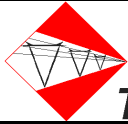
 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 1 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

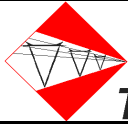
**SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA  
EN ALTA TENSION**

**GUIA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE  
CONTROL**

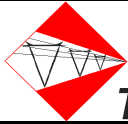
 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 2 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

## INDICE GENERAL

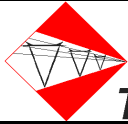
<b>1</b>	<b>GENERALIDADES</b>	<b>5</b>
1.1	Objeto _____	5
1.2	Aplicación _____	5
1.3	Características del Sistema de Transmisión _____	5
<b>2</b>	<b>ENTORNO FISICO</b>	<b>7</b>
2.1	Características de los Locales _____	7
2.2	Condiciones Ambientales _____	7
2.3	Instalación _____	7
<b>3</b>	<b>PARAMETROS PARA EL DISEÑO</b>	<b>8</b>
3.1	Descripción del Sistema de Control _____	8
3.2	Compatibilidad Electromagnética _____	8
3.3	Requerimientos de Aislación _____	9
3.4	Requerimientos Mecánicos _____	9
<b>4</b>	<b>CRITERIOS DE DISEÑO</b>	<b>10</b>
4.1	Control _____	10
4.2	Modos de Comando _____	10
4.3	Supervisión _____	11
<b>5</b>	<b>CARACTERISTICAS GENERALES DEL EQUIPAMIENTO</b>	<b>13</b>

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 3 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

5.1	Alimentación y Puesta a Tierra	13
5.2	Entradas y Salidas	13
5.3	Expansiones y Modificaciones	14
<b>6</b>	<b>CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL</b>	<b>15</b>
6.1	Control a Nivel Vano	16
6.2	Control de Nivel Estación	17
<b>7</b>	<b>FUNCIONES</b>	<b>20</b>
7.1	Comandos	20
7.2	Enclavamientos de Seccionadores	22
7.3	Sincronización	26
7.4	Regulación Bajo Carga de Transformadores	28
7.5	Control de Temperatura de los Transformadores	30
7.6	Señalizaciones y Alarmas	30
7.7	Utilización de Relés Auxiliares y Optoaclopadores	31
7.8	Mediciones	32
7.9	Registro Cronológico de Eventos	33
7.10	Generador de Base de Tiempo y Frecuencia GPS	34
7.11	Consola de Operaciones	34
7.12	Compatibilidad con los Centros de Operaciones y el SOTR	38
7.13	Equipos de Prueba y Software de Configuración	38

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 4 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

<b>8</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE 220 VCC (S1+S2)</b>	<b>42</b>
8.1	Tensión de Alimentación _____	42
8.2	Tensión de Comando _____	42
<b>9</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE 220 VCC (S1+S2)</b>	<b>43</b>
9.1	Tensión de Alimentación _____	43
9.2	Tensión de Comando _____	43
<b>10</b>	<b>REQUERIMIENTOS DE SISTEMAS ININTERRUMPIBLES</b>	<b>44</b>
<b>11</b>	<b>DOCUMENTACION DEL PROYECTO BASICO</b>	<b>45</b>
<b>12</b>	<b>ANEXO</b>	<b>45</b>

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 5 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## 1 GENERALIDADES

### 1.1 Objeto

La presente Guía de Diseño y Normas del Sistema de Control tiene por objeto orientar la labor de los proyectistas para lograr, en cada caso, una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión de la República Argentina.

La guía considera:

- a) Las condiciones ambientales de instalación del equipamiento de control.
- b) Los requerimientos mecánicos, de aislación y de compatibilidad electromagnética.
- c) Las características de la red o de la instalación y la de los equipos primarios.
- d) Los criterios de confiabilidad, redundancia y de respaldo a considerar.

### 1.2 Aplicación

Este documento se aplica al diseño de estaciones transformadoras y de maniobras de tensiones nominales de 220 kV o superiores, concebidas para operar normalmente como estaciones totalmente telecontroladas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde una sala de control local.


Su utilización en sistemas de menor tensión es opcional, con aquellas adecuaciones que se requieran.

El ámbito de aplicación es todo el territorio de la República Argentina.

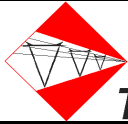
### 1.3 Características del Sistema de Transmisión

Como base de partida el diseñador debe conocer los siguientes datos del sistema:

- Diagrama unifilar de la instalación que se proyecta;
- Diagrama unifilar general de la red en la que está incorporada la instalación.
- Características de las instalaciones a las que se vincula:
  - Equipamiento de maniobras y medición.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 6 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

- Sistemas de protecciones.
- Sistemas de comunicaciones.
- En el caso de responder a una ampliación de un sistema existente, debe tenderse a conservar la uniformidad de los criterios de control ya establecidos en las instalaciones pre-existentes.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 7 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

## 2 ENTORNO FISICO

### 2.1 Características de los Locales

Los equipos de control estarán instalados en los kioscos de las playas y en las salas del edificio de control de la estación transformadora.

En general, serán edificios de dimensiones y condiciones adecuadas para el alojamiento de equipamientos de instalación interior.

### 2.2 Condiciones Ambientales

No obstante el acondicionamiento de los locales, el equipamiento deberá estar diseñado para operar con variaciones de temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$  a  $+55^{\circ}\text{C}$  con una humedad relativa del 95%, sin condensación, independientemente de los factores ambientales externos.

El rango de temperatura ambiente que deberá poder soportar el equipamiento, durante el almacenamiento, es de  $-30^{\circ}\text{C}$  a  $+75^{\circ}\text{C}$ .

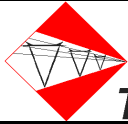
Cuando existan condiciones severas de humedad ambiente, los armarios contarán con un sistema de calefacción para prevenir la condensación. La máxima variación de temperatura no excederá los  $20^{\circ}\text{C}$  por hora.

### 2.3 Instalación

Los equipos de control estarán instalados dentro de armarios modulares de acuerdo con la norma IEC60297 (serie – 3 work in progress)..

Los armarios estarán completamente cerrados con puerta frontal y posterior. Cuando la naturaleza de los equipos lo haga aconsejable, la puerta frontal estará provista con ventana de material transparente que permita ver los elementos montados sobre el frente sin necesidad de abrir la puerta.

Los armarios serán autoportantes y deberán cumplir con el grado de protección mecánica IP42, de acuerdo con la norma. IEC60947-1

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 8 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

### 3 PARAMETROS PARA EL DISEÑO

#### 3.1 Descripción del Sistema de Control

El sistema de control es el conjunto de elementos destinados al comando y supervisión de la estación transformadora y al establecimiento de su relación con el centro de operaciones distante.

Su función es la de ejecutar las órdenes de **comando** y dar las indicaciones de **supervisión** para la operación de la estación transformadora.

Los comandos serán ordenes voluntarias o automáticas programadas, para la ejecución de una maniobra, pudiendo ser su origen local o por telecontrol (telecomando).

Las indicaciones de supervisión serán de los eventos (señalizaciones y alarmas) de las instalaciones y de las mediciones de los parámetros eléctricos del sistema. Su destino será local y distante (telecontrol).

Forman parte de un sistema de control todos los dispositivos y circuitos correspondientes a:

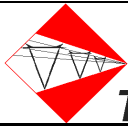
- Señales de entradas de eventos y mediciones.
- Señales de salida de comandos para maniobras y regulaciones.
- Alimentaciones auxiliares.

Las partes se integrarán en forma adecuada para obtener las funciones operativas y las características de confiabilidad requeridas.

#### 3.2 Compatibilidad Electromagnética

El equipamiento de control aprobará los siguientes ensayos de compatibilidad electromagnética:



 <b>Transener S.A.</b> Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 9 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Inmunidad a la sobretensión (SWC)	2,5 kV	IEC 255-22-1 Clase III ANSI C37.90.1
Descarga Electrostática (ESD)	8 kV	IEC 255-22-2 Clase II
Inmunidad a la interferencia por radiofrecuencia (RFI)	10 V/m, (25-100) MHz	IEC 255-22-3 Clase III ANSI C37.90.1
Perturbaciones por transitorio rápido	4 kV	IEC 255-22-4 Clase IV ANSI C37.90.1

Cuando se trate de equipamiento sito en la Sala de Control, deberá cumplir con lo que sea aplicable.

### 3.3 Requerimientos de Aislación

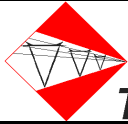
El equipamiento de control aprobará los siguientes ensayos de aislación:

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Ensayo dieléctrico	2 kVac, 1 min.	IEC 255-5 ANSI C37.90
Ensayo de tensión impulsiva	5 kV, 1,2/50 us, 0,5J	IEC 255-5 ANSI C37.90
Resistencia de aislación	>100 Mohm a 500 Vdc	IEC 255-5

### 3.4 Requerimientos Mecánicos

El equipamiento de control aprobará los siguientes ensayos mecánicos:

ENSAYO	VALOR DE ENSAYO TIPO	NORMA DE REFERENCIA
Vibración	Clase I	IEC 255-21-1
Choque e impacto	Clase I	IEC 255-21-2
Sismisidad	Clase I	IEC 255-21-3

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 10 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## 4 CRITERIOS DE DISEÑO

### 4.1 Control

Bajo esta designación quedan involucradas todas las funciones relativas al comando y supervisión de una estación transformadora y su relación con el centro de operaciones distante.

