

Capítulo 3 Estructuras de los Sistemas de Protección y Control

El control y la protección han ido evolucionando desde los dispositivos electromecánicos a los dispositivos electrónicos analógicos y posteriormente a los dispositivos basados en microprocesadores. De igual forma la estructura de dichos sistemas ha ido cambiando puesto que cada vez son más grandes debido a la extensa área que deben cubrir conforme va aumento la demanda.

Es por ello que los sistemas de potencia eléctrica se encuentran organizados en niveles jerárquicos para poder atender a las plantas generadoras, las cuales tienen una ubicación dispersa, las variaciones de la carga y los requerimientos de la seguridad.

En México el Sistema Interconectado Nacional divide al país en nueve áreas, cada una con su centro de control. En el D.F. se encuentra el CENACE (*Centro Nacional de Control de Energía*) desde donde se controlan los centros de control regionales en Hermosillo, Monterrey, Gómez Palacio, Guadalajara, Puebla y en México D.F. A partir de cada centro se controlan las subestaciones respectivas y en cada subestación se realiza el control de cada una de sus bahías. Para que el CENACE cumpla adecuadamente con sus funciones de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional, se tienen cuatro niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL y subordinados técnicamente entre sí.

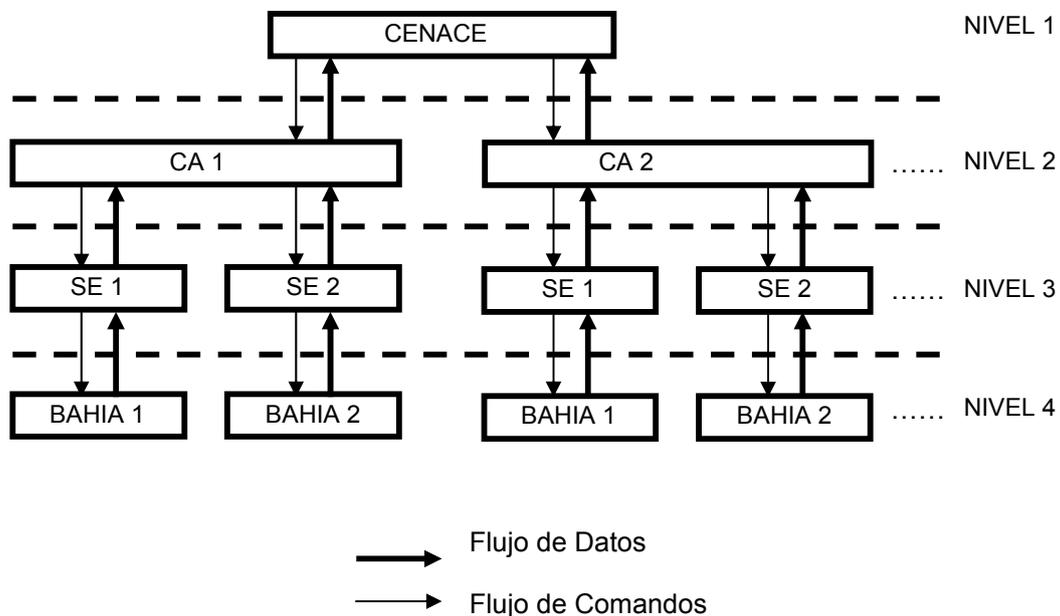


Figura 3.1 Estructura jerárquica para el control del sistema de potencia

El primer nivel lo conforma el CENACE, y sus objetivos principales son la seguridad y la economía global del SEN.

En el segundo nivel se encuentran las áreas de control, a las cuales les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal en un área geográfica determinada, coordinándose con el primer nivel.

El tercer nivel son las subáreas de control y les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y su red en un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.

Y en el cuarto nivel se encuentran los módulos de control, los cuales operan y supervisan un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada. Están comprendidos en este nivel los Centros de Distribución y los Centros de Control de Generación.

3.1 Estructura General de los Sistemas de Control de Subestaciones

En una subestación podemos encontrar generalmente una estructura de tres sectores: (1) El primero conformado por los equipos de patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo y es el encargado de la adquisición de datos; (2) el segundo, nivel de control de bahía conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación como lo son: unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías; (3) y el nivel superior de control de subestación, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación y manejo de los servicios auxiliares.

