

**TENDENCIAS EN ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES Y DISPOSITIVOS
ELECTRÓNICOS IEDS UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE
SUBESTACIONES – REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.**

ALEXANDER CALIXTO TORRES

YOHANN PAUL ARISMENDY MORENO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017**

**TENDENCIAS EN ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES Y DISPOSITIVOS
ELECTRÓNICOS IEDS UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE
SUBESTACIONES – REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.**

**Alexander Calixto Torres
Yohann Paul Arismendy Moreno**

Monografía presentada como requisito parcial para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

**Director:
PhD. Javier Enrique Solano Martínez**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017**

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	12
1. GENERALIDADES	14
1.1. DEFINICIONES	14
1.2 MARCO REGULATORIO.....	16
2. ARQUITECTURA GENERAL, CLASIFICACION Y FUNCIONES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.....	25
2.1. ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL.....	25
2.2. TIPOS DE SISTEMA DE CONTROL PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES	27
2.3. NIVELES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.....	30
2.4. TOPOLOGÍA DE COMUNICACIONES.....	32
2.4.1 Configuración Cascada.....	33
2.4.2. Configuración Estrella.....	34
2.4.3. Configuración en anillo.....	35
2.4.4 Configuración varios anillos	36
2.4.5 Configuración anillo-estrella combinado	37
2.5 PRINCIPALES FUNCIONES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN EL SAS	38
2.5.1 Función de protección.....	39
2.5.2 Función señalización	40
2.5.3 Función de control	40
2.5.4 Función de alarma	40
2.5.5 Función de servicios auxiliares	40
2.5.6 Función de comunicación	40
2.5.7 Función de medición.....	41
2.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMA DE CONTROL.....	44

3. TENDENCIAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED'S) Y ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES EN AUTOMATIZACION INDUSTRIAL.....	46
3.1. EVOLUCIÓN DE LAS COMUNICACIONES PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS	46
3.2 ESTANDAR IEC 61850.....	47
3.2.1 Alcance.	49
3.2.2 Objeto	49
3.2.3 Arquitectura de comunicaciones	50
3.2.5 Bus de proceso y bus de estación en SAS.	53
3.2.6 Definición de IED's, dispositivo lógico, nodo lógico, objeto de datos y atributo de datos.	57
3.2.7 Modelo de información.....	58
3.2.8 Clasificación de funciones requeridas para la automatización de sistemas de potencia enfoque IEC 61850	60
3.2.9 Parámetros de automatización	62
3.3 EJEMPLO BÁSICO DE APLICACIÓN SEGÚN ENFOQUE DEL ESTÁNDAR IEC 61850.....	64
4. SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ADQUISICION)	67
4.1 TRANSDUCTORES.....	67
4.2. ORDENADOR CENTRAL O MTU (<i>MASTER TERMINAL UNIT</i>).....	67
4.3 ORDENADORES REMOTOS O RTU (<i>REMOTE TERMINAL UNIT</i>).....	68
4.4 SISTEMA DE COMUNICACIONES	68
4.5 INSTRUMENTO DE CAMPO.....	68
4.6 CONTROLADORES DE BAHÍA.....	68
4.7 CONTROLADORES DE SERVICIOS AUXILIARES.....	69
4.8 SWITCHES O CONCENTRADORES DE DATOS.....	69
CONCLUSIONES	70
CITAS BIBLIOGRAFICAS.....	72
BIBLIOGRAFIA.....	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los niveles de tensión	15
Tabla 2. Alcance de la normativa para la prestación de servicio de energía eléctrica en Colombia.	17
Tabla 3. Estructura jerárquica típica de un sistema de control SAS	32
Tabla 4. Clasificación de puntos de medición.....	43
Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida ..	43

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama funcional para automatización de subestaciones eléctricas. .	28
Figura 2. Diagrama sistema de control centralizado	29
Figura 3. Diagrama sistema de control distribuido	30
Figura 4. Arquitectura típica para la automatización de subestaciones eléctricas.	32
Figura 5. Diagrama configuración cascada.....	34
Figura 6. Diagrama configuración estrella.....	35
Figura 7. Diagrama configuración en anillo.....	36
Figura 8. Diagrama configuración varios anillos.....	37
Figura 9. Diagrama configuración anillo-estrella combinada.....	38
Figura 10. Diagrama alcance del estándar IEC 61850.....	49
Figura 11. Arquitectura para la automatización de subestaciones eléctricas enfoque estándar IEC.....	52
Figura 12. Diagrama evolución del sistema secundario para la automatización de subestaciones	54
Figura 13. Diagrama ejemplo bus de estación y proceso	55
Figura 14. Diagrama ejemplo bus de proceso topología punto a punto	56
Figura 15. Diagrama ejemplo bus de proceso topología punto a multipunto	56
Figura 16. Diagrama estructura IED enfoque estándar IEC 61850.....	58
Figura 17. Diagrama de conexión entre nodos lógicos y conformación de funciones	60
Figura 18. Diagrama estructuras de parámetros para automatización de subestación y utilización de IED's	63
Figura 19. Diagrama ejemplo de aplicación para la regulación de tensión en una subestación según utilizando estándar IEC 61850	65
Figura 20. Diagrama interconexión entre dispositivos lógicos e implementación de función regulación de voltaje enfoque estándar IEC 61850.....	65

RESUMEN

TÍTULO: TENDENCIAS EN ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES Y DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS IED'S UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES – REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.*

AUTORES: Alexander Calixto Torres
Yohann Paul Arismendy Moreno**

PALABRAS CLAVE: Automatización de subestaciones, Estándar IEC 61850, Dispositivos electrónico inteligente (IED), arquitectura de comunicaciones.

DESCRIPCIÓN:

En la presente monografía se identifican y documentan las tendencias de las arquitecturas de comunicaciones y dispositivos inteligentes para la implementación de sistemas de automatización de subestaciones eléctricas.

El sistema de potencia en la actualidad debe afrontar nuevos retos para el suministro de energía eléctrica en forma continua debido al incremento de nuevas cargas con características especiales que hacen que la calidad de la potencia eléctrica suministrada se degrade. El primer objetivo del presente trabajo es identificar los requisitos mínimos establecidos en la regulación Colombiana para la automatización, supervisión, protección, control y medición de variables en subestaciones eléctricas. En el capítulo 1 se documenta los criterios técnicos más relevantes exigidos por La regulación colombiana enfocados a corregir y minimizar las deficiencias de la calidad de la potencia eléctrica en los sistemas de distribución.

El segundo objetivo fue describir de forma general la arquitectura de comunicaciones para subestaciones eléctricas. En el capítulo 2 y 3 se realizó una descripción general de la evolución de la arquitectura de comunicaciones para la automatización de subestaciones, clasificación de los sistemas de control y topologías de comunicaciones utilizadas para la intercomunicación de dispositivos dentro de las subestaciones eléctricas.

El tercer y último objetivo fue identificar la tendencia de los estándares Internacionales y normas vigentes de los dispositivos electrónicos inteligentes. La incorporación de nuevas tecnologías en dispositivos inteligentes para la automatización de subestaciones eléctricas permite afrontar los retos actuales para suministrar energía eléctrica cumpliendo con los criterios exigidos por la regulación Colombia. En el capítulo 3 se describe de forma genérica los dispositivos electrónicos inteligentes e implementación de funciones de automatización con el soporte del estándar IEC 61850. En este capítulo también se documenta de forma general la definición, alcance, objetivos, arquitectura de comunicaciones y funciones requeridas para la automatización de sistemas de potencia según el enfoque del estándar IEC 61850.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director:Phd. Javier Enrique Solano Martínez

ABSTRACT

TITLE: TRENDS IN NETWORK ARCHITECTURE AND IED ELECTRONIC DEVICES USED IN SUBSTATIONS AUTOMATION – STATE-OF-THE-ART REVIEW.*

AUTHORS: Alexander Calixto Torres
Yohann Paul Arismendy Moreno**

KEY WORDS: Substations Automation, IEC Standard 61850, intelligent electronic devices (IED), Network Architecture.

DESCRIPTION:

This monograph identifies and supplies documentary evidence of trends in network architecture and intelligent devices for the implementation of automation systems in electrical substations.

These days, the power system has to face new challenges for the supply of continuous electrical energy due to the increase of new charges with special features which lead to the decrease in the quality of the electrical power supplied. The first objective in this paper is to identify the minimum requirements established in the Colombian regulation for automation, supervision protection, control and measurement of variables in electrical substations. In Chapter 1 of this study, the most relevant technical criteria required by the Colombian regulation are documented. These aim at correcting and minimizing the shortcomings of the quality in the electrical power of the distribution systems.

The second objective in this study was to generally describe network architecture for electrical substations. In Chapter 2 and 3, a general description of network architecture for substations automation was performed, as well as the classification of the control systems and the network topologies used for devices intercommunication within the electrical substations.

The third and last objective was to identify the trend in international standards and current regulations for intelligent electronic devices. The incorporation of new technologies in intelligent devices for the automation of electrical substations enables to face current challenges in order to supply electrical energy matching the required criteria in the Colombian regulation. Chapter 3 generically describes intelligent electronic devices and the implementation of automation functions supported by the IEC 61850 standard. In this chapter there is a general documentation of the definition, scope, objectives, network architecture and required functions for the automation of power systems according to the approach of the IEC 61850 standard.

* Graduation Work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Phd Javier Enrique Solano Martínez.

INTRODUCCION

Es obligación del estado regular el sector energético y crear las condiciones para asegurar la oferta de la energía y ampliación de la cobertura. De acuerdo a lo anterior el estado designa organismos para definir criterios técnicos de diseño, calidad, confiabilidad, seguridad, continuidad y adaptabilidad. Así mismo Es deber de los diferentes agentes que participan en este sector cumplir con estos criterios.

Actualmente los operadores de red requieren la actualización de sus sistemas de potencia considerando la necesidad de suministrar energía eléctrica de forma continua con parámetros de calidad. Dentro de estas actualizaciones y como uno de sus principales objetivos está la automatización de subestaciones eléctricas. Las subestaciones eléctricas juegan un papel importante en el suministro de energía eléctrica, proporcionan el control y sirven de interconexión entre la generación y el usuario final.

El sistema interconectado nacional (SIN) cada día está sometido a mayores exigencias de productividad, eficiencia y calidad en el suministro de energía a usuarios finales. Las inversiones realizadas a los equipos que componen el sistema eléctrico adquieren obsolescencia velozmente, para la actualización de los sistemas de potencia los operadores de red requieren que sus dispositivos sean de un mismo fabricante debido a la utilización de protocolos propietarios, existen deficiencias en la automatización de subestaciones eléctricas debido a la limitación para medir variables en equipos primarios.

La tendencia para la actualización de estos sistemas es la utilización de protocolos abiertos de comunicaciones que permiten la intercomunicación entre nuevos dispositivos inteligentes. Cabe resaltar que la incorporación de nuevas tecnologías

de información y la automatización de sistemas eléctricos es considerado uno de los ejes centrales por parte de los operadores de red para garantizar el desempeño de la operación, productividad, aumento de la eficiencia, garantizar la calidad de energía eléctrica y en general afrontar los retos actuales y futuros a los cuales está sometido el sistema eléctrico.

Los principales objetivos del presente trabajo son documentar los criterios exigidos por la normatividad y legislación colombiana, describir de forma general la arquitectura de comunicaciones para estos sistemas e identificar las tendencias de los estándares internacionales y normas vigentes relacionadas con los protocolos de comunicaciones y dispositivos inteligentes para la automatización de subestaciones. Una de las referencias de mayor relevancia consideradas para el desarrollo de este trabajo fue el estándar IEC 61850, este proporciona un protocolo único para subestaciones eléctricas, permite la actualización de sistemas existentes e integración de dispositivos de diferentes fabricantes bajo un mismo esquema de comunicaciones y provee de flexibilidad a sistemas de potencia eléctrica.

1. GENERALIDADES

Este capítulo contiene generalidades relacionadas con la automatización de subestaciones eléctricas. En el punto 1.1. Se definen algunos conceptos relacionados con los diferentes centros de control y se presentan valores de referencia relacionados con los niveles de tensión que se pueden encontrar dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el punto 1.2. Se realiza un resumen del marco regulatorio Colombiano con los criterios técnicos más relevantes que se deben tener en cuenta para la automatización de subestaciones eléctricas.

1.1. DEFINICIONES

- Centro Nacional de Despacho (CND): Entidad encargada de la coordinación de los centros regionales de despacho, con el fin de mantener la operación del sistema con parámetros de confiabilidad, seguridad y cumpliendo con acuerdos del consejo nacional de operación. El CND también tiene funciones de planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional [1].
- Centro Regional de Despacho (CRD): Es un centro destinado a la supervisión y control de centrales de generación, redes y transformadores localizados en una región. Sus funciones son la coordinar la operación y maniobra de los activos a su cargo bajo cumplimiento de las instrucciones dadas por el CND y reglamento de operación con el fin de cumplir los criterios de seguridad y confiabilidad en la operación del SIN [1].
- Centro nacional de operación (CNO): Organismo encargado de ejecutar y velar por el cumplimiento del reglamento de operación, este organismo también

esta delegado para emitir los aspectos técnicos para garantizar la operación integrada del SIN bajo criterios de economía, seguridad y confiabilidad [1].

- Distribuidor local (DL): Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local [1].
- Niveles de tensión: Los sistemas de transmisión regional y distribución local se encuentran clasificados por niveles, en función de la tensión nominal de operación, de acuerdo a [1]:

Tabla 1. Clasificación de los niveles de tensión

NIVEL	RANGO DE TENSION
4	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
3	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
2	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
1	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Resolución 070 de 1998: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, Bogotá D.C, 1998.

- Operador de Red de STR´s y/o SDL´s (OR): Es la persona encargada de toda o una parte de un STR o SDL, con activos de su propiedad o de un tercero. Sus principales funciones son la planeación, expansión, inversiones, operación y mantenimiento de los sistemas a su cargo. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos [1].
- Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema que opera a tensiones menores a 220 kV que no hace parte del sistema de transmisión regional. Compuesto por redes de distribución municipal o distrital [1].

- Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema conformado por líneas, subestaciones y equipos asociados con tensiones inferiores a 220 kV que no hace parte de un sistema de distribución local [1].
- Sistema Interconectado Nacional (SIN): Sistema general conformado y conectado entre sí por subsistemas. Los subsistemas que hacen parte del SIN son el sistema de generación, sistema de transmisión nacional, sistema de sub transmisión nacional, Los sistemas de distribución regionales y las cargas conectadas de los usuarios finales [1].
- UPME. Unidad de Planeación Minero Energética [1].

1.2 MARCO REGULATORIO:

En esta sección se presenta una revisión general de los criterios mínimos que se deben considerar para la automatización de subestaciones en los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia. Para ello se hace necesario identificar los requisitos técnicos establecidos por la ley, normas, circulares, reglamentos y demás documentos destinadas para tal fin. A continuación se documenta de forma general los requisitos mínimos contenidos en las referencias más relevantes según normatividad concordante. En la tabla 2. Se describe el alcance de la normativa más relevante que se tuvo en cuenta en este capítulo, se inicia con las leyes 142 y 143 de 1994 como punto de partida para la regulación de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia.

Tabla 2. Alcance de la normativa para la prestación de servicio de energía eléctrica en Colombia.

