

## **ANEXO 30**

# **PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**

## Plan de Reposición Corto Plazo

A continuación presentamos una tabla que resume los proyectos contemplados dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo:

PROYECTO:           **REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II**

SUBPROYECTO:   **CAMBIO DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA DE LAS LINEAS CON LONGITUD IGUAL O MENOR A 60 KM.**

### **ANTECEDENTES:**

Las Líneas de Transmisión de la Red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos (2) esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Este esquema de protección viene desde la década del 70, cuando inicia el sistema interconectado a nivel nacional con la instalación de grandes plantas de generación ubicadas lejos del centro de carga. En aquella época y hasta unos pocos años atrás, los esquemas de distancia eran la selección más frecuente por su velocidad de operación, su característica direccional y por el buen desempeño de los equipos, sólo estaba restringido, para el uso en líneas cortas.

Con el avance en la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, el uso de protección diferencial de línea fue tomando vigencia. Esta es una protección unitaria que utiliza el principio de comparación direccional y viene a complementar la protección de distancia.

A raíz del evento **325**, ocurrido el día **27 de noviembre de 2005** en el que explotó el Transformador de Voltaje que alimentaba la Fase C de las protecciones de distancia asociadas al extremo de la Línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, y a consecuencia de esto, se bloquearon las protecciones de distancia por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, lo que ocasionó la partición del SIN y un consecuente apagón nacional. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en la resolución **AN No. 036-Elec.**, del **1 de junio de 2006**, ordenó a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección en la cual se revise el sistema redundante con distintas configuraciones operativas.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone *"realizar mejoras en los esquemas de protección de distancia primaria de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica dedicada, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km."*

### **OBJETIVO GENERAL:**

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA para cumplir con la resolución AN No. 036-Elec., emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá.

**OBJETIVOS ESPECIFICOS:**

- Mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, asociados a las líneas de transmisión de 115 y 230 kV.
- Contar con equipos de tecnología de punta para aprovechar los recursos disponibles con el fin de mejorar la operación del sistema.

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:**

El problema se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Los relevadores existentes (Relevadores de distancia Optimhos) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:
  - **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores Optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Estos equipos se han quedado atrás debido a los avances tecnológicos. El principal cambio es la incorporación de los microprocesadores en la construcción de los nuevos relevadores. Una de las principales ventajas de esta nueva tecnología es la disminución en los costos de mantenimiento y la obtención de mayor información para el análisis de eventos, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección.
  - **Disminución de la Confiabilidad del Equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer a los criterios de confiabilidad. Esto permite que el equipo tenga un buen desempeño de operación cuando es requerido. Los relevadores de distancia **Optimho** han presentado problemas de mala operación para fallas, con corrientes altas de tierra, localizadas en la dirección reversa. Esta falla se presenta debido a las limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.
2. El uso de dos (2) principios de medición diferentes para las protecciones de las líneas de transmisión. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea, ya que el relé diferencial de corriente es inmune a bloqueo por pérdida de señales de voltaje, a fallas de alta impedancia, a problemas de fuente débil, y a problemas relacionados con sobre o bajo alcance debido al acoplamiento mutuo en circuitos paralelos. Podemos disminuir las consecuencias de la no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento **325 del 27 de noviembre de 2005**, que ocasionó un apagón nacional. Lo que provocó problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.

**Instalación de Fibra Óptica:** El cambio de filosofía de protección requiere que ETESA, realice inversiones en facilidades de enlace de fibra óptica para comunicación entre los relevadores diferenciales de ambos extremos de línea de transmisión a ser protegida, esto contempla el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW por un total de 131.8 kilómetros.

El proyecto se ejecutará en dos (2) etapas, con una duración de cuatro (4) años (2007,2008, 2009, 2010).

**El enlace uno (Etapa 1)**, integrará las subestaciones CHI, CEPESA y PDS para un total de 17.9 Km. de OPGW, el mismo estará incluido dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo.

**El enlace dos (Etapa 2)**, integrará las subestaciones MDN, CAL, FOR, PROG y CHO con una longitud total de 94.9 Km. y el enlace tres (3) integrará las subestaciones PMA II, COP y PAC con una longitud total de 19.0 Km. de Cable OPGW. Estos dos últimos enlaces estarán incluidos en el Plan de Reposición de Largo Plazo.

La inversión total relacionada con los enlaces de fibra, para los relevadores diferenciales de línea asciende a **B/.1,374,367.50**.

#### **JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA – ETAPA 2:**

- 1. Fin del Periodo de Vida Útil:** En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fábrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.
- 2. No instalación de Equipos:** De no reemplazar los relevadores de Distancia OPTIMHO, y no mejorar la confiabilidad de los esquemas de protección de las líneas menores de 60 Km., con facilidades de fibra óptica, la empresa se correría el riesgo de tener que pagar penalizaciones económicas por una mala operación de estos equipos, además de pagos de energía desplazada u obligada. Como en los casos de los eventos 57 (11.nov.04), y 325 (27.nov.05), respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.
- 3. Costo total de la Inversión Largo plazo. B/.1,478,731.49**

#### **PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO:**

## MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	<b>Costos Base</b>				
1	Relevadores Diferenciales de Lineas	13	130,000.00	67,000.00	197,000.00
2	Tarjetas de Comunicación Optica	5	25,000.00	1,500.00	26,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control (10500 pies)				
	Conectores (4400)				
	Etiquetas				
	Borneras				
		<b>Subtotal Base</b>	<b>166,764.00</b>	<b>68,500.00</b>	<b>235,264.00</b>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<b><u>11,763.20</u></b>
	<b>Costos Indirectos</b>				
	Diseño (3%)				7,057.92
	Ingeniería (4%)				9,410.56
	Inspección (3%)				7,057.92
	Administración (4%)				9,410.56
		<b>Subtotal Indirectos</b>			<b><u>32,936.96</u></b>
	<b>Total (B/.)</b>				<b><u>279,964.16</u></b>

## MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	<b>Costos Base</b>				
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	110.5 Kms	650,372.00	243,100.00	893,472.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	3.2 Kms	91,714.92	22,180.58	113,895.50
		<b>Subtotal Base</b>	<b>742,086.92</b>	<b>265,280.58</b>	<b><u>1,007,367.50</u></b>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<b><u>50,368.38</u></b>
	<b>Costos Indirectos</b>				
	Diseño (3%)				30,221.03
	Ingeniería (4%)				40,294.70
	Inspección (3%)				30,221.03
	Administración (4%)				40,294.70
		<b>Subtotal Indirectos</b>			<b><u>141,031.45</u></b>
	<b>Total (B/.)</b>				<b><u>1,198,767.33</u></b>

