

Diseño de los Sistemas de Protección e Integración de Planta Eléctrica del Grupo Industrial - PEGI

Carlos A. Guzmán Carranza

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
Ave. Rogelio González Caballero #425, Parque Industrial Stiva Aeropuerto
Apodaca, N.L., México, C.P. 66600

David Sánchez Escobedo

Orlando González González

Voltrak, S.A. de C.V.
Monterrey, N.L., México

Resumen: Planta Eléctrica del Grupo Industrial (PEGI) se formó en el año 1945 por un importante grupo de industrias en la Zona Metropolitana de Monterrey. Hasta el año 2000 operó como una empresa independiente de Comisión Federal de Electricidad suministrando energía eléctrica a las industrias regiomontanas. En ese año, los activos de PEGI fueron adquiridos por Iberdrola Energía Monterrey (IEM). Con el fin de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica confiable del sector manufacturero, IEM decidió modernizar la infraestructura de PEGI, para convertirla en un sistema eléctrico confiable y moderno.

Como parte de esta modernización, se construyeron cuatro subestaciones eléctricas, se adquirió el equipo primario y los dispositivos electrónicos inteligentes (DEI) de protección, control y medición, se desarrolló un sistema integrado para cada subestación, y un SCADA que permite monitorear y controlar todo el sistema eléctrico de PEGI.

Este artículo describe inicialmente el sistema eléctrico de PEGI, y establece los requerimientos de su protección y automatización. Seguidamente se describe el sistema de protección propuesto e implementado. Finalmente, se describe la arquitectura de los sistemas integrados de las diferentes subestaciones y su comunicación con el nivel superior.

Palabras clave: SCADA, Integración, Relevadores de Protección, OPC.

I. INTRODUCCIÓN

Planta Eléctrica del Grupo Industrial (PEGI) fue el esfuerzo de un grupo de industrias de la Zona Metropolitana de Monterrey por generar su propia energía eléctrica. En mayo de 1996 PEGI generaba alrededor de 177.3 MW en dos plantas, denominadas PEGI I y PEGI II, abasteciendo a empresas tan importantes como HYLSA, CEMEX, CYDSA, Cervecería Cuauhtémoc, UCAR, VITRO, etc. En esa fecha, recibió el permiso por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de generar energía eléctrica en la modalidad de autoabastecimiento [1]. Asimismo, PEGI tenía planeado incrementar su capacidad de generación en más de 100 MW con la construcción de dos centrales más, PEGI III y PEGI IV.

Sin embargo, en marzo del 2000, y debido principalmente a problemas económicos, el grupo de accionistas de PEGI decidió otorgar el contrato de suministro eléctrico a la compañía Iberdrola Energía Monterrey (IEM). IEM se comprometió a suministrar 388 MW de energía eléctrica y 307 TPH de vapor durante 25 años. IEM inició la construcción de la unidad de generación denominada Monterrey III, adyacente a las unidades Monterrey I y II, construidas gracias al contrato de generación eléctrica y venta

a CFE en el año de 1999 por 450 MW, en la planta ubicada en Dulces Nombres, Nuevo León.

IEM recibió el permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento de parte de la CRE el 10 de enero de 2002. En este permiso se incluyen las compañías socias de IEM y se presenta un listado de más de 100 compañías previstas en los planes de expansión [2].

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el 2000, PEGI I tenía una generación de 44.5 MW a 13.8 kV y 15 circuitos de distribución, y un enlace a PEGI II, que a su vez generaba un total de 132.8 MW, con circuitos de distribución de 13.8 kV, que suministraban energía eléctrica a HYLSA. Debido al contrato firmado entre los accionistas de PEGI e IEM, se inició un proyecto de modernización, llamado ALFA -PEGI, que incluyó:

- Diseño y construcción de un anillo de transmisión de 115 kV, que uniera las centrales de generación MONTERREY III, PEGI II y PEGI I.
- Conversión de PEGI I en una planta de cogeneración en 13.8 kV para suministro de las empresas FEMSA y TITAN.
- Desmantelamiento de la generación en PEGI II.
- Diseño y construcción de cuatro subestaciones, ubicadas en PEGI I, PEGI II, NYLON y Fibras Químicas (FIQUISA).
- Sistema de protecciones para el anillo de transmisión de 115 kV, transformadores de potencia y circuitos de distribución de 13.8 kV.
- Sistemas integrados para la supervisión y control de las cuatro subestaciones.