### 4.2 Modos de Comando

El sistema de control será apto para la ejecución de maniobras en los siguientes modos:

#### a) Comando “Local”

Comprende al mando eléctrico ejecutado en la playa, al pie del equipo.

La selección de este modo de mando se realizará por medio de un conmutador “local-remoto” (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición será informada al sistema de telecontrol.

La posición “local” (L) inhibirá el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utilizará para tareas de mantenimiento.

En la posición “remoto” (R) el equipo podrá ser operado a distancia desde los otros niveles de comando.

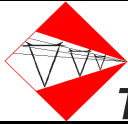
#### b) Comando “desde Kiosco”

Comprende el mando eléctrico ejecutado en el kiosco desde el control de vano, que contará con un conmutador “kiosco-sala” (K-S) para la selección de este modo de mando y su posición será informada al sistema de telecontrol..

El comando de un equipo desde el nivel de vano requerirá la posición (K) del conmutador (K-S) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

El comando desde el nivel vano será eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de comando.

En esta condición de comando, el equipamiento electrónico de control adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 11 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

#### c) Comando “desde Sala”

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde la consola de operaciones de la unidad de control central de la estación, ubicada en la sala de control.

La elección de este modo de mando se realizará por medio de una selección por software “sala-telecontrol” (S-T).

El comando desde la consola de operaciones requerirá la posición (S) de la selección (S-T), la posición ( S) del conmutador (K-S) y la posición (R) del conmutador (L-R).

#### d) Comando “por Telecomando”

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un centro de operaciones distante.

La selección (T) definida en la consola de operación de la unidad central permitirá el telecomando de la estación desde el centro de operaciones distante, vía telecontrol e inhibirá la operación desde la consola de operación de la estación.

El modo de mando habitual de la estación será vía telecontrol desde el centro de operaciones distante.

El modo de mando local desde la sala de control de la estación se realizará de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

### 4.3 Supervisión

El sistema de control será apto para la ejecución de las funciones de supervisión, constituidas por las indicaciones de señalización, alarmas y mediciones.

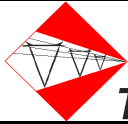
#### a) Señalizaciones

Comprende las indicaciones iniciadas, por lo general, en equipos de playa que identifican un estado o confirman un cambio de estado de posición o maniobra. Por ejemplo: posición de interruptores y seccionadores, posición de regulador bajo carga, etc. En general, las señales serán del tipo permanente, pero pueden presentarse también señales impulsivas.

Usualmente, constarán de dos indicaciones que se complementan entre sí. Por ejemplo: interruptor abierto y cerrado.

En esta condición el sistema debe ser capaz de detectar la condición anormal y emitir el aviso correspondiente en forma registrable.

#### b) Alarmas

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 12 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Comprende las indicaciones “si-no” iniciadas en equipos de playa, dispositivos de protección, tableros de servicios auxiliares, etc., que identifican la aparición espontánea de una falla o perturbación. Podrán ser del tipo impulsivo o permanente.

### c) Mediciones

Comprende las indicaciones de mediciones de parámetros eléctricos que podrán ser del tipo directo, analógico o por acumulación de señales.

#### **Mediciones Directas**

Se tratará de mediciones realizadas mediante aparatos conectados en forma directa a los secundarios de los transformadores de medida.

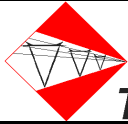
Serán limitadas a mediciones de energía y eventuales instrumentos de sincronización.

#### **Mediciones Analógicas**

Se tratará de mediciones de magnitudes de corriente, tensión, potencia, frecuencia o ángulo, obtenidas por lo general a través de convertidores de medida.

#### **Mediciones por Acumulación de Señales**

Se tratará de mediciones periódicas de ciertas magnitudes eléctricas tales como: energía reactiva, que se obtienen por medio de señales impulsivas que se acumulan durante cierto tiempo e integran un resultado a intervalos prefijados. Serán en general usadas para el envío de la respectiva información al centro de operaciones.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 13 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## 5 CARACTERISTICAS GENERALES DEL EQUIPAMIENTO

### 5.1 Alimentación y Puesta a Tierra

El equipamiento de control se diseñará para operar alimentado en forma redundante desde los dos sistemas de baterías/cargadores de la estación.

El equipamiento de control deberá operar satisfactoriamente frente a las variaciones de tensión máximas permitidas a los sistemas de baterías/cargadores de la estación.

El equipamiento de control mantendrá aislado los dos polos (+) y (-) de las fuentes de alimentación de la estación.

El equipamiento incluirá fusibles o interruptores con protección y llave de encendido en cada módulo o sistema, para la aislación completa del sistema de control de las baterías de la estación. La falta de energía deberá iniciar una alarma.

Deberá disponerse de una barra de puesta a tierra en todos los equipos de control, racks o gabinetes.

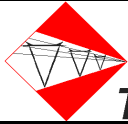
### 5.2 Entradas y Salidas

La conexión del equipamiento de control con los aparatos de la estación contará con interfaces apropiadas con transformadores de corriente y tensión convencionales, contactores y bobinas de accionamiento; además, con transductores (analógicos o digitales) de medida o posición y eventualmente con transformadores ópticos de medición.

Las entradas analógicas deberán aceptar y digitalizar señales de tensión hasta 2,5 p.u. y señales de corriente de al menos 10 p.u. Valores superiores a esos límites de fondo de escala no deberán causar salidas erráticas de programación o mala operación de funciones.

Los canales de entrada de tensión y de corriente deberán ser aptos para aceptar señales de transductores electrónicos y medidores electromagnéticos, cuando el sistema así lo requiera.

Las salidas digitales o comandos al campo se realizarán a través de interfaces de relés, cuyos contactos deberán ser aptos para trabajar como mínimo en 220 Vcc y 3A continuos. El equipamiento de control deberá admitir la posibilidad de aceptar en el futuro otros tipos de transformadores de corriente, con corrientes secundarias y grupos de conexión diferentes a los actuales. Para ello, deberá contarse con canales de entrada apropiados y medios para registrar o modificar los ajustes de entrada.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 14 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Se contará con medios apropiados a nivel de hardware o software para eliminar en las entradas digitales los rebotes al cierre o apertura de los relés electromecánicos. El tiempo de enmascaramiento se deberá poder ajustar de 0 a 30 ms.

La tensión de exploración de los contactos de entrada deberá ser independiente y aislada de la utilizada para alimentar el sistema de control.

Los equipos de control deberán contar con protecciones contra sobretensiones y descargas en las líneas telefónicas, a menos que el propio sistema de comunicación las incluya.

### 5.3 Expansiones y Modificaciones

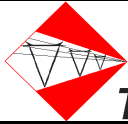
Las ampliaciones en las estaciones transformadoras exigirán sucesivas integraciones de los equipamientos de control. Para facilitarlos, los parámetros de acceso y los protocolos de comunicaciones disponibles en el sistema de control deberán ser normalizados y abiertos.

El sistema de control deberá diseñarse teniendo en cuenta que la instalación de ampliaciones futuras deberá provocar interrupciones e interferencias mínimas.

Se evaluará en cada Proyecto la conveniencia económica de disponer de reserva equipada en los equipos centrales, para atender futuras ampliaciones, tal es el caso de la unidad central de control de la estación.

Las interfaces hombre-máquina deberán poder adaptarse fácilmente a las ampliaciones con un mínimo de modificaciones y equipos adicionales.

El diseño del equipamiento y el software de control deberá ser modular para permitir fácilmente ampliaciones y modificaciones de funciones. La aplicación de configuraciones distribuidas facilitará este objetivo.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 15 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## 6 CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL

Los modernos equipamientos de protecciones y de control de estaciones transformadoras utilizan la tecnología de microprocesador y comunicación serie, que permite mejorar la operación, aumentando la confiabilidad y reduciendo los costos.

La configuración del sistema de control (y telecontrol) a implementar deberá ser del tipo distribuido, siendo esta configuración muy apropiada para las estaciones transformadoras que cuentan con varios kioscos y un edificio de control.

Como criterio orientativo para el proyectista, la disponibilidad de control y protección para un kiosco se estima en dos campos completos en disposición eléctrica de interruptor y medio para instalaciones de 500kV, y de hasta seis campos para 132kV

El sistema de control de una estación transformadora se basará en una estructura compuesta por una unidad central (UC), en configuración redundante, a instalar en el edificio de control y varias unidades periféricas (UP's), a instalar en las casetas o kioscos.

En funcionamiento normal, el sistema de control permitirá la operación desde un centro de operaciones distante, vía canal de telecontrol, dado que la estación será normalmente no atendida.

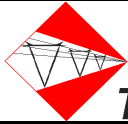
Las Unidades Periféricas (UUPP) realizan la adquisición de señales analógicas y digitales de campo, como también podrán intercambiar datos con dispositivos inteligentes (IEDs) como ser medidores múltiples, transductores digitales, relés de protecciones y otros dispositivos de control.

Las señalizaciones, mediciones y comandos de campo ingresan a las UUPP. Las UUPP son grupos de periféricos o módulos que manejan la adquisición de las señales básicas de control, es decir entradas digitales, entradas analógicas, salidas digitales, entradas de c.a de tensión y corriente, y pueden montarse en un mismo gabinete (estructura concentrada) o en distintos gabinetes (estructura distribuida).

La UC colecta la información que adquieren las UUPP, y controla las aplicaciones para comunicaciones con los Centros Regionales (CR) de la compañía y otras empresas interconectas, consolas locales SCADA (CL), consolas de Protocolización de Eventos (PEV), procesamiento lógico y aritmético de datos, adquisición de sincronización horaria, como también podrán intercambiar datos con dispositivos inteligentes (IEDs).

