



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TÍTULO DE TESIS

**AUTOMATIZACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN 1 DE CU**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
ELECTRÓNICO:

PRESENTA:

CONTRERAS NARVÁEZ CRUZ ANTONIO
DIRECTORA DE TESIS:

M.I. ESTHER BARRIOS MARTINEZ



2013

<i>Símbolos y acrónimos</i>	3
<i>Capítulo 1</i>	5
<i>Introducción</i>	5
1.1 Motivación	5
1.2 Formulación del Problema	6
1.3 Hipótesis del trabajo	7
1.4 Metodología	7
1.5 Objetivo	8
1.6 Antecedentes	9
1.7 Descripción de los capítulos	10
<i>Capítulo 2</i>	11
<i>El SEP bajo el concepto de redes inteligentes</i>	11
2.1 Aplicaciones de Redes Inteligentes en Generación	11
2.1.1 Sistemas de almacenamiento	12
2.1.1.1 Hidroelectricidad Bombeada	13
2.1.1.2 Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido	14
2.1.1.3 Volante de Inercia	15
2.1.1.4 Baterías	16
2.1.1.5 Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos	17
2.1.1.6 Súper capacitores	18
2.1.1.7 Almacenamiento Térmico	19
2.1.1.8 Hidrógeno	19
2.2 Aplicaciones de redes inteligentes en Transmisión	20
2.3 Aplicaciones de redes inteligentes en distribución	22
2.4 Aplicaciones de redes inteligentes en consumo	24
<i>Capítulo 3</i>	34
<i>Automatización de una Subestación</i>	34
3.1 Medición	38
3.2 Control	39
3.3 Comunicación	40
3.4 Protección	40
<i>Capítulo 4</i>	41
<i>Automatización de la Subestación 1 de CU</i>	41
4.1 Dispositivos de protección	45
4.2 Dispositivo de control	47
4.3 Dispositivos de comunicaciones	47
4.4 Dispositivos de medición	48

4.5 Subestación 1 de CU automatizada	50
4.6 Falla de un interruptor	51
Capítulo 5	57
Conclusiones	57
Apéndice	58
Mapeo de Funciones Lógicas	68
Inicio de la simulación	72
Presentación de Resultados de la Simulación Continua	75
Presentación Resultados Paso a Paso	77
Bibliografía	80

Símbolos y acrónimos

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CO₂: Dióxido de Carbono.

CINVESTAV: Centro de Investigación y de Estudios Avanzados.

HVDC: Corriente Continua de Alta Tensión.

PAR: Regulador del Ángulo de Fase.

HVAC (High Voltage Direct Current): Corriente Alterna de Alta Tensión.

FACTS (Flexible AC Transmission System): sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

CA: Corriente Alterna.

SVC: Compensador Estático de potencia reactiva.

TCSC: Capacitor Serie Controlado por Tiristores.

STATCOM: Compensadores Síncronos Estáticos.

UPFC: (Unified Power Flow Controller) Controlador Unificado de flujo de Potencia.

WHAN (Wireless Home Area Network): Red Inalámbricas de Área Doméstica.

WiFi: Tecnologías de Comunicación Inalámbrica.

WiMax (Worldwide Interoperability for Microwave Access): Interoperabilidad mundial para acceso por microondas.

3G: Es la abreviación de tercera generación de transmisión de voz y datos a través de telefonía móvil.

IED: Dispositivo Eléctrico Inteligente.

UTR: Unidad Terminal Remota.

IEC 60870: (International Electrotechnical Commission): Comisión Electrotécnica Internacional

IEC 61850: La norma describe la comunicación entre dispositivos dentro de las subestaciones.

TC: Transformador de corriente

TP: Transformador de potencia

LAN (Local Area Network): Red de Área Local, Red Local.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

HMI (Human Machine Interface): Interfaz Hombre Maquina.

E/S: Entrada/Salida.

VLAN: (Virtual Local Area Network): Red de Área Local Virtual.

AMR (Automatic Meter Reading): Lectura de Medición Remota.

AMI (Advanced Meter Infrastructure): Infraestructura Avanzada de Medición.

Introducción

1.1 Motivación

La automatización de las Subestaciones Eléctricas se ha convertido en un requisito indispensable para su buen funcionamiento. El equipo eléctrico primario junto con sus subsistemas de medición, comunicaciones, control y protecciones aseguran la confiabilidad y disponibilidad de las Subestaciones. En la figura 1.1 se muestra la interoperabilidad entre el equipo y estos subsistemas.

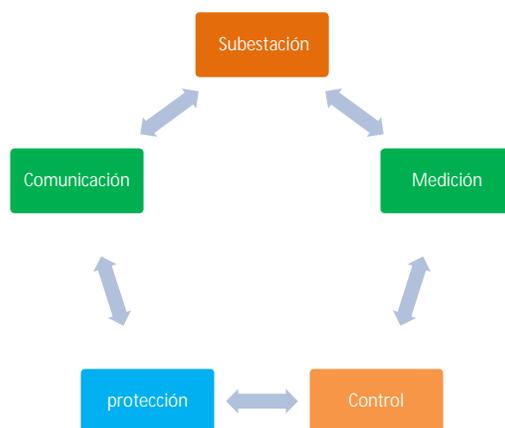


Figura 1.1.- Interoperabilidad en las Subestaciones entre la medición, las comunicaciones, el control y las protecciones.

La automatización de una Subestación Eléctrica es una parte integral y esencial de los sistemas eléctricos modernos, debido a que deriva en tener un grado de control alto en las distintas Subestaciones que integran la red eléctrica.

En el presente trabajo se describe como la automatización de Subestaciones podría jugar una función importante en aplicaciones futuras de las redes inteligentes en la red Eléctrica

de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) campus Ciudad Universitaria (CU).

El campus universitario es patrimonio de la humanidad al automatizarla se garantiza su cuidado y modernidad.

1.2 Formulación del Problema

Los sistemas encargados de proteger que hasta ahora están instalados en el SEP de CU han acertado en su resguardo; sin embargo, están limitados en algunos aspectos derivados de la falta de modernidad de la red eléctrica. Debido a ello, surge la necesidad de diseñar un sistema eléctrico que interactúe de manera automática con la medición, las comunicaciones, el control y protección. El sistema permitirá tener la información necesaria para depender menos de las decisiones humanas en su operación y mantenimiento.

Con la automatización de las Subestaciones de CU se tendrá un sistema confiable y seguro, ya que la UNAM cuenta con carga eléctrica muy importante. Por ejemplo, en los Institutos no se puede perder la continuidad de energía por los diferentes proyectos, investigaciones y pruebas realizados en sus laboratorios; en el estadio olímpico se requiere energía cuando se tiene algún evento. Además, si el sistema de iluminación funciona correctamente los miembros de la comunidad universitaria se sienten más seguros.

Con la red eléctrica Universitaria Automatizada nos orientamos a la integración de las redes inteligentes en CU, convirtiendo un sistema convencional a un sistema inteligente. Esta reestructuración se puede llevar a cabo con el apoyo de tecnología que incluya sensores, procesadores potentes, medios de comunicación adecuados y algoritmos de control que complemente a un Sistema Eléctrico robusto.

1.3 Hipótesis del trabajo

Al finalizar este trabajo, se obtendrán los parámetros, dispositivos y algoritmos necesarios para automatizar la subestación 1 de CU. Lo anterior, incrementará la confiabilidad del sistema, ya que el tiempo de respuesta a eventos que interrumpan el servicio será menor. Las soluciones que suministrará la subestación 1 de CU automatizada son las siguientes:

- 1) Garantizar la confiabilidad en el suministro de energía.
- 2) Minimizar los costos de operación y mantenimiento mientras se mantiene la seguridad de operación de la red;
- 3) Detectar, analizar, responder y restaurar el servicio en el menor tiempo posible;

Cumplido lo anterior, se en caminará a presentar las características iniciales para la incorporación de redes inteligentes al sistema eléctrico de la Universidad Nacional Autónoma de México campus CU.

1.4 Metodología

La automatización de la subestación 1 de CU implica la metodología siguiente:

Se inicia con la investigación del estado del arte de las redes inteligentes, con el fin de integrar las características de este concepto a la automatización de la Subestación. Además, con el objetivo de que la solución propuesta esté dentro de los límites especificados, se revisa la normalización nacional e internacional referente a la automatización de Subestaciones.

Se le da seguimiento a la investigación con el tipo de topología que tendrá la subestación 1 de CU para conocer los elementos constitutivos de su arreglo y así analizar la función de la automatización en la Subestación.

Después, se modelan los dispositivos de la subestación para que se implemente la operación del sistema con la ayuda de una herramienta de simulación especializada en automatización.

Finalmente, se analizarán y evaluarán los resultados de la simulación con escenarios de falla que nos permitan observar el correcto funcionamiento de nuestro sistema.

1.5 Objetivo

De acuerdo a lo antes descrito, el trabajo presente tiene como objetivo general:

Establecer una propuesta para automatizar la Subestación 1 de CU.

Los objetivos particulares para lograrlo son:

- 1) Realizar la propuesta de automatización de la subestación 1 con la herramienta de simulación *ATLAN 61850*.
- 2) Evaluar el sistema a través de la herramienta de simulación.

1.6 Antecedentes

La integración de dispositivos inteligentes están enfocados en las distintas áreas: comunicación, protección, medición y control. Lo anterior, permite automatizar un SEP y en este caso una Subestación Eléctrica.

En la actualidad, los elementos constitutivos de una Subestación contienen interfaces para acoplarlos con medios de comunicación modernos como la fibra óptica y tarjetería correspondiente con protocolos de comunicación como los que se han introducido recientemente bajo norma IEC 61850 (International Electrotechnical Commission).

Es importante mencionar otros rubros en los que México ha comenzado a aplicar técnicas modernas. Es el caso de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se ha iniciado la instalación de medidores inteligentes para tener un mejor control y permita a la paraestatal monitorear con más eficiencia las líneas de distribución. Estos programas comenzaron en abril de 2011, instalando varios medidores en la colonia Polanco, en el Distrito Federal y en Acapulco, Guerrero [1].

Por otro lado, el primer cable superconductor puesto en operación en América Latina, que fue instalado y energizado en la subestación de Comisión Federal de Electricidad “Satélite” en la ciudad Querétaro, Qro el día 3 de octubre de 2010. El cable trifásico con longitud igual a 34 metros está conectado entre un extremo en la salida de baja tensión del transformador de potencia (115kv/13.8kV) y en el otro extremo a las bahías de distribución de la subestación de CFE [2].

Asimismo, adelantándose a las necesidades que en las próximas décadas tendrá la industria eléctrica, investigadores del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados (CINVESTAV) desarrollaron transformadores electrónicos que responden a los requerimientos técnicos de las redes eléctricas inteligentes. Estos equipos permitirán controlar el voltaje y la corriente así como los equipos convencionales, pero con la ventaja de tener un grado de control y protección más amplio.

Además, el Instituto de Ingeniería de la UNAM cuenta con un PMU (Unidad de Medición Fasorial) y está a la espera de realizar convenios con otras instituciones para monitorear modos de oscilación críticos entre los SEP's.

1.7 Descripción de los capítulos

Los capítulos restantes se organizan de la siguiente manera:

En el *capítulo 2* se describirá la integración de las redes inteligentes en el sistema eléctrico, incluyendo las aplicaciones en Generación, Transmisión, Distribución y consumo de energía eléctrica.

En el *capítulo 3*, se describe las características y requerimientos necesarios para automatizar una subestación eléctrica.

En el *capítulo 4* se diseña la automatización de la Subestación 1 de CU por medio de una herramienta de simulación, que nos permite visualizar el comportamiento de nuestro sistema incluso cuando presenta fallas.

Por último, en el *capítulo 5* se darán las conclusiones del trabajo descrito.

El SEP bajo el concepto de redes inteligentes

La operación de los sistemas eléctricos es cada vez más compleja, por lo tanto, en la búsqueda de que su operación sea más seguras y confiable se planea automatizar todas sus funciones [3].

2.1 Aplicaciones de Redes Inteligentes en Generación

El desarrollo económico de los países está ligado a un crecimiento de la demanda energética, por lo que las proyecciones indican que la necesidad de energéticos de tipo fósil seguirá en aumento en cuanto no se desarrollen tecnologías medioambiental y económicamente eficientes. En la actualidad, los efectos de la contaminación se visualizan de manera clara. Por lo tanto, es necesario controlar las emisiones de los gases de efecto invernadero, como el CO₂ [4].

Existen tres tipos básicos de captura de CO₂; en Pre-combustión, en Post-combustión o Secuestro de CO₂ y en Oxi-combustión. El uso de cada uno de estos métodos dependerá de la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza [4].

Con base en lo anterior, es posible pensar en la integración de estos métodos a una planta de ciclo combinado para la generación de electricidad o a una refinería generando vapor, energía eléctrica, hidrógeno y otros insumos a un costo competitivo. De manera tal que se resuelven los problemas de manejo y almacenamiento de los residuos; por otro lado se maximiza el aprovechamiento de los recursos energéticos primarios en el país [5]. En la

figura 2.1.1 se puede observar el ciclo de proceso de la gasificación incorporada a un ciclo combinado.

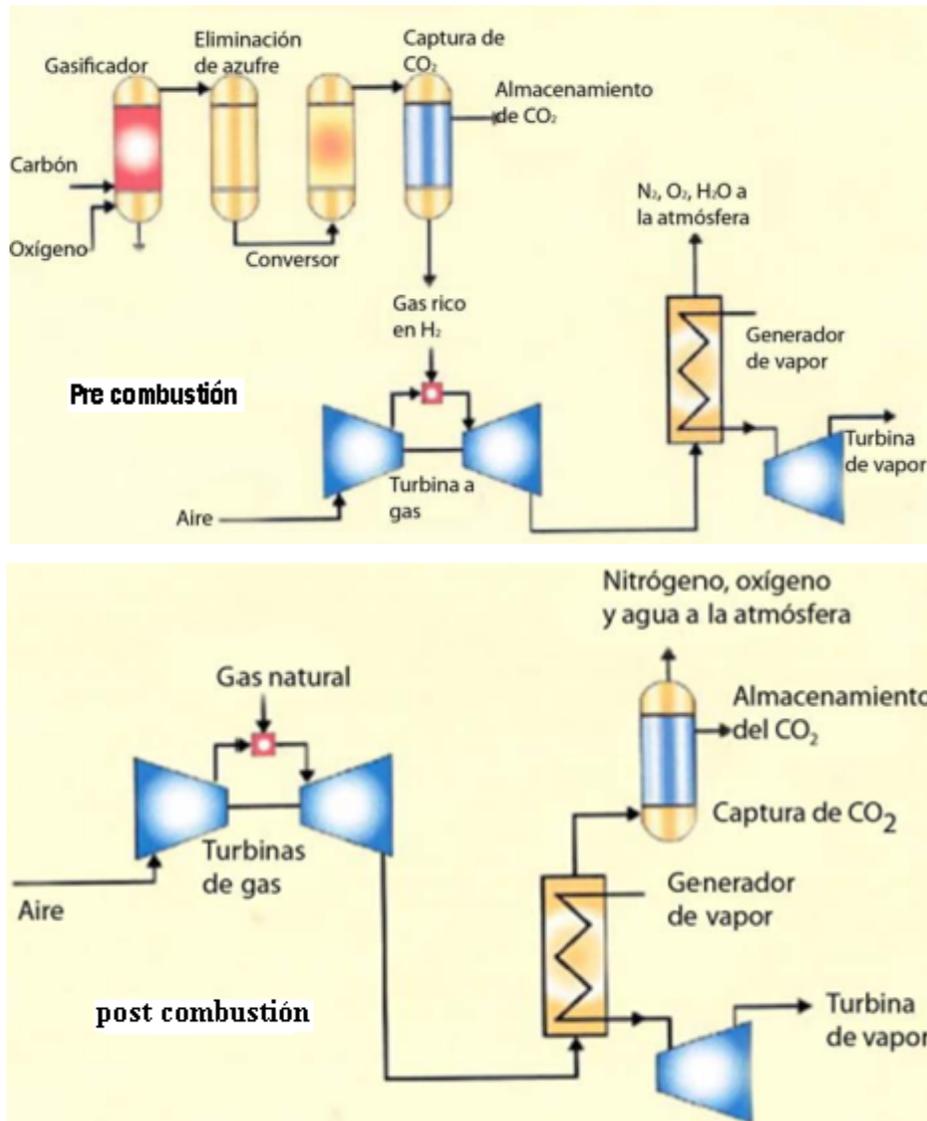


Figura 2.1.1.- Proceso de post combustión y pre combustión incorporado a un ciclo combinado [4].

2.1.1 Sistemas de almacenamiento

Sabemos que en los SEP's el equilibrio entre demanda y generación debe cumplirse en cada instante. En la actualidad, los sistemas eléctricos cumplen esta condición incluso sin la ayuda de almacenamiento de electricidad. Sin embargo, los medios de almacenamiento de energía se plantean como una técnica importante, ya que, aumentan la eficiencia de los

SEP's al reducir las necesidades de centrales de generación de respaldo, aumenta la eficiencia de los sistemas eléctricos al evitar los costos de interrupción del suministro y aumenta la disponibilidad de fuentes renovables.

Existen algunas formas de almacenar energía, las cuales pueden agruparse en dos tipos: almacenamiento químico, como energía contenida en los enlaces moleculares; y almacenamiento físico, como energía potencial, cinética, térmica o eléctrica [6]. El procedimiento de almacenamiento en cada tipo se describe a continuación.

2.1.1.1 Hidroelectricidad Bombeada

El sistema de hidroelectricidad bombeada consiste en bombear agua hasta un depósito ubicado a una cierta altura para almacenarla como energía potencial, que puede ser aprovechada a medida que el agua baja por gravedad accionando una turbina, ésta acoplada a un generador que permite obtener electricidad. Como se muestra en la Figura 2.1.1.1, se bombea agua al depósito durante horas valle, usando los excedentes disponibles en el sistema eléctrico. Durante las horas de alta demanda, el agua almacenada se puede utilizar para generación de electricidad, constituyéndose así en una reserva de alto valor por su capacidad de respuesta rápida para cubrir periodos transitorios de demanda máxima.

La eficiencia global de los sistemas de hidroelectricidad bombeada bien diseñados está en el rango de 72 a 81%. Actualmente es la forma más rentable de almacenamiento de energía. El principal problema es que requiere generalmente dos depósitos ubicados en alturas diferentes y frecuentemente tiene asociados costos excesivos [6].

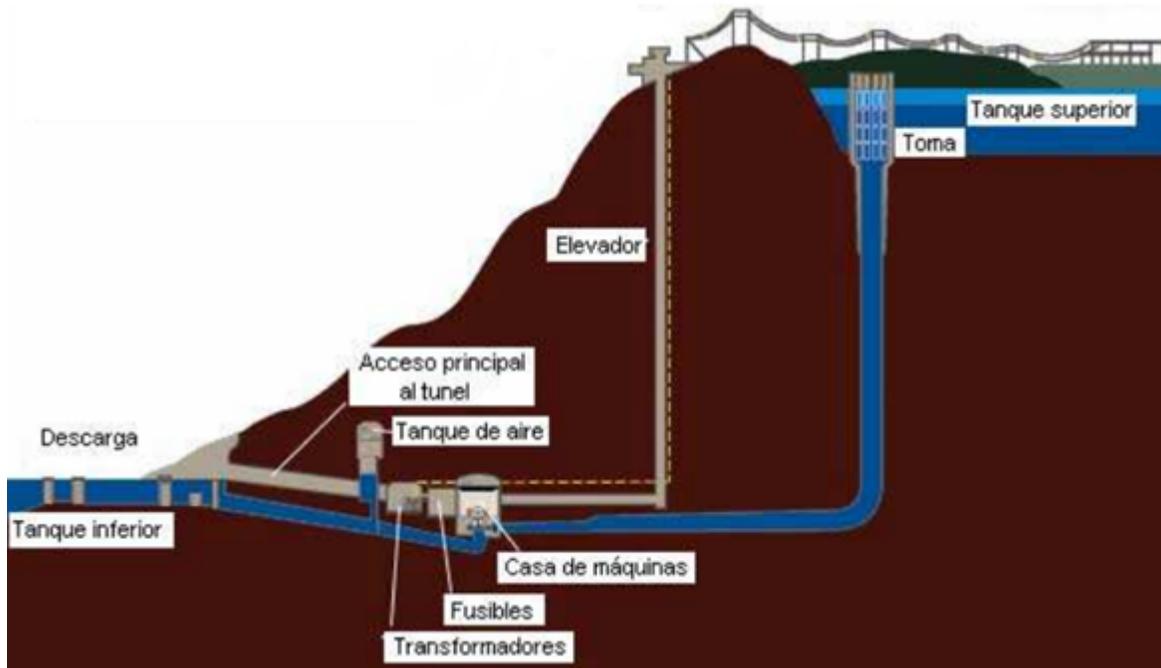


Figura 2.1.1.1.- Funcionamiento de Hidroelectricidad Bombeada [7].