Este artículo describe en detalle el sistema de protección del anillo de 115 kV, los transformadores y las redes de 13.8 kV, así como los sistemas integrados de las cuatro subestaciones.

A. Sistema de Transmisión de Planta Eléctrica del Grupo Industrial

El sistema de transmisión de 115 kV de PEGI (ver Fig. 1) cuenta con dos líneas de transmisión entre la central Monterrey III y la subestación PEGI II. Cada línea tiene la capacidad de abastecer la demanda total de energía eléctrica de las cargas del sistema, por lo que la pérdida de una de las líneas no interrumpe el servicio eléctrico a PEGI II.

Entre las subestaciones PEGI II, PEGI I, NYLON y FIQUISA se forma un anillo. Debido a este arreglo, el sistema mantiene el suministro de energía eléctrica al presentarse una

falla en cualquiera de los enlaces PEGI II-PEGI I, PEGI II-FIQUISA, PEGI I-NYLON y FIQUISA-NYLON.

En las subestaciones PEGI II, PEGI I y NYLON, se diseñó un arreglo de interruptores en anillo en 115 kV, que permite mantener el suministro de energía eléctrica para falla de alguno de los interruptores.

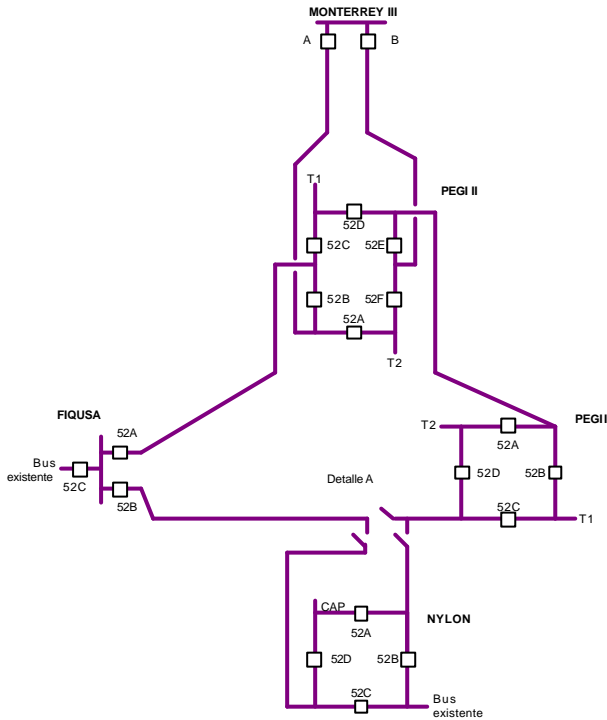


Fig. 1. Diagrama unifilar del sistema de transmisión de 115 kV.

B. Requerimientos de Diseño

El sistema de protección debe cumplir con los siguientes requerimientos de diseño:

- Protección de líneas de transmisión de 115 kV. Se cuenta con 2 enlaces de 115 kV entre Monterrey III – PEGI II y se forma un anillo entre las subestaciones FIQUISA-NYLON-PEGI I-PEGI II. Estas líneas contarán con enlaces de fibra óptica suficientes para comunicar dos esquemas de protección por línea. Las funciones de protección requeridas son: 87L, 67N, 85L, 50FI, 79 y 25/27.
- Las protecciones de transformadores en PEGI I y PEGI II requieren las siguientes funciones de protección: 87T, 50/51H, 50/51X, 51NT.
- Los circuitos de distribución de 13.8 kV requieren las siguientes funciones de protección: 50/51 y 79.
- En el proyecto existen arreglos de barras en anillo y de bus principal; se requieren esquemas de protección, control y medición adaptados a estos tipos de arreglos.