NORMATIVA	ALCANCE
Ley 142 de 1994 (Ley de los servicios públicos domiciliarios).	Régimen de servicios públicos domiciliarios que garantiza la calidad, ampliación de la cobertura, prestación continua del servicio de energía eléctrica. Para hacer cumplir y garantizar los anteriores criterios faculta a la CREG para emitir normas técnicas.
• Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica).	Régimen para los procesos de generación, transmisión, interconexión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio nacional que garantiza la cobertura nacional y prestación continua del servicio de energía eléctrica bajo los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.
CREG 070 de 1998 (Reglamento de distribución de energía eléctrica).	Reglamento de Distribución de Energía para la operación del sistema interconectado Nacional, regula la actividad de transmisión regional y/o distribución local de energía eléctrica, define criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, establece procedimientos para los procesos de planeación, operación y expansión de los sistemas STR y SDL, define criterios para la medición de la energía eléctrica.
• Resolución CREG 097 de 2008 (Principios generales y metodología para el establecimiento de cargos por uso de STR y SDL).	Define criterios para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, ingresos y cargos por uso de las redes del sistema de transmisión regional y distribución de energía eléctrica. Define valores unitarios de activos utilizados en el sistema de transmisión regional y distribución, requerimientos relacionados con la calidad y prestación del servicio.
• Resolución 038 de 2014 (Código de Medida).	Código de medida, en él se establecen requisitos que deben cumplir los sistemas de medición en el SIN en cuenta a exactitud, certificación de producto, instalación, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo.
• RETIE 2013 (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).	Reglamento que establece medidas necesarias para garantizar la seguridad de las personas, vida animal y vegetal, así como la preservación del medio ambiente. Señala exigencias y especificaciones para garantizar el buen funcionamiento de instalaciones eléctricas en el SIN.

- **Ley 142 de 1994 (Ley de los servicios públicos domiciliarios).** Esta ley establece un régimen a los servicios públicos domiciliarios entre ellos la energía eléctrica y dicta otras disposiciones con el fin de garantizar la calidad, ampliación de cobertura y prestación continua del servicio. Además faculta a la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) para emitir normatividad que garanticen la prestación de los servicios públicos con parámetros de calidad [2].

Según el artículo 28 de la ley 142 de 1994, todas las empresas prestadoras de servicios públicos tienen derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para la prestación del servicio y garantizar la calidad del servicio de energía eléctrica. Por otra parte en la misma ley 142 de 1994 en el artículo 136 establece que las empresas deben prestar los servicios de forma continua y con buena calidad [2].

- **Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica).** Se establece un régimen para los procesos de generación, transmisión, interconexión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio nacional, con el fin de garantizar la prestación continua y garantizar el cubrimiento de la demanda de los servicios públicos domiciliarios bajo los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Con relación al principio de calidad se deben seguir los requisitos técnicos establecidos para tal fin, así mismo para el principio de adaptabilidad hace referencia a la inclusión de nuevas tecnologías que tiendan a mejorar de la calidad del servicio [3].

Es obligación del estado regular el sector energético, para tal fin fue creada por el artículo 10 del decreto 2119 de 1992 la comisión reguladora de energía y gas (CREG). Esta es una unidad administrativa especial del ministerio de minas y energía, algunas de sus funciones son: Crear condiciones para asegurar la disponibilidad de la oferta, liberar el mercado enfocado a la libre competencia, definir metodologías para el cálculo de las tarifas y uso de la red, definir criterios técnicos para usuarios regulados y no regulados, establecer el reglamento de operación para el planeamiento y la coordinación del SIN una vez emitido el concepto del Consejo Nacional de Operación (CNO), definir criterios para el diseño, normalización y uso de equipos destinados a ser utilizados para la prestación del servicio, definir criterios de calidad, confiabilidad y seguridad entre otros [3].

- **CREG 070 de 1998 (Reglamento de distribución de energía eléctrica).**

La CREG en ejercicio de sus atribuciones legales y en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994, resuelve adoptar el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica resolución CREG 070 de 1998 como parte del reglamento de operación del sistema interconectado Nacional. En este reglamento se regula la actividad de transmisión regional y/o distribución local de energía eléctrica, define criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, establece procedimientos para los procesos de planeación, operación y expansión de los sistemas STR y SDL, emite normas para el plan de inversiones relacionadas con el diseño, ejecución y conexión al STR y SDL, define criterios para medición de consumos entre otros. Con el fin de dar un enfoque general de la resolución a continuación se extrae algunos criterios de importancia para los temas tratados en la presente monografía.

- ✓ Las normas internacionales o en su defecto las normas nacionales priman sobre las normas propias de la empresa [1].
- ✓ Los planes de expansión deben cumplir con características de adaptabilidad, permitiendo incorporar avances tecnológicos que aporten mayor calidad y eficiencia al sistema, así como la continuidad del servicio. Estas características se pueden lograr con proyectos de suplencia, ampliación, automatización y modernización [1].
- ✓ Para efecto de limitar la distorsión de la forma de onda de tensión y corriente en la STR y SDL se debe cumplir con la norma IEEE 519 de 1992 o aquella que la modifique o la sustituya [1].

- ✓ Los equipos a instalar en la STR y SDL deberán ser apropiados para operar dentro del rango de frecuencia y tensión establecidas por el SIN [1].
- ✓ Los equipos de protección deberán conducir e interrumpir corrientes de falla, asimismo los esquemas de protección deberán garantizar seguridad, selectividad y rapidez de desconexión. Los equipos a instalar deberán cumplir con la norma IEC 255. Podrán ser en estado sólido, tecnología análoga o digital [1].
- ✓ Para efectos de operación óptima es necesario el intercambio de información de los diferentes eventos que se presenten en el SIN cómo funcionamiento en condiciones normales o falla. Para tal fin se deben realizar reportes de eventos no programados con la siguiente información, descripción del evento, secuencia del evento, demanda no atendida, análisis de protecciones y análisis de fallas [1].
- ✓ Para efectos de medir la energía activa y reactiva podrán utilizar medidores monofásicos, bifásicos o trifásicos de acuerdo al tipo de red, estos equipos deberán cumplir con las normas técnicas colombianas vigentes, o las que lo modifiquen o sustituya, o normas internacionales correspondientes [1].
- ✓ Todo operador de red debe tener equipos que permitan monitorear la calidad de la potencia suministrada y deberá registrar en la subestación las interrupciones de los circuitos en niveles II, III y IV [1].
- **Resolución CREG 097 de 2008 (Principios generales y metodología para el establecimiento de cargos por uso de STR y SDL).** La CREG emite la resolución 097 de 2008 con el fin de definir como se debe remunerar la actividad

de distribución de energía eléctrica, la presente resolución establece para cada operador los ingresos y cargos por uso de las redes del sistema de transmisión regional y distribución de energía eléctrica, estos cargos son los que deben pagar cada usuario por cada kWh consumido, permitiendo al operador recuperar la inversión, obtener una rentabilidad, administrar y operar el STR y SDL en los términos de calidad, confiabilidad, seguridad que establece la ley. En esta resolución también se definen términos generales relacionados con la prestación del servicio de energía eléctrica, valores unitarios de activos utilizados en el sistema de transmisión regional y distribución, requerimientos relacionados con la calidad y prestación del servicio. A continuación se mencionan algunos requisitos contenidos en la presente resolución relacionados con la calidad del servicio de energía eléctrica con el fin de resaltar la importancia de la automatización de los sistemas de potencia y especialmente la automatización de subestaciones [4].

- ✓ Es responsabilidad del operador de red mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica. Debiendo compensar a los usuarios por incumplimiento de este requerimiento de conformidad con lo establecido en la resolución 097 de 2008. Esta compensación se verá reflejada en la disminución del ingreso mensual del OR [4].

- ✓ El operador deberá realizar reporte de eventos, esta información será validada por el Centro Nacional de Despacho (CND) para efectos de liquidación de compensaciones, operación y expansión [4].

- ✓ Para efectos de registro de interruptores los OR deberán instalar en sus circuitos y puntos que consideren necesario equipos de corte y maniobra tele medidos dentro de los cuales incluyen seccionadores, interruptores, re conectadores o re cierres [4].

- ✓ El OR deberá contar con sistema de gestión de la distribución que permita receptor los eventos registrados por la tele medida. El sistema de gestión de la distribución deberá estar compuesto por un sistema SCADA, sistema GIS y sistema telefónico interconectado con el SCADA y GIS [4].

- **Resolución 038 de 2014 (Código de Medida).** De acuerdo a la ley 142 y 143 de 1994 establece las funciones que debe cumplir la CREG, dentro de las cuales esta fijar normas de calidad de carácter técnico a las cuales deben ceñirse las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios. En concordancia a lo anterior la CREG mediante la resolución 025 de 1995, adopta el código de redes para el SIN incluido el código de medida y se ha venido actualizando a medida que se ha requerido según avances tecnológicos y requerimientos institucionales para la prestación del servicio en principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad, es por ello que se emite la resolución 038 del año 2014 que modifica al código de medición contenida en el anexo general del código de redes y establece los requisitos que deben cumplir los sistema de medición en cuento a exactitud, certificación de producto, instalación, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo. En relación a los requisitos contenidos en esta norma más adelante se detallaran en el ítem 2.5.7. Función de medición [5].

- **RETIE 2013 (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).** El RETIE establece medidas necesarias para garantizar la seguridad de las personas, vida animal y vegetal, así como la preservación del medio ambiente. Señala exigencias y especificaciones para garantizar el buen funcionamiento de instalaciones eléctricas, en los procesos de generación, transmisión, distribución y utilización. El reglamento debe ser cumplido por todos los entes que en el territorio colombiano que participen en cualquiera de los procesos mencionados anteriormente, así como aquellas actividades relacionadas con estos procesos. A continuación se mencionan algunos aspectos relevantes contenidos en el RETIE relacionados con la automatización de subestaciones [6].

- ✓ En el artículo 10 requerimientos generales de una instalación eléctrica establece los productos o materiales utilizados en sistemas eléctricos, deben demostrar cumplimiento de requisitos generales y particulares mediante un certificado de conformidad del producto expedido por un organismo acreditado [6].
- ✓ Toda instalación eléctrica debe disponer de elementos de protección con el fin garantizar la seguridad, confiabilidad y minimizar el efecto de las interrupciones. El objeto de las protecciones es proteger y aislar las zonas falladas. Las protecciones deben estar coordinadas con el fin de minimizar los efectos de la falla, las protecciones deben cumplir con los principios de sensibilidad, selectividad, velocidad y confiabilidad [6].
- ✓ Los medidores de energía activa deben cumplir con requisitos, normas internacionales, NTC que aplique o código de media expedido por la CREG [6].
- ✓ Las subestaciones deben tener dispositivos de protección para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y redistribuir el flujo de energía ante fallas. Toda subestación en su sala de control debe tener indicadores, para determinar la posición de interruptores y seccionadores [6].
- ✓ Las subestaciones de alta y extra alta tensión deben estar construidas bajo estándares que cumplan con los criterios de confiabilidad y seguridad [6].
- ✓ Cuando las exigencias de operación de equipos, dispositivos o sistemas sean más críticos que los exigidos para cumplir con el objeto de la seguridad de la persona, vida animal y vegetal, se debe aplicar técnica de compatibilidad electromagnética (CEM) con el fin de evitar interferencia electromagnética en el sistema [6].

- ✓ Todo propietario de una subestación debe responder por el cumplimiento del RETIE [6].

2. ARQUITECTURA GENERAL, CLASIFICACION Y FUNCIONES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

En este capítulo se documentan los sistemas de control utilizados para la automatización de subestaciones eléctricas. En el punto 2.1. Se realiza una descripción general de los sistemas de control, iniciando con los sistemas de control convencionales hasta los sistemas de automatización de subestaciones SAS. En el punto 2.2. Se presenta la clasificación de los sistemas de control y sus características. En el punto 2.3. Se muestra la arquitectura de los sistemas de control convencionales y se realiza una descripción de cada nivel. En el punto 2.4 se presentan las diferentes topologías que pueden adoptar las redes de comunicaciones dentro de las subestaciones eléctricas. En el punto 2.5. Se listan las funciones más relevantes que deben considerarse para la implementación de un sistema de control de una subestación. Y por último en el punto 2.6. Se mencionan las características que debe tener un sistema de control.

2.1. ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

El suministro de energía eléctrica es un mercado globalizado y competitivo. En este mercado participan muchos agentes entre ellos el operador de red, de ellos se espera provean una energía de forma continua con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad a un precio mínimo. Cumplir con las anteriores características no sería posible sin los sistemas para la automatización de subestaciones eléctricas, ya que este tipo de sistemas provee la estabilidad, seguridad e información necesaria para mantener el servicio energético ininterrumpido con bajos costos de mantenimiento [7]. A continuación se presentara una breve descripción de la evolución de los sistemas utilizados para la automatización de subestaciones eléctricas.

Inicialmente se crearon los sistemas de control convencional, estos utilizan dispositivos cableados entre sí para el intercambio de información. El sistema está compuesto por unidades terminales remotas (RTU), relés para protección, tablero mímico del sistema, contadores de energía, indicadores, sistemas de alarmas, mando y señalización de equipos, entre otros [8].

Del sistema de control convencional se pasó al sistema de control coordinado (SCC), el cual es un sistema numérico. El sistema de control y supervisión es autónomo e independiente del sistema de protección y medida, entre estos dos sistemas se puede hacer intercambio de información de forma convencional o por enlace de datos. El SCC está compuesto por controladores, interfaz hombre maquina (IHM), sistema de protección, medidores multifuncionales, tableros de agrupamiento, entre otros. En este sistema tanto las señales analógicas como digitales son enviadas a controladores para ser señalizadas en el sistema de control [8].

Finalmente gracias a los avances tecnológicos se llega a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). Estos sistemas utilizan dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) con microprocesadores que pueden enviar o recibir información desde otros dispositivos. Los IED's pueden ejecutar funciones de medida, protección, monitoreo y control. Los IED's en este sistema se integran mediante la utilización de protocolos normalizados. Para la conexión física de dispositivos se utiliza fibra óptica, cable trenzado UTP o STP categoría 5. El SAS utiliza marcación de eventos en tiempo real gracias a un reloj sincronizado por satélite.

2.2. TIPOS DE SISTEMA DE CONTROL PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES

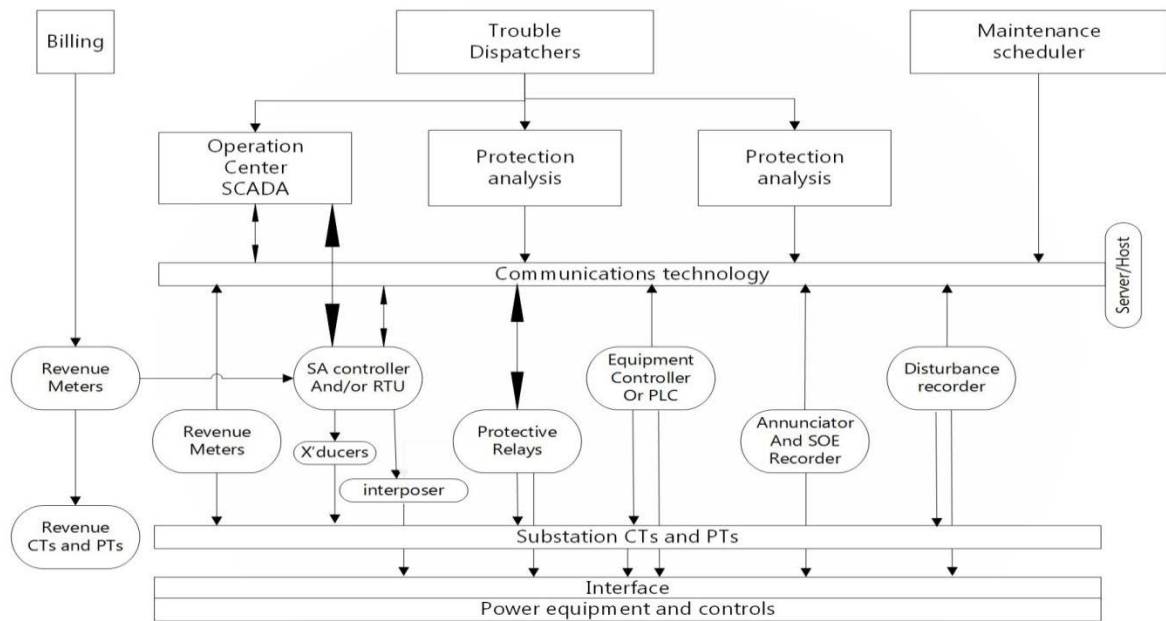
Un sistema de control, es un sistema que verifica, protege y gobierna un sistema de potencia, mediante un conjunto de dispositivos o funciones de medida, registro, señalización y control [8].