La UC podrá ser simple o redundante, con mono o multi procesamiento, dependiendo de la característica o importancia de la ET que se define en los apartados siguientes.

El vínculo entre la UC y las UUPP será una red de datos de alta velocidad, optimizada para la aplicación eléctrica o industrial, preferentemente de acceso no determinístico. El medio dependerá de la distribución física de las UUPP y UC, debiendo ser Fibra Optica cuando se transiten distancias entre edificios y pudiendo ser por cable cuando vincule dispositivos ubicados en un mismo tablero o entre tableros próximos de una misma sala.

 <p><b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica</p> <p><b>GUÍAS DE DISEÑO Y NORMAS PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b></p>	<p><b>Título:</b>                   <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE CONTROL</b></p>	<p>Página 16 de 49</p>
	<p><b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b></p>	
	<p><b>Revisión:</b>                   <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b></p>	

La red podrá ser simple o redundante, dependiendo de la característica o importancia de la ET que se define en los apartados siguientes.

A nivel centro de operaciones distante, el sistema de control actuará como unidad terminal remota (RTU) de configuración distribuida.

A nivel estación, el sistema de control actuará desde su UC como unidad maestra, mediante una consola de operaciones.

A nivel vano o kiosco, el sistema de control actuará desde su UP conectada al resto del equipamiento de control que proveerá las funciones de control local, enclavamientos, sincronización, control de transformador, etc.

Las funciones de control a nivel vano requeridas en la estación podrán estar totalmente integradas, pasando a tener la UP el carácter de unidad de control de vano (Bay Control Unit). Vale decir que el diseño del sistema de control de la estación transformadora podrá tener dos tipos de integración:

- **Integración tradicional:** por medio de distintos equipamientos de control interconectados, asumiendo funciones de control en forma independiente y, una RTU distribuida de enlace.
- **Integración total:** por medio de unidades inteligentes multifuncionales de control de vano, conectadas a una unidad central maestra.

## 6.1 Control a Nivel Vano

Las funciones de control relativas a un vano particular estarán localizadas en el kiosco.

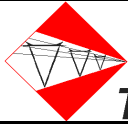
El equipamiento de control a nivel vano procesará la información y tendrá el control del vano en forma independiente de los otros vanos, asegurando un aumento de la confiabilidad del sistema.

Ya que las funciones de control más importantes están localizadas a nivel vano, la operación de un vano deberá poder ser mantenida igualmente si ocurren fallas en los niveles de control superior.

El equipamiento de control de vano deberá asumir las siguientes tareas:

- Adquisición de señales digitales correspondientes a todas las informaciones de posición y alarmas de los equipos.
- Adquisición de señales analógicas de mediciones.
- Adquisición de señales de valores acumulados de mediciones.
- Ejecución y monitoreo de comandos provenientes de la unidad central, tales como:



 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 17 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

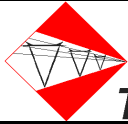
- Equipos de maniobra.
- Posición CBC transformadores.
- Valores de consigna de tensión.
- Ejecución de comandos a nivel vano.
- Ejecución de enclavamientos entre aparatos de maniobras y otros.
- Procesamiento de datos, tales como:
  - Monitoreo de valores límites de medición, incluyendo la iniciación de respuestas a violaciones de valores límites.
  - Cálculo de valores de medición para determinar acciones operacionales.
  - Determinación de la cantidad de información a transmitir a la unidad central, en cada ciclo de interrogación.
  - Generación de señales correspondientes al funcionamiento interno (autosupervisión).
- Funciones relativas a tareas de automatización, tales como:
  - Operaciones secuenciales, derivadas de respuestas a comandos o al procesamiento de eventos.
  - Control de transformador (CBC y marcha en paralelo).
  - Sincronización de interruptores.
- Control de potencia reactiva.
- Transmisión de datos de las protecciones numéricas del vano.
- Presentación (display) local de estados y valores de medición.

La UP o la unidad de control del vano, según la integración adoptada, deberá alimentarse en forma redundante.

## 6.2 Control de Nivel Estación

El equipamiento de control a nivel estación estará integrado por las siguientes unidades:

- Unidad central, para las funciones comunes de la estación.
- Consola de operación local.
- Sistema de monitoreo de la estación (registro cronológico de eventos).

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 18 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

- Interfaces para comunicaciones externas.
- Generador de base de tiempo por sincronización satelital GPS.

#### a) **Unidad Central**

La unidad central tendrá la función de atender a las UP's, administrar la base de datos del sistema y atender la comunicación con los periféricos propios (consola de operación local, consola de registro de eventos) y con los periféricos externos inteligentes y el centro de operaciones distante (telecontrol).

La UC estará formada por dos sistemas en configuración redundante, tanto en su unidad central de proceso como en su fuente de alimentación. En estado normal, ambos sistemas recibirán toda la información, pero uno asumirá el control. En caso de falla el otro tomará el control del proceso, realizando una conmutación sin pérdida de información sobre las líneas de datos.

La UC organizará la información adquirida en diferentes bases de datos lógicas, de acuerdo a su aplicación:

- Registro cronológico de eventos.
- Control local.
- Telecontrol.

#### b) **Bus de Datos Serie**

La información entre los dos niveles de control de la estación se transferirá por medio de bus de datos serie, redundantes, de alta velocidad y empleando fibras ópticas independientes.

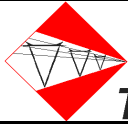
Las terminales de protección de tecnología numérica se podrán conectar con las UP's a través de una compuerta de acceso serie, con el objeto de incorporar al nivel de control de vano la transmisión de datos de las protecciones y la posibilidad de la programación de sus ajustes.

#### c) **Consola de Control Local**

La consola de control local tendrá capacidad instrumentada para la ejecución de operaciones individuales.

#### d) **Registro Cronológico de Eventos**

La registración de eventos deberá incluir junto con la información del cambio de estado de las entradas, la fecha y la hora del evento.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 19 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Los eventos, su fecha y hora de ocurrencia se almacenarán en memoria y serán transmitidos al centro de operaciones distante (telecontrol).

La registración de eventos deberá tener una resolución menor o igual a 1 (un) milisegundo.

La detección de los eventos y su definición temporal deberán ser realizadas por las UP, que deberán incluir relojes sincronizados con modalidades pendientes de especificación

#### **e) Interfaces para Comunicaciones Externas**

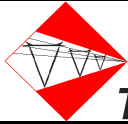
Para su vinculación con el centro de operaciones, la UC tendrá la capacidad de enlaces punto a punto o multipunto.

El protocolo de diálogo deberá encuadrarse dentro de la norma IEC 870-5. y los enlaces y puertos al centro de operaciones serán redundantes.

La base de datos de la UC deberá ser consistente con la base de datos del sistema del centro de operaciones.

#### **f) Generador de Base de Tiempo Satelital**

La información de tiempo local se sincronizará con la recibida por transmisión satelital mediante un receptor GPS, a fin de darle precisión y sincronización al reloj interno para las funciones de registro cronológico de eventos, perturbaciones, etc.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 20 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

## 7 FUNCIONES

### 7.1 Comandos

#### a) Comando de Interruptores

Los interruptores estarán equipados con bobinas duplicadas e independientes, tanto para el accionamiento tripolar como unipolar.

En el caso de los interruptores sin vinculación mecánica entre polos, esta duplicación corresponderá también a los dispositivos de discordancia de polos.

Teniendo en cuenta estas características de los interruptores, se dispondrá de las siguientes posibilidades de comando:

- Comando eléctrico local.
- Comando eléctrico a distancia (remoto).
- Comando manual local (apertura mecánica de emergencia).

El modo de comando normal del interruptor será eléctrico a distancia.

El comando eléctrico local será utilizado ocasionalmente para la apertura en caso de dificultades en el modo a distancia, o para operación durante tareas de revisión.

El comando manual será utilizado en condiciones de emergencia, en caso de ausencia de la tensión auxiliar de comando.

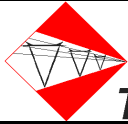
#### b) Comando de Seccionadores

Los seccionadores serán de polos separados, con accionamiento individual para cada fase, sin vinculación mecánica entre ellas.

Los seccionadores hasta 132 kV podrán ser con accionamiento único y vinculación mecánica entre polos.

Cuando existan cuchillas de puesta a tierra asociadas a los seccionadores, existirá un enclavamiento mecánico y eléctrico que impida:

- Cerrar las cuchillas si el seccionador principal está cerrado.
- Cerrar el seccionador principal si las cuchillas están cerradas.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 21 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Teniendo en cuenta estas características de los seccionadores, se contará con las siguientes posibilidades de comando:

- Comando eléctrico local, tripolar y/o unipolar.
- Comando eléctrico a distancia (remoto), tripolar.
- Comando mecánico local (manual), unipolar.

El modo de comando normal del seccionador principal será eléctrico a distancia.

El comando eléctrico local será utilizado ocasionalmente para accionamiento en caso de fallas en el modo a distancia, o durante tareas de revisión.

El comando mecánico local será usado exclusivamente sin tensión para tareas de ajuste y/o mantenimiento.

Las cuchillas de puesta a tierra poseerán solamente comando mecánico local (manual), unipolar.

