

ANEXO III-7
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO
2013 - 2016

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Contenido

1	Introducción	3
2	Diagnóstico actual	3
2.1	Historial de mantenimiento	11
3	Metodología y alcance	11
3.1	Fundamentos teóricos y conceptuales	11
3.1.1	Vida útil estadística	11
3.1.2	Costos directos e indirectos	14
3.1.3	Valor neto contable.....	15
3.1.4	Costos de mantenimiento	16
3.1.5	Costo de fallas	17
3.2	Normativas de reposición	19
4	Causales de reposición	20
5	Propuestas de Reposición	29
5.1	Objetivo General	30
5.2	Objetivo Complementario.....	30
5.3	Estrategias a implementar	30
5.3.1	Alternativas de reposición.....	30
5.3.2	Inversión.....	35
5.3.3	Inversión diferida	42
5.3.4	Flujos de desembolsos	44
5.3.5	Resultados Económicos.....	47
5.3.6	Beneficios esperados.....	48
6	Conclusión	50

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

1 Introducción

Una proporción significativa de los activos eléctricos de la empresa de transmisión cuenta o contará, en el corto plazo (2013-2016), con más de treinta años de servicio ininterrumpido.

En este sentido, y no solo con el objetivo de garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión sino que también de eliminar los riesgos excluidos¹ en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

2 Diagnóstico actual

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 kV. La longitud total de las líneas de 230 kV es de 883 km. en líneas de doble circuito y 199.7 km en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 kV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 133.5 km y para líneas de circuito sencillo de 39.9 km.

Adicionalmente, ETESA cuenta con un total de trece (13) subestaciones, tres (3) de ellas seccionadoras de 115 kV: SE Cáceres, Caldera y Santa Rita y dos (2) seccionadoras de 230 kV: SE Guasquitas y Veladero. Posee ocho (8) subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sanchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul y Changuinola.

Desde su concepción a inicios de la década de 1970, el Sistema Principal de Transmisión (SPT) fue diseñado y construido con la finalidad de brindar un alto grado de confiabilidad y cumplir con el criterio de seguridad n-1²; siendo así la mayoría de sus subestaciones del tipo interruptor y medio.

¹ El literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

“3. Riesgos excluidos

Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

....

E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

² Sección VI.I.I – Criterio de Seguridad, Artículo 86, Reglamento de Transmisión: El Sistema Principal de Transmisión deberá ser diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca pueda entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

A continuación se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Tabla No.1: Líneas y Subestaciones de ETESA

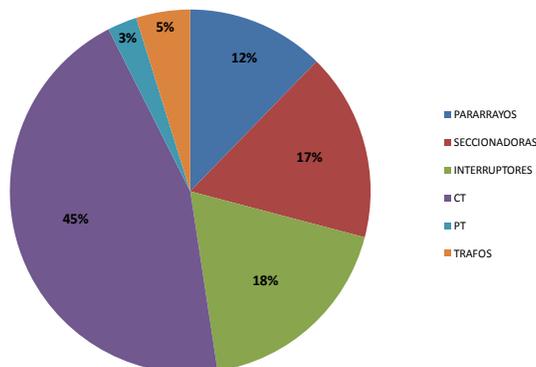
LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA								
LINEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		
						Normal	Cont.	
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	186.0	350.0	
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSR	186.0	350.0	
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	193.0	366.0	
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	750 ACAR	193.0	366.0	
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	750 ACAR	193.0	366.0	
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	193.0	366.0	
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0	
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	1200 ACAR	275.0	450.0	
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	275.0	450.0	
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	275.0	450.0	
			TOTAL		882.99			
			TOTAL x CIRCUITO		1,765.98			
	CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
230-10		PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR	193.0	366.0	
230-18		GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	276.0	459.0	
230-20A		FORTUNA - LA ESPERANZA *	2009	97.55	750 ACAR	304.0	340.0	
230-20B		LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24.11	750 ACAR	304.0	340.0	
230-21		CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	304.0	340.0	
230-29		GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2012	44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	276.0	340.0	
230-30		CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76.65	750 ACAR	304.0	340.0	
			TOTAL		337.01			
			TOTAL x CIRCUITO		2,102.99			
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR y 1200 ACAR	150.0	175.0	
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	636 ACSR	150.0	175.0	
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0	
		TOTAL		77.80				
		TOTAL x CIRCUITO		155.60				
CIRCUITO SENCILLO	115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22.50	636 ACSR	93.0	175.0	
	115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31.50	637 ACSR	93.0	175.0	
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40.70	638 ACSR	93.0	175.0	
	115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16.70	639 ACSR	93.0	175.0	
	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	120.0	175.0	
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0	
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0	
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0	
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0	
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	142.0	178.0	
			TOTAL		151.30			
			TOTAL		306.90			

* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.

** NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibré y otro en Cemento Panamá

Cerca del 40% de los equipos de subestaciones y transformadores que componen la red de transmisión de ETESA tienen una vida útil remanente menor a 8 años, por lo que las inversiones de reposición de activo se vislumbran con una necesidad en crecimiento, durante los próximos años.

Figura No.1: Equipos de subestación y transformadores con una vida útil remanente menor a 8 años



A continuación se presenta el listado de equipos considerados en el estudio puntualizando la fecha original de puesta en servicio o instalación, indistintamente de su ubicación actual.

Tabla No.2: Transformadores de potencia candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal (MVA)	Relación de transformación (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	Autotransformador de potencia	T1	70/60/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-78
SE Llano Sanchez	Autotransformador de potencia	T1	70/60/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-78
SE Chorrera	Autotransformador de potencia	T2	50/50/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-75
SE Panamá	Autotransformador de potencia	T2	175/175/0.5	230Y/115Y/13.8	30-Jun-76

Tabla No.3: Interruptores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal (kV)	Fecha de instalación
SE Progreso	Interruptores	23M22 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23A22 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23A12 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23M12 FASE A	230	1985

Tabla No.4: Pararrayos candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985

Tabla No.5: Transformadores de servicios auxiliares

Subestación	Activo	Identificación	Rótulo	Relación de transformación (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE AB	23332	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE BC	23333	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE CA	23334	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE AB	23308	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE BC	23309	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE CA	23310	34.5/0.208 kV	30-Jun-85

Tabla No.6: Transformadores de tensión candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE C	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE C	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE C	1985
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Barra A	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase A del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase B del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase C del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	34.5	Fase AB	1978
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	34.5	Fase BC	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-2A	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-1A	1970
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase A 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase B 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase C 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase A 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase B 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase C 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-16 Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-18 Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-15 Fase B	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salidad 115-T1	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA30 Fase B 115-17	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA30 Fase C 115-17	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Barra B Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB30 Fase B 115-19	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB30 Fase C 115-19	1982
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la salida del T4 (EGESA)	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	asociado a la línea 230-4A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	asociado a la línea 230-4A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la Barra A	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado al T2	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LB20 Fase B	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	Salida LB20 Fase C	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase A	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase B	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase C	1985

Tabla No.7: Transformadores de corriente candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE C	1985

Tabla No.8: Equipo de Protecciones

Subestación	Marca	Identificación	Año de instalación
	Avo Multi AMP Pulsar	Equipo de pruebas de inyección secundaria para relevadores	1996
	Avo Multi AMP Pulsar	Equipo de pruebas de inyección secundaria para relevadores	1996
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase A	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase B	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase C	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase A	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase B	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase C	1983
SE Charco Azul	General Electric	ANSI 86T - protección primaria	1983
SE Charco Azul	General Electric	ANSI 86T - protección secundaria	1983

Tabla No.9: Seccionadores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LB10	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA20	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LB20	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T4	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA30	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA40	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T2	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA50	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA60	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T1	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23LB10	1983
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23LB20	1983
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A12	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A32	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A22	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A62	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A42	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A52	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-6	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-2A	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-1A	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-5	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-8	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Línea 115-12	1967

Tabla No.10: Equipo de Comunicaciones

Activo	Identificación	Fecha de instalación	Activo	Identificación	Fecha de instalación
Banco de Baterías 48VDC baterías selladas de válvula regulada de mayor o igual 250amps/hrs de capacidad a 8 hrs.	Caldera	1994	Multiplexores Bayly	Llano Sanchez (SE)	1995
	Valbuena	1994		Mata de Nance (SE)	1995
	Veladero	1994		Cerro Mena	1995
	Guasquitas	1994		Bayano	1995
	Cerro de Jesús	1994		CND	2000
	Mata de Nance	1994		CND	2000
	Tolé	1994		Charco Azul (SE)	1995
	Llano Sanchez 1	1994		Los Valles	1995
	Llano Sanchez 2	1994		Gerencia de Operación y Mantenimiento	1995
	BLM	1994		Cerro Taboga	1995
	Cáceres (SE)	1994		Veladero (SE)	1995
	Chorrera (SE)	1994		Gerencia de Operación y Mantenimiento	1995
	Panamá II (SE)	1994		La Estrella	1995
	Bayano Planta	1994		Chorrera (SE)	1995
Santa Rita (SE)	1994	Panamá 2 (SE)	1995		
Central Telefónica	Valbuena	1982	Bayano	1995	
Crosconectores	CND	1995	Cerro Chimenea	1995	
	Cerro Mena	1995	Progreso (SE)	1995	
	Cerro Taboga	1995	Cerro Peñón	1995	
Rectificadores	SE Caldera	1995	Llano Sanchez (SE)	1997	
	Cerro Jefe	1994	Gerencia de Operación y Mantenimiento	1997	
	Llano Sanchez 1 (SE)	1994	Valbuena (SE)	1995	
	Cerro Santa Rita	1994	Panamá 2 (SE)	2001	
	Mata de Nance (SE)	1994	Caldera (SE)	2001	
	Oficina de Llano Sanchez	1994	Caldera (SE)	2001	
	Progreso (SE)	1994	Changuinola (SE)	2001	
	Generadora Fortuna	1994	Cáceres (SE)	1995	
	Generadora La Estrella	1994			
	Oficinas de Valbuena	1994			
Generadora Bayano	1994				
Torre	Cerro Peñón	1994			
	Cerro Mena	1994			
	Chimenea	1995			
	Alto Caballero / Tolé	1995			

Activo	Identificación	Fecha de instalación
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Cerro Peñón	1995
	CND	1995
	Volcán Barú	1995
	CND	1995
	CND	1995
	Cerro Alto Ibala	1995
	Cerro Tolé	1995
	CND	2000
	CND	2000
	CND	1995
	Llano Sanchez (SE)	1995
	Santa Rita (SE)	2000
Multiplexores	Valbuena	1995
Bayly	Llano Sanchez (SE)	1995
	Fortuna (SE)	1995
	CND	1995
	CND	1995
	Cáceres (SE)	1995
	Cerro Jefe	1995
	Cerro Taboga	1995
	Fortuna (SE)	1995
	Llano Sanchez 2 (SE)	1995
	Mata de Nance (SE)	1995
	Cerro Canajagua	1995
	Valbuena (SE)	1995
	CND	2000
	Bahía Las Minas	2000
	Chilibre (SE)	2000
	CND	2000
	CND	2000

Tabla No.11: Hilo de guarda – Zona 1

Subestación	Longitud (km)	Año de Instalación
BAYANO - PANAMA II	138	1977
PANAMA - CHORRERA	39	1979
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	286	1977
PANAMA - LAS MINAS	113	1969

Cabe destacar que parte del equipo existente fue adquirido a las compañías Nuova Magrini Galileo (NMG)³, General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC)⁴; las cuales, como parte de su estrategia de posicionamiento en el mercado de venta de equipos de alta tensión, han decidido descontinuar la manufactura de piezas de repuesto de varios de los equipos existentes en las subestaciones de ETESA.