Las funciones básicas de un sistema de control son la supervisión, control y protección de sistemas de potencia en condiciones normales, anormales y cambios intencionales de operación [8].

El sistema de control debe ser seguro ante fallas que puedan afectar el funcionamiento normal de la subestación, debido a esto se debe tomar medidas adicionales como la redundancia de equipos principales, ya que la confiabilidad del sistema depende de los dispositivos utilizados para su control. Las arquitecturas redundantes minimizan fallas y brindan de mayor disponibilidad al sistema de potencia [8].

Para la automatización de subestaciones se utilizan gran variedad de dispositivos integrados a una red de comunicaciones. Dentro de estos dispositivos se pueden encontrar IED's utilizados para la protección, indicadores de medidas y operación del sistema. Otros dispositivos que se pueden requerir para funciones específicas son los transductores, monitores de posición y relés de interposición entre otros. El sistema para la automatización de subestaciones puede contener también unidades terminales remotas (RTU), SCADA, red de comunicaciones, etc. Todos estos dispositivos necesitan para su operación la sincronización de sus equipos en tiempo real [9]. En la figura 1 se pueden observar los principales componentes que integran el sistema para automatización de subestaciones.

Figura 1. Diagrama funcional para automatización de subestaciones eléctricas.



Power-station SA system functional diagram

Teniendo en cuenta que las subestaciones tienen una larga vida útil, la implementación de funcionalidades deberá hacerse a partir de las señales propias de la subestación y los sistemas de control implementados para su automatización deben permitir su fácil expansión, los actuales dispositivos deberán operar con los nuevos dispositivos en una misma red de comunicaciones [8].

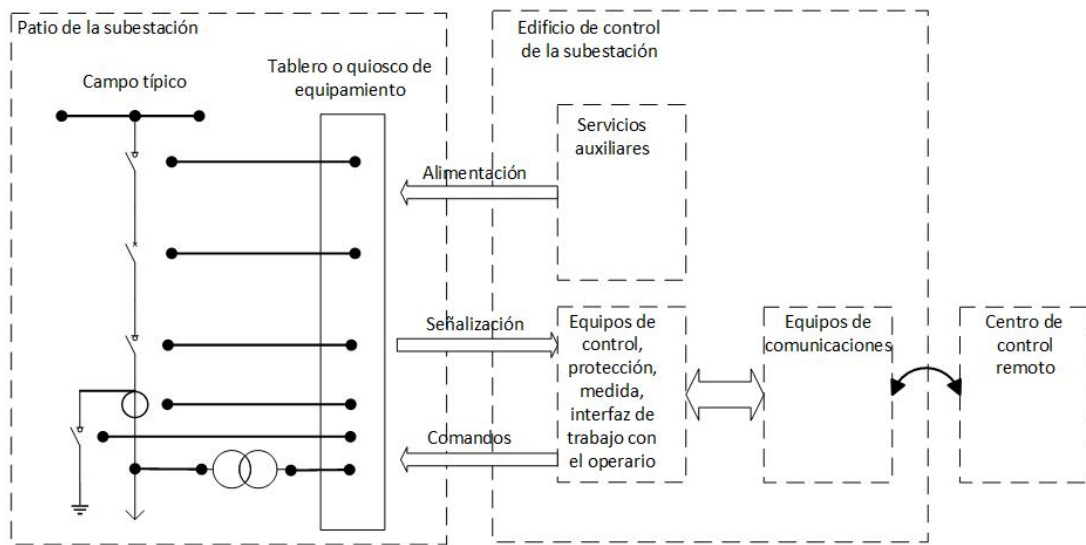
De igual manera la flexibilidad del sistema de control es importante para mantener la seguridad del sistema de potencia, esta permite hacer cambios de equipos en el sistema de control o interfaz. Una buena opción para proporcionar flexibilidad a los sistemas de control digitales es la utilización estándares abiertos [8].

De acuerdo a la ubicación física de sus equipos los sistemas de control pueden clasificarse en sistemas centralizados y sistemas distribuidos. Según se muestra

en la figura 2 en los sistemas de control centralizados los dispositivos y componentes auxiliares están ubicados en un solo sitio [8].

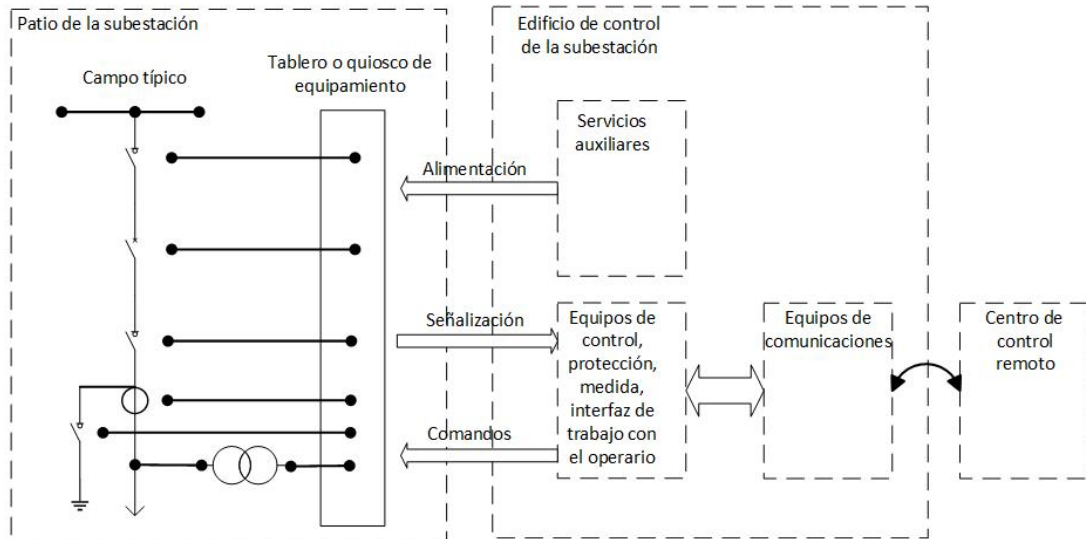
Las señales de los equipos de patio de la subestación son concentradas en cajas de agrupamiento cerca a los equipos en la subestación y finalmente estas señales son llevadas al edificio de control por medio de cárcamos. Cuando las distancias son muy cortas desde los equipos de patio hasta la sala de control estas señales pueden ser cableadas directamente [8].

Figura 2. Diagrama sistema de control centralizado



Por otra parte en los sistemas de control distribuido según figura 3, los equipos (controles, protecciones y equipos de comunicaciones) son distribuidos en casetas de control ubicadas en diferentes puntos del patio de la subestación. En estas casetas los equipos son conectados por medio de fibra óptica a un control central o estación de trabajo del operador. El sistema de servicios auxiliares puede estar centralizado o distribuido [8].

Figura 3. Diagrama sistema de control distribuido



Ahora bien todos sistemas de control tienen una arquitectura, esta arquitectura corresponde al nivel jerárquico de los diferentes niveles de control y conexiones de los equipos dentro de una subestación. Las conexiones son de forma cableada en el caso del control convencional o por medio de redes de comunicaciones de datos para los sistemas de control SAS [8].

2.3. NIVELES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

La arquitectura de control de las subestaciones es de forma piramidal. Con niveles de control jerarquizado, las conexiones pueden ser cableadas o por redes de comunicaciones de datos. La tendencia para la arquitectura de las SAS es conectar todos los IED's a una misma red de comunicaciones permitiendo la integración de equipos, incluso de diferentes fabricantes. En la figura 4 y tabla 2 se muestran y explican la estructura jerárquica de un sistema de control SAS. La estructura está compuesta por niveles de control para la automatización de una subestación.

En el nivel 3 se ubican los sistemas remotos de información que permiten monitorear y controlar equipos principales de la subestación por medio del sistema de comunicaciones que realizan la transferencia de información utilizando protocolos abiertos y propietarios [8].

En el nivel 2 se almacenan datos, procesan y sirve de interfaz para operar la subestación. En este nivel se ubica la sala de control de la subestación [8].

En el nivel 1 están ubicados los controladores que realizan las funciones de adquisición de datos, cálculos y procesamiento de información de los equipos de campo y servicios auxiliares de la subestación [8].

Por último dentro de los niveles de control encontramos el nivel cero, allí se encuentran los principales equipos de potencia que tiene una subestación, IED's y servicios auxiliares [8].

Entre el nivel 1 y 2 se ubica la red de estación, esta es la interfaz que permite la comunicación entre equipos del nivel 2, controladores del nivel 1 e IED's del nivel cero [8].

Entre el nivel 1 y el nivel 0 existen comunicaciones e interfaces que permiten la comunicación entre los controladores del nivel 1 e IED's del nivel 0 [8].

Figura 4. Arquitectura típica para la automatización de subestaciones eléctricas.

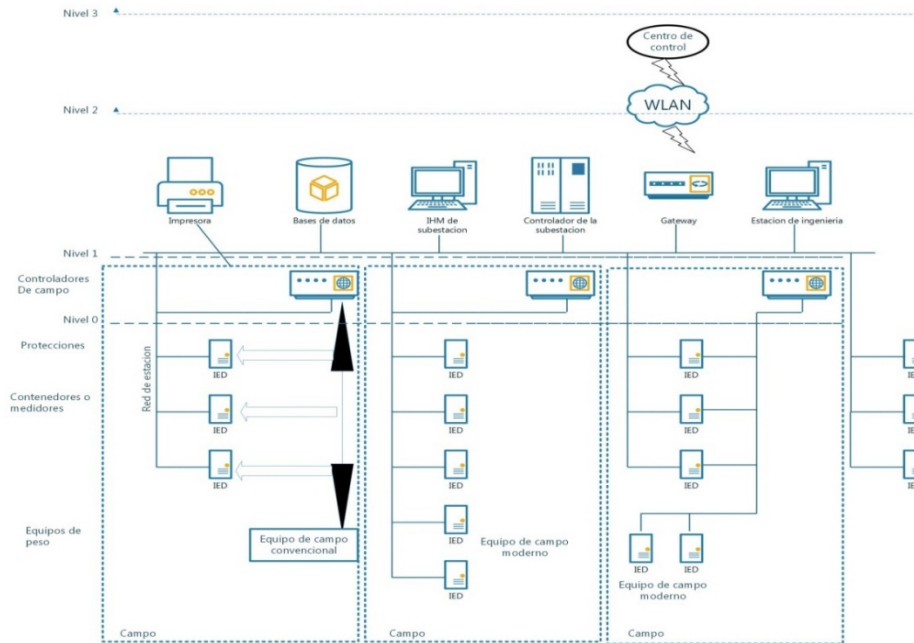


Tabla 3. Estructura jerárquica típica de un sistema de control SAS

Estructura jerárquica de un sistema de control SAS			
Nivel 3	Sistemas remotos de información		
Nivel 3 - Nivel 2, comunicaciones e interfaces			
Nivel 2	Sistemas de procesamiento del nivel 2	Almacenamiento de datos históricos y de tiempo real	Interfaz de operación - Controlador de subestación
Nivel 2 - Nivel 1, comunicaciones e interfaces (Red de estación)			
Nivel 1	Controladores y puntos de I/O individuales	Interfaz de operación local (Básica)	Despliegues en controladores de campo
Nivel 1 - Nivel 0, comunicaciones e interfaces			
Nivel 0	IED's (Relés de protección, transductores numéricos, controladores de energía, equipos de monitoreo, etc.)		
Equipos de alta tensión y servicios auxiliares			

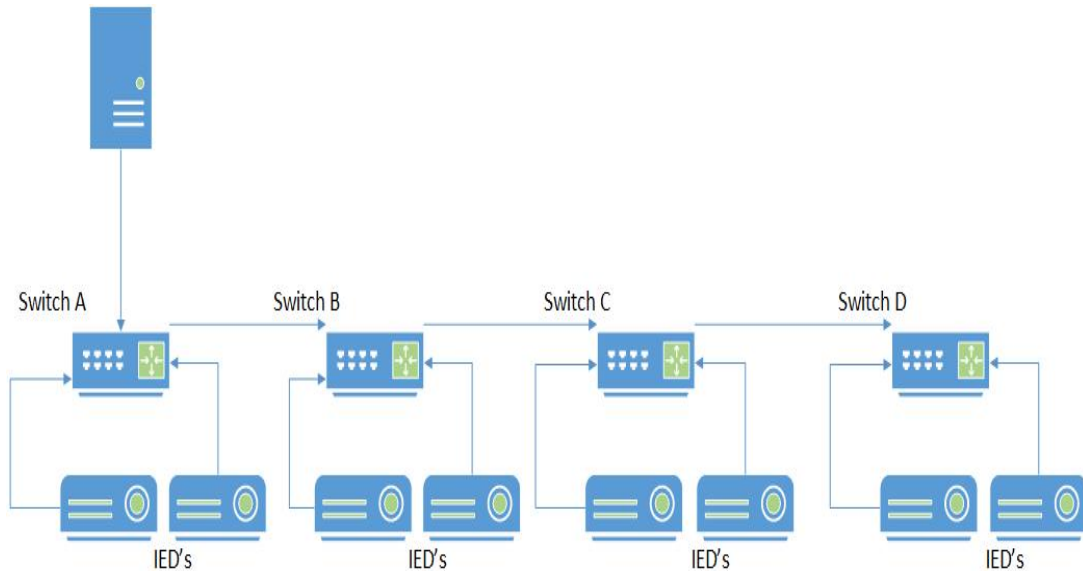
2.4. TOPOLOGÍA DE COMUNICACIONES

Para la comunicación entre los diferentes niveles de una subestación se pueden utilizar medios de propagación como son onda portadora, radio, microondas,

teléfono, cable coaxial, fibra óptica y cable par trenzado en cobre. Esta comunicación puede realizarse utilizando variadas topologías, las topologías hacen referencia a las distintas formas de intercomunicación que pueden tomar las redes, cada topología tiene asignada una estructura física y lógica que se utiliza para intercambiar información entre los diferentes dispositivos que componen la red de comunicaciones. La utilización de una determinada topología determinara variables en la transmisión de datos como son la velocidad, seguridad, confiabilidad, tiempo, etc. Las topologías más comunes para comunicaciones dentro de una subestación se pueden clasificar en cascada, estrella, anillo y anillo-estrella [10].

