

SISTEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN PARA OPTIMIZACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Ing. Edgardo R. Fonoll Ing. Oscar R. Piscitelli Ing. Ricardo A. Gagliano

Distrocuyo SA

1. INTRODUCCION

1.1 Introducción :

El objeto del proyecto fue el diseño e implementación de un sistema de DAG (Desconexión Automática de Generación) para las Centrales generadoras Hidroeléctricas de la zona Sur de la Provincia de Mendoza.

Como es plenamente conocido, el sistema eléctrico debe operar normalmente con márgenes que permitan resistir la pérdida de cualquier elemento sin afectar la continuidad de provisión, ni poner en peligro los equipos de generación, transporte, o distribución.

Cuando las restricciones operantes en la red de Transporte, hacen que tales condiciones no sean posibles de mantener frente a situaciones de emergencia (en $n - 1$) y como una alternativa a la solución de fondo del problema - construir nuevos vínculos eléctricos - estos dispositivos garantizan un buen nivel de seguridad frente a los acontecimientos más corrientes (fallas simples), con un costo razonable.

El principio seguido consiste en dominar el proceso de colapso que comienza, tomando acciones al nivel del sistema eléctrico en su conjunto, es decir, anticipando su desarrollo (en lugar de padecer la degradación irreversible en estas situaciones debido a la actuación de las protecciones internas de los equipos). La Desconexión Automática de Generación (DAG) es una de las acciones que puede ser muy eficientes en este contexto, limitando la propagación del incidente, a cambio de aceptar repercusiones reducidas sobre el nivel de la generación y/o demanda.

1.2 Estudios Eléctricos Preliminares Corredor Sur

El corredor del Sistema Sur está compuesto de tres líneas. Las líneas de 220 kV entre Los Reyunos – Gran Mendoza y Nihuil II - Agua del Toro – Cruz de Piedra, y la línea de 132 kV Nihuil 1 – Pedro Vargas.

El objetivo de estos estudios es detectar en que medida se afecta el sistema de transporte desde el sistema SUR, cuando en un estado de máxima generación de los dos sistemas generadores del área (uno sobre el Río Diamante y otro sobre el Río Atuel), se produce una falla en una de las líneas del corredor.

El escenario sobre el cual se han realizado los estudios es un Pico de Verano donde se ha maximizado la generación para estudiar la respuesta dinámica del sistema SUR ante fallas.

La generación del Sistema Diamante esta compuesta con dos grupos en Agua del Toro con 70 MW cada uno, dos grupos en Los Reyunos con 110 MW cada uno y El Tigre con dos máquinas con 4 MW cada una. El total de la generación de este sistema es de 368 MW.

El Sistema Nihuil se consideró también a plena potencia totalizando una potencia de 245 MW incluyendo Nihuil 4.

Nihuil 1 con cuatro grupos totalizando 72 MW, Nihuil 2 con seis grupos totalizando 108 MW, Nihuil 3 con dos grupos totalizando 40 MW y Nihuil 4 con 25 MW.

La generación del Sur sumados los dos sistemas es de 613 MW.

Sin la existencia del automatismo DAG la máxima capacidad de evacuación de energía desde la Zona Sur de generación hacia la zona centro y norte de la provincia de Mendoza en donde se encuentra la demanda es del orden de los 325 MW. Existen 2 fenómenos físicos que limitan el transporte por los tres corredores antes mencionados que son el fenómeno de sobrecarga y el de estabilidad. La pérdida de algún vínculo de evacuación primario o secundarios puede producir la perdida de estabilidad de los generadores del área llevando el sistema al colapso. Así mismo los fenómenos de sobrecarga en líneas sanas después de la falla de otra puede producir la salida de servicio progresiva de todo el corredor originando el desmembramiento del sistema eléctrico con consecuencias similares a las producidas por la pérdida de estabilidad.

Para la simulación de las condiciones del sistema se utilizo un software de PSS (power system simulation) con las siguientes consideraciones particulares:

- Se ha considerado que se aplica la falla en uno de los extremos de la línea durante un tiempo de 80 milisegundos y la posterior desconexión del vínculo.
- Se supone que el relé que emite el disparo es el que activa el mecanismo de DAG el cual debe elegir los grupos a disparar en función de las condiciones de generación presentes en el sistema un instante anterior a la falla según sea el caso de la línea fallada.
- La señal llega al interruptor del grupo y produce su apertura efectiva 300 milisegundos después de que el interruptor abrió ($t=0.48$ seg.), 150 milisegundos después ($t=0.630$ seg) abren el resto de los interruptores necesarios para concluir con el proceso.

El modelo de falla utilizado para realizar la simulación es la siguiente:

Fallas Trifásicas sobre el Corredor SUR - CENTRO	
TIEMPO	EVENTO
$t=0.100$ s	Aplicación de la falla sobre la línea en estudio
$t=0.180$ s	Apertura del interruptor en ambos extremos de la línea fallada
$t=0.480$ s	Disparo de los interruptores de grupo involucrados
$t=0.630$ s	Disparo de los interruptores de grupo de la segunda central
$t=40.0$ s	Fin de la simulación

1.3 Antecedentes de sistemas similares en el país

En la República Argentina existen múltiples experiencias de sistemas del tipo DAG en funcionamiento desde hace algunos años.

Entre los más importantes se encuentran la DAG Comahue, la DAG NOA (Noroeste Argentino) y en la Zona de Cuyo la DAG Luján de Cuyo y la DAG Sur, estas dos últimas diseñadas e implementadas por Distrocuyo SA.

Distrocuyo^{sa} es también la responsable por el diseño, construcción e implementación de un automatismo para la formación de una Isla eléctrica que asegura el abastecimiento de energía a la destilería Luján de Cuyo de la empresa YPF REPSOL.