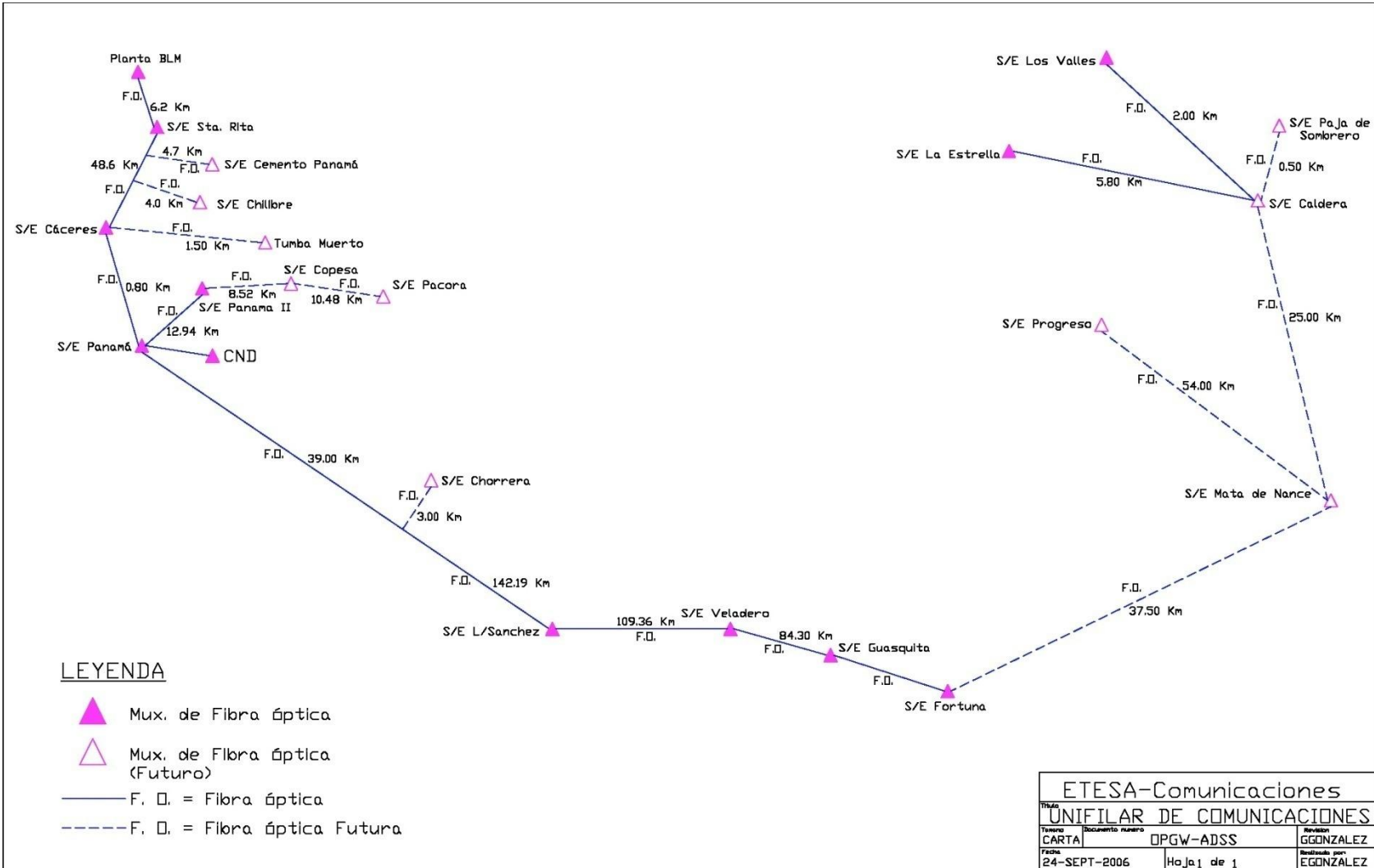
## Programa de Trabajo:

Id	Nombre de tarea	Duración	2007				2008				2009				2010						
			tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3		
1	<b>ETAPA 2: Enlace de Fibra Óptica</b>	<b>735 días</b>																			
2	Estudio de Integración	90 días																			
3	Invitación a Proponentes	2 días																			
4	Acto de Presentación de los Proponentes	27 días																			
5	Confección Final del Pliego de Cargos	20 días																			
6	Concurso de Precio	30 días																			
7	Evaluación de las Propuestas	20 días																			
8	Confección de Contrato	20 días																			
9	Refrendo de Contraloría	60 días																			
10	Orden de Proceder	10 días																			
11	<b>ENLACE 2: MDN, CAL, FOR, PROG Y CHO (94.9 Kms)</b>	<b>280 días</b>																			
15	<b>ENLACE 3: PMÁ 2, COP y PAC (19.0 Kms)</b>	<b>145 días</b>																			
19																					
20	<b>REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA</b>	<b>453.13 días</b>																			
21	TAREAS ADMINISTRATIVAS PARA SUMINISTRO DE RELÉS DIFERENCIAI	118 días																			
28	REEMPLAZO DE 21PP 230-1B	23 días																			
36	REEMPLAZO DE 21PP 230-3A	13 días																			
43	REEMPLAZO DE 21PP 230-3B	13 días																			
50	REEMPLAZO DE 21PP 230-7	13 días																			
57	REEMPLAZO DE 21PP 230-8	13 días																			
64	REEMPLAZO DE 21PS 230-9	13 días																			
71	REEMPLAZO DE 21PP 115-15	6 días																			
76	REEMPLAZO DE 21PP 115-16	6 días																			
81																					
82																					
83																					
84																					

## Flujo de Desembolso:

ETAPAS	2007		2008		2009			TOTAL
	ENE	MAY	JUN	OCT	ENE	JUN	OCT	
<b>Suministro</b>			794,990.92			113,860.00		908,850.92
<b>Diseño</b>	30,221.03			2,000.00	5,057.92			37,278.95
<b>Ingeniería</b>		40,294.70		3,000.00	6,410.56			49,705.26
<b>Instalación</b>				231,980.58	60,000.00		41,800.00	333,780.58
<b>Inspección</b>				20,671.73	5,057.92		11,549.30	37,278.95
<b>Administración</b>	15,399.00		18,899.00		5,910.56	9,496.70		49,705.26
<b>Contingencia</b>				25,129.60	5,881.60		31,120.38	62,131.58
<b>Total</b>	45,620.03	40,294.70	813,889.92	282,781.91	88,318.56	123,356.70	84,469.68	1,478,731.50

## Ilustración 1- Unifilar de enlaces de Fibra Óptica





## REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230 Y 115 KV

### ANTECEDENTES

Los transformadores de potencial de 230/115 kV que forman parte del Sistema Interconectado Nacional han estado en servicio por más de 28 años, por lo cual han superado su expectativa vida; dado esta situación, y a fin de garantizar la confiabilidad y disponibilidad de nuestro servicio de transmisión de energía es necesario el reemplazo de estos equipos.

### OBJETIVO GENERAL

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión de energía de ETESA, mediante el óptimo funcionamiento de los equipos de potencia que conforman el sistema principal de transmisión.

### OBJETIVOS ESPECIFICOS

Reemplazo de los transformadores de potencial de 230/115 kV que estén por encima de los 25 años de servicio. En la tabla que se muestra a continuación se muestran los equipos que deben ser reemplazados:

<u>Subestaciones</u>	<u>Transformadores de Potencial</u>					
	230 kV		Año	115 kV		Año
<b>Panamá</b>	Magrini Galileo	6	1978			
<b>Cáceres</b>				General Electric	3	1975
<b>Llano Sánchez</b>	Magrini Galileo	14	1978	Magrini Galileo	9	1978
<b>Mata de Nance</b>	Magrini Galileo	5	1978	Magrini Galileo	12	1978
<b>Progreso</b>	Nuova Magrini Galileo	5	1982	Magrini Galileo	3	1978
	<b>TOTAL</b>	<b>30</b>			<b>27</b>	

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

A fin de salvaguardar la integridad de nuestro Sistema Interconectado Nacional, se requiere el reemplazo de todos los Transformadores de Potencial tanto de 230 como 115 kV, que superen los 20 años.