2.4.1 Configuración Cascada: De acuerdo a la figura 5, esta configuración la conforma una computadora conectada a un switch inicial. Seguido de este switch se ubican otros switch en fila. La función de los switches es recolectar la información de los diferentes IED's conectados a ellos. Esta configuración no se considera un sistema redundante teniendo en cuenta que ante la falla de un switch los IED's de los switches asociados al fallado no podrán comunicarse. En esta configuración se presenta mayor retardo en la transmisión de datos a medida que los switches se distancian más del inicial [10].

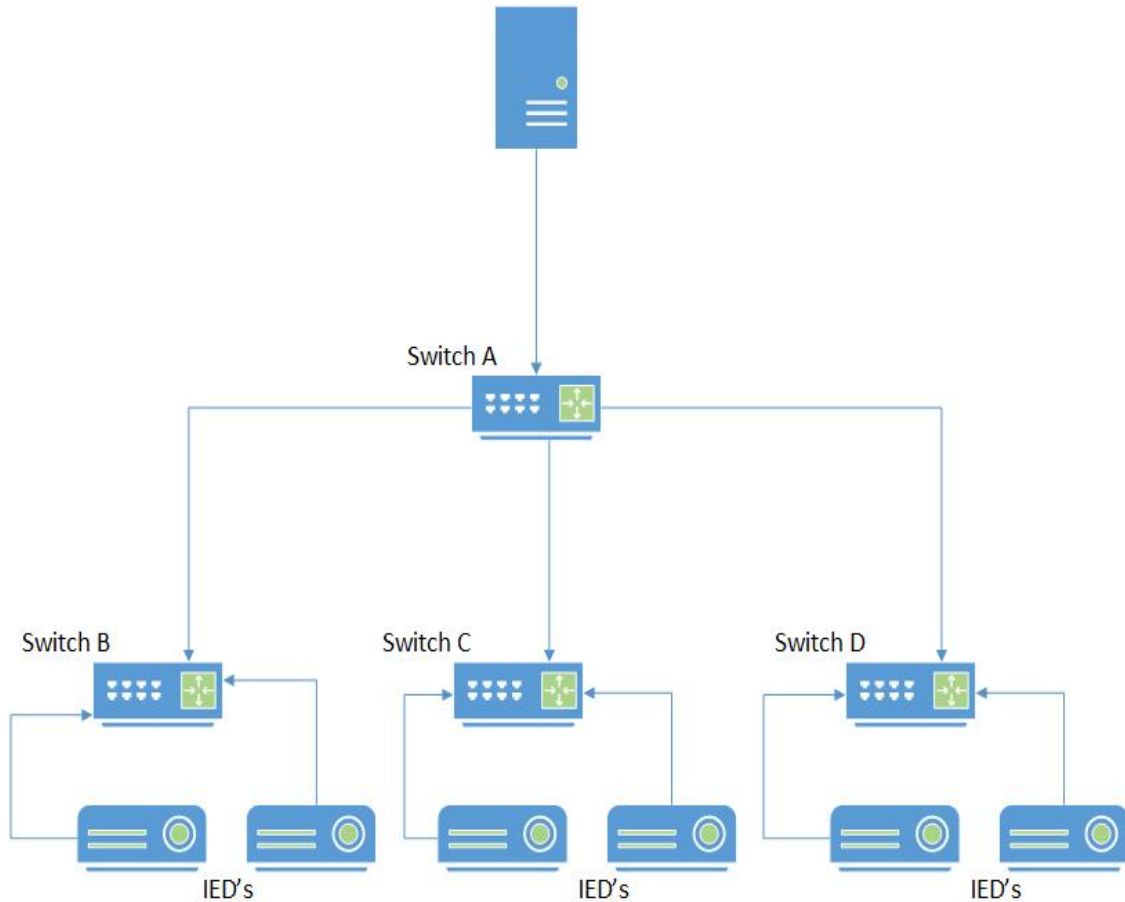
Figura 5. Diagrama configuración cascada



2.4.2. Configuración Estrella: De acuerdo a la figura 6, esta configuración consiste en un switch inicial denominado switch backbone conectado a una computadora y diferentes switches del sistema. El switch backbone permite la comunicación entre computadora y diferentes IED's que se encuentran conectados a cada uno de los switches.

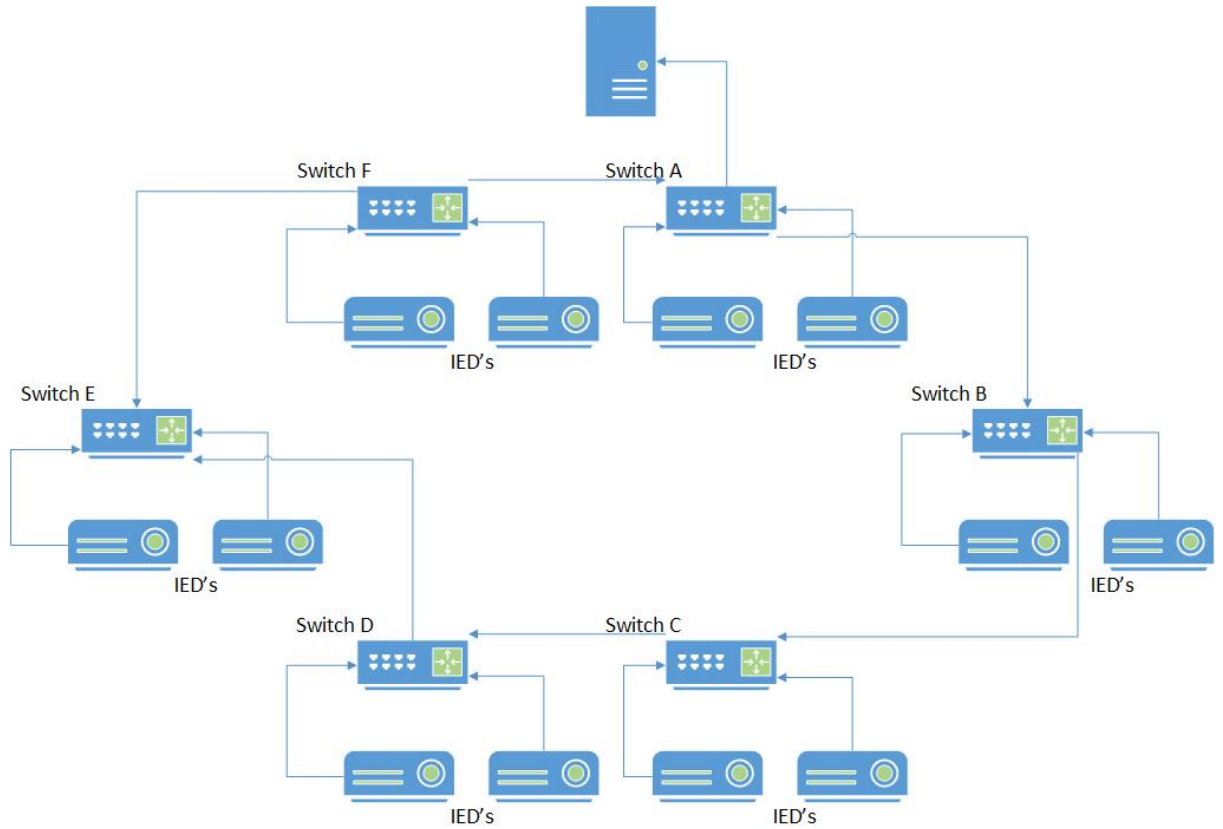
Ante una falla del switch backbone se pierde la comunicación entre IED's y la computadora. Esta configuración presenta menor retardo que la configuración en cascada debido a que sólo existen 2 switches intermedios entre la computadora e IED's [10].

Figura 6. Diagrama configuración estrella



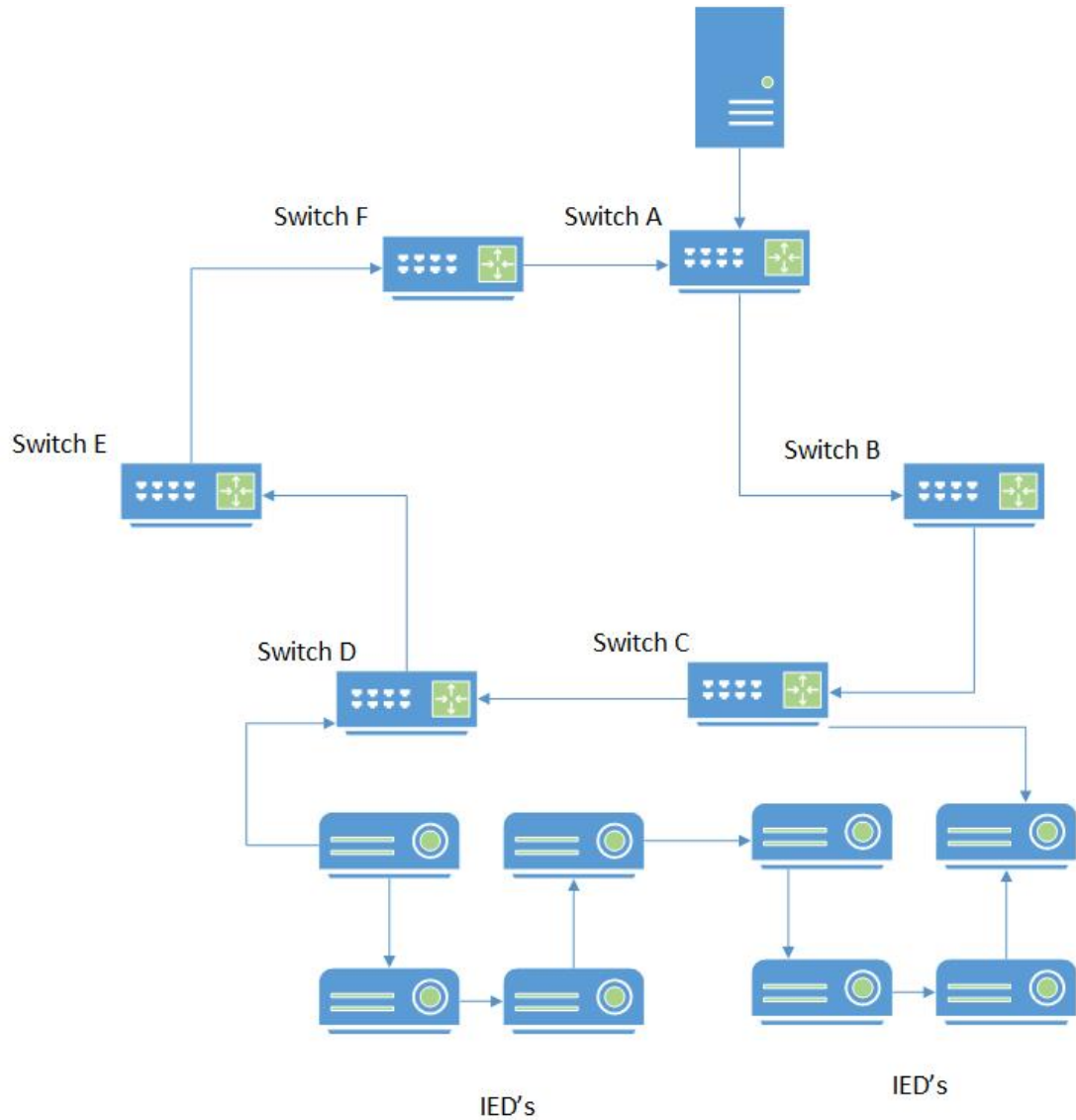
2.4.3. Configuración en anillo: Según la figura 7 esta configuración es similar a la configuración en cascada, con la diferencia que el último switch conectado en la configuración se une al switch inicial, proporcionando redundancia ya que tiene 2 vías para la comunicación ante falla de uno de los switches. Para mayor redundancia se puede realizar doble conexión entre los switches, quedando así un doble anillo. El retardo en esta topología es directamente proporcional al retardo de cada uno de los switches que intervienen en la comunicación [10].

Figura 7. Diagrama configuración en anillo



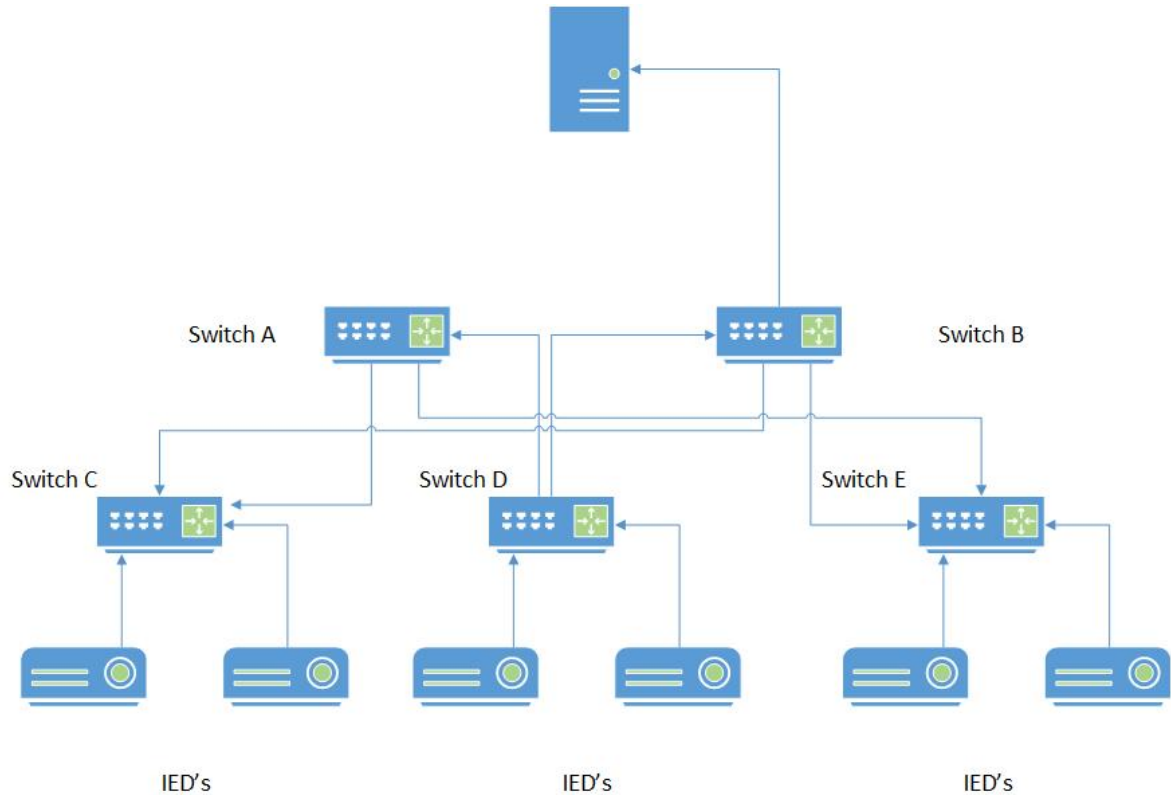
2.4.4 Configuración varios anillos: . De acuerdo con la figura 8, esta configuración está conformada por un anillo central de switches y anillo(s) de IED's conectados a 2 de los switches del anillo central. [10].

Figura 8. Diagrama configuración varios anillos



2.4.5 Configuración anillo-estrella combinado: Según la figura 9, esta configuración consiste en la combinación de las topologías en anillo y estrella. Al combinar estas 2 configuraciones provee al sistema de mayor redundancia y disminución en cuanto a retardo en la transmisión de datos [10].