2.1.1.2 Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido

Los sistemas Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido de la figura 2.1.1.2 utilizan la energía asociada al aire presurizado contenido en depósitos subterráneos consistente en cavidades naturales, minas antiguas o en acuíferos porosos que están geológicamente contenidos. El almacenamiento se realiza comprimiendo el aire durante horas valle y durante horas punta el aire se expande en una turbina de gas con alta eficiencia [6].

Según la figura 2.1.1.2, los elementos que sobresalen son el compresor y el conjunto de tuberías para el aire.

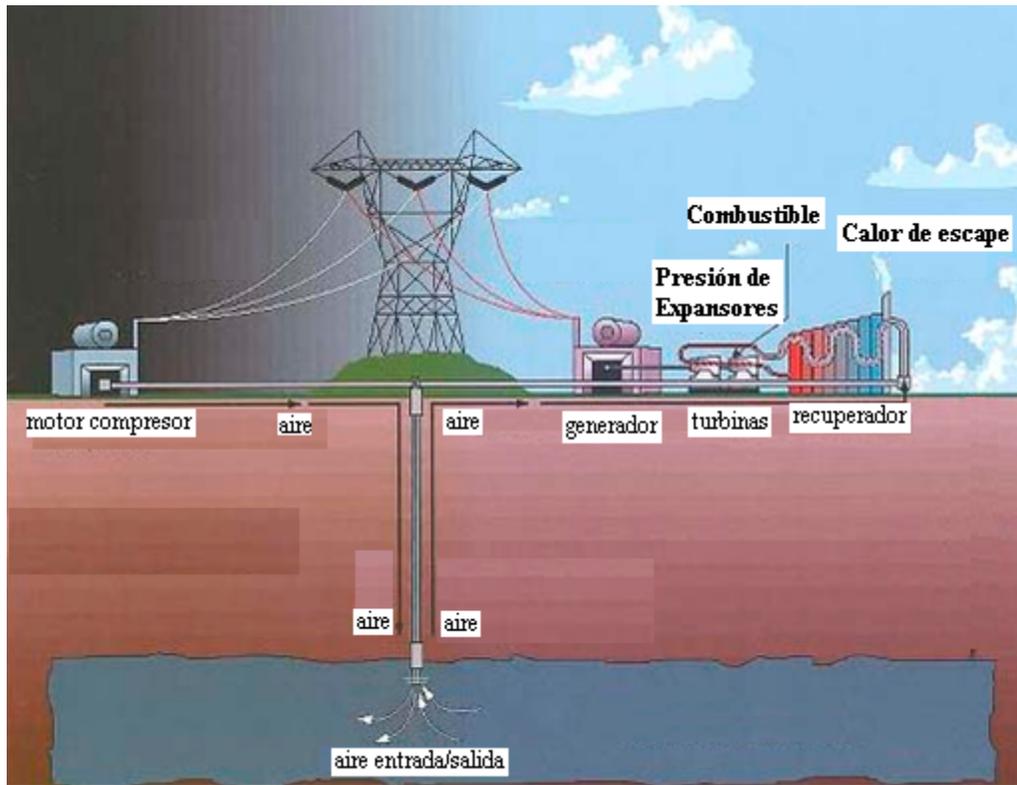


Figura 2.1.1.2.- Descripción del funcionamiento por almacenamiento de Energía con Aire Comprimido.

2.1.1.3 Volante de Inercia

Un volante de inercia, también conocido como batería mecánica es una masa que rota sobre un eje. La energía cinética es proporcionada al volante de inercia por un motor eléctrico acoplado al mismo eje, mediante el cual el volante eleva su velocidad hasta su valor nominal o proceso de carga. La devolución de la energía se realiza haciendo funcionar a la máquina eléctrica como generador y en este proceso el volante de inercia reduce su velocidad hasta un valor mínimo de diseño o proceso de descarga. En la figura 2.1.1.3 se muestra el volante de inercia [8].



Figura 2.1.1.3.- Volante de inercia.

2.1.1.4 Baterías

En las baterías la energía eléctrica es almacenada mediante reacciones electroquímicas, como se muestra en la figura 2.1.1.4 que transportan electrones al cátodo y ánodo, conectados por un electrolito, por ejemplo, soluciones líquidas, polímeros conductores sólidos y gel, para llevar a cabo reacciones específicas de reducción/oxidación.

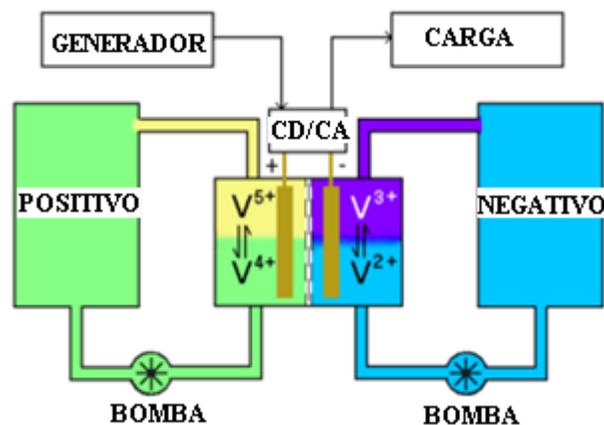


Figura 2.1.1.4.- Reacción química de las baterías.

Frecuentemente, se utilizan catalizadores para acelerar las tasas de reacción a niveles aceptables. Durante la carga, la energía se almacena químicamente al incrementarse la composición de iones cargados contenidos en el electrolito a través de reacciones

reducción/oxidación selectivas en los electrodos que consumen o producen electrones. En la descarga, la energía se libera por transporte de iones, causando reacciones reducción/oxidación que ocurren de forma inversa en los electrodos. Luego el ánodo ó electrodo oxidante y el cátodo o electrodo reductor cambian de posición entre carga y descarga.

La electricidad se produce en corriente continua y para su aplicación se convierte a corriente alterna mediante un inversor [6].

2.1.1.5 Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos

Los sistemas Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. La energía almacenada se puede suministrar a la red descargando la bobina. El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar energía de corriente alterna (CA) a corriente continua (CD) o vice versa. El inversor/rectificador presenta pérdidas de energía cercanas al 2-3% en cada dirección. El Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos presenta menores pérdidas de electricidad en comparación a otros métodos de almacenamiento de energía. Sin embargo, el costo alto de los superconductores es la limitación principal para el uso comercial de este método de almacenamiento de energía [6].

Debido a las necesidades energéticas de refrigeración y a los límites en la energía total capaz de ser almacenada, el Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos como el que se muestra en la figura 2.1.1.5 se utilizan actualmente para el almacenar energía por breves periodos de tiempo [6].



Figura 2.1.1.5.- Sistema súper conductor de energía magnética, suministra electricidad en caso de caídas de tensión por rayos y fenómenos naturales.

2.1.1.6 Súper capacitores

Los súper capacitores como se muestra en la figura 2.1.1.6 almacenan energía eléctrica en forma de cargas electroestáticas confinadas en pequeños dispositivos formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Los súper capacitores tiene la capacidad de ser cargados y descargados en breves periodos de tiempo, del orden de segundos o menos, lo cual los hace especialmente apropiados para responder ante interrupciones de suministro de poca duración [6].



Figura 2.1.1.6.- Súper capacitores [6].

2.1.1.7 Almacenamiento Térmico

Las propuestas de diseño se han orientado al uso de sal fundida como un almacén de calor, recolectado por una torre solar, como se puede apreciar en la figura 2.1.1.7. Este sistema es utilizado para generar electricidad con eficiencias térmicas sobre el 99% [6].

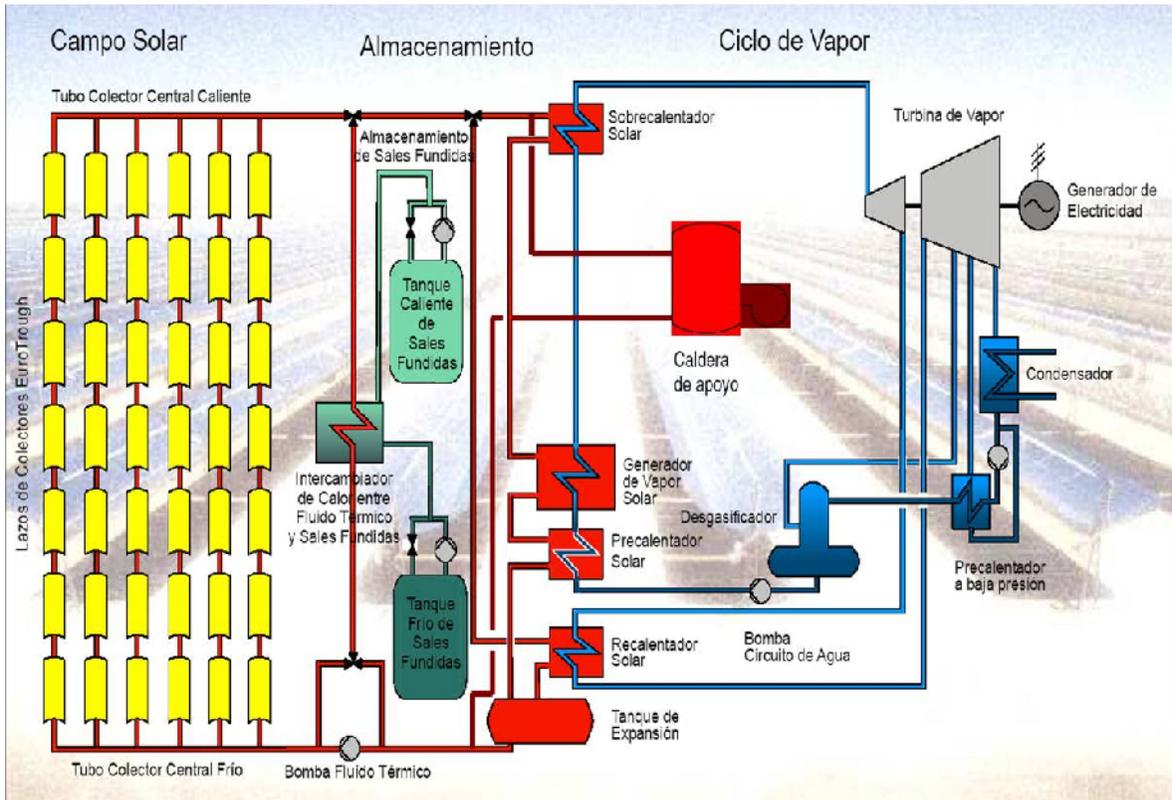


Figura 2.1.1.7.- Funcionamiento de un sistema de almacenamiento térmico [9].

2.1.1.8 Hidrógeno

El hidrógeno también se está desarrollando como medio de almacenamiento de energía. Como se muestra en la Figura 2.1.1.8, el hidrógeno se obtiene a partir del gas natural o por electrólisis del agua en horas valle y se usa en horas pico para generar electricidad en celdas de combustible [6].

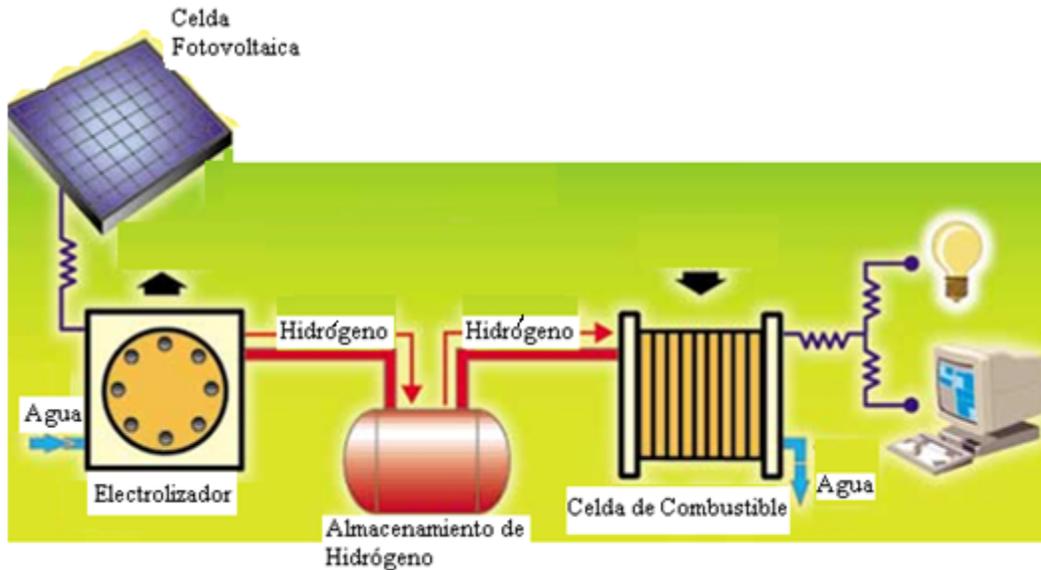


Figura 2.1.1.8.- Descripción del funcionamiento de un sistema de hidrógeno.

A pesar de contar con reservas de combustibles fósiles, se ha impulsado el uso de fuentes alternas de energía, aprovechando el importante potencial de fuentes de energía como la solar, la eólica, la mini hidráulica y la biomasa [10].

En el contexto energético en México, es relevante la contribución de estas fuentes al desarrollo social en áreas donde la energía convencional es económicamente inviable, tal es el caso de las zonas rurales que se encuentran apartadas de la red eléctrica [10].

2.2 Aplicaciones de redes inteligentes en Transmisión

La energía eléctrica generada por las centrales se suministra a los consumidores finales, situados a varios kilómetros, a través de una red de líneas de transmisión interconectados [11].

La red eléctrica y su operación no han evolucionado tanto desde su concepción, como se muestra en la figura 2.3.1. Sin embargo, los requerimientos actuales respecto al ahorro energético y la integración de elementos nuevos en la red eléctrica, como las energías renovables no convencionales y el vehículo eléctrico, requieren de la evolución de la red eléctrica que utilizamos hoy en día [12].

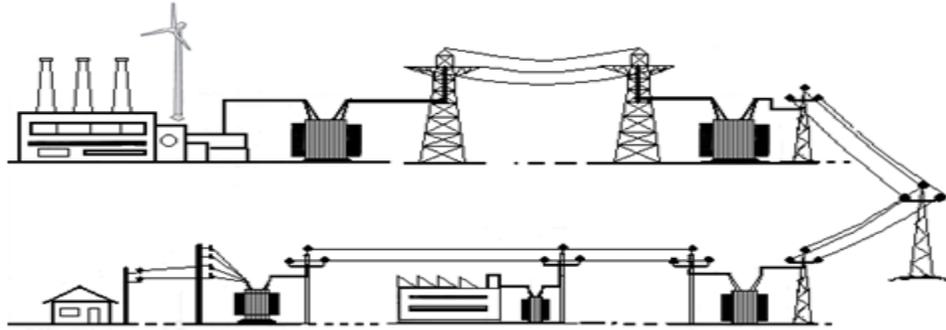


Figura 2.3.1.- Red eléctrica actual.

Los fasores de tensión y corriente a través de la red son datos importantes de los que dispone el operador para conocer el margen de operación estable. La mayor parte de las herramientas existentes estiman dicha información a partir de medidas no sincronizadas realizadas en diversos puntos de la red. El conocimiento real y directo, en tiempo real, no simplemente estimado, del campo de los fasores, mejora la capacidad de respuesta de los operadores y permite el desarrollo de sistemas de prevención de inestabilidades y de respuestas automáticas más rápidas y eficaces [7].

Por otro lado, existen cables de temperatura alta y dispositivos que permiten un uso eficiente de la transmisión de la energía. En muchos casos, las líneas de transmisión operan por debajo de su capacidad de carga térmica debido a limitaciones de tensión, de estabilidad o de operación del sistema. Existen varias tecnologías que mejoran el uso de la capacidad de transmisión, como los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System) que permiten un mejor uso de líneas y otros equipos del sistema de transmisión como son los transformadores [6].

El dispositivo más sencillo de este tipo de sistemas lo constituyen capacitores y reactores controlados mediante semiconductores (SVC), que se han utilizado para proporcionar compensación de potencia reactiva en puntos críticos de la red de transmisión. Otro dispositivo comúnmente utilizado son los capacitores en serie controlados mediante tiristores (TCSC), que pueden proporcionar compensación de potencia reactiva además de

amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico. Un uso más sofisticado de la electrónica de potencia se encuentra en los compensadores síncronos estáticos (STATCOM), estos dispositivos pueden absorber o entregar potencia reactiva al sistema en función de las variaciones de tensión del sistema. El dispositivo más robusto es el Controlador de Flujo de Potencia Unificado (UPFC), este puede regular tanto la potencia real como la reactiva en una línea, permitiendo un rápido soporte de tensión y control del flujo de potencia. Se estima que los dispositivos FACTS pueden ampliar la capacidad de transmisión de líneas actualmente limitadas por consideraciones de tensión o de estabilidad entre el 20 y el 40 % [6].

2.3 Aplicaciones de redes inteligentes en distribución

Las redes inteligentes, como se muestra en la figura 2.3.2, entregan energía a los consumidores en base a la información que recopila de los sistemas de medición y control mediante las comunicaciones bidireccionales.



Figura 2.3.2.- Modelo de red inteligente [14].

Las aplicaciones de redes inteligentes en distribución permiten controlar la carga en los hogares, reducir costos e incrementar la confiabilidad y transparencia de los sistemas de servicios públicos [15].

En la tabla 1 se mencionan las tendencias de una red actual a una red inteligente.

Tabla 1
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE UNA
RED DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONAL Y UNA RED INTELIGENTE

Red convencional	Red inteligente
Comunicaciones en una dirección	Comunicaciones bidireccionales
Generación centralizada	Integra generación distribuida
Algunos sensores	Red monitorizada y con sensores
Reposición manual	Reposición semiautomática o automática
Propensa a fallas y apagones	Protecciones flexibles
Comprobación manual de los equipos	Equipos con operación remota
Decisiones de mando manuales	Mandos automáticos y manuales
Control limitado sobre los flujos de potencia	Control total sobre flujos de potencia

En México la infraestructura eléctrica está regulada por un sistema centralizado, lo que dificulta la comunicación entre los consumidores y la empresa generadora.

Dentro de las redes inteligentes el consumidor podrá generar energía, hacer uso de ella y su vender el excedente, esto permite dejar el sistema centralizado a un sistema distribuido en el cual ambas partes estén informadas sobre cada movimiento que se esté realizando con el consumo de energía.

Otra de sus complicaciones es que el sistema eléctrico no tiene el mantenimiento adecuado por falta de información respecto a sus componentes, este mantenimiento en vez de ser preventivo se hace correctivo. El monitoreo constante permite conocer la situación de la infraestructura y así se programan mantenimientos preventivos, además, se conocen las

fallas posibles en el sistema y actuar antes de que ocurra. El personal sólo tomará decisiones cuando sea necesario.

La implantación de la red inteligente permite tener un control no sólo de las líneas de transporte y de los dispositivos, sino también de los dispositivos de los consumidores, como se ve en la figura 2.3.3.

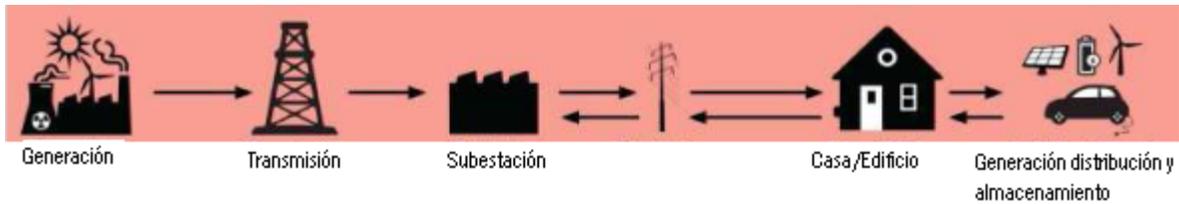


Figura 2.3.3.- Flujos de potencia.