Esta situación responde a nuestra experiencia del año pasado , en donde el día 27 de noviembre de 2005 se tuvo un evento que ocasiono un apagón nacional producto de

la explosión de un Transformador de Potencial de 230 kV asociado a la línea 230–4B. La mayoría de los Transformadores de Potencial instalados a nivel nacional cuyo fabricante es Magrini Galileo tienen el mismo año de fabricación (1978), para obtener mayor conocimiento de lo ocurrido se realizaron las consultas con fábrica, en donde se manifestó que equipos con más de 20 años tienen una alta posibilidad de falla, ya que el dieléctrico sufre de un envejecimiento natural.

En base a lo antes expuesto, para aseguramos que no se volverá repetir la situación presentada el 27 de noviembre de 2005, en donde quedaron afectados 653,000 clientes y en donde hubo una energía no servida de 900.00, se requiere el reemplazo gradual de los transformadores de potencial de 230/115 kV.

▪ **Datos Técnicas:**

Todos los transformadores de potencial tanto capacitivos como inductivos deberán cumplir con los requerimientos de la edición más reciente de las normas ANSI C57.13 ó IEC 186.

	Capacitivo		Inductivo
Voltaje Nominal del Sistema (L – L, kV)	230	115	115
Voltaje Nominal del Sistema (L – G, kV)	132.79	66.4	66.4
Nivel básico de aislamiento, kV	1050	550	550
Frecuencia de operación, Hz	60	60	60
Prueba de Voltaje de Resistencia a la frecuencia del sistema:			
En seco, 1 minuto, kV	525	265	265
En húmedo, 10 segundos, kV	460	230	230
Capacitancia en microfaradios, MFD	0.003	0.006	–
Cantidad de bobinas secundarias	2	2	2
Relación de transformación para cada secundario	1200/2000:1	577/1000:1	577/1000:1
Voltaje secundario, V	115/69.0	115/66.4	115/66.4
Clase de exactitud (M, W, X, Y, Z, ZZ)	0.6	0.3	0.3
Aceite Dieléctrico	Última revisión de la norma ANSI/IEEE C57.106 ó IEC 296, Sin PCB		

## JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

- **Expectativa de Vida:** los transformadores de potencial a reemplazar tienen una expectativa de vida promedio de 15 años, y los mismos han superado dicho periodo, ya que han estado en servicio por más de 20 años.
- **No Realizar la Inversión:** el no realizar este reemplazo podría provocar grandes problemas que repercutiría en la estabilidad y confiabilidad del SIN, ya que la falla de estos equipos pueden provocar desconexiones a clientes, trayendo como consecuencia penalizaciones económicas por energía no servida y el pago en concepto de generación obligada y desplazada. Un ejemplo, es el evento del 27 de noviembre de 2005 (Evento 325), en donde tuvimos un apagón nacional por la explosión del transformador de potencial de la fase A asociado a la línea 230-4B.

A continuación mostramos datos históricos de fallas en Transformadores de Potencial en la Subestaciones Eléctricas de ETESA:

- S/E Cáceres: en el año 2000, un Transformador de Potencial de 115 kV de fabricación General Electric explotó por falla de aislamiento. Este equipo llevaba cerca de 30 años de servicio.
- S/E Panamá: en el año 2001, se tuvo problemas con dos (2) Transformadores de Potencial (230 y 115 kV) de fabricación Micafil, en uno se encontró el voltaje secundario muy deprimido y en el otro equipo se presentaba mucho ruido. Ambos equipos se reemplazaron (ninguno explotó) para evitar fallas.
- S/E Progreso: en el año 1994, un (1) Transformador de Potencial de 230 kV de fabricación Magrini Galileo explota.

En el Anexo de esta sección presentamos, la nota del fabricante Nuova Magrini Galileo (Siemens Bussiness), dando explicación sobre la vida útil de los Transformadores de Potencial y su recomendación para equipos mayores de 20 años.

- **Costo Total de la Inversión:** B/.665,280.00

**ANÁLISIS ECONOMICO (DE RIESGO VS INVERSIÓN):**

A continuación presentaremos un análisis de los costos que implicarían el realizar o no esta inversión, basándonos en el siguiente escenario:

- Si ETESA resultara penalizada por el Evento No. 325, ocurrido el 27 de noviembre de 2005, esto sería el monto de la penalización:

$$\text{Energía No Servida (MWh)} \times 1,500 \frac{\text{B/}}{\text{MWh}} = 900.00 \text{ MWh} \times 1,500 \frac{\text{B/}}{\text{MWh}} = \underline{\text{B/.1,350,000.00}}$$

Realizando una comparación del monto de la penalización (Riesgo) con el costo de la inversión tenemos,

<b>Monto de la Penalización por el Evento No. 325 (B/.)</b>	>	<b>Costo de la Inversión (B/.)</b>
1,350,000.00		665,280.00
<b>Relación de Riesgo vs. Inversión</b>		2.03

Esta relación nos indica que resulta mejor realizar la inversión que tomar el riesgo a que ocurra una falla.

## MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)	(B/.)	
<b>Costos Base</b>					
1	Transformador de Potencial de 230 kV	30	300,000.00	10,000.00	310,000.00
2	Transformador de Potencial de 115 kV	27	270,000.00	9,000.00	279,000.00
3	Materiales Eléctricos: Cables Eléctricos	Varios	5,000.00		5,000.00
	<i>Subtotal Base</i>		575,000.00	19,000.00	<u>594,000.00</u>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<u>29,700.00</u>
<b>Costos Indirectos</b>					
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				0.00
	Inspección (3%)				17,820.00
	Administración (4%)				23,760.00
	<i>Subtotal Indirectos</i>				<u>41,580.00</u>
	<b>Total (B/.)</b>				<b><u>665,280.00</u></b>

## PLAN DE TRABAJO

Id	Nombre de tarea	Duración	2006				2007				2008				2009				20			
			T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	
1	<b>Reemplazo de Transformadores de Potencial</b>	<b>803 días?</b>																				
2	<b>SE Cáceres</b>	<b>22 días?</b>																				
3	3 PT's 115 kV	22 días?																				
4	<b>SE Llano Sánchez</b>	<b>281 días?</b>																				
5	11 PT's 230 kV	22 días?																				
6	2 PT's 230 kV	21 días?																				
7	9 PT's 115 kV	21 días?																				
8	<b>SE Panamá</b>	<b>21 días?</b>																				
9	6 PT's 230 kV	21 días?																				
10	<b>SE Mata de Nance</b>	<b>543 días?</b>																				
11	2 PT's 230 kV	21 días?																				
12	3 PT's 230 kV	21 días?																				
13	6 PT's 115 kV	21 días?																				
14	6 PT's 115 kV	22 días?																				
15	<b>SE Progreso</b>	<b>282 días?</b>																				
16	5 PT's 230 kV	21 días?																				
17	3 PT's 115 kV	22 días?																				