Figura 9. Diagrama configuración anillo-estrella combinada



2.5 PRINCIPALES FUNCIONES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN EL SAS

Los sistemas de control tienen funciones específicas tales como: Proporcionar una interfaz hombre maquina (IHM) para la visualización de parte o toda la subestación, señalización local y comandos, interfaz con el centro de control remoto, enclavamientos de operación, medición de la energía, registro de fallas, entre otras. [8].

Teniendo en cuenta lo expuesto en el párrafo anterior los aspectos que se deben considerar en un sistema de control son: La medida, El estado, maniobra y gobierno. Se debe hacer medición a las diferentes variables eléctricas y no eléctricas dentro de una subestación. Las variables a medir son tensión, corriente,

frecuencia, temperatura, presión, etc. El estado hace referencia a la posición y disponibilidad de los equipos dentro de una subestación eléctrica. Mientras que la maniobra y el gobierno es la capacidad de un sistema de control de conectar o desconectar un equipo [11].

Para la automatización de una subestación se deben implementar las funciones de protección, señalización, alarmas, medición, comunicación y servicios auxiliares.

2.5.1 Función de protección: La función de protección la lleva a cabo un conjunto de dispositivos destinados a eliminar incidentes en una parte del sistema eléctrico general. Los sistemas de protección deben cumplir los requisitos de seguridad, obediencia, fiabilidad, selectividad, limitación y fijación [11]. Tiene el objetivo de proporcionar continuidad y seguridad de un sistema de potencia. Ante un evento los equipos de protección envían una señal de disparo aislando la sección que presenta la falla. Los principales equipos que conforman un sistema de protección son los transformadores de tensión, transformadores de corriente, interruptor de potencia, relés, relés multifuncionales, servicios auxiliares y sistema de comunicaciones [10].

Según la necesidad y requerimientos del OR en un sistema pueden existir una protección principal más otra respaldo. Ante una falla las dos protecciones se energizaran al mismo tiempo, con la diferencia que la protección de respaldo tiene un retraso en el tiempo con el fin de dejar actuar primero la protección principal, en caso de no hacerlo esta actuara una vez trascurrido el retardo. Como requisitos la protección de respaldo deberá estar conectada a una red de comunicaciones diferente a la cual está conectada la protección principal [10].

Los equipos de control y protección deben cumplir con la norma IEC 60255 (ELECTRICAL RELAYS). IEC 60870 “TELECONTROL EQUIPMENTS AND SYSTEMS” [11].

2.5.2 Función señalización: Esta función indica la posición de un equipo de maniobra dispuesto en el patio, el estado de los equipos se podrá visualizar por medio de mímico de la subestación y/o en el PC en el nivel de estación [10].

2.5.3 Función de control: Conjunto de maniobras realizadas de forma local o automática para la apertura de interruptores, seccionadores de tierra, de fase y cambia tomas de transformadores. [10].

2.5.4 Función de alarma: Dispositivo que da aviso de forma manual o sonora del mal funcionamiento de un equipo dentro de la subestación [10].

2.5.5 Función de servicios auxiliares: Sistema que suministra la corriente continua o alterna ante la ausencia de los servicios generales, con el fin que los equipos de potencia puedan seguir realizando las funciones de control, señalización, protección, medición, registro, iluminación y sistema contra incendios [10].

2.5.6 Función de comunicación: Sistema que permite el intercambio de información entre los diferentes niveles de subestación y niveles superiores mediante un puerto de enlace, permitiendo realizar funciones de protección, control, adquisición de datos y monitoreo. El sistema de control puede agruparse a la red de comunicación por medio de módems, redes WAN, GATEWAY o puerto de salida, se puede utilizar para este fin protocolos propietarios o abiertos como DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-6 fase 2 o IEC 61850 [8].

2.5.7 Función de medición: La energía en la subestaciones es medida por contadores multifuncionales con la capacidad de medir energía activa y reactiva, según el estándar IEC 62053-22 del año 2003, la precisión de estos contadores puede ser de 0.2 y 0.55. Cuando existe intercambio de energía entre compañías generalmente se utilizan 2 contadores, uno principal y otro de respaldo con una precisión del 0.2% cada uno de ellos.

En la actualidad existen medidores de energía multifuncionales con las características de los IED's utilizados en la subestaciones, esto les permite la comunicación entre sí utilizando diferentes protocolos. Estos medidores también están provistos de emisores de pulsos, que permiten enviar datos de energía activa y reactiva. Cuando se requiera conectar estos medidores a transformadores de instrumentación, los transformadores deberán tener una precisión igual al equipo de medida. El sistema de medición puede estar integrado dentro de las funciones del SAS, según sea el criterio de cada compañía. Los sistemas de medición deben cumplir con los siguientes requisitos [5].

- Los elementos que componen el sistema de medición deben cumplir con un certificado de conformidad del producto expedido por una entidad acreditada por la ONAC, así como unas características técnicas y ambientales correspondientes al punto de conexión y tipo de frontera comercial [5].

Los sistemas de medida pueden contener los siguientes componentes:

- ✓ Medidor de energía activa.
- ✓ medidor de energía reactiva.

- ✓ Medidor de respaldo.
- ✓ Transformador de tensión.
- ✓ Transformador de corriente.
- ✓ Conexiones entre transformadores de medida y medidor.
- ✓ Caja para alojar el equipo de medida y registrador de datos.
- ✓ Cargas para compensación del burden de los transformadores de medida.
- ✓ Sistema de almacenamiento de datos compuesto por equipos registradores que pueden o no estar integrados al medidor.
- ✓ Dispositivo para interfaz de comunicación para ejecutar la integración local, remota y gestión de información. (Este dispositivo puede estar integrado al medidor).
- ✓ Algoritmo o software que permita la interrogación y envío de información.
- ✓ Esquema de monitoreo para la protección de los equipos de medida y seguimiento de señales de avisos.
- ✓ Bloque de bornera.
 - Los medidores, transformadores de potencial y de corriente deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual. Para ello se clasifican los puntos de medición según la transferencia de energía y capacidad instalada de acuerdo a las tablas 3 y 4 [5].

Tabla 4. Clasificación de puntos de medición

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Tabla 5. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

Norma	NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052 o equivalente CEI.	NTC 2148 y NTC 4569 o equivalente CEI.	IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540 o equivalente CEI.	IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207 y NTC 4540 o equivalente CEI.
Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa.	Índice de clase para medidores de energía reactiva.	Clase de exactitud para transformadores de corriente.	Clase de exactitud para transformadores de tensión.
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Resolución 038 de 2014: Código de medida, Bogotá D.C, 2014.

- Las unidades para registro de energía deben ser en kilovatios-hora para energía activa y de kilo voltamperio reactivo - hora para energía reactiva [5].
- Con el fin de determinar el sentido del flujo de energía, en los puntos de conexión donde se proyecte flujo en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales [5].

- La resolución de la medición de los equipos destinados para reporte a la ASIC debe ser mínimo de 0,01. Los equipos de medida destinados para reporte a la ASIC deben permitir el registro, lectura, interrogación y reporte horario de transacciones de energía activa y reactiva [5].
- Se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales en puntos de medidas asociados a generación y comercialización conectados al STN y de tensión igual o mayor a 57.5 kV [5].
- Para puntos de medición tipo 1 y 2 se deben instalar equipos de medida de respaldo (El medidor de energía reactiva puede estar integrado al de activa) [5].

2.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMA DE CONTROL

Para garantizar el cumplimiento de las funciones de protección, señalización, alarmas, medición, comunicación, servicios auxiliares y demás funciones que se requieran para la automatización de subestaciones eléctricas, los sistemas de control deben cumplir con las siguientes características:

- Estar basada en una red redundante.
- Las redes de comunicaciones entre controles de bahía deben ser de protocolos compatibles con las comunicaciones existentes.
- Permitir la integración de equipos de diferentes fabricantes.
- Permitir la integración de equipos futuros.
- Permitir la gestión de las bases de datos del sistema.
- Permitir el mantenimiento de equipos del sistema sin perturbar su funcionamiento normal.
- Permitir la gestión de las protecciones del sistema.

- Los controles de la subestación deben garantizar la transmisión de datos del centro de control remoto hacia equipos de la subestación, para esto debe existir una sincronización satelital de todos los equipos del sistema de control a través de una señal de un reloj GPS y recuperación de información proveniente de equipos hacia el centro de control remoto [11].

3. TENDENCIAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED'S) Y ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES EN AUTOMATIZACION INDUSTRIAL

En este capítulo se presenta una descripción general del estándar IEC 61850. En el punto 3.1. Se muestra de manera introductoria la evolución de las comunicaciones hasta llegar a la utilización de protocolos estandarizados. En el punto 3.2 se define el estándar IEC 61850 y los dispositivos inteligentes IED's; describe el alcance, objeto, arquitectura de comunicaciones, interfaces utilizadas para la comunicación interna de subestaciones eléctricas; define las funciones y parámetros requeridos para la automatización de subestaciones y por último en el punto 3.3. Se muestra un ejemplo sencillo de la implementación de una función para la regulación de tensión en una subestación utilizando el estándar IEC 61850.

3.1. EVOLUCIÓN DE LAS COMUNICACIONES PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

Las comunicaciones industriales siempre han jugado un rol crítico en la adquisición de datos en tiempo real de una subestación eléctrica. Hasta los años 30 se utilizó la comunicación analógica vía teléfono para transmitir las variables de cargas de línea a un centro de control y conocer los estados de switches de una subestación eléctrica. De los años 30 y hasta los 60 la comunicación digital se convirtió en una opción viable. Se implementaron los sistemas de adquisición de datos (SAS) para recolectar información de la subestación a controlar, el sistema SAS manejaba ancho de bandas pequeños siendo este un limitante para la comunicación. A medida que avanza la era digital miles de entradas y salidas analógicas pueden ser trabajadas desde un dispositivo electrónico inteligente (IED) y el ancho de banda de la comunicación ya no es una limitante [12]

Para la comunicación entre dispositivos se utilizan protocolos de comunicaciones, los protocolos de comunicaciones proporcionan las capacidades para la transferencia e intercambio de datos entre dispositivos. Los protocolos de comunicaciones han tenido una evolución gradual a medida que avanza la tecnología. En un principio se utilizaban protocolos propietarios, los dispositivos utilizados con estos protocolos debían ser de un mismo fabricante, la utilización de protocolos propietarios crea dependencia con el proveedor. Por el contrario si se utiliza protocolos estándares las empresas pueden instalar dispositivos de diferentes fabricantes y no tendrán problema para su comunicación. Los protocolos estándar pueden requerir un canal de comunicaciones con mayor velocidad, pero esto ya no es un limitante ya que hoy en día los canales de comunicaciones con estas características son más frecuentes y las empresas pueden aprovechar estas opciones con el fin de hacer más eficientes sus sistemas de potencia [9].

3.2 ESTANDAR IEC 61850

IEC 61850 se crea a partir de una serie de esfuerzos destinados a proporcionar interoperabilidad entre dispositivos, transmisión rápida de datos, seguridad para la entrega de los datos transmitidos y soporte para la configuración. La UCA y EPRI en 1998 en el desarrollo del proyecto comunicación Integrada para Utilities (IUC) creó la arquitectura estándar de comunicaciones UCA Versión 1.0 con el objetivo de proporcionar interoperabilidad para la supervisión y control de servicios públicos domiciliarios, comunicación entre centros de control y subestaciones. La utilización del estándar de comunicaciones UCA Versión 1.0 es limitada ya que no describía como se debía aplicar en la práctica, ni como se utilizaría en dispositivos, es por ello que la EPRI y la IEEE siguen trabajando con el patrocinio de otros proyectos de investigación y logran desarrollar la arquitectura estándar

de comunicaciones UCA Versión 2.0, esta versión define los modelos de datos y funciones de control que pueden proporcionar los dispositivos de campo [13].

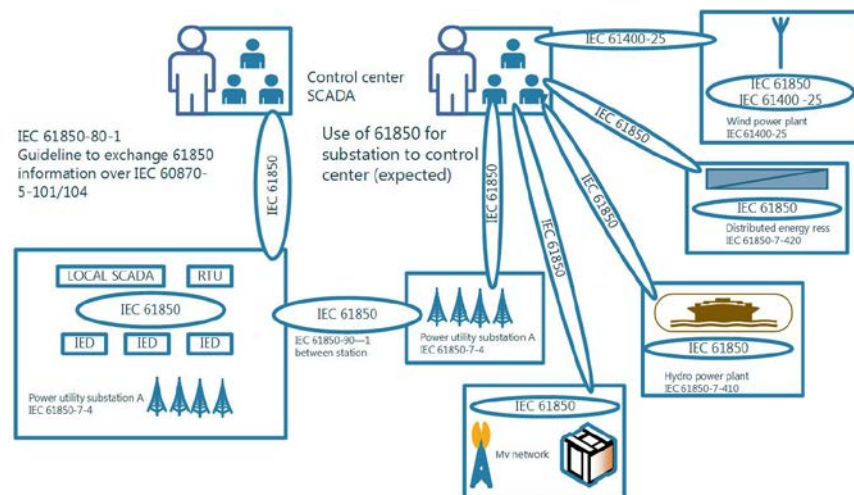
Finalmente Teniendo en cuenta las nuevas tecnologías en comunicaciones y la necesidad de interoperabilidad entre dispositivos electrónicos dentro de las subestaciones eléctricas, IEC en el 2003 publica el estándar 61850. Este estándar proporciona interoperabilidad, libre configuración, estabilidad a largo plazo, comunicación vertical cliente-servidor, comunicación horizontal entre bahías, soporte para automatización de subestaciones, utiliza red de Ethernet, define y asegura la comunicación entre los dispositivos inteligentes (IED's) que componen una subestación eléctrica, define los requerimientos para el desempeño de los mensajes y la seguridad de la información en los sistemas de automatización [8]. reemplaza a los protocolos antes utilizados de fabricantes propietarios, integra diferentes fabricantes, funciona con base a un modelo de objetos utilizado para el intercambio de información por medio de un lenguaje de configuración para subestaciones [14] Gracias a las anteriores características el estándar IEC 61850 se convirtió en una tendencia utilizada a nivel mundial por operadores de red para el control, supervisión y protección de sistemas de potencia eléctrica.

Uno de los objetivos del estándar IEC 61850 es crear interoperabilidad entre IED's de diferentes fabricantes, así como el uso de información sobre medios de comunicaciones comunes. Al existir interoperabilidad entre IED's se elimina la necesidad de crear proyectos con un solo fabricante, los protocolos propietarios no son indispensables y las capacidades de los diferentes IED's son descritas de forma estándar. La automatización y modernización de las subestaciones es más sencilla ya que reduce la ingeniería y la configuración de dispositivos. Se crea el bus de procesos que hace que exista comunicación junto a los equipos de potencia permitiendo la adquisición de datos y el control de equipos primarios [15].

3.2.1 Alcance. Inicialmente la norma fue creada para la normalización de comunicaciones en subestaciones eléctricas y estaba enfocada al control, supervisión y vigilancia. Desde el 2009 la norma se ha venido actualizando cubriendo aún más funciones como la medición, monitoreo y manipulación de datos históricos en subestaciones eléctricas.

Según se observa en la figura 10, ahora los conceptos del estándar IEC 61850 tienen un mayor campo de acción aplicado a centrales hidroeléctricas, monitoreo, control de centrales eólicas, comunicación entre subestaciones, etc [16].