2.4 Aplicaciones de redes inteligentes en consumo

En la tabla 2 se muestran algunas características del sistema al que los consumidores tiene acceso y se compara con los sistemas inteligentes.

Tabla 2.

CUADRO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS CONVENCIONALES Y SISTEMAS INTELIGENTES

Característica	Sistema Convencional	Sistema Inteligente
Participación de los consumidores	Consumidores no informados y sin participación en el sistema eléctrico	Consumidores informados y activos (respuesta a la demanda, recursos energéticos distribuidos)
Generación y almacenamiento	Generación centralizada con dificultades para interconectar recursos distribuidos	Muchos recursos distribuidos interconectados, principalmente de fuentes renovables
Productos, servicios y mercados	Mercados limitados, no bien integrados (oportunidades limitadas para los consumidores)	Mercados mayoristas maduros y bien integrados, crecimientos de nuevos mercados para los consumidores
Calidad de la energía	Enfocada a las fallas, respuesta lenta a los problemas de la calidad de la energía	La calidad de la energía es una prioridad, opciones de calidad/precio, rápida solución a problemas de calidad
Optimización de activos y operación eficiente	Poca integración de datos operativos (proceso de negocios aislados)	Adquisición de datos operativos de la red ampliamente expandida, enfocado a prevenir y minimizar el impacto en los consumidores
Anticipa y responde a los disturbios de la red	Responde para prevenir daños mayores, enfocado a coordinación de protecciones	Detecta y responde automáticamente a los problemas, enfocado a prevenir y minimizar el impacto en los consumidores
Operación resistente a los ataques y desastres naturales	Vulnerables a los actos terroristas y desastres naturales	Resistentes a ataques y desastres naturales, con recuperación rápida de las capacidades
Información de precios de electricidad	Escasa	Información total de precios de la electricidad

En el sistema eléctrico actual en México, la información de cuánto se consume de electricidad y lo que cuesta cada kilo watt hora es un dato conocido, aunque no de manera inmediata. Lo que propicia un consumo inadecuado, por ejemplo: el usuario tiende consumir la energía cuando ésta es más cara o consuma menos cuando es barata. En un sistema inteligente el consumidor está informado de cuando es mejor consumir la energía, de acuerdo a sus necesidades y los costos de está.

Por otro lado, la mayoría de los medidores con los que se cuenta aún son electromagnéticos. Lo que dificulta que el consumidor interactúe con el proveedor. En la red inteligente los medidores son electrónicos lo que permite un intercambio de información entre consumidor y proveedor. Estos medidores proporcionan una conexión de tipo bidireccional, en la que se obtendrá información del consumo de energía por hora y día, además de su costo.

La red inteligente maneja una calidad muy alta, lo que permite tener un mejor control y durabilidad de los dispositivos eléctricos. Con ello se asegura que el sistema tiene una respuesta rápida a las interrupciones.

El sistema actual tiene vulnerabilidad en lo que respecta a desastres naturales y de actos vandálicos que interrumpan la continuidad del servicio. Estos dejan consecuencias en cuanto al tiempo de recuperación de las instalaciones. Dejando al consumidor sin el servicio eléctrico. La red inteligente restaura el servicio más rápidamente, lo que permite que el consumidor siempre tenga continuidad en el servicio.

El punto de partida de una red inteligente son las mini y micro redes, según la figura 2.4.1, se conforman de sistemas pequeños y autónomos basados en tecnologías renovables y convencionales. Lo anterior, permite que los individuos, poblaciones y empresas, generar su propia energía y su excedente lo venden a la compañía suministradora. Lo que reduce la dependencia a la red de distribución eléctrica convencional, de forma que funcionaria estando conectado a la red o estando aislada.

Un aspecto importante es que se dejaría de hacer instalaciones complejas lo permitirá tener un mayor control del sistema y da como consecuencia tener una mejor confiabilidad y flexibilidad del sistema.

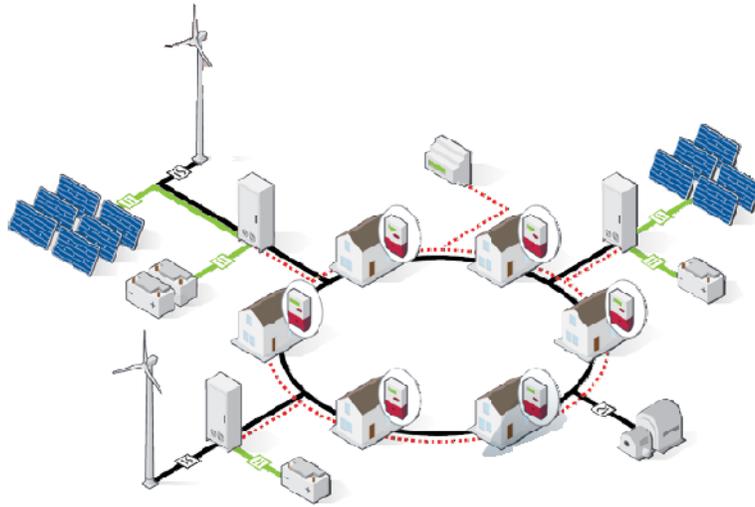


Figura 2.4.1.-Modelo de micro red inteligente.

A este requerimiento que surge de las necesidades de la industria de la energía se suma las iniciativas que abordan la automatización de los hogares, llamada domótica, la cual permite monitorear y controlar aplicaciones para la eficiencia del consumo de energía y el confort en los hogares [15].

Estas redes se componen de sensores integrados en diversos tipos de equipos de aire acondicionado, lavadoras, luminarias, celdas fotovoltaicas, sistemas de alarmas que se comunican en red. Lo que permite de autonomía energética y comunicar a distancias considerables, dependiendo de la tecnología empleada (WiFi, 3G) en la figura 2.4.2 se muestra la comunicación vía fibra óptica [15].



Figura 2.4.2.- Uso de fibra óptica para las comunicaciones [16].

Las redes automatizadas adaptan la generación a los picos y valles de la demanda a medida que los usuarios consuman y las centrales eléctricas produzcan la energía en un flujo optimizado, como se muestra en la figura 2.4.3. De tal manera que para cubrir la demanda se puede utilizar energía renovable intermitente, como la energía solar o la energía eólica. A condición de que tales recursos estén disponibles, en lugar de arrancar plantas de generación con combustibles fósiles u otros que contaminen el ambiente [17].

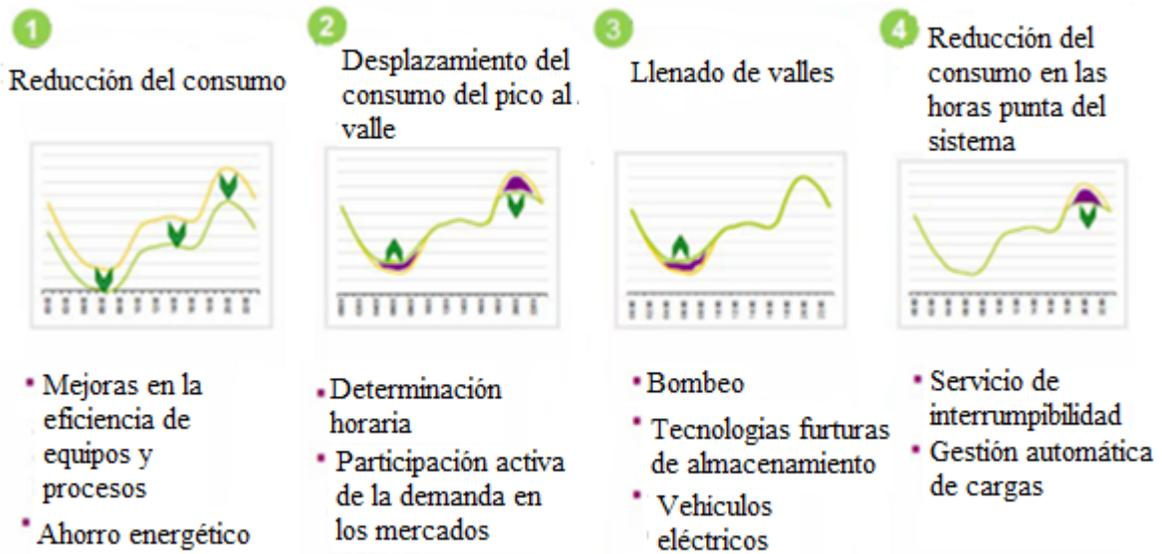


Figura 2.4.3.- Clasificación de las medidas de respuesta de la demanda.

Durante las horas del día en las que las necesidades de la electricidad son bajas, el administrador del sistema conectado a la red inteligente recoge el exceso de electricidad y la envía a través de la red eléctrica [16].

En la actualidad el sistema de transporte es uno de los principales consumidores de energéticos fósiles. Lo que se busca, es tener un transporte que no requiera de combustibles tipo fósil. Por ello, el transporte público y los vehículos particulares podrían ser eléctricos y pueden convertirse en fuentes de energía que mejoran la operación del sistema, reduciendo las diferencias que se producen entre los períodos de mayor y menor consumo eléctrico y facilitando la incorporación de energías renovables no convencionales al parque de generación [6].

Para operar el sistema eléctrico es importante que la demanda se desplace hacia los momentos en los que el consumo es menor como se muestra en la figura 2.4.4, ya que pueden aprovecharse esas horas para una recarga lenta e inteligente de los vehículos eléctricos. Además, de esta manera, los usuarios se benefician de un precio de la electricidad más reducido durante esas horas de menor demanda [6].

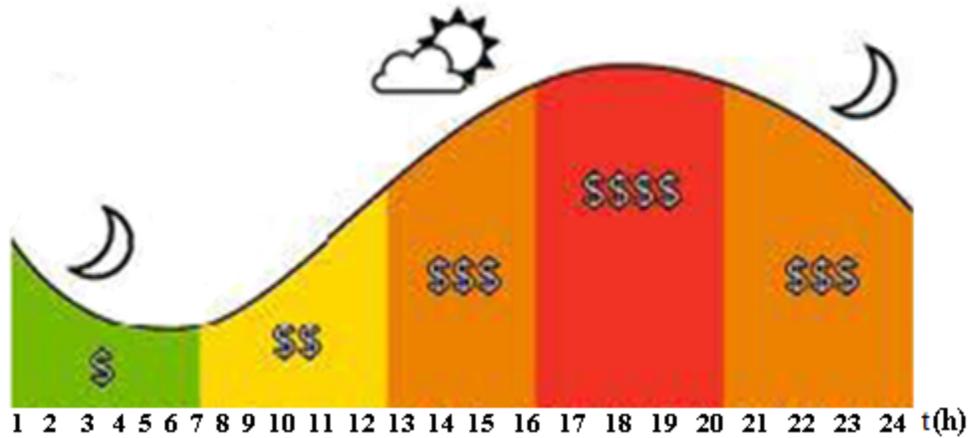


Figura 2.4.4.- Curva de demanda

El coche eléctrico puede convertirse en un sistema de almacenamiento de energía, e inyectar energía a la red en los momentos de máxima demanda. Gracias a ese servicio complementario, el propietario del vehículo puede obtener beneficios diversos como se muestra en la figura 2.4.5 [6]. Estos pueden ser, aumentar la eficiencia energética, disminuir la dependencia a los combustibles fósiles, tener una infraestructura eléctrica eficiente, disminuir las emisiones de CO₂ por medio de los avances tecnológicos.



Figura 2.4.5.- Integración del vehículo eléctrico a la red inteligente [18].

Para lograr lo anterior es importante promover mecanismos de respuesta de la demanda que fomenten la recarga preferentemente en estas horas nocturnas. En ese sentido, es indispensable tanto contar con un esquema de tarifas y precios que discrimine el costo de la electricidad en distintos periodos del día como de la infraestructura adecuada. La instalación de contactos y medidores inteligentes permitirá el desarrollo de éstas opciones y serán elementos fundamentales en la operación del sistema eléctrico [6].

El medidor ha cambiado de una posición de importancia que tenía hace unos años hasta uno de importancia crítica dentro de la cadena de servicios. Este cambio se dio rápidamente y esto se debe a varios factores en distintas regiones. En México, los avances tecnológicos y la necesidad de datos precisos y confiables a través del proceso de entrega de los servicios han sido parte de estos factores. Existe un entendimiento claro que el medidor y los demás sistemas de tecnología de información juegan un papel central en asegurar el flujo de ingresos por tarifas de los servicios. Se cuenta con una gran variedad de tecnologías que permiten a las empresas de servicios leer consumos de gas, agua y electricidad con mayor eficiencia. Algunos de los beneficios son: realizar una facturación más rápida, menor costo de lectura, mejora significativa en la calidad de la lectura, acceso instantáneo a información alterna sobre el consumo, rápida identificación de las interrupciones e interferencias del servicio, y servicios de valor agregado como identificación de perfiles de usuario, la figura 2.4.6 se muestra el medidor inteligente [11].



Figura 2.4.6.- Medidor inteligente [21].

El uso de medidores inteligentes se ha ampliado con éxito en varios países donde es necesario contar con un control dinámico del consumo eléctrico, y para obtener perfiles y registros del consumo en tiempo casi real [11]. Los medidores electrónicos, en su mayoría, contemplan la posibilidad de adicionar una unidad de comunicaciones conectada al medidor a través de una interface.

Las técnicas de tele lectura se dividen en 3 tipos, con características y funcionalidades diferentes. En base a su complejidad tenemos las siguientes familias de medidores:

AMR (Automatic Meter Reading): Contempla comunicación bidireccional entre el medidor y el servidor de datos. Registra la medición de energía por intervalos de tiempo definidos.

AMI (Advanced Meter Infrastructure): Adiciona a la lectura del consumo opciones de precios por energía medida y registros de la demanda, como también la programación de intervalos de consumo de energía previamente acordados con cada cliente [23].

Smart meters: Incorpora la opción de conexión/desconexión remota del suministro al cliente, además de informar los parámetros de la calidad de la energía como tensión,

corriente, factor de potencia y frecuencia. Contempla la programación remota desde el centro de control y la actualización remota del software de medición [11].

Al implementar los sistemas de generación con aplicaciones inteligentes de transmisión, distribución y consumo, la red inteligente resultante puede hacer posible el logro de importantes beneficios en capacidad, confiabilidad y respuesta a la demanda

Automatización de una Subestación

Las Subestaciones Eléctricas que están instaladas en México contienen sistemas electromecánicos que han cumplido con las funciones de protección y medida de manera adecuada. Sin embargo, la mayoría de estos sistemas carecen de capacidad de comunicación y procesamiento de las señales, lo que deriva en limitaciones para supervisión y control con datos provenientes del equipo.

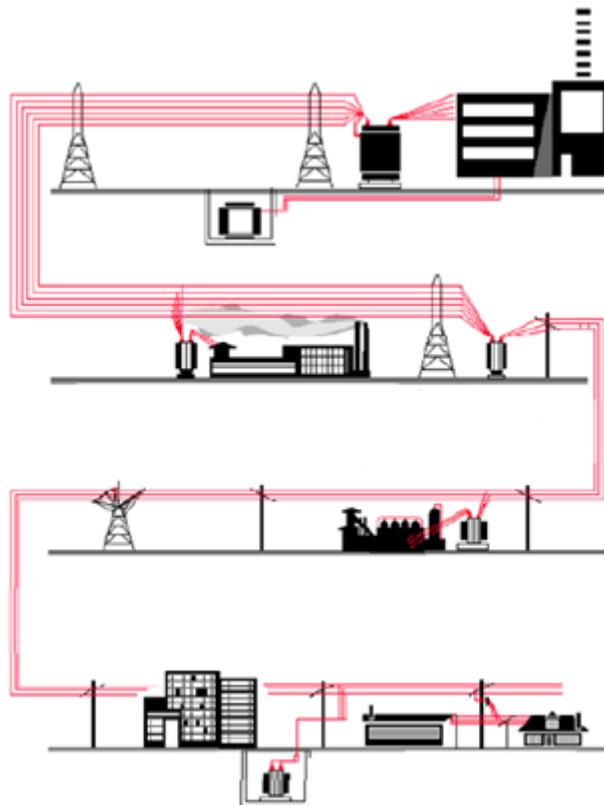


Figura 3.1.- SEP actual sistema centralizado el flujo de energía solo va en una dirección hasta el usuario final.

Las Subestaciones eléctricas, se pueden clasificar, dependiendo de la función principal que realizan, en la figura 3.2 se muestra su clasificación. Así, tenemos las *Subestaciones de generación* las cuales se encargan de dirigir el flujo de potencia al sistema, las *Subestaciones elevadoras o reductoras*, por su función el equipo más representativo es el transformador y las *Subestaciones de maniobra* que conectan varias líneas para distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema [23].



Figura 3.2.- Tipos de subestaciones [24].

Del análisis y estudios de campo se puede determinar que en una Subestación Eléctrica se integran varios campos de la ingeniería, a través de los cuales se pueden obtener mayor funcionalidad, mejor calidad y mayor seguridad en los sistemas. Estas características son útiles en el control de energía tanto para la compañía suministradora, como para el consumidor; debido a que a través de éstos, las dos partes pueden obtener ventajas mayores frente a las que brindan los sistemas actuales [25].

La tendencia que se ha seguido bajo el concepto de redes inteligentes es automatizar los SEP con el fin de que estos esquemas sean capaces de realizar por sí mismos las funciones básicas y afrontar los eventos que se presentan en el proceso de la energía eléctrica. Por lo que, es necesario utilizar elementos que coordinen un registro de su operación, para que a su vez el operador pueda realizar la evaluación del funcionamiento del sistema y obtener una valoración de la eficacia. Para esto, es necesario utilizar las herramientas disponibles que pueden integrar diferentes funciones en diversos campos [25].

La tecnología de automatización incluye los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés), las plataformas computacionales, los sistemas operativos, las redes de comunicación y las interfaces gráficas de usuario [26].

La automatización de SEP's en Subestaciones aumenta la eficiencia gracias a la interoperabilidad de los dispositivos inteligentes que ayudan a optimizar las soluciones a interrupciones eléctricas ó mantenimiento; además proporciona flexibilidad dando soporte a cualquier topología de la red eléctrica así como a ampliaciones de la misma.

En general, la automatización de una Subestación Eléctrica presenta las ventajas siguientes:

- 1) Incrementa la confiabilidad de los sistemas porque realiza el diagnóstico de equipos y eventos de manera rápida.
- 2) Incorpora flexibilidad en las maniobras operacionales, de mantenimiento y de reconexión debido a que mejora los tiempos de respuesta.
- 3) Mejora el manejo y disposición de señales de medición, alarmas y control remoto,
- 4) Aumenta la flexibilidad para ampliaciones futuras,
- 5) Disminuye los costos de operación y mantenimiento.
- 6) Sincroniza los componentes del sistema eléctrico.
- 7) Mejora la operación y monitoreo a distancia de dispositivos eléctricos de mando, control y señalización.
- 8) Controla la secuencia de eventos en el sistema eléctrico [26].

La inclusión de microprocesadores en la automatización permite manipular la información bajo protocolos de comunicación que permiten trabajar con diversos dispositivos de diferentes fabricantes. Los protocolos de comunicación más utilizados son:

DNP3 es un protocolo que permite la interoperabilidad abierta entre los equipos de los diferentes niveles funcionales de la entrada/salida de IED's, UTR's (Unidad Terminal Remota) [27].

IEC 60870 es un protocolo de comunicación influenciado por normas europeas que utiliza un modo de comunicación cliente – servidor en una estructura de estación maestra, UTR, IED. Posee sincronización de tiempo y una secuencia de tiempo de reporte de eventos, así como también priorización de información y recepción de datos analógicos y digitales [27].

UCA (Utility Communication Architecture) es un método que toma como base la comunicación de los datos de la unidad que provee la integración de los niveles desde el nivel funcional mayor o controlador general, hasta la interfaz o nivel menor con la unidad de operación, pasando por niveles intermedios como centros de control, centrales eléctricas, transmisión, distribución asegurando la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes [25].