#### **c) Formas de Comando**

El equipo de control deberá poder ejecutar comandos a los equipos de campo de dos formas, de acuerdo a la naturaleza del mismo:

- De ejecución inmediata.
- Con verificación previa a la operación.

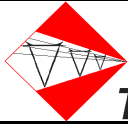
En la primera forma, una vez procesado el comando y verificada su estructura y el contenido del mismo a nivel de control de vano o UP, este nivel procederá a activar la salida digital respectiva.

En la segunda forma, el comando se ejecutará en varias etapas. En la primera el Control Maestro o UC enviará la codificación con la dirección de salida. El nivel de control de vano o UP verificará la estructura y contestará al nivel superior retransmitiendo la dirección. Si hay coincidencia con lo solicitado previamente, el nivel superior ordenará la ejecución de la salida digital.

#### **d) Formas de Enclavamientos**

Los enclavamientos entre aparatos de maniobras se implementarán por cableado o por medio de software.

La implementación tradicional por cableado se realizará exclusivamente empleando contactos de posición primarios de los interruptores y seccionadores respectivos.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 22 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

La implementación por software se realizará por medio de las unidades inteligentes multifuncionales de control de vano. En esta solución, la exploración de la posición de los equipos de maniobra se realizará empleando contactos de posición primarios de los interruptores y seccionadores respectivos.

En cualquiera de las soluciones, los enclavamientos deberán cumplir con el requisito de que en caso de falta de los contactos primarios de posición, posición no confirmada o ante la falta de tensión continua del circuito, se produzca el bloqueo de la maniobra.

## 7.2 Enclavamientos de Seccionadores

### a) Criterios Básicos

La función de enclavamiento de seccionadores dependerá de la configuración adoptada para la estación transformadora.

Se describen a continuación los lineamientos generales a cumplir por la lógica de enclavamientos para la configuración de doble barra y 1 ½ interruptor, que es la más usada en el nivel de extra alta tensión, pudiéndose por analogía trasladar a la configuración de doble interruptor.

### b) Lógica de Enclavamientos

#### Seccionador tramo de barra-lado barra

Para poder accionarlo, deberá estar abierto el seccionador de tierra de la barra respectiva y el interruptor adyacente.

En el caso de que el tramo de barra no sea equipado, este seccionador se montará pero no se implementará el comando eléctrico.

#### Seccionador tramo de barra-lado centro

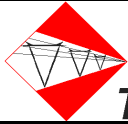
Para poder accionarlo, deberá estar abierto el interruptor adyacente.

#### Seccionadores del tramo central

Para poder accionarlos, deberá estar abierto el interruptor adyacente a los mismos. En el caso de que un seccionador del tramo central cumpla la función de seccionador de barra, para poder accionarlo deberán estar abiertos el interruptor adyacente y el seccionador de tierra de la barra.

#### Seccionador de línea

Para poder accionarlo, deberá estar abierto el seccionador de tierra de la línea y, además, cumplirse cualquiera de los cuatro estados que se describen a continuación:

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 23 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

- Estar abiertos los dos seccionadores que concurren a cada lado del nodo que forman con el seccionador de línea.
- Estar abiertos los dos interruptores que concurren a cada lado del nodo que forman con el seccionador de línea.
- Estar abierto un interruptor y un seccionador a cada lado del nodo que forman con el seccionador de línea. Esta condición define dos estados de permisibilidad.

Además, en caso de requerirse, se deberá implementar el enclavamiento con el seccionador de tierra o de línea del otro extremo de la línea, por teleacción.

#### **Seccionador de tierra de línea**

Para poder accionarlo, deberán estar abiertos los seccionadores de línea correspondientes y del extremo opuesto.

#### **Seccionador de línea (transformador y autotransformador)**

Para poder accionarlo, deberán estar abiertos los dos seccionadores de tierra a cada lado de la máquina y, además, cualquiera de los cuatro estados permisivos descritos para el seccionador de línea y también el del arrollamiento terciario, en caso de existir.

#### **Seccionador de tierra de máquina (transformador y autotransformador)**

Para poder accionarlo, deberán estar abiertos: el seccionador de línea del lado de EAT, el seccionador de línea de lado AT, el seccionador de transferencia de barras de AT (de corresponder) y el seccionador de media tensión, en caso de corresponder.

#### **Seccionador de reactor (línea equipada sin interruptor de reactor)**

Para poder accionarlo, deberá estar abierto el seccionador de línea correspondiente.

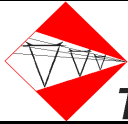
Además de requerirse, se deberá implementar el enclavamiento con el seccionador de línea del otro extremo de la línea, por teleacción.

#### **Seccionador de reactor (Línea equipada con interruptor de reactor)**

Para poder accionarlo, deberá estar abierto el interruptor del reactor.

#### **Seccionador de tierra de barra**

Para poder accionarlo, deberán estar abiertos los seccionadores lado barra. En caso de que un vano esté equipado parcialmente, el seccionador lado barra correspondiente se dejará montado, pero sin comando eléctrico. En tal circunstancia, a los efectos de la operación, el enclavamiento se implementará con el seccionador de tramo central que cumpla la función de seccionador de barra.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 24 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

### c) Secuencia de Maniobras para Transferencia Automática

En las estaciones transformadoras que cuentan con una configuración con barra de transferencia, deberán diseñarse las lógicas de los enclavamientos y transferencia automática, que garanticen una segura y sencilla secuencia de maniobras para la transferencia. La misma deberá permitir las siguientes facilidades:

- Pasar a transferencia las salidas.
- Volver a equipos propios una salida en transferencia.
- Entrar una línea directamente con su equipo propio.
- Entrar una línea directamente por transferencia.

A modo de ejemplo, se describen a continuación los lineamientos generales de la secuencia de maniobras para transferencia, a cumplir por la lógica de enclavamientos y transferencia automática, para una configuración de doble barra (barras A y B), cumpliendo la barra B la función de la barra de transferencia.

La descripción se realiza respecto a una salida genérica "i", adaptándose para el campo de acoplamiento el número 7.

La denominación empleada para los equipos de maniobras es el siguiente:

SAi	Seccionador barra A
SBi	Seccionador barra B
SPi	Seccionador de transferencia (by-pass)
SLi	Seccionador de línea
STi	Seccionador de tierra de línea
DAi	Interruptor de campo
DA7	Interruptor de acoplamiento

#### 7.2.1 Pasar a transferencia la salida "i"

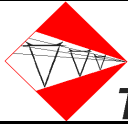
Partiendo de la condición de que la salida "i" está en servicio sobre la barra A, o sea: cerrados SAi, DLi, SLi, abiertos SBi, STi, SPi, SA7, SB7 y DA7.

Adicionalmente podría darse la condición de que algunos equipos de transferencia estén cerrados porque están acoplando las barras A y B. En este caso, deberá impedirse la maniobra de transferencia a través de los enclavamientos de los aparatos involucrados y por lo tanto, se deberá primeramente desacoplar las barras abriendo todos los equipos necesarios para permitir la autorización de transferencia.

Se autorizará la transferencia supervisando las siguientes condiciones:

- Salida "i" a transferir conectado sobre barras A.
- Ningún campo conectado a barras B (barras B de transferencia limpia).



 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 25 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

- Acoplamiento abierto.

A partir de la autorización de la transferencia, deberá supervisarse la siguiente secuencia de maniobras:

- Cerrar el SPi de la salida a transferir.
- Cerrar SA7 y SB7.
- Cerrar DA7.

El cierre de DA7 provocará la apertura automática de DLi. El cierre de Spi bloqueará la conexión de cualquier otra salida sobre barras B.

La lógica de enclavamiento y transferencia automática deberá prever que el cierre de cualquier interruptor se realizará cuando se verifiquen las condiciones impuestas por el circuito de sincronización para el cierre, adicionalmente la apertura (por mando o por protección propia) del interruptor de acoplamiento DA7 sólo será posible cuando ninguno de los seccionadores de barras SAi y SBi de cualquier campo estén cerrados simultáneamente. Ello impide la posibilidad de dejar acopladas las barras A y B a través de los seccionadores de barra de algún campo.

### 7.2.2 Volver a equipo propio una salida en transferencia

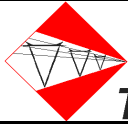
Partiendo de la condición de que la salida "i" está operando en transferencia, o sea cerrados Spi, SA7, SB7 y DA7, abiertos SAi, SBi, Sli y Dli, deberá supervisarse la siguiente secuencia de maniobras:

- Cerrar SAi y SLi.
- Cerrar DLi.
- Abrir SPi

El cierre de DLi provocará la apertura automática de DA7.

### 7.2.3 Entrar una línea directamente con su equipo propio

Independientemente del estado anterior de la salida (equipos en propio o equipo en transferencia), la puesta en servicio de la salida "i", con su equipo propio, se autorizará supervisando que el seccionador SPi esté abierto.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 26 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

#### 7.2.4 Entrar una línea directamente por transferencia

Independientemente del estado anterior de la salida (equipo en propio o equipo en transferencia), la puesta en servicio de la salida "i" por transferencia se autorizará supervisando que los seccionadores SAi y SBi estén abiertos.

### 7.3 Sincronización

#### a) Criterios Básicos

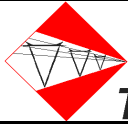
En las estaciones transformadoras del sistema de transmisión en alta tensión se efectuará una "verificación de condiciones de sincronización" como requisito previo para el cierre de interruptores ya que, como regla general y salvo casos particulares no es posible variar, por intervención directa, los parámetros eléctricos del sistema.