En este sentido, todos los requerimientos de piezas de repuestos, para la ejecución de mantenimientos mayores de los equipos, deben realizarse a través de pedidos especiales; los

³ Compañía italiana especializada en la producción de equipos de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 2005, fue comprada por el grupo Siemens como parte de su estrategia de obtener mayor participación en el mercado.

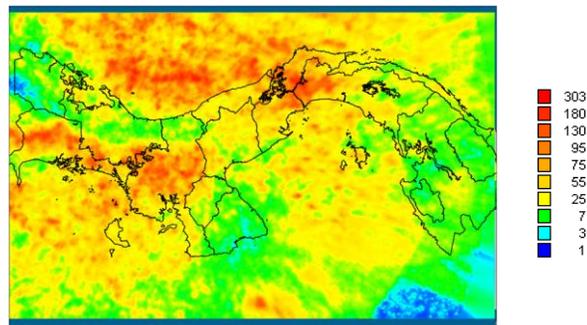
⁴ Compañía especializada en la producción de interruptores de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 1988, se fusionó con la empresa sueca Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (ASEA) y quedando operativamente una nueva empresa denominada Asea Brown Boveri (ABB).

cuales podrían demorar 18 meses o más, poniendo en peligro la confiabilidad del sistema y en algunos casos, produciendo costos de mantenimiento mayores frente al costo de su reposición completa.

Por otra parte, aun cuando varios de los equipos listados anteriormente son considerados como elementos genéricos y sin mayor diferenciación entre sus variedades, la alta tasa de ocurrencia de fenómenos naturales y ambientales en nuestro país, asociados a descargas atmosféricas, viento, calor, inundación, quemas bajo líneas, depósito salino, animales, etc., los hacen un componente indispensable y de atención en las subestaciones por los daños colaterales que pueden ocasionar.

Es decir, el nivel isocerámico⁵ de la zona, aunado a la extensión de la época lluviosa frente a la estación de verano, son factores externos que ameritan su incorporación en el estudio, toda vez que podrían incrementar la rata de falla de los equipos.

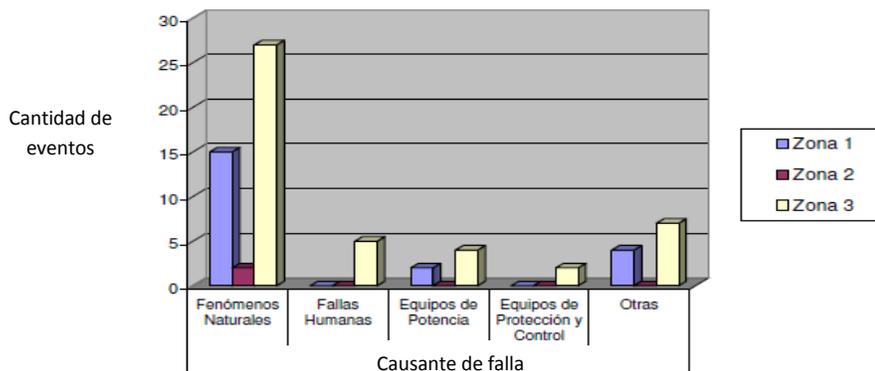
Figura No.2: Mapa de descargas eléctricas – año 2011



Fuente: Hidromet- ETESA

Lo mencionado en el párrafo anterior, guarda relación con lo descrito en el Informe Anual de Indicadores 2009, realizado por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, sobre la cantidad de fallas atribuibles por tipo de evento; los cuales responden, en su mayoría, a fenómenos naturales y ambientales: descargas atmosféricas, quema y vegetación.

Figura No.3: Frecuencia de Eventos por Zona



⁵ El mapa cerámico representa los días de tormenta que aparecen al año por kilómetro cuadrado y como mínimo la aparición de un solo rayo.

2.1 Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos de acuerdo con las buenas prácticas recomendadas.

En este sentido, en el Anexo 1 se presenta:

- 1) El historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto (de darse el caso).
- 2) Detalle de las pruebas efectuadas sobre los equipos para verificar su estado y proceder, de ser necesario, a las tareas de mantenimiento predictivo que correspondan.

3 Metodología y alcance

A continuación se detallan los fundamentos teóricos y normativas vigentes utilizadas como referencia para cuantificar los riesgos asociados a la no reposición de los activos candidatos listados en la Sección 2 del presente informe, y que inciden, por su naturaleza, directamente en su justificación económica-financiera y técnica.

3.1 Fundamentos teóricos y conceptuales

Con el objetivo de establecer un marco conceptual, el cual desde un punto de vista estadístico y económico permita argumentar la necesidad de reponer los activos candidatos, se definen, seguidamente, los conceptos a aplicar en el análisis:

3.1.1 Vida útil estadística

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

No obstante, se dispone de estadísticas que permiten conocer, en base a la experiencia acumulada por gran cantidad de empresas dedicadas a la explotación de sistema de transmisión, la vida media de cada tipo de equipo y la dispersión que muestran alrededor de dicha media, dispersión que indica la conveniencia de su tratamiento probabilístico.

- Ley de distribución

Analizando tal dispersión, se verifica que la ley de distribución normal es la que mejor representa los registros estadísticos obtenidos, de manera tal que los resultados pueden ser caracterizados por un valor medio y su correspondiente desviación estándar, verificándose

que en el lapso comprendido entre más y menos una desviación estándar (95% de confiabilidad) alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

- Fuente de datos

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico⁶ establece, como rango de depreciación aceptable para:

- “plantas de transmisión”, de 3 a 4%; porcentajes que equivalen un rango de 25 a 35 años de vida útil.
- “equipo de comunicaciones”, de 12 a 20%; porcentajes que equivalen un rango de 8 a 5 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de sus Informes 176 y 152 - “Ageing of the System-Impact on Planning” y “An International Survey of Maintenance Policies and Trends” respectivamente, publicados en el año 2000 y el estado actual de los equipos listados previamente, se ha convenido la vida útil listada a continuación:

Tabla No.12: Vida útil para equipo de subestaciones y protecciones

Equipo de subestaciones y protecciones	μ = promedio de vida útil	Razones para las variaciones de la vida útil
Transformadores de potencia	32	Mejoras de diseño, régimen de carga, degradación del aislante, repuestos, requerimientos de capacidad, niveles de humedad.
Interruptores	30	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, obsolescencia de repuestos, desgaste mecánico, problemas de sellado, seguridad, aspectos ambientales referidos al SF6.
Transformadores de voltaje y corriente	30	Fallas de diseño, penetración de humedad, contaminación de aceite.
Equipo de subestaciones en general	30	Corrosión, desgaste mecánico, aspectos ambientales
Hilo de Guarda	35	Clima, medio ambiente, fatiga de material, fallas de aislación, viento, precipitaciones, niveles de contaminación, alta temperatura debido a la carga.
Protecciones Electromecánicas	20	Desgaste, erosión de contactos, confiabilidad, oxidación, repuestos, funcionalidad, cambios en el diseño del sistema.
Protecciones con elementos electrónicos y equipo de pruebas	15	

Tabla No.13: Vida útil para equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones	μ = promedio de vida útil
Aire Acondicionado	13.5
Banco de Batería	11.6
Rectificadores	8
Central Telefónica	15
Torres	20
Multiplexores Bayly	8
Crosconectores	8

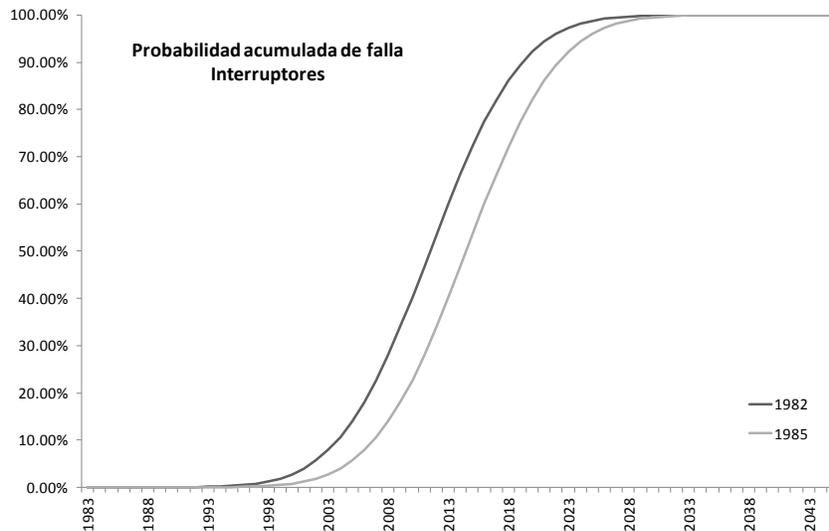
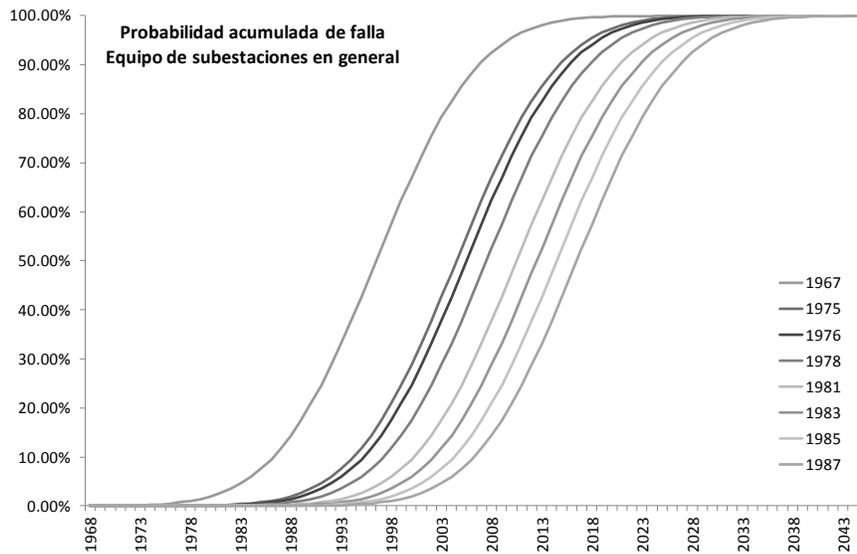
⁶ Modificaciones aprobadas mediante Resolución JD-4859 del 13 de agosto de 2004.