**FLUJO DE DESEMBOLSO:**

ETAPAS	2006	2007		2008		2009		2010
	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO
Suministro	145,000.00		190,000.00		150,000.00		90,000.00	
Diseño								
Ingeniería								
Instalación		4,670.00		6,330.00		5,000.00		3,000.00
Inspección		4,455.00		4,455.00		4,455.00		4,455.00
Administración	5,940.00		5,940.00		5,940.00		5,940.00	
Contingencia		7,425.00		7,425.00		7,425.00		7,425.00
<b>Total</b>	<b>150,940.00</b>	<b>16,550.00</b>	<b>195,940.00</b>	<b>18,210.00</b>	<b>155,940.00</b>	<b>16,880.00</b>	<b>95,940.00</b>	<b>14,880.00</b>

ANEXO:

# SIEMENS

Italia, 21 de febrero de 2006

Señores  
ETESA  
Panamá

Asunto: **Consideración sobre los PT de marca Magrini Galileo tipo 245 CPTf.**

Apreciados Señores:

**A continuación nuestras consideraciones sobre los PT tipo CPTf fabricados en los años 1974 e instalados a Panamá:**

Los PT están llegando al termine de su vida útil, de hecho los calentamientos detectado son un indicador del envejecimiento de estos PT y la explosión puede ser el fenómeno extremo de este procedimiento.

Sobre la vida útil, que es un concepto probabilista, podemos hacer las siguientes consideraciones:

- de 0 a 20 años de vida de los equipos la probabilidad de problemas destructivo es muy baja
- de 20 a 30 años la probabilidad aumenta porque el dieléctrico está sometido a un envejecimiento natural
- mas de 30 años podemos hacer pocas consideraciones debidos al hecho que muy probablemente los equipos se han ya sustituidos por el cliente.

Magrini Galileo, como fabricante, aconseja que los equipos muy viejo (> de 20 años) sean monitoreado (termovisión, comprobación de la capacidad y de la relación de transformación, etc.) con frecuencia mayor, que se tiene que establecer según el estado de los equipos y de las condiciones de servicios.

Para este tipo de PT (que son del tipo a papel de aceite y tienen aceite mineral sea en la parte capacitiva que inductiva) no tenemos una estadística de falla o el indicador MTBF (Mean Time Between Failures) que empieza desde el 1990 y por lo tanto tiene en cuenta solo los nuevo CPTf (que son del tipo "a película con aceite sintético"). Los CPT instalados en Italia (que son la mayoría) fueron todo reacondicionados al rededor de los 15 años y por lo tanto no pueden ser tomados como comparación.

Siemens S.p.A.  
PTD SE

Sede operativa:  
Via Circonvallazione Est, 1  
I-24040 Stezzano (BG)  
Tel. +39 035 265 3211  
Fax +39 035 265 3300

Sede sociale e Direzione:  
Viale Piero e Alberto Pirelli, 10  
I-20126 Milano  
Tel. +39 02 243 1  
Fax +39 02 243 62212

Capitale sociale: Euro 143.000.000; Iscrizione Registro Imprese Milano, Codice fiscale e partita I.V.A.: IT - 00751160151; R.E.A. Milano: 525193





# SIEMENS

De los CPT instalados en otra parte del mundo no hemos recibidos particulares señalación de fallas, pero por otro lado queremos aclarar que no tenemos las informaciones si todavía siguen funcionando o si y cuando fueron sustituidos.

Para los nuevos CPTf hasta ahora no hemos tenido ninguna señalación por parte de los clientes de descargas, solo recibimos una señalación de fuga de aceite, que por otra parte no fue detectada en fabrica.

Teniendo en cuenta que una eventual regeneración de estos equipos se debería realizar en fábrica, aconsejamos la sustitución de los PT con equipos nuevos en el corto plazo.

Esperando que estos datos sean de su utilidad, le saludamos atentamente

Daniel Alvaro  
Siemens S.p.A  
PTD-SE



Siemens S.p.A.  
PTD SE

Sede operativa:  
Via Circonvallazione Est, 1  
I-24040 Stezzano (BG)  
Tel. +39 035 265 3211  
Fax +39 035 265 3300

Sede sociale e Direzione:  
Viale Piero e Alberto Pirelli, 10  
I-20126 Milano  
Tel. +39 02 243 1  
Fax +39 02 243 62212

Capitale sociale: Euro 143.000.000; Iscrizione Registro Imprese Milano, Codice fiscale e partita I.V.A.: IT - 00751160151; R.E.A. Milano: 525193

**PROYECTO:**           **ADQUISICIÓN DE EQUIPO DE MONITOREO EN LINEA DE AUTOTRANSFORMADORES**

**SUBPROYECTO:**   **MONITOREO DE AUTOTRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DE ETESA**

**ANTECEDENTES**

Los autotransformadores de potencia del sistema eléctrico de ETESA, están llegando al promedio de la vida útil, con más o menos 30 años de explotación, lo que es un indicativo de que la probabilidad de fallas relacionadas al aislamiento del tanque pueda darse.

En la siguiente tabla podemos ver los años de servicio de los autotransformadores con más antigüedad.

<b>SUBESTACION</b>	<b>EQUIPO</b>	<b>AÑOS DE SERVICIO</b>	<b>POTENCIA (MVA)</b>	<b>EXPECTATIVA DE VIDA(AÑOS)</b>
M. DE NANCE	T-1	27	70	30
M. DE NANCE	T-2	27	70	30
PROGRESO	T-1	29	50	30
LL. SANCHEZ	T-1	27	70	30
PANAMA	T-2	30	175	30
PANAMA	T-3	26	350	30
*CHORRERA	T-1	12	50	30
CHORRERA	T-2	29	50	30

\*Se incluyó este autotransformador porque la carga en Chorrera es muy alta y cada año es más difícil sacarlos para mantenimiento, un solo autotransformador no lleva la carga total.

**OBJETIVO GENERAL:**

Extender la vida útil de los autotransformadores de Potencia, mediante el monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros.

**OBJETIVOS ESPECIFICOS:**

Tenemos identificados ocho (8) autotransformadores de potencia que están en el rango de 27 a 30 años de servicio, el tener vigilados estos autotransformadores nos evitaría desenergizar los autotransformadores de potencia para su mantenimiento predictivo, con la movilización de personal especializado, lo cual involucra costos en concepto de salarios, sobretiempos, viáticos, combustible, etc. Sin considerar los costos de desligue de energía durante el periodo de inspección.

**JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:**

Tomando en cuenta las demanda de energía y el crecimiento de la carga en la red eléctrica a nivel nacional, los autotransformadores son sometidos a incrementa en la carga, lo cual llegará a niveles que por su edad y capacidad, ocasionaran en el futuro posibles eventos, antes de realicen sus respectivos reposiciones.

Con el fin de conocer con antelación la condición instantánea de estos autotransformadores y como parte de la modernización del mantenimiento de subestaciones, considerando los cambios de paradigmas nace la necesidad de incursionar en la automatización y control remoto de las subestaciones, por ende de los equipos que en ella se encuentran ubicados.

Esto lo podemos ver en el control SCADA que utiliza el CND para controlar ciertos equipos en las principales subestaciones; tal es el cierre y apertura de interruptores, cuchillas motorizadas y medición de otros parámetros como son: potencia real y reactiva, voltaje, amperaje y otras más. Esta automatización y control se usan en las subestaciones **Panamá II, Santa Rita, Veladero y Guasquitas**, computarizadas en su totalidad.

