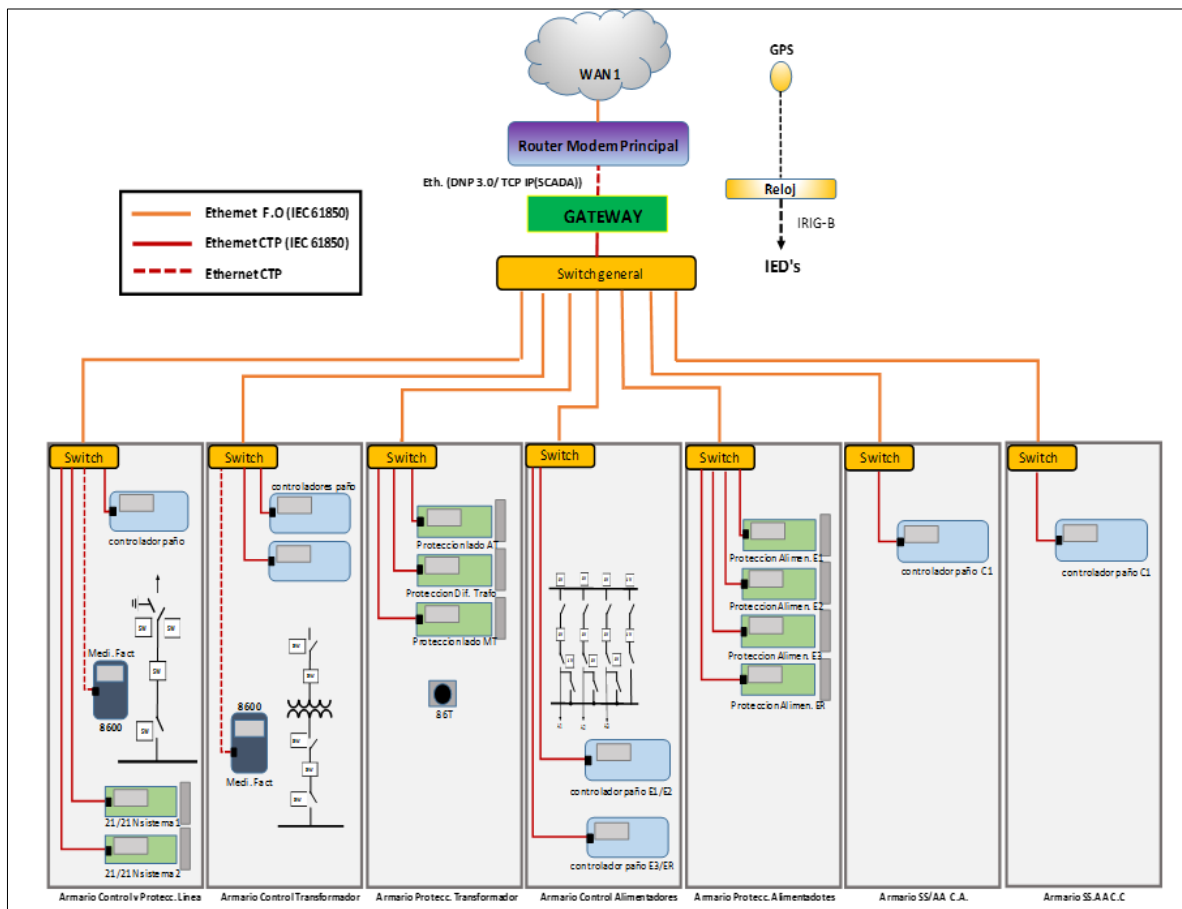


Figura 5.11 “Comunicación Tipo Controlador”

Con este tipo de arquitectura de comunicación y control se logra disminuir el alambrado y algunos dispositivos; Cada variable de estado o instantáneo de la subestación, irá a cada paño correspondiente a su controlador enviando todos los datos a un gateway y luego a Osorno; debemos mencionar que el gateway debe la elección del tipo de sistema de control y protección debe ser elegida en conjunto por el proveedor y cliente; ya que dependiendo del proyecto y las diferentes especificaciones técnicas de cada uno de ellos, se asignara, el sistema más óptimo para la subestación en proyecto.

5.5.8 Servicios Auxiliares SS/AA

El objetivo de los SS/AA es proporcionar energía para:

- Alumbrado del recinto, patio y sala control.
- Sistema de enchufes para mantenimiento.
- Sistema de aire acondicionado y agua potable.
- Sistemas de Comunicaciones
- Sistema de control, protección y medida
- Sistemas de alarmas

Los SS/AA tendrán la siguiente estructura (ver 6.1.7), pudiendo así tener modificaciones según el proveedor y revisión de SAESA.

6. MODELOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SSEE USADAS EN SAESA

Si analizamos los tipos de SSEE estandarizadas de SAESA, identificaremos que:

- Grupos de componentes de patio con función común.
- Se independizan los grupos desde el punto de vista de alimentación de SSAA, Control y protecciones.
- Se establece relación exclusiva entre sala y patio para cada grupo de componentes.
- La independencia se expresa en diagrama unilineales y planos de control (elementales y de alumbrado).

Bajo estos conceptos se observan 5 zonas donde se genera control y protección en una SE tipo 0, estas son:

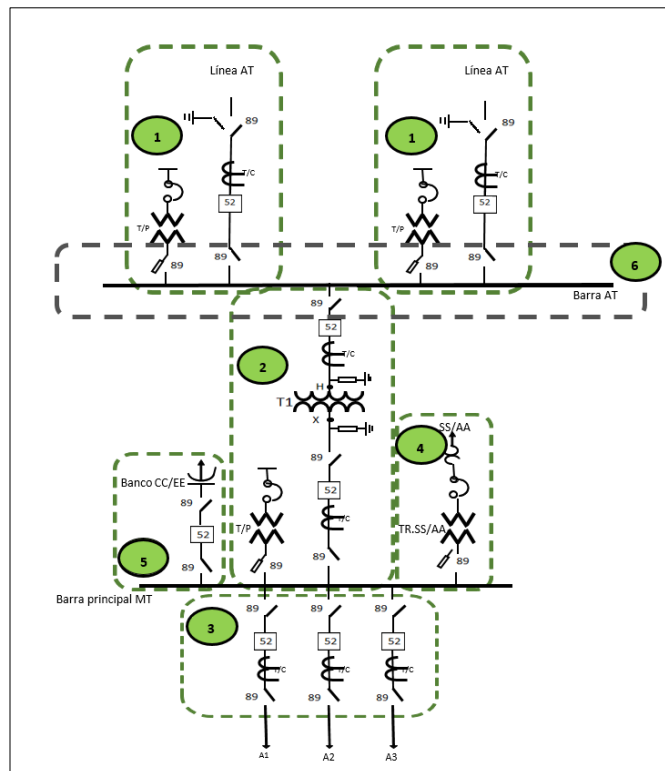


Figura 6.1 "Unidades eléctricas"

- a) Paño de línea (1).
- b) Paño de transformador (2).
- c) Paño de alimentadores (3).
- d) Servicios auxiliares (4).
- e) Paño de banco de condensadores (5).
- f) Armario Protección diferencial de Barra (6).

Las ventajas de hacer esta división son:

- Mejor información operacional.
- Mejor información de protecciones.
- Menor posibilidad de error al intervenir.
- Mayor claridad en la etapa de proyecto.

- Facilita la puesta en ser vivió.

Las desventajas de hacer estas divisiones son:

- Más equipamiento de control y protecciones.
- Más cableado y conexionado.
- Mayores costos asociados.

Otra forma de visualizar las zonas de control, es por medio de un modelo que ejemplifica una sala de control (armarios) de una SE. (Ver Figura 6.2).

Generalizando los componentes más importantes, serían:

- Armario de Control y Protección de Línea: Es equivalente a considerar los elementos necesarios de Control, Protecciones y Comunicación de un paño de línea.
- Armario de Control de Transformador: Es equivalente a considerar los elementos necesarios para realizar el Control, la medida y comunicación del paño de transformador.
- Armario de Protecciones de Transformador: Es equivalente a considerar los elementos necesarios para alojar las Protecciones y Comunicación de un paño de transformación.
- Armario de Control de Alimentadores: Es equivalente a considerar los elementos necesarios de control, medida y comunicación de un Paño de Alimentadores. Su máxima capacidad permite alojar 4 alimentadores.
- Armario de Protección de Alimentadores: Es equivalente a considerar los elementos necesarios de protecciones y comunicación de un Paño de Alimentadores. Su máxima capacidad permite alojar 4 alimentadores.
- Armario diferencial de barras.
- Armario Scada o HMI: permite visualizar todos los elementos de la subestación de manera gráfica, en donde se visualizan alarmas, estados de equipos y variables analógicas de los paños. A pesar que es posible generar la configuración para generar comandos sobre los equipos primarios, solo se utiliza como visualización.
- Armario de portadores.
- Armario de comunicaciones.

- Armario de SS/AA: Es equivalente a considerar los elementos necesarios de control y protección.
- Armario de BB/CC: Es equivalente a considerar los elementos necesarios de control y medición.

Cabe mencionar que cada proyecto es diferente; por ende, considérese este documento únicamente como un referente, pudiendo modificarse según el proyecto.

Nota: Esta descripción de subestación se realizó por un modelo de comunicación por controlador de paño.

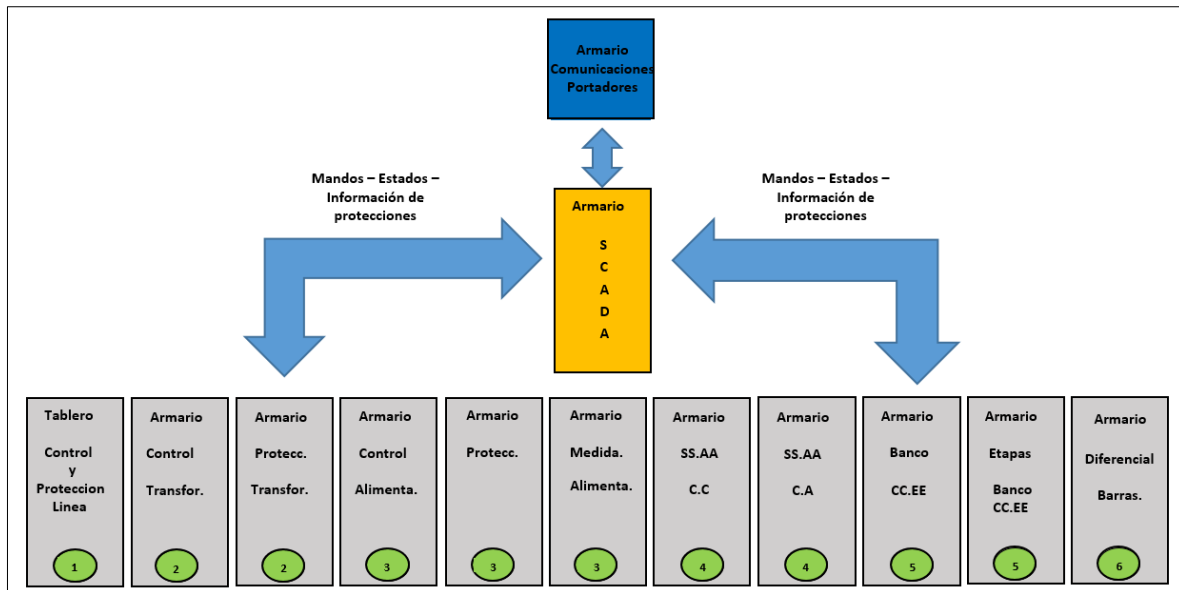


Figura 6.2 "Armarios de Unidades eléctricas"

6.1 CONTROL DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN CON CONTROLADOR DE BAHÍA

Consiste en la operación de los sistemas de control y protección a través de un controlador de paño en cada tablero de la subestación, y que estará respaldado por medio de un relé con fines de protección, sistema 1 de protección, en una lógica Hot-Stand by que serán interconectados a

través switch de comunicaciones en el armario del paño. La arquitectura de comunicaciones a utilizar definirá la cantidad y suministros a utilizar.

Cabe mencionar que, dependiendo del sistema de operación los elementos de los paños de una subestación serán distintos.

Esta especificación comprende, sin que ello implique extenderle según Sistema de operación, lo siguiente:

6.1.1 Sistema de control y protección de líneas de transmisión

Se compone de la (s) "Línea AT" y la "Barra AT".

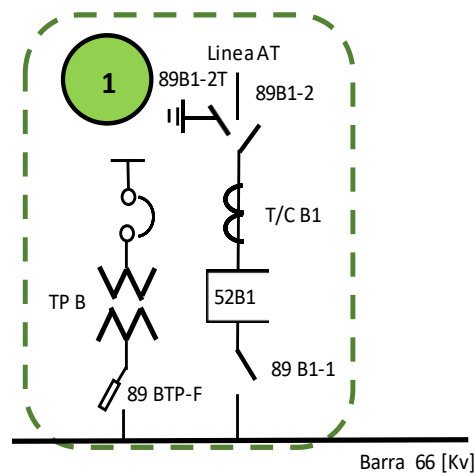


Figura 6.3 "Paño de línea"

Para el sistema de control y protección del paño se deben suministrar al menos los siguientes equipos para las líneas de las subestaciones en proyecto: (Detalle en HCTG)

- Un (1) armario para interior.
- Un (1) esquema de protección conformado por dos relés multifunción, cuya función principal será la de distancia (21/21N). En casos especiales, se indicará la utilización de una protección como función principal diferencial de línea (87L). A continuación, se muestran las funciones de respaldo mínimas que debería contener:

50HS o SOTF(Switch
On To Fault)

- Para la función de distancia deberá contener a lo menos cinco (4) zonas de características poligonales y/o Mho, para fallas entre fases y características poligonales, para fallas a tierra.

50HS • Una (1) Función cierre contra falla

- Dos (2) Funciones 50BF

Protección de respaldo interruptor: Dispara cuando el interruptor no logra una apertura por falla, ordenando la apertura a interruptores colindantes

67 • Dos (2) Funciones independientes de sobrecorriente direccional de fases,

46 • Dos (2) Funciones independientes de sobrecorriente direccional secuencia negativa

67N • Dos (2) Funciones independientes de sobrecorriente direccional corriente residual y del neutro.

59 • Cuatro (4) independientes funciones de sobre tensión.

27 • Cuatro (4) independientes funciones de baja tensión.

79 • Una (1) Función de reconexión automática tripolar. Monopolar cuando se indique.

25 • Función de verificación de sincronismo.

- Esquemas de teleprotección (DCUB, PUTT, POTT, Bloqueo de disparo, Eco y fuente débil)

c. Un (1) esquema de control conformado por el controlador de paño. El Controlador deberá estar dimensionado para el manejo de las señales requeridas para la supervisión y control del paño. Deberá tener como mínimo las siguientes funciones:

- Realizar lógicas de control. Deberá contar con temporizadores, lógica booleana y elementos que permitan por medio de pulsos guardar el estado (equivalente a un relé biestable).
- Funciones de medida y permitir realizar operaciones aritméticas.
- Funciones de sincronización.
- Realizar la función de reconexión.

d. Un (1) block de prueba para circuitos de corriente y voltaje PMTB-14 marca GE.

e. Un (1) block de prueba tipo cuchilla FT-10.

- f. Un (1) esquema de facturación conformado por medidores de facturación clase 0.2 con puerto Ethernet para gestión a través de la red LAN de la subestación. Estos medidores deben ser equipos ION 7650.
- g. Un (1) bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje tipo MMLG01.
- h. Un lote del siguiente material:
- Relés auxiliares, biestables y monoestables.
 - Borneras.
 - Borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de tensión y corriente.
 - Borneras tipo seccionables para las salidas de trip de los equipos de protección.
 - Termomagnéticos con contactos auxiliares S/H, para los circuitos de control, alimentación de equipos IED's y alimentación de los equipos de patio.

Las opciones Reconexión Habilitada-Deshabilitada, Teleprotección Habilitada-Deshabilitada, entre otras, se seleccionarán desde el SCADA (Remoto) o a través de un control digital en controlador de paño (local).

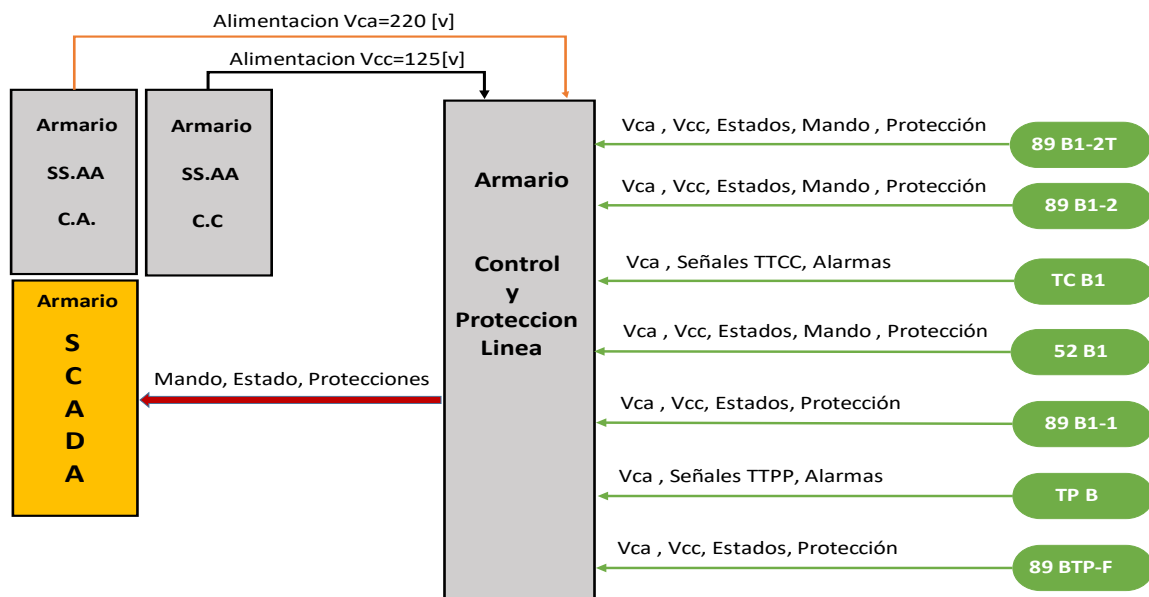


Figura 6.4 "Control Paño de línea"

6.1.2 Sistema de Protección del Transformador

Se compone de la "Línea antes y después del transformador de potencia", el "transformador de potencia" y la "Barra principal o MT", en donde:

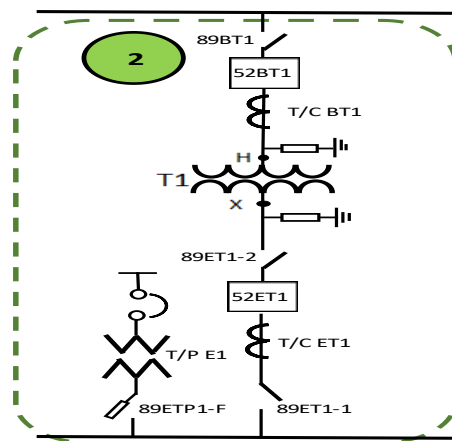


Figura 6.5 "Paño de transformación"

Para la protección del transformador se debe suministrar un sistema que incluya al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- a. Un (1) armario para interior.
- b. Un (1) esquema de protección conformado por una protección diferencial para dos o tres devanados (87/87N) con las siguientes características mínimas:
 - La función diferencial del transformador será del tipo porcentual y con la posibilidad de generar bloqueos por 2da y 5ta armónica.
 - La función de impedancia tendrá tres (3) zonas de características poligonales para fallas residuales y cuadrangular y/o Mho, para fallas entre fases.
 - La función de impedancia tendrá tres (3) zonas de características poligonales, para fallas a tierra.

- Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para fallas entre fase
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para corrientes de secuencia negativa.
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional fallas a tierra
 - Dos (2) función falla interruptor (50BF).
 - Cuatro (4) independientes funciones de sobre tensión.
 - Cuatro (4) independientes funciones de baja tensión.
- c. Como respaldo en el lado de alta, se tendrá una (1) protección de distancia (21T) con las siguientes características mínimas:
- La función de impedancia tendrá tres (3) zonas de características poligonales y/o Mho, para fallas entre fases.
 - Una (1) Función Cierre contra Falla
 - La función de impedancia tendrá tres (3) zonas de características poligonales, para fallas a tierra.
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para fallas entre fase
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para corrientes de secuencia negativa.
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional fallas a tierra
 - Dos (2) función falla interruptor (50BF).
 - Cuatro (4) independientes Funciones de sobre tensión.
 - Cuatro (4) independientes Funciones de baja tensión.
- d. Como respaldo en el lado de baja tensión, se tendrá una (1) protección de sobrecorriente con funciones de sobre y baja tensión. Estos relés serán de tecnología numérica y multifuncionales.
- Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para fallas entre fase
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para corrientes de secuencia negativa.
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional fallas a tierra de muy alta impedancia

- Una (1) función de cierre contra falla
 - Dos (2) función falla interruptor (50BF).
 - Cuatro (4) independientes Funciones de sobre tensión.
 - Cuatro (4) independientes Funciones de baja tensión.
- e. Un (1) relé maestro de transformador.
- f. Block de prueba para circuitos de corriente y voltaje PMTB-14 marca GE.
- Uno (1) para la protección 87T
 - Uno (1) para la protección 21T del lado de alta
 - Uno (1) para la protección 50/51 del lado de baja
- g. Block de prueba tipo cuchilla FT-10 marca ABB
- Uno (1) para la protección 87T
 - Uno (1) para la protección 21T del lado de alta
 - Uno (1) para la protección 50/51 del lado de baja
 - Uno (1) para protecciones mecánicas del transformador
- h. Un lote del siguiente material:
- Relés auxiliares, biestables y monoestables.
 - Borneras
 - Borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de tensión y corriente.
 - Borneras tipo seccionables para las salidas de trip de los equipos de protección.
 - Termomagnéticos con contactos auxiliares S/H, para la alimentación de equipos IED's.

6.1.3 Sistema de Control del Transformador

Con este objetivo se deben suministrar al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- a. Un (1) armario para interior.
- b. Un (1) esquema de facturación conformado por medidores de facturación clase 0.2 con puerto Ethernet para gestión a través de la red LAN de la subestación. Estos medidores deben ser equipos ION 7650.
- c. Un (1) bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje tipo MMLG01.
- d. Un (1) esquema de control conformado por un controlador de paño deberá estar dimensionado para el manejo de las señales requeridas para la supervisión y control del paño. Deberá tener de:
 - Realizar lógicas de control. Deberá contar con temporizadores, lógica booleana y elementos que permitan por medio de pulsos guardar el estado (equivalente a un relé biestable).
 - Funciones de medida y permitir realizar operaciones aritméticas.
 - Funciones de sincronización.
 - Cinco (5) entradas de 4-20 mA o programables.
 - Cinco (5) entradas de 0 a 100 ohm o programables.
- e. Un lote del siguiente material:
 - Borneras.
 - Borneras con desconexión para pruebas por cada circuito de tensión, corriente, trip, arranques y funciones de teleprotección.
 - Termomagnéticos con contactos auxiliares S/H, para los circuitos de control, alimentación de equipos IED's y alimentación de los equipos de patio.

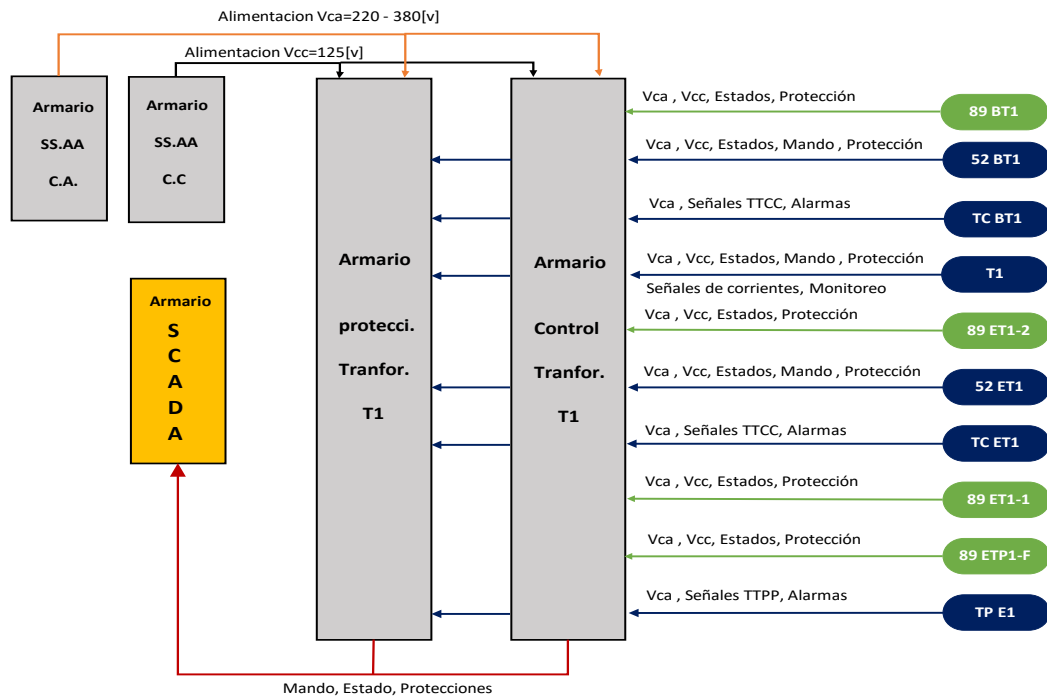


Figura 6.6 "Control Paño de transformación"

6.1.4 Sistema de Protección de Alimentadores

Se compone de la "Línea de Alimentadores" y la "Barra de transferencia", en donde:

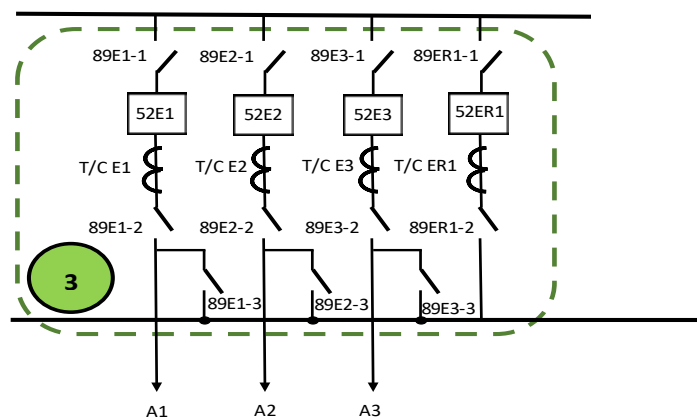


Figura 6.7 "Paño de alimentadores"

Para la protección de los alimentadores se debe suministrar un sistema que incluya al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- a. Un (1) armario para interior.
- b. Un (1) esquema de protección conformado por protecciones de sobrecorriente direccionales (67/67N). Estos relés serán de tecnología numérica, multifuncionales y son utilizados para proteger un alimentador. A continuación, se indican las funciones necesarias:
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para fallas entre fase
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional para corrientes de secuencia negativa.
 - Dos (2) elementos de sobrecorriente direccional fallas a tierra de muy alta impedancia
 - Dos (2) Función ROCOF
 - Cuatro (2) Función de baja frecuencia
 - Cuatro (2) Función de sobre frecuencia
 - Una (1) función cierre contra falla.
 - Dos (1) función falla interruptor (50BF).
 - Cuatro (4) independientes Funciones de sobre tensión.
 - Cuatro (4) independientes Funciones de baja tensión.
- c. Un (1) Block de prueba para circuitos de corriente y voltaje PMTB-14 de marca GE por alimentador.
- d. Un (1) Block de prueba FT-10 para trip y arranques por alimentador.
- e. Un lote del siguiente material:
 - Relés auxiliares, biestables y/o monoestables.
 - Borneras
 - Borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de tensión y corriente.

- Borneras tipo seccionables para las salidas de trip de los equipos de protección.
- Termomagnéticos con contactos auxiliares S/H, para la alimentación de equipos IED's.

6.1.5 Sistema de Control de Alimentadores

El sistema de control de los alimentadores deberá suministrar al menos los siguientes equipos:
(Detalle en HCTG)

- a. Un (1) armario para interior.
- b. Un (1) esquema de facturación conformado por medidores de facturación clase 0.2 con puerto Ethernet para gestión a través de la red LAN de la subestación. Estos medidores deben ser equipos ION 7650.
- c. Un (1) bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje tipo MMLG01.
- d. Un (1) esquema de control conformado por un controlador de paño con funciones de medida. El controlador deberá estar dimensionado para el manejo de las señales requeridas para la supervisión y control de los paños de MT.
 - Realizar lógicas de control. Deberá contar con temporizadores, lógica booleana y elementos que permitan por medio de pulsos guardar el estado (equivalente a un relé biestable).
 - Funciones de medida y permitir realizar operaciones aritméticas.
 - Funciones de sincronización.
- e. Un (1) esquema de facturación conformado por medidores de facturación clase 0.2 con puerto Ethernet para gestión a través de la red LAN de la subestación. Estos medidores deben ser equipos ION 7650.
- f. Un (1) bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje tipo MMLG01 por paño.
- g. Un lote del siguiente material:
 - Relés auxiliares
 - Borneras

- Borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de tensión y corriente.
- Termomagnéticos con contactos auxiliares S/H, para la alimentación de equipos IED's.

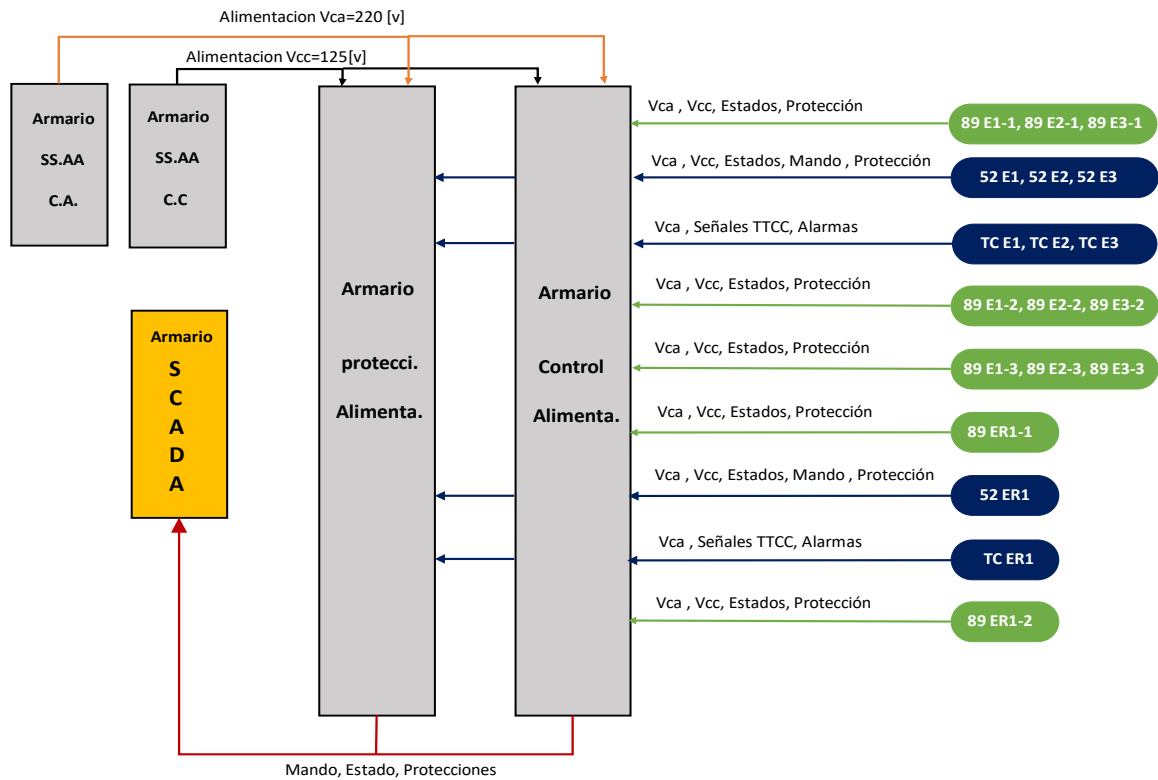


Figura 6.8 "Control Paño de alimentadores"

6.1.6 Sistema de Protección diferencial de barra

El sistema de protección de barra se debe implementar para ambas subestaciones.

Con este objetivo se debe suministrar al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- Un (1) armario para interior.

- b. Un (1) esquema de diferencial de barra concentrada. Se deben considerar las siguientes características.
- c. Una (1) Diferencial de barras para 6 paños.
- d. Un (1) Bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje PMTB-14 de marca GE paño contactado a la barra.
- e. Un (1) Bloques de prueba FT-10 para trip y arranques por paño conectado a la barra.
- f. Un (1) relé maestro para la barra.
- g. Un lote del siguiente material:
 - Relés auxiliares.
 - Borneras.
 - Borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de tensión y corriente.

6.1.7 Servicios Auxiliares

Su componente principal es un “transformador”, y su objetivo es otorgar alimentación de energía eléctrica para:

- Alumbrado del recinto, patio y sala de control.
- Sistema de enchufes para mantenimiento.
- Sistema de aire acondicionado y agua potable sala.
- Sistemas de comunicación.
- Sistema de Control, Protección y Medida.
- Sistemas de Alarmas.

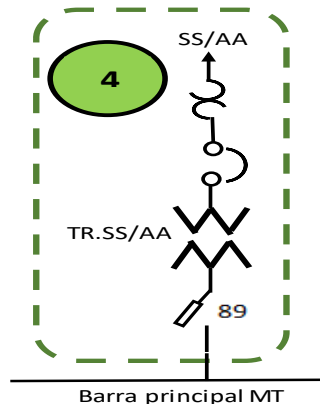


Figura 6.9 "Paño de SSAA"

Para los servicios auxiliares de las subestaciones se debe incluir al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- Dos (2) armarios para interior, uno destinado a SSAA de corriente alterna y otro para SSAA corriente continua.
- Un esquema de SSAA de corriente alterna con un (1) controlador, el equipo deberá contener la cantidad de entradas y salidas digitales necesarias para el proyecto más el 30% de holgura, monitoreo de cambio automático de cargadores de baterías, adicionalmente deberá tener un equipo medidor de energía digital para el paño completo de SSAA y medidor para la barra esencial C.A.
- Un (1) esquema de SSAA de corriente continua con un (1) controlador, el equipo deberá contener la cantidad de entradas y salidas digitales necesarias para el proyecto más el 30% de holgura, adicionalmente deberá tener un equipo medidor de energía digital para el paño completo de SSAA en CC.
- Un (1) esquema de facturación conformado por medidores de facturación clase 0.2 con puerto Ethernet para gestión a través de la red LAN de la subestación. Estos medidores deben ser equipos ION 7400.
- Un (1) bloques de prueba para circuitos de corriente y voltaje tipo MMLG01 por paño.
- Considerar dos (2) paños de reserva en el armario.

- g. Alimentación de los SSAA desde el Tablero General de patio.
- h. Fungibles.