IEC 61850. Este protocolo toma los principios del *UCA* y adiciona lenguaje de configuración de E/S y una interfaz con los instrumentos convencionales para medida como son los TC y TP. Este protocolo se está constituyendo en un estándar de comunicaciones para automatización muy utilizado debido a que interconecta IED's a través de redes en niveles de proceso, industriales o LAN's asegurando su interoperabilidad aun cuando provengan de diferentes fabricantes. A través del *IEC 61850* se puede realizar protección, control, supervisión, monitoreo a niveles de estación, bahía y proceso a través de entradas y salidas digitales o analógicas de datos y comandos [25].

Los protocolos se aplican en sistemas de Adquisición, Supervisión y Control de Datos, como el SCADA, en el cual se concentra la información en un centro de control desde el cual se podrá tener conocimiento de todos los fenómenos ocurridos. Tanto las funciones de control como de monitoreo aseguran la capacidad de comunicación y transmisión de datos desde los equipos de nivel de campo hasta el sistema general de control. Cabe resaltar que la integración al SCADA establece el nivel jerarquizado de control y monitoreo [25].

Para que una Subestación pueda ser integrada a un sistema automatizado se requiere que posea las siguientes características:

3.1 Medición

La medición es una función muy importante del sistema de automatización de Subestaciones, debido a que a través de ella se puede conocer los valores reales de las magnitudes eléctricas resultantes de la operación del sistema.

La medición está enfocada a conocer y planear el estado del sistema, además de cuantificar el consumo para facturación.

El equipo utilizado en el sistema de automatización deberá poseer capacidad de medición con una precisión aceptable debido a que existen valores representativos que han pasado por transductores para tener la capacidad de ser señales válidas y funcionales para el equipo de automatización. Así mismo, se deberá establecer en las funciones de la HMI (Human Machine Interface, por sus siglas en ingles), la capacidad de visualización de valores de medición tanto permanente como solicitada local o remotamente por los operadores o por el centro de control.

La medición de magnitudes eléctricas es una tarea que constituirá el conocimiento de la operación de la subestación, con el que se podrá identificar perfiles de consumo de potencia y energía tanto de alimentación como suministro, facilitando la realización de un balance en el cual se identifiquen ingresos, consumos y pérdidas. Todo esto dentro de un marco de eficiencia en el manejo de los recursos energéticos exigidos por las normas y ahorro energético.

Con una precisión alta en la medición se puede evitar pérdidas por errores de medición o retrasos en la detección de fallas, e indirectamente la inestabilidad del sistema [25].

3.2 Control

El sistema de control ofrece la posibilidad de realizar maniobras en los equipos de la subestación, para esto debe considerar el estado de los equipos y además debe ser informado antes de que cualquier dispositivo eléctrico se modifique. Al diseñarlo, los principales objetivos son la confiabilidad, seguridad y reducción de costos [19].

La utilización de la tecnología disponible ofrece posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de incidencias.

Por lo general, desde el punto de vista de control una subestación eléctrica está dividida en tres niveles de control, en función de las necesidades de operación particulares.

El primer nivel se denomina *nivel de campo* esta compuesto por equipos primarios como seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión. El segundo nivel se denomina *nivel de control de posición*, formado por elementos para control, supervisión, regulación de tensión, protección, selectores y relés. El tercer nivel, es el *nivel de control de Subestación*, en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de la Subestación. A este nivel los operadores de la subestación ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se vigila el estado de los parámetros propios del sistema, tales como tensiones, corrientes y potencia [19].

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

3.3 Comunicación

Las comunicaciones dentro de una subestación permiten el intercambio de datos entre los instrumentos de control y los equipos de protección. Así que, los equipos de la subestación tienen que interactuar aunque sean de diferentes fabricantes con diferentes protocolos.

Con la aplicación del protocolo IEC 61850, se puede lograr que la comunicación entre los equipos sea compatible y proporcione flexibilidad para sistemas nuevos [25].

3.4 Protección

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para el libramiento de fallas mediante el disparo selectivo de los interruptores.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto, la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen de las protecciones.

El sistema de protección se instala en los elementos que componen el sistema eléctrico logrando la operación de dispositivos de apertura cuando detectan perturbaciones, por ejemplo, la bobina de disparo de un interruptor. También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones, aislando las fallas de manera rápida, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones de los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos.

Un sistema de protección funcionando de manera adecuada, preserva la estabilidad y continuidad de la red [19].

La red de distribución subterránea de la Ciudad Universitaria se proyectó y construyó en los años 50. En su tiempo fue la primera y más grande red de distribución construida para un campus universitario en Latinoamérica. Sin embargo, el incremento de carga y el cambio de los dispositivos han motivado la modernización de la red universitaria, no sólo por la continuidad indispensable para los servicios de la red, sino principalmente por la seguridad del personal responsable de su operación y de toda la comunidad universitaria que estudia y labora en nuestra máxima casa de estudios.

Con el uso de una herramienta de simulación se creó un modelo para representar la Subestación 1 de CU. Los sistemas de medición, comunicaciones, protecciones y control quedan integrados en el modelo y sus funciones interactúan para simular su automatización.

La Subestación posee una configuración en anillo abierto con una tensión de 23000 Volts. En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar que representa la alimentación de la subestación por la compañía suministradora y el anillo de la subestación 1 de CU. Asimismo, en la figura 4.2 se muestra la simbología de este diagrama unifilar.

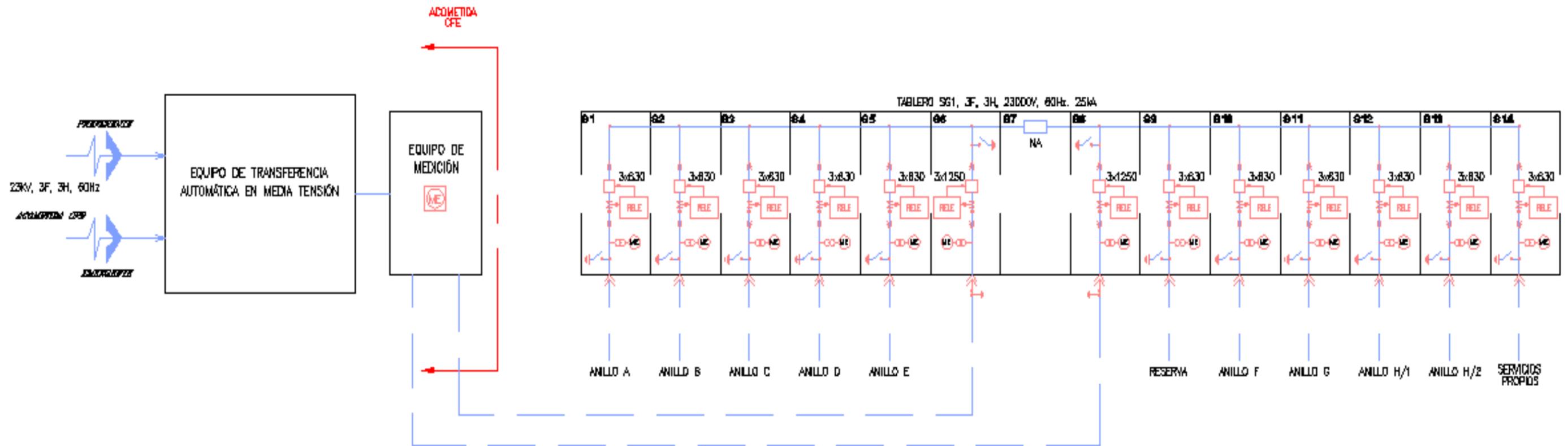


Figura 4.1.- Diagrama unifilar de la Subestación 1 de CU.

SIMBOLOGÍA

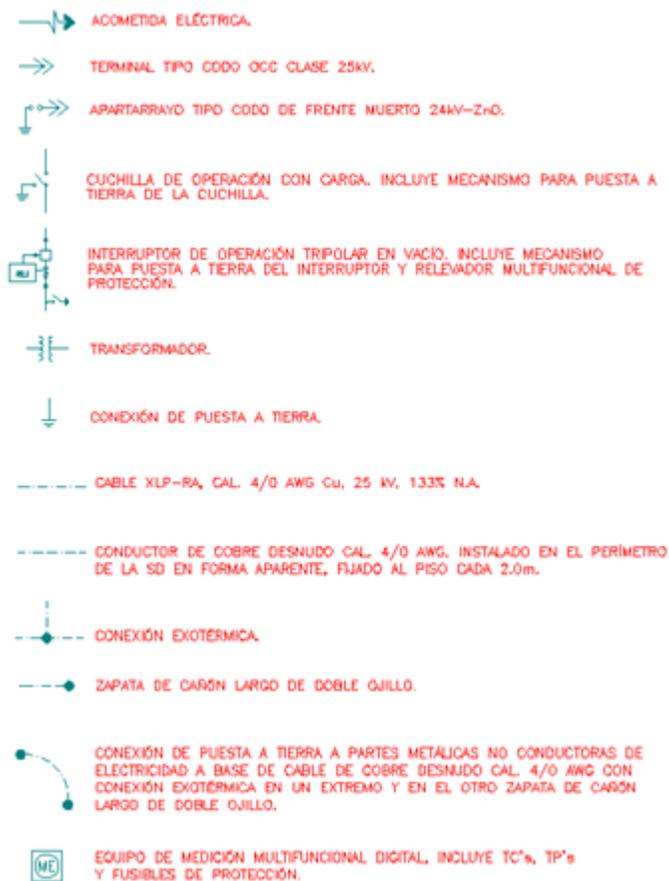


Figura 4.2.- Simbología del diagrama unifilar.

Como se observa en la Figura 4.1, la acometida de CFE llega al tablero de media tensión de la Subestación. El sistema cuenta con relevadores de protección contra sobrecorriente, instrumentos de medición de corriente, medición de tensión y apartarrayos. La tensión usada en el primer dispositivo que sirve para el control de la transferencia de energía, se toma de los alimentadores preferente y emergente que es reducida por los transformadores de potencia para su utilización. Este equipo de transferencia automática de energía es un conjunto de elementos que da la posibilidad de alimentar la carga desde dos fuentes diferentes.

El funcionamiento de este importante equipo se describe a continuación. El primer paso para realizar la transferencia es la evaluación de la fuente emergente y las condiciones de

los equipos de transferencia. Durante los primeros milisegundos después de una perturbación, el control analiza la fuente emergente para asegurarse que se encuentra en las mejores condiciones que la preferente. Al mismo tiempo, se revisan las condiciones de los interruptores de transferencia para asegurarse que estén listos para operar. El segundo paso es transferir la carga de la fuente 1 a la 2 y seguir monitoreando las condiciones de ambas fuentes. Si después de un determinado tiempo se requiere regresar a la fuente 1 y se inicia con el primer paso [28].

Posteriormente, la alimentación llega al equipo de medición el cual se encarga de reducir la tensión para alimentar equipos de valor de tensión y corrientes menores. Por otra parte, después de que la alimentación llega a éste equipo, esta alimenta a la Subestación 1 de CU, en donde se encuentra los interruptores, seccionadores, cuchillas, conexiones de puesta a tierra y transformadores. Estos últimos elementos se encuentran en la alimentación de los 11 anillos que conforman la subestación.

Incorporamos los equipos a nuestra herramienta de simulación llamada *ATLAN® 61850* y obtenemos el diagrama unifilar que se muestra en la figura 4.3. La metodología para trabajar con esta herramienta de simulación se describe en el Apéndice.

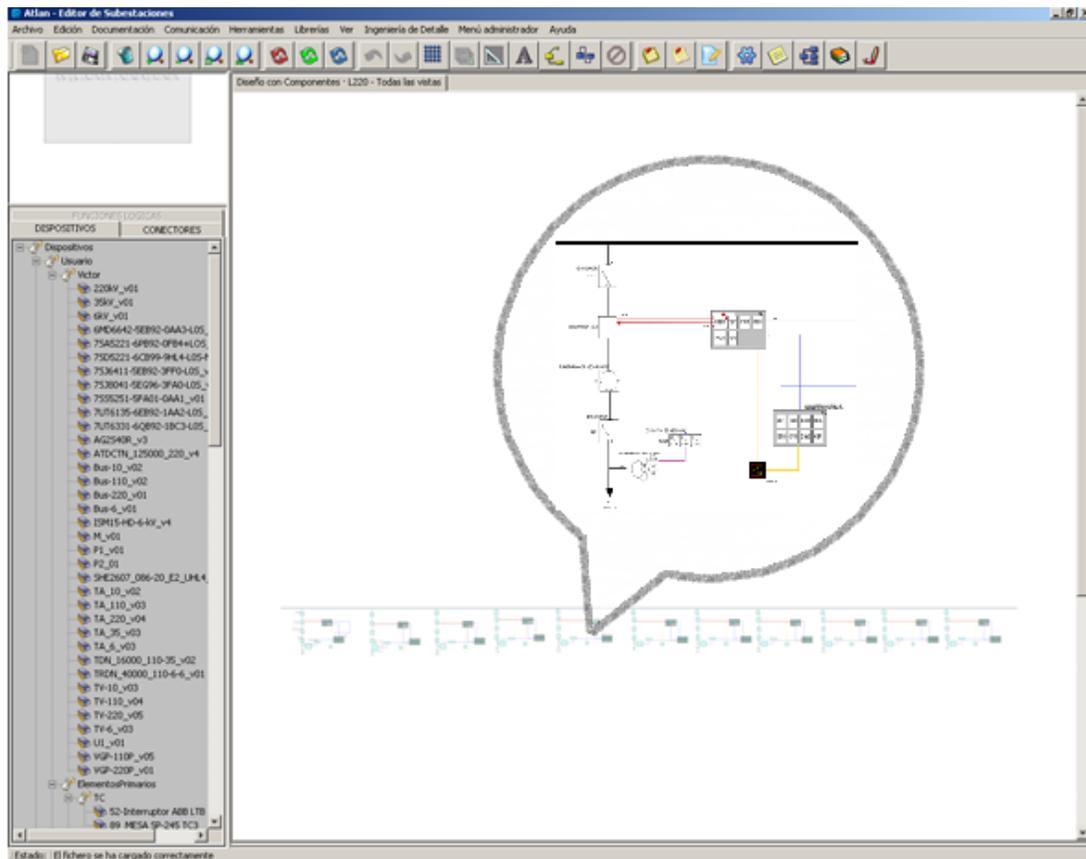


Figura 4.3.- Diagrama unifilar de la Subestación 1 de CU representado en nuestra herramienta de trabajo.

En el diagrama de la Figura 4.3 se representa la estructura que conforma nuestra subestación de estudio, ahora bajo este esquema incorporamos la secuencia de operación de sus sistemas necesaria para automatizar nuestra subestación.

Dentro de los dispositivos que se requieren automatizar en una subestación de acuerdo a la norma IEC 61850, encontramos los siguientes:

4.1 Dispositivos de protección

El sistema de protección de subestaciones se conforma por el conjunto de elementos cuya función es alertar sobre cualquier perturbación que pueda presentarse en la operación del

SEP. El mismo sistema se encarga de eliminar o disminuir los daños que puedan afectar a los equipos eléctricos durante una falla o interrupción [29].

La Subestación cuenta con el *relevador SEL-751*, el cual proporciona una protección completa del alimentador, con capacidad de protección contra sobrecorriente, sobrevoltaje, sobrecarga y variaciones de frecuencia. También se integra con rapidez en comunicaciones seriales o Ethernet con el protocolo IEC-61850.

Este dispositivo esta representado en la figura 4.1.1 en el cual se puede observar al relevador y a los elementos que se encuentra conectado, como son la UTR, los interruptores y el switch.

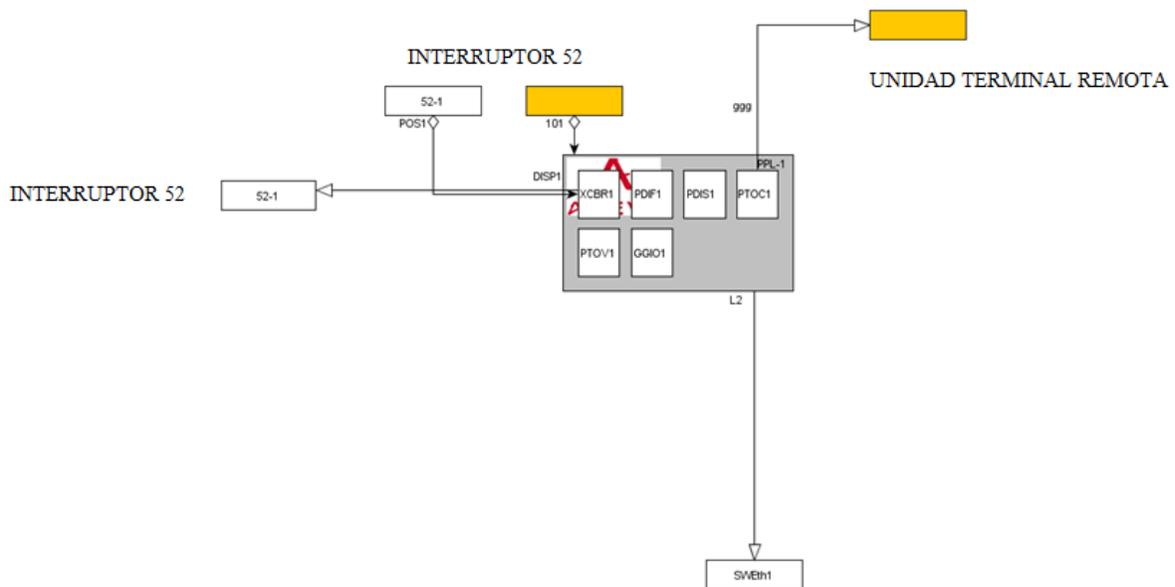


Figura 4.1.1.- Diagrama de los dispositivos que forman la protección de la Subestación.

El swich es un elemento que permite recopilar información de la UTR y los interruptores. Esta información la envía al centro de control.

4.2 Dispositivo de control

Actualmente, la tecnología de control ha reducido notablemente el número de equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo [30].

El equipo más representativo de este sistema es la *UTR* que se muestra en la figura 4.25. Es un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese (Switch).

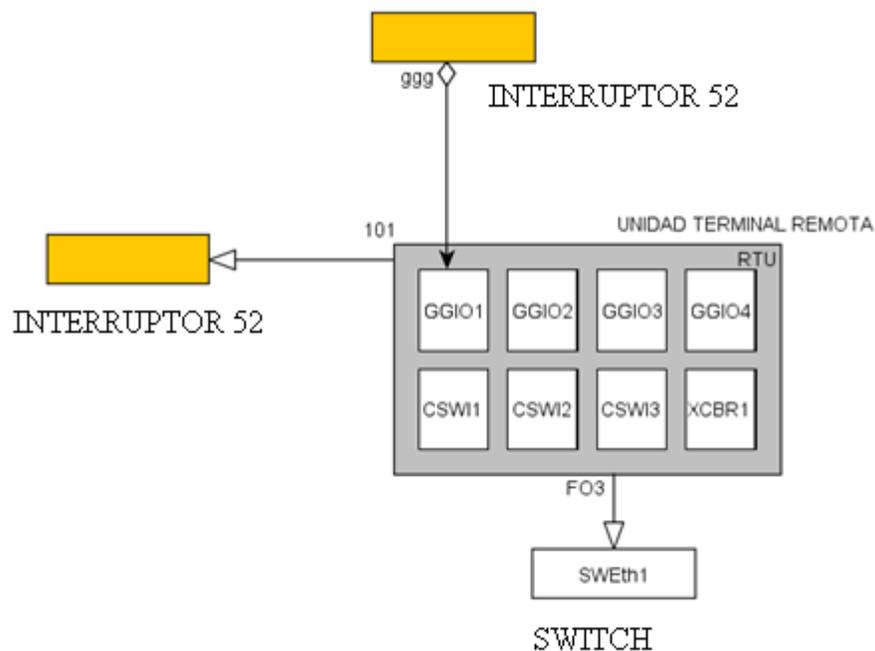


Figura 4.2.1.- Dispositivo RTU.

4.3 Dispositivos de comunicaciones

La comunicación entre los subsistemas de la Subestación, a su vez permite la integración de las funciones de control, protección y monitoreo en un sistema integrado, brindando ventajas en comparación a los sistemas convencionales [30].

Las comunicaciones de la Subestación se hacen posibles mediante tres elementos: un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes, un equipo emisor que puede ser la unidad maestra y un equipo receptor que se puede asociar a los UTR's.

Además, para apoyar este proceso se cuenta con conmutadores, como se ve en la figura 4.3.1, son dispositivos digitales lógicos de interconexión de redes de computadoras. Su función es interconectar dos o más segmentos de red.