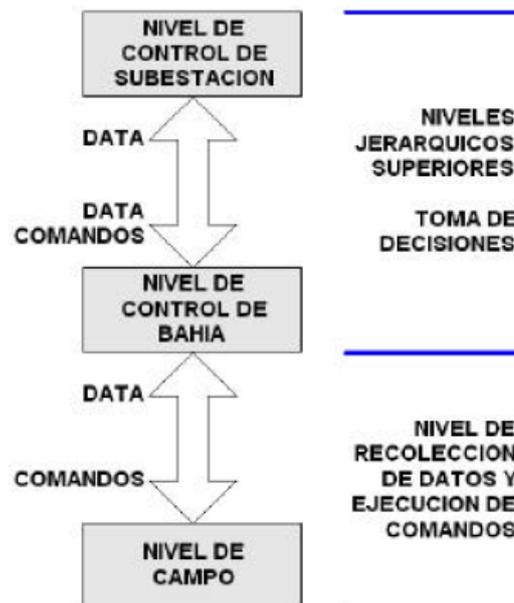


Figura 3.1.1 Estructura Jerárquica de un Sistema de Control para una Subestación

En la siguiente tabla se muestra una lista típica sobre las tareas de control, protección y supervisión en los niveles de control de bahía (línea, transformador, alimentador) y de estación.

Tarea	Estado				Nivel
	Operación	Falla		Restablecimiento	
	Normal	Durante Falla	Después de Falla		
1	2	3	4	5	6
Intercambio de datos entre los diferentes niveles de control	3, 4
Adquisición, verificación y concentración de datos	3, 4
Generación de Señales de Alarma		.	.	.	3,4
Protección de Bahía		.			4
Protección de Barras		.			3
Protección de Respaldo		.			3,4
Protección de Respaldo 52		.			3
Supervisión de Ajustes de protecciones en Alto Nivel		.		.	3
Recierre Automático			.	.	3,4
Conmutación Automática de fuentes de Suministro			.	.	3,4
Corte de Carga Automático			.	.	3,4

Tabla 3.1.1 Tarea típicas llevadas a cabo en los niveles de control central (ejemplo: en el CENACE) y/o local (ejemplo: en la subestación) del sistema de potencia eléctrica.

Las tareas que realizan los diversos niveles de control se llevan a cabo en tres períodos de tiempo, dichos períodos corresponden a los estados del sistema de potencia en la siguiente forma:

- ⇒ *Operación Normal.*- La tarea principal consiste en proporcionar a un mínimo costo (costos de generación y transmisión), un suministro de energía eléctrica seguro dentro de los límites preestablecidos de voltaje y frecuencia.
- ⇒ *Falla.*- En caso de presentarse una falla, se debe confinar los efectos de esta, lo cual se logra normalmente aislando en forma selectiva la parte dañada del sistema en el menor tiempo posible. Esta tarea se realiza de forma automática por medio de los dispositivos de protección en las bahías u objeto, o en algunos casos a nivel estación. Probablemente en el futuro sea posible controlar estos dispositivos de protección a un nivel más alto.
- ⇒ *Restablecimiento del Sistema.*- El suministro debe ser reestablecido lo más rápidamente posible a los usuarios que han quedado aislados por la operación de los dispositivos de protección. Hasta el momento, solo un número limitado de funciones automáticas de este tipo han sido aplicadas, pero se espera que sistemas basados en computadora sean implementados en un futuro previsible.

3.2 Estructura de los Sistemas Convencionales

Cuando se implementan en subestaciones sistemas de control convencionales, se tienen los siguientes niveles:

- ⇒ Nivel de Campo, donde se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del patio, tales como: interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial.
- ⇒ El siguiente nivel corresponde a los elementos de procesamiento de toda la información proveniente de los equipos del patio exterior. En este nivel se realiza el tratamiento de lo que corresponde a medición, control y protección.

Los sistemas de control convencional se encuentran conformados por equipos y componentes integrados como se ha realizado en la forma tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relevadores auxiliares, repetidores, de disparo y bloqueo, etc.