Es necesario que ETESA, este a la vanguardia en lo que a tecnología se refiere, para afrontar las exigencias en materia de calidad y disponibilidad para así cumplir con los requerimientos del mercado eléctrico. Con cada salida no programada de algún componente eléctrico se ocasionan grandes pérdidas a la empresa, situación que hay que prevenir para mantenerse competitiva.

#### **JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:**

- Hay muchas razones económicas para monitorear los autotransformadores en línea, siendo la principal de ellas el alto costo de reemplazar estos equipos; que en el peor de los casos, requeriría una inversión según el nivel de voltaje y potencia de aproximadamente **B/.15,000.00 por MVA**.

El monitoreo en tiempo real de ocho (8) autotransformadores reducirían los gastos de mantenimiento de la siguiente forma:

<b>Descripción de Costos</b>	<b>Costo Anual (B/.)</b>
Pruebas Eléctricas a los 8 Transformadores de Potencia	28,000.00
Calibración de los Equipos de Prueba	18,000.00
Mano de Obra	6,850.00
Combustible	288.00
Viáticos	1,980.00
<b>TOTAL</b>	<b>55,118.00</b>

Es importante tomar en cuenta que por cada autotransformador se le realizan dos (2) tipos de mantenimientos, el predictivo y el preventivo, los cuales se realizan a cada uno, una vez al año; por lo tanto solamente se indisponen estos autotransformadores dos (2) veces al año.

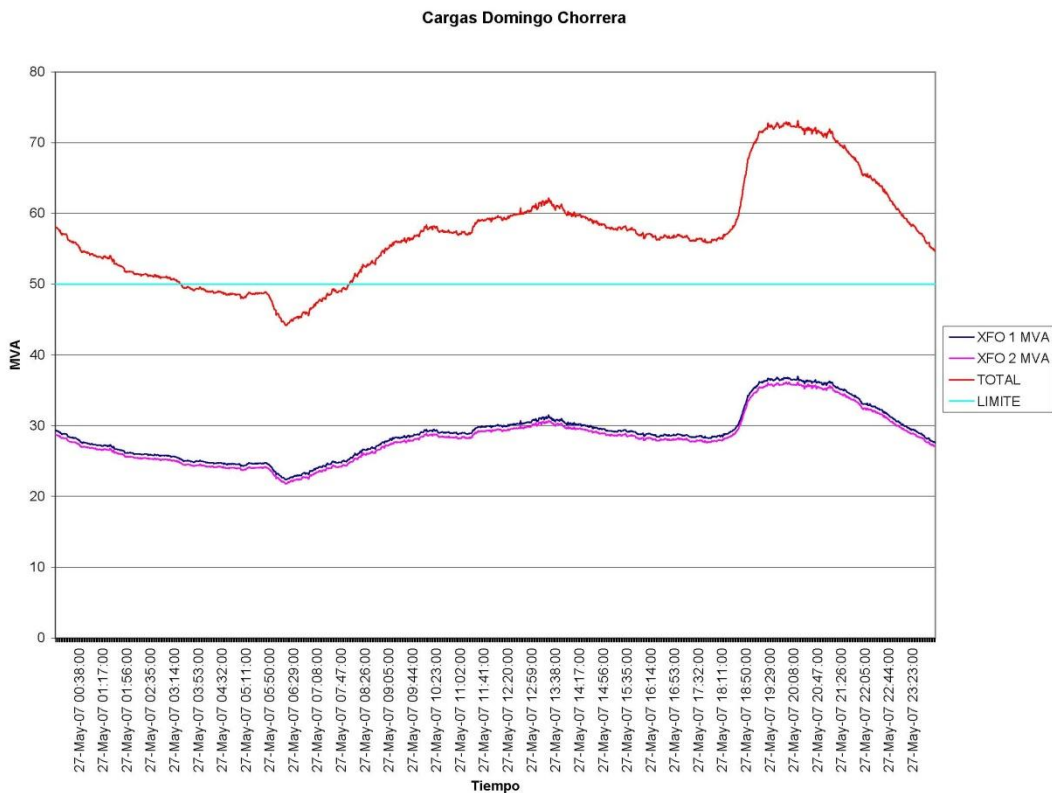
Tomando en cuenta este dato, con la instalación del sistema de monitoreo remoto se tendría un monitoreo constante del autotransformador y se detectarían al instante cambios en el estado del mismo.

Hay que tomar en cuenta que al pasar los años los costos del mantenimiento van aumentando debido al alza del precio del petróleo, al deterioro de los vehículos, incremento de salario de los trabajadores, que se estiman en un factor de crecimiento de 3 al 5% anual.

La inspección actual de los autotransformadores vuelve más sensible al sistema, al tener que sacar los equipos (caso típico y más crítico: la S/E Chorrera), al incrementar la carga se afectaría más clientes al salir un autotransformador por motivos no deseados y los cargos serían mayores (energía no servida, multas, etc.).

También la razón más importante de conectar estos equipos es que se evita tener que sacar de servicio los autotransformadores de potencia para realizarle mantenimiento predictivo, eso significaría que no se verían afectados los usuarios de los agentes distribuidores debido al desligue de carga durante el periodo de ejecución de los trabajos de mantenimiento.

A continuación presentamos el gráfico de carga de la Subestación Chorrera, en donde se muestra claramente lo expuesto en el párrafo anterior:



El crecimiento económico que actualmente tiene nuestro país se refleja directamente en un incremento de la carga del Sistema, por lo que es difícil realizar un mantenimiento sin tener que afectar a clientes finales. Con este sistema de monitoreo remoto (On Line) tratamos de minimizar el impacto que estas desconexiones ocasionarían a la economía del sector.

Con todo lo expuesto sino realizamos estos mantenimientos, aumentaría la probabilidad de una falla.

<b>Escenario en Horas Picos de la S/E Chorrera</b>	<b>Escenario en Horas Valles de la S/E Chorrera</b>
Penalización por Energía No Servida = $(16.83 \frac{\text{MW}}{\text{h}}) \times 12\text{h} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MW}} = \mathbf{B/.302,940.00}$	Penalización por Energía No Servida = $(1.22 \frac{\text{MW}}{\text{h}}) \times 12\text{h} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MW}} = \mathbf{B/.21,960.00}$
<i>Costo del Mantenimiento Correctivo (Reemplazo de Cuatro Pasamuros)</i>	
<i>Duración de la Reparación = 24 horas</i>	
CMC = Pasamuros + Mano de Obra + Prestaciones = (2,500x4) + (8 x 10 personas x 6.4135) + (16 x 10 personas x 6.4135 x 1.5) = 10,000 + 513.08 + 1,539.24 + 230.89 = <b>B/.12,283.21</b>	
<i>Análisis de Costo – Beneficio:</i>	
$\frac{\text{Beneficio (B/.)}}{\text{Costo (B/.)}} \geq 1 \quad \frac{337,183.21}{62,060} = \underline{5.43}$	

Este es el análisis para una sola subestación, si incluimos el resto de las subestaciones se incrementa el valor de la razón de Beneficio/Costo.