La verificación de sincronismo tendrá en consecuencia como objetivo fundamental evitar el acoplamiento de redes cuyas condiciones de sincronización sean inaceptables.

El diseño del esquema de sincronización deberá cumplir con todas las condiciones que se enumeran a continuación:

- Se implementará un equipo o función de verificación de sincronismo por interruptor o se dispondrá de un equipo redundante y común a todos los interruptores de un mismo nivel de tensión.
- Cuando exista más de un nivel de tensión a sincronizar, se implementará un esquema independiente para cada nivel de tensión.
- El cierre de los interruptores realizado en "sala" desde la consola de operaciones de la estación o por "telecomando" desde el centro de control distante, será exclusivamente automático con supervisión de la función de sincronización.
- Cualquiera sea el origen de la orden de cierre, por razones de seguridad operativas, la iniciación de una maniobra de cierre bloqueará hasta que la misma sea completada, cualquier otra orden de cierre sobre los demás interruptores.
- En el caso de arribo de dos órdenes simultáneamente a sendos interruptores, el esquema de sincronización deberá seleccionar a la que llega primero.
- El comando de cierre a nivel vano "desde kiosco" deberá poder ser "automático" y "manual".

En el primer modo, la orden impartida por el operador se cumplirá automáticamente cuando las condiciones de sincronización sean admisibles para el equipo o función de sincronización correspondiente. La maniobra será independiente de la responsabilidad del operador, quien sólo deberá retener la orden de cierre hasta que la misma se cumpla.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 27 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

En el segundo modo, la verificación de sincronismo será excluida y la maniobra quedará totalmente supeditada a la responsabilidad del operador y su correcta interpretación de las lecturas del brazo de sincronización, dispuesto a tal efecto en el equipamiento de mando del kiosco.

Ambos modos de sincronización requerirán la selección del interruptor a operar mediante una llave de sincronización que poseerá una manija extraíble en la posición neutra o llave única para todos los interruptores.

- La lógica de sincronización contará con los dispositivos de retención necesarios para que la maniobra de cierre pueda ser iniciada mediante una única señal impulsiva recibida vía telecontrol.
- La anulación de un mando de cierre no cumplido (por ejemplo, por condiciones de sincronización inadecuadas) podrá ser realizada por temporización o mediante el envío del mando contrario (apertura).

#### **b) Telemedición de los Parámetros de Sincronización en el Centro de Operaciones**

En sistemas de transmisión mallados con líneas fuertemente cargadas, cabe la posibilidad de que el intento de cerrar un anillo desde el centro de operaciones, aún en el caso de que ambos extremos estén en sincronismo, no sea autorizado por el verificador de sincronismo por excederse los límites admitidos por el mismo para las diferencias de tensión, de ángulo o ambas.

Debido a ello se hace necesario prever el envío al centro de operaciones, vía telecontrol, de las siguientes medidas analógicas:

- Frecuencia de las tensiones a ambos lados del interruptor.
- Diferencia de fase entre tensiones.
- Módulo de las tensiones a ambos lados del interruptor.

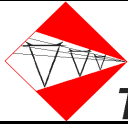
Las mismas serán captadas mediante convertidores de medida.

Esta información permitirá al centro de operaciones tomar las acciones correctivas que estén a su alcance.

#### **c) Requerimientos Básicos de la Función de Verificación de Sincronización**

La función o aparato servirá básicamente para la verificación de sincronismo, no requiriéndose que emita señales de corrección de tensión y frecuencia.

Será apto para supervisar y autorizar las siguientes maniobras:

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 28 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

- Acoplar dos redes energizadas que estén operando con diferencias de tensión y frecuencia, o bien, lo hagan a la misma frecuencia en razón de un vinculación eléctrica por otra vía.
- Acoplar una red energizada con una red “muerta” o sea, sin tensión eléctrica.
- Acoplar dos redes “muertas”.

A los efectos indicados se verificarán módulos de tensiones, frecuencias y ángulo entre tensiones, a uno y otro lado del interruptor a cerrar, emitiéndose el consentimiento a la orden de cierre, de cumplirse las condiciones técnicas de sincronización.

No se requerirá para su correcta operación de ninguna selección voluntaria de condición de funcionamiento en el equipamiento, según sea el estado de las redes a sincronizar. Ello deberá adecuarse automáticamente de modo que sea apta la función para el servicio por telecontrol.

El consentimiento automático de sincronización deberá ser dado con el suficiente anticipo, en función del valor del deslizamiento y del tiempo muerto del circuito de comando, a fin de que el interruptor cierre en el momento en que las tensiones estén realmente en fase. El tiempo base de este anticipo deberá poder ser regulable orientativamente dentro de los 50-500 mseg.

Para el caso de dos redes con tensiones y frecuencias diferentes, se dará el consentimiento al cierre solamente si se verifica que las diferencias de frecuencia y de tensión no supera a valores preestablecidos. Estas diferencias deberán poder ser ajustables orientativamente dentro de los 0,05-0,5 Hz y 0,005-0,1. Un, respectivamente.

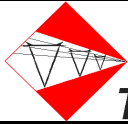
Para el caso de dos redes sincronizadas en frecuencia, se dará consentimiento sólo si se verifica que la diferencia de módulo y ángulo entre las tensiones a sincronizar no supera valores preestablecidos y que las condiciones se mantienen en tiempo también preestablecido.

Estos parámetros deberán poder ser ajustables dentro de los siguientes rangos orientativos:

- Diferencia de módulo: 0,005-0,2.Un.
- Diferencia de ángulo: 5-25 grados.
- Tiempo verificación: 1-10 seg.

## 7.4 Regulación Bajo Carga de Transformadores

### a) Criterios Básicos

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 29 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

El mando del conmutador bajo carga (CBC) de los transformadores, deberá poderse impartir desde todos los niveles de control de la estación transformadora o vía telecontrol.

Para seleccionar las posibilidades enunciadas existirán, en los equipos de control respectivos, llaves selectoras de modo de operación para cada transformador en forma análoga a lo descripto para el comando de los equipos de maniobras de alta tensión.

En cada uno de los posibles puntos de control, se podrá realizar la regulación de tensión en modo “manual” y “automático”, con el empleo en este último caso de un regulador automático de tensión (RAT).

Desde el gabinete del CBC, al pie del transformador, será posible el mando de conmutador sólo en modo “manual”, existiendo en el gabinete para ello una selectora excluyente de modo “local-remoto”. Este modo de operación será excepcional y sólo para tareas de mantenimiento.

El modo de regulación “automático” significará habilitar las señales de subir y bajar del RAT y bloquear toda posibilidad de comando manual simultáneo.

Los RAT deberán poseer un dispositivo selector del valor de consigna (valor de la tensión a regular) que deberá cumplir con las siguientes condiciones:

El dispositivo selector de valor de consigna podrá ser interior o exterior al RAT.

La selección de cada valor de consigna deberá poderse hacer mediante un único pulso individual para cada uno de ellos. La recepción del pulso correspondiente a un valor de consigna hará que el RAT adopte este nuevo valor, independientemente del valor consignado con anterioridad.


Alternativamente, la selección podrá realizarse en forma analógica por medio de transductores.

Los RAT deberán poseer complemento para marcha en paralelo, mediante la compensación por corriente reactiva y como complemento alternativo mediante el método Maestro/Comandado/Individual para efectuar la operación simultánea de todos los transformadores. En caso de divergencia de posición de los C.B.C. la operación será bloqueada y señalizada.

## **b) Codificación de la Posición del CBC**

Para su transmisión al centro distante y el registro cronológico de eventos, la posición del CBC deberá ser codificada en BCD (Binario Codificado Decimal). Se preverá también la utilización de esta señal para la presentación de la posición del CBC en los niveles de control de kiosco, de sala de control y telecontrol.

## **c) Transmisión de la Selección del Valor de Consigna del RAT**

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 30 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

En caso de ser expresamente solicitado, se preverá el envío del valor de consigna al centro de operaciones distante.

## 7.5 Control de Temperatura de los Transformadores

El control de temperatura de los transformadores, que por lo general funcionarán en modo automático según la temperatura de los bobinados, deberá incluir además la posibilidad del modo manual, vía telecontrol. Este requerimiento tiene el objetivo de que antes de una exigencia prevista de sobrecarga, pueda enfriarse anticipadamente la máquina.

## 7.6 Señalizaciones y Alarmas

La protocolización de las señalizaciones y alarmas y su envío al centro distante será independiente de la selección del modo de comando de la estación.

La tensión de exploración de las señales y alarmas deberá ser de 48 Vcc.  
En las estaciones transformadoras existentes se ha adoptado 48 Vcc.

No se admitirá que los circuitos de exploración de la UP acometan directamente en la playa de EAT.

### a) Señalizaciones

Las señalizaciones identificarán un estado o confirmarán un cambio de posición u orden de maniobra de los interruptores, seccionadores, reguladores bajo carga, etc.

Las mismas serán iniciadas por contactos auxiliares de los equipos y transmitidas a los módulos de ingreso del equipo de control.

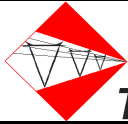
Por lo general, las señalizaciones contarán con dos o más posiciones que se complementaran entre sí, por ejemplo interruptor “abierto” y “cerrado” a partir de sensores diferentes.

### b) Alarmas

Las alarmas identificarán la aparición espontánea de una falla o perturbación.

Las mismas serán iniciadas por contactos auxiliares de equipos de maniobra, dispositivos de protecciones eléctricas, etc. y transmitidas a los módulos de ingreso del equipo de control.