3.3 Estructuras de los Sistemas de Control Numéricos

Los sistemas de control numérico han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y protección de una subestación, y de sus líneas de entrada y de salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste en un nivel de campo, un nivel de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

3.3.1 Elementos del Sistema de Control

Los principales elementos de un sistema de control son los siguientes:

- ⇒ DEI's, que como ya se había mencionado, implementan una o varias funciones en un circuito o bus de una subestación.
- ⇒ Módulo de Bahía (o controlador). Este dispositivo normalmente contendrá el software requerido para el control e interbloqueos de una sola bahía (alimentador, transformador, etc.) en la subestación, y suficientes interfaces E/S con todos los dispositivos requeridos para medición/protección/control de la bahía. Las E/S pueden ser digitales y analógicas (para interfaz con dispositivos discretos tales como circuitos de cierre, disparo, motores de aisladores, relevadores de protección no basados en microprocesadores) y enlaces de comunicaciones (serie o paralelo) en los DEI's.
- ⇒ Interfaz Hombre-Máquina (IHM). Es la interfaz principal con el usuario y podría tomar la forma de una computadora de escritorio, pero también es posible el uso de computadoras especializadas, mientras que en las subestaciones que prescinden de un operador usualmente no tienen una IHM permanentemente instalada por lo que el personal de mantenimiento podrá utilizar una computadora portátil con el software apropiado cuando se requiere realizar alguna operación en la subestación.
- ⇒ Uno o varios buses de comunicación, que enlazan diversos dispositivos. En una subestación nueva, se usará el mismo bus o al menos dos, para todos los elementos del sistema de automatización y obtener así una buena relación costo-efectividad. Cuando se trata de una subestación existente de la cual se esta reacondicionando su sistema de automatización, se usarán los buses de comunicaciones ya existentes, lo cual nos puede llevar a tener varios buses de comunicación.
- ⇒ Un enlace al sistema SCADA remoto. Este se puede proporcionar con una interfaz dedicada, ser parte de la IHM o de un DEI.

3.4 Estructuras de Cómputo en las Subestaciones

Como se menciona anteriormente, los niveles 3 y 4 son los encargados de llevar a cabo las tareas de Control, Protección y Supervisión, y en la siguiente tabla se pueden observar a detalle dichas tareas.

El nivel de control de bahía esta conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección, supervisión y control asociadas a las bahías tales como:

- ⇒ Protección de líneas y transformadores
- ⇒ Protección de barras
- ⇒ Protección contra fallas en los interruptores
- ⇒ Medición
- ⇒ Registro de eventos
- ⇒ Regulación de voltaje

Dichas funciones deben ser realizadas lo más rápido posible, la información requerida se encuentra en la propia bahía del alimentador (por ejemplo: corriente, voltaje, configuración para protección, medición, etc.) y los comandos resultantes tienen efecto principalmente en la bahía.

Este nivel puede realizar funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada ante la ausencia del nivel superior, mediante una interfaz hombre-máquina (IHM) de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

Tarea	Estado		
	Operación Normal	Falla	Restablecimiento
Intercambio de datos entre los sistemas de computo en diferentes niveles de control del SPE	•1)	•1)	•
Adquisición y verificación de datos	•	•1)	•
Concentración de datos	•	•1)	•
Determinación de la topología del sistema	•	•1)	•
Determinación de los flujos de carga y voltajes	•	•1)	•
Selección de las plantas y unidades generadoras	•		•
Control de la reserva rodante	•	(•)	•
Regulación de MW y frecuencia en alto nivel	•		
Regulación de VARs y frecuencia en alto nivel	•		
Estimación de la confiabilidad de la operación	•		•
Estimación de los efectos de los cambios en la configuración del sistema de potencia	•		•
Registro de Eventos	•	•	•
Protección de respaldo de alto nivel		•	
Confinación de fallas en todo el sistema		•	
Análisis de desarrollos adicionales	•		•
Medición y registro de parámetros seleccionados	•	•	•
Análisis de fallas			•
Reportes	•		•
Interfases del Operador	•	•	•
Auto-supervisión y diagnóstico	I •		

•1) Solamente para funciones de protección o consecuencias de protección

Tabla 3.4.1 Tareas de control, protección y supervisión en los diversos niveles de control de la subestación.