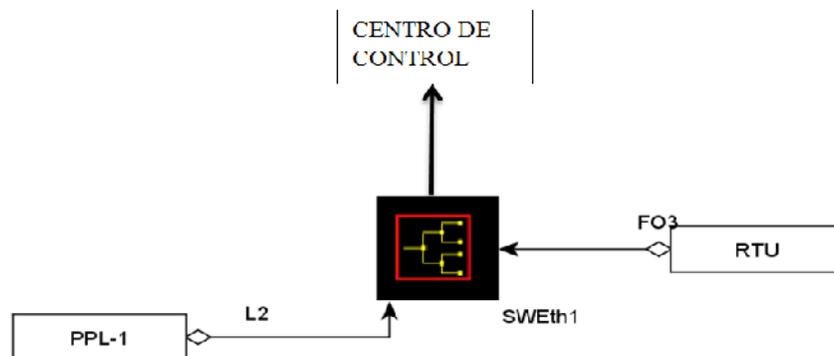


Figura 4.3.1.- Switch implementado por ATLAN.

4.4 Dispositivos de medición

La medición de magnitudes eléctricas es un conocimiento técnico de la operación en tiempo real de la subestación, con el que se podrá identificar perfiles de consumo de potencia y energía, tanto de alimentación como suministro. Facilitando la realización de un balance, en el cual se identifiquen ingresos, consumos y pérdidas; dentro de un marco de eficiencia en el manejo de los recursos energéticos.

Con una alta precisión en la medición se puede evitar pérdidas por errores de medición o retrasos en la detección de fallas, e indirectamente la inestabilidad del sistema [26].

Existen dos tipos de dispositivos de medición, transformadores de tensión y transformadores de corriente.

El *Trasformador de corriente* es un dispositivo indispensable en todos los sistemas porque miden intensidades de corriente altas con instrumentos que operan con corrientes bajas, además, separa eléctricamente el circuito a medir de los instrumentos de medición y control.

El *Trasformador de voltaje* es un transformador con un primario de voltaje alto y un secundario de tensión baja. Tiene una potencia nominal muy baja y su objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia para que se mida con instrumentos incorporados.

Los transformadores de medición están representados en *ATLAN 61850* como se muestra en la figura 4.4.1.

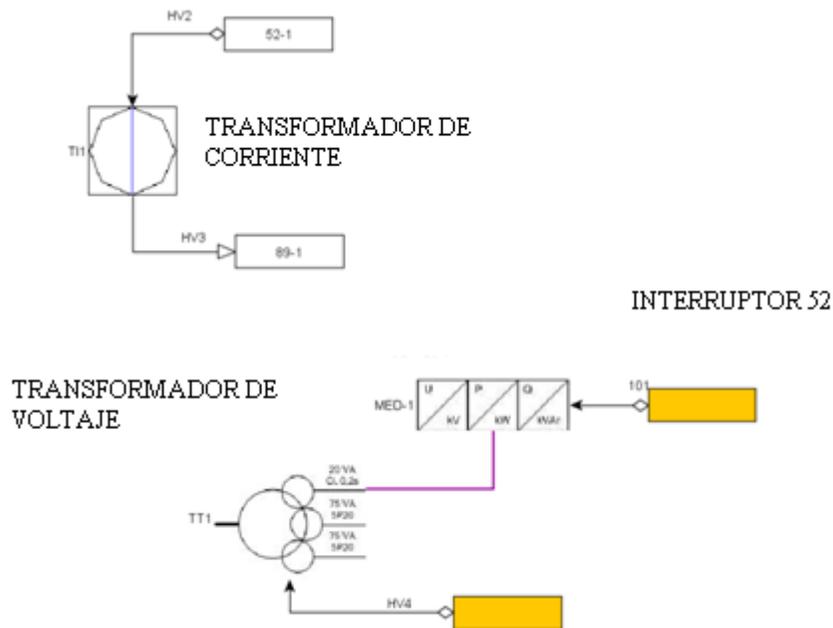


Figura 4.4.1 Vista de los transformadores de medición, transformador de corriente y un transformador de tensión.

4.5 Subestación 1 de CU automatizada

Se utiliza el anillo A de la Subestación 1 debido a que la alimentación de los demás anillos tiene la misma estructura. Una vez que se obtiene el modelo de trabajo, se construye un escenario de prueba que nos permite ver el comportamiento del sistema ante situaciones que interrumpan el servicio y continuidad del mismo.

El caso de estudio será la falla de un interruptor, la cual consiste en que el relé de protección detecta una falla y da la orden de disparo al interruptor. Sin embargo, existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito al efectuar dicha maniobra. En esta situación, no se debe retrasar la apertura del circuito, por lo que es necesaria una protección para prevenir la falla del interruptor.

Cuando la protección da la orden de disparo del interruptor, a la vez se inicia el temporizador de falla de interruptor. Si el interruptor no abre una vez transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito.

Otros tipos de fallas con los que se seguirá la misma secuencia pueden ser: falla en un empalme de conexión, falla en un transformador y falla en la línea.

El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, después que las protecciones dan una orden de apertura, la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta [31].

Una vez que se implementan los elementos de la Subestación en *ATLAN 61850*, quedan de la siguiente manera.

previo que incluye el tiempo de reposición del relé (t_r), un adicional (t_M) y el tiempo del relé auxiliar (t_X) que envía la reapertura al interruptor.

4) Si la falla no es extinguida, se inicia la secuencia de apertura de todos los interruptores vecinos que deben aislar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (t_r) un tiempo adicional (t_M) y el tiempo de los relés auxiliares de disparo (t_X).

5) La falla será extinguida después del tiempo de la apertura de los interruptores (t_{s2}) [31].

De acuerdo a lo expuesto, los tiempos de ajuste de la protección de falla de interruptor en cada etapa (t_{BF1}) y (t_{BF2}) como se muestra en la figura 4.6.1 son:

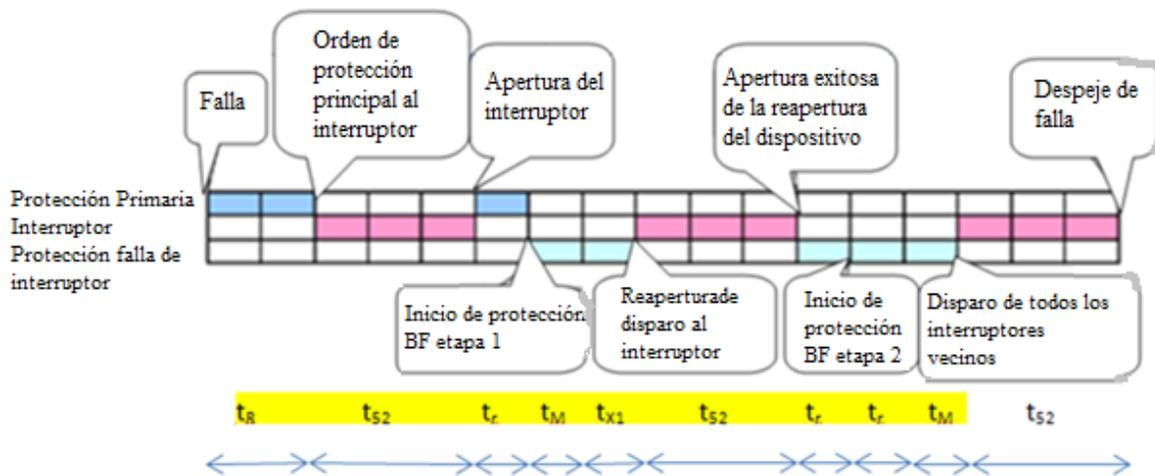
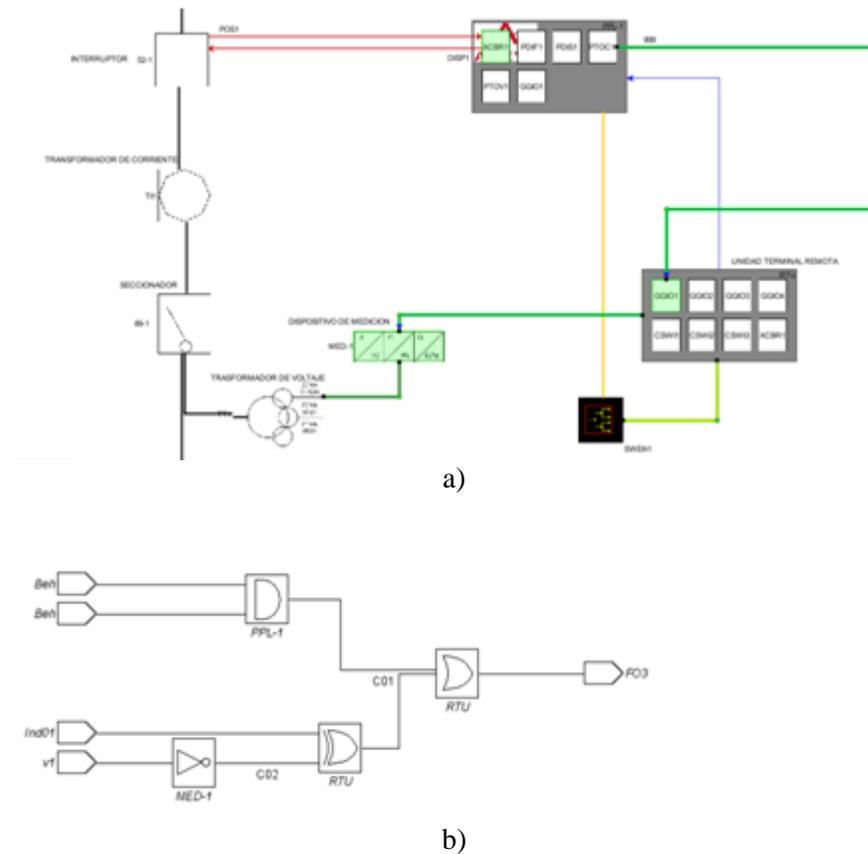


Figura 4.6.1.-Coordinación de la protección principal y protección de fallo de interruptor.

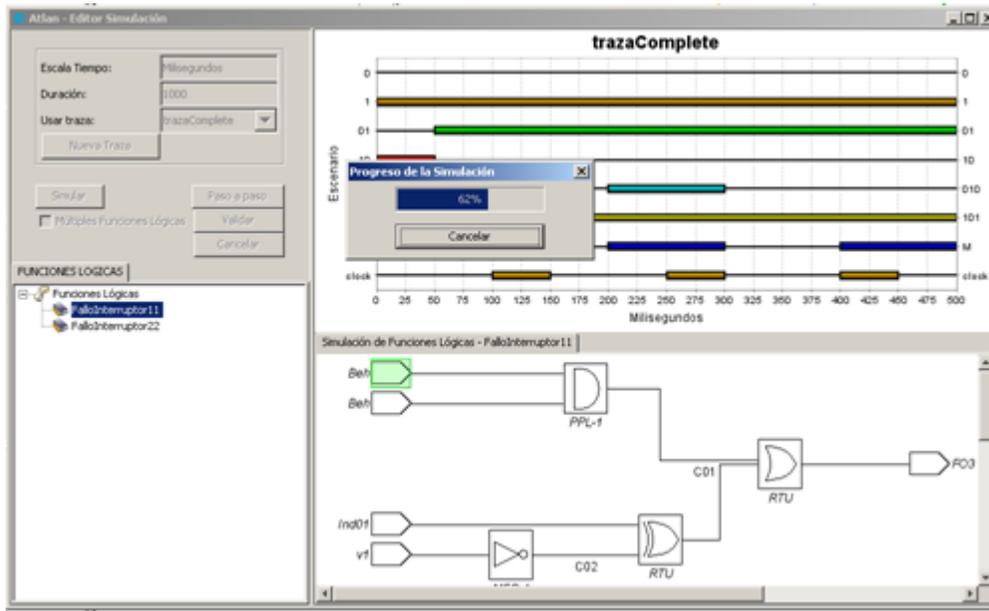
Ahora, con esta secuencia de eventos simularemos mediante el software la falla de un interruptor en la subestación 1 de CU.

En la figura 4.6.2 se muestra en color verde el camino que recorre la lógica de la falla del interruptor descrito.



Cuadro 4.6.2.- Camino recorrido con la lógica de falla de un interruptor.
a) Diagrama en el programa de simulación, b) Lógica de control.

Para poder realizar la simulación de la falla, se deben definir los parámetros de tiempo, el tipo de señal de entrada y el tipo de simulación. Con la consideración de estos tres parámetros se tiene una simulación completa, como se muestra en la figura 4.6.3.



Cuadro 4.6.3.- Inicio de la simulación de la falla de un interruptor.

El tiempo de falla es 500 [ms], durante este lapso se ve el comportamiento que tiene el sistema en los diferentes dispositivos involucrados. Una vez simulado el escenario de falla obtenemos los siguientes resultados que se muestran en la figura 4.6.4.

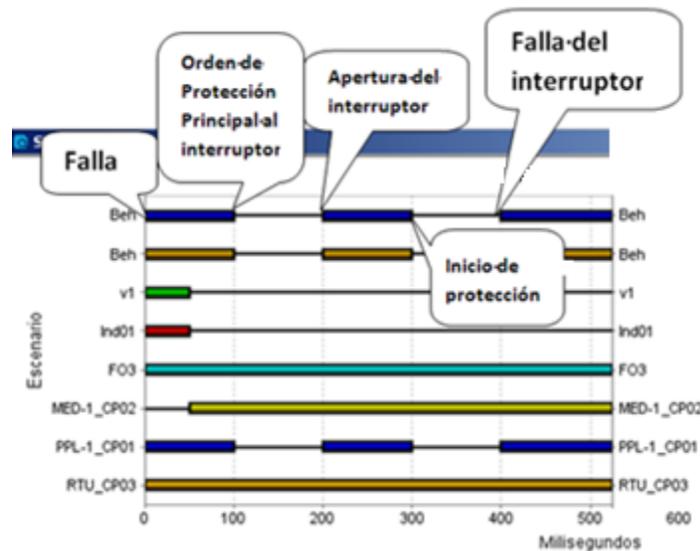


Figura 4.6.4.- Cuadro con los resultados de la simulación.

Los resultados mostrados en la figura anterior representan cada uno de los dispositivos que están involucrados en la falla. A continuación se describirá el comportamiento de los elementos con los que se interactuó en esta falla.

La causa de falla del interruptor fue por una sobrecorriente la cual esta representada por el estado "1" y cuando no hay flujo de corriente será el estado "0".

Señal de entrada	Estado		
	1	10	01
Beh	1		
Ind01		10	
PP-1_CP01		10	
MED-1_CP02			01
V1	1		
FO3	1		

Cuando entra la señal Beh de sobrecorriente en estado "1" en tiempo $t=0$ tiene un tiempo de espera en el cual la protección reconoce la sobrecorriente hasta que actúa el interruptor en el tiempo $t=100$ [ms]. Si en este tiempo no hay una respuesta se da otro lapso de tiempo para que actúe el interruptor hasta $t=200$ [ms], y tiene un tiempo extra para que el interruptor abra en $t=300$ [ms], si la protección no opera se manda la señal a las protecciones de respaldo o secundarias, para eliminar la falla restableciendo el sistema. En este caso

Integrando esta descripción de cada dispositivo se describirá la operación en conjunto de estos escenarios.

La señal de entrada Ind01 esta en estado "10" de sobrecorriente llega al interruptor 52-1 este emite una señal PP-1_CP01 estado "10" a dispositivo SEL 751 el cual esta configurado para proteger el sistema con diferentes protecciones una de ellas es por sobrecorriente, el cual está procesando la señal Ind01 que ingresa al puerto XCBR1, después de procesar esta información se da un tiempo de espera para que actúe la protección y regresa la señal con la orden de apertura echa por el dispositivo SEL 751.

Se debe tomar en cuenta que la señal que entra por dispositivo MED-1_CP02 estado "01" detecta un valor mayor que la tensión y corriente nominales de los dispositivos. La información de sobrecorriente y apertura del interruptor se envía a la RTU_CP03, por medio de la señal V1 en estado "1" la que se encarga de censar las mediciones por medio del dispositivo MED-1_CP02. Este se encarga de obtener esta información comunicándose con el dispositivo SEL 751 que conecta los puertos PTOC1 del SEL 751 al puerto GG101 de la RTU_CP03 para enviar información, por medio de la señal de salida FO3 estado "1" que es enviada todo el tiempo al SWICH FO3.

Aunque, no solo esta información se obtiene de las señales Ind01 y V1, ya que en el lapso de tiempo que la corriente recorre el sistema, también pasa por los transformadores de corriente y potencia. Estas mediciones son captadas por el dispositivo de medición MED-1_CP02, esta información se va al RTU_CP03 estos datos son enviados al SWICH FO3.

Con el uso de esta herramienta, se describe una alternativa de automatización de la Subestación 1 de CU. La herramienta de trabajo basada en la norma 61850 permite tener una mayor flexibilidad en cuanto a los dispositivos que la componen, ya que estos pueden ser de diferentes fabricantes. Por otro lado, con el uso de este paquete, se simulan diferentes escenarios de fallas para los elementos que conforman una subestación. Este análisis proporciona la comprensión de cualquier anomalía en el sistema, así se podrán tomar las medidas más convenientes para mitigarlas.

Conclusiones

El trabajo realizado tiene como objetivo general, presentar una propuesta de automatización de la Subestación 1 de CU, lo que permitirá tener un sistema confiable, continuo y seguro, por lo que se cumplió con el objetivo de este trabajo.

Una herramienta de simulación es muy importante, ya que nos permite estudiar el sistema o parte de él mediante el análisis de su modelo físico o matemático. Además se observa la estabilidad de sistemas y subsistemas frente a diferentes perturbaciones.

Para realizar la propuesta se utilizó una herramienta de simulación que nos ayudó a automatizar la Subestación 1 de CU. Este simulador nos permitió diseñar los dispositivos de comunicación, medición, control y protección, cubriendo con las características de requeridas por el sistema. Una vez diseñados los dispositivos se conectan a la Subestación simulada para poder determinar que el sistema se encuentra en las mejores condiciones.

Con este software *ATLAN 61850* se simula un escenario de falla común que es la falla de un interruptor. Este trabajo nos ayuda a observar, el comportamiento y evolución en diversos escenarios de falla a partir de la topología actual para crear el mejor modelo que responda ante cualquier situación interna o externa del sistema.

Finalmente, el diseño propuesto para la Subestación 1 de CU en *ATLAN 61850* nos permitirá tener un sistema funcional, ya que esta herramienta de simulación nos brinda opciones para un funcionamiento confiable, continuo y seguro para una posterior aplicación, además de dejar las bases para una futura integración de las redes inteligentes a la red universitaria

Apéndice

El proceso de ingeniería de las subestaciones ha sufrido numerosos cambios motivados, por la introducción de las tecnologías nuevas y métodos de trabajo, los cuales permiten una interacción entre hombre-máquina.

Se han generado una gran variedad de software para la automatización de Subestaciones eléctricas. En el presente trabajo, para la automatización de la Subestación 1 de CU se considera la herramienta de trabajo *ATLAN 61850*.

ATLAN 61850 es una herramienta de ingeniería y documentación de subestaciones que provee un entorno de trabajo avanzado capaz de integrar las tecnologías y métodos de trabajo actuales con la norma IEC 61850.

El proceso de desarrollo de un proyecto bajo este concepto comprende las etapas siguientes.

- 1) Crear el proyecto.
- 2) Revisar de las librerías. Antes de iniciar el proyecto es aconsejable revisar que se tiene las librerías de objetos, conexiones, nombres y Funciones Lógicas que necesitamos para el proyecto que vamos a desarrollar.
- 3) Insertando dispositivos del proyecto. Es aconsejable insertar la mayoría de los dispositivos antes de iniciar su conexonado, ya que de esta manera funcionan de forma más eficiente y no será necesario redibujar las conexiones al insertar dispositivos nuevos.