Figura 10. Diagrama alcance del estándar IEC 61850



3.2.2 Objeto. Básicamente el objeto de la norma es dar soporte a las funciones de protección, control, supervisión, además de otras funciones básicas como por ejemplo sincronización de tiempo y auto supervisión, entre otras que puedan requerirse para la automatización de subestaciones. En este sentido la norma permite:

- Añadir nuevas funcionalidades. Estas funcionalidades son ejecutadas por los software instalados en los dispositivos inteligentes IED's.
- Utilizar un lenguaje legible para la información emitida y recibida por todos los IED's dentro del sistema eléctrico.
- Asegurar la interoperabilidad de dispositivos de diferentes fabricantes e intercambiar información sobre un medio de comunicación común.
- Implementar proyectos utilizando IED's de diferentes fabricantes.
- Describir de forma estándar las capacidades de IED's.
- La adquisición de datos y control en equipos primarios, gracias a la creación del bus de proceso.
- Libre asignación de funciones con el fin de soportar procesos centralizados y/o distribuidos.
- Utilización de redes LAN en lugar de cable de cobre [15].

3.2.3 Arquitectura de comunicaciones. Las funciones dentro de un sistema de potencia se pueden asignar y dividir en módulos en los diferentes IED's que se comunican entre sí (Funciones distribuidas). En un sistema de potencia automatizado las principales funciones de aplicación son el control, supervisión y protección, existen otras funciones relacionadas con el propio sistema como por ejemplo la supervisión de comunicaciones. En la figura 11. Se pueden visualizar los niveles de control e interfaces lógicas de comunicación según el estándar IEC 61850. Las funciones para la automatización de subestaciones se puede asignar a cualquier de estos niveles de control [16].

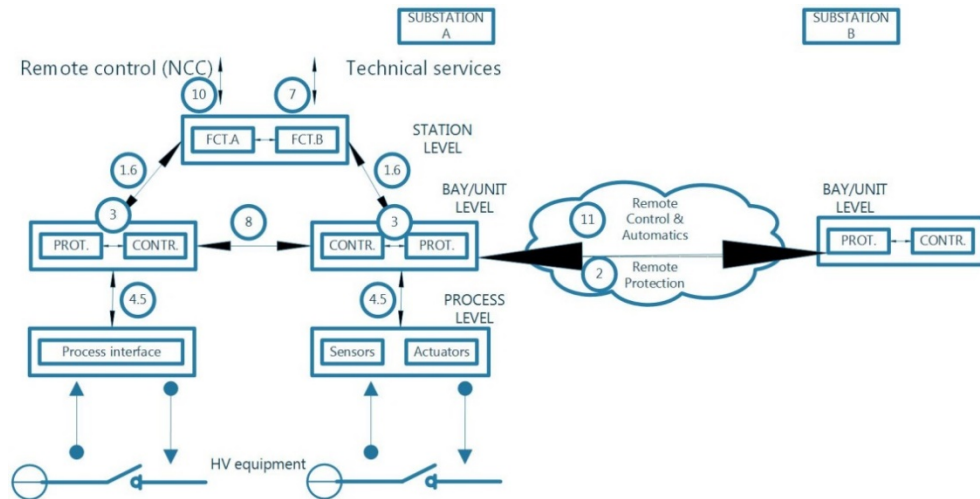
El primer nivel es el nivel de estación de la subestación. Puede estar constituida por una IHM y un software instalado en una plataforma computacional, RTU

(unidad terminal remota), GATEWAY o concentrador de datos. Las principales tareas son el control del sistema, el análisis de datos de perturbaciones, el registro de eventos, el diagnóstico del sistema y las alarmas [11].

El segundo nivel corresponde al nivel de Bahía. En este nivel se ubican los equipos asociados a bahías, estos equipos pueden ser IED's de control, registradores de falla etc., sus funciones son protección, medición, registro de fallas, enclavamiento, regulación, control, señalización, mando de equipos de la bahía. Las principales tareas específicamente son el control del sistema, la protección de línea, protección del transformador, la protección de las barras, la protección contra el fallo del interruptor, la medición, registro de eventos, registro de fallos y alarmas [11].

Por último el tercer nivel corresponde al nivel de proceso, está constituido por equipos de potencia primarios tales como interruptor y seccionadores que operan desde el mando propio del equipo o transformadores de medida [11]. Los dispositivos ubicados en el nivel de proceso son básicamente entradas y salidas remotas, sensores y actuadores [16]. El sistema de control digital a través de estas unidades realiza funciones de adquisición de datos analógicas, digitales y operación remota de equipos primarios, las principales tareas son el control del sistema, la protección de línea, protección de transformador, la protección de las barras, la protección contra fallas del interruptor, la medición, registro de eventos, registro de fallas y alarmas.

Figura 11. Arquitectura para la automatización de subestaciones eléctricas enfoque estándar IEC



3.2.4 Modelo de interfaz dentro de la subestación y entre subestaciones. El éxito de la automatización de la subestación depende de las interfaces utilizadas para tal fin, así como de los equipos utilizados para proporcionar la confiabilidad exigida por los sistemas de potencia [9]. A continuación se listan las interfaces que se pueden requerir para la automatización de subestaciones eléctricas [17].

- Protección e intercambio de datos entre nivel de bahía y el nivel de estación.
- Intercambio de datos para protección entre el nivel de bahía y la protección remota.
- Intercambio de datos entre el nivel de bahía.
- Intercambio instantáneo de datos de los transformadores de medida entre los niveles de proceso y bahía.
- Intercambio de datos de control entre los niveles de proceso y bahía.
- Intercambio de datos de control entre los niveles de bahía y estación.
- Intercambio de datos entre una subestación y un lugar remoto de trabajo donde se ubica el operador.

- Intercambio directo de datos entre bahías especialmente para funciones rápidas como enclavamientos.
- Intercambio de datos entre el nivel de estación.
- Intercambio de datos y control remoto entre la subestación y una red remota NCC (Fuera del alcance de la norma IEC 61850).
- Intercambio de datos de control entre diferentes subestaciones [17].

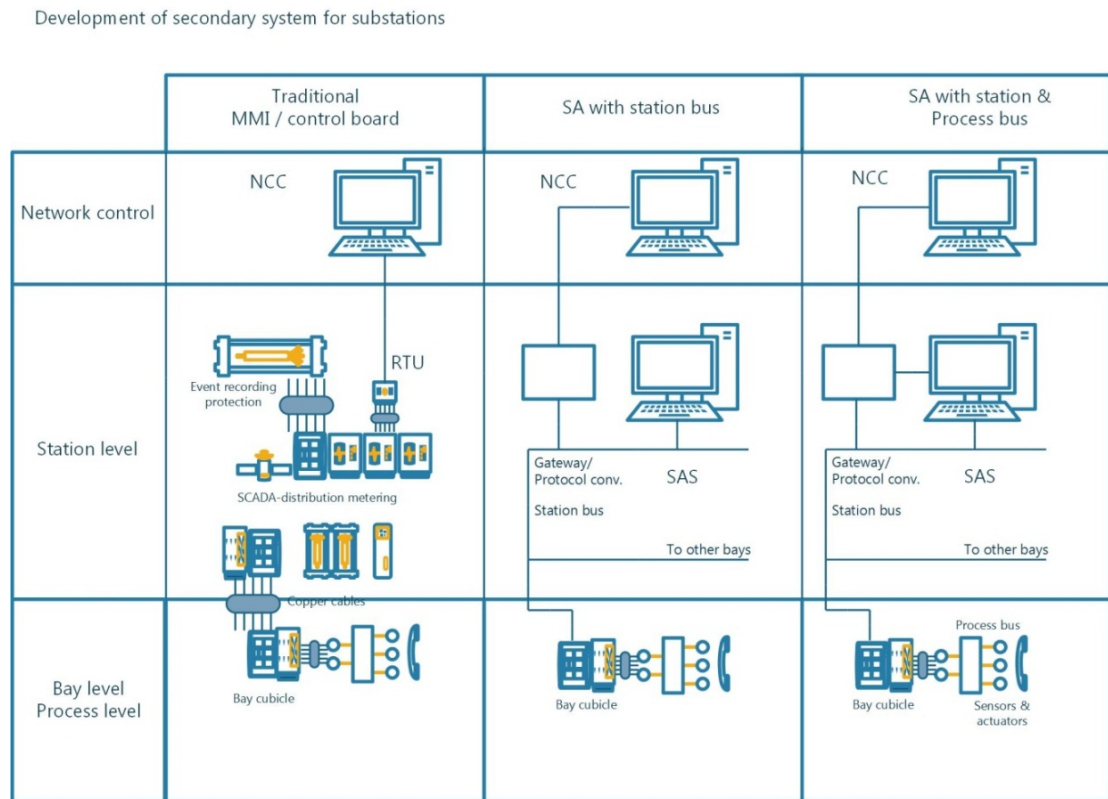
3.2.5 Bus de proceso y bus de estación en SAS. Una de las causas que permitieron el cambio e incorporación de nuevas tecnologías en cuando a la funcionalidad de IED's fue la entrada del estándar IEC 61850 y su modelo de datos definido mediante nodos lógicos (LN). El estándar modela e implementa algoritmos de protección y control proporcionando funcionalidad básica a IED's, esto hace posible que los datos de los IED's sean accedidos directamente desde los servicios de comunicaciones [18].

Con la incursión del estándar 61850 se inicia una nueva etapa en las comunicaciones, los equipos se adaptan a nuevas tecnologías que les permiten operar sin la necesidad de protocolos propietarios o convertidores de protocolos, ahora los equipos pueden operar en el bus de estación gracias a la utilización de un protocolo abierto. Adicionalmente el estándar incorpora un nuevo bus llamado bus de proceso que permite la comunicación entre equipos de alta tensión y los IED's. El bus de proceso tiene altos requerimientos de ancho de banda ya que por medio de él se transfieren de forma continua valores muestreados del proceso primario [18].

Con la implementación del bus de proceso la arquitectura del sistema secundario cambia, los relés de control descentralizados desaparecerán, ya que no habrá conexiones entre equipos de conmutación, medida y dispositivos de control debido a que los dispositivos de proceso pueden montarse directamente a los aparatos

primarios. En la figura 12. Se puede apreciar la evolución del sistema secundario en subestaciones eléctricas [18].

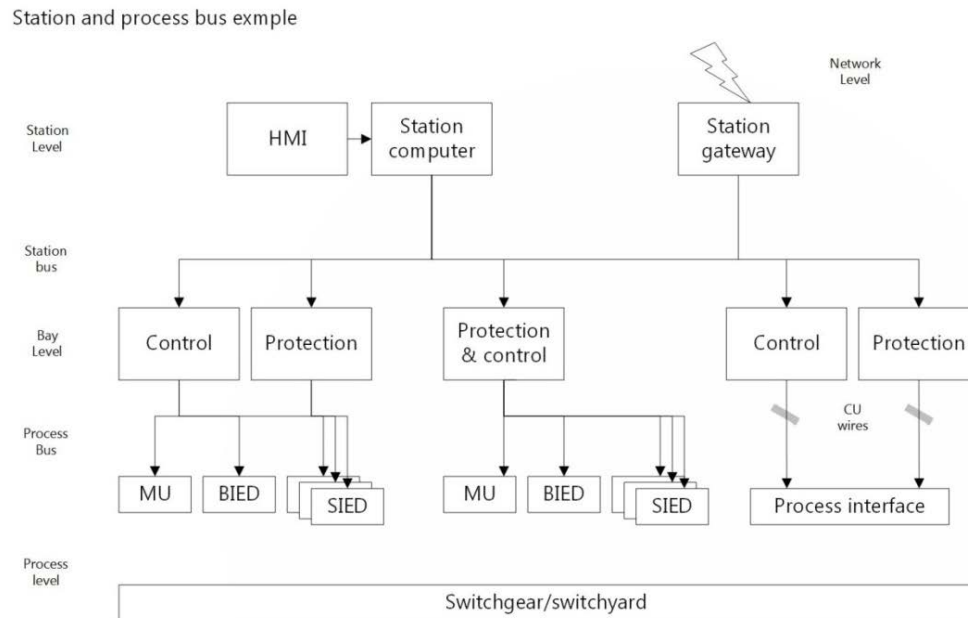
Figura 12. Diagrama evolución del sistema secundario para la automatización de subestaciones



El bus de estación conecta Las unidades de bahía conformada por IED's para protección, control y monitoreo con los dispositivos del nivel de estación (Computadora para IHM y station Gateway), Lleva principalmente información de control, como mediciones, enclavamiento y selección antes de operar [19]. El bus de estación puede configurarse como una topología en anillo o anillo redundante, una estrella con redundancia para los IED's o cualquier configuración que se considere siempre y cuando cumpla con los requerimientos de rendimiento y confiabilidad.

El bus de proceso está conformado por una arquitectura de comunicaciones que conecta los equipos primarios que poseen interfaces para Ethernet con IED's de protección, control y medida. Estos equipos se conectan mediante Mering Units (MU), las funciones de las MU es adquirir las señales sinusoidales de corriente y tensión provenientes de los transformadores convencionales de medida (TC y PT), convertir estas señales analógicas en valores digitales y transmitir las señales a una LAN utilizando diferentes conexiones Ethernet. Las MU también permiten reemplazar las conexiones que tradicionalmente se hacían en cobre por conexiones en fibra óptica. En la figura 13 se puede apreciar un ejemplo de los buses de proceso y estación [20].

Figura 13. Diagrama ejemplo bus de estación y proceso

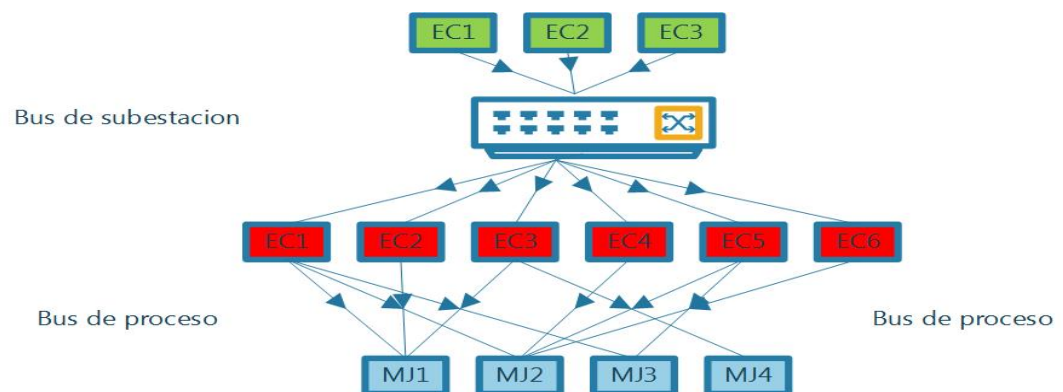


Pueden existir gran variedad de arquitectura para el bus de proceso, dependen de factores como la distancia, ubicación de las MU's e IED's, capacidades de

comunicación, existencia de puertos únicos o multiplex para comunicaciones, ancho de banda de la red de comunicaciones disponible [18].