Estructura de la alimentación de servicios auxiliares:

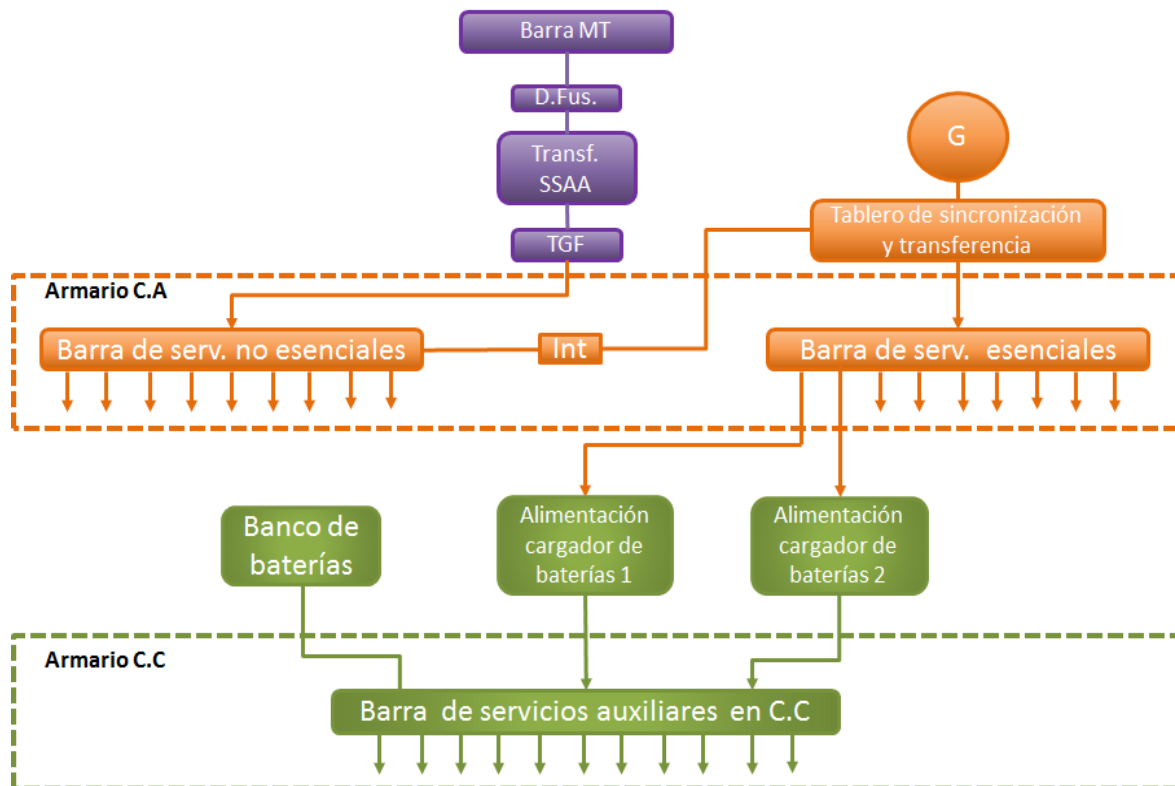


Figura 6.10 "Diagrama de SSAA"

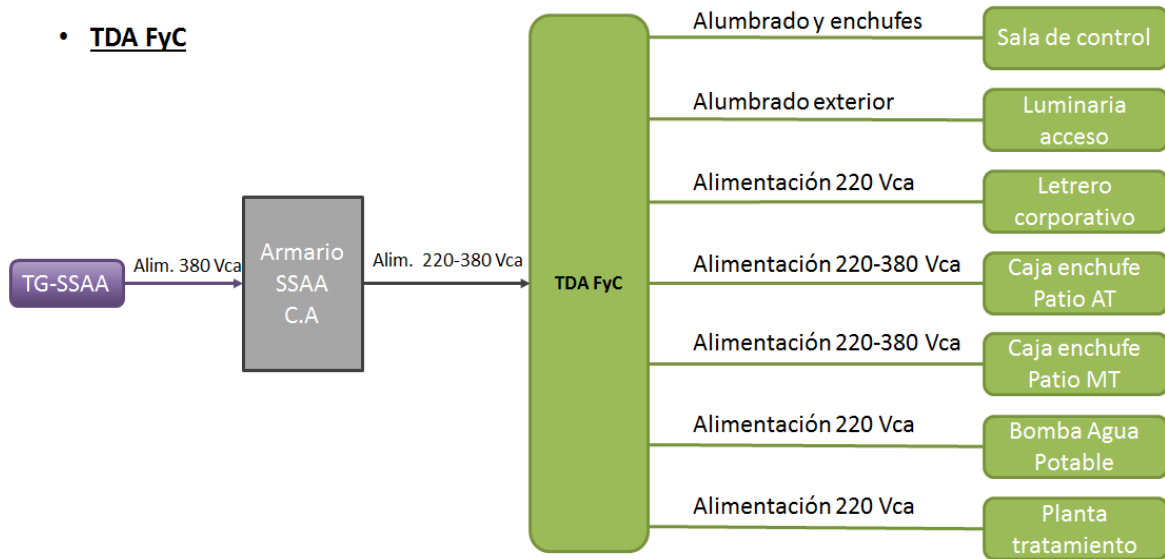


Figura 6.11 "Esquema paño de SSAA"

Esquema referencial del tablero de sincronización y transferencia:

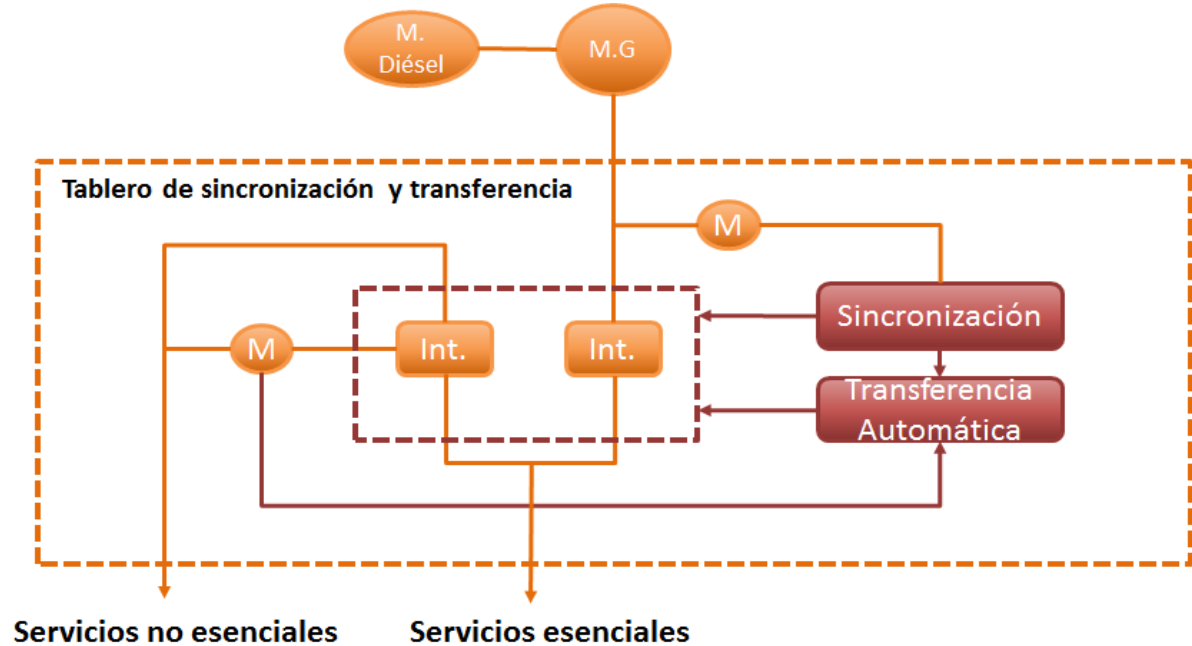


Figura 6.12 "Esquema tablero de sincr. Y transf. de SSAA"

Conexiones de los distintos armarios de la sala de control con los armarios de SSAA CA y CC.

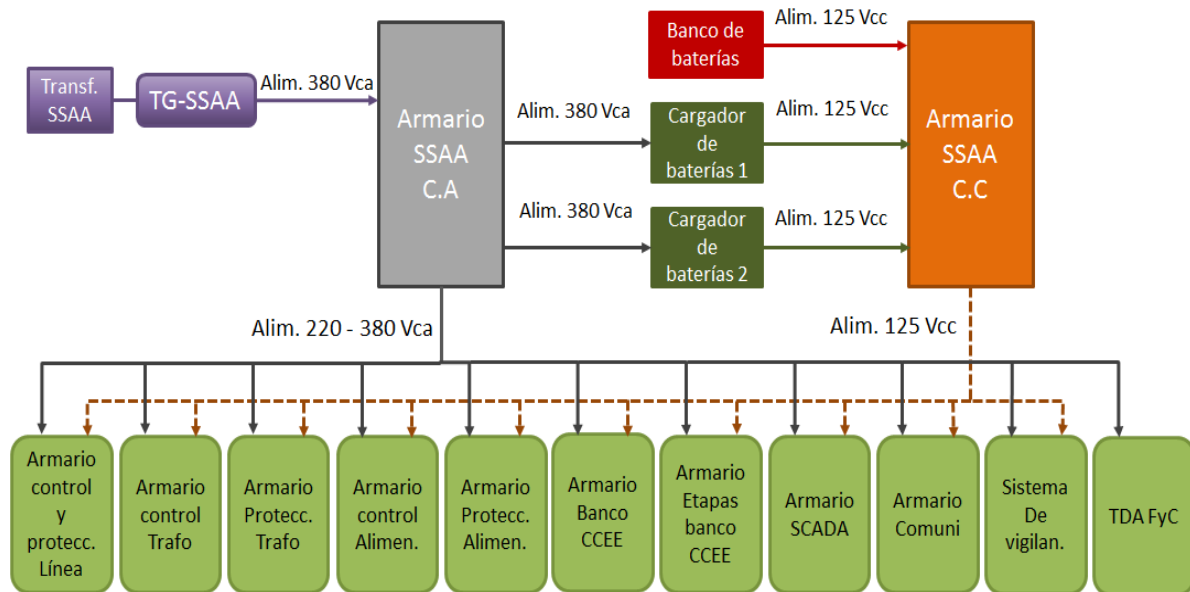


Figura 6.13 "Control paño de SSAA"

6.1.8 Sistema de Comunicaciones

El sistema de comunicaciones consiste en dos (2) armarios, uno contendrá los equipos necesarios para la correcta comunicación entre los equipos de control, protección y medida a través del protocolo IEC 61850 o DNP 3.0 llamado armario Scada y el segundo armario portará los elementos que permitirá usar el enlace del portador para la comunicación hacia el Centro de Control de Transmisión- Osorno.

Con este objetivo se debe suministrar al menos los siguientes equipos: (Detalle en HCTG)

- Dos (2) armarios para interior.
- Un (1) esquema de arquitectura de comunicaciones que involucre el enlace hacia el Centro de Control de Transmisión.

- c. El armario SCADA deberá contener, Switch de comunicación Ruggedcom, equipo de sincronización horaria GPS, (2) Gateway (concentrador de datos donde se puedan leer las variables de los equipos, conversión de protocolos, la capacidad de lectura de los equipos debe ser capaz de soportar 20 equipos, firewall, etc.). Adicionalmente, deberá tener una (1) interfaz de usuario local (IHM local) con pantalla de LCD o similar con buena calidad de resolución y óptima en aspectos tales como convergencia y linealidad; La radiación debe cumplir las normas existentes al respecto en el país de origen; la pantalla debe tener inmunidad a radiointerferencias, no se aceptarán pantallas que acusen distorsiones, vibración de imagen, "nieve", etc., frente a radiointerferencias normales de la subestación. La HMI debe estar dimensionado para el manejo de las alarmas de la subestación, en la pantalla se podrá reconocer y resetear una alarma, además deberá contener el mímico de la subestación visualizando los estados de los equipos y variables importantes. NO deberá funcionar bajo la plataforma https, internet, etc. Solo software propietario.
- d. El armario de Comunicaciones deberá contener el modem, router y fuentes de alimentación a los equipos involucrados de los portadores.
- e. Fungibles

Para ambos casos la arquitectura es solo referencial, la adaptación final la entregará SAESA según las consultas realizadas por el oferente.

6.1.9 Sistema de Banco de Condensadores

Su componente principal es un "banco de condensadores", además de sus desconectores e interruptor de poder.

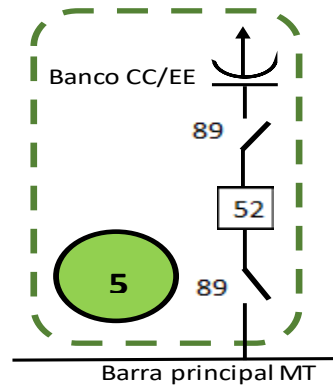


Figura 4.19 "pañó de BBCC"

7. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES

Normas

La subestación debe cumplir las prescripciones aplicables de la última edición de las siguientes normas:

- IEC 61850: "Communication networks and systems in substations"
- IEC 60793: "Optical fibres"
- IEC 60794: "Optical fibre cables"
- IEC 61754: "Fibre optic connector interfaces"
- IEC 60870: "Telecontrol equipment and systems"

7.1 SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN

La comunicación y automatización de la subestación se realizará a través de los controladores de cada paño el cual debe operar sobre protocolos IEC 61850, DNP3.0 sobre TCP/IP, Modbus y permitir la conversación de estos protocolos. Todos los IED's se conectarán en red para efectuar labores de supervisión, automatización, medición y control.

El armario de Scada deberá contener los equipos necesarios para la red y desarrollo físico de la comunicación entre los controladores de paño y protecciones de la subestación. La configuración de la arquitectura de comunicaciones deberá ser de tipo estrella redundante. Ver Anexo N°3.

La red LAN de la subestación deberá ser implementada mediante Switches Ethernet, los cuales deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- a. Tipo industrial y operar confiablemente en el ambiente electromagnético presente en las subestaciones en rangos de operación de temperatura extendida.
- b. Certificados para uso en aplicaciones de subestaciones con protocolo IEC 61850.
- c. Entradas de alimentación de corriente continua redundantes.
- d. Tipo administrable con SNMP.
- e. Tener las siguientes funciones:
 - Manejo de prioridades, según norma IEEE 802.1p.
 - Soporte de VLAN, según norma IEEE 802.1Q.
 - Señalización de falla mediante watchdog y SNMP.
 - Manejo de redundancia y reenrutamiento.
 - Protocolo RSTP según norma IEEE 802.1w.

Adicionalmente, la subestación deberá incluir la sincronización horaria que se realizará desde el SCADA de STS a través de la red Ethernet para los equipos de la subestación; en particular debe sincronizar la hora de los medidores de facturación.

Las protecciones deberán incluir su propia Unidad de Referencia de Tiempo (URT) para sincronizar la hora de todos los IED's de protecciones de la subestación para efectos de mantener la precisión de la marcación de la hora de los eventos usando el protocolo IRIG-B, NTP. La URT deberá proporcionar señales de referencia de tiempo para la sincronización de la hora con base en el sistema de satélites GPS.

El sistema de sincronización de la hora deberá garantizar que no exista una diferencia de la hora entre equipos mayores a 1 ms. La URT deberá incluir un display alfanumérico que muestre la hora exacta, así como indicación del estado de enganche del reloj con los satélites GPS.

La configuración de la interconexión de comunicaciones entre los equipos debe ser radial y no en anillo.

7.2 REQUISITOS FUNCIONALES

7.2.1 Nivel 1

Adquisición de datos y comandos

La arquitectura de comunicación deberá intercambiar directamente la siguiente información de los IED's a través de los Switch de comunicación.

a. Procesamiento de alarmas y estados binarios

Se deberán tener las siguientes funciones de procesamiento de datos binarios:

- Identificación de cambios de estado y alarmas.
- Marcación de la fecha y hora de la ocurrencia de cada evento con resolución de 1 ms.
- Verificación del estado complementario de las señales dobles (DP) para establecer validez de la posición de los interruptores, seccionadores y selectores de control.

b. Procesamiento de señales de medida

La adquisición de las variables eléctricas para los controladores y medidores de facturación deberán realizarse mediante entradas directas de tensión y corriente. La información de las medidas desde los medidores de facturación y/o controladores deberá ser transmitida en tiempo real y en unidades de ingeniería al Nivel 2 y 3 de control.

Los controladores deberán tener la capacidad de almacenamiento de información al igual que el medidor de Facturación.

Las medidas deberán ser al menos las siguientes:

- Todas las tensiones fase-fase, fase-neutro y promedio.
- Corrientes por fase y promedio
- Potencia activa, reactiva y aparente, incluyendo indicación del sentido de flujo de potencia y potencia promedio por fases.
- Frecuencia
- Temperatura de devanados y aceite para los transformadores y reactores

Además, se deberá disponer de las siguientes funciones para las señales de medidas:

- Verificación, filtro, ajuste de escala y conversión a unidades de ingeniería
- Detección de alarmas por violación de límites ajustables (alto, muy alto, bajo y muy bajo)

c. Procesamiento de comandos

Para los controladores de paño se deberán emitir los siguientes comandos hacia el proceso:

- Abrir y cerrar interruptores y desconectores utilizando el procedimiento de “mantener presionado por 2 segundos el botón correspondiente”
- Subir y bajar los cambiadores de tomas bajo carga en los transformadores.
- Reposición del bloqueo de las protecciones.
- Otros comandos tales como habilitar y deshabilitar transferencias automáticas, habilitar y deshabilitar reconexión, entre otros.

El sistema deberá reportar al operador sobre los comandos ejecutados y no ejecutados. Se deberán incluir al menos, las siguientes funciones de supervisión:

- Verificación de la validez del origen del comando según el nivel de control seleccionado.

- Registro de la ejecución de los comandos.
- Alarma por falla en la ejecución de los comandos.

d. Procesamiento de operación de protecciones

Los equipos de protección deberán emitir como mínimo la siguiente información luego de haber operado una protección:

- Horario sincronizado de operación del evento
- Elementos de protección operado y Paño correspondiente
- Valor de corriente y fase operada
- En caso de protección 21/21N indicar distancia de falla

Enclavamientos de Operación

Esta función deberá evaluar el estado (abierto/cerrado) de todos los equipos de maniobra involucrados en cada operación o maniobra, y otras condiciones como comandos en proceso, existencia de tensiones de línea, protecciones no operadas, entre otros.

Una vez que se cumplan todas las condiciones de operación, se deberá habilitar la emisión del comando correspondiente, proveniente de los Niveles 1 o 3.

En el controlador de cada paño en este nivel deberá generar una alarma cuando no se pueda emitir un comando porque no se cumplen las condiciones de enclavamiento.