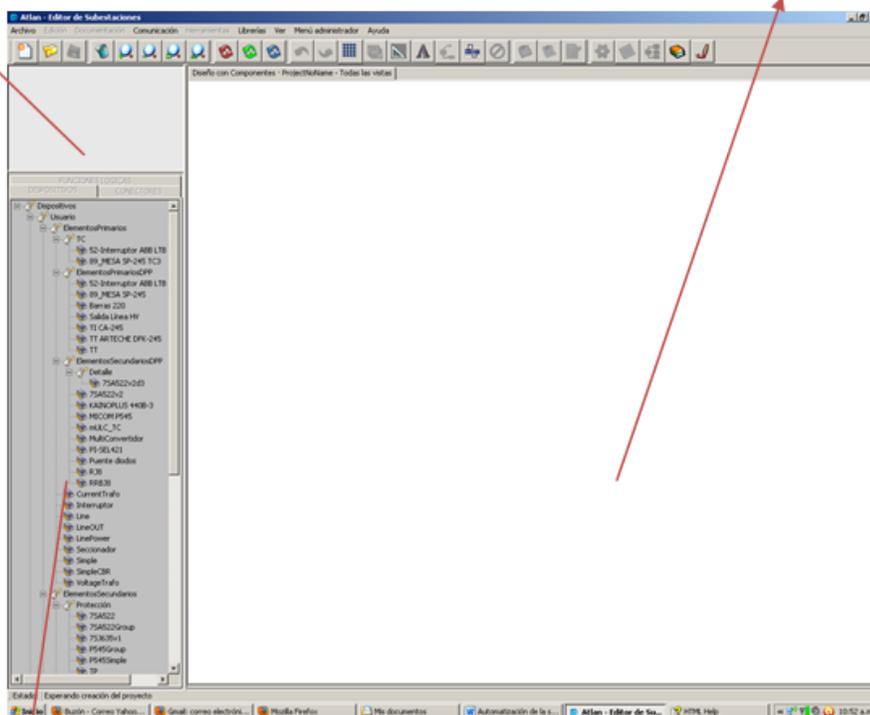
- 4) Conexiones físicas.
- 5) Conexiones lógicas. Las conexiones lógicas sólo podrán realizarse si previamente se han definido las conexiones de comunicación, de forma que existan enlaces de comunicación entre los dispositivos a relacionar mediante conexiones lógicas.
- 6) Configurando dispositivos IEC 61850.
- 7) Conexiones IEC 61850.
- 8) Establecer el estado de las Funciones Lógicas. Lo que requiere que se hayan realizado todas las conexiones del proyecto.
- 9) Estados de las funciones Lógicas de la Base de Datos del Telecontrol.
- 10) Generación de documentación de los elementos que conforman la Subestación.

ATLAN 61850 es un programa que provee un entorno de trabajo dividido en tres zonas, como se ve en la figura 1:

- 1) Área de trabajo. Es la zona en la que se dibuja el proyecto insertando dispositivos y realizando conexiones.
- 2) Librería de objetos. Contiene los elementos que se utilizan en el proyecto.
- 3) Vista completa. El cuadro gris indica la zona mostrada en el área de trabajo.

Vista completa

Área de trabajo



Librería

Figura 1.- pantalla del entorno de trabajo de ATLAN.

La barra de menús provee acceso a las funciones de ATLAN.

La barra de iconos provee acceso directo a las funciones más usuales. Situando el cursor sobre un icono, se muestra su funcionalidad.

Para crear un proyecto debemos situar el cursor en la barra de menú y dar en la opción de abrir nuevo proyecto.

Aparecerá una ventana, como lo muestra la figura 2.

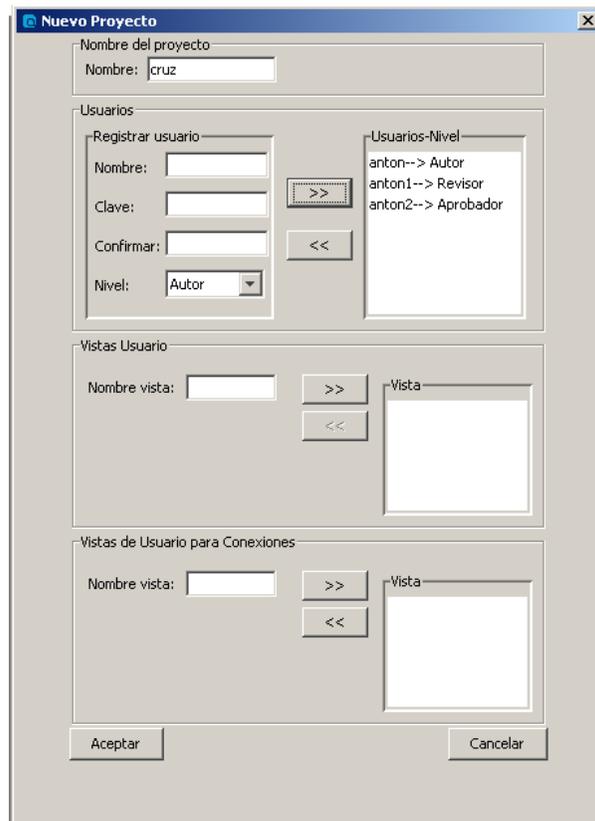


Figura 2.- Ventana de nuevo proyecto.

En esta opción se definen los usuarios, y se clasifican en autor, revisor y aprobador cada uno de estos tiene una jerarquía dentro del proyecto.

Posteriormente de darle la ubicación aparecerán dos ventanas en las cuales te dirá que si es un proyecto nuevo. En el cual te da opciones para las preferencias, en la figura 3 muestra la ventana de preferencias.

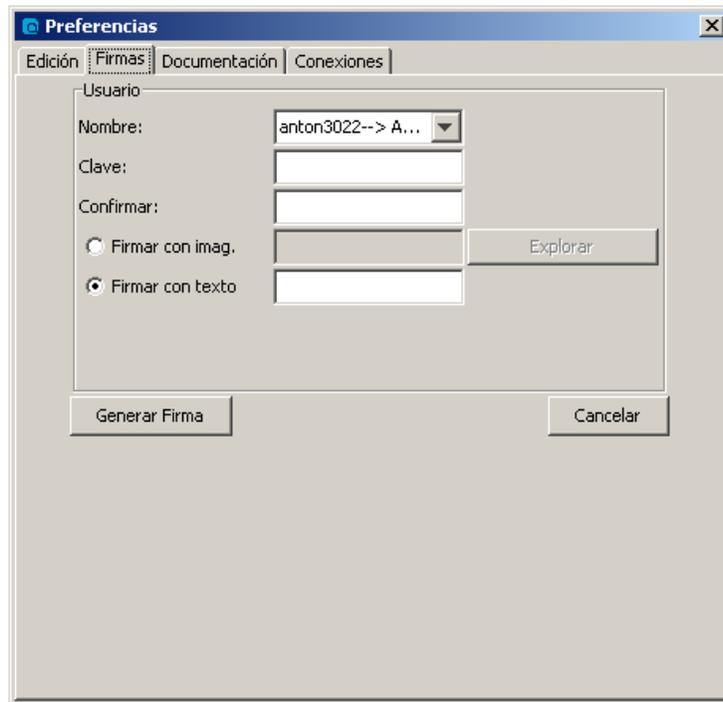


Figura 3.- Ventana de preferencias.

Te dará la opción de poner tu firma como imagen o texto en la que decidirás la que gustes. Este es un paso que puedes omitir, en dado caso que no lo omitas solo rellenas los espacios con tus claves de usuario, como se muestra la figura 4.

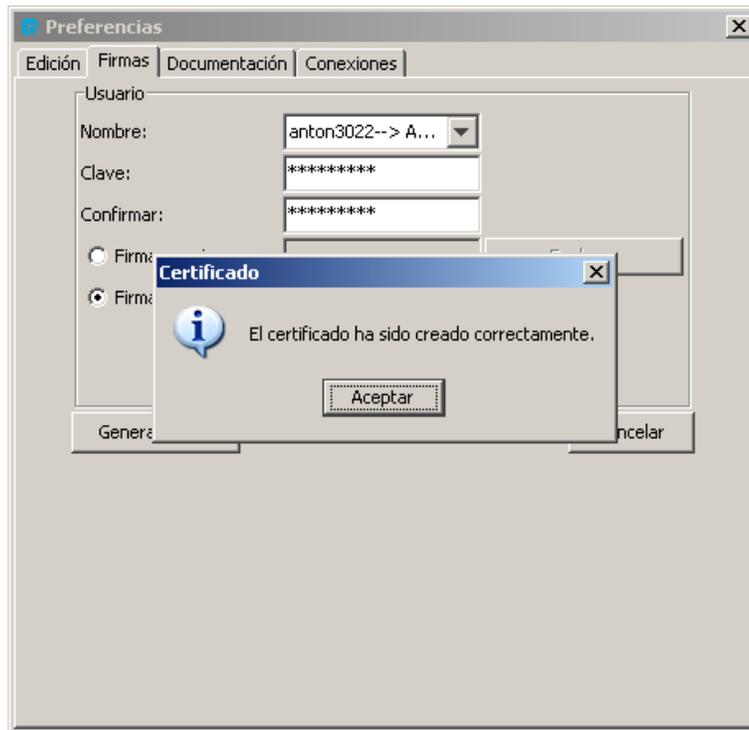


Figura 4.- Ventana de preferencias modificado.

A partir de este punto podemos iniciar con el proyecto, para comenzar se debe tener bien definido el sistema que se va a representar. Para poder integrar un dispositivo se tiene que dar clic en la lista de la librería y dar un clic sobre la zona de área de trabajo, el cual mostrará el dispositivo elegido.

Mostrará una ventana en la que pide que ingrese un nombre para reconocerlo, también pedirá que lo clasifique como dispositivo de control, protección, comunicación, unifilar ó medición. La configuración varía de acuerdo al tipo de dispositivo, en la figura 5 se muestra un cuadro que aparece después de seleccionar el dispositivo.



Figura 5.- Ventana de ingreso de dispositivos.

Después de ingresar los datos correspondientes se muestra el dispositivo en la zona de trabajo, esto es para cada uno de los elementos que ocupemos de la librería, cada uno tendrá una configuración diferente, en la figura 6 se muestra los dispositivos implementados.

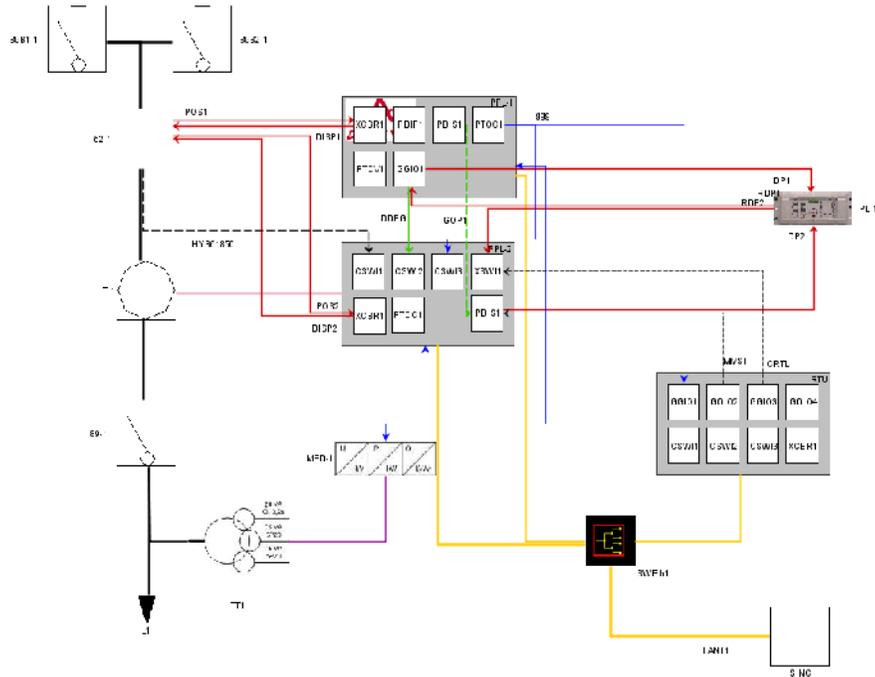


Figura 6.- Implementación de dispositivos y conexiones.

Ya que, se integraron los elementos que necesitamos, tenemos que conectarlos de acuerdo a la jerarquía correspondiente, aunque el sistema te mandará algún mensaje de que no puedes conectar un elemento antes que otro.

Para poder conectar, se dará un clic en la pestaña de la librería que dice conectores, al igual que los dispositivos, éstos conectores se utilizan para unir los diferentes elementos y dependerá del dispositivo que se quiera conectar, si es de comunicación, de protección entre otros. Podemos encontrar conectores para mas de un dispositivo uno solo, al dar clic en alguno de ellos aparecerá una ventana, como se muestra en la figura 7, te pedirá que le des un nombre, el origen y destino.

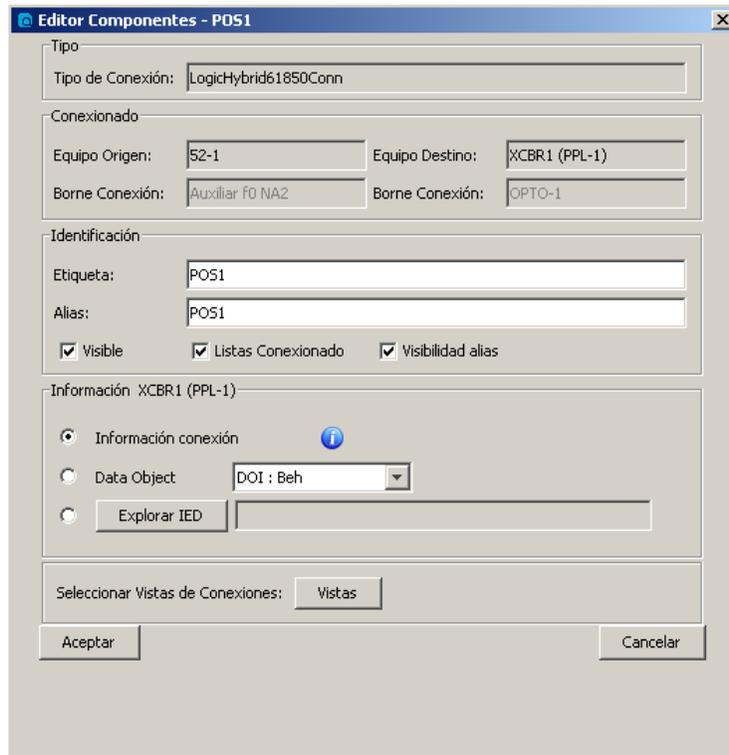


Figura 7.- Ventana editor de componentes, conectores de dispositivos.

Al término de las conexiones el proyecto queda como se muestra en la figura 8.

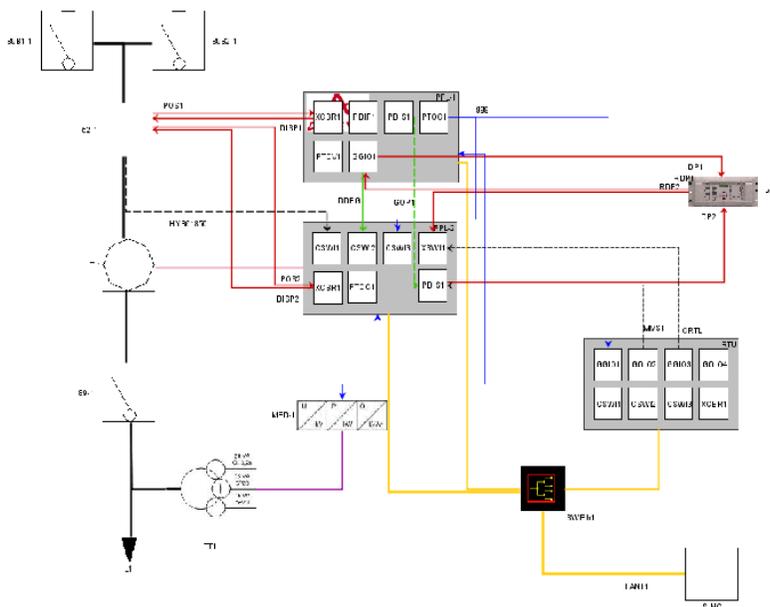


Figura 8.- vista final de inserción de dispositivos y conexiones.

Ahora, para poder ver los diferentes escenarios del proyecto como el unifilar, las protección, comunicación, control, como se muestra en la figura 9, esta opción se encuentra en barra de herramientas y se da un clic en ver y aparecerá una lista que se tiene la opción de escoger la vista que se requiere.

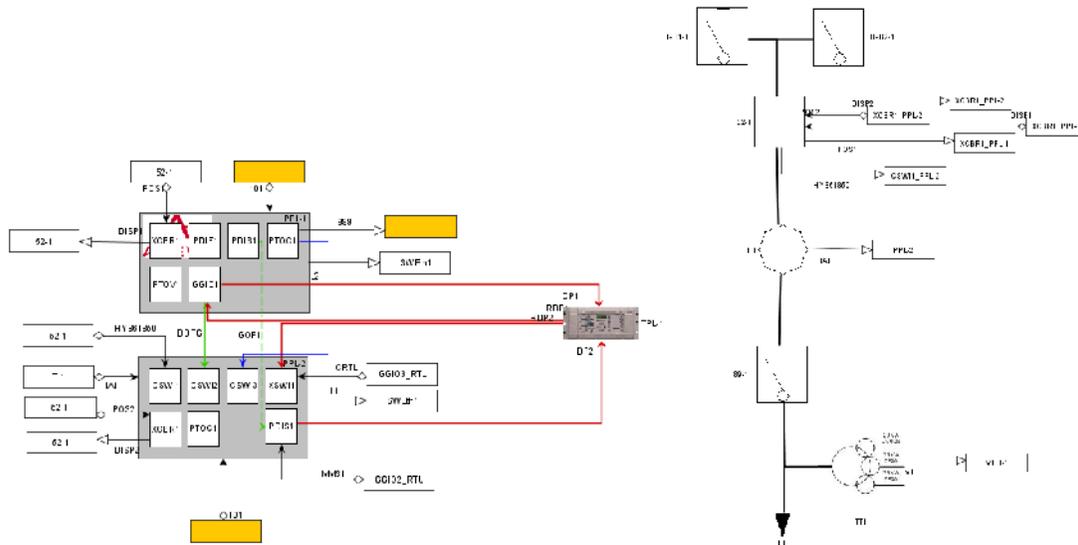


Figura 9.- Vista de protección y unifilar.

El entorno de trabajo ATLAN dispone de la función de simulación que permite llevar a cabo sesiones de simulación de las Funciones Lógicas. Esto permite realizar una evaluación funcional de las funciones lógicas incluidas en el proyecto, lo que permite anticipar su respuesta temporal.

El proceso de simulación es del tipo funcional, lo cual permite evaluar el comportamiento de las funciones lógicas a partir de las señales digitales binarias inyectadas en sus entradas. La evaluación de la respuesta es discreta en el tiempo, con una resolución fijada por el usuario.

ATLAN permite almacenar los entornos de simulación de cada función lógica, gracias a lo cual, una vez validada una Función Lógica de la librería de funciones, es posible verificar el funcionamiento correcto de las diferentes implementaciones de dicha función en diferentes proyectos.

La fase de preparación consiste en seleccionar la función o funciones que se quieren simular, definir las trazas, la duración y la resolución temporal de la simulación, así como los tiempos de respuesta de los elementos involucrados en la misma. Las señales de entrada de la simulación se pueden formar a partir de las trazas básicas del sistema, ó a partir de trazas complejas previamente almacenadas en la librería de trazas.

Mapeo de Funciones Lógicas

El proceso de mapeado de una función lógica consiste en asignar a cada uno de los componentes, elementos lógicos, señales de entrada o salida y conexiones internas de dicha función, los dispositivos y señales del proyecto que van a implementarla.

Al iniciarse el proceso de mapeado de una función lógica, todos sus componentes aparecen resaltados en rojo, como se ve en la figura 10. Conforme se van asignando a dispositivos y señales del proyecto, su color pasa a negro tomando el nombre del dispositivo ó de la señal del proyecto que lo implementa. A su vez, al seleccionar un elemento de la función lógica, éste queda resaltado en verde, de igual forma que el dispositivo asociado en el proyecto, también se resalta en verde o en gris para los IED's con funciones internas.