Los requerimientos de diseño del sistema integrado son los siguientes:

- Un sistema integrado en cada subestación del anillo de 115 kV.

- Cada sistema debe incluir la adquisición de mediciones, estados y alarmas, y la realización de control local.
- Recuperación automática y gestión de la base de datos de eventos oscilográficos generados por los relevadores de protección.
- Base de datos de parámetros y ajustes de relevadores de protección y procesadores de comunicaciones.
- Funciones adicionales, como registro secuencial de eventos (SOE), información de desgaste de contactos de interruptores, contador de operación y corriente interrumpida para los interruptores, y consumo de energía.
- Comunicación con el Centro de Control y Medida (CCM) de IEM. El CCM es un SCADA de alta disponibilidad, ubicado en el edificio administrativo de la Central de Ciclo Combinado de Dulces Nombres.

En las siguientes secciones se describen en detalle las soluciones a estos requerimientos de diseño.

III. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El nuevo sistema de protección está basado en la utilización a su máxima capacidad de relevadores multifuncionales, que cuentan con varias funciones de protección, control, medición, monitoreo y comunicaciones. Los relevadores multifuncionales son parte del sistema integrado y tienen los protocolos de comunicación requeridos; por ello, los relevadores multifuncionales cumplen con sus funciones de protección, y tienen además la función de adquirir y enviar al sistema integrado las alarmas, los estados y la medición, y también la función de enviar los mandos de control a los equipos primarios.

Las líneas de transmisión se protegen con dos relevadores multifuncionales, cada uno de los cuales tiene las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial de línea, 87L
- Protección de distancia, 21/21N
- Protección direccional de sobrecorriente, 67/67N
- Protección de respaldo de falla de interruptor, 50FI (únicamente para arreglo de barra principal)
- Recierre automático, 79 (únicamente para arreglo de barra principal)

Adicionalmente, los relevadores cuentan con funciones de tele-protección. Como se dispone de suficientes canales de comunicaciones, en este caso se implementó una protección piloto por comparación direccional con lógica de Disparo Transferido Permisivo de Sobrealcance (POTT).

En un punto de la red de transmisión, las líneas PEGI I-NYLON y FIQUISA-NYLON se encuentran muy cercanas una de otra. Se aprovechó esta cercanía para implementar un automatismo en los relevadores de protección de las subestaciones PEGI I, FIQUISA y NYLON. Dependiendo del estado de las cuchillas mostradas en el detalle A de la Fig. 1, se realiza un cambio automático del grupo de ajustes en los relevadores de protección, para cambiar el esquema de la protección diferencial de dos a tres terminales.

Se observa que los esquemas de protección de líneas son redundantes y que, debido a las lógicas implementadas, son esquemas altamente confiables. Para el caso del arreglo en anillo, se agregó un relevador por interruptor, que cumple las funciones de respaldo de falla de interruptor (50FI) y de recierre automático (79); el recierre es selectivo para dos interruptores.

Los esquemas de protección de transformadores, al igual que los de las líneas, son redundantes, y se implementaron con dos relevadores multifuncionales, que cumplen con las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial de transformador, 87T
- Protección de respaldo alta tensión, 50/51H
- Protección de respaldo baja tensión, 50/51X
- Protección de respaldo, 51NT

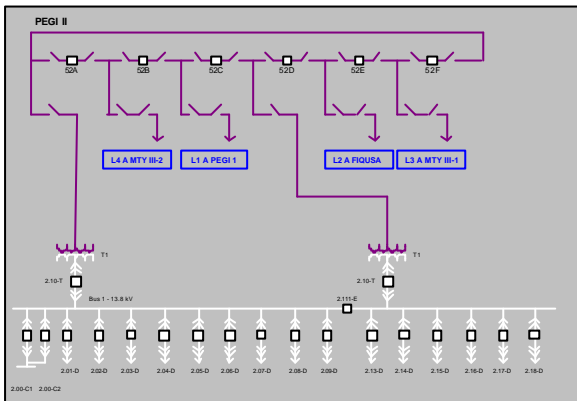


Fig. 2. Diagrama unifilar de la subestación PEGI II.