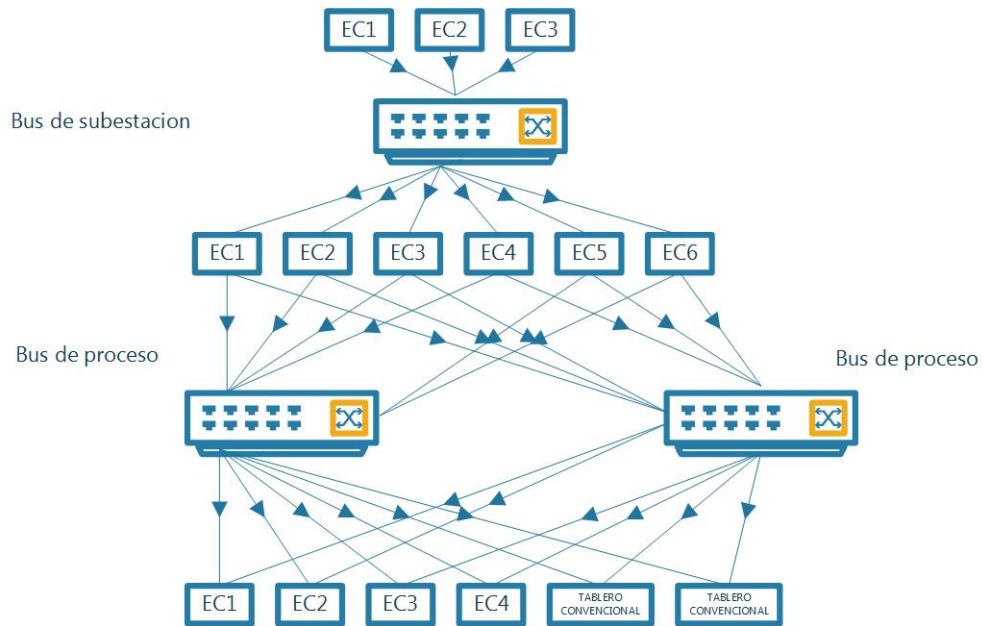
Las conexiones para el bus de proceso tienen dos tendencias, las conexiones punto a punto y las conexiones punto a multipunto. Las conexiones punto a punto difieren de las de punto a multipunto en que las primeras no tienen una red de comunicaciones, mientras que en punto a multipunto existe una red de comunicaciones fiable. En las conexiones punto a punto según se puede apreciar en el ejemplo de la figura 14. Se tienen conexiones directas entre IED's y MU que requieran muestras, esto implica que es necesario realizar tantas conexiones punto a punto como conexiones con las MU's sean requeridas

Figura 14. Diagrama ejemplo bus de proceso topología punto a punto



De acuerdo con la figura 15, en Las conexiones punto a multipunto los IED's están conectados directamente a una red de comunicaciones en estrella, a esta red de comunicaciones también se conectan las MU's que se requieran en el proceso. Para el ejemplo se observa un bus de proceso redundante que permite que los equipos se conecten a través de redes independientes [21].

Figura 15. Diagrama ejemplo bus de proceso topología punto a multipunto



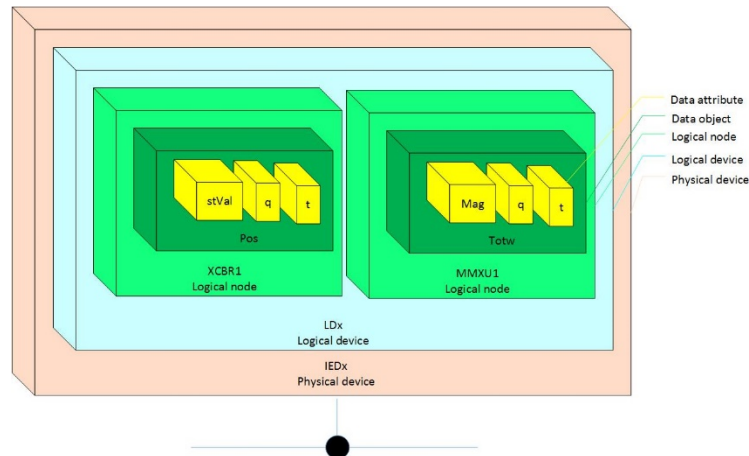
3.2.6 Definición de IED's, dispositivo lógico, nodo lógico, objeto de datos y atributo de datos.

- IED: Dispositivo electrónico inteligente, es cualquier dispositivo electrónico con uno o más procesadores con la capacidad de recibir y enviar órdenes o datos desde y hacia una fuente externa como por ejemplo medidores electrónicos de diferentes variables, controladores, etc [7].
- Objeto de datos: Estos representan información específica como un estado o medida, hacen parte de un nodo lógico [7].
- Nodo lógico (NL): Es la estructura más pequeña de una función que intercambia datos [7].
- Dispositivo lógico (DL): Dispositivo virtual que permite la agregación de nodos lógicos relacionados [17].

3.2.7 Modelo de información.

El estándar IEC 61850 modela la información en niveles. Según se aprecia en la figura 16, el estándar separa el dispositivo real IED en dispositivos lógicos, estos son equivalentes a las funciones requeridas para la automatización. Así mismo el estándar separa los dispositivos lógicos en partes más pequeñas llamadas nodos lógicos, objeto de datos y atributos [17]. Cada nodo lógico está conformado por una clase de datos estándar, los posibles valores que pueden tomar esta clase de datos se denominan atributos [15].

Figura 16. Diagrama estructura IED enfoque estándar IEC 61850



Los dispositivos lógicos no se puede dividir en más de un IED, estos contienen los servicios y puntos de acceso de comunicaciones del IED. Son utilizados para indicar y conocer el estado del dispositivo físico, como por ejemplo donde se encuentra alojado o información del equipo remoto que controla [17].

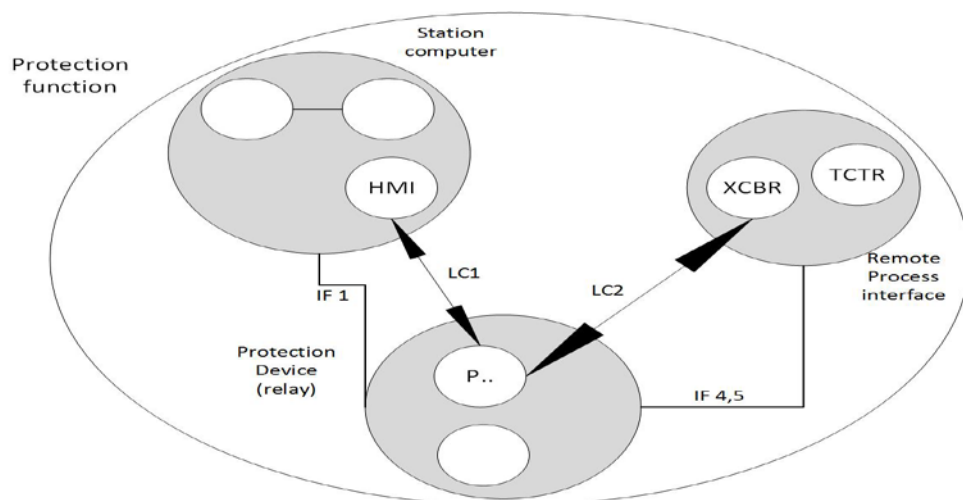
Todas las funciones para la automatización se pueden dividir en varios nodos lógicos, estos nodos lógicos pueden estar distribuidos en uno o más IED's y se

interconectan entre sí por medio de conexiones lógicas, las conexiones lógicas pueden estar asociadas a una o varias conexiones físicas [15].

Las funciones pueden ser implementadas independientemente y los datos de estos pueden ser reutilizados por otros IED's. Existen datos que no pertenecen a ninguna función, sino al propio dispositivo IED como por ejemplo datos de auto supervisión e identificación del dispositivo, también pueden existir datos de uso común al sistema [17].

La mayoría de funciones pueden estar representadas como mínimo por tres nodos lógicos de acuerdo con la figura 17 donde se muestra como ejemplo una función de protección. La función está conformada por un nodo lógico con los datos de funcionalidad del núcleo, un nodo lógico con los datos de interfaz del proceso y un nodo lógico con los datos del HMI [17].

Figura 17. Diagrama ejemplo función de protección enfoque estándar IEC 61850

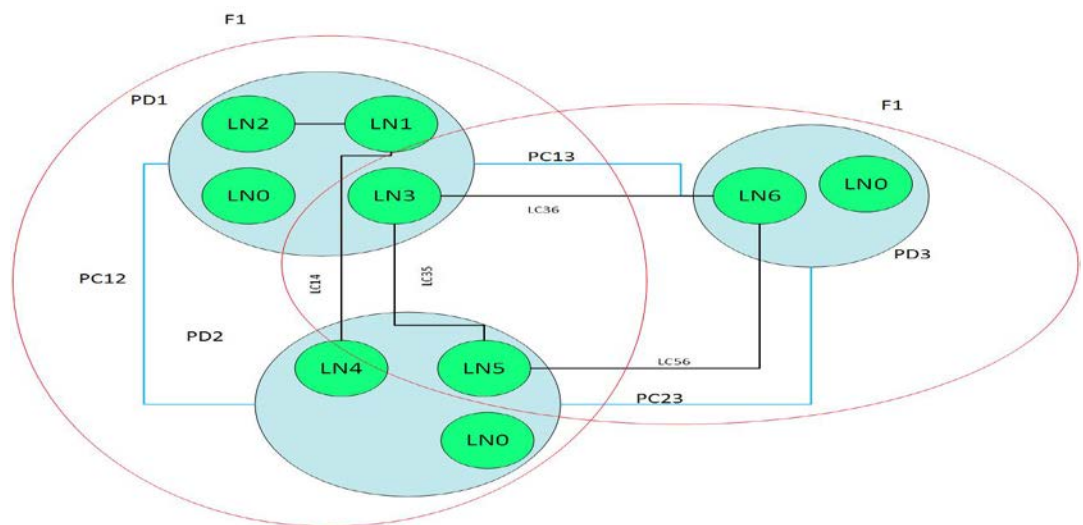


- P= protección
- XCBR= disyuntor que se dispara

Con el fin de dar una mejor visión de la conformación de funciones, en la figura 18 ilustra dos funciones F1 y F2, cada función se divide en nodos lógicos.

Por ejemplo la función 2 (F2) está dividida en 3 nodos lógicos (LN3, LN5 y LN6), más un nodo lógico LN0 que es el que proporciona la identificación del dispositivo físico. Los tres nodos lógicos LN3, LN5 y LN6 están distribuidos en 3 dispositivos físicos diferentes PD1, PD2 y PD3. Los nodos lógicos se encuentran conectados por conexiones lógicas identificadas por LC y conexiones físicas entre dispositivos físicos identificadas como PC [15].

Figura 17. Diagrama de conexión entre nodos lógicos y conformación de funciones



3.2.8 Clasificación de funciones requeridas para la automatización de sistemas de potencia enfoque IEC 61850.

A continuación se describen las funciones básicas para la automatización de un sistema de potencia según el estándar IEC 61850 [17].

- **Funciones de soporte del sistema:** Estas funciones no tienen impacto sobre el proceso, son para administración del propio sistema. Ejemplo administración de redes, sincronización horaria, auto comprobación física de dispositivos. Estas funciones se realizan continuamente [17].
- **Funciones de mantenimiento o configuración:** Se realizan para mantener o configurar el sistema. Hace referencia a la configuración inicial, cambio de datos o recuperación de datos de configuración inicial del sistema. Por ejemplo gestión de software, ajustes, gestión de seguridad del sistema, etc [17].
- **Funciones operativas o de control:** Estas funciones permiten mantener la subestación en normal operación, interviene IHM local o remota que presenta el estado de la operación, permitiendo el control mediante comandos. Por ejemplo conmutación síncrona, cambio de parámetros, eventos, recuperación de registro de perturbaciones [17].
- **Funciones de automatización de procesos locales:** Esta función se inicia con la adquisición de datos de sensores como PT y CT en la bahía y finaliza con la operación de un actuador como interruptor en la misma bahía. La función se realiza con datos del proceso y del sistema sin intervención del operador, por ejemplo funciones de sobre corriente, enclavamientos, medición y control de Bahía [17].
- **Funciones de automatización de procesos distribuidos:** Los datos son adquiridos por PT y CT de una bahía, asimismo las acciones las realizan actuadores de más de una bahía. La funcionalidad puede estar distribuida en más de un IED. Estas funciones son automáticas sin intervención del operador.

Las funciones distribuidas requieren de la estandarización de comunicaciones [17].

Para la identificación de los requisitos de comunicaciones es necesario determinar todas las funciones necesarias dentro del sistema de automatización. Los IED's pueden proporcionar muchas funciones simples y complejas. Las funciones deben clasificarse por funcionalidad, con funcionalidad del núcleo indivisible [17].

Los requisitos de comunicación se basan en la descomposición de las funciones a su mínima expresión. Se debe describir cada función identificando la tarea de la función, impacto, desempeño, interacción con otras funciones [17].

3.2.9 Parámetros de automatización: Para la automatización de utilidades de un sistema se requiere de un conjunto de parámetros utilizados para controlar y soportar la operación del hardware de IED's, software de IED's, entorno del proceso y entorno de telecomunicaciones [16]. En la figura 20 se puede observar la estructura general estos parámetros.

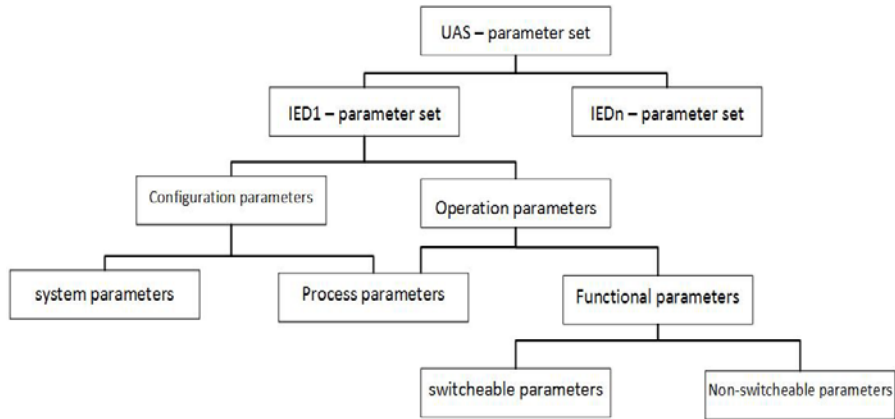
Con respecto a los métodos y procedimientos de entrada, los parámetros se dividen en las siguientes categorías:

- parámetros de configuración
- parámetros de operación [17].

Con respecto al origen y función los tipos de parámetros se dividen en:

- parámetros del sistema
- parámetros de proceso
- parámetros funcionales [17].

Figura 18. Diagrama estructuras de parámetros para automatización de subestación y utilización de IED's



Los parámetros de configuración definen el comportamiento total del sistema para la automatización de sus utilidades e IED's, estos parámetros se asignan durante la configuración inicial, pero si se requiere de una ampliación o cambio de las funcionalidades deberá reconfigurarse y deberá hacerse fuera de línea. A diferencia de los parámetros de configuración los parámetros de operación definen el comportamiento de las funciones parciales del sistema y estos sí son posibles cambiarlos sin restringir el funcionamiento normal del sistema [17].

Los parámetros del sistema determinan la cooperación de los IED's y procedimientos del sistema teniendo en cuenta sus limitaciones tecnológicas y componentes disponibles, por ejemplo la configuración del sistema determina el alcance de las funciones requeridas y disponibles en el software de los IED's a nivel de estación, configuración de componentes de hardware y procedimiento de comunicación entre IED's [17].

Los parámetros del proceso describen la información que se intercambia entre el sistema de automatización de utilidades y el ambiente del proceso. Estos parámetros definen las características cualitativas en la interfaz del proceso como

tiempos de salida de comandos, supresión de eventos transitorios, tiempos del computador, etc [17].