Cada controlador de paño deberá adquirir en tiempo real, ya sea directamente o a través de la red de datos, todas las señales que requiera para la función de enclavamientos. Cuando no disponga de alguna señal, el controlador de paño deberá marcarla como no válida, y deberá inhibir el mando de los equipos para los que se requiera la información no disponible.

Los desconectores de puesta a tierra solo podrán ser comandados desde los Niveles 0 y 1; sin embargo, en el SCADA se deberá disponer de la lógica de enclavamientos para estos equipos, de tal manera que se muestren las condiciones de enclavamiento.

7.2.2 Nivel 3

Control de los equipos de la subestación

Las siguientes son las operaciones que deben poderse realizar desde el SCADA Nivel 3.

- a. Selección de despliegues.
- b. Ejecución de comandos (usando el principio seleccionar antes de ejecutar).
- c. Manejo de alarmas.
- d. Generación de reportes.

Seguridad de sistema

En las estaciones de operación se deberá disponer de los siguientes niveles de seguridad para controlar el acceso a los despliegues, datos, funciones y facilidades del sistema. Se deberá asignar a cada usuario un nombre y una contraseña, los cuales estarán asociados a un nivel de seguridad.

- a. Visualización: Solo visualización de información y navegación por los despliegues. No requerirá de nombre de usuario ni contraseña.
- b. Operación: Visualización, navegación, generación de comandos, cambio de modos de operación, reconocimiento de alarmas y selección de programas de aplicación.
- c. Ingeniería y Administración: Además de las anteriores, realización de cambios en la configuración y funcionalidad del sistema. Adición, modificación y borrado de códigos de acceso, mantenimiento y administración general del sistema.

Manejo de alarmas

Se realizará mediante una interfaz gráfica ubicada en el armario SCADA se tendrá un área asignada para mostrar las últimas alarmas ocurridas. Además, se tendrá un despliegue de lista

de alarmas que incluirá todas las alarmas activas tanto reconocidas como no reconocidas, y las alarmas ya desactivadas, pero no reconocidas. En esta lista se deben mostrar en colores distintos las alarmas activas no reconocidas, las alarmas activas reconocidas y las alarmas inactivas no reconocidas. Las alarmas se borran de la lista cuando ya han retornado a la condición normal y han sido reconocidas.

Cada vez que se origina una señal de alarma, se debe presentar en el controlador del paño correspondiente y en el interfaz gráfico del armario Scada y se debe generar una señal de alarma audible. La señal audible podrá ser silenciada por el operador, pero se activará nuevamente tan pronto llegue una nueva alarma.

En los Niveles 2 y 3 se debe poder definir cuales eventos se clasifican como alarmas. Los eventos considerados como alarmas serán, entre otros, los siguientes:

- a. Fallas en los equipos de la subestación.
- b. Violación de valores límites preestablecidos para las variables de medida.
- c. Eventos de los relés de protección.
- d. Fallas en los equipos IED's.
- e. Fallas de IT y TM, circuitos de control, alimentación, potenciales, entre otras.

Reportes

Los controladores de paño deberán generar diferentes clases de reportes que podrán ser presentados al SCADA o programados para ser generados, almacenados en forma periódica automática. Estos reportes podrán generarse con información tanto de la base de datos histórica como de tiempo real.

Los reportes deberán poderse programar con periodicidad diaria, semanal o mensual y podrán contener información de valores instantáneos, valores totales acumulados, máximos, mínimos y promedios. Se deberá poder cambiar fácilmente el formato de los reportes.

Se deberán incluir, como mínimo, los siguientes reportes:

- a. Reportes de las medidas eléctricas: tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva.
- b. Número de operaciones acumuladas de los interruptores
- c. Horas de servicio de los interruptores y los transformadores de potencia.

Gestión remota

Deberá ser posible ejecutar funciones de diagnóstico y parametrización remota de los IED's de la subestación.

Comunicaciones y protocolos

La comunicación entre los IED's deberá hacerse mediante el protocolo IEC 61850 y/o DNP 3.0. En casos particulares, para la integración de equipos.

Deberá ser posible expandir y reconfigurar la red sin que se afecten los programas de aplicación, requiriéndose solo el ajuste de los parámetros de comunicaciones.

Para la comunicación remota entre el Gateway y el SCADA, el sistema de red deberá soportar comunicaciones en DNP3.0 sobre TCP/IP y Modbus.

Robustez

Los controladores deberán permanecer operativo y responder de manera correcta ante diversas condiciones de sobrecarga en el manejo de información y otras situaciones anormales, incluyendo por lo menos las siguientes:

- a. Grandes avalanchas de eventos simultáneamente en diversos controladores y protecciones.
- b. Pérdida/recuperación de la alimentación auxiliar en diversos componentes IED's.

- c. Pérdida/recuperación de comunicaciones en la LAN y en las comunicaciones remotas.
- d. Errores de comunicación.
- e. Pérdida/recuperación de la señal de referencia de tiempo.
- f. Pérdida/recuperación de procesadores.
- g. Pérdida/recuperación de dispositivos de almacenamiento masivo.

Referente a la seguridad física de la red, se recomiendan los equipos Ruggedcom que cuentan con software de administración con ciber seguridad desde el CCT hasta los IED.

Restablecimiento ante fallas

El controlador de paño deberá recuperarse automática y rápidamente ante fallas, bien sea reiniciando los procesadores o transfiriendo funciones desde el equipo principal al de respaldo, minimizando la pérdida de datos.

En un sistema redundante, ante la falla de un nodo primario, la transferencia deberá ocurrir automáticamente dentro de un período máximo de 30 segundos. Esto incluye el tiempo de detección de la falla más el tiempo que toma el nodo de respaldo en quedar completamente funcional.

Ante los procedimientos de transferencia o reinicio, el sistema deberá realizar automáticamente un proceso automático de actualización de la información.

Pruebas

Los controladores de paño deben ser completamente ensamblados y ajustado en fábrica y ser sometido a pruebas de aceptación en fábrica y sitio, con el fin de verificar la operación confiable de todos sus componentes y determinar el cumplimiento de cada aspecto del sistema que ha sido contratado. La ejecución de las pruebas será atestiguada por representantes del cliente.

8. SISTEMA DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN EL PROYECTO

Usando el esquema de la subestación tipo Fig. 6.1, las protecciones consideradas son los siguientes equipos:

- Relés de distancia
- Relés diferenciales de línea
- Relé diferencial del transformador
- Relé diferencial de barras
- Relés de sobrecorriente
- Relé maestro

8.1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Para definir un alto grado de confiabilidad y efectividad en el despeje de fallas, se emplearán 2 sistemas de Protecciones de Distancia Trifásicas redundantes paralelas, denominadas Protección Principal y Secundaria para las Líneas. Se evita así la indisponibilidad de la Línea o equipo fallado, ante la falta de operación por falla de una protección.

La actuación de ambas Protecciones (Principal y Secundaria) es simultánea y no es necesaria coordinación entre ellas, ya que la actuación de la protección puede ser efectuada de manera indistinta por cualquiera de ellas, la que actúe primero.

El Sistema de Protecciones así concebido, está pensado para atender la posibilidad de una contingencia doble: Es posible que se produzca un evento de falla en el Sistema Eléctrico, al cual es posible que le siga una falla del Sistema de Protección.

Se usará una redundancia de Protecciones parcial para la Protección de Distancia, ya que resulta poco práctico duplicar todos los componentes del sistema y la duplicación será efectuada sólo en los elementos esenciales: 2 (dos) juegos de Protecciones de Distancia, y 2 (dos) juegos de transformadores de corrientes con enrollados separados.

La protección de Distancia secundaria (redundante) se diferencia conceptualmente de la “Protección de Respaldo”, ya que la segunda constituye la “segunda Línea de defensa” del Sistema de Protección.

Estas Protecciones de Distancia serán exclusivamente de tecnología digital o numérica, con función de AUTO-TEST continuo, microprocesados, con función de registro de perturbaciones, y capacidades de comunicación, mediante puertos RJ-45 y fibra óptica. Deberán tener compatibilidad con Protocolo de comunicación DNP 3.0 e IEC 61850, ambos sobre protocolo TCP/IP.

La Protección de Distancia de Líneas, tendrá a lo menos, cinco zonas de operación, con característica de “operación circular” para la protección de fallas entre fases, y característica “poligonal”, o “cuadrilateral”, para protección de fallas fase a tierra.

Este esquema deberá ser adecuado para línea y tener incorporado una función direccional residual (67N) para fallas a tierra de alta resistencia, con lógica de fase para permitir apertura monopolar y reconexión monopolar y tripolar.

Otra de las características que deben tener es la capacidad de integrarse en esquemas con disparo y reconexión monopolar y tripolar con y sin esquema de teleprotección.

Deberá contar además con características de compensación transitoria de las curvas de saturación de los transformadores de potencial y corriente.

Las Protecciones contarán con una entrada para la sincronización horaria mediante un reloj satelital.

8.2 UNIDAD DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR (87)

Para la detección de la falla se utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del equipo protegido. Para ello se mide y compara la corriente de cada fase a la entrada y la salida del Transformador.

El relé debe ser multifuncional con las siguientes características:

- Función principal de protección diferencial de transformador (87)
- Función de sobrecorriente de fases en el lado de alta (50/51 AT)

- Función de sobrecorriente de fases en el lado de baja (50/51 BT)
- Función de sobrecorriente de neutro en el lado de baja (50/51N AT)
- Función de sobretensión en lado de alta (50 AT)
- Función de registros de fallas, eventos, oscilografía en memoria no volátil.
- Un (1) relé (86) para disparo de las dos bobinas del interruptor
- Sincronización horaria
- Capacidad gestión local y remota
- Plataforma IEC 61850
- Interfaz frontal para parametrización local y mantenimiento
- Interfaz posterior para sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B
- Una interfaz posterior óptica redundante o R-J45 para comunicación con el sistema de control mediante protocolo IEC61850 o DNP 3.0 sobre TCP/IP
- Entradas análogas para corriente de 1 y/o 5 A. Definido por proyecto.
- Entradas análogas de tensión.
- Entradas binarias
- Salidas de digitales
- 1 contacto de vida del equipo
- Teclas funcionales libremente configurables.

8.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Para la protección de los alimentadores, debe ser un relé multifuncional de sobrecorriente, como protección principal y con las siguientes características:

- Función de sobrecorriente de fases (50/51)

- Función de sobrecorriente de neutro (50/51N)
- Función recierre (79)
- Función de localización de fallas
- Función de conductor fase abierta
- Función de registro de fallas, eventos y oscilografía en memoria no volátil.
- Supervisión de circuito de disparo configurable
- Sincronización horaria
- Capacidad gestión local remota
- Plataforma IEC 61850
- Interfaz frontal para parametrización local y mantenimiento
- Interfaz posterior para sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B
- Una interfaz posterior óptica redundante o R-J45 para comunicación con el sistema de control mediante protocolo IEC61850 o DNP 3.0 sobre TCP/IP
- Entradas análogas para corriente de 1 y/o 5 A. Definido por proyecto.
- Entradas análogas de tensión.
- Entradas binarias
- Salidas de comando
- 1 contacto de vida del equipo
- Teclas funcionales libremente configurables.

La Protección de Sobrecorriente de Respaldo, por ser una protección que no es totalmente selectiva, cubre fallas externas al transformador y sus Interruptores y Desconectores, en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria a las Protecciones totalmente selectivas, como la protección diferencial y la de distancia.

Es conveniente utilizar la Protección de Sobrecorriente como un respaldo a la Protección Diferencial; sin embargo, para su correcta aplicación en lo relacionado a sus ajustes, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Para una falla monofásica externa, cercana al transformador, se produce una disminución de la tensión que ocasiona un desbalance de las corrientes de fase. (27/59)
- Para una falla monofásica interna cerca de los terminales de alta tensión las corrientes en el neutro son muy pequeñas y no son detectadas por el Relé de sobrecorriente del Neutro.
- Para una falla monofásica interna cerca del neutro, las corrientes en la entrada al transformador son similares a la corriente nominal y no pueden ser detectadas por los Relés de Corriente Residual en el lado de alta tensión.

8.4 PROTECCIÓN CON FUNCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA

Esta función debe operar bajo el principio diferencial de corriente con intercambio de información con el otro extremo mediante canales de telecomunicaciones dedicados. Los puertos de comunicaciones del relé deberán tener interfaces normalizadas según las normas ITU-T. El algoritmo de la función diferencial deberá operar adecuadamente en redes de telecomunicaciones con retardos de transmisión variables y ante condiciones de asimetría en los retardos del canal de comunicaciones.

La función diferencial de línea debe tener una salida de disparo tripolar y con señalización.

8.5 UNIDAD DE PROTECCIÓN DE MAESTRO (86)

Los relés Maestros o relés de Lockout tienen por función efectuar los bloqueos al cierre y/o disparos sobre los interruptores que participan en dicha función, de esta forma se impida el cierre de los interruptores en todos los niveles de operación (Nivel 3, Nivel 1 y Nivel 0).

Como es común en los esquemas de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, en los transformadores de poder se utiliza un relé de disparo y bloqueo conocido como relé maestro (86T). Este relé debe agrupar todas las protecciones del transformador las cuales al operar debe hacer que el relé 86T emita disparos y bloqueos al cierre de todos los interruptores que pudiesen ser una posible fuente alimentación al transformador de poder. Adicionalmente también se puede considerar el relé maestro solo para el bloqueo de los interruptores ya que la función de disparo la realizarían los relés de protección, esta alternativa también es considerada en la filosofía de control.

9. ARMARIOS

El proveedor deberá suministrar armarios metálicos completos y elementos menores, tales como relés auxiliares, regletas, interruptores termomagnéticos, etc., montaje de equipos principales, alambrado de todos los elementos y prueba de fábrica.

Los equipos principales se montarán en placa frontal metálica. Las marcas y modelos de los equipos serán precisados en la Ingeniería de Detalles.

Los equipos y accesorios menores deberán ser aportados y montados por el fabricante.

Los armarios deberán entregarse completamente armados, alambrados, probados y listos para su instalación. El desarme para el transporte deberá ser solamente por seguridad de manejo y para una adecuada protección en el traslado, y bajo las restricciones de transporte que apruebe el Cliente.

9.1 REQUERIMIENTOS CONSTRUCTIVOS

- Armario metálico, con zócalo de 100 mm, grado de protección IP55, armazón/techo/dorsal con espesor mínimo de 1,5 mm, puerta de 2,0 mm y placa de montaje 3,0 mm.
- Dimensiones mínimas aproximadas (referenciales) de 2000x800x800 mm (alto x ancho x profundidad). Las dimensiones reales deberán ser confirmadas o modificadas por el fabricante y aprobadas por el Cliente.

- Armario con puerta frontal exterior de vidrio, abatible en 120°, tipo Rittal o equivalente.
- Panel interior para montaje de los equipos abatible.
- Color tipo RAL 7035.
- Calefactor interno con termostato.
- Dispositivo para control de humedad interna.
- Luminaria interna con switch de puerta.
- Enchufe 220 Vca interior con toma de tierra.
- Interruptor termomagnético 6 A, para protección circuitos internos de CA.
- Barra para conexión a tierra de alambrado interior, para conexión del blindaje de cables y conexión a tierra.
- Elementos de transporte para izamiento.
- Entrada de cables por abajo y por arriba.

Los planos de alambrado de los paneles, serán suministrados oportunamente, debiendo el fabricante atenerse estrictamente a ellos. En todo caso, el fabricante en base a su experiencia podrá sugerir modificaciones que conlleven a optimizar los alambrados, disposiciones y espacios, estas sugerencias serán previamente aprobadas por el Cliente.

También, el fabricante deberá aportar cualquier elemento mecánico de soporte adicional que algún equipo pudiera requerir para un correcto montaje.

La identificación de los conductores y de los bornes de regletas terminales, se efectuará con marcas claras e indelebles, según lo indicado en los planos.

El fabricante deberá proveer, además, todas las planchuelas de identificación de equipos y circuitos, conforme a lo indicado en planos.

Serán de lamicoid negro con letras blancas bajo relieve y se fijarán mediante un adhesivo adecuado, de dimensiones 150 x 30 mm que indique el nombre del equipo y número de Tag, en caracteres no menores a 12,5 mm.

Oportunamente el Cliente entregará un listado con las designaciones a emplear en estas planchuelas

Los cables y conductores por emplear en los alambrados de control y fuerza serán tipo multihebras, retardantes a llama y libres de halógenos, con las siguientes características:

a) Aislación: 600 Vca.

b) Sección Mínima:

- Control: N° 14 AWG.
- Circuitos de tensión y corriente: N° 12 AWG.
- Fuerza y alumbrado: N° 14 AWG.

c) Color:

- Aislación: Amarillo.
- Tierra: Verde.

d) Terminal del conductor: Conectores de compresión.

e) Identificación de conductor: Ubicado en los dos extremos con marcas termo contraíbles.

f) Identificación de circuitos: Manguitos de color para diferenciar circuitos de alimentaciones.

Todas las conexiones de alambrado se efectuarán a través de regleta de terminales, no se deberá alambra más de dos conductores por cada terminal y las uniones de cables se efectuarán empleando regleta de terminales.

Las canalizaciones de fuerza y de control al interior de los armarios, deberán ser totalmente independientes entre sí. Todo el alambrado deberá ser canalizado mediante bandejas plásticas con tapas, las cuales deberán quedar ocupadas hasta en un máximo de 50% de su capacidad. Para la canalización de los conductores que provienen desde el exterior deberán suministrarse grillas o bandejas plásticas con tapas; en caso que el suministro considere bandejas plásticas para este propósito, las dimensiones mínimas serán de 125 x 87,5 mm.

Los haces de conductores que conectan partes fijas con móviles deberán ser a base de cables extra flexibles y deberán protegerse con fundas u otras soluciones, igualmente flexibles.

Las conexiones externas se realizarán a través de regleta de terminales, excepto donde se especifique otro dispositivo.