Tarea	Estado				Nivel
	Normal	Falla		Restablecimiento	
		Durante	Después		
Control de Generación y despacho de carga	•		•	•	3
Supervisión de sobrecarga de la planta y de las líneas	•		•	•	3,4
Optimización de la estabilidad	•		•	•	3
Automatización de los procedimientos de reconfiguración del SPE				•	3
Determinación de las secuencias de maniobras y bloqueos	•			•	3
Registro de eventos	•	•	•	•	3
Detección y registro de disturbios		•	•		3,4
Localización de fallas en líneas aéreas		•			4
Medición y registro de señales analógicas	•			•	3,4
Regulación de voltaje	•			•	3
Optimización de cargas en transformadores	•				3
Supervisión de auxiliares	•			•	3
Análisis de funcionamiento de los sistemas de cómputo	•			•	3
Interfaces del Operador	•			•	3
Auto supervisión y autodiagnóstico	•			•	3,4

•1) Solamente para funciones de protección o consecuencias de protección

Tabla 3.4.2 Tareas de control, protección y supervisión en los diversos niveles de control de la subestación (continuación)

El nivel de control de la subestación esta relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación.

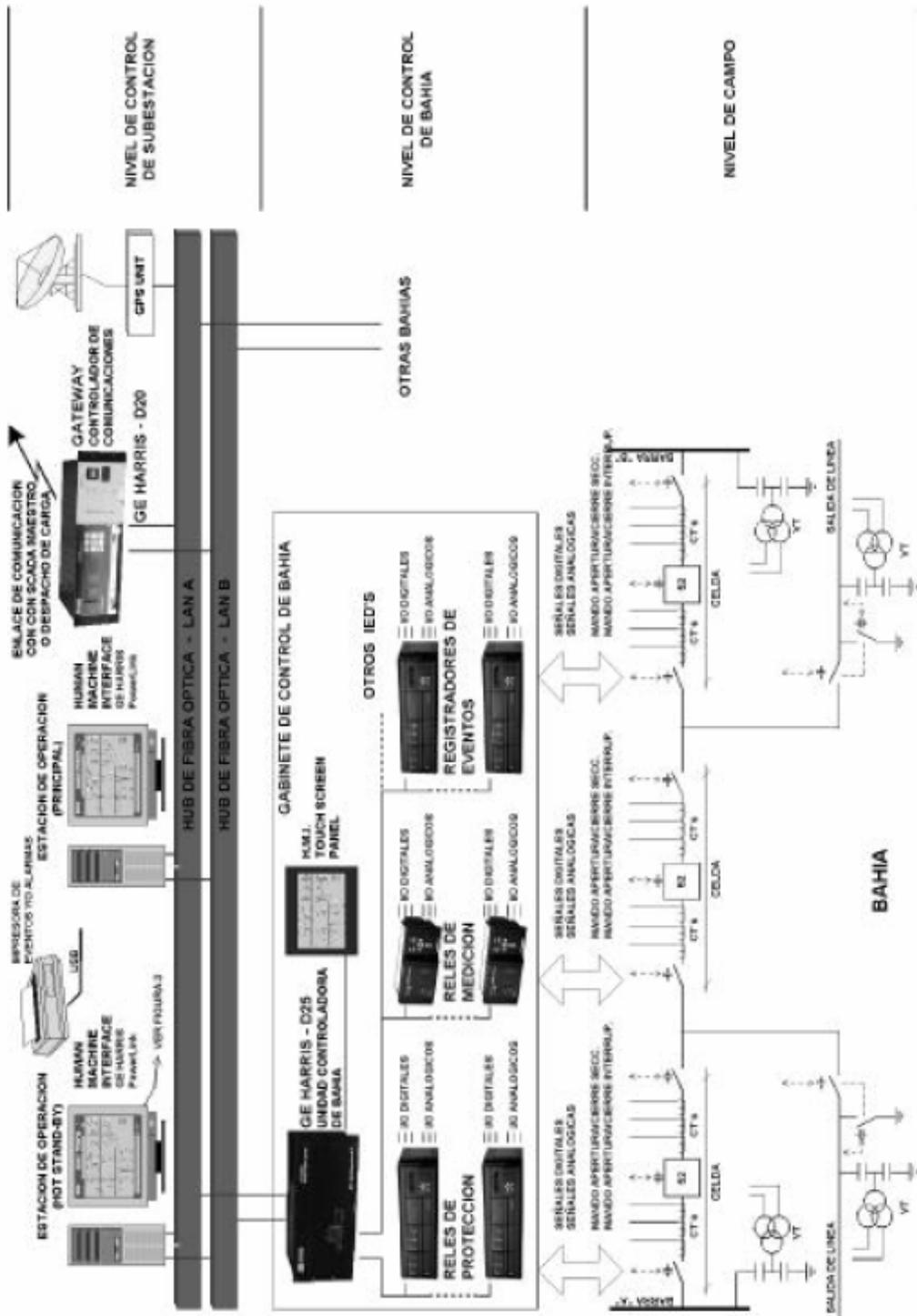


Figura 3.4.1 Arquitectura de un Sistema de Control

Esta arquitectura esta integrada básicamente por las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y un receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

En este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de los interruptores y/o seccionadores, se monitorea los parámetros propios del sistema tales como:

- ⇒ Corrientes de barra
- ⇒ Tensiones en las salidas
- ⇒ Potencias entregadas y recibidas

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA local, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo *Hot-Standby*.

El *gateway* de comunicaciones es utilizado para la comunicación con el centro o los centros de control remoto (tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales). De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación.

Esto se logra a través de la transferencia de estatus, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dicha transferencia se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propietarios como el DNP 3.0, que permitan la fácil adaptación a futuras expansiones.

A través de los *hubs* de fibra óptica se realiza, físicamente, la red de datos local de la subestación (LAN).