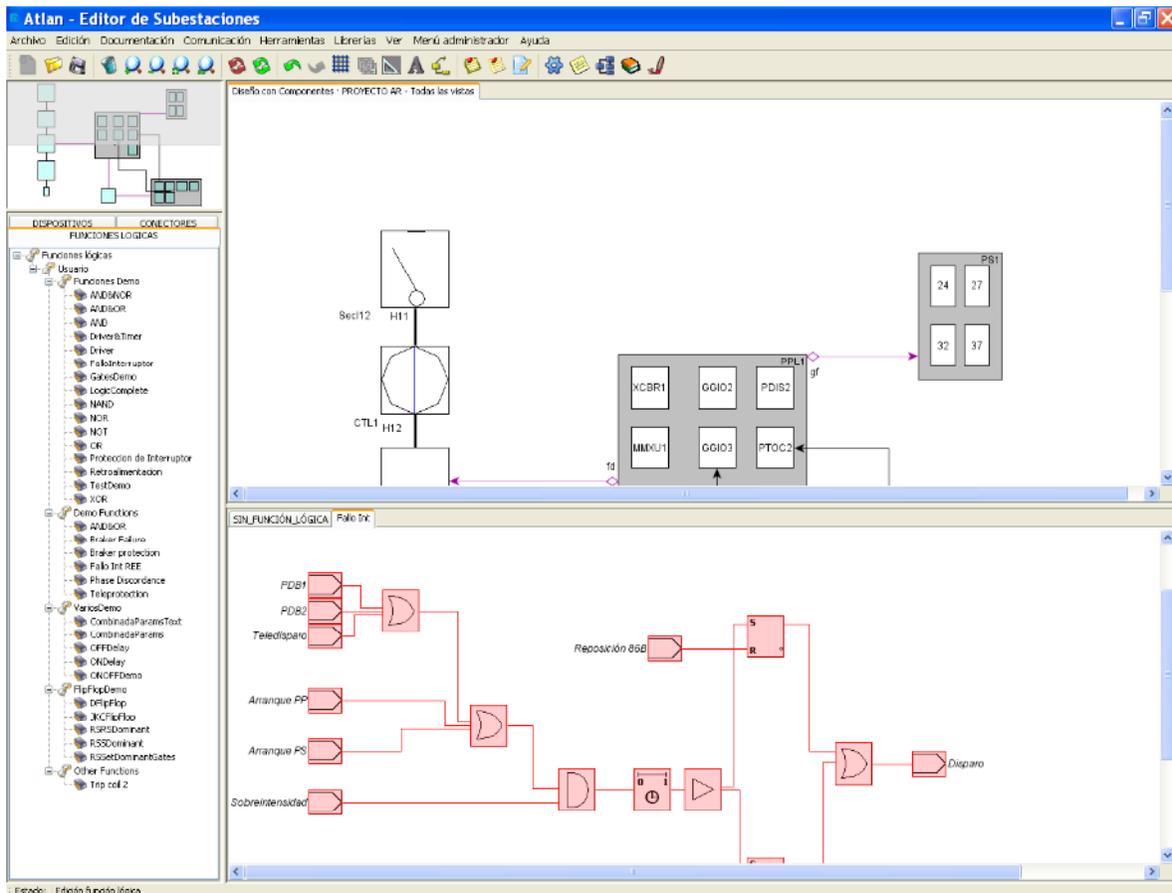


Figura 10.- Ventana de mapeo de funciones.

La figura 10 muestra una función lógica que no ha sido mapeada, por lo que todos sus componentes se muestran en rojo.

El proceso de mapeado puede realizarse bien asignando todos los elementos de la Función Lógica a un mismo dispositivo, tal como se ha descrito anteriormente, o bien distribuyendo la Función Lógica entre varios dispositivos del proyecto.

El proceso de mapeado o asignación de elementos de la función lógica a dispositivos y señales del proyecto debe efectuarse en el siguiente orden:

1. Asignación de los elementos lógicos a dispositivos del proyecto. Situar el cursor sobre el elemento a mapear y seleccionar “Asignación dispositivo” del menú contextual haciendo

click con el botón derecho del ratón, tras lo cual se abre una ventana como se muestra en la figura 11:

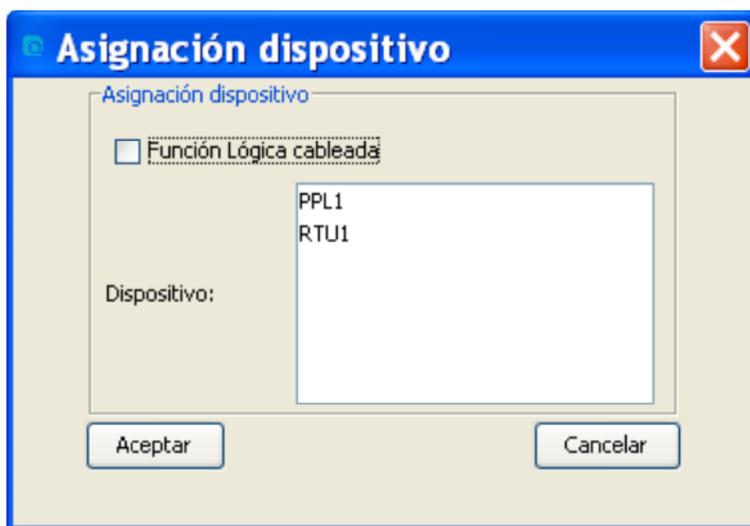


Figura 11.- Ventana asignación de dispositivos para mapeo de funciones.

Mediante esta pantalla se puede definir si el elemento será realizado por una lógica cableada, o bien si estará implementado por uno de los IEDs o nodos lógicos mostrados en la lista.

Al pulsar “Aceptar”, el elemento lógico toma el nombre del IED que lo implementa, y tanto el IED como el elemento se muestran en verde, en la ver figura 12 se aprecia el cambio de color.

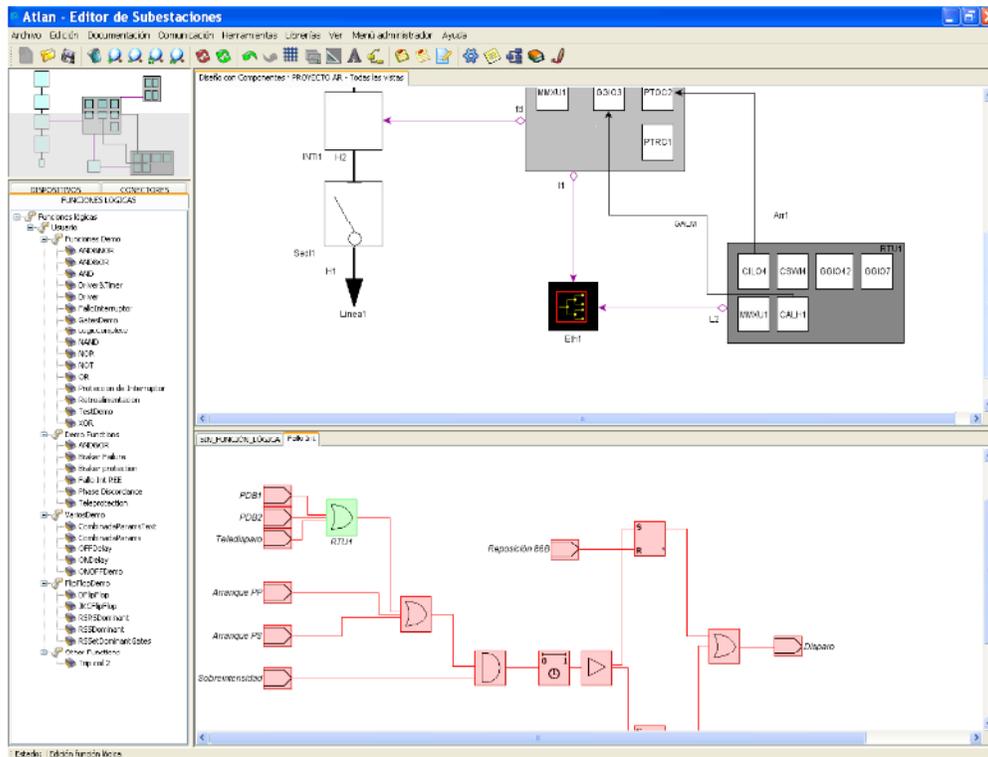


Figura 12.- Vista de un mapeo de función terminado, mostrándose en color verde.

Este proceso debe repetirse para cada elemento de la función lógica. Las conexiones entre elementos lógicos asociados a un mismo IED no requieren mapeo y cambian su color de rojo a negro de forma automática tal como se muestra en la figura 13.

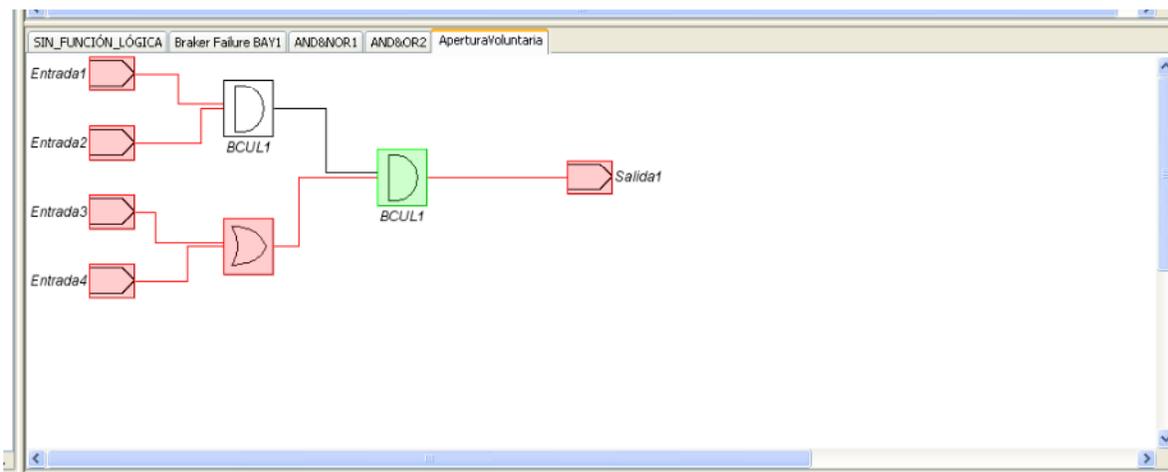


Figura 13.- proceso de mapeado para cada elemento lógico asociado.

Inicio de la simulación

Los escenarios de prueba o trazas como se muestra en la figura 14 definen la forma de onda; o sea, la evolución temporal de cada una de las señales aplicadas a las entradas de las funciones lógicas simuladas.

El entorno de trabajo provee un conjunto de señales básicas a partir de las cuales pueden definirse las trazas complejas. Las señales básicas son:

- 1) Señal siempre a “0”.
- 2) Señal siempre a “1”.
- 3) Transición “0-1”. El instante de la transición será definible por el usuario.
- 4) Transición “1-0”. El instante de la transición será definible por el usuario.
- 5) Impulso positivo “0-1-0”. El inicio y duración del pulso son definibles por el usuario.
- 6) Impulso negativo “1-0-1”. El inicio y duración del pulso son definibles por el usuario.
- 7) Impulsos múltiples. Secuencias aleatorias con más de cuatro estados. El usuario define la duración de cada estado.
- 8) Clock. Señal periódica. El usuario puede definir la duración del estado cero y del uno.

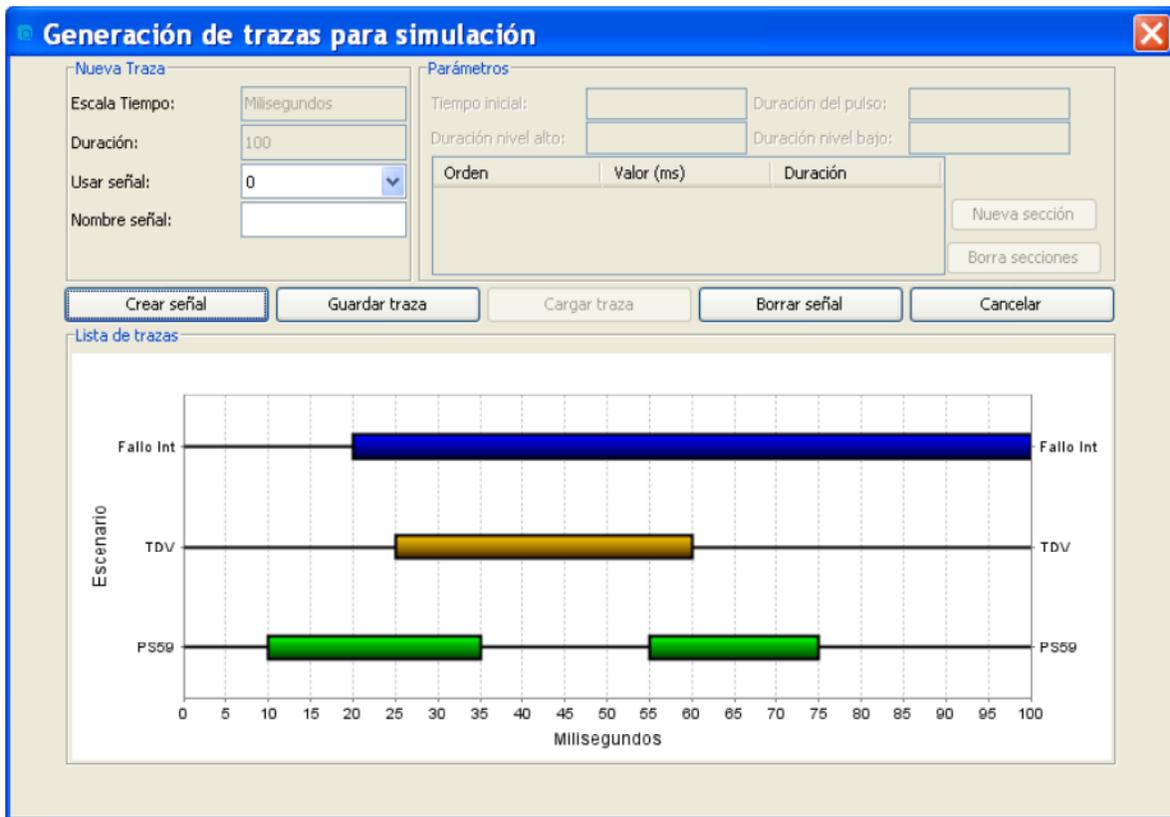


Figura 14.- Escenarios de prueba o trazas.

Para iniciar el proceso de simulación es necesario realizar los siguientes pasos, como se muestra en la figura 15, de forma secuencial:

- 1) Definir la duración de la simulación en milisegundos.
- 2) Seleccionar una de las trazas mostradas en la lista desplegable “Usar traza”, o bien definir una traza nueva pulsado el botón “Nueva traza”. Si se define una traza nueva, al terminar ésta aparecerá en la lista desplegable de “Usar traza” la cual se podrá seleccionar.
- 3) Seleccionar la función lógica que deseamos simular de entre las mapeadas en el proyecto en el que estamos trabajando. Cuando el simulador se utiliza desde la librería de Funciones Lógicas, en la ventana inferior derecha se muestran las funciones de la librería de Flancos.
- 4) Asignar las señales de la traza a cada una de las entradas de la Funciones Lógicas a simular.

- 5) Definir puntos de control intermedios que permiten visualizar la evolución de señales internas de la Funciones Lógicas simulada.
- 6) Asignar los retardos a cada una de los bloques funcionales.
- 7) Ejecutar la simulación, activando el botón “Simular” para una simulación completa, o el botón “Paso a paso” para una simulación paso a paso. En ambos casos aparecerá la barra de progresión. Una vez terminado el proceso de simulación se abre de forma automática una ventana, mostrando los resultados en la figura 16 se muestra los resultados de una simulación.

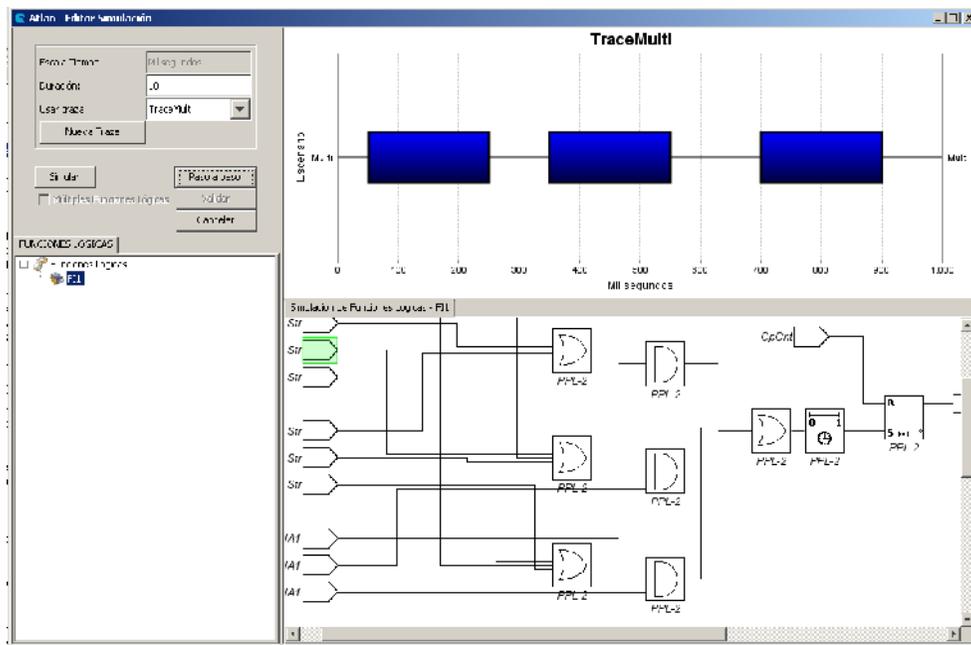


Figura 15.- Inicio de una simulación escogiendo la función a simular.

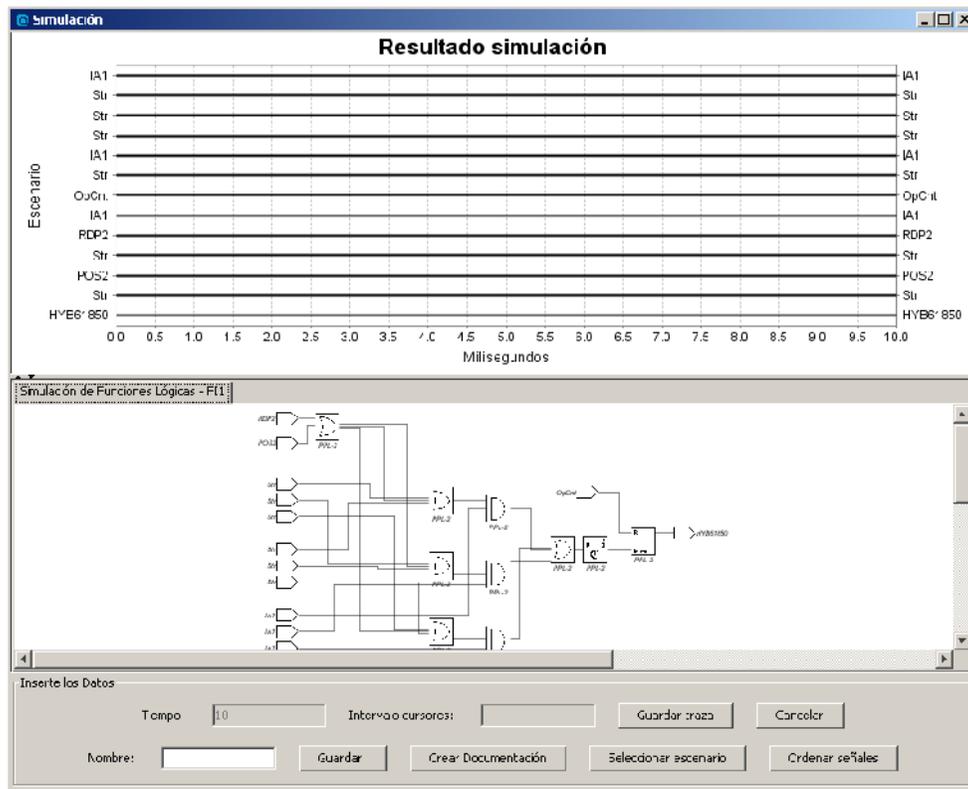


Figura 16.- Término de simulación con resultados.

Existen dos formas de presentar los resultados en función de que la simulación se haya realizado de forma continua o paso a paso.