El esquema de protección de los alimentadores de 13.8 kV consta de un relevador multifuncional, que cumple con las siguientes funciones de protección:

- Sobrecorriente instantánea, 50
- Sobrecorriente de tiempo inverso, 51
- Desconexión de carga por baja frecuencia, 81

El diseño del esquema de protección es altamente confiable y, al utilizar relevadores multifuncionales, constituye la base del sistema integrado.

IV. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS INTEGRADOS

A. Sistema Integrado de las Subestaciones PEGI I, PEGI II, NYLON y FIQUISA

El sistema integrado está basado en una solución probada, que utiliza un procesador de comunicaciones de igual confiabilidad que los relevadores de protección [3]. Los relevadores de protección se conectan al procesador de comunicaciones mediante un enlace serial de comunicaciones en una configuración estrella. El procesador de comunicaciones usa una técnica propietaria llamada "Interleaved Communications", en la cual diversos tipos de comunicaciones comparten el mismo enlace serial. En este caso los tipos de comunicación utilizados son:

- ASCII solicitado
- Binario solicitado
- Binario no solicitado
- Comandos binarios (usados para el control)

La arquitectura de comunicaciones de la subestación PEGI II se muestra en la Fig. 3. Debido a que los relevadores de protección de los circuitos de 13.8 kV se encuentran instalados en celdas metal-clad, se utiliza fibra óptica en el enlace con el procesador de comunicaciones. El uso de la topología estrella permite que existan diferentes medios de comunicación.

El enlace del procesador de comunicaciones a cada uno de los relevadores de protección permite realizar las siguientes funciones:

- Adquisición de datos en tiempo real: alarmas, estados, mediciones.
- Recuperación automática de registros oscilográficos para el análisis posterior.
- Configuración, visualización y ajustes de los relevadores digitales.
- SCADA de respaldo. La información visualizada en el HMI local está presente en la base de datos del procesador de comunicaciones.
- Sincronía de tiempo mediante una señal IRIG-B.

El reloj GPS (Sistema de Posicionamiento Global) genera una señal IRIG-B. Esta señal sincroniza la fecha y hora de todos los relevadores de protección y del sistema integrado de las cuatro subestaciones. Esta sincronía permite comparar eventos oscilográficos generados por relevadores en diferentes subestaciones.

El diseño de la arquitectura de comunicaciones se basó en la premisa de obtener la mayor disponibilidad del sistema integrado, de acuerdo con las técnicas mencionadas en [4].

Las aplicaciones del servidor del sistema integrado se ejecutan en una PC industrial con hardware apropiado para servidores. Estas aplicaciones incluyen un sistema operativo Windows® 2000, un servidor de I/O, una Interfaz Humano-Máquina (IHM) local, y un Servidor de Datos OPC (Object Linking and Embedding for Process Control, en español Enlace e Incrustación de Objetos para Automatización de Procesos).

La PC también ejecuta los programas del software de protección que ayudan con las tareas de manejo de reportes de eventos, establecimiento de ajustes de relevadores y análisis del sistema.

La aplicación IHM fue desarrollada usando un producto de software de alta calidad y cuenta con un conjunto de pantallas, que incluyen las siguientes:

- Diagrama unifilar
- Pantallas por aplicaciones (línea, transformador, alimentador)
- Pantalla de alarmas generales
- Pantallas de alarmas por aplicaciones
- Pantalla de comunicaciones
- Pantalla de mantenimiento de interruptores (porcentaje de desgaste, corriente interrumpida, número de disparos)
- Configuración de límites de alarma de mediciones
- Gestión de permisos de control (local/telecontrol) de equipo primario

Las subestaciones del anillo de 115 kV de PEGI se encuentran en red Ethernet, a través de enlaces de fibra óptica SONET (Synchronous Optical Network, en español Red

Óptica Síncrona). Como respaldo al sistema de control principal, se utilizó un software de acceso de alta seguridad, el cual se instaló en las PC de las cuatro subestaciones. Esto permite a un operador remoto de la IHM tomar el mando de la PC de la subestación, como si estuviera físicamente frente al sistema. La seguridad se preserva pidiendo a los usuarios que se registren con su nombre de usuario y contraseña para tener acceso al servidor de la subestación.