Las cantidades definitivas de interruptores automáticos y relés auxiliares quedarán determinadas con la entrega de los planos de alambrado, por lo tanto, el proveedor deberá indicar precios unitarios para estos elementos.

9.2 REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y ACCESORIOS INTERNOS

9.2.1 Regletas Terminales

Para los circuitos de control los terminales deberán ser del tipo atornillado para conectar conductores N° 14 hasta N° 6 AWG de sección, tipo UK 10N marca PHOENIX o equivalente y tipo MTKP-P/P donde se indique. Para las entradas digitales de protecciones y controladores se deberán utilizar terminales tipo MTKP-P/P.

Para las **corrientes, trip, arranques, funciones de teleprotección, reconexión y potenciales** se exigirán terminales seccionables tipo URTK/S, marca PHOENIX.

9.2.2 Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos para corriente continua de los armarios tendrán las siguientes características eléctricas mínimas:

- Dos (2) polos, corriente nominal de acuerdo a planos unilineales, capacidad de ruptura nominal 16 kA, voltaje de trabajo 125 Vcc, del tipo con base y cubierta moldeada, apertura térmica por sobrecarga y magnética por cortocircuito, mecanismo de "trip free".
- Dos (2) contactos auxiliares, uno tipo "a" y uno tipo "b", para señales de operación y disparo, los cuales deberán quedar alambrados a regleta de terminales.

9.2.3 Relés Auxiliares

Los relés auxiliares que se incorporen en los armarios deberán ser de las siguientes características mínimas:

Características Generales.

Los relés deberán estar de acuerdo a la norma IEC 61810. Cada relé deberá venir equipado con la cantidad de cuatro contactos N.A. y cuatro contactos N.C. cada uno de ellos independientes, y de acuerdo a las siguientes características de operación:

- Tensión Nominal: 125 Vcc.
- Rango de operación de contactos: 0.8 a 1.1 Vn.
- Capacidad de bobina: 10 A.
- Capacidad de contactos: 10 A.
- Tensión máxima de contactos: 250 Vcc.

Protección

La parte activa de los relés (bobinas y contactos) deberá estar protegida con una cubierta de material plástico resistente a los impactos, no combustibles de alta rigidez y estanca al polvo. No deberá sufrir distorsiones a las temperaturas normales de servicio y anormales de hasta 70°C.

Bornes

Los bornes de los relés deberán ser aptos para la conexión de hasta dos conductores N° 14 AWG (2 mm²) con terminales de compresión en sus puntas. No se aceptarán relés para conexiones soldadas o enchufables.

Montaje

Todos los relés del tipo enchufable con piezas de sujeción que aseguren su fijación en caso de movimientos sísmicos o roces involuntarios y asegurar una buena conexión entre el relé y su base. Las bases deberán ser para montaje rápido sobre riel de acero simétrico norma DIN y

cuando se indique (Ej.: Relé biestable con fin de relé maestro) deben permitir ser montados en panel.

Tipos de Relés

- **Relés auxiliares instantáneos para fines de control:** Estos relés tendrán un tiempo máximo de operación, para una tensión entre 0.8 y 1.1 veces la tensión nominal especificada, de 20 ms. Deberán contar con señalización que permita identificar el estado del relé.
- **Relés auxiliares instantáneos para fines de protección:** Estos relés tendrán un tiempo máximo de operación, para una tensión entre 0.8 y 1.1 veces la tensión nominal especificada, de 5 ms actuación (Ultrarrápido). Deberán contar con señalización que permita identificar el estado del relé. La capacidad nominal de apertura cierre y capacidad continua de sus contactos secos deberán ser tal que permita el desenganche del interruptor sin presentar daños.
- **Relés Biestables para fines de control:** Se deberán emplear donde se requiera mantener con seguridad la posición de los contactos o como auxiliares a la posición de equipos primarios (debidamente justificado) y habilitación y deshabilitación de esquemas de control. Estos relés tendrán un tiempo máximo de operación, para una tensión entre 0.8 y 1.1 veces la tensión nominal especificada, de 20 ms. Deberán contar con señalización que permita identificar el estado del relé.

Características generales:

- Deberán estar equipados con dos bobinas de operación que actúen en oposición.
- Mientras no se repongan, deberán mantener la orden de desconexión sobre todos los equipos en que ejercen su acción y el bloqueo a la conexión de los mismos.
- Deberán estar provistos de un indicador de operación que permita apreciar claramente cuando el relé está operado.

- **Relés Biestables para fines de protección:** Se deberán emplear donde se requiera mantener con seguridad la posición de los contactos principalmente como elementos de desconexión por operación de protecciones eléctricas de barra y protección de transformadores. Estos relés tendrán un tiempo máximo de operación, para una tensión entre 0.8 y 1.1 veces la tensión nominal especificada, de 8 ms actuación (Ultrarrápido).

Características generales:

- Deberán estar equipados con dos bobinas de operación que actúen en oposición.
- Mientras no se repongan, deberán mantener la orden de desconexión sobre todos los equipos en que ejercen su acción y el bloqueo a la conexión de los mismos.
- Deberán estar provistos de un indicador de operación que permita apreciar claramente cuando el relé está operado.

Switch

El armario de protección del paño deberá contar con un switch para la habilitación y deshabilitación de las señales de teleprotección, el cual deberá cumplir con las siguientes características:

Los contactos deberán ser eléctricamente independientes, su capacidad electromecánica no será inferior a 100.000 operaciones bajo condiciones normales de trabajo; deberán estar diseñados para una corriente permanente de 10 A y capacidad de ruptura no inferior a 2 A inductivos a 125 Vcc.

La superficie de los contactos deberá ser, de preferencia, de plata o de alguna aleación que asegure una baja resistencia de contacto. Deberán contar con una cubierta protectora, de material aislante, que los libere del ingreso de polvo o contactos accidentales. Esta cubierta deberá ser removible y no deberá interferir con el alambrado.

Deberán estar provistos de una placa frontal cuyas dimensiones no excedan de 50 x 50 mm o de un diámetro no superior a 50 mm si la forma de la placa es circular. La placa deberá llevar leyendas grabadas que definan la función del switch y las posiciones de operación.

La parte embutida, incluyendo la caja de protección contra el polvo, no deberá tener una longitud superior a 300 mm.

Los switches se utilizarán para seleccionar la forma de operar y no tendrán lámpara incorporada. La posición de trabajo en que se encuentran deberá ser indicada por la posición de su manilla de operación, los contactos deben permanecer mecánicamente seguros en cada posición.

9.2.4 Barras de Tierra

Los armarios deberán tener una barra de tierra en la parte inferior, a esta barra de tierra se conectará el blindaje de los cables de señal, la carcasa de los equipos y la estructura del armario, es decir, una tierra común para todo el armario (de acuerdo a la Norma IEC-61000-5-2). La barra de tierra deberá ser de cobre electrolítico y estar aislada de la estructura del armario, con varias perforaciones con hilos y pernos para instalar terminales tipo anillo para la conexión de los conductores.

Se deberá incluir en la barra de tierra de protección del armario un borne que permita conectarse con la malla de tierra respectiva, para ello se deberá utilizar un cable aislado extra flexible N° 2/0 AWG color verde.

9.2.5 Bloques de Prueba

Los bloques de prueba desarrollan las labores de mantenimiento y puesta en servicio. Los bloques de pruebas deberán tener las siguientes características:

- Tener puntos efectivos de prueba con una sola bandeja sobre el block de pruebas, (lo que permite una mayor segregación de funciones).
- Los disparos se aíslan automáticamente con la inserción de la bandeja.
- Las corrientes se cortocircuitan manualmente por medio de chicotes con la inserción de la bandeja.
- Los voltajes se abren automáticamente con la inserción de la bandeja.
- A la extracción de la bandeja repone corrientes y voltajes y se enclava mecánicamente, asegurando que el relé se ha repuesto antes del desbloqueo mecánico de la bandeja.
- Se deberá disponer de un contacto adicional para indicarle a la protección que se encuentra en prueba.

- Cualquier otro bloque de prueba deberá cumplir con los mismos requerimientos.

En SAESA se utilizan 3 tipos:

1.- GE PMTB-14: para variables analógicas de voltaje y corriente en protecciones.

Este bloque de prueba es utilizado para realizar intervenciones en los circuitos de corrientes y potenciales en los equipos de protección en instancias de mantenciones o pruebas de rutinas. A través de una bandeja de prueba dedicada, es posible cortocircuitar los circuitos de corrientes hacia los TT/CC y abrir los circuitos de potenciales de los respectivos TT/PP, además, de dejar disponible los circuitos hacia la protección para realizar inyecciones con una caja de pruebas.

- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de corrientes hacia campo (patio) son: 21, 23, 25, 27.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de potenciales hacia campo (patio) son: 1, 3, 5, 7.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de corrientes hacia protección (armario de protección) son: 22, 24, 26, 28.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de potenciales hacia protección (armario de protección) son: 2, 4, 6, 8.

2.- FT-10: para variables digitales de TRIP, Teleprotecciones y arranques.

Este bloque de prueba es utilizado para realizar intervenciones en los circuitos de disparos, arranque, señales de teleprotecciones (según corresponda) en instancias de mantenciones o pruebas de rutinas.

A través de los cuchillos disponibles es posible interrumpir los respectivos circuitos evitando de esta manera posibles disparos durante pruebas o simulaciones.

- Los contactos del bloque de prueba definidos como remoto (hacia otro equipo) son: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 y 20.

- Los contactos del bloque de prueba definidos como local (hacia la protección) son: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17 y 19.

3.- Areva MMLG: para variables analógicas de voltaje y corriente en equipos de facturación.

Este bloque de prueba es utilizado para realizar intervenciones en los circuitos de corrientes y potenciales asociados a equipos de facturación en instancias de mantenciones o pruebas de rutinas. A través de una bandeja de prueba dedicada, es posible cortocircuitar los circuitos de corrientes hacia los TT/CC y abrir los circuitos de potenciales de los respectivos TT/PP, además, de dejar disponible los circuitos hacia el equipo de facturación para realizar inyecciones.

- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de corrientes hacia campo (patio) son: 21, 23, 25 y 27.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de potenciales hacia campo (patio) son: 1, 3, 5 y 7.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de corrientes hacia protección (armario de protección) son: 22, 24, 26 y 28.
- Los contactos del bloque de prueba definidos para circuitos de potenciales hacia protección (Armario de protección) son: 2, 4, 6, 8.

10. PLANOS E INFORMACION TECNICA

10.1 INFORMACIÓN PARA ENTREGAR CON LA OFERTA

El Contratista deberá entregar con la Oferta la siguiente documentación:

- Lista completa y cantidad de los equipos de protección suministrados.
- Descripción completa y detallada de los equipos de control, protección y registro de fallas suministrados.
- Descripción completa del funcionamiento de los sistemas.

- Descripción de los equipos disponibles para efectuar las diferentes pruebas indicadas en esta especificación.
- Manuales de operación de los equipos suministrados
- Descripción técnica, instrucciones de puesta en servicio e instrucciones de mantenimiento de los equipos componentes de los sistemas.
- Programas (software) e informaciones necesarias para los equipos de control, protección y de registro de fallas.
- Formularios de características técnicas garantizadas, de discrepancias, etc.

Toda la documentación anterior deberá ser entregada en idioma Castellano, y si esto no fuera posible se aceptará en inglés.

10.2 INFORMACIÓN PARA ENTREGAR DURANTE EL DESARROLLO DEL PROYECTO

El Contratista, antes de iniciar la fabricación de los equipos deberá entregar a EL CLIENTE, para su revisión y comentarios, los planos del proyecto de control, de configuración, de alambrado y de montaje de los equipos de control, protección y registro de fallas.

Además, en esta etapa, se deberá entregar toda la información necesaria para poder revisar el proyecto y toda aquella información relacionada con los programas para calibración, análisis y evaluación.

10.3 DOCUMENTACIÓN DEFINITIVA

El Contratista deberá entregar a EL CLIENTE tres (3) juegos de documentación definitiva, similar a la descrita en los puntos precedentes.

Toda la documentación deberá ser entregada en idioma Castellano. Sin embargo, si lo anterior no fuera posible se deberá cumplir lo siguiente:

La documentación preparada especialmente para el proyecto deberá ser entregada en castellano.

La documentación propia de los equipos podrá ser entregada en inglés sólo si no existe versión en Castellano.

10.4 RESUMEN ESQUEMÁTICO DE PLANOS

A continuación, se presente un resumen esquemático del proceso o etapas por el que se deben seguir los planos de un proyecto. Además de resaltar algunos aspectos importantes de sus etapas, como por ejemplo que planos llevan timbre.

10.4.1 Etapa de ingeniería

- 1) **Revisión A.** El set de planos que salen revisados (interno) desde el CONTRATISTA hacia el CLIENTE (STS - SAESA).

El set de planos es revisado por el CLIENTE, generando las observaciones pertinentes, siendo regresados al CONTRATISTA.

- 2) **Revisión B.** Con las modificaciones realizadas a los planos el CONTRATISTA le hace entrega al CLIENTE para la última revisión.

En esta etapa debe ser aprobado por el CLIENTE, para la etapa cero (Revisión 0).

- 3) **Revisión C.** En casos excepcionales, el CLIENTE puede determinar en la etapa de Revisión B realizar modificaciones y/o observaciones que no permitan aprobar la "revisión B" para dar paso a "revisión cero" y sea necesaria una revisión final del set de planos.

En esta etapa debe ser aprobado por el CLIENTE, para la etapa cero (Revisión 0).

- 4) **Revisión 0.** Es el set de planos aprobados para la etapa de construcción.

- 5) **Revisión 1.** En la etapa de construcción, pudo haber pequeñas modificaciones por razones técnicas y/o constructivas. Por lo tanto, los planos "revisión 0" se reforma. Entregando el CONTRATISTA al CLIENTE un set de planos con la "Revisión 1", con ellos se realizan las "Pruebas FAT".

- 6) **Revisión 2.** En las "Pruebas FAT", pudo haber modificaciones por razones técnicas. Por lo tanto, los planos "revisión 1" se reforma. Entregando el CONTRATISTA al CLIENTE un set de planos con la "Revisión 2", con ellos se realizan las "Pruebas SAT".
- 7) **Revisión 3.** En las "Pruebas SAT", pudo haber pequeñas modificaciones por razones técnicas y/o constructivas. Por lo tanto, los planos "revisión 2" se reforma. Entregando el CONTRATISTA al CLIENTE un set de planos con la "Revisión 3".

ESTOS PLANOS DEBEN SER CON FIRMA Y TIMBRE POR EL CONTRATISTA.

10.4.2 Etapa de Obra

- 8) **Red – line.** En la "Puesta en Marcha", se realiza el chequeo de operabilidad con plano, pudiendo haber modificaciones por razones técnicas. Por lo tanto, los planos "revisión 3" quedan "amarillados".

ESTOS PLANOS DEBEN SER CON FIRMA Y TIMBRE POR EL CONTRATISTA Y EL CLIENTE.

- 9) **AS BUILT.** En la etapa de "red – line", pudo haber pequeñas modificaciones por razones técnicas. Por lo tanto, los planos "revisión 3" se reforma. Entregando el CONTRATISTA al CLIENTE un set de planos "AS BUILT". Estos son definitivos, reflejando exactamente lo proyectado en los planos con lo construido y viceversa.

ESTOS PLANOS DEBEN SER CON FIRMA Y TIMBRE POR EL CONTRATISTA Y EL CLIENTE.

NOTA 1: En todas las etapas o proceso (revisiones), se debe utilizar *UN SET DE PLANOS*.

NOTA 2: El set de planos de la etapa *RED – LINE* (amarillados) una vez firmados y timbrados por ambas partes deben ser ENTREGADOS AL CLIENTE.

NOTA 3: Las observaciones y/o cambios hechos al set de planos para la nueva etapa (revisiones), deben ser visibles, enmarcándolos en una NUBE.

11. PRUEBAS

En presencia de representantes que designe EL CLIENTE, todos los equipos de control, protección y registro de fallas integrados en sus armarios definitivos deberán ser sometidos a las pruebas en fábrica que se indican a continuación.

El Contratista deberá informar con un plazo superior a treinta (30) días antes del inicio de estas pruebas y deberá entregar un programa detallado de las mismas. EL CLIENTE se reserva el derecho de enviar sus representantes para presenciar las pruebas.

La ejecución de estas pruebas en ningún caso disminuye la responsabilidad que tiene el Contratista en el correcto funcionamiento posterior de los equipos.

11.1 PRUEBAS DE RUTINA

Todos los equipos de control, protección y registro de fallas integrados en sus armarios definitivos deberán ser sometidos a pruebas individuales de recepción en fábrica, de acuerdo con estas especificaciones y con las recomendaciones de las normas de fabricación del equipo.

11.2 PRUEBAS DE ALTA FRECUENCIA

Todos los equipos de control, protección y registro de fallas deberán ser sometidos a las pruebas de alta frecuencia descritas en la norma ANSI/IEEE C37.90.1, "Surge Withstand Capability (SWC) Tests", o prueba equivalente descrita en la Publicación IEC 255-6, Apéndice C.

11.3 PRUEBAS FUNCIONALES

El sistema de control, protección y registro de fallas, ya integrado en su armario definitivo, deberán ser sometidos, en fábrica, a pruebas funcionales para verificar que los sistemas están

cumpliendo con las funciones para las cuales fueron diseñados y operando dentro de los valores aceptados.

En las pruebas funcionales se deberá probar en forma completa cada uno de los sistemas que componen el suministro demostrándose que la totalidad de las funciones se cumplen según lo especificado.

11.4 PROTOCOLOS DE PRUEBAS

Por cada prueba que se realice en fábrica, se deberá emitir un informe o protocolo conteniendo la siguiente información:

- Identificación del equipo bajo prueba.
- Descripción de la prueba.
- Resultados obtenidos, incluyendo descripciones de las fallas ocurridas.
- Parametrización (programación base de los equipos), pruebas análogas por software vistas en pantalla.
- Descripción de las intervenciones, correcciones, modificaciones y reparaciones efectuadas en los equipos.
- Una declaración que el equipo bajo prueba cumplió los requerimientos solicitados.
- El Contratista deberá entregar a SAEASA, dos (2) ejemplares de todos los protocolos de las pruebas realizadas. Sólo después que EL CLIENTE o sus representantes revisen y aprueben los resultados de las pruebas en fábrica, el Contratista podrá embarcar los equipos.