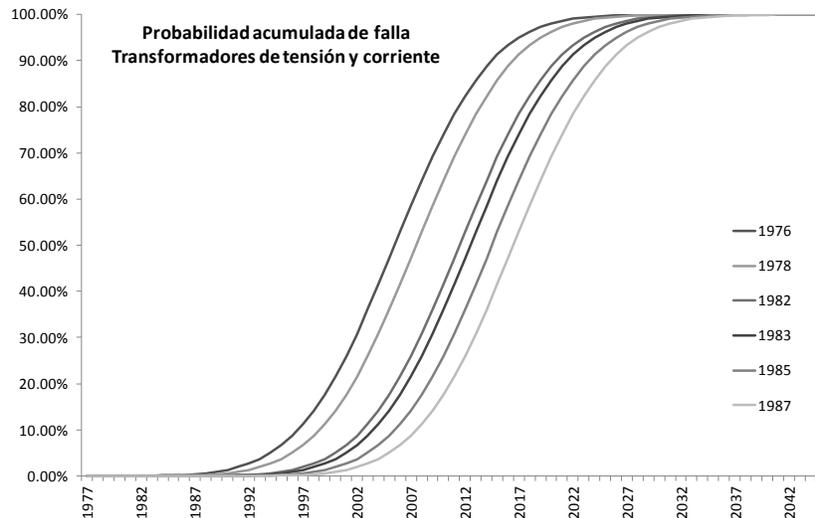
- Probabilidad de falla

La probabilidad de que una falla suceda, en un periodo determinado, resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

A continuación se presenta la probabilidad de falla, dentro del periodo tarifario en estudio (2013-2017), para cada uno de los equipos según su fecha de instalación:

Figura No.4: Probabilidad de falla acumulada por equipo (Anexo 2)





No se consideran las probabilidades de falla en 2012, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

- Redundancia

Ante la probabilidad cierta de falla de todo equipo, en ocasiones el mayor costo de capital asociado a duplicar funciones, que tiene como resultado reducir la probabilidad de falla a la de doble contingencia, es inferior al del perjuicio que causaría esa falla. Y es así que, el Reglamento de Transmisión en su Artículo 86 establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y conexión de distribuidores el criterio de n-1.

Es entonces cuando conviene incluir, en los criterios para evaluar costos de falla, la probabilidad de doble contingencia, especialmente cuando, como en el caso de transformadores, la exposición al riesgo puede extenderse en el tiempo, a veces durante dos o más años, dado el plazo de entrega de esos equipos para los cuales no se disponen repuestos.

3.1.2 Costos directos e indirectos

Debido a la configuración de interruptor y medio de la mayoría⁷ de las subestaciones de propiedad de ETESA, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los equipos será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión.

⁷ Se procedió a incluir un costo en concepto de generación obligada a aquellas subestaciones o patios de ETESA que cuenten con la configuración de barra sencilla (SE Charco Azul) y de Barra Principal y de Transferencia (SE Cáceres). Aun cuando el patio de 34.5kV de la SE Llano Sanchez cuenta con una configuración de barra sencilla no se considera necesario incluir dicho costo en vista que FENOSA, puede alimentar la línea 34-30A, desde una seccionadora en S/E Divisa proveniente de la línea 115-27.

Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos correspondientes a montaje/desmontaje y obras civiles responden al promedio de las últimas licitaciones realizadas por ETESA en concepto de reposición de activos.

Tabla No.14: Estructura de costos para equipo de subestaciones

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, cables, conductores, Ductos, etc.	1.25%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	8.00%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	5.00%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5.00%	sobre total de suministro
Diseño	3.00%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4.00%	sobre total de costos directos
Administración	4.00%	sobre total de costos directos
Inspección	3.00%	sobre total de costos directos

A diferencia de los costos aplicados a los equipos de subestaciones, los costos directos de los equipos de protección contemplan los costos de materiales eléctricos y metálicos: cables de control, borneras de conexión y de prueba, terminales y etiquetas para cables y planchas metálicas y montaje – desmontaje; mientras que los equipos de comunicación solo incluyen los costos de montaje y desmontaje.

Tabla No.15: Estructura de costos directos para equipo de comunicaciones y protecciones

Concepto - protección	%	Observación
Materiales Eléctricos y metálico	27.13%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	24.04%	sobre subtotal de suministro
Concepto - comunicación	%	Observación
Montaje y Desmontaje	8.00%	sobre subtotal de suministro

3.1.3 Valor neto contable

La metodología utilizada para el cálculo del costo de inversión original estimado del equipo, a la fecha de puesta en operación, y el cálculo del valor neto estimado, a la fecha de reposición, se basa en la utilización de precios actuales y porcentajes de costos directos e indirectos⁸, deflactados con índices de precios de producción (PPI por sus siglas en inglés) o fábrica de equipos eléctricos específicos⁹ según su año de instalación (Anexo 3).

Con el objetivo de ilustrar el efecto de la deflación de los precios, a continuación se presenta un cuadro comparativo de los índices de precios de producción promedio observados en los tres primeros meses del año 2012 vs. el mismo periodo en el año 1985.

⁸ Dado que el cálculo del valor neto requiere la estimación del costo “original” del equipo, se procedió a utilizar los porcentajes identificados para el valor nuevo de reemplazo (VNR) del equipo de subestaciones según el último Plan de Expansión aprobado por la ASEP.

⁹ U.S. Bureau of Labor Statistics - “Producer Price Index Industry Data”.

Tabla No.16: Costos directos e indirectos – PESIN 2011

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, etc.	50.00%	sobre costo del equipo
Cables, conductores, Ductos, etc.	14.00%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	7.25%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	24%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5%	sobre total de suministro
Diseño	3%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4%	sobre total de costos directos
Administración	4%	sobre total de costos directos
Inspección	3%	sobre total de costos directos

Tabla No.17: Comparativo de Índice de precio de producción

Index - subestaciones	Equipo	1re Trim. 2012	1re Trim. 1985	Variación
Electric power and specialty transformer mfg	Transformadores de potencia, tensión, corriente y de distribución	245.1	111.9	119.0%
Power circuit breakers, all voltages	Interruptores	138.52	102.6	35.0%
Other lighting equipment manufacturing	Pararrayos	137.4	99.5	38.1%
Switchgear and switchboard apparatus mfg	Seccionadores manuales y motorizados	203.9	101.1	101.7%
Other communication and energy wire mfg	Hilo de Guarda	246.8	101.3	143.6%
Index - protecciones				
Relay and industrial control mfg.	equipo de protección en general	196.1	100.0	96.1%
Index - comunicaciones				
Communications systems and equipment	equipo de comunicación en general	96.4	100.0	-3.6%
Iron and Steel mills	torres	196.7	105.0	87.3%
Storage battery manufacturing	baterías	196.4	98.8	98.8%
Air conditioning, refrigeration and forced air heating equipment mfg	aire acondicionado	171.1	103.8	64.8%
Telephone apparatus manufacturing	central telefónica	88.8	100.0	-11.2%

3.1.4 Costos de mantenimiento

Con el objetivo de estimar los costos de mantenimiento de los equipos candidatos a reposición, para el periodo 2013-2017, se procedieron a identificar los costos de mantenimiento para el año 2011, con base a las horas hombres destinadas, para este rubro, y el costo de los insumos registrado en Máximo¹⁰.

¹⁰ MAXIMO (Sistema de gestión de mantenimiento de activos) proporciona una solución para la captura y gestión de toda la información necesaria durante todo el ciclo de vida de los activos y facilita la toma de decisiones basadas en datos, requerimientos, recursos disponibles y condiciones de seguridad, de forma que se generen importantes ahorros y se prolongue la vida útil de los activos.

En vista de que los registros históricos del costo de las horas/hombre de trabajos de mantenimiento para los equipos candidatos a reposición, recolectados a través del Máximo, no permiten definir un índice que refleje la tendencia de su evolución; se determinó, para los años subsiguientes, escalar los costos de mantenimiento en función al promedio de las variaciones porcentuales de los Índices de Precios al Consumidor (IPC) Nacional Urbano registrados por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá para los últimos 8 años (2004-2011).

Tabla No.18: Índice de precios (Octubre 2002 = 100)¹¹

Año	IPC total	Variación %
2004	100.5	
2005	103.4	2.89%
2006	106.0	2.51%
2007	110.4	4.15%
2008	120.0	8.70%
2009	122.9	2.42%
2010	127.7	3.91%
2011	134.7	5.48%
Promedio	115.7	4.29%

3.1.5 Costo de fallas

- Costos de energía

Evidentemente, la falla de cualquiera transformador y/o interruptor del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición; conllevando penalizaciones económicas por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

En este sentido, aun cuando la mayoría de las subestaciones de ETESA fueron diseñadas bajo la configuración de interruptor y medio, la utilización de escenarios permite evaluar conceptualmente los efectos de la falla de un interruptor según su posición.

Y es así como, en caso de falla de un interruptor de barra (falla en la apertura ordenada por la protección de alguna salida), lo que sucederá es la pérdida de la barra asociada por operación de las protecciones de falla de interruptor (BF); pérdida que durará hasta que se solucione el problema que originó la actuación de la primera protección. Mientras que, en caso de falla de un interruptor central, la consecuencia será la pérdida de la salida asociada.

El costo de falla, ha sido calculado como el producto del costo de la energía obligada o no suministrada al mercado, y eventualmente desplazada, según sea el caso, multiplicada por la cantidad esperada de esa energía, producto a su vez de la probabilidad de ocurrencia de la falla,

¹¹ Fuente: Cuadro No.5 – Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano y variación porcentual. INEC / Contraloría General de la República de Panamá. Al 5 de enero 2012.

durante el periodo que se considere, por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

Los costos de energía considerados han sido:

1. Energía No Servida (ENS)¹²: US\$1,850.0/MWh.
2. Energía obligada: Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno.
3. Energía desplazada: ídem energía obligada, teniendo en cuenta que las centrales desplazadas son hidráulicas de pasada. Esta energía ha sido cuantificada para el cálculo como el 50% de la total obligada, a falta de conocimiento de los contratos que podrían estar en vigencia en esa época.

En el caso de los transformadores, la ENS inicial (2012) ha sido tomada de las demandas registradas, por periodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde 1/03/2011 al 29/2/2012, de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión.

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del periodo tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema, para el PESIN/2012.

Por otro lado, y para el caso del resto de los equipos de subestaciones se incluye en el análisis los costos asociados a daños o pérdidas totales de los equipos adyacentes.

- Duración de la falla

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuestos, se ha considerado, como duración de la falla, el tiempo necesario para la puesta en servicio del nuevo equipo que reemplace al fallado, desde que se decide solicitar su adquisición.

Las tareas a desarrollar para la adquisición, instalación y puesta en servicio de las reposiciones se pueden desagregar en tres etapas:

- 1) Proceso de compra:
 - a. Elaboración de pliegos y especificaciones técnicas y condiciones especiales
 - b. Preparación de documentación para compra
 - c. Publicación en Panamá Compra
 - d. Acto público, estudio de ofertas, adjudicación, redacción y firma del contrato y preparación de documentación para Contraloría.
 - e. Refrendo.
- 2) Fabricación y pruebas en fábrica
- 3) Traslado y puesta en servicio:

¹² Resolución 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos del 21 de octubre de 2008

- a. Transporte
- b. Nacionalización
- c. Puesta en obra
- d. Montaje (incluyendo el desmontaje del equipo a reponer)
- e. Pruebas en Obras

Los tiempos asignados a cada una de esas etapas pueden verse en el cronograma de ejemplo adjunto, con las siguientes particularidades:

- 1) Proceso de compra: los plazos, estimados por la Gerencia de Compras, corresponden a una compra programada normal por Acto Público, que requiere todos los pasos legales de un proceso de este tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación mínimo en Panamá Compra¹³ de 20 días hábiles para los equipos listados, a excepción de los transformadores (40 días calendarios).

En caso de compras no programadas (caso de falla no prevista del equipo, teniendo en cuenta que la situación podría ser considerada de emergencia nacional y la adquisición ser efectuada por compra directa), estos plazos podrían ser acortados, mediante una licitación abreviada.

- 1) Fabricación: el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, ha sido estimado en función a gestiones anteriores y es de 2 meses aproximadamente.

De requerirse la adquisición de piezas de repuestos discontinuadas para la ejecución del mantenimiento de los interruptores, el tiempo promedio de fabricación es de 18 meses.

- 2) Traslado y puesta en servicio: estos plazos son independientes de la modalidad de compra y dependen del plan de libranzas.

3.2 Normativas de reposición

El Punto “k” del Artículo 68 del Reglamento de Transmisión establece taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

- a. que la misma no se debe a falta de mantenimiento.

¹³ El artículo 33 del Texto Único de la Ley de Contrataciones Públicas, publicado en Gaceta Oficial No.26829 el viernes 15 de julio de 2011, establece los periodos de publicación de la convocatoria, indicando que cuando el objeto del contrato recae en obras el tiempo requerido para la publicación es de:

- a. 40 días calendario para las inversiones que exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
- b. 8 días hábiles para las inversiones que exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00) y no exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
- c. 4 días hábiles para las inversiones que exceden los treinta mil balboas (B/.30,000.00) y no exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00).

Sin embargo, y debido a la complejidad del proceso en cuanto a requerimientos de reuniones previas y homologación, se ha convenido establecer un tiempo promedio de 20 días hábiles como un periodo razonable.

- b. la necesidad de la reposición.
- c. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.
- d. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

4 Causales de reposición

La discontinuidad de piezas por parte de las empresas fabricantes, las fuerzas del deterioro de los equipos por su desgaste natural y la alta probabilidad de falla acumulada, son los problemas principales que presentan los equipos candidatos de reposición.

- Autotransformadores de potencia

El final de la vida útil de un transformador está dado fundamentalmente por la degradación de la aislación (no tanto de las características de rigidez dieléctrica sino mecánicas del papel) por reducción del grado de polimerización, DP, de la celulosa¹⁴.

Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del transformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones como lo son las condiciones operativas¹⁵ – exposición de los transformadores a prolongados periodos de sobrecarga y los factores externos¹⁶ – descargas atmosféricas directas.

En este sentido, cabe destacar que en enero de 2006 se hizo un análisis de furano al aceite de los transformadores más antiguos de ETESA. El análisis determinó que los transformadores fabricados antes de 1978 y ubicados en la subestación Chorrera, Llano Sanchez, Progreso y Mata de Nance presentan una degradación en el papel del transformador y que su vida residual estimada está entre 34% y 53%.

Para el año 2007, en el Anexo 27 – “Plan de Reposición de Largo Plazo” del Plan de Expansión 2010 aprobado por el Ente Regulador, se presentó el problema que enfrentan los equipos; sin embargo, y debido a la limitante de disponibilidad de recursos, se priorizaron las inversiones en concepto de reemplazo de activos a realizar, postergándose la ejecución de proyectos de reposición para los autotransformadores y/o reformulándose en proyecto de expansión.

Finalmente, el desgaste interior del equipo se pone en evidencia, no solo con los resultados de las pruebas eléctricas y cromatográficas realizadas (Anexo 5) recientemente a los equipos listados, sino que también con los hechos ocurridos durante el año 2010, asociados a fallas en el cambiador de toma bajo carga del autotransformador T1 de Mata de Nance y fugas de

¹⁴ Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE. Septiembre 2006.

¹⁵ A partir de 1999, cuando ETESA se hizo cargo de los transformadores, los mismos han operado en un adecuado régimen de carga, asegurado por el correcto ajuste de las protecciones; evitando así la aceleración del envejecimiento del aislante por su posible operación en condiciones de sobre-temperatura.

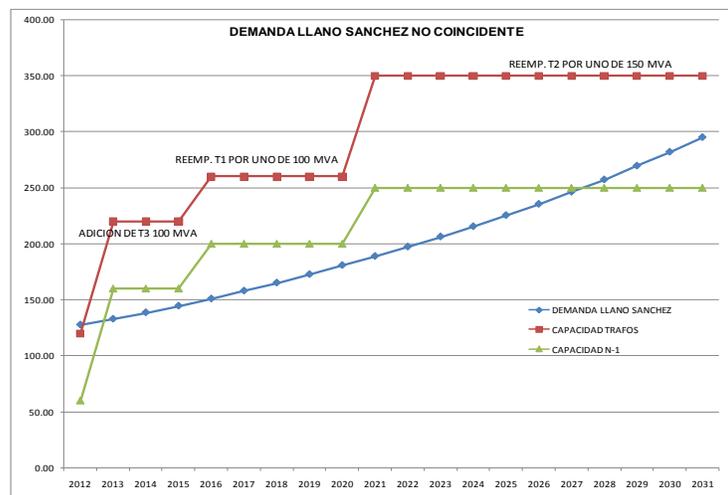
¹⁶ Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de este tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

aceites en el disruptor de la fase A del T2 de Panamá; conllevando, éste último, el pago de US\$4,738.79 en concepto de generación obligada.

Adicionalmente, y debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera, este autotransformador deber reemplazarse por uno de mayor capacidad, 60/80/100 MVA en cada devanado, para así cumplir con el Artículo 86¹⁷ del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

En la figura a continuación se muestra el incremento de carga de la subestación Llano Sanchez de acuerdo a la información proporcionada por la empresa distribuidora correspondiente y la capacidad nominal y N-1 de los transformadores de dicha subestación.

Figura No.5: Demanda no coincidente – Llano Sanchez



- Interruptores

Independientemente del nivel de tensión manejado por los interruptores de potencia, las exigencias que enfrentan por la ejecución de su función normal¹⁸ es un factor importante considerado al momento de evaluar la confiabilidad del equipo.

¹⁷ El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor

¹⁸ Desconectar un circuito en caso de falla, de manera de proteger vidas y bienes puestos en riesgo por la misma y limitar, dentro de lo posible mayores daños al circuito fallado, interrumpiendo para ello corrientes normalmente muchas veces superiores a la nominal.

La degradación del equipo no solo viene dado por el desgaste de sus contactos y de las cámaras de interrupción, debido a las operaciones normales de corte, sino que también por el desgaste del mecanismo que las comanda¹⁹.

En el manual de instrucción de los interruptores en mención, la empresa fabricante recomienda la ejecución de un mantenimiento mayor cada diez (10) años; el cual, podría requerir el cambio de las cámaras de interrupción, los mecanismos de comando y/o los “bushings” o pasamuros.

Es importante mencionar que el cambio de las cámaras de interrupción está directamente relacionado con el número de aperturas acumuladas²⁰, tanto normales o por falla, que tenga el equipo y el del mecanismo de comando con el nivel de calidad, precisión y fiabilidad exigido al equipo.

Tabla No.20: Cantidad de operaciones por fase de los interruptores

Progreso 230kV			
Código	Fase A	Fase B	Fase C
23M12	319	1526	498
23A12	1549	1545	1553
23M22	124	N/D	N/D
23A22	953	993	982

Los interruptores candidatos a reposición, en el corto plazo, son del tipo monopolar de tanque vivo comandados a través de compresores individuales de aire comprimido; los cuales están próximos a requerir la ejecución del tercer mantenimiento, conllevando así, entre otras piezas de repuesto, el cambio de los aisladores de cada polo del interruptor.

Adicionalmente, y en vista de que el equipo existente fue adquirido a la compañía Nuova Magrini Galileo (NMG), empresa que actualmente ha discontinuado la fabricación de piezas de repuestos, los mayores inconvenientes operativos que presentan los interruptores candidatos a reposición están relacionados con:

- (a) el periodo de espera para la adquisición de piezas a través de pedidos especiales (18 meses o más aproximadamente),
- (b) incremento de los costos del equipamiento y del soporte técnico.

Desde el punto de vista técnico, los principales inconvenientes son:

- (a) Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores NMG, es accionado por aire comprimido. Este mecanismo es mecánicamente muy complejo, con

¹⁹ El mecanismo de comando debe garantizar el cumplimiento de las órdenes que recibe, emitidas, en el caso de fallas, por protecciones que requieren, para que su función se cumpla, una precisión de milisegundos, tanto en el proceso de desconexión en sí como en la necesaria concordancia entre los polos del interruptor.

²⁰ El conteo de las operaciones efectuadas (sin discriminación de tipo de operación: normal o sobre falla, dato este último sólo disponible por registro de eventos) ha quedado registrado por los contadores mecánicos de los equipos. Sin embargo, no se tienen los datos de la magnitud de las fallas interrumpidas (KA2 acumulados), debido a que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

muchas piezas sujetas a desgaste, y los circuitos neumáticos, por la antigüedad de los equipos, tienen fugas que debe ser permanentemente vigiladas y reparadas, ya que si bien raras veces es necesaria la actuación del interruptor, ésta debe estar absolutamente garantizada, en el momento en que se la requiera.