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

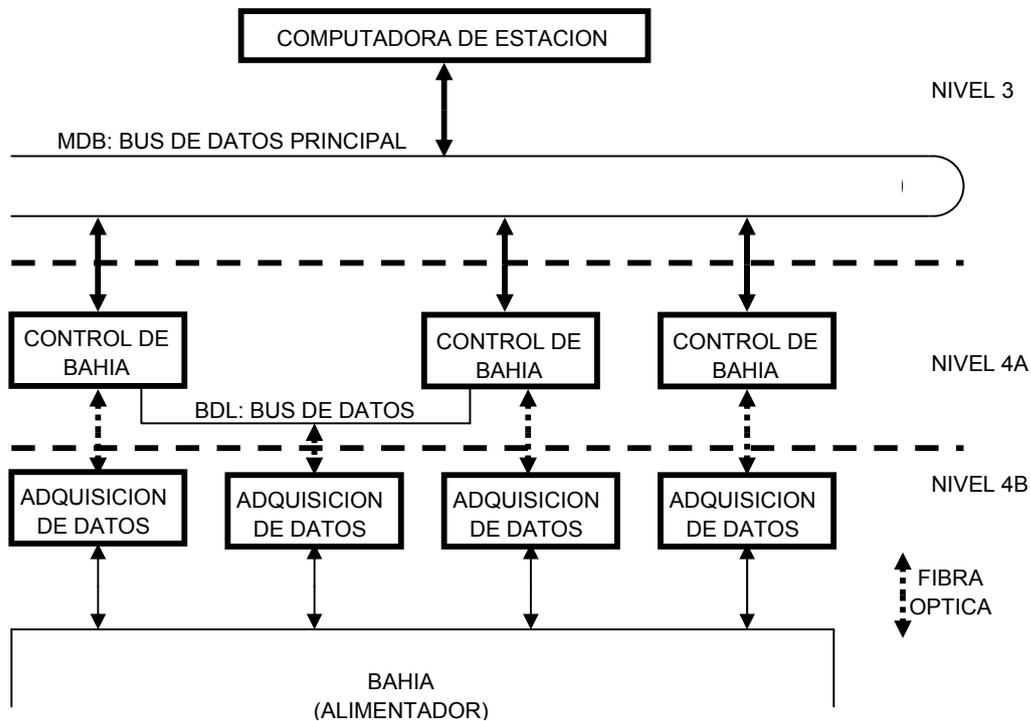


Figura 3.4.2 Estructura de una computadora para una subestación

Las estructuras de cómputo plenamente integradas para subestaciones están siendo introducidas parcialmente. Independientemente de su diseño tecnológico, el sistema de control basado en computadora recibe las señales de entrada de los transductores y transmisores de medición, generando las correspondientes señales de salida para controlar la planta (Fig. 3.4). Las señales de entrada pueden ser analógicas, digitales o en estado binario. Las señales analógicas provienen principalmente de los TC's y TP's, pero también pueden ser señales proporcionales a parámetros físicos, por ejemplo: temperatura, presión, etc. Los estados binarios se generan en primer lugar en los contactos auxiliares de los diversos elementos de la planta, como: interruptores, cuchillas, cambiadores de derivaciones, etc. Las señales que son digitales solo se transmiten por el equipo de comunicaciones digital y teclados de control.

Las señales de salida generadas por el sistema de protección y control basado en computadora, energizan las bobinas actuadoras de los conmutadores y de los cambiadores de derivaciones de los transformadores, cambian los ajustes de los dispositivos analógicos y son desplegadas en las pantallas de las estaciones de trabajo y registradas por dispositivos de registro y transmitidas a sitios remotos por el equipo de comunicaciones. En algunos casos las señales de salida analógicas se proporcionan para un control continuo de la planta.