- **Costo Total de la Inversión:** B/.496,480.00

### MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
<b>Costos Base</b>					
1	Equipo de Monitoreo de Transformadores	8	416,000.00	7,000.00	423,000.00
2	Materiales Eléctricos:	Varios	5,000.00		5,000.00
	Cable UTP Cat 5e				
	Conectores				
		<i>Subtotal Base</i>	421,000.00	7,000.00	<u>428,000.00</u>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<u>21,400.00</u>
<b>Costos Indirectos</b>					
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				17,120.00
	Inspección (3%)				12,840.00
	Administración (4%)				17,120.00
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>47,080.00</u>
	<b>Total (B/.)</b>				<u><b>496,480.00</b></u>

# PLAN DE TRABAJO

Id	Nombre de tarea	Duración	2006				2007				2008				2009				2010	
			tr.1	tr.2	tr.3	tr.4	tr.1	tr.2	tr.3	tr.4	tr.1	tr.2	tr.3	tr.4	tr.1	tr.2	tr.3	tr.4	tr.1	tr.2
1	<b>PROYECTO - EQUIPO DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES</b>	<b>1019 días</b>																		
2	<b>ETAPA 1 - S/E PANAMA</b>	<b>214 días</b>																		
3	<b>Ingeniería</b>	<b>15 días</b>																		
4	Confección de las Especificaciones Técnicas	15 días																		
5	<b>Administración</b>	<b>34 días</b>																		
6	Confección de la Solicitud de Compra	1 día																		
7	Confección del Pliego de Cargos	15 días																		
8	Acto Público	1 día																		
9	Evaluación de las Propuestas	1 día																		
10	Refrendo	15 días																		
11	Orden de Proceder	1 día																		
12	<b>Suministro e Instalación</b>	<b>165 días</b>																		
13	Suministro de Una (1) Unidad de Monitoreo	120 días																		
14	Solicitud de Libranza	30 días																		
15	Instalación	15 días																		
16	<b>ETAPA 2 - S/E PANAMA Y CHORRERA</b>	<b>214 días</b>																		
17	<b>Ingeniería</b>	<b>15 días</b>																		
18	Confección de las Especificaciones Técnicas	15 días																		
19	<b>Administración</b>	<b>34 días</b>																		
20	Confección de la Solicitud de Compra	1 día																		
21	Confección del Pliego de Cargos	15 días																		
22	Acto Público	1 día																		
23	Evaluación de las Propuestas	1 día																		
24	Refrendo	15 días																		
25	Orden de Proceder	1 día																		
26	<b>Suministro e Instalación</b>	<b>165 días</b>																		
27	Suministro de Tres (3) Unidades de Monitoreo	120 días																		
28	Solicitud de Libranza	30 días																		
29	Instalación	15 días																		
30	<b>ETAPA 3 - S/E LLANO SÁNCHEZ Y PROGRESO</b>	<b>214 días</b>																		
31	<b>Ingeniería</b>	<b>15 días</b>																		
32	Confección de las Especificaciones Técnicas	15 días																		
33	<b>Administración</b>	<b>34 días</b>																		
34	Confección de la Solicitud de Compra	1 día																		
35	Confección del Pliego de Cargos	15 días																		
36	Acto Público	1 día																		
37	Evaluación de las Propuestas	1 día																		
38	Refrendo	15 días																		
39	Orden de Proceder	1 día																		
40	<b>Suministro e Instalación</b>	<b>165 días</b>																		
41	Suministro de Dos (2) Unidades de Monitoreo	120 días																		
42	Solicitud de Libranza	30 días																		
43	Instalación	15 días																		
44	<b>ETAPA 4 - S/E MATA DE NANCE</b>	<b>214 días</b>																		
45	<b>Ingeniería</b>	<b>15 días</b>																		
46	Confección de las Especificaciones Técnicas	15 días																		
47	<b>Administración</b>	<b>34 días</b>																		
48	Confección de la Solicitud de Compra	1 día																		
49	Confección del Pliego de Cargos	15 días																		
50	Acto Público	1 día																		
51	Evaluación de las Propuestas	1 día																		
52	Refrendo	15 días																		
53	Orden de Proceder	1 día																		
54	<b>Suministro e Instalación</b>	<b>165 días</b>																		
55	Suministro de Dos (2) Unidades de Monitoreo	120 días																		
56	Solicitud de Libranza	30 días																		
57	Instalación	15 días																		

FLUJO DE DESEMBOLSO:

ETAPAS	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
<b>Suministro</b>	52,625.00		157,875.00	105,250.00	105,250.00	421,000.00
<b>Diseño</b>						
<b>Ingeniería</b>	2,140.00	6,420.00	4,280.00	4,280.00		17,120.00
<b>Instalación</b>		875.00	2,625.00	1,750.00	1,750.00	7,000.00
<b>Inspección</b>		1,605.00	4,815.00	3,210.00	3,210.00	12,840.00
<b>Administración</b>	2,140.00	6,420.00	4,280.00	4,280.00		17,120.00
<b>Contingencia</b>		5,350.00	5,350.00	5,350.00	5,350.00	21,400.00
<b>Total</b>	56,905.00	20,670.00	179,225.00	124,120.00	115,560.00	496,480.00

## PROYECTO:     **AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS SUBESTACIONES MANUALES A AUTOMATIZADAS**

### **ANTECEDENTES**

Actualmente en la Red de Transmisión de ETESA, existen subestaciones que vienen del inicio del Sistema Interconectado Nacional, estas subestaciones cuentan con más de 25 años de servicio y las mismas en la parte de monitoreo y control, son de tecnología obsoleta.

En estas subestaciones tenemos IED de diferentes fabricantes y los mismos que no pueden comunicarse entre sí, ya que no manejan los mismos protocolos. En adición, los esquemas de supervisión de los circuitos de disparos, esquemas de verificación de sincronismo, y los paneles de alarmas y señalización requieren ser reemplazados, ya que cuentan con una tecnología obsoleta que además no disponen de repuestos en el mercado.

La mayoría de estas subestaciones, están confrontando problemas de alambrado, disminución con el espacio físico y baja confiabilidad al momento de ejecución de maniobras de forma remota. Todos estos inconvenientes serían superados modernizando los sistemas de maniobras de las subestaciones.

El proyecto propone actualizar las subestaciones, a través de la integración de los IED´s actualmente instalados; mediante nuevos dispositivos controladores de bahía e implementar la automatización de la subestación utilizando un concentrador (Gateway) de información para crear una red TCP/IP local, de manera que estas subestaciones lleguen a un nivel igual que el de las subestaciones automatizadas, con que actualmente cuenta ETESA.

El alcance de la gestión es a nivel nacional e involucra a todas las subestaciones de ETESA con más de 20 años de servicio y que actualmente cuenta con tecnología obsoleta para realizar las funciones de supervisión y control de la subestación.

### **OBJETIVO GENERAL**

Incrementar la eficiencia en el área de Protección, Control y Monitoreo de las Subestaciones de ETESA:

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones de ETESA.
- Optimizar la recopilación de data en la subestación a través de una red de gestión de la información con los dispositivos instalados en la subestación (IED).
- Actualizar y mejorar los esquemas de supervisión y control de la subestación.
- Disponer de datos no operativos.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Mejorar el tiempo de elaboración de informes de eventos ocurridos en el SIN.
- Contar con una sola base de datos de la información extraída de los diferentes IED instalados en las subestaciones.
- Aumentar la confiabilidad de los diferentes esquemas de control.
- Contar con monitoreo de alarmas de los diferentes equipos instalados en la subestación en un solo dispositivo.
- Aumentar el espacio disponible en la sala de protección y control.