2. DESARROLLO

2.1 Composición del sistema DAG SUR

El sistema esta compuesto de nueve nodos, siete de los cuales son de control y dos de supervisión. De los siete nodos de control dos son de estación transformadora (E.T) y cinco son de central hidroeléctrica (C.H.). Todo el sistema es supervisado por un nodo SCADA local habilitado para control y supervisión operado por el personal técnico a cargo y otro remoto solo de supervisión para informar a los operadores del Centro de Telecontrol Regional de Distrocuyo S.A.

Nodos de control de Estación:

- Nodo 1 - E.T. Gran Mendoza
- Nodo 2 - E.T. Cruz de Piedra

Nodos de control de central:

- Nodo 3 - P.I. Agua del Toro
- Nodo 4 - P.I. Los Reyunos
- Nodo 5 - CH Los Reyunos
- Nodo 6 - CH Nihuil 1
- Nodo 7 - C.H. Nihuil 2

Nodos de supervisión local:

- Nodo 8 - Centro de Telecontrol Zonal Sur (C.T.Z)

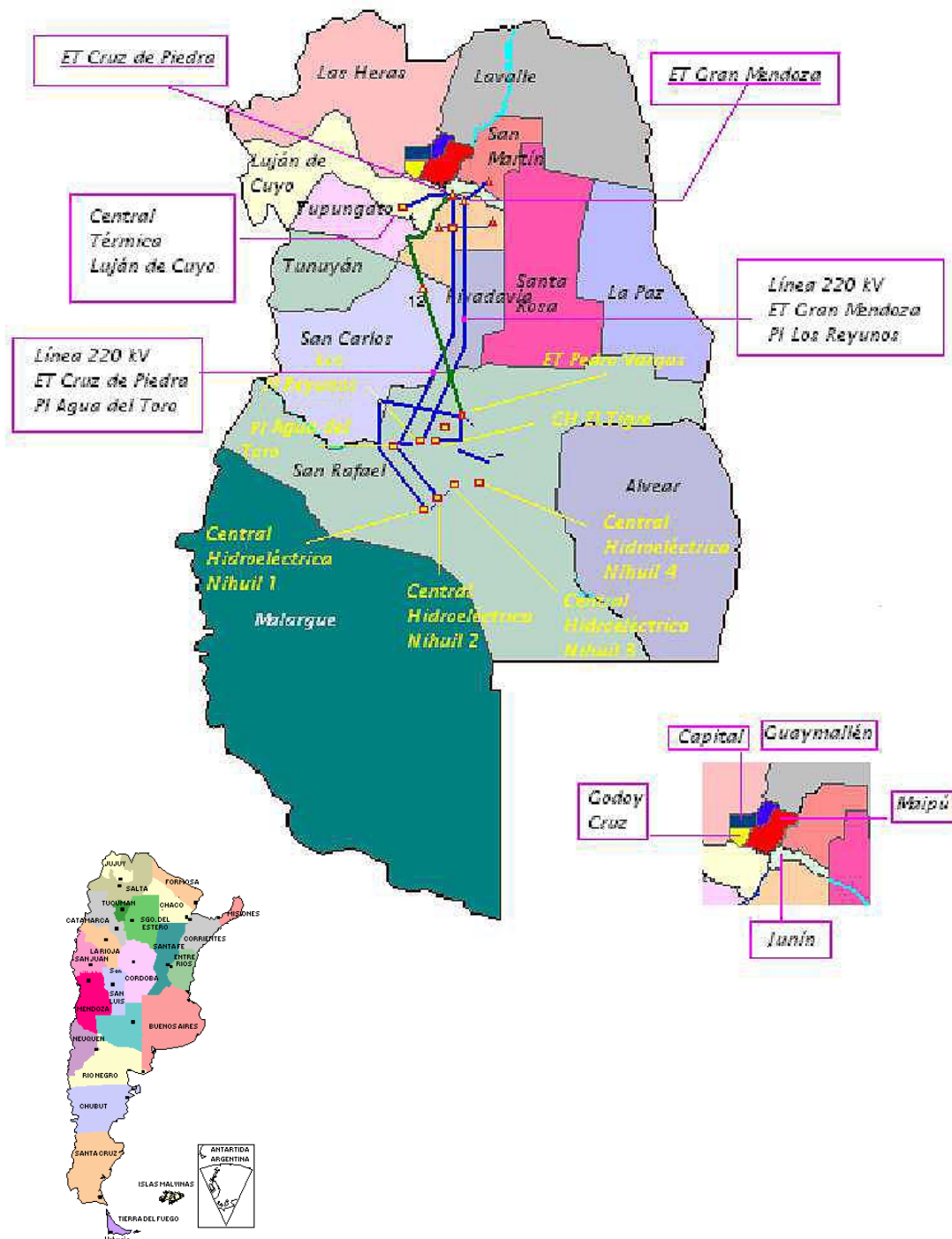
Nodos de supervisión remoto:

- Oficinas de Distrocuyo sa

Las (EETT) Estaciones Transformadoras Cruz de Piedra y Gran Mendoza donde se emplazan los controladores de Estación se encuentran en la zona central de la red distribución troncal. La primera de ellas, una de las más importantes de la región esta bajo la operación de Distrocuyo SA, en tanto que la segunda que es la puerta de acceso para la importación y exportación de la generación de la provincia al SADI (Sistema de Interconexión Argentino), esta bajo la concesión de la empresa Transener SA, operadora de del sistema de 500 kV que une diferentes puntos del País.

Los denominados Parques de Interconexión (PI) Los Reyunos y Agua del Toro son instalaciones donde las centrales generadoras homónimas ubicadas a una distancia de entre 1 a 3 kilómetros hacen llegar su aporte y desde donde ganan acceso a la red de transporte . Entre ambos parques se

extiende una línea de enlace que permite un camino alternativo de salida para cada central hidroeléctrica. El complejo compuesto por estas dos centrales se conoce como Sistema Diamante (378 MVA) debido al nombre del río que llena sus embalses.



En las proximidades del PI Los Reyunos se encuentra la base operativa zonal de **Distrocuyo** ^{S.A.} denominada Centro de Telecontrol Zonal SUR (CTZS) donde se encuentra el sistema de supervisión y control para la operación del sistema de transporte donde también se aloja parte del equipamiento del sistema DAG SUR.

Finalmente, en la zona inferior del mapa se localiza el complejo denominado **Sistema Nihuil (245 MVA)** compuesto por las centrales hidroeléctricas **Nihuil I, II, III y IV** cuyos embalses reciben el aporte del Río Atuel.

Los nodos de control de centrales para el sistema Diamante se ubican en los parques de interconexión, lugar seleccionado debido a la alta concentración de señales a supervisar por el dispositivo DAG SUR. Los nodos de control de centrales para el sistema Nihuil se hallan en las centrales hidroeléctricas Nihuil 1 y Nihuil 2 por su posición dentro de la red de transporte.

El nodo de Supervisión y control SCADA local se encuentra emplazado en el **CTZ Sur** de **Distrocuyo** ^{SA}, donde personal de mantenimiento de la zona lo opera y recoge la información necesaria para su mantenimiento. El nodo de Supervisión SCADA remoto se ubica en la ciudad de Mendoza en las oficinas centrales de **Distrocuyo** ^{SA} desde donde se ejerce la función de supervisar el dispositivo cuya operación y mantenimiento corresponde al transportista de acuerdo a las regulaciones vigentes.

2.2 Descripción General

Cada uno de los nodos de control esta equipado con un **PLC (Programmable Lógico Controller)** como equipo principal el cual ejecuta todas sus acciones de acuerdo a una lógica pre-programada y diseñada para su rol específico dentro del sistema integral.

El nodo de supervisión tiene como soporte principal un ordenador tipo PC industrial ejecutando un software **SCADA** configurado especialmente para satisfacer las necesidades de supervisión, adquisición de datos y control **DAG SUR**. Este sistema **SCADA** esta también diseñado para configurar ciertos parámetros del dispositivo que permiten modificar por ejemplo las consignas de volumen de desconexión de la lógica de desconexión. Todos los cambios de valores críticos como el mencionado solo son posibles vía acceso codificado con clave para personal autorizado.

Los nodos de control de estación tienen una función únicamente tributaria de información hacia los nodos de central con los que se comunican. Los nodos de central tienen una participación activa dentro del proceso decisión de desconexión de generación a excepción del nodo de **CH Los Reyunos** el cual opera como un esclavo de su maestro ubicado en el Parque de Interconexión y su función es ejecutar las ordenes de desconexión del primero y proveerle información acerca del estado de los generadores de esta central.

2.3 Sistema de Comunicaciones

Una red de comunicaciones vincula a todos los nodos del sistema y por su intermedio estos realizan el intercambio de los datos adquiridos necesarios para las todas las funciones. La arquitectura del sistema de control esta fuertemente basada en la estructura del sistema de comunicaciones.

Los nodos de control del área sur están vinculados por medio una red de datos **WAN** (Wide Area Network) compuesta de enlaces de fibra óptica y microondas que une las redes **LAN** (Local Area Network) de cada una de las centrales hidroeléctricas. Esta red que posee potencialmente una alta capacidad de trafico esta actualmente siendo empleada en un bajo porcentaje para la transmisión de datos de acuerdo a su diseño original. Para la incorporación del sistema **DAG SUR** no se requirió

ampliación de la capacidad de tráfico de datos de la misma compartiéndose la actual con el sistema de Supervisión y Control de las empresas propietarias lo que demandó un exhaustivo estudio y cuidadoso diseño del protocolo y los mensajes a emplear.

La comunicación de supervisión es ejecutada por el **SCADA DAG SUR** que encuesta periódicamente y en secuencia a cada uno de los nodos de control de la red por sus datos. Por su parte los nodos de *Estación* depositan su información en las bases de datos de los nodos de *Central* del sistema **Diamante** desde los cuales son adquiridos por el sistema **SCADA**.

Paralelamente al tráfico de mensajes desde los nodos de control hacia el **SCADA DAG SUR** los pares de nodos de cada centro de generación intercambian información para que cada uno conforme el estado completo de dicho centro y pueda adoptar las decisiones de desconexión de generación en un *modo óptimo* en relación con las tablas dadas por los estudios eléctricos.

Esta forma de trabajo cooperativo entre los controladores del sistema o centro de generación Nihuil es también llevado a cabo por los del sistema o centro de generación Diamante.

2.4. Sistema de control.

Otro aspecto que define la arquitectura reside en el diseño de la lógica de control concebido como un verdadero sistema de control distribuido.

El diseño adoptado *no delega ni centraliza* las funciones de toma decisión en ninguno de los nodos que lo componen así como tampoco en el sistema SCADA local *no existiendo* por lo tanto y en este sentido un *Sistema Maestro* absoluto del que dependan todas las acciones otorgando una clara autonomía de funcionamiento y aumentando la probabilidad de éxito en condiciones de falla de alguno de sus subsistemas de hardware o software.

Las funciones de los nodos de estaciones y de central difieren en algunos aspectos siendo el principal las acciones de desconexión automática de generación o acciones DAG que son propias de los nodos de central dado que el dispositivo no opera sobre los interruptores de líneas.

◀ Nodos de estación

Los **PLC** de estación tienen como función mantener en la base de datos de los nodos de central la información actualizada del estado de las líneas y equipos de las Estaciones transformadoras y de las fallas que hacen cesar la función de transporte de las líneas que vinculan estas Estaciones con los Parques de Interconexión. Informan también aquellas fallas de la Líneas de 132 kV entre Cruz de Piedra y Gran Mendoza que debido al efecto denominado de Límites Cruzados provocan interacción entre la generación de **CTMSA (Centrales Térmicas Mendoza SA)** y la de la zona sur para poner en riesgo la estabilidad del transporte.

◀ Nodos de central

Los nodos de centrales realizan también estas funciones de supervisión y transmisión de datos de extremos de líneas locales para con sus pares y además son los encargados de efectuar la desconexión de los grupos generadores locales apropiados.

En cada central el controlador procesa los datos adquiridos tanto de fuentes locales como remotas y pre - configura su lógica de decisión a través de las tablas de desconexión.

El volumen de generación desconectado dependerá de la fila en que se encuentre el sistema al momento de ocurrencia de la pérdida de un vínculo en el corredor supervisado.

En condiciones de funcionamiento normal con las comunicaciones y las mediciones analógicas operando correctamente los controladores pueden efectuar una desconexión selectiva de grupos incorporando a la nomina a aquellos que estando en marcha permitan completar el volumen de desconexión indicado por las condiciones instantáneas de tabla. Así, si el volumen de generación es

suficientemente bajo aun cuando un controlador detecte causales locales de DAG o sea informado de la misma en forma remota actuará según su propia lógica de decisión y no efectuaran ninguna desconexión de grupos.

2.4.1 Lógica de Control

La lógica de control del sistema DAG SUR esta compuesta de la Lógica de Falla y la Lógica de Desconexión y la Lógica de Operación por Defecto.

Las tres son porciones del programa total de cada nodo con entradas y salidas específicas que funcionan como módulos independientes comunicados entre si, facilidad casi única del equipo seleccionado.

2.4.1.1. Lógica de Falla:

La acción de desconexión de los generadores apropiados debe ser tomada con prontitud debido a los pequeños tiempos disponibles para evitar el colapso eléctrico pero debe ser decidida con exactitud para evitar actuaciones incorrectas cuando por diversas razones se producen falsos indicadores de perdida de vínculos.

La porción de programa que ejecuta este proceso se ha denominado dentro de la tecnología DAG desarrollada por Distrocuyo S.A. Lógica de Falla puesto que su función es precisamente identificar y validar las fallas para informar a otros procesos cuando se a detectado una causal verdadera de actuación.

La Lógica de Falla determina el estado de servicio de una línea, detecta los cambios en las posición de los equipos de maniobra y la señales de las protecciones, somete a los que son indicadores de cambio de estado y ordenes de protecciones a un proceso de validación censando los más críticos con redundancia y evaluando la posible componente eléctrica debida a los rebotes de contactos o ruido electromagnético inducido evitando falsas actuaciones. Contempla además los enclavamientos lógicos necesarios para modelar las maniobras normales y habituales que se realizan durante la operación diaria de las líneas y contiene los criterios a aplicar en situación de fallo de las tensiones auxiliares de señalización y que impiden conocer el estado verdadero del elemento de maniobra.

El producto final de la Lógica de Falla es una salida que permanece en reposo cuando ninguna condición o causal verdadera de DAG se presenta y se activa cuando una los cambios y señales censadas pasan la prueba de validez a que son sometidas.

2.4.1.2 Lógica de Desconexión

La Lógica de Desconexión es aquella porción del programa de control que recibe la información de la Lógica de Falla y efectúa la toma de decisiones acerca del o los grupos que tiene que despejar.

Para tomar sus decisiones la lógica de falla se basa principalmente en las tablas obtenidas de los estudios eléctricos que indican para un nivel generación dado y un vinculo fallado el volumen de generación a despejar. Las tablas de desconexión son fijas y parametrizan la acción de despeje. Los valores de despeje o desconexión de generación pueden ser modificados desde el sistema SCADA local ante un cambio futuro en el estado del sistema de transporte.

La lógica de desconexión también es la encargada de identificar las máquinas en actividad y conocido el aporte de cada una de ellas es la que completa la nomina que cumple con el valor de potencia necesario de liberar.

2.4.1.3. Lógica de operación por defecto.

El sistema DAG SUR ha sido concebido desde su diseño para preservar la función de desconexión de generación aún ante condiciones severas de fallo de su equipamiento pasando desde un **modo optimo de desconexión** hasta llegar a su **modo defecto** proceso en el cual se cambia la **selectividad** por la de **confiabilidad**.

El *modo optimo de desconexión* es posible cuando los sistemas de mediciones y comunicaciones se hallan funcionando correctamente. En estas condiciones cada nodo de central puede pre - configurar correctamente su lógica de decisión y efectuar así la desconexión del volumen óptimo indicado por los estudios eléctricos.

En caso de fallo de las mediciones o las comunicaciones no es posible para el sistema computar el valor correcto de generación y conocer la topología completa del sistema de transporte y generación requiriendo por lo tanto adoptar por **defecto** condiciones supuestas que permitan una acción efectiva ante la aparición de un indicador de pérdida de algún vínculo.

a.) Defecto por comunicaciones:

Como se mencionó en el párrafo dedicado a las comunicaciones la red es un anillo que otorga al sistema DAG SUR un camino de redundancia cuasi instantáneo haciendo que ante la rotura de una sección los mensajes roten en sentido contrario. Este permite que la comunicación entre los controladores no se vea prácticamente alterada ante esta contingencia salvo por el posible aumento en el retardo o la tasa de error como consecuencia de un camino físico y lógico más largo lo cual no constituye un gran problema si la frecuencia de los mensajes exitosos permite a las lógicas de desconexión posicionarse en el valor real de generación.

Un segundo nivel de comunicación e inferior en términos de calidad lo constituye una conexión tipo Dial Up o por discado a través de uno de sus puertos de comunicaciones serie. Esta comunicación se pone en marcha cuando el nodo determina el corte severo del camino principal por más de un tiempo dado luego del cual emplea módems y canales analógicos de onda portadora especiales de banda ensanchada que le permiten establecer una comunicación de datos a una velocidad inferior a la de red pero suficiente para los requerimientos del servicio.

En el caso extremo que el PLC no pueda establecer su comunicación con su par por ningún medio abandona el modo optimo de desconexión para pasar el modo defecto por comunicaciones .El modo defecto por comunicaciones consiste en un mecanismo por el cual el PLC que pierde la comunicación con su par de central pasa a ejecutar sus decisiones a partir de una tabla de desconexión de fila prefijada y que para el sistema DAG SUR es la de máximo volumen ya que la suposición efectuada es que el centro alejado se halla en su máxima capacidad de generación. Si bien esto puede conducir a una desconexión sobredimensionada cumple con el criterio actuar para evitar el colapso.

b.) Defecto por fallo de mediciones :

Las mediciones de variables analógicas así como las comunicaciones son otro recurso de hardware fundamental para que la lógica de desconexión pueda operar en un modo optimo.

El sistema DAG SUR emplea el recurso de detección de **Broken Wire** o **Cable Cortado** para desarrollar una lógica de sustitución de valores analógicos y cambio de modo de operación que permite al sistema continuar funcionando aun cuando un fallo general lo deje privado de algunas o todas las mediciones.

2.5 Sistema de Registro

El sistema DAG SUR es eminentemente un dispositivo de control, por lo cual esta función ha sido potenciada en el diseño proporcionándole recursos tendientes a otorgar confiabilidad a la operación.

Pero, en aplicaciones de automatismos de este tipo cuyas acciones pueden tener consecuencias que exceden el ámbito privado de las empresas propietarias u operadoras debido principalmente a sus posibles repercusiones en los servicios públicos o incluso redundar en severas penalizaciones por defectos en la actuación, la información de dichas acciones capturada por el sistema de control cobra una importancia extra.

Además la información capturada puede tener otros usos mas útiles tales como : Permitir comprobar el funcionamiento de las protecciones supervisadas, observar el comportamiento ante una perturbación o actuación de las variables analógicas medidas y determinar la validez del modelo empleado en los estudios eléctricos y detectar las oportunidades de optimización, etc.

Por tal motivo la creación de un sistema de datos que en su conjunto permitan dilucidar el origen, la evolución y el desenlace de las acciones de control fue un objetivo del diseño.

Este sistema que aquí denominamos Lógica o Sistema de Registro esta compuesto por los siguientes subsistemas:

- 1- Subsistema de Alarmas
- 2- Subsistema de Protocolizacion
- 3- Subsistema de Time Stamping y Secuenciamiento de Eventos.
- 4- Subsistema de Oscilopertubografía.
- 5- Sistema SCADA.

2.5.1. Subsistema de Alarmas

El sub-sistema de alarmas es el que provee las informaciones de primera instancia en el centro de telecontrol regional desde donde se opera supervisa todo el sistema de transporte regional.

El mismo consiste en una tabla de asignación de salidas mediante el cual se puede asignar una salida digital física del controlador para manifestar al exterior una condición de alarma.

Las condiciones típicamente asignadas son la palabra de status interno del controlador, las indicaciones de actuación y otras fallas de origen externo como las de comunicaciones.

2.5.2 Subsistema de Protocolización

El subsistema de protocolizacion consiste en un registro interno de eventos y alarmas con su hora de ocurrencia y con una resolución del segundo. La principal propiedad del sistema de protocolizacion es a la vez su ventaja respecto al registro de alarmas que efectúa el SCADA local y es la velocidad de captura. En efecto, las alarmas sin memoria solo serán capturadas por el sistema SCADA DAG solo si la misma esta activa durante la solicitud, en caso contrario, esta podría ocurrir una o mas veces entre dos solicitudes del SCADA sin ser capturada por este ultimo.

La otra ventaja es que estos eventos y alarmas poseerán adjunto la fecha y la hora exacta de ocurrencia con una resolución de hasta 1 segundo en lugar de ser fechadas y registradas con la hora del sistema de supervisión a su arribo.

El tamaño de los espacios de memoria destinados a esta función son limitados pero en la mayoría de los casos suficiente para alojar los registros hasta su lectura y salvado mediante un programa de recolección de protocolizaciones lanzado desde el sistema SCADA.

En el momento que es solicitado desde una pantalla y por sitio o en forma global el registro de protocolización completo de cada nodo de control es rescatado, interpretado y ordenado por el programa de recolección, pudiendo desde allí ser almacenado en disco para su posterior ingreso a una planilla de calculo electrónica o una base de datos.

El sistema DAG incorpora una función descripta mas adelante que permite la sincronización horaria de los relojes de sistema de todos los controladores, y dado que este es la fuente de hora para el estampado del tiempo de los eventos capturados, la secuencia de eventos cuya aparición este separada por 1 segundo o más puede ser efectivamente inferida del protocolizador de eventos y alarmas.

2.5.3. Subsistema de Time Stamping y Secuenciamiento de Eventos.

Este sistema es uno de los principales avances en desarrollo de ingeniería aplicado a los automatismos diseñados y contruidos por Distrocuyo^{S.A}. Mediante el mismo se provee al conjunto de controladores de una hora patrón con la cual registra todos los eventos, alarmas y cualquier tipo de dato con significancia temporal. Esto permite efectuar una funciona similar a la del protocolizador antes descripto, pero con la posibilidad de resolver la secuencia de eventos capturados por distintos controladores aún con una diferencia entre ellos de 1 milisegundo.

2.5.1. Introducción

Cuando una falla ocurre en una línea del sistema eléctrico las repercusiones de la misma pueden hacerse sentir en diferentes puntos del sistema de transporte y la secuencia de reacciones de los equipos de protecciones y maniobra pueden ocurrir con diferencias de tiempos que van desde una o dos decenas hasta algunas centenas de milisegundos. Esta cadena de hechos que podemos denominar genéricamente perturbación puede tener ecos de su existencia hasta 30 segundos después de ocurrida la causa y contiene la información que los operadores y técnicos necesitan para el análisis de los orígenes de la perturbación, su desarrollo, el comportamiento de los equipos de maniobra y los sistemas de protecciones, etc.

Una de las herramientas que ofrecen los sistemas SCADA y que les permite proporcionar parte de la información necesarias para realizar estos análisis es una función especial conocida como Función SOE (del inglés Sequence of Event).

Mediante esta función el sistema captura una clase especial de datos de las terminales remotas conocidas como **EVENTOS SOE** que consisten en los cambios de estado de entradas digitales adquiridos por el equipo terminal remoto o **RTU** y a los cuales se les adjunta el tiempo de ocurrencia en un proceso que se conoce con el nombre de **Estampado de Tiempo o Time Stamping** con una resolución predeterminada la cual generalmente para aplicaciones eléctricas es de 1 milisegundos.

Esta resolución permite a los **RTU** tomar una instantánea suficientemente buena de los hechos locales que más tarde serán procesados por el SCADA junto con los del resto de las terminales remotas para completar el cuadro y tener la imagen exacta y completa de una perturbación.

2.5.2. Recursos necesarios:

Para producir esta clase especial de datos dentro la RTU debe poseer los recursos para mantener una base de tiempo de buena exactitud y relativamente alta resolución de la cual tomar la hora cuando un evento aparece y efectuando el estampado.

Además, se requiere que las RTU tengan las capacidades de recibir e interpretar datos y señales de una fuente de información horaria universal para que sus bases de tiempo este en sincronismo.

Las bases de tiempo exactas, estables y de alta resolución son aspectos hoy en día resueltos por la electrónica incorporada a estos equipos. Alta escala de integración en semiconductores, inmunidad al ruido y estabilidad térmica a corto plazo en condiciones ambientales industriales ya no son un problema serio.

En este sentido sin embargo el impacto económico de la decisión de incorporar estos recursos a las RTU en proyectos de mediana o gran envergadura No es despreciable dado que como ocurre en muchos casos el precio del recurso electrónico esta más ligado a la escasez o rareza de su aplicación que al abaratamiento de sus componentes o la mayor simplicidad de su diseño. Como ejemplo compárase el precio de una placa de comunicaciones Ethernet para una computadora desk top o aún Laptop con el de un modulo o tarjeta Ethernet para un terminal RTU o aún para un PLC.

En cuanto a la necesidad de sincronismo entre las bases de tiempo de las diferentes terminales remotas requerirá una fuente de sincronismo universal para lo cual la solución que hoy se adopta es la de emplear un receptor satelital de hora y posición empleando sus funciones de sincronización.

Esta solución se esta prefiriendo a la de emplear una fuente de sincronismo central* basada en el sistema SCADA debido a la mejor performance y a que el precio de los receptores se ha reducido considerablemente debido a su difusión principalmente como equipo de posicionamiento en embarcaciones navieras y transporte terrestre.

Sin embargo aun cuando el precio de estos equipos sea considerablemente mas bajo que años atrás todavía habrá que analizar la necesidad de contar con el sincronismo dado que no es suficientemente económico como para ignorar su repercusión en el precio de proyectos de automatización o control medianos o grandes.

Un aspecto que presenta cuando se adquiere un sistema de control para ser equipado con funciones de sincronismo horario es que generalmente vendrá con un modelo y marca de receptor satelital determinado para el cual el equipo RTU tiene desarrollado los protocolos e interfaces de comunicaciones. Esto puede dejar al usuario cautivo de un equipo que puede no ser el mas conveniente desde el punto de vista del precio, o de difícil adquisición en caso de reposición por falla.

La solución adoptada por Distrocuyo^{SA} para el proyecto DAG SUR consistió en seleccionar un controlador que posee las herramientas para el desarrollo y la aplicación de protocolos de comunicaciones y elaborar el lenguaje de comunicación para un receptor satelital empleados en otros sistemas y productos de control del mercado local con lo cual se tiene un aseguramiento en la continuidad de la provisión y dominio del producto.

2.5.3. SOE aplicado a los automatismos:

Sin duda los autómatas aplicados a los sistemas de transporte contribuyen a simplificar la función de operación desde el punto de vista del control resolviendo aquellos casos que no pueden resolverse por medios de las protecciones convencionales, conteniendo o limitando las consecuencias de algunas situaciones de falla, eventualmente colaborando con la reposición de vínculos perdidos en un escenario pos - colapso o formando Islas eléctricas para demandas criticas o estratégicas etc.

Sin embargo cuando el automatismo trabaja el operador es un simple espectador de las consecuencias de su accionar. Mas exactamente tomará conocimiento de la operación del

automatismo cuando reciba las primeras alarmas en su SCADA general. Pasada la contingencia, y resueltas las cuestiones operativas el operador querrá y tendrá la necesidad de saber cual fue la secuencia de hechos relacionada con la alarma de actuación del automatismo

En este sentido, el sistema DAG SUR fue concebido teniendo en cuenta estas necesidades por lo cual desde el comienzo del diseño se tomo la decisión de incorporar en él las Funciones SOE. Con ellas y desde una pantalla del sistema SCADA con un simple botón en pantallas se pueden adquirir los eventos correspondientes a una perturbación , verlos desde una plantilla electrónica , editarlos y generar informes.

2.5.4. SOE en DAG SUR:

Principales características

- ✍ El subsistema **SOE** del dispositivo **DAG SUR** fue desarrollado íntegramente sobre la base de un controlador lógico standard desde el punto de vista de esta función.

- ✍ La base de tiempo fue desarrollada mediante un reloj expresamente creado por el programador para esta aplicación, manejado por el reloj interno del **PLC** y sincronizado desde el exterior con los datos y las señales del receptor satelital.

- ✍ El modulo de comunicaciones resuelve todos los aspectos de la comunicación de datos con el receptor satelital tanto para la solicitud de información horaria como para la configuración del mismo cuando este lo requiere

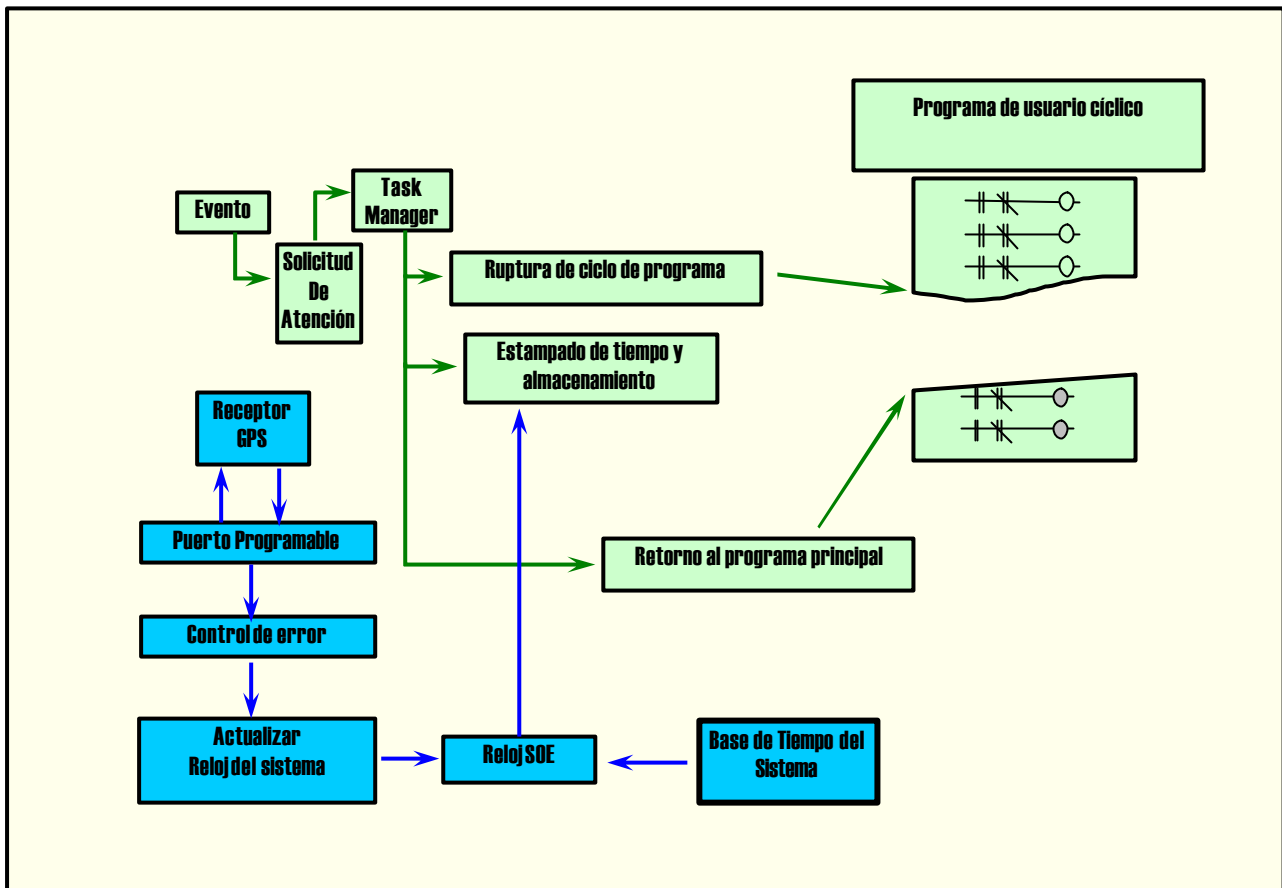
- ✍ El subsistema está concebido para mantener el sincronismo conseguido ante falta o error en los datos enviados por el receptor satelital pudiendo conservar este con una exactitud razonable por varios días.

- ✍ La resolución del lograda es aproximadamente de 1,2 milisegundo.

- ✍ El tiempo estampado tiene un error fijo de 0,1 milisegundo respecto del tiempo del receptor satelital introducido por el retardo del modulo de entrada y un retardo variable que depende de la atención de la cantidad de entradas simultaneas existan con un máximo de 0,5 milisegundos por entrada.

- ✍ El resbalamiento o desincronizacion máxima (entre los relojes de dos PLC´s cualesquiera) es de ? 1 mseg. Esto significa que si fueran atacados con un mismo evento la diferencia máxima entre uno y otro sería de 1 milisegundo. Esta diferencia de sincronismo inevitable puede disminuirse con sistemas cuyas bases de tiempo disponibles al usuario tengan un período de inferior al milisegundo.

Esquema simplificado de funcionamiento del subsistema SOE



El esquema muestra el proceso de estampado de tiempo de un evento entrante.

En el se puede ver que el manager o manejador de tareas cuando recibe la orden de atender al evento suspende inmediatamente la ejecución ciclica para dar paso al estampado del tiempo.

La rutina de estampado de tiempo realiza varias funciones que van desde la recolección del dato de tiempo de un registro validado, el estampado y la validación del evento propiamente y el almacenamiento definitivo de los eventos verdaderos

El programa ciclico esta detenido tanto tiempo como lo requiera la atención del número de eventos simultaneos se hayan presentado.

Esto determina que el CPU deba ser muy veloz para no afectar seriamente el tiempo de ejecución del programa de control.

Los eventos simultaneos rara vez ocurriran pero en caso de existir seran resueltos por un orden de prioridades de manera que para minimizar el error entre el de mayor y el de menor prioridad, nuevamente se requiere un procesador altamente veloz y además una rutina de atención de eventos lo mas eficaz posible.

El proceso de estampado de tiempo es un consumidor del productor de hora sincronizada que sincroniza tanto el reloj del sistema como el reloj SOE. Este productor genera un registro con hora validada e informa de la calidad de este dato

2.6 Sub-sistema de osciloperturbografía

Introducción

Los registros oscilograficos son otro tipo de información que completa el cuadro de datos necesarios para describir la historia de una perturbación.

El sistema de control DAG SUR emplea para su funcionamiento un conjunto de variables analógicas entre las cuales se encuentran la potencia activa aportada por cada máquina a la barra de central generadora, los flujos de las líneas de evacuación mas importantes para una central hidroeléctrica, la intensidad de secundario de un transformador critico para la cadena de transporte, etc. Estas variables son medidas con propósitos de control y son en general variables cambios lentos en condiciones normales.

Sin embargo, ante perturbaciones provocadas por fallas en línea el comportamiento de las variables cambia rápidamente y el registro de su excursión puede proporcionar información útil tanto para el análisis de las causas como de las consecuencias de la misma, así como también información valiosa para la validación de los estudios eléctricos obtenidos de las predicciones del programa de simulación y más precisamente, la validación del modelo de la red eléctrica empleado.

Esto puede contribuir a optimizar el funcionamiento del automatismo permitiendo identificar el despacho de maquinas en función su comportamiento para el estado de carga esperado.

Por otro lado si se realiza el registro de un instante previo a la perturbación se podrían conocer aspectos tales como las diferentes respuestas a posibles solicitudes bruscas de las máquinas en función de su estado de carga previa o podríamos también hallar que la culminación en falla de una determinada línea es el desenlace de una lenta y sostenida sobreintensidad u otra anomalía.

Algunas de estas situaciones observadas en los seguimientos de variables analógicas realizadas por el SCADA de otros automatismos realizados por Distrocuyo^{S.A.}.

2.6.1 La oscilografia en el sistema DAG SUR

Como consecuencia de la utilidad comprobada de los registros analógicos de variables eléctricas capturadas por el SCADA asociado a otros automatismos realizados por Distrocuyo S.A., se incluyó en el proyecto DAG SUR la osciloperturbografia como una función propia de los controladores.

El criterio de alojar la función de graficacion dentro de los controladores se basó en la imposibilidad de obtener una resolución aceptable a partir de los trendings del sistema SCADA local debido a las limitaciones en la velocidad de adquisición impuestas por la red de datos empleada.

Anteriores experiencias demostraron que resoluciones temporales más altas que 1 segundo pueden revelar comportamientos atípicos de la potencia entregada por un generador o la tensión de barras de una Subestación o central de generación especialmente en el caso de maquinas térmicas.

2.6.2. Principales características.

- ✍ El sistema realiza oscilografias ante perturbaciones con una resolución de 200 milisegundos y un tiempo de duración de hasta 30 segundos.
- ✍ En algunos controladores se registran hasta 6 variables simultáneamente
- ✍ Las variables a registrar y el trigger de captura pueden ser modificadas mediante una simple programación.
- ✍ Es posible modificar el tiempo capturado pre y pos trigger ubicando al mismo en diferentes posiciones del buffer de captura por simple programación.
- ✍ Es posible aumentar o disminuir la frecuencia de muestreo para cambiar la resolución por simple programación.
- ✍ Todos los registro oscilograficos contenidos en memoria son rápidamente salvados en archivos de perturbaciones clasificados por numero de orden y fecha en un medio de almacenamiento

masivo propio del controlador constituido por una memoria flash-card de 16 Mbytes expandible a 32 Mbytes.

- ✍ Desde el SCADA DAG mediante una simple transferencia de archivo las perturbaciones son recuperadas y procesadas para su presentación.

3. CONCLUSIONES

Sistemas de este tipo permiten mantener la seguridad de las redes de transporte permitiendo transmitir el máximo de potencia admisible sin el agregado de líneas.

Los FACTS (Flexible Alternate Current Transmission Systems) en general permiten entonces obtener una solución de compromiso con una confiabilidad aceptable y bajo costo, dilatando en el tiempo las inversiones necesarias para la construcción de nuevos vínculos del transporte.

El compromiso reside en que se acepta la complejidad del mecanismo la cual es importante y el hecho de que la operación y el mantenimiento del sistema de transporte con este tipo de sistemas se vean modificados .

En el caso de la DAG SUR presentada en este trabajo el mecanismo permite operar el SIC en los límites térmicos ahorrando la construcción de una línea 220 kV de 250 km

Sin embargo se debe reconocer que estos sistemas no reemplazan la seguridad y confiabilidad de un sistema de transporte mallado.