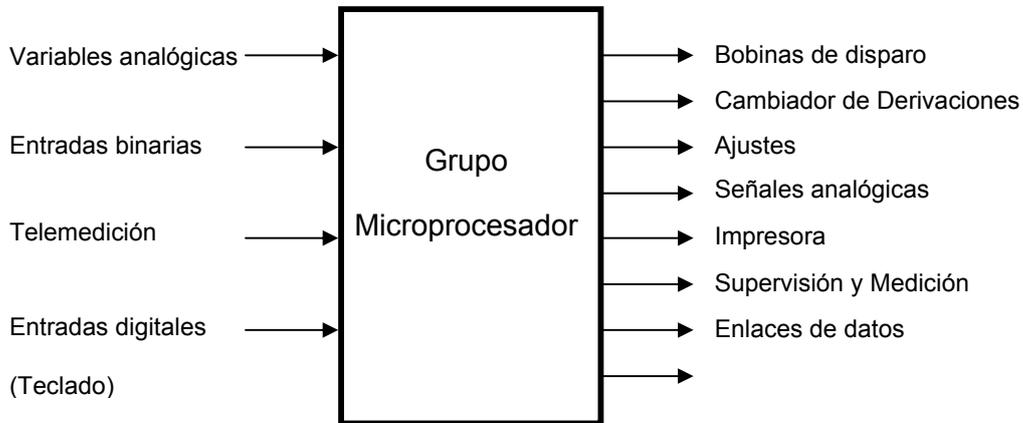


Figura 3.4.3 Señales de entrada y salida de un Sistema de Protección y Control Digital para una subestación.

3.5 Características especiales de los métodos para la medición y control digital.

Existen diferencias en la conversión de una variable analógica a una variable digital, de la conversión de una variable analógica a un dispositivo analógico. Las principales diferencias son las siguientes:

- ⇒ Los sistemas basados en computadora cuentan con una capacidad de memoria relativamente grande, de fácil acceso y que es programable. Lo cual no ocurre con los dispositivos analógicos.
- ⇒ Estos sistemas, pueden hacer un mejor uso de las señales analógicas y de los estados binarios determinando sus interrelaciones.
- ⇒ En el caso de sistemas de control rápido, el objetivo es ejecutar una serie completa de operaciones simples entre individuos, las cuales se repiten cíclicamente. Lo cual nos sugiere que los cálculos deben realizarse en un lapso corto de tiempo.
- ⇒ Las señales digitales no proporcionan información en cuanto al comportamiento de las variables de entrada entre las muestras que se comparan con una medición analógica, por lo que es necesario realizar algunas operaciones complicadas para determinar el cruce por cero.

Por lo anterior, resulta comprensible que existiría una baja ganancia si solo se hace una mímica de las protecciones analógicas y/o se controlan dispositivos digitalmente.