Presentación de Resultados de la Simulación Continua

Al terminar la simulación se abre una pantalla, donde se muestran la Función Lógica simulada y los resultados obtenidos. Activando el menú contextual de la parte superior de la ventana donde se muestran los resultados de la simulación, se accede a un conjunto de funciones gráficas que permiten analizar con más detalle el resultado obtenido. Las funciones disponibles son:

- 1) Acercar. Este menú incorpora los submenús “Todos los ejes”, “Eje horizontal”, y “Eje vertical”. Mediante estos menús se puede ajustar el tamaño de las señales en uno o ambos ejes. Arrastrando el ratón de izquierda a derecha con el botón izquierdo pulsado se

restablece el tamaño original. Seleccionando una ventana de las señales se aplica el zoom correspondiente.

2) Alejar. Menús idénticos a los anteriores, que permiten disminuir el tamaño de las señales.

3) Escala automática. Permite ajustar el tamaño de las señales a los ejes horizontal, vertical ó a ambos.

4) Cursores. Para trabajar con los cursores es necesario crearlos mediante el submenú “Crear cursores”, tras lo cual se presentan los cursores posicionados al 25% y al 75% de la escala horizontal tal como se muestra en la figura 17.

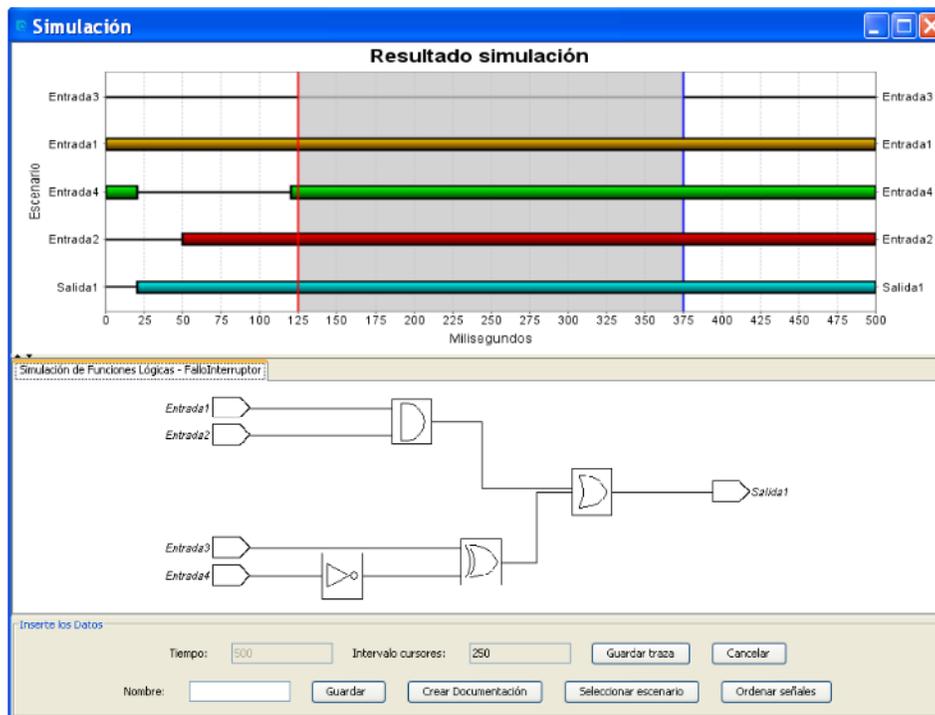


Figura 17.- Interpretación de resultados por secciones.

Presentación Resultados Paso a Paso

Al terminar la simulación paso a paso se abre una pantalla como la mostrada en la figura 18, donde se muestran la Función Lógica simulada y los resultados obtenidos.

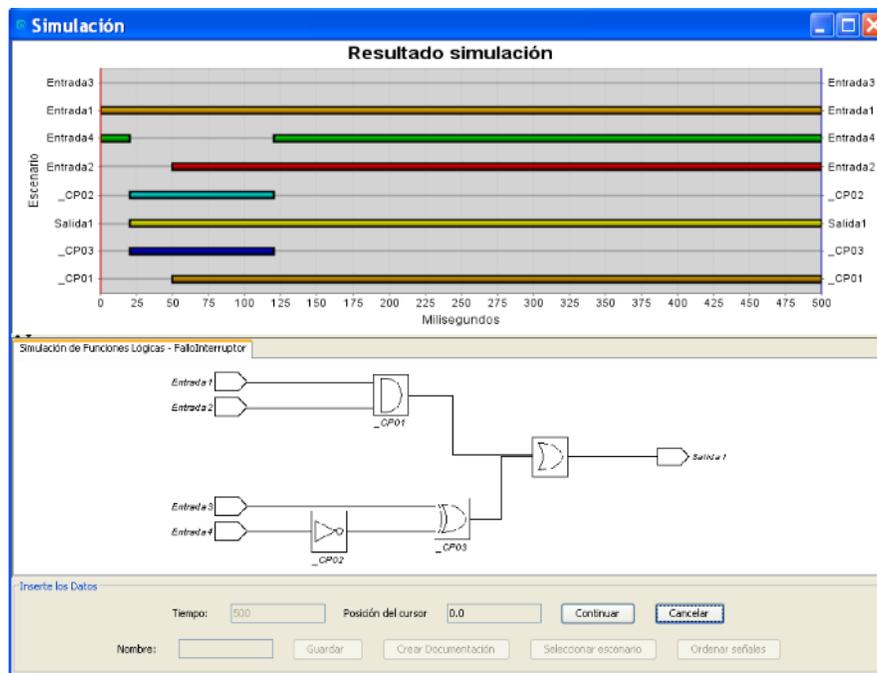


Figura 18.- Resultados de simulación.

La pantalla muestra el estado inicial de la simulación. Haciendo clic en “Continuar”, la simulación progresa hasta el siguiente cambio de estado en alguna de las señales así como se muestra en la figura A.19.

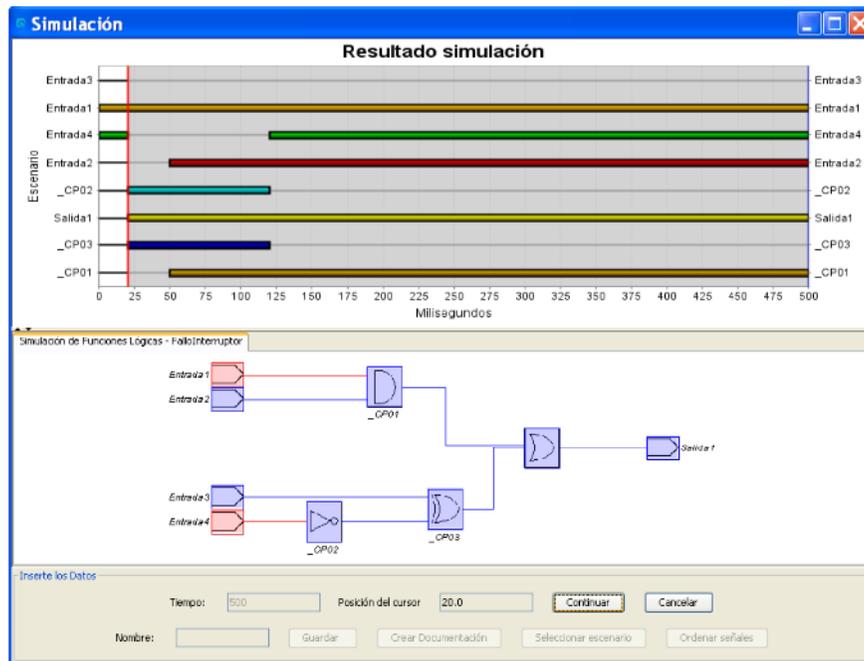


Figura 19.- Cambio de estado de un tiempo t_0 a t_1

La parte inferior muestra la progresión de las señales utilizando color rojo para las señales activas, azul para las inactivas y negro para los estados desconocidos. Para visualizar el estado de los elementos lógicos internos de una Función Lógica es necesario activar los puntos de revisión.

Una vez finalizada la simulación, activando el menú contextual de la parte superior de la ventana donde se muestran los resultados de la simulación se accede a un conjunto de funciones gráficas que permiten analizar con más detalle el resultado obtenido, así como lo muestra en la figura 20. Las funciones disponibles son:

1) Acercar. Este menú incorpora los submenús “Todos los ejes”, “Eje horizontal”, y “Eje vertical”. Mediante estos menús se puede ajustar el tamaño de las señales en uno o ambos ejes. Arrastrando el ratón de izquierda a derecha con el botón izquierdo pulsado se restablece el tamaño original. Seleccionando una ventana de las señales se aplica el zoom correspondiente.

- 2) Alejar. Menús idénticos a los anteriores que permiten disminuir el tamaño de las señales.
- 3) Insertar cursor. Permite insertar un cursor en el instante temporal seccionado. La parte inferior de la pantalla muestra el estado lógico con el código de colores.
- 4) Cursor. Incluye los submenús “Activar”, “Desactivar” y “Borrar cursor”. Una vez activado el cursor, al hacer clic en un lugar del gráfico el cursor se posiciona sobre dicho punto y en la parte inferior se muestra el estado de la lógica.

A diferencia de la simulación completa, la simulación paso a paso no permite analizar intervalos de tiempos entre cursores, ya que el cursor sirve para indicar el instante temporal en el que se muestra los estados internos de la lógica simulada.

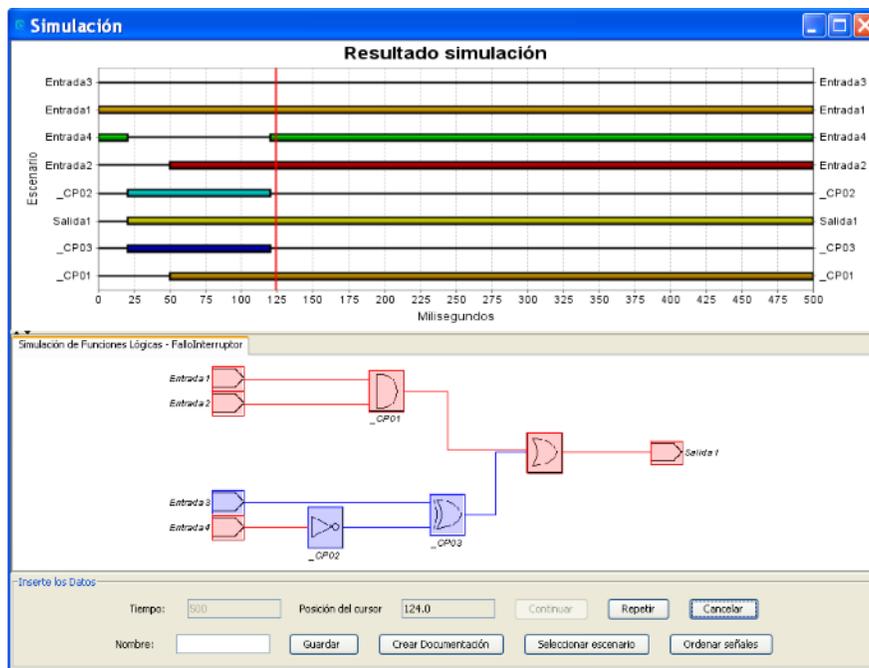


Figura 20.- Análisis de intervalos cambios de estado en los diferentes estados internos.

-
-
- [1].http://economia.terra.com.mx/noticias/noticia.aspx?idNoticia=201205102338_REF_1003182326. Página vista el 31 de mayo 2012.
- [2]. Petr Dolgosheev, Alfonso Perez Sánchez. Primer cable superconductor instalado en la Subestación eléctrica en México. RVP_IA 2011.
- [3].http://www.google.com.mx/#q=automatizacion+de+subestaciones+electricas+pdf&hl=es-419&tbo=d&ei=eZuvUK6KEeLS2AXy24GwAw&start=10&sa=N&bav=on.2,or.r_gc.r_pw.r_qf.&fp=93648eb1d66ef792&bpcl=38897761&biw=1024&bih=587.
Página vista el 23 de noviembre de 2012.
- [4].https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:Vp-IMPPWrGIJ:www.cntq.gob.ve/index.php?option%3Dcom_docman%26task%3Ddoc_download%26gid%3D133%26Itemid%3D84+Captura+y+secuestro+de+CO2&hl=es&gl=mx&pid=bl&srcid=ADGEESgVcwoePhnbTnZ9hjeuZR3QNxQbn3Po551QEUuYr-wKMzIcJ1Agu1UVB1uUYM0nhgPyXKEcqaz_wTbDjzVe4-cwh1DTjryWgcRykZ73dgs5Tmob9ogUkJcX_Gr7Mmpxg4d5E_u&sig=AHIEtbSag8D3kJeVa62Z2WzbxRQz1jdwUQ.
Página vista el 27 de Agosto de 2012.
- [5].<http://www.iie.org.mx/2001f/art4.pdf>. Página vista el 7 de Junio de 2012.
- [6].<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/181/1/CD-0574.pdf>. Página vista el 29 de mayo de 2012.
- [7].http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/bitstream/123456789/4960/1/CALCYSELE_CDEUNSIST.pdf. Página vista el 5 de diciembre de 2012.
- [8].http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/8511/3/PFC_David_Ugena_Gonzalez.pdf.
Página vista el 6 de Enero de 2013.
- [9].<http://www.google.com.mx/imgres?q=sistema+de+almacenamiento+termico&hl=es&sa=X&tbo=d&biw=1024&bih=673&tbm=isch&tbnid=elrKEjCeNXC0pM:&img>

- efurl=<http://www.amyca.org/curso-basico-de-energias-renovables-9.html&docid=QvplGZOVgIM1zM&imgurl=http://www.amyca.org/wp-content/uploads/Configuraci%2525C3%2525B3n-planta-termosolar.jpg&w=1200&h=809&ei=NWnqUOr0I6fE2gXFkYHgBg&zoom=1&iact=hc&vpx=503&vpy=214&dur=1529&hovh=184&hovw=274&tx=157&ty=115&sig=107580275257335807444&page=3&tbnh=130&tbnw=194&start=43&ndsp=24&ved=1t:429,r:55,s:0,i:252>. Página vista el 6 de enero de 2013.
- [10]. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pe/FolletoERenMex-SENER-GTZ_ISBN.pdf. Página vista el 29 de Octubre de 2012.
- [11]. <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=124>. Página vista el 17 de Septiembre de 2012.
- [12]. <http://lynettegomez.wordpress.com/2011/04/25/%C2%BFque-eso-de-smart-grid-la-red-electrica->. Página vista el 04 de enero de 2012.
- [13]. http://www.gridautomation.ziv.es/doc-downloads/documentacion/notas-tecnicas/Trans_Inteligente.pdf. Página vista el 29 de Mayo de 2012.
- [14]. http://www.google.com.mx/imgres?q=red+inteligente+electronica&start=260&hl=es&sa=X&tbo=d&noj=1&tbm=isch&tbnid=c4bHahkjAVqtlM:&imgrefurl=http://www.energiarenegunak.com/redes_inteligentes.html&docid=90L7pqRJy_9iUM&imgurl=http://www.energiarenegunak.com/App_Themes/front/imagenes/redes.jpg&w=550&h=330&ei=VlnrULrmDZH22QXFgYHYBQ&zoom=1&iact=hc&vpx=693&vpy=369&dur=2417&hovh=174&hovw=290&tx=270&ty=96&sig=107580275257335807444&page=13&tbnh=132&tbnw=220&ndsp=22&ved=1t:429,r:77,s:200,i:235&biw=1024&bih=673. Página vista el 7 de enero de 2013.
- [15]. <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/red-monitoreo-sub-estaciones/red-monitoreo-sub-estaciones.pdf>. Página vista el 17 de Septiembre del 2012.
- [16]. <http://www.slideshare.net/Jplanas/the-intelligent-grid-la-red-inteligente-de-energia-y-comunicaciones>. Página vista el 27 de agosto de 2012.
- [17]. <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C2/C2-103.pdf>. Página vista el 29 de mayo de 2012.
- [18]. <http://eco.microsiervos.com/transportes/gobierno-impulsa-coche-electrico.html>. Página vista el 30 de octubre de 2012.

- [19]. http://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=automatizacion+de+subestaciones+electricas++lucia&source=web&cd=1&ved=0CDYQFjAA&url=http%3A%2F%2Farchivo.uc3m.es%2Fbitstream%2F10016%2F11767%2F2%2FLUCIA%2520SARA%2520BARRANTES%2520PINELA_MEMORIA%2520PFC.pdf&ei=32dXUNnGKseW2gWn8oGwAw&usg=AFQjCNH9V9ARO9jxLzOy2im1b03we3Mf9A.
Página vista el 17 de Septiembre del 2012.
- [20]. <http://eco.microsiervos.com/transportes/gobierno-impulsa-coche-electrico.html>.
Página vista el 30 de octubre de 2012.
- [21]. <http://quenergia.com/eficiencia-energetica/envios-medidores-inteligentes-ganando-fuerza-europa-china/>.
Página vista el 30 de octubre de 2012.
- [22]. Selvam, C.; Srinivas, K.; Ayyappan, G.S.; Venkatachala Sarma, M. Advanced metering infrastructure for smart grid applications. Recent Trends In. Information Technology (ICRTIT), 2012 International Conference on. Digital Object Identifier: 10.1109/ICRTIT.2012.6206777. Publication Year: 2012. Page(s): 145-150.
- [23]. <http://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=Subestaci%C3%B3n+de+generaci%C3%B3n&source=web&cd=7&ved=0CFUQFjAG&url=http%3A%2F%2Foomendoza.files.wordpress.com%2F2010%2F04%2Fconfiguraciones-subestaciones-electricas.ppt&ei=bI7FT9apG0me2AXt3MTfAQ&usg=AFQjCNEfdlFFL2d8PhOu5Sxzc1J5A0W3aw>.
Página vista el 29 de mayo del 2012.
- [24]. http://www.google.com.mx/search?hl=es&q=Subestaci%C3%B3n%20de%20manobra&bav=on.2,or.r_gc.r_pw.r_qf.&bpcl=36601534&biw=1280&bih=870&ie=UTF-8&sa=N&tab=iw&ei=LA6QUO-nL8_82gX5hYCADA#hl=es&gs_nf=3&pq=subestaciones%20electricas&cp=27&gs_id=jg&xhr=t&q=subestaciones+electricas+ppt&pf=p&sclient=psy-ab&oq=subestaciones+electricas+pp&gs_l=&pbx=1&bav=on.2,or.r_gc.r_pw.r_qf.&fp=a3d63a9650c58c70&bpcl=36601534&biw=1280&bih=870.
Página vista el 30 de octubre de 2012.
- [25]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/181/1/CD-0574.pdf>.
Página vista el 29 de mayo de 2012.

- [26]. <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/red-monitoreo-sub-estaciones/red-monitoreo-sub-estaciones.pdf>. Página vista el 17 de Septiembre del 2012.
- [27]. Jaloudi, S.; Ortjohann, E.; Schmelter, A.; Wirasanti, P.; Morton, D. Communication strategy for grid control and monitoring of distributed generators in Smart Grids using IEC and IEEE standards. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE. PES International Conference and Exhibition on Publication Year: 2011, Page(s): 1-6. IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS.
- [28]. http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/bitstream/123456789/4960/1/CALCYSEL_ECDEUNSIIST.pdf. Página vista el 5 de diciembre de 2012.
- [29]. http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/234/2/Capitulo_1_Automatizacion_del_sistema_de_protecciones_en_subestaciones_de_distribucion_de_la_EERCSCA_en%20Loja.pdf. Página vista el 23 de noviembre de 2012.
- [30]. http://www.google.com.mx/#q=automatizacion+de+subestaciones+electricas+pdf&hl=es-419&tbo=d&ei=eZuvUK6KEeLS2AXy24GwAw&start=10&sa=N&bav=on.2,or.r_gc.r_pw.r_qf.&fp=93648eb1d66ef792&bpcl=38897761&biw=1024&bih=587.
Página vista el 23 de noviembre de 2012.
- [31]. <http://es.scribd.com/doc/109277440/79/Proteccion-de-fallo-de-interruptor-50BF>.
Página vista el 26 de noviembre de 2012.
- [32]. Aggarwal, S. IEC 61850 prototype design. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES. Publication Year: 2011, Page(s): 1-4. IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS.
- [33]. Singhal, A. Saxena, R.P. Software models for Smart Grid. Software Engineering for the Smart Grid (SE4SG), 2012 International Workshop on. Publication Year: 2012, Page(s): 42-45. IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS.