

**CE -C2****“SCADA - EXPERIENCIA EN LA UTILIZACION DEL INFORME DE ALARMA DE FALLAS A TIERRA Y FASE DE LAS RTU DE POSTE EN EL DESPEJE DE AVERIAS COMO APOYO DE LA OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCION. ANDE - PARAGUAY”**Ing. Neri Chaparro ANDE [neri\\_chaparro@ande.gov.py](mailto:neri_chaparro@ande.gov.py)Ing. Ricardo Alonso ANDE [ricardo\\_alonso@ande.gov.py](mailto:ricardo_alonso@ande.gov.py)**Resumen**

Este trabajo presenta los avances en la operación de las redes de distribución del Sistema Metropolitano, dentro del área de cobertura del Departamento de Operación de Redes de Distribución (DOM/OD), luego de la instalación y operación a distancia de las RTU (Remote Terminal Unit) en dichas redes.

Utilizando la herramienta de detección de falla, en el cuadro de alarmas de las RTU, la misma señala un defecto de fase aguas abajo del circuito en el sentido del flujo de la falla si la magnitud de corriente sobrepasa un determinado umbral programable. Esta alarma permite determinar el sector del circuito donde es probable se encuentre la falla.

Se presentan algunos casos particulares en los que se compara la anterior metodología de operación y la actual, dando énfasis a la detección y aislación de la falla y el restablecimiento del servicio.

**Palabras Claves****RTU:** Remote Terminal Unit**DMD:** Diagrama Mímico Digital**DEP:** Duración Equivalente de interrupciones por Potencia**FEP:** Frecuencia Equivalente de interrupciones por Potencia**PENF:** Pérdidas por Energía No Facturada**CCD:** Centro de Control de Distribución**SCADA:** Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos**1. Arquitectura del SCADA y Sistema de Comunicación**

El sistema se compone de RTU de postes, RTU de Subestaciones/Estaciones, una RTU Maestra y una RTU Lógica. El enlace entre cada una de estas unidades se realiza de acuerdo a lo que se observa en la figura 1.1.

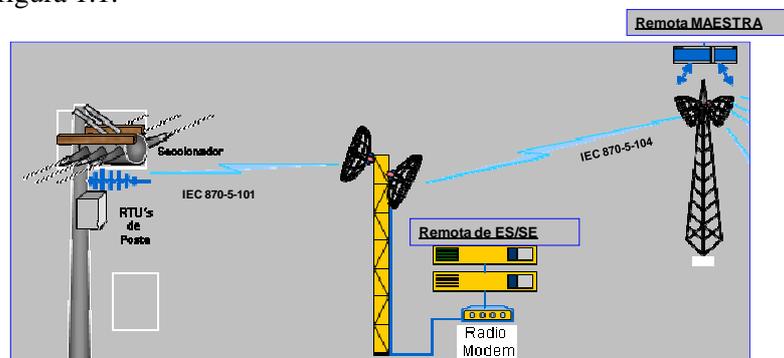


FIG 1.1

El Centro de Control está basado en un SCADA de arquitectura abierta y distribuida denominado OASyS 6.3.

El sistema informático ha sido configurado en un ambiente de procesamiento distribuido, basándose en una red doble de área local (LAN) tipo Ethernet, consistente en la conexión de

Ing. Ricardo Alonso [ricardo\\_alonso@ande.gov.py](mailto:ricardo_alonso@ande.gov.py)

diversos nodos con funciones específicas, e integrando en su conjunto la plataforma de adquisición de datos, supervisión y control en tiempo real del SCADA OASyS.

### 1.1 Arquitectura Hardware

El sistema SCADA objeto de este documento se soporta sobre la siguiente arquitectura hardware:

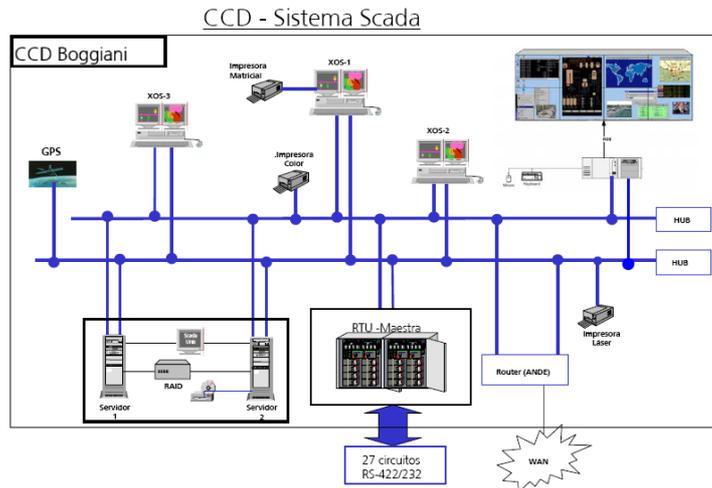


FIG 1.2

El sistema de control se basa en un equipamiento de servidores, redes y RTU Maestra en configuración dual o redundante, de forma que, en general, tanto el hardware como el software estén duplicados.

### 1.2 Software

La plataforma OASyS 6.3 es un sistema completo SCADA en tiempo real que ofrece una verdadera Interface Gráfica de Usuario (GUI), un Sistema de Manejo de Base de Datos Relacionales (RDBMS) completamente integrado y una integración abierta con aplicaciones software de terceros.

Como su nombre implica, OASyS contiene el concepto de Sistema de Arquitectura Abierta (Open Architecture SyStem) del tipo servidor/cliente basado en Servidor UNIX/clientes Windows.

El sistema OASyS se basa fundamentalmente en una filosofía de transacciones cliente/servidor, la cual se aplica a todas las interacciones entre los distintos bloques del sistema. Esta filosofía se refleja en los tres subsistemas independientes de OASyS:

Núcleo SCADA CMX: base de datos de tiempo real.

Núcleo XIS: Base de datos históricos.

XOS: Interface gráfica de usuario (puesto de operación)

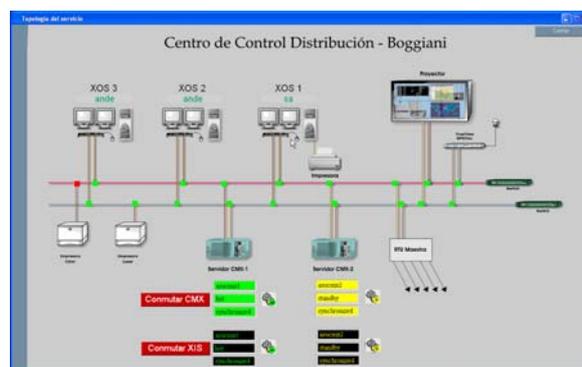


FIG 1.3 Topología del Sistema

## 2. Detección de fallas

En esta sección se detallan las características de los informes y alarmas, funcionalidad de las RTU con respecto a la determinación de una falla.

### 2.1 Composición de la RTU

Este elemento incluye los siguientes módulos:

Baterías y sus cargadores

Una CPU principal que incluye el interface para la motorización del interruptor y un panel frontal con leds y botones

Un módulo de detección de falla

Un módulo de comunicación que engloba el protocolo de comunicación elegido

Un módem apropiado (radio)

#### 2.1.1 Función detección de faltas

Los seccionadores bajo carga aéreos con telemando incorporan la función detección de faltas mediante:

3 transformadores de intensidad instalados al nivel de la desconexión [fig. 2.1]

Un detector de faltas instalado en el armario de telemando que posee las siguientes características:

Detección de faltas homopolares y polifásicas

Señalización local y a distancia de la presencia de faltas

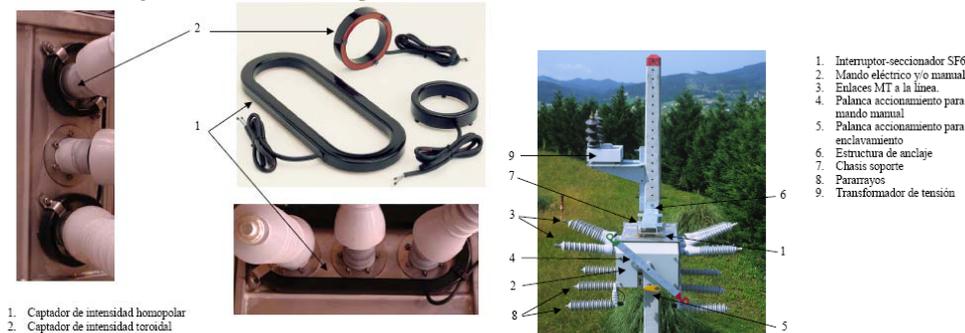


FIG 2.1

#### 2.1.1.1 Transformadores de intensidad

Estos transformadores estarán instalados en los pasetaapas del seccionador bajo carga y poseen una relación de transformación de 500/1.

#### 2.1.1.2 Detección de faltas

La detección de faltas se efectúa a través del módulo detector de corriente de defecto, instalado en el armario de telemando, a partir de las indicaciones que reciben de los transformadores de intensidad. El detector de faltas debe ser capaz de adaptarse fácilmente a las condiciones de funcionamiento y a los ajustes existentes a nivel de los disyuntores de la red de alimentación. Puede detectar los defectos de tipo homopolares y de tipo polifásicos en las zonas siguientes:

Defectos homopolares: umbral ajustable entre 2 A y 160 A

Defectos de fases: umbral ajustable entre 100 A y 750 A

Duración mínima de captación del defecto: umbral ajustable entre 50 ms y 500 ms

Puesta a cero automática una vez detectado el fallo: configurable entre 20s y 4mm

Para este estudio el ajuste de las mismas corresponde al 80% del valor de corriente de pick up del rele de protección del interruptor de cabecera y el tiempo de captación del fallo corresponde a 50ms. El ajuste puede ser objeto de estudio y modificación, pero no se trata en este trabajo.

2.2 Automatismo de apertura en el cero de tensión, del ciclo de reenganche del disyuntor de cabecera.

El automatismo se configura para abrir el interruptor después de uno, dos, tres o cuatro defectos. Para ser tenido en cuenta el defecto, éste debe durar un mínimo de 50 ms.

2.3 Alarma de detección de falla.

La información de las alarmas de falla se presentan como

Defecto de fase

Defecto a tierra

Ambas alarmas son visibles en el pie de alarmas del SCADA. Además esta información puede ser desplegada y visualizada en el DMD. [FIG 2.3.1]

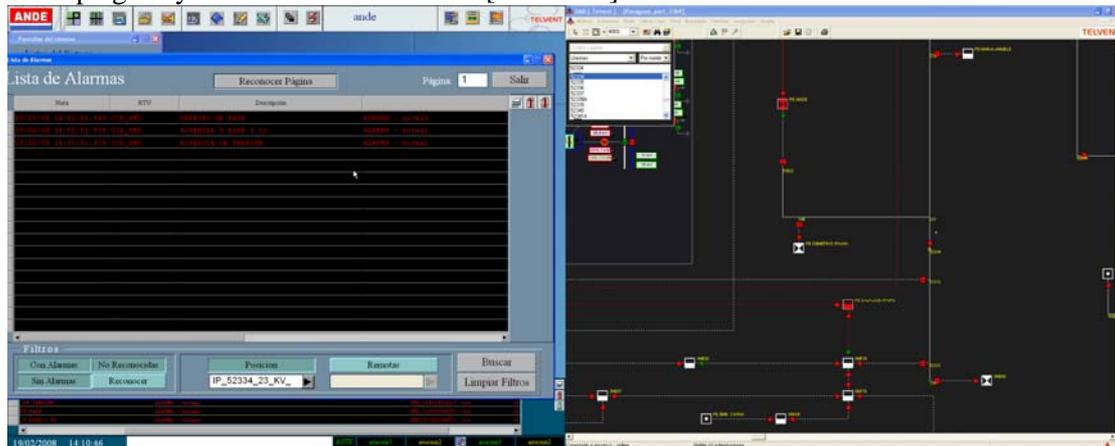


FIG 2.3.1

3. Metodología para la operación mediante informe de fallas.

Esta sección explica la evolución del concepto de detección, aislamiento de fallas y la reposición del circuito haciendo un contraste con la operación tradicional en nuestro sistema de distribución. Además, se expone sobre la posibilidad de utilizar VIT Self-Feeder Automation System, en la detección y aislamiento de fallas.

3.1 Metodología sin la existencia de las RTU. Operación tradicional.

La metodología clásica de operación en distribución se basa en los reclamos de los usuarios para la detección de la falla, actualmente recepcionada vía telefónica en el Call Center de ANDE y registrado en el sistema informático llamado SAR (Sistema de Atención de Reclamos).

El fuera de servicio del alimentador es comunicado por la Estación ó Subestación afectada, Despacho de Carga Nacional (DCN) o el Centro de Operaciones Regional Metropolitana (CORM).



Nombre	Nombre	Sección	Zona	Alerta	CA	Estado	Problema	CA	Tip
5001-07	ARINHA	TRE ALCOPIA 2115 y ZORRELLA DE SAN RAMON	4	01	01	A	0	0	0
5001-07	LEON BLINA	TRE MORENO 181 y CI FERNANDEZ DE ALBA	4	18	01	A	0	0	0
5001-07	SANTACRUZ NENA	ITA VIVATE 1888 y CI FELIX BOGADO	1	08	01	A	0	0	0
5001-07	BETHUNEZ	SAN FRANCISCO y ESQ CONCORDIA	4	22	01	A	0	0	0
5001-07	SOMER	AV 21 DE SETIEMBRE y PROF ALONSO	6	22	01	A	0	0	0
5001-07	GOMEZ	AVLA MIRANDA QUETO 112 y CI FERRO	6	08	01	A	0	0	0
5001-07	SOTO	AVANSA 1128 y VIALI y VIALI	7	08	01	A	0	0	0
5001-07	MAGANA	IRVINGE 1842 y CI GARCERAN	5	14	01	A	0	0	0
5001-07	PIÑA, MA. ESTER	PARAGUAYO INDEPENDENTE y CASO GOLD	1	12	01	A	0	0	0
5001-07	MEDINA OLBERTO	BENITO JUAREZ 474 y BOQUERON	9	08	01	A	0	0	0
5001-07	GARCIA	PAISSE GARCIDO 984 y CI FERRO	3	08	01	A	0	0	0
5001-07	WOTEL ALPINE	AVILA 881 y URUBI DIAZ	1	13	01	A	0	0	0
5001-07	GOMEZ	IRVINGE ORDONNEZBEL CHACO 887 y LUIS	2	04	01	A	0	0	0
5001-07	ACOSTA ANASTASIO	MANA 4751 y CI MANA 4751	3	04	01	A	0	0	0
5001-07	RADIO CHACO BOREAL	BOQUERON y CI MUSCOSO DEL CHACO	6	01	01	A	0	0	0
5001-07	ORTIZ CATALINA	ABRAHAM LINCOLN 171 y DOMINGO SAUVO	6	24	01	A	0	0	0
5001-07	ARANDA JUANNA	TRE APANADA ESPINOLA y ESQ ARTIGAS	4	23	01	A	0	0	0
5001-07	RODRIGUEZ FRANCISCO	3128 y PARANAY	1	24	01	A	0	0	0
5001-07	VILLARREAL CONDEPORN	RD. RIVERA 3465 y CASO ELVANGIO DIAZ	1	01	01	A	0	0	0
5001-07	ALONSO ALBERTO	AVILA 881 y URUBI DIAZ	1	13	01	A	0	0	0

FIG 3.1.1



FIG 3.1.2

La pantalla de reclamos del SAR se observa en la FIG 3.1.1. A la vista de esta pantalla el Coordinador de Turno del Centro de Control Metropolitano identifica reclamos relevantes que podrían ser causantes del fuera de servicio: reclamo por explosión, cables sueltos, etc.

Una vez identificado el o los reclamos, su ubicación con la ayuda del archivo dwg [FIG 3.1.2] es comunicada al móvil de operadores que es convocado por el Coordinador de Turno para la evaluación de la posible avería y aislar así la falla con la apertura de un elemento de corte del circuito.

Posterior a la apertura del circuito se solicita a la Estación ó Subestación afectada, Despacho de Carga Nacional (DCN) o el Centro de Operaciones Regional Metropolitana (CORM) la normalización del interruptor de cabecera abierto. Si la normalización es exitosa se procede al recorrido de la red aguas abajo del elemento de corte abierto en busca de la avería. En caso contrario se procede a recorrer la red aguas arriba del elemento abierto y hacia el interruptor de cabecera, buscando la avería.

En el caso de no registrarse reclamo alguno por parte de los usuarios, el Coordinador de Turno aguarda unos 20 minutos antes de la energización de la red mediante el cierre del interruptor de cabecera abierto. De nuevo puede presentarse dos escenarios: la normalización del circuito o una nueva actuación de las protecciones quedando el interruptor de cabecera abierto. En estas condiciones el Coordinador de Turno procede a seccionar el alimentador y a realizar la prueba nuevamente, con lo que se establece el procedimiento anterior.

En cualquiera de los casos, la restitución parcial demora el tiempo que lleve al móvil en llegar al elemento de maniobra o de corte del circuito.

En promedio tenemos los siguientes tiempos de arribo del móvil a los elementos de corte [caso de estudio]

ESTACION / SUBESTACION	TIEMPO PROMEDIO PARA LLEGAR AL ELEMENTO DE MANIOBRA (min.)
SE-VAU	20
SE-BPA	25
SE-TBO	25
ES-LAM	30
ES-PBO	30

### 3.2 Metodología actual

El uso del SCADA permite visualizar el tramo del alimentador en el cual posiblemente se encuentra la falla. El procedimiento tiene su inicio en la recepción del informe de falla en el pie de alarmas donde se indica el tipo de falla (falta de fase o falta a tierra) [fig. 2.3.1]

Posteriormente se identifica el circuito del mismo para verificar si no existen otras llaves RTU's con indicación de falla en cascada. En general, la falla se encontrara aguas abajo de la última RTU con alarma de falla. Se procede a abrir este interruptor a distancia para aislar la posible falla.

Posterior a esto se solicita a la Estación ó Subestación afectada, Despacho de Carga Nacional (DCN) o el Centro de Operaciones Regional Metropolitana (CORM) una orden de cierre del interruptor de cabecera.

A continuación se observa si existen reclamos de la zona que aun sigue sin suministro. Caso no exista, se espera un tiempo prudencial, normalmente 20 minutos, para el cierre de la RTU abierta. De nuevo, puede presentarse que con esta maniobra las protecciones operen el interruptor de cabecera. Si esto ocurre, se deja abierto la RTU cerrada y se procede al recorrido de la red aguas abajo del mismo.

### 3.3 Metodología mediante automatismo [VIT Self-Feeder Automation System].

Esta aplicación está sujeta a la coordinación con el rele de recierre del 52 de cabecera. Actualmente no es utilizada pero esta aplicación está disponible para su utilización previa configuración en el terreno de las RTU.

#### 3.3.1 Resumen del funcionamiento.

La función seccionizador CORRIENTE – VOLTAJE – TIEMPO se resume en la apertura automática del “seccionador bajo carga”, únicamente en el momento de producirse una secuencia de fallas en la red, aislando exclusivamente el tramo de red afectado por una falla. En coordinación con el interruptor automático de cabecera, reconectores o reclosers, el seccionizador será capaz de discriminar entre fallas transitorias y permanentes ocurridas en el tramo donde está instalado, aislándolo automáticamente sólo si se trata de un defecto permanente. Fig. 3.3.1

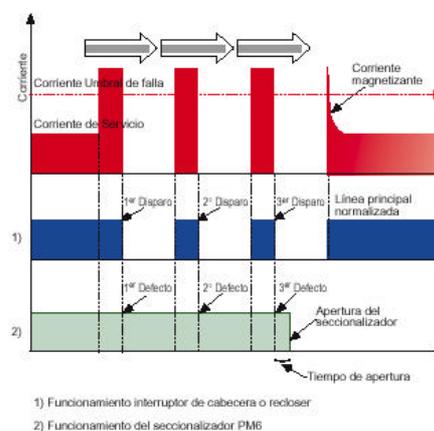


Fig. 3.3.1

La apertura automática del seccionizador se producirá cuando el equipo haya detectado de 1 a 4 corrientes de defecto (cantidad programable por el usuario, correspondiente a los recierres del reconector) y se cumplan las siguientes condiciones:

- El seccionizador detecte un cero de tensión.
- El seccionizador esté en posición cerrado.
- El tiempo del automatismo no haya expirado.

#### 4. Resultados obtenidos.

##### 4.1 Indicadores FEP DEP.

###### 4.1.1 Metodología de comparación.

Se consideran registros históricos del FEP y del DEP además de la implementación de las líneas protegidas que puede tener influencia en la comparación de indicadores. En relación al FEP, la implementación del sistema ayudará a una disminución del número de fuera de servicio de alimentadores, con un mejor control de los posibles trechos con averías. Este indicador es un indicador del nivel de mantenimiento de la red, excepto aquellos casos de operación indebida o configuración inadecuada de la red, como ejemplo, la sobrecarga de alimentadores.

Luego se comparan eventos en determinados periodos de tiempo con una hipotética situación sin automatización, teniendo en cuenta el promedio de tiempo que utiliza un móvil en llegar al elemento de maniobra.

###### 4.1.2 Resultados

###### 4.1.2.1 FEP y DEP histórico.

Se observa la evolución de estos indicadores entre el 2006 y septiembre del 2008 [Fig. 4.1.2]. Se observan importantes diferencias con respecto al año actual.

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
1, 2 y 3 de Octubre de 2008

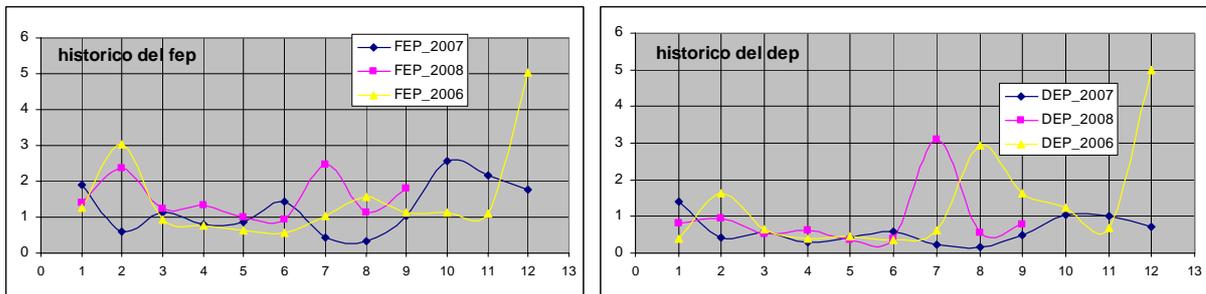


Fig. 4.1.2

Se propone una comparación de tiempos de restitución del servicio, entre la situación en la que no existe automatización (teniendo en cuenta datos extraídos del libro diario de operaciones del CCM) y otra en base a la metodología actual. Mediante esta comparación se observa el beneficio obtenido mediante la automatización.

4.1.2.2 Comparación sobre registros del DEP.

Se consideraron 3 Subestaciones y 2 Estaciones y su área de influencia en el periodo de tiempo comprendido entre Mayo y Julio del presente año. Una peculiar situación se observa en el mes de julio, con la ocurrencia de un gran evento con condiciones climáticas adversas que afecto de sobremanera el servicio. Se puede observar en la fig. 4.1.2.2 la diferencia obtenida entre la operación tradicional y la automatizada.

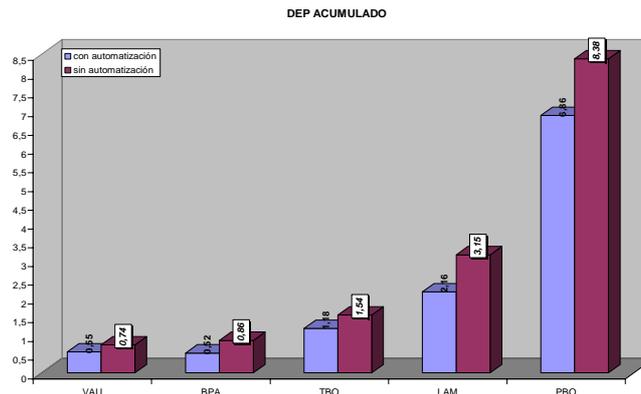


fig. 4.1.2.2

En la tabla a continuación se puede apreciar la comparativa del DEP mes a mes en el periodo comprendido.

TABLA 4.1.2.2

MES	DEP / SISTEMA AUTOMATIZADO				
	VAU	BPA	TBO	LAM	PBO
ABRIL	0,00	0,14	0,60	0,89	0,47
MAYO	0,00	0,02	0,23	0,52	0,12
JUNIO	0,41	0,03	0,19	0,23	0,23
JULIO	0,15	0,34	0,17	0,52	6,04
MES	DEP / SISTEMA SIN RTU				
	VAU	BPA	TBO	LAM	PBO
ABRIL	0,00	0,14	0,80	1,18	0,90
MAYO	0,00	0,02	0,26	0,73	0,21
JUNIO	0,54	0,13	0,24	0,38	0,39
JULIO	0,20	0,57	0,24	0,86	6,88

4.1.3 PENF.

Cuantificando las Perdidas por Energía no Facturada entre una y otra situación [Fig. 4.1.3] se puede visualizar la ventaja económica que trae la automatización de la operación del sistema de distribución de ANDE.

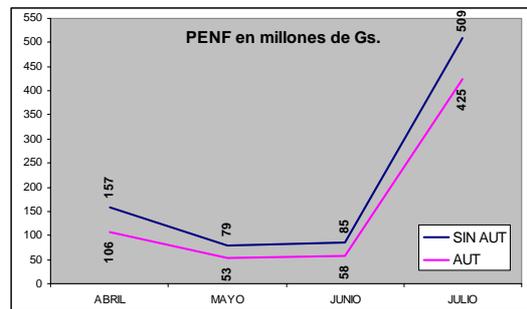


Fig. 4.1.3

### 5. Conclusiones.

Aún cuando el proyecto no está implementado en su totalidad, las ventajas obtenidas con la operación automatizada de las maniobras en líneas de distribución de ANDE son notorias, teniendo en cuenta la duración de las interrupciones y el aspecto económico, con la disminución de las pérdidas económicas por energía no facturada, que trae aparejado este hecho. El control a distancia de los parámetros eléctricos de las redes proporciona una herramienta muy útil para la identificación prematura de posibles sobrecargas y fluctuaciones de tensión de las mismas.

### 6. Bibliografía.

- [1] Manual de Usuario de Administración del Sistema DMD. TELVEN 2005.
- [2] Manual de Mantenimiento del OASYS. TELVEN 2005.
- [3] Manual de Usuario de Operación del Sistema SCADA. TELVEN 2005.
- [4] Confiabilidad Aplicada a Sistemas de Potencia Eléctrica C. Celso de B. Camargo. 1981
- [5] Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de Ingeniería. Santiago de Chile 1994.

### 7. Ecuaciones

$$FEP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i)}{P_t} \quad DEP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \times t_i)}{P_t}$$

$P_i$ = Suma de la potencia en kVA de los transformadores de distribución afectadas por la interrupción "i".

$P_t$ = Potencia total instalada en el alimentador, centro de distribución o sistema según sea el caso de estudio.

$n$ = Número total de interrupciones durante el periodo considerado.

$t_i$ = Tiempo de duración de la interrupción "i" en horas, que afecta a la potencia  $P_i$ .

$$PENF = \sum_{i=1}^{i=n} [(S_i \times t_i) \times FP_j \times FU_j] \times C_e \times (1-PT) \times k_F$$

$S_i$  = Suma de la potencia en kVA de los transformadores de distribución afectados por la interrupción "i" de duración "ti".

$t_i$  = Tiempo de duración de la interrupción "i" en horas, que afecta a la potencia  $S_i$ .

$FP_j$  Factor de potencia medio del alimentador primario "j" afectado por la interrupción "i".

$FU_j$  Factor de utilización medio del alimentador primario "j" afectado por la interrupción "i".

$C_e = 314$  Costo de la energía por cada kWh, en Gs/kWh.

(1-PT) Constante de pérdidas técnicas en los transformadores instalados en el sistema de distribución.

$k_F = 2$  Constante financiera de pérdidas de la energía no facturada, por inversiones realizadas en infraestructura de generación, transmisión y distribución.



Comite Nacional Paraguay



Unión de Ingenieros de ANDE

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
1, 2 y 3 de Octubre de 2008

---