- Disminución del cableado existente.
- Inicio de migración hacia el protocolo de interoperabilidad de subestaciones utilizando IED's de diferentes fabricantes, protocolo IEC 61850.
- Plataforma de comunicación TCP/IP.

En la siguiente tabla se muestran subestaciones que serán automatizadas progresivamente:

Subestación	Entrada en Operación	Años en Servicio
<b>Panamá</b>	1978	30
<b>Cáceres</b>	1975	33
<b>Chorrera</b>	1976	32
<b>Llano Sánchez (Vieja)</b>	1978	30
<b>Mata de Nance</b>	1978	30
<b>Caldera</b>	1976	32
<b>Progreso</b>	1982	26

### JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El objetivo general del proyecto es migrar a un Sistema Automatizado de Subestación mediante la integración de los distintos IED's e implementar un Sistema de Gestión Local y Remoto. El principal beneficio del proyecto es el aumento de la confiabilidad de nuestro sistema por medio del reemplazo de tecnologías obsoletas que no poseen respaldo de sus fabricantes y que en caso de una contingencia ocasionaría grandes pérdidas económicas a la empresa y al país.

### ¿Por qué Automatizar las Subestaciones Manuales de ETESA?

Los avances tecnológicos realizados a los IED's en los sistemas de automatización modernos proporcionan datos precisos para dar apoyo a las funciones principales del negocio, también facilita el mejoramiento mediante la adición o modificación remota de las funciones de los IED's, diagnóstica y remedia los problemas de manera expedita, y mantiene documentación precisa de la configuración funcional de la subestación. Los sistemas automatizados, cuentan con las siguientes características:

- La creciente demanda requiere de la expansión de las subestaciones existentes, por lo que la confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión se vuelve cada día un factor determinante, ya que ante una contingencia se requiere de una rápida respuesta. Esto solamente puede ser obtenido mediante la automatización, la cual brinda al supervisor de la subestación una rápida identificación del área donde ocurrió la falla.
- Desde el punto de vista del negocio, las futuras subestaciones deben proporcionar información precisa, en tiempo real y confiable a los centros de control de potencia.
- Los sistemas convencionales existentes requieren muchos cambios en equipos secundarios para agregar funciones adicionales, lo cual indica ampliaciones en las Casas de Control, siendo las mismas muy onerosas y poniendo en peligro al sistema, ya que se estaría trabajando próximos a equipos energizados.
- Los nuevos IED's multifuncionales tienen la capacidad de agregar funciones a los equipos primarios existentes sin tener que alambrar. Igualmente, los IED's proporcionan mayor información sobre las condiciones operativas de los sistemas y equipos.

- La automatización brinda la posibilidad de poder diagnosticar y/o monitorear los problemas en tiempo real que ocurran en las subestaciones, y provee información precisa sobre las mismas, acortando el tiempo requerido para el análisis de los problemas, lo cual resulta en una minimización del tiempo de restauración ante una falla y aumenta la confiabilidad de la subestación y por ende del Sistema.

Para garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema ante los cambios tanto tecnológicos como demográficos que afectan a el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es necesario reemplazar los equipos con tecnologías obsoletas por equipos que brinden una mayor ventajas desde el punto de vista tecnológico como el funcional para evitar fallas que pueda ocasionar grandes repercusiones para la el país.

Con el fin de cumplir con los objetivos del proyecto, se ha diseñado una primera fase con un Plan Piloto, el cual incluye la automatización de gran parte de la S/E Chorrera. De obtenerse los resultados esperados, se extenderá las otras subestaciones (Panamá, Cáceres, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul y Caldera).

### **Arquitectura para la Automatización e Integración de las Subestaciones Manuales de ETESA**

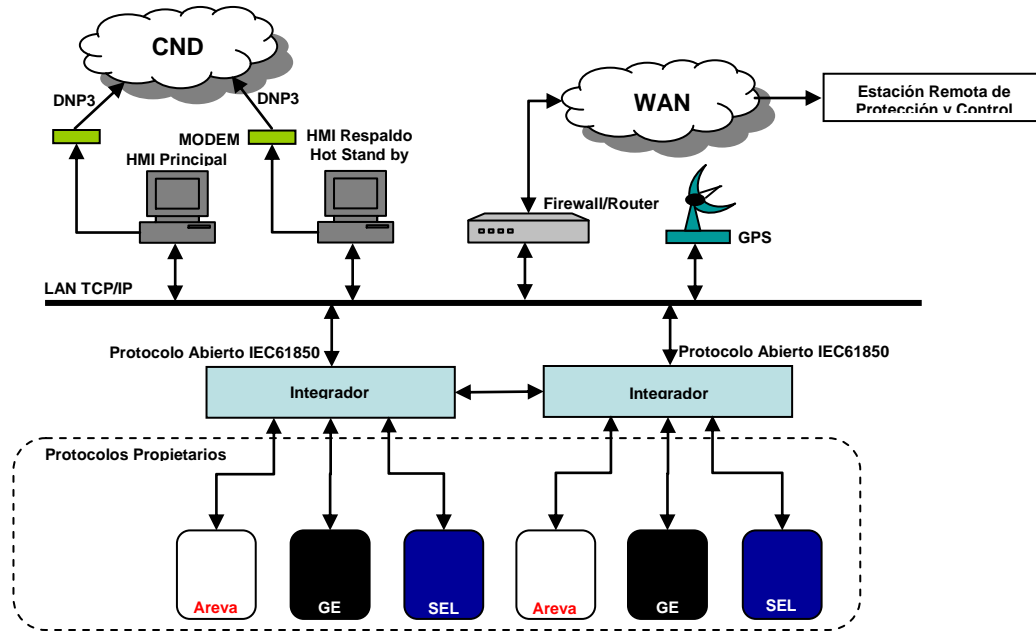
Los avances tecnológicos a nivel de protección, control y comunicación hacen que cada día más, sea importante tener en tiempo real la información tanto operativa como no operativa, para que la información esté disponible en los distintos centros de control y monitoreo.

Con un sistema de comunicación de alta velocidad y la implementación de IED's multifuncionales, la información pueda ser utilizada remotamente. Eso conlleva a otra interrogante, ¿Cómo lograr todo esto, cuando los IED's en las subestaciones son de diferentes fabricantes?

La solución esta interrogante se logra con la implementación de una arquitectura distribuida utilizando un integrador, el cual pueda comunicarse con cada IED y a su vez enviar dicha información a los centros de control y monitoreo.

Este integrador va convertir los protocolos de comunicación propietario de cada uno de los IED's a un protocolo abierto (IEC 61850), de manera que no nos veamos amarrados o atados a un solo fabricantes sino tener la posibilidad de poder seleccionar aquellos equipos que cumplan con nuestras especificaciones y que nos brinden mayores valores agregados.