Las alarmas se protocolizarán en forma total e individual, sin agrupamiento. El eventual agrupamiento para su transmisión al centro distante será realizado por software.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 31 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

## 7.7 Utilización de Relés Auxiliares y Optoaclopadores

En aquellas aplicaciones en que el diseño del sistema de control requiera la utilización de relés auxiliares, se deberán respetar los siguientes criterios generales:

### a) Relés Monoestables

Los relés monoestables que se utilicen como repetidores de contactos de posición de interruptores y seccionadores para circuitos de enclavamientos, señalización y selección de tensión, cumplirán con el criterio “a emisión de tensión”, uno para cada posición del equipo.

Para ello el circuito deberá ser elaborado de modo tal que en caso de falla de uno de los relés, o ante la falta de tensión continua de alimentación de los mismos, las consecuencias sean las siguientes:

- Para enclavamientos: bloqueo de la maniobra.
- Para señalización: indicación incoherente (cerrado y abierto simultáneamente).
- Para selección de tensión: alarma y bloqueo de la maniobra de sincronización en el interruptor de la salida afectada.

En el caso de interruptores o seccionadores con accionamientos individuales para cada polo, los relés auxiliares para indicación de posición trifásica serán accionados por tres contactos en serie (uno por polo) para cada posición.

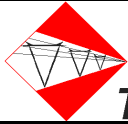
Los relés auxiliares para la indicación unipolar de interruptores con accionamiento uni-tripolar, serán del tipo de alta velocidad (3 ms).

### b) Relés Biestables

Cuando se utilicen relés biestables para la repetición y/o multiplicación de contactos de conmutadores de selección de modo de mando, los circuitos deberán ser diseñados de modo de obtener la señalización de la posición del conmutador a partir de los contactos auxiliares del mismo relé. En caso de resultar necesario más de un relé, los mismos se conectarán en cascada y la señalización se obtendrá a partir de los contactos auxiliares del último relé. De esta manera la señalización confirmará la conmutación de todos los relés biestables.

En los casos en que sea necesario obtener la conmutación desde varios puntos a la vez, el conmutador propiamente dicho será reemplazado por pulsadores, quedando la conmutación de los circuitos a cargo del relé biestable exclusivamente.

En este caso debe preverse una señalización óptica que indique, al lado del pulsador, en qué posición se encuentra el relé.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 32 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

### c) Optoacopladores

En los circuitos de adquisición de señales digitales donde interese que el tiempo muerto sea mínimo (posición unipolar de interruptores, disparos, señales y alarmas de protecciones) se utilizarán optoacopladores.

La tensión de entrada será la correspondiente al circuito existente y salida de 48 Vcc,

## 7.8 Mediciones

### a) Criterios Básicos

Las mediciones directas estarán limitadas a medidores de energía y eventuales instrumentos que resulten aplicados en los diseños particulares.

Las mediciones analógicas serán recogidas a partir de convertidores de medida y transmitidas como señales de corriente continua independiente de la carga, a los módulos de ingreso del equipo de control.

Las mediciones digitales serán recogidas a partir de medidores digitales a través de interfaces y protocolos de comunicación apropiados.

Las señales impulsivas originadas por mediciones por acumulación de pulsos, tales como contadores de energía, serán por lo general usadas para el envío de la respectiva información al despacho distante.

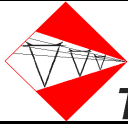
### b) Convertidores de Medida

Los convertidores de medida serán empleados para la conversión de parámetros eléctricos a valores analógicos de corriente continua, independientes de la carga y proporcionales al rango de medición.

La capacidad de sobrecarga permanente admisible de los circuitos de entrada de tensión y corriente será, como mínimo:

- Convertidores de tensión: 1,2 de la tensión de fondo de escala adoptada.
- Resto de los convertidores: 1,2 . Un.
- Convertidores de corriente: 1,2 de la corriente de fondo de escala adoptada.
- Resto de los convertidores: 1,2 . In.



 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 33 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

La elección del rango de medición de los circuitos de salida de CC, se definirá en correlación con las características del equipo de control al que serán conectados, tales como:

- Unidireccionales 0...1m A o 4...20m A.
- Bidireccionales -1...0...+1m A o 4...20m A.

El rango del cero vivo (4...20m A) tiene la ventaja de detectarse la falta de medición.

Los convertidores serán diseñados para satisfacer al menos las siguientes clases de precisión:

- Tensión, corriente, frecuencia y potencia activa: 0,5.
- Potencia reactiva: 1.
- Diferencia de fase ente tensiones y de módulo de tensiones: 0,5.
- Diferencia de frecuencia: 0,1.

La clase de precisión deberá ser independiente de la resistencia externa del lazo secundario.

El error de medición deberá ser sensiblemente independiente de la temperatura.

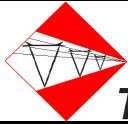
## 7.9 Registro Cronológico de Eventos

El sistema de monitoreo del control a nivel estación, a través de un software de aplicación SCADA realizará las siguientes tareas:

- Procesamiento de alarmas, señalizaciones y datos en tiempo real.
- Almacenamiento histórico de eventos en archivos diarios.
- Procesamiento en tiempo real de las mediciones.
- Generación de alarmas analógicas por nivel.
- Generación de reportes prefijados y a pedido.

La información registrada para un evento deberá consistir como mínimo en lo siguiente:

- Número o código del equipo en donde se detectó el evento.
- Fecha completa.
- Horario al milisegundo.
- Número del punto de entrada.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 34 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

- Categoría del evento.
- Identificación de aparición o desaparición del evento.
- Descripción del evento.

Se deberá poder solicitar informes parciales de la siguiente información:

- Estado de posición de aparatos de maniobra.
- Estado de activación de las alarmas no críticas.
- Estado de activación de las alarmas críticas.
- Estado del resto de los grupos de eventos según sus categorías.

Se accederá a la programación de las funciones de registro de eventos mediante la utilización de password de seguridad para la protección de las funciones más importantes.

El software deberá contemplar la posibilidad de cambiar cualquier punto del evento para la condición de contacto normalmente abierto (NA) o cerrado (NC).

Se deberá poder relacionar por programación pares de puntos (señalizaciones débiles) para su vigilancia de posición discrepante, después de un cierto tiempo ajustable (2 seg. para interruptores y 20 seg. para seccionadores).

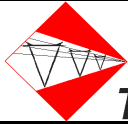
## 7.10 Generador de Base de Tiempo y Frecuencia GPS

Con el objeto de dar una referencia precisa del tiempo al sistema de control y a otros equipos de la estación que utilicen este parámetro, tales como localizadores de falla, terminales de protecciones, medidores inteligentes, etc. se incluirá en el sistema de control un generador de base de tiempo y frecuencia sincronizado satelitalmente mediante sistema GPS.

El receptor GPS estará equipado con cristal propio de una exactitud tal que en 5 hs de ausencia de señal no supere 1 milisegundo de diferencia con el tiempo universal que emite el satélite.

## 7.11 Consola de Operaciones

Desde la consola de operaciones se supervisará y operará la estación transformadora localmente, debiendo contar con todos los dispositivos periféricos para una adecuada interfaz hombre-máquina.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 35 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Estará configurada con los dispositivos de entrada-salida, memoria, almacenamiento magnético y óptico y procesamiento que garanticen las prestaciones exigidas.

El software que conforme el sistema de la consola de operaciones deberá estar basado en un sistema operativo con capacidad multitarea, multiproceso, concebido para manejar procesos en tiempo real.

La consola de operaciones deberá ser capaz de manejar hasta un 100% adicional de la información inicial de la estación transformadora. El factor de utilización del procesador, procesando y ejecutando todas las tareas para el total de la información y ejecutando todas las tareas para el total de la información con más la reserva indicada, no deberá superar el 60%.

El ciclo de actualización de las mediciones será menor o igual a 3 segundos.

Los comando enviados deberán ser confirmados en 3 segundos como máximo.

Se deberá contar con un sistema de seguridad para controlar el acceso al sistema de control y para confirmar el acceso de un operador a los diagramas de comando. Se podrá establecer además una jerarquía de acceso, de forma tal de permitir acciones o conocimiento de la información de acuerdo con el nivel del operador.

Deberá poderse reconfigurar el sistema operativo, agregar nuevos campos de salida, adicionar puntos de medición, etc.

Deberá poderse extraer y/o incorporar información desde y hacia el sistema, en formatos de texto, planillas de cálculo y base de datos.

Deberá ponderarse las siguientes características:

**a) Conectividad**

Uso de standares MS:

- COM/DCOM*
- Controles ActiveX*
- Servidores OPC*
- VBA embebido*
- Servidor ODBC*
- DDE para aplicaciones MS Office*

**b) Modularidad**

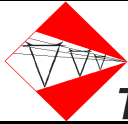
Versiones modulares de:

- HMI*
- Servidor de base de datos para tratamiento de alarmas*
- Aplicaciones en red*
- Servidores de I/O*
- Redundancia de servidores y redes*

**c) Escalabilidad**

Actualización de licencias por:

- Cantidad de "Tags" o puntos I/O*

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 36 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		

*Versiones runtime o desarrollo  
Política de licencias flexible*

#### **d) Soporte técnico**

Especificar el nivel de compromiso respecto de:

*Atención on line*

*Actualización on-line*

*Reponsabilidad sobre productos de terceros (Drivers, DLLs, etc)*

#### **e) Facilidades de Instrumentación**

Se evaluará y ponderará muy especialmente las capacidades que disponga el sistema que tiendan a minimizar el tiempo de desarrollo.