B. Sistema de Comunicaciones al Centro de Control y Medida

La especificación de la comunicación entre el servidor SCADA del CCM y los sistemas integrados de las subestaciones PEGI II, PEGI I, NYLON y FIQUISA fue diseñada por Iberdrola Ingeniería y Consultoría, y se describen en [5].

Los sistemas integrados descritos en la Sección A gestionan la información de los DEIs de la subestación. Esta información queda a disposición del CCM mediante un servidor OPC y su interfaz Ethernet TCP/IP.

OPC es una especificación de interfaces entre aplicaciones de control de procesos, y constituye un estándar “de facto” para las empresas asociadas en la Fundación OPC (OPC Foundation [6]), que se basa en la arquitectura COM/DCOM

de Microsoft Corporation.

Para la comunicación con el CCM, el protocolo propuesto sigue el estándar de la industria OPC Data Access 2.0, correspondiendo la función cliente al CCM y la función servidor a los sistemas integrados de las cuatro subestaciones.

En las subestaciones PEGI II, PEGI I, FIQUISA y NYLON se dispone de un acceso Ethernet 10/100 Base TX conmutado de la VLAN de control, establecido sobre la red SONET de fibra óptica instalada sobre los hilos de guarda de las líneas de 115 kV del anillo de ALFA-PEGI.

El protocolo OPC permite la obtención de información de tiempo real (valores instantáneos con estampa de tiempo y calidad) y la realización de mandos. Se puede especificar dinámicamente un período mínimo de refresco de las variables en el servidor OPC y una banda muerta para su envío asíncrono hacia el cliente.

El protocolo OPC emplea el transporte de datos, proporcionado por una sesión TCP de la red Ethernet. Para el establecimiento de la sesión, el cliente (CCM) realiza el rol activo y el servidor (IHM de la subestación), el pasivo.

Como es un protocolo orientado a objetos, el mismo servidor OPC se considera un objeto, y la creación de una instancia suya en el lado del cliente supone realizar una conexión desde el servidor.

El objeto servidor cuenta con interfaces para los métodos

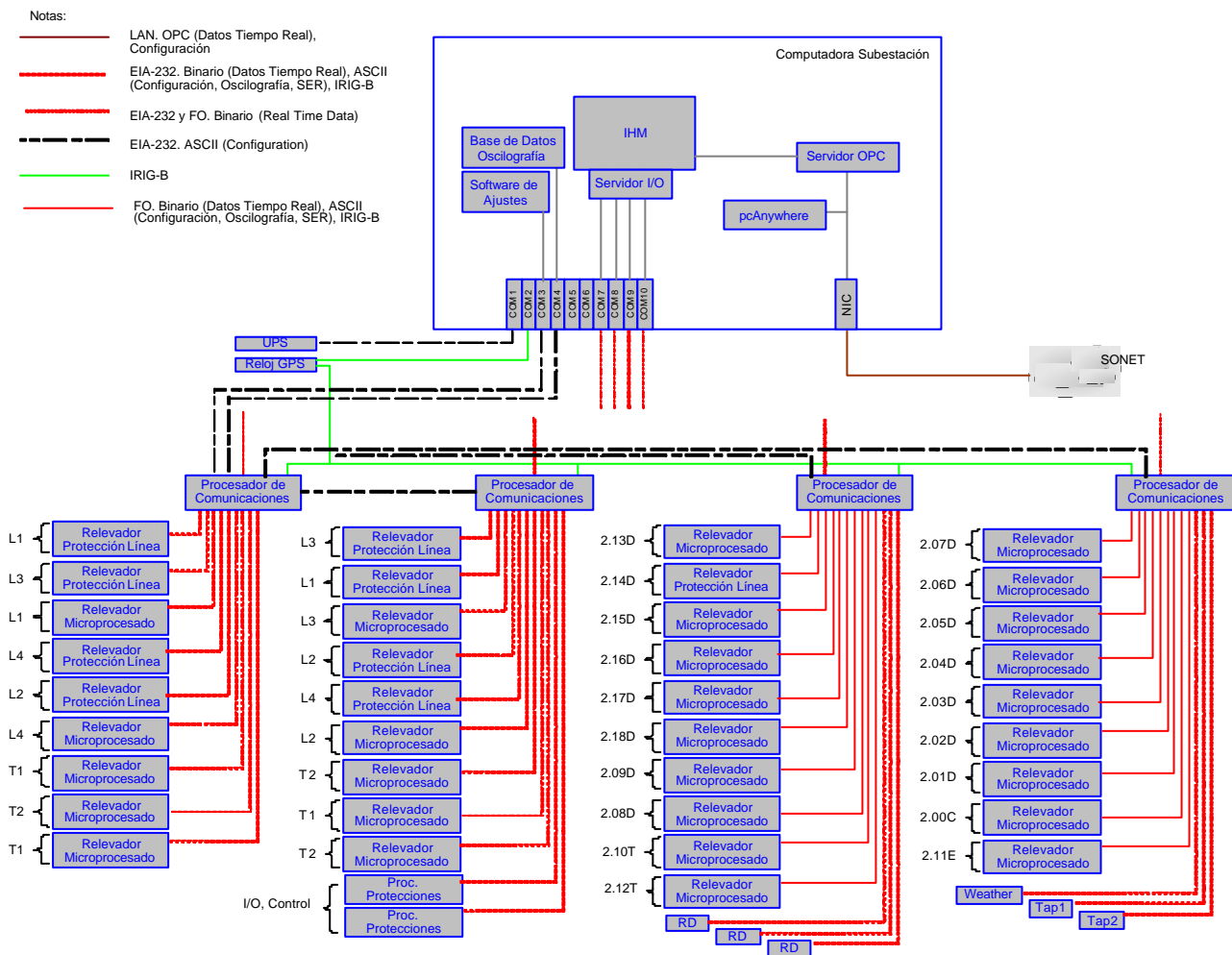


Fig. 3. Arquitectura de comunicaciones de la subestación PEGI II.

VII. BIOGRAFÍAS



Carlos A. Guzmán Carranza obtuvo el título de Ingeniero en Sistemas Electrónicos en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), en Monterrey N.L., México (1993) y la Maestría en Ingeniería Ambiental de UNAM -DEPFI en la Ciudad de México, México (1998). Tiene ocho años de experiencia en el diseño de sistemas, aplicación y dirección de proyectos en las industrias de energía, acero, petróleo, software y medio ambiente. Tiene un gran conocimiento técnico en el diseño, desarrollo, integración y automatización de sistemas de control, así como también experiencia en la infraestructura, manejo y explotación de datos e integración de sistemas. Ha demostrado una gran experiencia en la dirección de equipos de trabajo para la ejecución de sistemas de integración e implementación para clientes de los sectores privado y público.

David Sánchez Escobedo se graduó de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Electrónica (FIMEE) de la Universidad de Guanajuato en 1994. De 1994 a 1998 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en CFE-Transmisión. De 1996 a 1998 cursó estudios de Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Guadalajara. En 1998 se desempeñó como Profesor en la Universidad Autónoma de Guadalajara. De 1998 a 2000 trabajó en la empresa INELAP-PQE como Ingeniero de Diseño de Sistemas de Protección. Desde Septiembre de 2000 trabaja como Ingeniero de Protecciones en Schweitzer Engineering Laboratories, S. A. de C. V. Su trabajo incluye el diseño de sistemas de protección y la impartición de cursos a ingenieros de empresas eléctricas y la industria.

Orlando González González se graduó de Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León, en 1996. De 1996 a 1998 se desempeñó como Ingeniero Auxiliar de Protecciones en Voltrak, S. A. de C. V. Desde 1998, trabaja como Ingeniero de Protecciones. Su trabajo incluye la preparación de propuestas técnicas, diseño de sistemas de protección, puesta en servicio, soporte técnico y capacitación de clientes industriales.