En el siguiente diagrama mostramos el esquema que ETESA pretende implementar en las Subestaciones Manuales ó denominadas "Viejas":



## JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

- **Expectativa de Vida:** Los equipos de control a reemplazar tienen una expectativa de vida promedio de 10 años, por obsolescencia tecnológica. Estos equipos han superado este periodo, ya que han estado en servicio por más de 20 años. Los repuestos para los equipos actuales, ya no se fabrican lo que pone en riesgo la confiabilidad de las subestaciones que aún utilizan este tipo de tecnología, a esto hay que sumarle el incremento en el costo del mantenimiento debido al aumento de la periodicidad de los mismos, ya sea Mantenimiento Preventivo (MP) como Mantenimiento Correctivo (MC).
- **No Realizar la Inversión:** El no realizar este proyecto podría provocar grandes implicaciones en la estabilidad y confiabilidad del SIN, ya que la falla de estos equipos pueden provocar desconexiones a clientes, trayendo como consecuencia penalizaciones económicas por Energía No Servida (ENS) y el pago en concepto de Generación Obligada y Desplazada.

Basados en un supuesto, de ocurrir una falla en la Subestación de Chorrera y que el CND (Centro Nacional de Despacho) no podrá cerrar los interruptores por telemando porque el equipo de control de los interruptores sufrió un daño a causa del evento o posterior al mismo no se cuenta con repuestos porque fabricante dejó de producirlos.

Esto significa que se tendría que restablecer el sistema de forma manual. Ese tiempo que toma el personal de subestaciones en llegar a la subestación y detectar la falla, significa para ETESA, grandes pérdidas económicas en concepto de penalizaciones y la imagen de la empresa se ve afectada.

Energía Perdida (Aprox.) = 170 MWh

Duración de la Falla = 2 horas

Penalización por ENS= 1,500 \$/MWh

Penalización por la Falla = 170 MWh x 1,500 \$/MWh = B/.255,000.00

Ahora bajo el escenario (muy probable) en que no se puede reparar el equipo, esto significaría que un técnico de subestaciones deberá estar disponible en sitio, las 24 horas. Esto es otra gran erogación que estimamos en B/.8,000.00 por mes, en concepto de sobretiempo, recargos y gastos de alimentación.

Si a este costo, lo multiplicamos por la cantidad de meses que toma la gestión de compra más la entrega del equipo, esto puede tomar aproximadamente 4 meses sin tomar en consideración la instalación y el análisis que se debe realizar previo a la instalación, ya que sería un equipo totalmente moderno, ya que el equipo existente no es fabricado, lo que agrega una variante más, que aumenta tiempo de respuesta.

Costo Total de No Realizar la Inversión = 255,000 + (8,000 x 6)  
= **B/.303,000.00**

**Costo Total de la Inversión 2009:** B/.207,060.00

### MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	<b>Costos Base</b>				
1	Equipo Integrador	2	40,000.00	0.00	80,000.00
2	Controladores de Bahía	4	9,000.00	0.00	36,000.00
3	Equipo de Entradas/Salidas Remoto	6	8,000.00	0.00	48,000.00
4	Materiales Eléctricos	1	10,000.00	0.00	10,000.00
		<i>Subtotal Base</i>	67,000.00	0.00	<u>174,000.00</u>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<u>8,700.00</u>
	<b>Costos Indirectos</b>				
	Diseño (3%)				5,220.00
	Ingeniería (4%)				6,960.00
	Inspección (3%)				5,220.00
	Administración (4%)				6,960.00
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>24,360.00</u>
	<b>Total (B/.)</b>				<b><u>207,060.00</u></b>

**PROYECTO: ADQUISICIÓN DE TORRES DE EMERGENCIA PARA RESTAURAR EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN CASO DE NECESIDAD**

**ANTECEDENTES**

ETESA tiene la gran limitante por no contar con un mecanismo o dispositivo que le permita actuar con rapidez y eficiencia para la normalización el servicio de transmisión eléctrica, en caso de producirse un colapso de una o más torres de la red de transmisión.

Existen evidencias históricas de antecedentes con problemas de colapso de torres, como lo representa lo sucedido en los años 90 cuando el entonces **Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)** tuvo que enfrentar un incidente sucedido en una en las torres de los circuitos de transmisión 230-5 y 6, ubicada en el **distrito de Cañazas, provincia de Veraguas**. En este evento ocurrido en la época del IRHE, se utilizó una considerable cantidad de recursos en concepto de horas-hombre y equipos durante un período de 36 horas continuas, solo para normalizar el servicio; para reparar la estabilización de la torre fue necesaria la utilización de una gran cantidad de recursos adicionales.

**OBJETIVO:**

- Adquirir seis (**6**) torres de emergencia, o de armado rápido, fabricadas de aluminio de alta resistencia, con características apropiadas para trabajar tanto en tensión o en suspensión, con y sin ángulos, para una rápida respuestas ante eventos catastróficos producido por naturaleza o por el hombre que afecten las torres de 230 o 115 KV.

**DESCRIPCIÓN:**

Las torres de emergencia, serán de gran beneficio para trabajos relacionados a la reubicación de torres o para reforzar torres existentes, así como para atender el colapso de torres.

**BENEFICIOS:**

- Estas torres presentan una gran beneficio, ya que en comparación con los postes de madera de 75 pies existentes en los almacenes de ETESA, tienen mayor maniobrabilidad de ser desarmar y armadas, en cuanto al tiempo y personal necesario.
- El traslado de las torres de emergencia, en comparación con otros recursos disponibles, presentan ventajas en cuanto a su peso y dimensión, en el momento que sea necesario atender un evento en sitios de difícil acceso.
- Ahorro de costos por concepto de Mano de Obra, Generación Obligada y desplazada, en caso del colapso de una o más torres.

**SUMINISTRO**

- El proyecto contempla el suministro por parte de un proveedor de las torres de emergencia y capacitación. El personal de ETESA, realizará los operativos de campo cuando sea necesario para su utilización.
  - Además se contempla que el suministro cuente con lo siguiente:
    - Programa computarizado que permita introducir los datos específicos de la(s) torre(s) averiada(s), para obtener sugerencias del proceso a seguir para instalar la(s) torre(s) de emergencia.

- Adiestramiento de personal de ETESA, en campo para el montaje y para el uso de los programas computarizados.
- Estas torres deben tener facilidades de transporte, y de armado en busca de una economía en los tiempos de reposición ante estos eventuales colapsos. Se propone de la adquisición de seis (6) torres, dos para cada zona operativa, con altura y robustez apropiada para la red de de 230 KV, lo cual evidentemente también las hace apropiadas para los sistemas de 115 KV.

#### **COSTOS Y PROGRAMA FECHAS DE ENTREGA**

- La inversión total será de **B/.793,800**, desglosados así:
  - Costo directos de torres: **B/.735,000** a razón de **B/.122,500** por torre.
  - Costos indirectos asociados: **B/.58,800.00**.
- Esquema de entregas parciales (escalonado) de la siguiente manera:
  - Dos (2) torres cargadas al presupuesto del año 2009.
  - Dos (2) torres cargadas al presupuesto del año 2010.
  - Dos (2) torres con el presupuesto del año 2011.

#### **MONTOS DE INVERSIÓN**

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	<b>Costos Base</b>				
1	Torres de Emergencia	6	90,000.00	0.00	540,000.00
2	Juegos de Herramientas para Instalación	3	65,000.00	0.00	195,000.00
3					
4					
		<i>Subtotal Base</i>	155,000.00	0.00	<u>735,000.00</u>
	<b>Contingencias (5%)</b>				<u>0.00</u>
	<b>Costos Indirectos</b>				
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				29,400.00
	Inspección (3%)				0.00
	Administración (4%)				29,400.00
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>58,800.00</u>
	<b>Total (B/.)</b>				<b><u>793,800.00</u></b>