11.5 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

El Contratista deberá realizar las pruebas y controles durante el montaje, alambrado y la puesta en servicio de los sistemas de control, protección y medida.

Cuatro (4) meses antes de iniciar esta actividad, el Contratista deberá someter a la revisión de EL CLIENTE, para comentarios, el programa detallado de las pruebas en terreno, con el detalle de los procedimientos y duración de cada prueba. La organización y realización de las pruebas será responsabilidad del Contratista. Sin embargo, EL CLIENTE podrá solicitar pruebas adicionales si lo estima conveniente.

Las pruebas serán válidas sólo si se han realizado en presencia de los inspectores designados, a menos que EL CLIENTE autorice por escrito lo contrario.

El Contratista deberá especificar, programar y coordinar las actividades del proceso de pruebas y puesta en servicio del sistema de control, protección y registro de fallas. Entre las pruebas a ejecutar se deberá incluir la prueba de la lectura remota de los registros de los IEDs de control, protección y medida.

El Contratista deberá disponer de todos los instrumentos y equipos de prueba necesarios para efectuar las pruebas y ajustes a los diferentes equipos.

El personal a cargo de las pruebas deberá ser calificado previamente por SAESA. Para este fin, el Contratista deberá presentar los antecedentes de este personal a EL CLIENTE por lo menos sesenta (60) días antes del inicio de las pruebas.

Para la ejecución de las pruebas, el Contratista deberá presentar personal especializado provisto por la fábrica y si, a juicio del Cliente, una o más personas acreditadas no reúnen las condiciones necesarias para hacerlo, deberán ser reemplazados en forma inmediata por otra u otras personas idóneas cuya calificación será sometida a la consideración del Cliente. Este reemplazo será de cargo del Contratista.

11.6 PROGRAMACIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

El sistema de control (controladores), protección y facturación/medida, será entregado programado y configurado, de acuerdo a la información del desarrollo de la ingeniería de detalles del proyecto.

11.7 ASESORÍA A LA PUESTA EN SERVICIO

El proveedor deberá considerar en su alcance los especialistas requeridos para la asesoría y puesta en servicio del sistema de control y protecciones. Estas funciones se realizarán en terreno. Será responsabilidad del proveedor la elaboración y llenado de los protocolos de pre-comisionamiento y los protocolos de puesta en servicio del sistema de control y protecciones en su total funcionalidad.

12. CAPACITACIÓN DE PERSONAL

12.1 REQUISITOS GENERALES

El Contratista deberá impartir capacitación al personal del Cliente que participará en:

- Inspección del diseño y revisión de estudios de ajuste del sistema de control, protección y registros de fallas.
- Inspección de montaje y pruebas en terreno.
- Mantenimiento de los equipos después de la puesta en servicio de las obras.

El Contratista deberá preparar un programa de capacitación que deberá ser sometido a la revisión del Cliente.

El programa deberá consultar cursos con relatores especialistas y deberán ser complementados con prácticas en talleres.

El Contratista proveerá los medios necesarios para que el rendimiento de los cursos sea óptimo. Se requiere que los relatores sean especialistas de experiencia probada en su área y que los cursos sean en idioma castellano o inglés. Al iniciar el curso el relator entregará cuatro (4) juegos completos de documentación de apoyo, tales como descripciones generales, esquemas, manuales detallados de mantenimiento, ayudas audiovisuales, etc., los que deberán estar escritos en castellano o inglés y quedarán en poder del Cliente.

12.2 PERSONAL PREVISTO PARA LA CAPACITACIÓN

El Contratista deberá impartir capacitación al personal que designará EL CLIENTE con los fines que se indica:

La capacitación deberá permitir conocer las características técnicas y de funcionamiento de los equipos y la operación y mantenimiento de los equipos de control, protección y registro de fallas.

Los ingenieros estarán a cargo de organizar y supervisar los trabajos de mantenimiento de los equipos de control, protección y registro de fallas. Además, deberá capacitar y controlar al grupo de especialistas que se encargará del mantenimiento o que pudieran hacer intervenciones técnicas en los equipos y componentes. Eventualmente, colaborará con los especialistas del fabricante, en los trabajos técnicos de ajustes, controles y pruebas en terreno, que sean responsabilidad del Contratista.

12.3 COBERTURA DE LA CAPACITACIÓN

Los cursos y prácticas se deberán planificar y realizar con un grado de detalle tal que permita al personal del Cliente adquirir un conocimiento completo de todo el equipamiento y sistema asociado, y quedar capacitado para adiestrar, en Chile, al resto del personal que participará en las intervenciones técnicas y en el mantenimiento.

Deberá abarcar las siguientes áreas:

- Filosofía del diseño.
- Características técnicas y funcionamiento del equipo.
- Metodología de estudios de ajuste.
- Equipos componentes de los sistemas, subsistemas y auxiliares.
- Características técnicas de los sistemas, subsistemas y auxiliares.
- Metodología y prácticas de ajustes, controles y pruebas.
- Metodología y prácticas de mantenimiento.

- Protocolos y revisiones periódicas.

El Contratista propondrá el detalle y asignación de tiempo de desarrollo de cada materia.

13. CONDICIONES DE MANIPULACIÓN, ALMACENAJE Y TRANSPORTE

Los equipos del sistema de control, protecciones y registro de fallas y todos los accesorios se embalarán y marcarán para su embarque y transporte, cumpliendo con todas las disposiciones contenidas en estas especificaciones.

10.1 SEGURIDAD

La manipulación, almacenaje y transporte de los equipos, armarios en otros, lo debe hacer personal calificado. Resguardando siempre la seguridad de las personas y los equipos. Tomando las medidas de seguridad pertinentes tales como: EPP, cierres perimetrales, señalizaciones, etc. Para no producir un daño y/o deterioro en los equipos, además de evitar posibles accidentes y/o incidentes a las personas.

10.2 MANIPILACIÓN

La manipulación de los equipos, armarios y elementos en otros, lo debe hacer personal calificado. Utilizando las herramientas, guantes, cuerdas, cadenas, aislaciones, etc. adecuadas para no producir un daño y/o deterioro en su manipulación.

10.3 ALMACENAJE

El almacenaje se debe hacer en lugares aptos y/o acondicionados para los diferentes equipos y elementos a almacenar. Resguardando siempre la seguridad, para no producir un daño y/o deterioro en los equipos y posibles accidentes y/o incidentes a las personas.

10.4 TRANSPORTE

El transporte siempre depende de la carga, esta puede ser con o sin embalaje. Se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Características físicas.
2. Coeficiente o factor de estiba.
3. Condiciones ambientales.
4. Materiales compatibles.
5. Medios de transporte, tiempo de viaje y riesgos que se pueden presentar.
6. Almacenaje intermedio y en destino.
7. Disposición legal, regulaciones y controles.

a) Carga con embalaje

La carga con embalaje es aquella que por sus características requiere de una seguridad extra, por lo tanto, para su protección se embala. Por ejemplo, conductores, equipos y armarios entre otros. Este embalaje debe ser el adecuado.

b) Carga sin embalaje

La carga sin embalaje es aquella que por sus características no requiere de una seguridad extra, por lo tanto, no se embala. Por ejemplo, tuberías y containers entre otros.

14. REFERENCIAS

- “Especificación Técnica Sistema De Control Y Protección”, junio 2016, SAESA N° de Documento STS-T-01-DOC-006.
- “Criterio de diseño de Sistemas de Control SSEE - Consideraciones Generales”, 2011, Doc. SAESA.
- “NUEVA DISPOSICION DE CONTROL Y COMUNICACIÓN SS/EE SAESA”, 2014, PPT. SAESA

15. ANEXO 1

15.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DEL SISTEMA DE CONTROL

Los equipos deberán corresponder a diseños y fabricación normalizados, con los cuales se hayan obtenido buenos resultados, según una lista de referencia de instalaciones de estos equipos.

Solamente se aceptarán equipos de fabricantes calificados por SAESA.

Los equipos deberán tener un alto grado de uniformidad en su diseño, tecnología y presentación. El diseño y la aplicación de los diferentes tipos y modelos deberá ser tal que permita el intercambio entre los elementos de un mismo tipo, hasta donde sea posible.

No se deberá producir operación errónea o alteración en el funcionamiento normal de los equipos debido a situaciones propias del servicio tales como:

- Variaciones climáticas, incluyendo entre ellas las descargas atmosféricas.
- Operación de equipos primarios de maniobra.
- Fallas en la propia alimentación o por conexión o desconexión de otras fuentes de alimentación.
- Retiro de dispositivos o de módulos individuales.
- Variaciones normales de los niveles de tensión de alimentación.

Todos los equipos que se instalen deberán estar identificados en forma clara e inequívoca. En los equipos enchufables, cada tarjeta o módulo deberá tener su identificación.

Los equipos con circuitos electrónicos deberán tener protección intrínseca contra interrupciones o cortocircuitos en los circuitos de control, contra interferencia electromagnética, contra variaciones de la tensión auxiliar de alimentación y la presencia de ondulaciones o armónicas. Si no se tiene protección intrínseca se deberán tomar las medidas necesarias para evitar el efecto de agentes perturbadores externos, tales como corrientes de falla, sobretensiones atmosféricas o de maniobras en los equipos primarios y de fuerza.

Los equipos y sistemas a suministrar deberán ser compatibles con el equipamiento futuro que se fabrique, de manera de asegurar las capacidades de crecimiento del sistema.

15.1.1 EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL LOCAL

El sistema de control local estará compuesto por los armarios de control indicados en la arquitectura de control y protección incluida en los documentos de especificación técnica. Estos armarios serán construidos de acuerdo al diseño aprobado por SAESA en la etapa de ingeniería de detalle y deberán contener equipos que cumplan las características técnicas que se indican a continuación:

a) *Unidades de control local*

Para el sistema de servicios auxiliares y cada uno de los paños que hacen parte de este suministro, se deberá proporcionar de un controlador independiente, que permita realizar las funciones de supervisión y control de los equipos de la subestación.

Las unidades de control estarán constituidas, en general, por los siguientes módulos:

- Controlador
- Interfaz de comunicación con el sistema de control centralizado
- Interfaces de entradas digitales de señalización y estado
- Interfaces de entradas analógicas
- Interfaces de entradas pulsos acumuladores de energía
- Interfaces de salida de pulsos o comandos
- Fuentes de alimentación
- Panel mímico.

Estos módulos estarán interconectados a través de buses, cuyas funciones serán transferir las señales entre los diferentes elementos y el controlador.

La falla de alguno de estos módulos no se deberá traducir en un comando no deseado y no deberá tener ningún efecto en el equipo primario que está siendo monitoreado y controlado.

La unidad de control será la encargada de realizar la captura de información desde el proceso, información a la que deberá asignar el tiempo de ocurrencia. La precisión del tiempo de los eventos será de 1 ms.

01 Controlador

La unidad de control estará basada en tecnología de microprocesadores y sistema operativo en tiempo real. Las unidades ejecutarán todas las funciones relacionadas al paño, tales como ejecución de comandos, enclavamientos, adquisición de datos, etc.

La lógica del controlador deberá ser del tipo programable.

El almacenamiento del programa de aplicación de cada controlador se realizará mediante EEPROM.

Las unidades deberán cumplir los requerimientos de interferencia electromagnética de acuerdo a la norma IEC 255.

02 Interfaz de comunicación con el sistema de control centralizado

Esta interfaz deberá contar con protocolos de comunicación normalizados ISO de tipo abiertos y su enlace con el sistema de control centralizado deberá ser, preferentemente, a través de fibra óptica.

03 Interfaces de entradas digitales de señalización y estado

En todos estos módulos deberán existir elementos que proporcionen una aislación galvánica entre el proceso y el sistema de control y entre sí mismas, además proporcionarán un adecuado filtraje de corrientes parásitas. Se preferirá el uso de elementos de estado sólido.

La función de estos módulos será la de supervisar los cambios de estado que ocurren en contactos secos ubicados en los diferentes puntos del proceso. Estos contactos indicarán condiciones de alarma, estados de equipos de maniobra, etc.

Sólo será necesaria la detección de cambios de estado cuya duración sea superior a 5 ms. Aquellos cambios cuya duración sea menor que el período indicado, podrán ser interpretados como ruido y éste será filtrado en el circuito de entrada del módulo.

04 Interfaces de entradas analógicas

La función de estos módulos es la de transformar, filtrar y multiplexar las señales análogas y luego codificar dichas señales en valores digitales compatibles con el sistema de procesamiento.

Los módulos de entradas analógicas deberán incluir, a lo menos, un (1) filtro pasa bajos y un limitador de sobretensión en la entrada del circuito.

En el caso que los circuitos de entrada trabajen por diferencia de tensión, las resistencias shunt, que transforman la corriente en dicha diferencia de tensión, no podrán introducir un error superior al 0,1%.

05 Interfaces de salida de pulsos o comandos

La función de estos módulos es entregar las señales de salida que correspondan a las órdenes de control desde el sistema.

Las señales de salida estarán dadas por el cierre de contactos, los cuales se conectarán directamente a equipo de maniobra. En caso que la capacidad de estos contactos sea insuficiente, se realizará a través de relés auxiliares suministrados por el Contratista.

La capacidad de los contactos de los relés de salida deberá ser la siguiente:

- 1A a 125 V c.c. resistivo.
- 5A a 220 V c.a./F.P.=0,8

El tiempo de permanencia del contacto cerrado deberá ser de 300 ms como mínimo.

06 Fuentes de alimentación

Los equipos de control local deberán disponer en su interior de dos (2) fuentes que permitan alimentar cada uno de sus circuitos. Las tensiones de alimentación de estos equipos serán de 125 Vcc + 10% - 15%, en corriente continua según corresponda.

07 Puntos de reserva

El Contratista deberá entregar cada módulo equipado y alambrado con un 15% de funciones de reserva (mandos, señalizaciones, telemedida, etc.) con el fin de satisfacer necesidades futuras sin requerir módulos adicionales.

08 Panel mímico

El panel mímico permitirá la operación local del paño.

Se dispondrá de un panel mímico en la pantalla del controlador de paño, donde se visualizarán y operarán todos los equipos de la bahía correspondiente y un mímico cableado, compuesto de selectores e indicadores de posición, para la supervisión y control del interruptor de cada paño.

09 Software

Todos los programas (software) necesarios para realizar la configuración y parametrización de los equipos de control. Para todos estos programas, ya sean desarrollados por el propio fabricante o por terceros, el Contratista deberá incluir las licencias corporativas o de multiusuarios. Asociado al suministro mencionado anteriormente, el Contratista deberá suministrar los servicios de ingeniería, diseño, de proyecto, de montaje, de pruebas en fábrica y en sitio, y de capacitación del sistema de control.

b) *Instrumentos indicadores*

Se deberán instalar instrumentos indicadores de medidas de temperatura y posición del tap del transformador de potencia en el armario de control de los transformadores preferiblemente digitales.

c) *Conversores de Medida*

En caso de requerirse, se deberán usar conversores de medida con salida en corriente continua, que variarán en el rango comprendido entre 4 y 20mA. Dicho rango será utilizado en todos los casos, ya sea mediciones normales, con cero central o con cero desplazados.

d) *Relés auxiliares instantáneos auto repuestos*

Los relés deberán ser del tipo enchufables. La bobina de operación deberá ser adecuada para energización permanente en una tensión de $125V_{cc} + 10\% - 15\%$, en corriente continua según corresponda. El consumo de la bobina de operación deberá ser lo más reducido posible, tanto en el momento de la energización misma como en los períodos de conexión permanente.

El tiempo máximo de atracción de los relés auxiliares instantáneos auto repuestos deberá ser de 40ms.

Los relés para multiplicación de contactos deberán tener seis (6) contactos eléctricamente independientes, sin punto común, y la capacidad de corriente, tensión y poder de ruptura deberán ser adecuadas al uso al que se destinen. La capacidad electromecánica no deberá ser inferior a 5.000.000 de operaciones en condiciones nominales de trabajo.

Los bornes de conexión deberán ser atornillados y estar claramente identificados.

El Contratista deberá utilizar relés auxiliares rápidos como multiplicadores de contactos en los circuitos de control donde se requiera gran rapidez de conexión. El tiempo máximo de atracción de los relés rápidos auto repuestos será de 6ms.

e) *Relés auxiliares instantáneos con reposición manual y eléctrica*

El Contratista deberá utilizar relés auxiliares instantáneos con reposición manual y eléctrica, como elementos de desconexión por operación de protecciones eléctricas de barra o transformadores de poder.

Deberán tener un tiempo de operación máximo de 20ms. Sus bobinas deberán ser adecuadas para conectarse en $125V_{cc} + 10\% - 15\%$, en corriente continua según corresponda.

Mientras no se repongan, deberán mantener la orden de desconexión sobre todos los equipos en que ejercen su acción y el bloqueo a la conexión de los mismos.

Deberán estar provistos de un indicador de operación que permita apreciar claramente cuando el relé está operado. Para la reposición eléctrica, éstos deberán tener una bobina de reposición.

f) *Relés de tiempo.*

Los relés de tiempo serán electrónicos y las características constructivas deberán ser similares a las indicadas para los relés auxiliares instantáneos auto repuestos. Deberán tener como mínimo dos (2) contactos NA y dos (2) contactos NC, sin punto común.

El dispositivo de ajuste de tiempo deberá ser fácilmente accesible. El error del ajuste de tiempo será menor que 10% a plena escala y las variaciones por tensión y temperatura serán menores que 0,2% por Volt y 0,06% por °C, respectivamente.

g) *Relés biestables.*

Se deberán emplear como auxiliares de los switches selectores o en procesos paso a paso, donde se requiera mantener con seguridad la posición de los contactos o como auxiliares a la posición de equipos primarios.