Se considerarán facilidades para:

*Corrección y modificaciones en linea*

*Utilidades para la carga de datos inicial usando productos standard del mercado*

*Orientado al usuario final (mínima programación por scripts)*

*Herramientas para depuración y monitoreo (especialmente las comunicaciones)*

*Interfaz amigable de las aplicaciones*

#### **f) Aplicación SCADA**

Las principales características requeridas al software de aplicación SCADA se enumeran a continuación:

Procesamiento de Alarmas y datos en tiempo real.

Almacenamiento histórico de Eventos en archivos diarios

Procesamiento en tiempo real de mediciones

Alarmas analógicas por niveles

Generador de gráficas y símbolos orientado a objetos.

Generador de reportes con formatos prefijados y personalizados.

Conectividad con aplicaciones [Microsoft-Windows](#).

Soporte de dispositivos standard de I/O

(teclados, apuntadores de pantalla, monitores, impresoras)

Alta integración al entorno Microsoft

#### **g) Protocolo de comunicación**

El protocolo de comunicaciones con el equipo de datos o UR debe cumplir con el marco de la IEC870-5

Deberá suministrarse el controlador o driver OPC con referencias de su utilización en aplicaciones similares, documentado por el cliente.

El controlador deberá transferir a la aplicación HMI la estampa horaria de los eventos con la resolución de 1ms, para el tratamiento de las aplicaciones de manejo de alarmas.

Debe incluir herramientas para la depuración y monitoreo de las comunicaciones

#### **h) Presentación y manejo de las alarmas**

La aplicación debe tener la capacidad de :

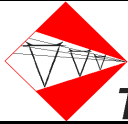
Clasificación por categoría, grupo y prioridad

Filtrado según estos atributos.

Inhibición

Forzado

Descripción para estado activo y no activo

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 37 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

Campo del tiempo con resolución de 1 mseg.

**i) Pantallas**

Deberán proveerse un mínimo de 2 (dos) pantallas generales de la estación transformadora y 2 (dos) pantallas interactivas por campo.

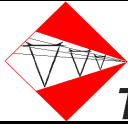
Estas comprenderán la atención de:

*Topología de la red: estados de equipamiento*

*Mediciones: representación analógica y tendencias.*

*Alarmas: tratamiento de los distintos tipos.*

*Mandos : operación de equipos.*

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 38 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

En las pantallas de topología y mediciones existirá una zona para alarmas en proceso que no hayan sido reconocidas.

## 7.12 Compatibilidad con los Centros de Operaciones y el SOTR

El protocolo de comunicación será el utilizado por el centro de operaciones respectivo. El protocolo debe responder a las directivas de la IEC870-5

Los módem para conexión con el centro de operaciones a través de canales de onda portadora en banda superpuesta o a través de canales analógicos de microondas serán totalmente compatibles con el equipamiento existente en el centro de operaciones.

La base de datos de la RTU deberá ser consistente con la base de datos del sistema del centro de operaciones.

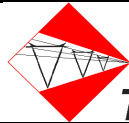
El sistema operativo y el software SCADA de la consola de operaciones local deberá ser el indicado por el operador remoto, no existiendo la obligatoriedad de que el sistema operativo sea el mismo del operador remoto.

## 7.13 Equipos de Prueba y Software de Configuración

El sistema de control deberá contar con los medios de prueba por medio de un equipo portátil (Test Configure) basado en una computadora tipo Notebook o Microterminal, que permita realizar las siguientes funciones:

- Conectado a la UC, en la interfaz principal, simular al centro de operaciones distante, con fines de ensayo.
- Conectado a la UC, simular un UP, con fines de ensayo.
- Conectado a una UP o a la UC, en la interfaz secundaria, programar a la misma.
- Conectado a la UC, en una interfaz dedicada, ejecutar programas de diagnósticos y mantenimiento.

El software de configuración deberá ser capaz de generar reportes impresos con la información de la base de datos del sistema, etc.

 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 39 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

7.13.1.1 REQUERIMIENTOS DE COMANDO					
	LOCAL (PLAYA)		NIVEL VANO (KIOSCO)	NIVEL ESTACION (SALA CONTROL ET)	TELECOMANDO (CENTRO OPERACIONES)
	MANUAL	ELECTRICO			
<b>INTERRUPTOR</b>	AF <sup>1</sup>	AD/AF <sup>6</sup>	AD/AF <sup>7</sup>	AD/AF <sup>7</sup>	AD/AF <sup>7</sup>
<b>SECCIONADOR</b>	AD/AF <sup>2, 8</sup>	AD/AF <sup>3, 8</sup>	AD/AF <sup>9</sup>	AD/AF <sup>9</sup>	AD/AF <sup>9</sup>
<b>CUCHILLA PAT</b>	AD/AF <sup>2</sup>	—	—	—	—
<b>CONMUTADOR BAJO CARGA TRANSFORMADOR</b>	—	SUB/BAJ <sup>4</sup>	SUB/BAJ <sup>5</sup>	SUB/BAJ <sup>5</sup>	SUB/BAJ <sup>5</sup>

AD: A DENTRO

AF: AFUERA

<sup>1</sup> Apertura mecánica emergencia

<sup>2</sup> Unipolar

<sup>3</sup> Unipolar y tripolar

<sup>4</sup> Posición CBC

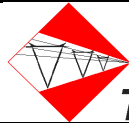
<sup>5</sup> Posición CBC/valor consigna RAT

<sup>6</sup> AD enclavado para mando local

<sup>7</sup> AD con verificación de sincronismo


<sup>8</sup> Con enclavamiento para mando local

<sup>9</sup> Con enclavamiento para mando remoto

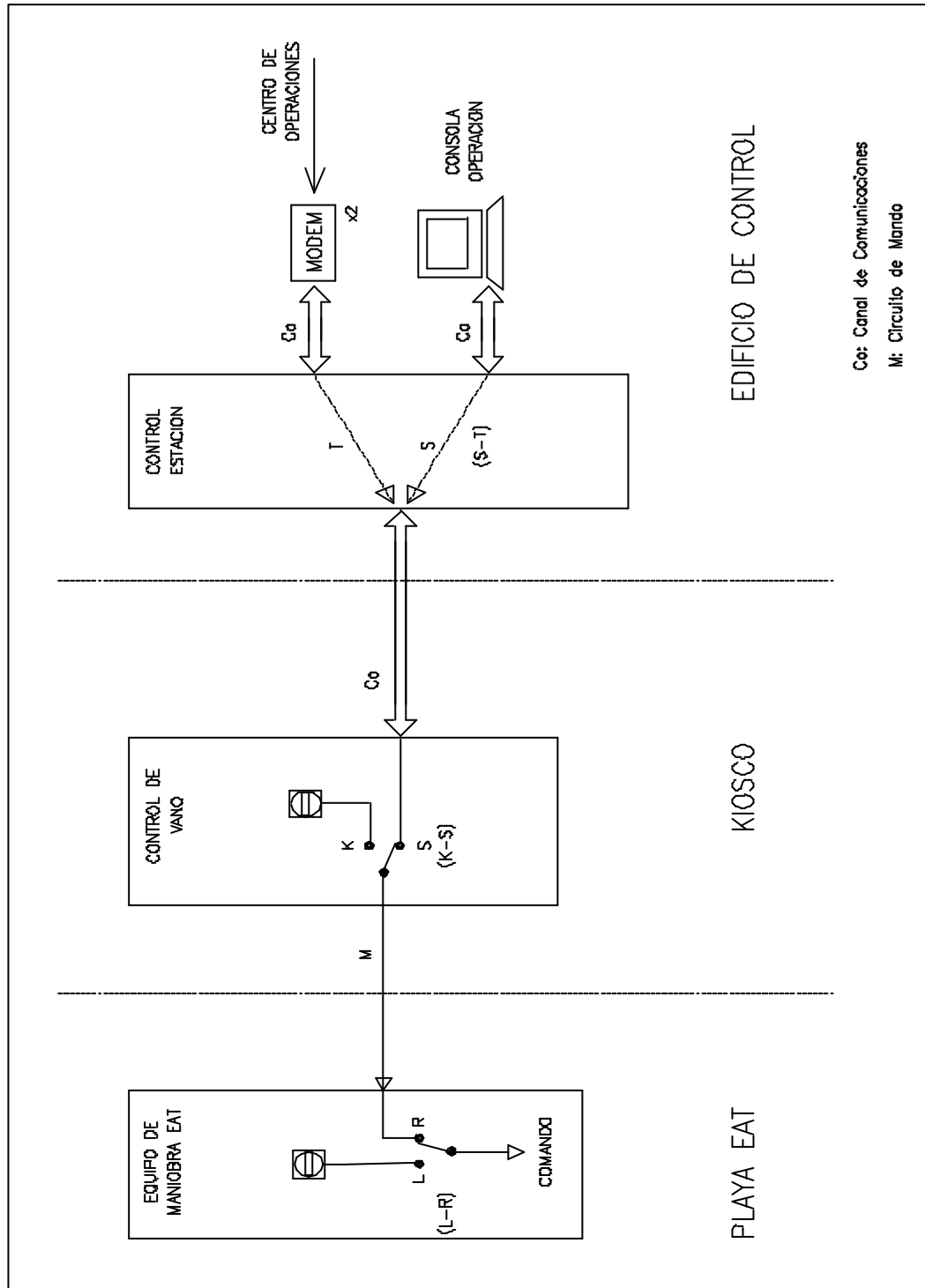
 <b>Transener</b> S.A. Gerencia Técnica <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL</b>	Página 40 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		


SUB: SUBIR



 <b>Transener S.A.</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE CONTROL EN ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>	Página 41 de 49
	<b>Fecha de Entrada en Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> VERSION 1 - DEFINITIVA		
<b>Gerencia Técnica</b> <b>GUÍAS DE DISEÑO Y NORMAS PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS</b>		

**COMANDO EQUIPOS DE EAT**  
**ESQUEMA DE PRINCIPIO**



 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 42 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>		

## 8 REQUERIMIENTOS DE 220 VCC (S1+S2)

### 8.1 Tensión de Alimentación


El sistema de control dispondrá en el nivel estación (UC) y en el nivel vano (UP's) de fuentes redundantes de CC/CC, las que se alimentarán de la tensión de 220 ó 110 Vcc de los sistemas de batería/cargador S1 y S2 de la estación a través de llaves termomagnéticas.