En este sentido, el reemplazo de la fuente de aire comprimido por una nueva, centralizada o no, no soluciona el problema de desgaste de los mecanismos individuales de comando de apertura y cierre del interruptor, lo cual es progresivo e irreversible.

- (b) Cámaras de interrupción: a diferencia de los NMG, los interruptores modernos de tanque muerto utilizan, para el apagado del arco, sistemas de autosoplado, de capacidad de extinción proporcional a la magnitud de la falla, lo que evita el corte anticipado de corrientes inductivas pequeñas, tales como las de desconexión de transformadores en vacío, cortes éstos que generan peligrosas sobretensiones de maniobra.
- (c) Contactos: estos interruptores tienen contactos de cobre-plata, de mucha menor duración, en cantidad de maniobras necesarias para su reemplazo (500 contra 5000), que los de cobre-tungsteno que se usan en la actualidad.
- (d) Transformadores de corriente por separado: a diferencia de los interruptores de tanque vivo existentes en las instalaciones de ETESA, los interruptores de tanque muerto tienen incorporado los transformadores de corriente tipo toroidales en los bushings; lo que permite eliminar las anomalías térmicas observadas por el encapsulamiento especial de los transformadores de corriente, diseñados para los interruptores tanque vivo.

Todo lo expuesto se resume en que los equipos candidatos a reposición incurren en mayores costos de mantenimiento y no garantizan la confiabilidad del sistema.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente asociados a los interruptores de tanque vivo existentes, son factores críticos que requieren atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho ocurrido el 31 de diciembre de 2011, en el cual personal de la Gerencia de Operación y Mantenimiento realizó la libranza de emergencia debido a la explosión del aislador de la fase C del interruptor 3M22; evento que ocasionó que el transformador "T2" del patio de 34.5kV de la S/E Progreso saliera de operación.

Figura No.6: Problema de daños en el aislador del interruptor 3M22 y sus efectos en el transformador



- Transformadores de tensión

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 20 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Recientemente se han ejecutado libranzas de emergencias (Eje. ETESA-555-2010) para reemplazar transformadores de tensión, debido a explosiones por deterioro del aislamiento, asociado a problemas de fugas del aceite aislante.

Figura No.7: Explosión del transformador de tensión



Los transformadores de tensión candidatos a reposición, en el corto plazo, son del tipo capacitivo, en su mayoría sellados, con el núcleo sumergido en aceite; los cuales están próximos a finalizar su periodo de vida útil.

Los elementos sujetos a desgastes de los transformadores de tensión candidatos a reposición son sus partes capacitivas.

Por otra parte, de los transformadores de tensión listados previamente, existen cuatro (4) asociados al patio 115kV de la Subestación Llano Sanchez; los cuales, a la fecha, cuentan con menos de 15 años de explotación pero han presentado severos problemas de aislamiento. Como resultado de las pruebas eléctricas, se ha observado que los equipos presentan valores de factor de potencia y de capacitancia muy por encima de lo indicado por la fábrica y los cuales ponían en riesgo la seguridad del sistema.

Adicionalmente, y en vista de un evento suscitado el 5 de diciembre de 2010, en el cual, un transformador de tensión de la Subestación Llano Sanchez, de las mismas características de los mencionados en el párrafo anterior, explotó, ETESA le ha solicitado al fabricante del equipo, la compañía AREVA, una explicación relacionada a las fallas repentinas y a la marcada

degradación que presenta su aislamiento; sin embargo, a la fecha de publicación de este informe, no se contaba con respuesta alguna por parte del fabricante.

- Transformadores de corriente

La disminución del nivel de aislamiento o sellado del equipo, debido a su desgaste natural, es irreversible y da pie a variaciones de las características internas de los transformadores de corriente; aumentando así las probabilidades de falla del equipo o de su explosión.

En este sentido, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente son factores críticos que requiere atención, por su impacto en los interruptores.

- Pararrayos

El pararrayo tiene como función:

- a. Limitar la tensión aguas abajo del sistema o elemento a proteger, sin que en sus bornes presenten un nivel de tensión superior a su nivel superior de aislamiento nominal.
- b. Derivar a tierra, a través de ella, la sobre intensidad asociada a la sobretensión; desconectándose de tierra si los valores de sobre intensidad son realmente superiores a los que puede soportar, quedándose en cortocircuito.

Es fundamentalmente esta última función, la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone al aislamiento y al material interno del equipo, la que protege al sistema y la que por lo tanto debe considerarse a la hora de evaluar la confiabilidad del equipo.

La degradación del equipo viene dado, básicamente, por el deterioro en el aislamiento del pararrayo producto de su envejecimiento y por el desgaste natural de sus varistores (pastillas de óxido de Zinc); lo que se traduce en una reducción de la resistencia que presentan a la circulación de la corriente y por lo tanto problemas para ejercer su función de impedir que la tensión en la red supere el nivel de aislamiento nominal del equipo.

Los daños colaterales, originados por la ruptura de los aisladores del pararrayo, son un aspecto crítico a considerar en el análisis por su impacto en los equipos adyacentes.

- Seccionadores motorizados y manuales

El desgaste de los contactos debido a su operación normal de cerrar o abrir el circuito a altas temperaturas, aunado a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico por la discontinuidad de los mismos en el mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema.

Lo mencionado en el párrafo anterior se pone en evidencia en los informes de termografía realizados por personal calificado de ETESA y detallados en el Anexo 5.

En el caso específico de los seccionadores manuales de la subestación Cáceres, debido a la función estratégica de esta subestación y a la ventaja que le brindaría, no solo a los agentes del mercado sino también a los consumidores finales, la ejecución, por parte de ETESA, de maniobras vía remota, sería una ventaja sumamente importante en esta Subestación.

Los seccionadores actualizados en una subestación será el elemento que le permitirá al operador (CND o Supervisor de Subestación) ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso, agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos. A lo largo de estos últimos años y debido a las nuevas regulaciones que exigen un tiempo de respuesta muy corto ante eventos, por parte del transportador de energía; los seccionadores motorizados se convertirán en la herramienta que le permitirá al operador realizar sus funciones de una manera más ágil y eficaz.

Por todo lo anteriormente expuesto, la subestación Cáceres requiere de una total actualización, debido a que ésta, tiene más de cuarenta años de haber sido construida y no se le han hecho cambios substanciales en sus equipos, a la vez que, ninguna de sus seccionadoras son motorizadas.

- Transformadores de servicios auxiliares

Similar al padecimiento que presentan los transformadores de corriente en cuanto a la disminución del nivel de aislamiento, los transformadores de servicios auxiliares muestran un deterioro sustancial debido a que los mismos entraron en operación en 1978, por lo que son equipos con 34 años de servicio ininterrumpido. Estos transformadores son sumamente importantes para el sistema de transmisión debido a que son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal proporcionar alimentación de corriente alterna al cargador de batería, alumbrado, ventilación de los autotransformadores, resistencias calefactoras, etc. de la casa de control; un mal funcionamiento de estos equipos puede dejar a una subestación sin el suministro de energía eléctrica.

- Hilo de guarda

Los conductores hilo de guarda 7No.8 Alumoweld tienen la finalidad de proteger los conductores de fase de posibles descargas atmosféricas que pueden conllevar, a su vez, salidas temporales o permanentes del sistema eléctrico nacional.

La alta contaminación del ambiente debido a la salinidad del mismo, aunado a los más de 30 años de servicio ininterrumpido del equipo, han derivado en el deterioro de los conductores y en casos más extremos, hasta su ruptura por corrosión.

La caída del hilo de guarda sobre los conductores de fase podría representar un riesgo para la transmisión de la energía, causando, en su caso más crítico, apagones de magnitudes considerables, de no atenderse la problemática expuesta.

- Equipos de protección

La acción oportuna y correcta de los equipos de protección frente a cualquiera falla eléctrica es indispensable para garantizar la continuidad del servicio.

Los mayores inconvenientes observados son:

- 1) Finalización de la vida útil: los equipos han sobrepasado la vida útil estimada; incrementándose así la probabilidad de falsas alarmas.
- 2) Obsolescencia tecnológica:
 - a. a diferencia de los equipos de protección existentes en el mercado, los equipos de protecciones diferenciales candidatos a reposición son del tipo estático o electromecánicos con un relevador por fase. En este sentido, el acceso a reportes de fallas y oscilografías es limitado y se requiere de tres relevadores, en vez de uno solamente, para poder realizar la protección completa del transformador.
 - b. los equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores candidatos a reposición no permiten: realizar pruebas automáticas de las características de protección de los relevadores, monitorear las entradas digitales y programar secuencias de falla en donde se pueda simular una falla en sus diferentes escenarios.
- 3) Desgaste del equipo: pérdida precisión en los elementos de ajustes, para el caso de los equipos de protecciones diferenciales candidatos.
- 4) Ausencia de repuestos:
 - a. la compañía Alstom ha discontinuado los repuestos de las protecciones diferenciales de transformador, sobre corriente a neutro y barra modelo tipo MBCH13D1BD0752A, MCGG22D1CD0753C y MFAC34F1BB0001A respectivamente.
 - b. El equipo de pruebas de inyección secundaria existente fue discontinuado por la fábrica, limitando el reemplazo de módulos defectuosos.

El 10 de junio de 2008, queda en evidencia el desgaste que sufren los equipos de protecciones, con más de 10 años de servicio ininterrumpido y de la marca Alstom, cuando ETESA ejecutó una libranza de emergencia para sacar de servicio una protección de distancia de la línea 230-8 en la subestación Mata de Nance, debido a malas operaciones.

- Proyectos de comunicaciones

- a. Reposición de Banco de Baterías

Las constantes descargas a las cuales han sido sometidos los bancos de baterías desde su instalación en el año 1994 (18 años de servicio ininterrumpido), aunado a su delicada función de garantizar las comunicaciones entre el CND y los diversos agentes del sector eléctrico, ante cualquiera falta de suministro de energía eléctrica, hacen impostergable la reposición de estos activos.

Con el paso del tiempo, las baterías pierden su conductividad para almacenar energía y pueden ser causantes de daños en las casetas donde están instaladas o generar vapores tóxicos; afectando así, los servicios que ofrece la empresa de Tele protecciones, SCADA, Red de informática (LAN), etc.

b. Reposición de multiplexores Bayly

A nivel nacional, ETESA cuenta con 61 nodos de comunicación; en los cuales están instalados multiplexores de marca Bayly.

La obsolescencia del equipo aunado al cierre de operaciones de la fábrica Bayly, eliminando el servicio de soporte técnico y la fabricación de repuestos, podrían afectar no solo los servicios de Tele protección, SCADA, WAN, telefonía (rojo y beige) que ofrece la empresa, sino que también podría poner en riesgo la operación y supervisión del Sistema Interconectado Nacional.

c. Reposición de rectificadores

Los rectificadores son elementos indispensables para el intercambio de información para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, ya que abastecen de energía a los equipos de comunicaciones y a la vez los protegen de sobre-voltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

Los equipos candidatos a reposición fueron adquiridos en 1994 por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y no cuentan, actualmente, con piezas de repuestos disponibles en el mercado ni con el respaldo de la fábrica; situación que podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema de comunicaciones.

d. Reposición de cross-conectores

A través del Contrato DG-121-95, firmado en 1995, el IRHE adquirió cuatro (4) cross-conectores Amux Multiplexer de la marca Awa Communications ubicados en la columna vertebral del Sistema de Microondas.

A la fecha, los equipos cuentan con más de 15 años de vida útil, ofrecen una capacidad limitada frente a las ventajas tecnológicas de los nuevos equipos en el mercado (están obsoletos) y han sido discontinuados por el fabricante; factores que afectan el desempeño de la operación y supervisión del Sistema Interconectado Nacional.

e. Reposición de central telefonica en Valbuena

La falta de soporte técnico y repuestos por parte de la empresa fabricante (Panasonic), la limitación de expansión de troncales y extensiones, la imposibilidad de funcionar de forma aislada, ante cualquier contingencia y la obsolescencia de este tipo de central telefónica (análoga) frente a los nuevos modelos existentes en el mercado, son algunos de los factores que evidencian la necesidad de reponer el equipo, con el fin de evitar la consecuente pérdida de la comunicación con las garitas de las subestaciones, los teléfonos de respaldo de cada subestacion de la Zona 3 y una saturación pronunciada de la central telefónica de Panamá.

f. Reposición de torres en Chimenea y Tole

Las torres auto-soportadas de 18 metros de la marca Leblanc fueron concebidas inicialmente, en el año 1995, para instalar antenas de rejillas en la banda de 2GHz; sin embargo, por disposiciones legales de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), ETESA se vio forzada a migrar su sistema principal de microondas, hacia la banda de frecuencias superiores (7GHz) y mantener los mismos sitios de repeticiones originales. Para poder cumplir con las disposiciones anteriormente mencionadas, ETESA instaló antenas de alto desempeño con un mayor tamaño; acción que elevó el nivel de resistencia al viento.

Esta condición es desfavorable, para la estructura de la torre, dado que a esa altura los vientos superan los 200 km por hora y su diseño original no contempla el soporte de las antenas actualmente instaladas; ocasionando así, un desvanecimiento total en la señal de los enlaces de microondas instalados. En consecuencia, esta situación representa una condición de inseguridad en la operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

- Proyecto de automatización de la SE Cáceres

Actualmente en la red de transmisión de ETESA, existen subestaciones que vienen del inicio del Sistema Integrado Nacional; contando la SE Cáceres con más de 40 años de servicio y con tecnología obsoleta en equipos de monitoreo y control.

En este sentido, se confrontan los siguientes inconvenientes:

- 1) Diferentes relés de diferentes fabricantes, sin poder comunicarse entre sí dado que no cuentan con el mismo protocolo.
- 2) Falta de repuestos y tecnología obsoleta de los esquemas de supervisión de los circuitos de disparos, los esquemas de verificación de sincronismo, y los paneles de alarmas y señalización.
- 3) Problemas de alumbrado.
- 4) Baja confiabilidad al momento de ejecución de maniobras vía remota.

5 Propuestas de Reposición

5.1 Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general, garantizar el buen funcionamiento del equipo, asegurar su vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

5.2 Objetivo Complementario

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

5.3 Estrategias a implementar

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se puede considerar el reemplazo, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y, sin tener en cuenta opciones que busquen prevenir eventuales fallas a través de la repotenciación o el mejoramiento del equipo (aspectos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

- a) Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición)
- b) Reposición parcial del activo para dejarlo como nuevo (“*refurbishment*”)
- c) Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla (“*wait and see*”).

Posterior al análisis individual de los equipos candidatos a reposición, se concluye que la alternativa de reposición parcial solamente es aplicable a los interruptores existentes mediante un cambio de las cámaras de interrupción; mientras que para el resto de los equipos sólo quedan dos opciones: reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

5.3.1 Alternativas de reposición

A continuación se detallan las alternativas de reposición por activo.

- i. Transformadores de potencia

Si bien es posible la reposición de componentes importantes del transformador, tales como “*bushings*” o RBC, de manera de recuperar en parte su capacidad operativa, es imposible la reposición de la aislación, ya que tal reparación, consiste en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en una fábrica o lugar equivalente donde se disponga de facilidades para el decubaje, e implicaría un costo mayor que el del propio transformador, sin contar con la necesidad de sacarlo de servicio por un periodo inaceptable.

Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto anteriormente, relativo a la irreversibilidad de su degradación, queda descartada toda posibilidad de reposición parcial.

ii. Interruptores

1. Ejecución del tercer mantenimiento mayor y compra de cámaras de interrupción.
2. Compra de nuevos interruptores de tanque muerto.

Cabe destacar que la recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo; justificándose económicamente ésta operación si el polo dañado es uno, pero nunca como recambio del conjunto tripolar, ya que en este caso su costo es prácticamente el mismo que el recambio del interruptor completo y no remedia el desgaste del resto del equipo.

iii. Pararrayos

El riesgo asociado a la pérdida de aislamiento del equipo al ejecutarse el cambio de los varistores (pastilla óxido de zinc), debido a las facilidades requeridas para el decubaje, hace conveniente el reemplazo total del equipo.

iv. Transformador de distribución, tensión y corriente

En vista de que la ejecución de un cambio de las partes capacitivas en los transformadores de distribución, tensión y corriente no garantiza el buen funcionamiento del equipo en el largo plazo y no elimina la probabilidad de la aparición de fallas asociadas al transformador intermedio, se propone el reemplazo total del equipo.

Adicionalmente, y en función del caso específico de los cuatro (4) transformadores de tensión del patio de 115kV de la subestación Llano Sanchez, marca AREVA, proponemos el reemplazo total del equipo debido a problemas de diseño.

v. Seccionadores motorizados y manuales

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos.

Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de los mismos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

vi. Hilo de guarda

Las líneas de 230 kV, 1,2,3,4,5,6,7, y 8, se construyeron en la década del '70 y constituyen el punto medular para la transmisión de la energía eléctrica, de las centrales hidroeléctricas y plantas de generación térmicas, ubicadas al oeste del país, a los centros de carga.

Estando, los hilos de guarda, candidatos a reposición cerca, o habiendo llegado, al fin de su vida útil estimada, se propone el reemplazo total de esos conductores para que las líneas de transmisión de ETESA sigan brindando un óptimo servicio.

Tabla No.21: Longitud del hilo de guarda candidato a reposición

Subestación	Longitud (km)
BAYANO - PANAMA II	138
PANAMA - CHORRERA	39
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	286
PANAMA - LAS MINAS	113

vii. Equipos de protección

En vista de las dificultades que se presentan para la ejecución de un mantenimiento mayor a los equipos de protecciones, debido a la falta de piezas por discontinuidad de fábrica, se propone adquirir:

- dos (2) nuevos relevadores diferenciales de transformador (87T) de dos devanados de tecnología microprocesada con las siguientes características mínimas: bloqueo de segundo y quinto armónico, voltaje de alimentación de **48Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, entradas digitales, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente en cada devanado como también potencia reactiva y activa y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.
- dos (2) nuevos relevadores de disparo y bloque (86T) tipo LOR con las siguientes características mínimas: voltaje de alimentación 48Vdc, reposición manual y capacidad de 5 “decks”.
- cuatro (4) nuevos relevadores diferenciales de transformador (87T) de dos devanados de tecnología microprocesada con las siguientes características mínimas: bloqueo de segundo y quinto armónico, protección de sobre corriente incluida, voltaje de alimentación de **125Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, entradas digitales, contactos de salida, contacto “watchdog” para monitoreo del relé, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente en cada devanado como también

potencia reactiva y activa y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.

- dos (2) equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores con las siguientes características mínimas: 3 generadores de corriente AC/DC, 3 generadores de voltaje AC/DC, simulador de batería, entradas binarias, salidas binarias, temporizador y monitoreo, funciones de auto-verificación que indique el detalle de error registrado, puertos de comunicación para enlace con una computadora portátil y programa de gestión para la ejecución de diferentes tipos de prueba.

viii. Equipos de comunicaciones

g.1. Banco de Baterías

- Tecnología Gel (VRLA)
- Periodo de vida útil de 10 años mínimo
- Módulos individuales con dos (2) celdas como máximo de 2 voltios (24 celdas en total)
- Capacidad nominal según solicitado en amperios-horas a 8 horas mínimo.
- A prueba de fugas y derrames
- A prueba de explosiones
- Instalación vertical u horizontal

g.2. Multiplexores

- Configuración redundante, en control y alimentación
- Capacidad para trabajar en configuración de anillo simple y redundante
- Capacidad de cross-conexión
- Ranuras para tributarias de alta y baja velocidad
- Permite utilizar los módulos Ethernet
- Permite utilizar los módulos de voz
- Permite utilizar los módulos de datos (V24/V28,x21/V11,EIA530, etc.)
- Interfaz óptica 4E1 de largo alcance
- Permite utilizar módulos IEEE C37.94

g.3. Rectificadores

- Características de entrada: margen de voltaje 208 a 240 Vac, margen de frecuencia 50/60Hz, monofásico, factor de potencia mayor a 0.9.
- Características de salida: margen de voltaje 42 a 60Vdc, corriente máxima de salida 110% valor nominal, eficiencia mayor a 82% (con 50-100% carga), regulación en voltaje de FLOAT y EQUAL, estática menor a 0.02% de la línea y carga, dinámica menor a +/- 5% de desviación para cambio de carga de 50 a 100%, tiempo de repuesta 500ms a 0.1% de salida, ecualización local mediante interruptor.
- Ruido de salida: banda de voz menor a 22 dBRNC, banda ancha menor a 25/1.2mVrms 1/3 monofásico, acústica menor a 65 dBA a 1 metro.

- Emisiones y radiaciones: EMI cumpliendo con FCC clase B.
- Indicadores y controles: pantalla led de 7 segmentos, controles de push switch float/equal volt, ac normal/fail led indicator, volt + amper meter, general fail led & contact indicator, e indicadores led de falla de módulo y estado de módulo.
- Contactos de alarmas: falla individual de módulo (falla AC, DC, low volt, high volt, load, alarma general)
- MTBF mayor a 300k hrs por fase.

g.4. Cross-conectores

- Capacidad de 8 puertos E1
- Capacidad expandible a 16 puertos E1
- Configuración redundante
- Redundancia en control
- Redundancia en alimentación
- Permite conmutación de ruta

g.5. Central telefónica

- Número de troncales: 8, con facilidad de expansión
- Número de extensiones: 64 análogas y 8 digitales
- Baterías de 48 Vdc y rectificador
- Tipo de central: digital
- Opciones de líneas “Hot Line”
- Propiedades de restricciones de marcado

g.6. Torres

- Altura de 30 metros
- Capacidad al viento superior a 300 km/hr
- Plataforma de descanso intermedio
- Montantes tubulares de 4 pulgadas
- Escaleras de ascenso
- Sistema de red de tierra.

ix. Equipo electrónico para automatización de SE Cáceres

Con la finalidad de optimizar la recopilación de data en las subestaciones a través de una red de gestión de la información con los dispositivos instalados en las mismas, actualizar y mejorar los esquemas de supervisión y control de la instalación y disponer de datos no operativos, se propone migrar a un sistema automatizado de subestación mediante la integración de los distintos IED's e implementar un sistema de gestión local y remoto.