Deberán estar equipados con dos (2) bobinas de operación que actúen en oposición.

Al energizarse una bobina, ésta deberá provocar el cambio de posición de todos los contactos del relé y cortar la corriente de operación de sí misma; los contactos deberán permanecer mecánicamente seguros en la posición adoptada y sólo podrán cambiarla al energizarse la otra bobina, que actúa en forma totalmente similar.

Los relés deberán ser de tipo enchufables y tener a lo menos en una posición estable siete (7) contactos NA y siete (7) contactos NC.

Las bobinas deberán ser adecuadas para conectarse a $125V_{cc} + 10\% - 15\%$, en corriente continua según corresponda

h) *Contactores.*

El Contratista deberá utilizar contactores para conectar o desconectar consumos cuyos rangos de corrientes nominales estén por sobre las posibilidades de utilización de los relés auxiliares.

La capacidad electromecánica de los contactos no deberá ser inferior a 3.000.000 de operaciones cierre-apertura al valor nominal de corriente, en categoría AC3. La capacidad de ruptura mínima deberá ser de diez (10) veces la corriente nominal permanente.

La bobina de operación podrá ser para corriente alterna o para corriente continua, dependiente del uso a que se destine. Su consumo deberá ser lo más bajo posible.

Los contactores deberán tener por lo menos dos (2) contactos auxiliares NA y dos (2) NC, de características similares a las de los contactos de los relés auxiliares.

i) *Botones de control.*

Los botones de control deberán ser de construcción compacta y provistos de terminales atornillados. Deberán tener contactos eléctricamente independientes, plateados y de una capacidad de ruptura suficiente para el uso a que se destinen. Los contactos deberán estar protegidos contra polvo y vibraciones normales en armarios de control.

La capacidad de accionamiento electromecánico no deberá ser inferior a 100.000 operaciones.

j) *Luces piloto*

El tamaño de las luces piloto deberá guardar estricta proporción con las dimensiones del resto de los equipos de control. Deberán estar provistas de portalámparas con terminales atornillados. Los casquetes deberán ser de colores diferentes, de acuerdo con las funciones de indicación que desempeñen en cada caso y serán además intercambiables. Las lámparas deberán ser tipo LED y se deberán poder remover con facilidad sin necesidad de desmontar el portalámparas.

k) *Terminales de prueba*

Los terminales de prueba deberán ser de construcción compacta, sus puntos de conexión atornillados y claramente identificados.

Los terminales de prueba deberán ser definidos a conformidad de SAESA.

El Contratista deberá suministrar todos los accesorios que se requieran para efectuar las mediciones con los terminales de prueba, tales como enchufes (plugs) múltiples o simples y conductores flexibles de prueba.

l) *Interruptores automáticos termo magnéticos*

Los elementos de desenganche térmico y magnético, incluidos en los interruptores, deberán proteger cada uno de los circuitos y permitir la operación selectiva de cada uno de ellos. Cada interruptor deberá tener la capacidad de ruptura adecuada para el nivel máximo de cortocircuito presente en el punto de su conexión.

Los bornes de conexión deberán ser atornillados y estar claramente identificados.

No deberán contener elementos de desenganche por baja tensión ni fusibles limitadores serie.

Cada interruptor deberá tener como mínimo dos contactos auxiliares, uno tipo OF y otro tipo SD

m) *Medidores de energía*

El Contratista deberá determinar las características particulares del equipo de medida, de acuerdo con las razones de transformación de los respectivos transformadores de medida.

Los medidores de energía activa deberán ser medidores multifuncionales, similares al modelo ION7650 trifásico marca Power Measurement, de tres elementos, para 50 Hz, para registrar energías activas y reactivas en ambos sentidos, programable, equipado con memoria de masa, bobinas de tensión para 69 Vca.

Cada equipo suministrado deberá contar con puertas de comunicación para lectura remota a través de Ethernet, puerto de entrada Irg-B, Sonda de lectura, etc.

Además, el circuito de medida debe disponer de un block de pruebas para corrientes y voltajes del tipo Alstom MMLG01

15.1.2 EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL LOCAL CENTRALIZADO

El equipamiento para el control centralizado en una subestación, deberá cumplir las funciones establecidas en las siguientes estipulaciones.

a) *Requisitos generales*

Sin perjuicio del cumplimiento de las Características Técnicas Garantizadas por parte del Contratista, se indican a continuación aspectos generales del diseño y fabricación de los equipos del control local centralizado.

Estos equipos deberán diseñarse y fabricarse de acuerdo con tecnologías probadas con éxito y según normas difundidas internacionalmente.

En particular, tanto el diseño como la fabricación, deberán cumplir aspectos relativos a la funcionalidad, materiales y otros, como los siguientes:

- Todas las partes del sistema deberán ser fácilmente reemplazables.
- Los alambrados internos en los armarios deberán realizarse de modo que permitan modificaciones y expansiones con facilidad.
- Los relés y las tarjetas de circuito impreso serán enchufables.
- Los componentes electrónicos deberán montarse en tarjetas de circuito impreso formando módulos enchufables.
- Cuando existan terminales de prueba y medición, éstos deberán ser de fácil acceso y estar bien identificados.
- Los materiales deberán ser de alta calidad industrial con resistencia al envejecimiento, calor, humedad y soportar las condiciones de operación sin modificación de sus características físicas.
- Los semiconductores y circuitos integrados deberán tener una temperatura de servicio desde 0 a 70°C.

- Los diagramas de conexión a tierra de los diferentes equipos y el criterio general utilizado para la conexión a tierra de equipos y circuitos de alimentación serán entregados por el Contratista.
- Los armarios que posean equipos que disipen calor deberán disponer de sistemas de ventilación y filtros.
- La disposición de equipos dentro de los armarios deberá considerar las disipaciones de cada uno de ellos, cuidando, también, su aislación respecto de las estructuras de los armarios o de otros equipos o circuitos.
- Los circuitos de potencia deberán mantenerse separados de los circuitos electrónicos con el objeto de minimizar interferencias.
- Todos los equipos deberán tener alimentación en 125 V c.c. +15 -15%.

b) Documentación técnica del control centralizado

La documentación técnica suministrada con el sistema, incluyendo planos de disposición de equipos, diagramas de bloques, diagramas unilineales, planos de interconexión e instrucciones especiales, deberá cumplir, en lo que corresponda, con lo establecido las especificaciones técnicas de este contrato.

Se requiere que el material empleado en la documentación sea de excelente calidad, así como también la presentación de la documentación. Este control de calidad es de responsabilidad exclusiva del Contratista.

Toda modificación de documentos después de la firma del Contrato, que el Contratista considere necesaria, deberá ser sometida inmediatamente a la consideración de SAESA.

La documentación preparada especialmente para este proyecto deberá entregarse en idioma español. Sin embargo, la documentación de equipos estándar podrá ser entregada en inglés, si no existe versión en español.

c) Documento "diseño de software"

El Contratista deberá incluir en el documento "diseño de software", una lista de todo el software que se utilizará para cumplir con las funciones especificadas.

En especial, este documento deberá incluir una descripción detallada de todos los programas que se desarrollarán o modificarán para satisfacer funciones que no puedan obtenerse con el software estándar.

d) *Manuales de los equipos*

El Contratista deberá entregar manuales de los equipos orientados al hardware del sistema.

La documentación relativa a cada equipo deberá ser actualizada y corresponderá a la versión de los equipos y tarjetas incluidas en el suministro.

Para cada equipo suministrado se requiere la documentación original que incluya detalles físicos de desmontaje y substitución de partes, así como detalles descriptivos de operación de cada módulo que complementen los diagramas lógicos y de alambrados de interconexión interna y entre módulos.

SAESA revisará esta documentación a lo largo del desarrollo del proyecto, incluyendo en el período de garantía.

e) *Manual del operador*

Este es un documento que será utilizado por los operadores para su capacitación y aprovechamiento integral de las capacidades que ofrece el sistema.

Se requiere que el Contratista prepare este manual para cada uno de los sistemas que suministre, incluyendo exclusivamente aquellas características propias del sistema suministrado. No se aceptarán manuales típicos.

Este documento incluirá en detalle todos los procedimientos que deberán seguirse para utilizar los recursos del sistema.

Su organización y contenido deberá ser sometido a la consideración de SAESA antes de su edición final.

El manual del operador deberá ser obligatoriamente preparado en español, con todos los términos técnicos traducidos adecuadamente.

f) *Listado de documentación del sistema*

Se requiere que el Contratista entregue una lista de la documentación del sistema.

15.1.3 EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL REMOTO

El equipamiento del sistema de control remoto comprende todos los elementos necesarios para controlar y supervisar la totalidad de la instalación desde la sala de control que SAESA designe a tal efecto y/o para su conexión con el sistema de control nuevo o existente de SAESA.

Todos los equipos, accesorios y repuestos del sistema de control remoto deberán cumplir con los requisitos aplicables al equipo electrónico especificado para el control centralizado.

Se describen, a continuación, los requerimientos particulares que deberán cumplir los equipos del sistema de control remoto.

a) Controladores de subestación o Gateway

Se deberán suministrar dos equipos controladores de subestación o Gateway en configuración redundante, conectados al bus de datos de la red local de control, también redundante.

Los controladores de subestación deberán ser de fabricantes con reconocida experiencia en el área y deberán contar con el dimensionamiento suficiente para la integración de todos los IEDs de control y protección que hacen parte de este suministro. Los Gateway deberán contar como mínimo con las siguientes características:

- 01 Puerto de sincronización de tiempo por IRIG-B
- 02 Facilidades para la configuración de lógicas
- 03 Como mínimo protocolos IEC61850, DNP3.0 esclavo.

b) Red de datos

Se deberán suministrar switches de red de acuerdo a lo indicado en el diagrama de arquitectura adjunto a este documento y a lo requerido en las características técnicas garantizadas del sistema. Estos equipos deberán ser robustos y diseñados para ambientes de subestación.

c) Reloj GPS

El reloj GPS a suministrar deberá soportar los protocolos IRIG-B, SNTP e IEEE1588 y se deberán incluir todos los accesorios necesarios para su correcta instalación y conexión al sistema de control centralizado.

d) Pantalla

El sistema incluirá una pantalla tipo touch screen de al menos 12", la cual deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Calidad óptima en aspectos tales como convergencia y linealidad.
- La radiación debe cumplir las normas existentes al respecto en el país de origen.

- Inmunidad a radio interferencias. No se aceptarán pantallas que acusen distorsiones, vibración de imagen, "nieve", etc., frente a radio interferencias normales de la central.
- Deberá poder utilizarse el alfabeto español, con todas sus letras.
- Existirán facilidades para edición de texto y generación de despliegues.
- Deberá ser posible posicionar el cursor a través de comandos básicos de direccionamiento por teclado y por software.
- Deberán poseer la capacidad de representación de caracteres con media intensidad.

e) Interconexión con el Centro de Operación de SAESA

Se deberá considerar la conexión al centro de operación de SAESA de TODOS los IEDs que hacen parte de este suministro, desde donde se supervisará y operará esta instalación junto con otras en forma centralizada.

Esta interconexión se realizará a través del controlador de subestación o Gateway indicado anteriormente, donde el protocolo para la conexión con el centro de control remoto será DNP3.0. El Contratista deberá entregar la documentación de detalle de dicho protocolo.

f) Inspección de los equipos. Alambrado y rotulado

Esta inspección estará destinada a comprobar que los equipos han sido fabricados sin defectos aparentes, dentro de reglas estéticas aceptables, con las dimensiones u otros atributos externos acordados y de acuerdo con las características particulares que se hayan exigido en estas especificaciones.

Se verificarán, también, los alambrados e identificación de equipos, cables, etc.

g) Revisión de la documentación

Se realizará una inspección de la documentación del equipamiento, incluyendo configuración y planos de interconexión, esquemas eléctricos, manuales descriptivos, de mantenimiento, de diagnósticos, etc.

Se verificará la existencia de los protocolos de pruebas a nivel de cada equipo, que hayan sido realizados por los fabricantes respectivos.

16. ANEXO 2

16.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN

16.1.1 CONDICIONES AMBIENTALES AL INTERIOR

Los equipos de control y protección deberán diseñarse para instalación interior en sala eléctrica con una temperatura interior promedio de 20°C a 25°C, operación continua y a plena carga.

En caso de ser necesario el sistema deberá estar internamente protegido contra interferencia de radio frecuencia, interferencia electromagnética y descargas electrostáticas.

16.1.2 CONDICIONES CLIMÁTICAS AL EXTERIOR

S/E.....

- T° Máxima de verano : 40°C
- T° Media : 18°C
- T° Mínima de invierno : -10°C
- Humedad relativa promedio : 60% a 80%
- Elevación sobre el nivel del mar: 300 a 1000 m.s.n.m
- Condiciones Sísmicas : ETG-1020 de Endesa y/o ETG-A.0.20/21 de Transelec

16.1.3 SISTEMA ELÉCTRICO

Distribución Baja Tensión

Fuerza

- Voltaje Nominal : 380 V \pm 10%
- Fases : 3
- Frecuencia : 50 Hz

- Cortocircuito mínimo : 16 kA

SS/AA y Alumbrado

- Voltaje Nominal : 380/220 V \pm 10 %
- Fases : 3
- Frecuencia : 50 Hz
- Neutro : Sistema aterrizado
- Cortocircuito mínimo : 16kA

Control Corriente Continua

- Voltaje Nominal : 125 Vcc - Sistema aislado
- Cortocircuito mínimo : 16kA

17. ANEXO 3

17.1 ARQUITECTURA Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN SSEE

La necesidad de la industria eléctrica de poder comunicar equipos de diferentes fabricantes entre ellos, detona la entrada en vigencia de la estandarización de protocolos de comunicación usados en las SSEE.

Antes de establecer algún estándar cada fabricante proporcionaba sus propios protocolos de comunicación los que son únicos para cada equipo que poseen distintos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).

Por lo tanto, los estándares establecen protocolos de comunicación únicos, que posibilitan intercambiar información entre diferentes dispositivos y así realizar sus tareas. Por otra parte, permite la asignación libre de lógicas de funciones pudiendo estas estar integradas a un IEDs o distribuidas en varios IEDs.

Actualmente, los protocolos estándar de comunicación más usados en las SS/EE son (1) IEC 61850 y (2) DNP3. Y el protocolo utilizado entre el CEN y los coordinadores ("SS/EE") es ICCP.

a) *Estándar de comunicación IEC 61850*

IEC 61850 es el estándar internacional para la comunicación en subestaciones eléctricas y es hoy en día el medio de integración más importante de todos los equipos de protección, control, SCADA, interbloqueo e indagación dentro de una subestación.

IEC 61850 aprovecha la experiencia adquirida, así como las definiciones establecidas en UCA2 que es la especificación para comunicaciones creada por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI, por sus siglas en inglés).

La adopción de este nuevo estándar está abierta a todos los fabricantes y empresas de energía, promoviendo su crecimiento como una solución común a nivel mundial.

En ese sentido el estándar IEC 61850 es "interoperable" y se trata de un protocolo de automatización emanado totalmente de las necesidades conjuntas de las empresas de energía.

Beneficios que entrega IEC 61850 a nivel de SSEE:

- Intercambio de datos de alta velocidad: Enlaces de Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto o los fieldbus. Las estaciones maestras pueden realizar control supervisorio con una demora insignificante.
- Conexión de Uno a Uno (peer to peer): Todos los dispositivos digitales dentro de la subestación se pueden comunicar uno con otro sin mayor cableado de los equipos de bahía; la relación de “maestro-esclavo” ha quedado en la historia. La sola reducción del cableado de cobre interno generará grandes reducciones en los costos fijos de la ingeniería de los esquemas. La comunicación directa de igual a igual puede filtrar comandos de salida que no necesariamente tienen que pasar a un sistema de control, reduciendo con esto sobrecostos del proceso.
- Equipo de bahía estándar: Se lograrán reducciones económicas como resultado de diseños y esquemas de protección estándar. La adaptación exacta del esquema para adecuarse a la aplicación se logra con el software utilizando lógicas GOOSE/GSSE.
- Interoperabilidad real: Todos los proveedores, instaladores y usuarios tienen acceso al mismo vocabulario y características físicas comunes del nuevo estándar. Los equipos de distintos fabricantes se pueden mezclar y acoplar facilitando así la integración y puesta en servicio. Ya no existe el riesgo de ser dependiente o estar obligado a usar el protocolo propietario de un solo proveedor.
- Uniformidad: Un solo protocolo es todo lo que se necesita en la subestación- Se evitan costosos gateways y enlaces improvisados. Los mensajes y comandos de control están intercalados en una sola red. Se pueden integrar múltiples estaciones maestras “clientes” permitiendo que todos los operadores e ingenieros autorizados puedan interrogar y controlar los IEDs de la subestación.

Ventajas del protocolo IEC 61850:

- Define un protocolo para toda la subestación.
- La arquitectura está abierta a pruebas futuras y facilita futuras extensiones, por lo tanto, esta salvaguardada de inversiones.
- Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.
- Es un estándar mundial, es la única solución para interoperabilidad.