En las nuevas instalaciones se adoptará 220Vcc para el sistema de baterías/cargador S1 y S2.

En las instalaciones existentes de 500 Kv se ha adoptado la tensión de 220 Vcc y en los niveles de 220 y 132 Kv predomina la tensión de 110 Vcc.

### 8.2 Tensión de Comando

La tensión de comando (PC/NC) se obtendrá de la tensión de 220 Vcc de los sistemas de batería/cargador S1 y S2, a través de llaves termomagnéticas. Se utilizará para ejecución de los comandos (disparos, recierres, mandos manuales) y para funciones lógicas externas incluidas con el comando.

 <b>Transener S.A.</b>	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 43 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>	

## 9 REQUERIMIENTOS DE 220 VCC (S1+S2)

### 9.1 Tensión de Alimentación


El sistema de control dispondrá en el nivel estación (UC) y en el nivel vano (UP's) de fuentes redundantes de CC/CC, las que se alimentarán de la tensión de 220 ó 110 Vcc de los sistemas de batería/cargador S1 y S2 de la estación a través de llaves termomagnéticas.

En las nuevas instalaciones se adoptará 220Vcc para el sistema de baterías/cargador S1 y S2.

En las instalaciones existentes de 500 Kv se ha adoptado la tensión de 220 Vcc y en los niveles de 220 y 132 Kv predomina la tensión de 110 Vcc.

### 9.2 Tensión de Comando

La tensión de comando (PC/NC) se obtendrá de la tensión de 220 Vcc de los sistemas de batería/cargador S1 y S2, a través de llaves termomagnéticas. Se utilizará para ejecución de los comandos (disparos, recierres, mandos manuales) y para funciones lógicas externas incluidas con el comando.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 44 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>		


## 10 REQUERIMIENTOS DE SISTEMAS ININTERRUMPIBLES

Deberá proveerse el equipamiento necesario para el suministro de alimentación en CA de la consola de operación y la consola de registro de eventos, ubicadas en la sala de comando de la estación, se realizará por un doble ondulator, uno ligado al sistema de baterías de 220 Vcc y el otro al sistema 2. El doble ondulator tendrá conmutación electrónica sincronizada para la transferencia ante fallas de un sistema al otro, sin que se registren pérdidas de información.

El Sistema 2 de baterías será la fuente de energía permanente de alimentación y el Sistema 1 será la fuente de respaldo.

La salida en 220 Vca hacia las consolas será regulada ( $\pm 2\%$ ), para una potencia nominal mínima de 3 kVA.

Desde el sistema de CA ininterrumpible se alimentarán también otros equipos de computación auxiliares, tales como: consola de acceso a las protecciones, consola de evaluación de registros oscilográficos, etc.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 45 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>		

## 11 DOCUMENTACION DEL PROYECTO BASICO

El Proyecto Básico del Sistema de Control realizado deberá conformarse, como mínimo, con la documentación siguiente:

- a) Memoria Descriptiva.
- b) Planos.
- c) Planillas de Datos Técnicos.
- d) Cómputos de equipamiento y elementos.

El contenido mínimo de la documentación será:

- a) Memoria Descriptiva


La memoria descriptiva deberá contener:

- Naturaleza y alcance del proyecto.
- Características ambientales y eléctricas.
- Estudios, programación, cálculos.
- Normas referenciales.
- Ensayos.
- Protocolos de ensayos de tipo.
- Descripción de las funcionalidades
- Referencias dentro del mismo proyecto
- Referencias a eventuales condiciones de homogeneidad y compatibilidad con el actual y con el centro de telecontrol remoto

- b) Planos del Sistema

Los planos del sistema deben tener un desarrollo tal que permitan el cómputo de las instalaciones y equipos, tales como:

- Diagrama de bloques del sistema completo.
- Planos particulares de cada unidad.
- Lista de materiales.
- Lista de input/output.
- Software de acceso y comunicación.

 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 46 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>		


- Planos y diagramas de detalles necesarios.
- Listado y características de las conexiones
- Listado y características de las informaciones para enviar/recibir al/desde el centro de telecontrol remoto

c) Planillas de Datos Técnicos

Para el equipamiento a ser adquirido deberán prepararse las planillas de datos técnicos que definan todos los detalles del equipamiento.

d) Cómputo de Equipos y Elementos

Deberá prepararse el detalle de cantidad y especificidad de equipos y elementos del sistema.

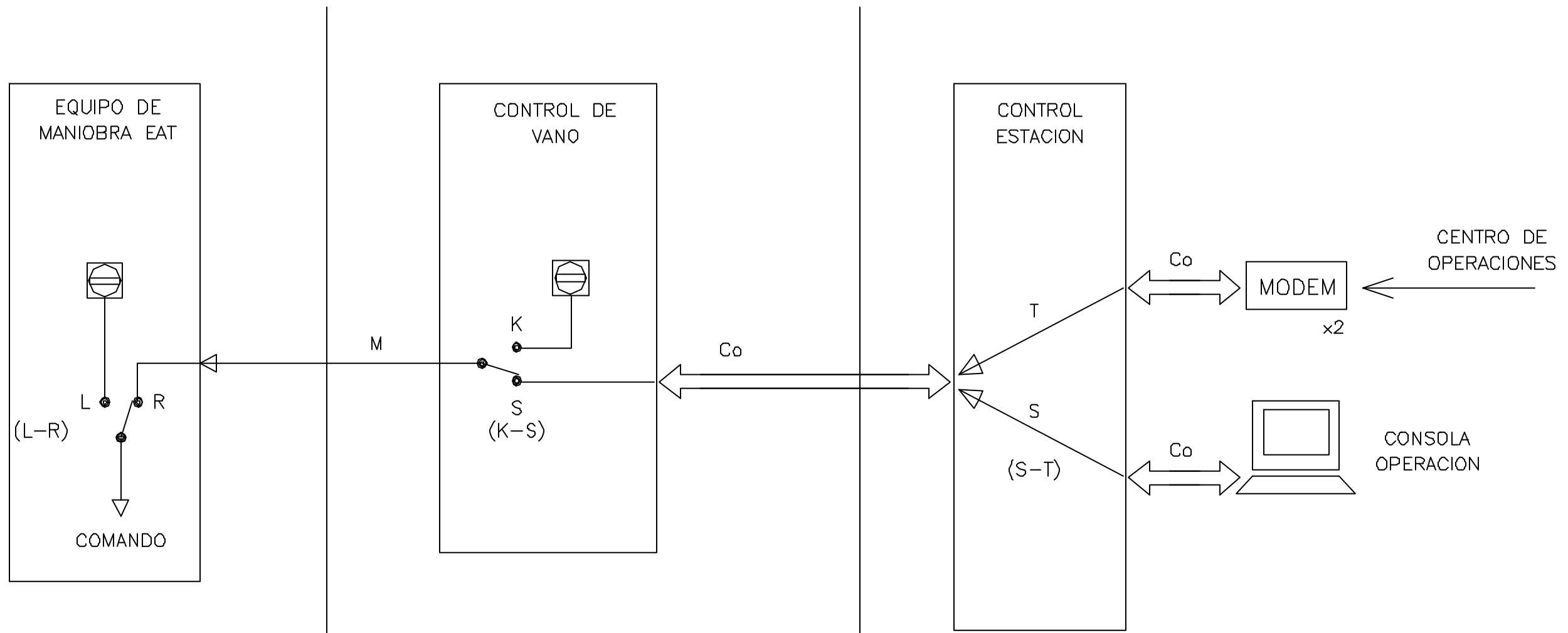
 <b>Transener</b> S.A.	<b>Título:</b> <b>GUIA DE DISEÑO Y NORMAS  PARA SISTEMAS DE CONTROL  EN ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>	Página 47 de 49
	<b>Fecha de  Entrada en  Vigencia:</b>	
<b>Revisión:</b> <b>VERSION 1 - DEFINITIVA</b>		
<b>Gerencia Técnica</b>  <b>GUÍAS DE DISEÑO Y  NORMAS PARA  ESTACIONES  TRANSFORMADORAS</b>		

**SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA  
EN ALTA TENSION**

**GUIA DE DISEÑO Y NORMAS PARA SISTEMAS DE  
CONTROL**

**ANEXO**

COMANDO DE EQUIPOS DE EAT  
ESQUEMA DE PRINCIPIO



Co: Canal de Comunicaciones  
M: Circuito de Mando



# CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL