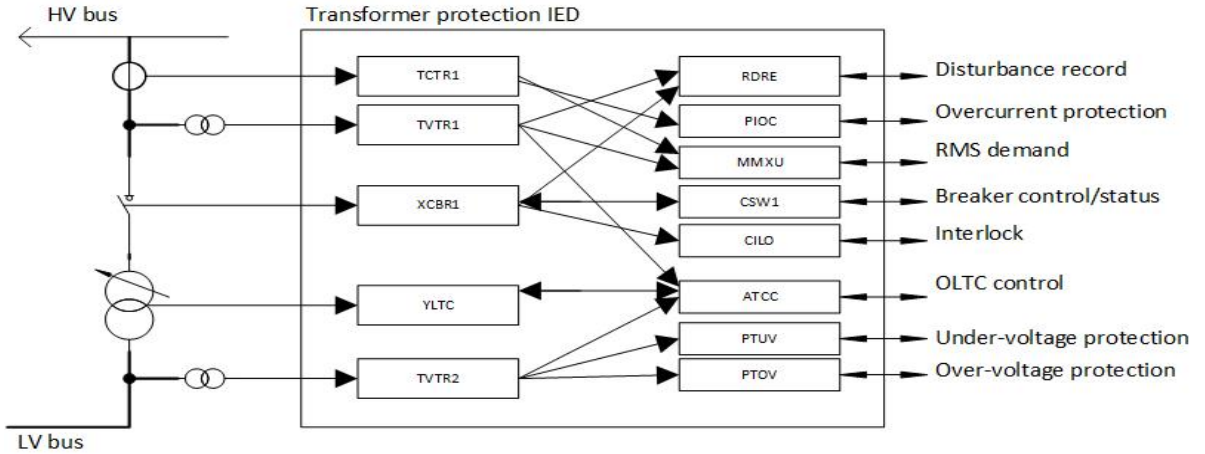
El último tipo de parámetros son los parámetros funcionales que describen las características cualitativas y cuantitativas de las funciones, estos parámetros normalmente se puede modificar en línea, por ejemplo un tipo de parámetro puede ser el punto de ajuste de controladores, condiciones de arranque, etc. Este tipo de parámetro funcional es la base para los algoritmos de control automático, protección, bloqueo y ajuste [17].

3.3 EJEMPLO BÁSICO DE APLICACIÓN SEGÚN ENFOQUE DEL ESTÁNDAR IEC 61850

El campo de comunicaciones en sistemas de potencia posibilita la implementación de funciones utilizando IED's. A continuación se explica un ejemplo básico que se basa en el estándar IEC 61850 para la regulación automática de voltaje en una subestación eléctrica.

En la figura 21, Se observa la implementación de un control para la regulación de tensión en una subestación eléctrica utilizando el estándar IEC 61850. La subestación está conformada por un transformador, un disyuntor, un transformador de potencial (PT), un transformador de corriente (CT) y un cambiador de tap bajo carga (OLTC). En la subestación se implementaron las funciones de control y protección utilizando un solo IED. En la figura se observa la disposición de los nodos lógicos e interconexiones para la bahía del transformador [15].

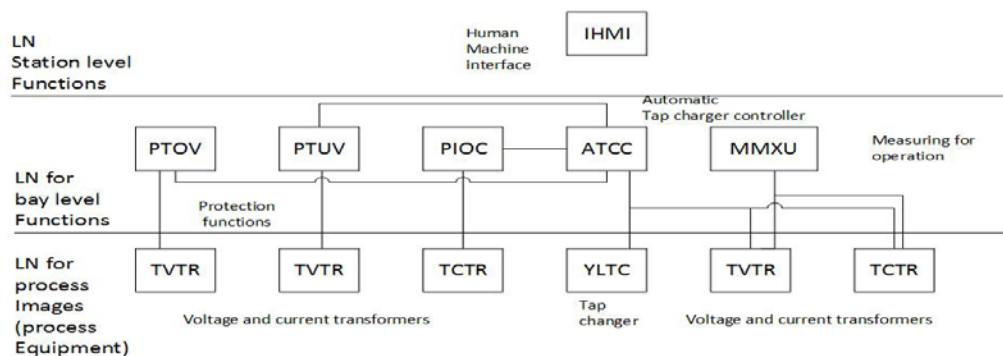
Figura 19. Diagrama ejemplo de aplicación para la regulación de tensión en una subestación según utilizando estándar IEC 61850



El objetivo de la función es mantener el nivel de tensión en su nivel nominal mediante la implementación de un control automático, considerando variables como la tensión en el bus de carga y la carga actual del transformador [15].

En la figura 22, se muestra los nodos lógicos requeridos para la implementación de la función de regulación automática de voltaje [15].

Figura 20. Diagrama interconexión entre dispositivos lógicos e implementación de función regulación de voltaje enfoque estándar IEC 61850



- IHM: Interfaz human machine, este nodo lógico está presente físicamente en el nivel de estación (PC del operador), suministra información de estado de la subestación.
- PTOV: Protección contra sobretensión.
- PTUV: Protección contra sub tensión.
- PIOC: protección contra sobre corriente.
- ATCC: Control para el cambio automático del TAP.
- MMXU: Proceso de medición (Se encuentra incorporado en el IED).
- TVTR1 y TVTR2: Transformadores de tensión.
- TCTR: Transformadores de corriente.
- XCBR: Disyuntor.
- YLTC: Cambiador del TAP, se encuentra incorporado en el IED.

Las conexiones entre los nodos lógicos se realizan mediante conexiones lógicas [15]. El nodo lógico ATCC al detectar una tensión fuera del rango permitido, calcula la variación que debe tener el tap y decide variarlo, esta acción depende del estado de los elementos de protección (Se evalúa su estado, este no debe haber actuado) y el flujo de potencia. El cambiador de tap (YLTC) recibe la información del ATCC, con esta información el YLTC actúa enviando un impulso al motor del OLTC para cambiar la posición del tap. Para la implementación de esta función es suficiente una transferencia de datos de baja velocidad (500 ms) [15].

4. SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ADQUISICION)

Los sistemas SCADA son utilizados para el control, supervisión y adquisición de datos en múltiples procesos industriales. Los SCADA permiten al operador tener acceso total del proceso, incluso modificar variables de control y solucionar problemas cuando se presentan fallas. Todo esto en tiempo real gracias a la utilización de un ordenador de control que tiene comunicación digital con instrumentos actuadores e interfaz gráfica. La comunicación se realiza mediante una red de Ethernet [22].

Los sistemas SCADA pueden ser utilización para monitorear procesos, gestión de la producción, mantenimiento, control de calidad, tratamiento histórico de información, entre otros procesos [22].

Los principales componentes que un sistema SCADA requieren para captar, tratar y gestionar la información son:

4.1 TRANSDUCTORES

Realizan un muestreo del secundario de los transformadores de instrumentación suministrando señales de tensión y corriente escaladas provenientes del sistema de potencia. La conexión física entre transformadores de instrumentación y transductores puede hacerse con cable apantallado para limitar las corrientes parasitas [9].

4.2. ORDENADOR CENTRAL O MTU (*MASTER TERMINAL UNIT*):

Hace referencia a un computador principal conectado a otros servidores que entregue información para supervisión. Esta información es suministrada por los

diferentes instrumentos de campo instalados en el sistema que se desea controlar [22].

Las principales funciones de la MTU son la comunicación continua mediante un esquema maestro-esclavo con otros PC o RTU con el fin de mantener una consigna. Las MTU hacen de IHM permitiendo recopilar información del proceso, solución de problemas ante fallas, presentación histórica de información, ejecución de software especializado para el control de funciones específicas del proceso [22]

4.3 ORDENADORES REMOTOS O RTU (*REMOTE TERMINAL UNIT*)

Las RTU están distribuidas estratégicamente con el fin de recopilar información de sensores conectados a esta y controlar elementos de regulación del proceso mediante la ejecución del software especializado contenido en el sistema SCADA. Las RTU se encuentran ubicadas entre los niveles de automatización del ordenador central e instrumentos de campo [22].

4.4 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Son los medios de comunicación utilizados para la transmisión de la información desde los instrumentos de campo hasta los ordenadores del sistema. El tipo de bus del sistema puede variar de acuerdo a los requerimientos del sistema y software seleccionado para implementar el SCADA [22].

4.5 INSTRUMENTO DE CAMPO

Son todos aquellos que permiten la captura de las señales, recopilan y manejan la información para la automatización y control de los sistemas de potencia.

4.6 CONTROLADORES DE BAHÍA

Deben ser multifuncionales y programables, tener la capacidad de ampliar la capacidad de entradas y salidas para soportar la necesidad del equipo que controlan, contar con un diagrama mímico que permita mostrar la información del proceso, despliegue de alarmas, despliegue de eventos, despliegue de medidas del proceso, manejo de la posición de la bahía (control/remoto) mediante botones de funciones, despliegue del estado de la tarjeta que hacen parte del equipo, tener led's de anuncio de alarmas configurables (contar con puerto de comunicaciones) y tener la capacidad de sincronización horaria [11].

4.7 CONTROLADORES DE SERVICIOS AUXILIARES

Deben permitir medir, supervisar y controlar los servicios auxiliares manejando los mismos protocolos del controlador de Bahía, estar integrado al sistema de control de la subestación y sincronizado con todos sus dispositivos. Debe contar con un LCD que permita despliegue del diagrama mímico de la bahía, alarmas, eventos, medidas de corriente y tensión, manejo de la posición del control de la bahía (control/remoto). Los controladores deben contener botones que permitan consultar el estado de la tarjeta que conforman equipo, tener led's de anuncio de alarmas configurables y contar con puertos para las comunicaciones [11].

4.8 SWITCHES O CONCENTRADORES DE DATOS

Deben estar adecuados para operar en ambientes industriales, cumplir con el estándar IEEE 16/3 dispositivo de conexión, "libre de errores, IEEE 61850-3 para redes o subestaciones eléctricas (IEEE 802.1d IEEE802.1q VLAN). Los switches deben contar con el número suficiente de puertos para conectar todos los equipos de la red (control, protección y medida) [11].

CONCLUSIONES

La selección de dispositivos, topología, red de comunicaciones, implementación de funciones para la automatización de subestaciones eléctricas está directamente relacionada con los criterios de seguridad y confiabilidad que la empresa requiera. Las restricciones físicas y tecnológicas también definen la arquitectura final del sistema. La determinación de utilizar una, más de una o combinación de las diferentes topologías utilizadas para la comunicación entre los diferentes niveles de control de la subestación está directamente ligada al número de dispositivos que se van a interconectar para el intercambio de información.

El protocolo de comunicación IEC 61850 ofrece múltiples beneficios en la automatización de sistemas de potencia. En las subestaciones eléctricas proporciona interoperabilidad a dispositivos de diferentes fabricantes para cumplir las funciones de supervisión, medida, protección y control gracias a que este protocolo permite el intercambio de información sobre un medio de comunicación común mediante la utilización de un lenguaje de datos estandarizado, esto elimina la necesidad de adquirir equipos de un mismo fabricante para reemplazo, ampliación o actualización de sistemas de potencia. Permite la descripción de forma estándar de las capacidades de los dispositivos inteligentes (IED's) y libre asignación de funciones que serán ejecutadas por software instalado en estos dispositivos, la libre asignación de funciones da soporte a procesos centralizados o distribuidos dentro de las subestaciones eléctricas. Reduce la cantidad de funciones supervisadas, reduciendo así también el tiempo de detección de fallas y aumentando disponibilidad del sistema. Otro beneficio del protocolo es que permite la adquisición de datos y control en equipos de potencia primarios, gracias a la creación del bus de proceso. Los anteriores y más beneficios que ofrece la utilización del protocolo IEC 61850 facilitan diseñar

sistemas particulares que cumplen con los criterios de seguridad, confiabilidad y disponibilidad requeridos para el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo al estándar IEC 61850 los niveles de control de las subestaciones eléctricas son el nivel de proceso, el nivel de bahía y el nivel de estación. El estándar modela la información requerida para la automatización de subestaciones eléctricas y permite la asignación de funciones a IED's. La utilización de este protocolo abierto de comunicaciones integrado a dispositivos inteligentes para la automatización subestaciones eléctricas permite controlar, supervisar y proteger una subestación desde cualquiera de los niveles jerarquizados de control, ya que estas y más funciones se pueden asignar a cualquier de estos niveles de control.

CITAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Resolución 070 de 1998: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, Bogotá D.C, 1998.
- [2] Congreso de Colombia, Ley 142 Ley de los servicios publicos domiciliarios, Bogotá D.C, 1994.
- [3] Congreso de Colombia, Ley 143: régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, vol. Diario Oficial 41434 del 12 de julio de 1994, Bogotá D.C, 1994.
- [4] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Resolución 097 de 2008: Principios generales y metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, Bogotá D.C, 2008.
- [5] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Resolución 038 de 2014: Código de medida, Bogotá D.C, 2014.
- [6] Ministerio de Minas y Energía, RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Bogotá D.C, 2013.
- [7] R. Silva, «Implementacion del bus de proceso en las subestaciones eléctricas.,» 2011.
- [8] Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, vol. 2, Impresiones Graficas Ltda, 2003.
- [9] J. McDonald, Electric Power Substations Engineering,, vol. 2, Washington, D.C: CRC press., 2003.
- [10] G. Morales Suárez, Criterios de automatización de subestaciones con la norma IEC 61850, Caracas, 2012.

- [11] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Circular 038 de 2014: Estudio para la determinación de unidades Constructivas del STN, STR Y SDL, Anexos del 1 al 4, Medellín, Junio, 2014, , 2014.
- [12] L. Andersson, C. Brunner y F. Engler, «Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies, sine loco,» de *IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*.
- [13] R. Díaz, N. Mejía, R. Sierra, A. Salazar, A. Castaño y G. Zapata, «Primer Laboratorio IEC 61850 en Suramérica,» [En línea]. Available: http://grupoty.t.medellin.unal.edu.co/descargas/Primer_Laboratorio_IEC_61850.pdf. [Último acceso: 15 mayo 2017].
- [14] C. Brunner y A. Switzerland, «Protection and Substation Automation Systems: Standardization, Integration and Information Technology,» Africa, , 2007.
- [15] T. Sidhu y Y. Yin, «IED modelling for IEC61850 based substation automation system performance simulation. [base de datos en línea], sine loco,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 7, 2006.
- [16] M. Benitez Lobato, Implementación práctica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas, Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingenieros, 2015.
- [17] A. C. Fernández Avilés, El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones (tesis en telemática), Cuenca: Universidad de Cuenca, 2015.
- [18] E. Hans, T. Olovsson y P. Werner, «Next generation substations,» *ABB review special report*.
- [19] S. Hubert Kirrmann, «Bumpless Ethernet redundancy for substation with IEC 61850, 61, ABB.,» *ABB review special report*.

- [20] H. A. Santana, S. D. López y E. Rivas Trujillo, «Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia - un paso hacia la tecnología de las redes inteligentes smart grids communication and automation net,» Santa Fe de Bogotá, D.C., Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- [21] F. T.S. Sidhu, «Control and Automation of Power System Substation using IEC61850 Communication,» *Control Applications*, 2005.
- [22] J. Fraile Mora y P. Á. García Gutiérrez, Instrumentación aplicada a la ingeniería,, vol. 3 , Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.

BIBLIOGRAFIA

FRAILE MORA, Jesús y GARCÍA GUTIÉRREZ, Pedro Ángel. Instrumentación aplicada a la ingeniería. Madrid: Ibergarceta. 2012.

MCDONALD, John. Electric Power Substations Engineering, Washington D.C: CRC press. 2003.

MEJÍA VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Bogotá: S.L Impresiones Graficas Ltda. 2003.

MORALES SUÁREZ, Gustavo. Criterios de automatización de subestaciones con la norma IEC 61850. Fürstenberg: EAE Editorial. 2012.