- Define los requisitos de calidad (la fiabilidad, la disponibilidad de sistema, la integridad de datos, la seguridad (el valor), etc.), condiciones ambientales, y los servicios auxiliares del sistema.
- Especifica los procesos de la ingeniería y sus herramientas, el ciclo de vida de sistema y las exigencias de garantía de calidad y el mantenimiento para el sistema de automatización de subestación.
- La flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema (la tecnología escalable).
- Emplea Ethernet y componentes de comunicación
- Facilita una infraestructura de comunicación común, desde el centro de control a los IEDs.

b) Estructura del estándar IEC 61850

El estándar internacional IEC 61850 lleva como título: “Redes de comunicación y sistemas en las subestaciones”. Está formada por un conjunto de documentos que se estructuran de la siguiente forma:

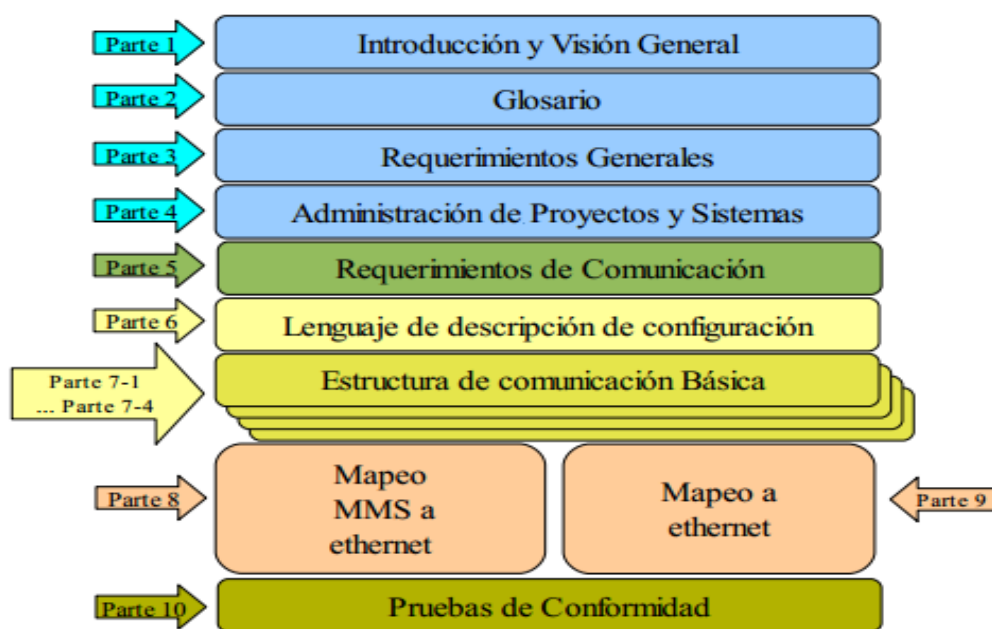


Figura A.3.1 “Estructura estándar IEC61850”

Parte 1. Donde están los principios generales.

Parte 2. Los requerimientos.

Parte 6. Capítulo SDL. (lenguaje descriptivo de configuración)

Parte 7.

7.1 Estructura

7.2 Servicios de comunicación (ACSI)

7.3 Tipos de datos comunes (CDC)

7.4 Definición de los LNs (Nodos Lógicos)

Parte 8. Mapeo sobre MMS, GOOSE y GSSE (Estos dos últimos no están dentro del alcance del proyecto)

Parte 9. Comunicación de datos.

Parte 10. Testing

c) *Arquitectura estándar IEC 61850*

Podríamos decir que la arquitectura se divide en tres grandes grupos:

- Nivel de Estación: Es donde ocupamos al operador, donde está el HMI (Human Maching Interface) y el Gateway. La red Ethernet que se utiliza aquí es llamada "BUS de Estación".
- Nivel de Bahía: Aquí es donde funcionan los IEDs. La red Ethernet que se utiliza aquí es llamada BUS de Bahía
- Nivel de Proceso: En SAESA estos buses se crean en una red estrella.

Un ejemplo de los buses se puede ver en la siguiente Figura:

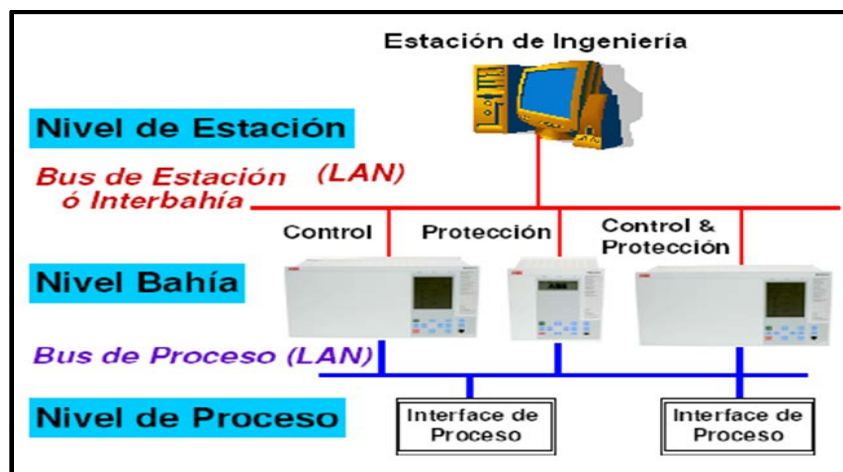


Figura A.3.2 "Buses IEC61850"

Nota: Si bien en el dibujo el BUS de Estación y el BUS de Proceso aparecen como buses independientes, físicamente están sobre la misma fibra.

a) *Modelo de datos y servicios*

- Modelo Abstracto de Datos y funciones. Para tener interoperabilidad se necesitan modelar los objetos reales. Para esto se utilizan objetos definidos en la norma UCA (The Utilities Communications Architecture). Para esto se utiliza el modelo GOMSFE (Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment) En IEC-61850-5 se define en forma genérica, los equipos y los requerimientos de comunicación.

En IEC-61850-7-4 y 7-3 se definen los modelos de información.

En IEC-61850-7-2 se definen los servicios y funciones para intercambiar información.

- Modelo de Datos. El modelo de datos proporciona una descripción del mundo real.

Un LN (Nodo Lógico) es la representación abstracta de una funcionalidad necesaria para la automatización de una subestación. Esta funcionalidad no puede ser descompuesta en elementos más básicos.

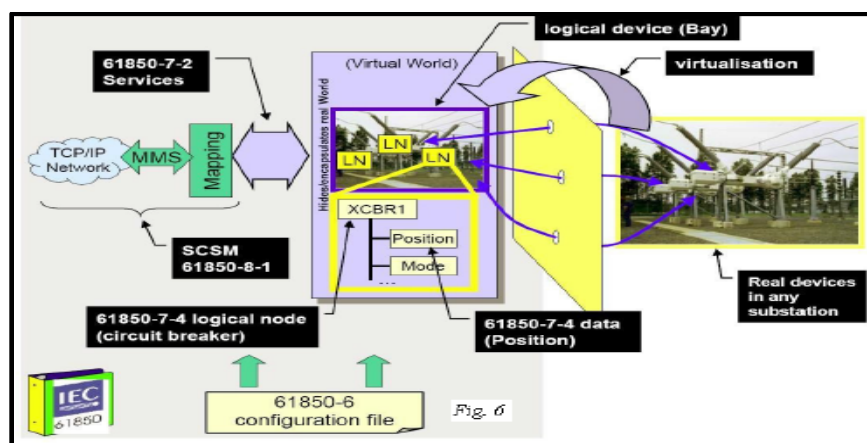


Figura A.3.3 "Modelo IEC61850"

En la Figura podemos ver las normas que se utilizan para modelar los objetos. En particular nos vamos a concentrar en los Nodos Lógicos (LN) que son quienes definen los objetos de la subestación para su consulta o actualización.

Los LNs actualmente son 13 y están agrupados:

- Grupo L: LNs del sistema
- Grupo P: Protección
- Grupo R: Relacionado con protección
- Grupo C: Control
- Grupo G: Genéricos
- Grupo I: Interfaz y archivo.
- Grupo A: Control Automático
- Grupo M: Medidas
- Grupo S: Sensores y monitorización
- Grupo X: Switchgear
- Grupo T: Transformador de medida
- Grupo Y: Transformadores de potencia
- Grupo Z: Otros equipos del sistema eléctrico.

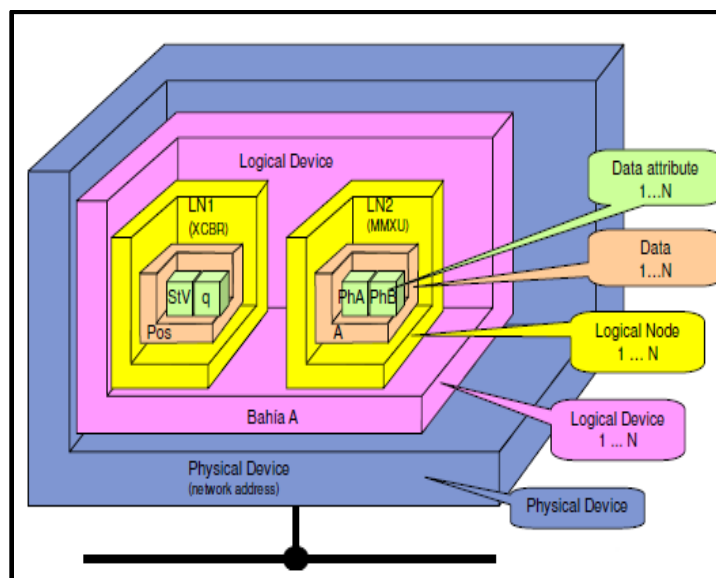


Figura A.3.4 "Representación Dispositivos y Nodos lógicos"

En la figura anterior se puede observar una representación gráfica de los dispositivos lógicos y nodos lógicos.

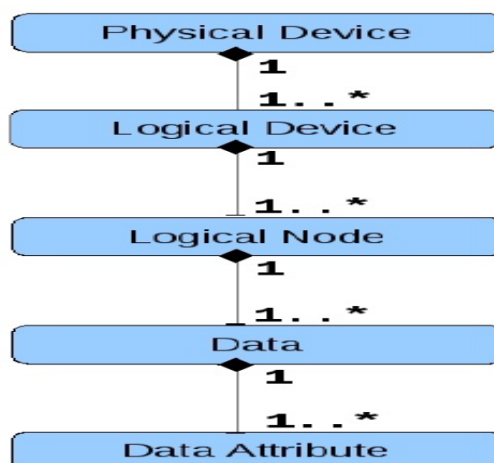


Figura A.3.5 "Representación Dispositivos y Nodos lógicos"

En la figura se puede observar una representación gráfica de cardinalidad de los dispositivos lógicos y nodos lógicos.

- Dispositivo Físico: Es quien se conecta físicamente con la red IP puede contener uno o varios dispositivos lógicos y puede trabajar tanto como servidor, proxy o concentrador.

- Dispositivos Lógicos: Está compuesto por un conjunto de nodos lógicos y servicios que están relacionados. Se asocian directamente con un dispositivo real. Por ejemplo, un interruptor, un seccionador, o una protección, etc. O sea, a partir de este objeto es que se puede modelar cualquier equipo de la subestación.
- Nodos Lógicos: Es un conjunto de datos y servicios que se relacionan con una función específica de la subestación. La norma define los LNs para las distintas funciones de control, protección, medición, etc. O sea, lo que se define es la interface externa. La norma lo que no define es el funcionamiento interno de los LN.
- Data y Data Attributes: Un LN contiene un conjunto de datos estandarizados. Estos datos tienen un nombre y una función específica y normalizada (Pos, Healt, etc.). Estos datos se derivan de un conjunto de clases que también están normalizadas.

Toda la información y funciones en la subestación están estructuradas en estas unidades atómicas que son los Nodos Lógicos sobre lo que estamos desarrollando. Cada LN provee una lista bien organizada de información (Dada por la norma). Estos nodos se vinculan entre sí a través de funciones de comunicación. La norma define 88 nodos lógicos que modelan las funciones.

Ejemplo de un LN Transformador de intensidad.

Pertenece al grupo T: Transformador de medida.

LN: TCTR- Transformador de Intensidad.

CDC: SAV – Muestras instantáneas de valores medios.

Composite DC: Se define factor de escala y offset.

Base DC: Tipo de dato.

e) *Estándar de comunicación DNP3*

DNP3 utiliza términos como estación de salida que son los ordenadores remotos y maestro el cual es utilizado para centros de control, proporcionándole las reglas a estos equipos, una de las características es que DNP3 no es un protocolo propietario lo que proporciona una comunicación entre distintos dispositivos de diferentes fábricas y existirá comunicación entre ellos

Estaciones de salida toman datos para posteriormente transmitirla al maestro algunos de estos datos pueden ser: datos de entrada binario con estos se monitorean dispositivos de dos estados (alarmas, interruptores, etc.), también se tienen los datos de entrada analógica estos transmiten valores de ingeniería tales como voltaje, corrientes, potencia, nivel entre otros además puede contar los datos

de entrada los cuales pueden informar su energía en kilovoltios u otra unidad de medida. Y finalmente los archivos que contiene la configuración de datos.

Las estaciones maestras proporcionan comandos de control para cierre o disparo de un interruptor de un circuito.

Este protocolo optimiza la transmisión de información adquisición de datos y comandos de control de una computadora a otra y está orientado para aplicaciones SCADA.

La organización de la información de las estaciones maestro y estaciones de salida es a través de Bases de datos conceptualmente, estos datos se almacenan como matrices con valores de entrada binaria que representan dispositivos booleanos físicos o lógicos.

f) *Arquitectura estándar DNP3*

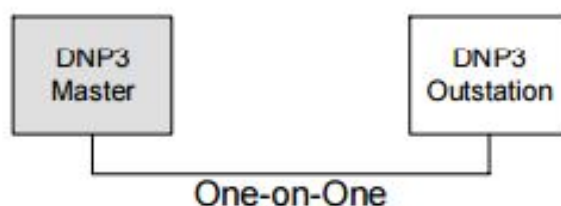


Figura A.3.6 "Modelo uno a uno DNP3"

Sistema uno a uno con una estación maestra y una estación externa, con conexión física de línea telefónica dedicada o de acceso telefónico.

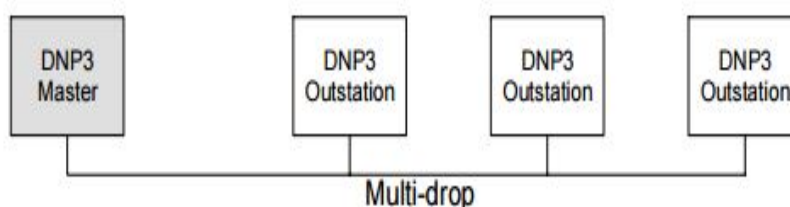


Figura A.3.7 "Modelo multi-drop DNP3"

Sistema de Multy drop una estación maestra se comunica con muchos dispositivos externos la comunicación en este caso es entre maestro y estación de salida a la vez, de manera que el maestro solicita datos a cada estación de manera continua, el medio de comunicación físico puede ser una línea telefónica, cable de fibra óptica o radio en este caso cada estación escucha el mensaje enviado por el maestro, pero solo le permite responder a el que se le envió el mensaje, cabe destacar que las

estaciones de salida no pueden escucharse entre ellas. (Existe la posibilidad de hacer esta comunicación peer to peer).

Se muestra un sistema de tipo jerárquico en el centro se observa que para el maestro de la izquierda posee una estación de salida y para el maestro del centro posee una estación de salida a la derecha, el dispositivo del centro se le conoce como submaster.

Se muestra un concentrador de datos y los convertidores de protocolos, en si este dispositivo puede concentrar variados datos de las estaciones externas en este caso de la estación de la derecha y guardar sus datos en su base de datos, la cual es recuperada por la estación maestra de la izquierda. Este diseño se ve a menudo en subestaciones donde el concentrador de datos recopila información de dispositivos inteligentes locales para su transmisión a la estación maestra.

g) *Metodología de transporte de la Información en estándar DNP3*

En relación al modelo OSI y sus siete capas, DNP3 interactúa con 3 capas las cuales son:

- Capa de enlace: Esta es encargada de hacer el enlace físico sea fiable, para ello proporciona detección de errores y detección de frame (fotograma) duplicados. Esta capa envía y recibe paquetes denominados frame y se puede enviar más tramas con el fin de transportar toda la información de un dispositivo a otro.

La trama posee un header (encabezado) y una sección de datos. El header especifica el tamaño de la trama además de la información de control de enlace de datos e identifica direcciones de origen y destino. Por otra parte, la sección de datos contiene los datos transmitidos de las capas anteriores.

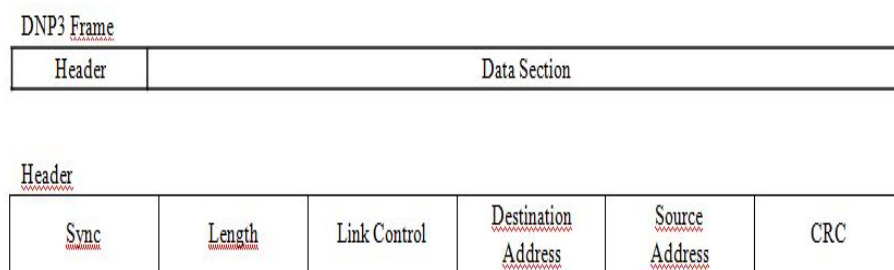


Figura A.3.8 "Modelo transporte DNP3"

- Cada frame comienza con 2 bytes de sincronización (Sync) estos le indican al receptor identificar donde empieza y termina el frame.

- El largo (Length) especifica el resto de octetos de la trama no incluye el CRC (comprobación de redundancia cíclica)
 - Control de enlace (Link control) este octeto es utilizado para que las capas de enlace (envío y recepción) se coordinen.
 - Dirección de destino (Destination adrees) determina que dispositivo procesa los datos.
 - Dirección de origen (source adrees) determina quien origino el mensaje.
 - CRC, por cada 16 octetos de datos existen dos octetos de CRC lo que proporciona seguridad de que los errores comunicación serán detectados
- Capa de transporte. Esta capa a través de un octeto divide los mensajes de la capa de aplicación en paquetes más pequeños de tal forma que la capa enlace pueda transmitirlos y reensamblarlos en el destino, esto se debe a que las tramas en la capa aplicación son más largos. En DPN3 la capa de transporte se incorpora en la capa de aplicación. Por lo tanto, dado que la capa de enlace puede manejar sólo 250 octetos de datos, y uno de ellos se utiliza para la función de transporte, cada marco de capa de enlace puede contener hasta 249 octetos de capa de aplicación.
- Capa aplicación. Los mensajes de esta capa se dividen en fragmentos su tamaño es determinado por el buffer del dispositivo receptor, su rango oscila entre 2048 a 4096 bytes. Esta capa trabaja con las capas de transporte y enlace para permitir la comunicación fiable.