En este sentido, se requiere la compra de:

- 1) Equipos integrados o concentradores – 3 unidades
 - a. Protocolo IEC 61850

- b. Comunicación a través de una red TCP/IP.
 - c. Licencias para poder integrar cada uno de los IED's al integrador.
 - d. Sistemas de Gestión amigable, sin limitantes en el manejo de datos y usuarios.
- 2) Equipos controladores de bahía – 8 unidades
- a. Protocolo IEC 61850
 - b. Comunicación a través de una red TCP/IP.
- 3) HMI Local con su respectiva pantalla de LCD 19”, el cual estará ubicado en la casa de control.
- 4) HMI Remoto para el sistema de gestión ubicado en las oficinas de ETESA en el complejo deportivo.

5.3.2 Inversión

Los costos de inversión han sido estimados con base a los costos de suministros de licitaciones realizadas por ETESA en los últimos dos años, habiéndose tenido en cuenta los renglones de costos detallados en la sección 3.1.2. – Costos directos e indirectos y el impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios aplicado en la República de Panamá (ITBMS - 7%).

Tabla No.22: Inversión estimada en transformadores de potencia

Inversión / Proyecto Subestación	Largo Plazo		Corto Plazo	
	SE Mata de Nance T1	SE Chorrera T2	SE Panamá T2	SE Llano Sanchez T1
Costos directos de construcción	B/. 3,348,891.78	B/. 3,348,891.78	B/. 3,966,461.25	B/. 3,348,891.78
Suministro (puesto en obra)	B/. 2,939,945.38	B/. 2,939,945.38	B/. 3,482,101.00	B/. 2,939,945.38
Montaje y Desmontaje	B/. 251,659.32	B/. 251,659.32	B/. 298,067.85	B/. 251,659.32
Obra civil	B/. 157,287.08	B/. 157,287.08	B/. 186,292.40	B/. 157,287.08
Costos indirectos	B/. 468,844.85	B/. 468,844.85	B/. 555,304.57	B/. 468,844.85
Diseño	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75	B/. 118,993.84	B/. 100,466.75
Inspección	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75	B/. 118,993.84	B/. 100,466.75
Ingeniería	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67	B/. 158,658.45	B/. 133,955.67
Administración	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67	B/. 158,658.45	B/. 133,955.67
Gastos financieros				
Contingencia	B/. 167,444.59	B/. 167,444.59	B/. 198,323.06	B/. 167,444.59
Total	B/. 3,985,181.21	B/. 3,985,181.21	B/. 4,720,088.89	B/. 3,985,181.21

Tabla No.23: Costos de inversión comparativos de escenarios – reemplazo de equipo vs. ejecución del mantenimiento mayor.

Inversión / Proyecto	Con Reemplazo	Con Reemplazo	Con Mantenimiento	Con Mantenimiento
Subestación	SE Progreso	SE Progreso	SE Progreso	SE Progreso
Cantidad de equipos a reponer	4	5	4	5
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	230 kV	34.5 kV
Costos directos de construcción	B/. 814,386.66	B/. 383,323.17	B/. 1,091,297.90	B/. 635,909.08
Suministro (puesto en obra)	B/. 714,938.69	B/. 336,514.06	B/. 958,035.20	B/. 558,255.71
Montaje y Desmontaje	B/. 61,198.75	B/. 28,805.60	B/. 82,007.81	B/. 47,786.69
Obra civil	B/. 38,249.22	B/. 18,003.50	B/. 51,254.88	B/. 29,866.68
Costos indirectos	B/. 114,014.13	B/. 53,665.24	B/. 152,781.71	B/. 89,027.27
Diseño	B/. 24,431.60	B/. 11,499.70	B/. 32,738.94	B/. 19,077.27
Inspección	B/. 24,431.60	B/. 11,499.70	B/. 32,738.94	B/. 19,077.27
Ingeniería	B/. 32,575.47	B/. 15,332.93	B/. 43,651.92	B/. 25,436.36
Administración	B/. 32,575.47	B/. 15,332.93	B/. 43,651.92	B/. 25,436.36
Gastos financieros				
Contingencia	B/. 40,719.33	B/. 19,166.16	B/. 54,564.89	B/. 31,795.45
Total	B/. 969,120.13	B/. 456,154.57	B/. 1,298,644.50	B/. 756,731.81

Tabla No.24: Inversión estimada en pararrayos

Inversión / Proyecto	Corto Plazo	
Subestación	SE Llano Sanchez	
Cantidad de equipos a reponer	6	3
Nivel de tensión	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 29,643.33	B/. 25,937.92
Suministro (puesto en obra)	B/. 26,023.47	B/. 22,770.54
Montaje y Desmontaje	B/. 2,227.61	B/. 1,949.16
Obra civil	B/. 1,392.26	B/. 1,218.22
Costos indirectos	B/. 4,150.07	B/. 3,631.31
Diseño	B/. 889.30	B/. 778.14
Inspección	B/. 889.30	B/. 778.14
Ingeniería	B/. 1,185.73	B/. 1,037.52
Administración	B/. 1,185.73	B/. 1,037.52
Gastos financieros		
Contingencia	B/. 1,482.17	B/. 1,296.90
Total	B/. 35,275.57	B/. 30,866.12

Tabla No.25: Inversión estimada en transformadores de servicios auxiliares

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	Mata de Nance
Cantidad de equipos a reponer	6
Nivel de tensión	34.5 kV
Costos directos de construcción	B/. 37,054.17
Suministro (puesto en obra)	B/. 32,529.34
Montaje y Desmontaje	B/. 2,784.51
Obra civil	B/. 1,740.32
Costos indirectos	B/. 5,187.58
Diseño	B/. 1,111.63
Inspección	B/. 1,111.63
Ingeniería	B/. 1,482.17
Administración	B/. 1,482.17
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 1,852.71
Total	B/. 44,094.46

Tabla No.26: Inversión estimada en transformadores de tensión

Inversión / Proyecto	Corto Plazo							
	SE Mata de Nance	SE Progreso	SE Caldera	SE Llano Sanchez		SE Cáceres	SE Panamá	
Subestación								
Cantidad de equipos a reponer	5	9	15	4	2	5	16	7
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	115 kV	115 kV	34.5 kV	115 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 104,986.81	B/. 75,312.60	B/. 203,797.93	B/. 54,346.11	B/. 16,736.13	B/. 67,932.64	B/. 217,384.45	B/. 146,981.53
Suministro (puesto en obra)	B/. 92,166.46	B/. 66,115.88	B/. 178,911.36	B/. 47,709.70	B/. 14,692.42	B/. 59,637.12	B/. 190,838.78	B/. 129,033.04
Montaje y Desmontaje	B/. 7,889.45	B/. 5,659.52	B/. 15,314.81	B/. 4,083.95	B/. 1,257.67	B/. 5,104.94	B/. 16,335.80	B/. 11,045.23
Obra civil	B/. 4,930.91	B/. 3,537.20	B/. 9,571.76	B/. 2,552.47	B/. 786.04	B/. 3,190.59	B/. 10,209.87	B/. 6,903.27
Costos indirectos	B/. 14,698.15	B/. 10,543.76	B/. 28,531.71	B/. 7,608.46	B/. 2,343.06	B/. 9,510.57	B/. 30,433.82	B/. 20,577.41
Diseño	B/. 3,149.60	B/. 2,259.38	B/. 6,113.94	B/. 1,630.38	B/. 502.08	B/. 2,037.98	B/. 6,521.53	B/. 4,409.45
Inspección	B/. 3,149.60	B/. 2,259.38	B/. 6,113.94	B/. 1,630.38	B/. 502.08	B/. 2,037.98	B/. 6,521.53	B/. 4,409.45
Ingeniería	B/. 4,199.47	B/. 3,012.50	B/. 8,151.92	B/. 2,173.84	B/. 669.45	B/. 2,717.31	B/. 8,695.38	B/. 5,879.26
Administración	B/. 4,199.47	B/. 3,012.50	B/. 8,151.92	B/. 2,173.84	B/. 669.45	B/. 2,717.31	B/. 8,695.38	B/. 5,879.26
Gastos financieros								
Contingencia	B/. 5,249.34	B/. 3,765.63	B/. 10,189.90	B/. 2,717.31	B/. 836.81	B/. 3,396.63	B/. 10,869.22	B/. 7,349.08
Total	B/. 124,934.30	B/. 89,621.99	B/. 242,519.53	B/. 64,671.88	B/. 19,916.00	B/. 80,839.84	B/. 258,687.50	B/. 174,908.03

Tabla No.27: Inversión estimada en transformadores de corriente

Inversión / Proyecto	Corto Plazo	
	SE Llano Sanchez	
Subestación		
Cantidad de equipos a reponer	18	30
Nivel de tensión	34.5 kV	115 kV
Costos directos de construcción	B/. 153,804.44	B/. 504,307.23
Suministro (puesto en obra)	B/. 135,022.77	B/. 442,724.28
Montaje y Desmontaje	B/. 11,557.95	B/. 37,897.20
Obra civil	B/. 7,223.72	B/. 23,685.75
Costos indirectos	B/. 21,532.62	B/. 70,603.01
Diseño	B/. 4,614.13	B/. 15,129.22
Inspección	B/. 4,614.13	B/. 15,129.22
Ingeniería	B/. 6,152.18	B/. 20,172.29
Administración	B/. 6,152.18	B/. 20,172.29
Gastos financieros		
Contingencia	B/. 7,690.22	B/. 25,215.36
Total	B/. 183,027.29	B/. 600,125.61

Tabla No.28: Inversión estimada en seccionadores motorizados

Inversión / Proyecto	Corto plazo		
	SE Panamá		SE Cáceres
Subestación			
Cantidad de equipos a reponer	10	2	12
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	115 kV
Costos directos de construcción	B/. 245,434.46	B/. 56,816.39	B/. 294,521.35
Suministro (puesto en obra)	B/. 215,463.49	B/. 49,878.32	B/. 258,556.19
Montaje y Desmontaje	B/. 18,443.67	B/. 4,269.58	B/. 22,132.41
Obra civil	B/. 11,527.30	B/. 2,668.49	B/. 13,832.76
Costos indirectos	B/. 34,360.82	B/. 7,954.29	B/. 41,232.99
Diseño	B/. 7,363.03	B/. 1,704.49	B/. 8,835.64
Inspección	B/. 7,363.03	B/. 1,704.49	B/. 8,835.64
Ingeniería	B/. 9,817.38	B/. 2,272.66	B/. 11,780.85
Administración	B/. 9,817.38	B/. 2,272.66	B/. 11,780.85
Gastos financieros			
Contingencia	B/. 12,271.72	B/. 2,840.82	B/. 14,726.07
Total	B/. 292,067.01	B/. 67,611.51	B/. 350,480.41

Tabla No.29: Inversión estimada en seccionadores manuales

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	8
Nivel de tensión	230Kv
Costos directos de construcción	B/. 156,454.48
Suministro (puesto en obra)	B/. 144,117.98
Montaje y Desmontaje	B/. 12,336.50
Obra civil	
Costos indirectos	B/. 21,903.63
Diseño	B/. 4,693.63
Inspección	B/. 4,693.63
Ingeniería	B/. 6,258.18
Administración	B/. 6,258.18
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 7,822.72
Total	B/. 186,180.83

Tabla No.30: Inversión estimada en hilo de guarda Zona 1

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	Zona 1
Cantidad de equipos a reponer	576
Nivel de tensión	Longitud (km)
Costos directos de construcción	B/. 5,424,207.17
Suministro (puesto en obra)	B/. 4,996,506.24
Montaje y Desmontaje	B/. 427,700.93
Obra civil	
Costos indirectos	B/. 759,389.00
Diseño	B/. 162,726.22
Inspección	B/. 162,726.22
Ingeniería	B/. 216,968.29
Administración	B/. 216,968.29
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 271,210.36
TOTAL	B/. 6,454,806.54

Tabla No.31: Inversión estimada en equipos de protección (87T – protección diferencial de transformador)

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	Charco Azul
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	B/. 43,494.47
Suministro (puesto en obra)	B/. 34,595.53
Montaje y Desmontaje	B/. 8,898.94
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 6,089.23
Diseño	B/. 1,304.83
Inspección	B/. 1,304.83
Ingeniería	B/. 1,739.78
Administración	B/. 1,739.78
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 2,174.72
Total	B/. 51,758.42

Tabla No.32: Inversión estimada en equipos de protección (86T – relevador disparo bloqueo)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	Charco Azul
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	B/. 3,600.59
Suministro (puesto en obra)	B/. 2,863.91
Montaje y Desmontaje	B/. 736.68
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 504.08
Diseño	B/. 108.02
Inspección	B/. 108.02
Ingeniería	B/. 144.02
Administración	B/. 144.02
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 180.03
Total	B/. 4,284.70

Tabla No.33: Inversión estimada en equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	B/. 139,100.00
Suministro (puesto en obra)	B/. 139,100.00
Montaje y Desmontaje	B/. 0.00
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 5,564.00
Diseño	
Inspección	
Ingeniería	
Administración	B/. 5,564.00
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 6,955.00
Total	B/. 151,619.00

Tabla No.34: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (banco de baterías)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	15
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	B/. 156,814.92
Suministro (puesto en obra)	B/. 144,450.00
Montaje y Desmontaje	B/. 12,364.92
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 21,954.09
Diseño	B/. 4,704.45
Inspección	B/. 4,704.45
Ingeniería	B/. 6,272.60
Administración	B/. 6,272.60
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 7,840.75
Total	B/. 186,609.75

Tabla No.35: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (multiplexores Bayly)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	61
Nivel de tensión	Multiplexores
Costos directos de construcción	B/. 1,238,257.07
Suministro (puesto en obra)	B/. 1,140,620.00
Montaje y Desmontaje	B/. 97,637.07
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 173,355.99
Diseño	B/. 37,147.71
Inspección	B/. 37,147.71
Ingeniería	B/. 49,530.28
Administración	B/. 49,530.28
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 61,912.85
Total	B/. 1,473,525.92

Tabla No.36: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (rectificadores)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	12
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	B/. 278,782.08
Suministro (puesto en obra)	B/. 256,800.00
Montaje y Desmontaje	B/. 21,982.08
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 39,029.49
Diseño	B/. 8,363.46
Inspección	B/. 8,363.46
Ingeniería	B/. 11,151.28
Administración	B/. 11,151.28
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 13,939.10
Total	B/. 331,750.68

Tabla No.37: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (cross-conectores)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	4
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	B/. 141,714.22
Suministro (puesto en obra)	B/. 130,540.00
Montaje y Desmontaje	B/. 11,174.22
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 19,839.99
Diseño	B/. 4,251.43
Inspección	B/. 4,251.43
Ingeniería	B/. 5,668.57
Administración	B/. 5,668.57
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 7,085.71
Total	B/. 168,639.93

Tabla No.38: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (central telefónica)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	1
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	B/. 34,847.76
Suministro (puesto en obra)	B/. 32,100.00
Montaje y Desmontaje	B/. 2,747.76
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 4,878.69
Diseño	B/. 1,045.43
Inspección	B/. 1,045.43
Ingeniería	B/. 1,393.91
Administración	B/. 1,393.91
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 1,742.39
Total	B/. 41,468.83

Tabla No.39: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (torres)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	B/. 104,543.28
Costo de repuestos	
Costo de pruebas	
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 14,636.06
Diseño	B/. 3,136.30
Inspección	B/. 3,136.30
Ingeniería	B/. 4,181.73
Administración	B/. 4,181.73
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 5,227.16
Total	B/. 124,406.50

Tabla No.40: Inversión estimada en equipo para automatización de la SE Cáceres

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	SE Cáceres
Nivel de tensión	115kV
Costos directos de construcción	B/. 276,772.73
Suministro (puesto en obra)	B/. 254,949.09
Montaje y Desmontaje	B/. 21,823.64
Obra civil	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 38,748.18
Diseño	B/. 8,303.18
Inspección	B/. 8,303.18
Ingeniería	B/. 11,070.91
Administración	B/. 11,070.91
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 13,838.64
Total	B/. 329,359.55

5.3.3 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de los equipos según el PPI definido en la sección 3.1.3 del presente informe (variación media registrada en el periodo 1985-2011) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Tabla No.41: Índice de escalación de precios anual

Índice	Porcentaje (%)
Electric power and specialty transformer mfg –	3.10%
Power circuit breakers, all voltages -	1.04%
Switchgear, except relays and ducts, 1000 volts and under –	2.75%
Other communication and energy wire mfg –	3.92%
Other lighting equipment manufacturing	1.398%
Relay and industrial control mfg	2.58%
Air-conditioning, refrigeration, and forced air heating equipment mfg	1.85%
Broadcast and wireless communications equipment mfg	-0.08%
Comunicación - torres	2.88%
Comunicación - central telefónica	-0.42%
Baterías	2.61%

Tabla No.42: Inversión diferida de los equipos

Subestación	Activo a reponer	Inversión total 2012	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada periodo)				
			2014	2015	2016	2017	
SE Panamá	T2	B/. 4,720,088.89	B/. 5,013,112.00	B/. 5,168,719.00	B/. 5,329,156.04	B/. 5,494,573.04	
SE Llano Sanchez	T1	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86	
SE Mata de Nance	T1	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86	
SE Chorrera	T2	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86	
SE Progreso	Interruptores 230kV	B/. 969,120.13	B/. 989,297.21	B/. 999,595.79	B/. 1,010,001.58	B/. 1,020,515.70	
SE Llano Sanchez	Pararrayos 115kV - CP	B/. 35,275.57	B/. 36,261.87	B/. 36,768.81	B/. 37,282.84	B/. 37,804.06	
SE Llano Sanchez	Pararrayos 230kV - CP	B/. 30,866.12	B/. 31,729.14	B/. 32,172.71	B/. 32,622.49	B/. 33,078.55	
SE Cáceres	Seccionadores motorizados CPT 115kV - CP	B/. 350,480.41	B/. 369,728.79	B/. 379,881.55	B/. 390,313.09	B/. 401,031.09	
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 115kV - CP	B/. 292,067.01	B/. 308,107.33	B/. 316,567.95	B/. 325,260.91	B/. 334,192.57	
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 230kV - CP	B/. 67,611.51	B/. 71,324.73	B/. 73,283.31	B/. 75,295.67	B/. 77,363.29	
SE Progreso	transformadores de tensión 34.5kV - CP	B/. 89,621.99	B/. 95,185.72	B/. 98,140.29	B/. 101,186.56	B/. 104,327.39	
SE Llano Sanchez	transformadores de tensión 34.5kV - CP	B/. 19,916.00	B/. 21,152.38	B/. 21,808.95	B/. 22,485.90	B/. 23,183.87	
SE Llano Sanchez	transformadores de tensión 115 kV - CP	B/. 64,671.88	B/. 68,686.71	B/. 70,818.74	B/. 73,016.95	B/. 75,283.40	
SE Caldera	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 242,519.53	B/. 257,575.14	B/. 265,570.28	B/. 273,813.58	B/. 282,312.75	
SE Panamá	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 258,687.50	B/. 274,746.82	B/. 283,274.96	B/. 292,067.82	B/. 301,133.60	
SE Panamá	transformadores de tensión 230kV - CP	B/. 174,908.03	B/. 185,766.32	B/. 191,532.50	B/. 197,477.67	B/. 203,607.38	
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 230kV - CP	B/. 124,934.30	B/. 132,690.23	B/. 136,808.93	B/. 141,055.48	B/. 145,433.84	
SE Cáceres	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 80,839.84	B/. 85,858.38	B/. 88,523.43	B/. 91,271.19	B/. 94,104.25	
SE Llano Sanchez	transformadores de corriente 34.5kV	B/. 183,027.29	B/. 194,389.62	B/. 200,423.47	B/. 206,644.62	B/. 213,058.87	
SE Llano Sanchez	transformadores de corriente 115kV	B/. 600,125.61	B/. 637,381.40	B/. 657,165.72	B/. 677,564.15	B/. 698,595.74	
SE Mata de Nance	transformadores de servicios auxiliares 34.5 / 0.208 kV	B/. 44,094.46	B/. 46,831.84	B/. 48,285.50	B/. 49,784.29	B/. 51,329.59	
SE Cáceres	Equipos electronicos para automatización	B/. 329,359.55	B/. 346,374.27	B/. 355,321.11	B/. 364,499.06	B/. 373,914.07	
Charco Azul	87T - Protección Diferencial del Trafo	B/. 51,758.42	B/. 54,432.26	B/. 55,838.25	B/. 57,280.55	B/. 58,760.11	
Charco Azul	86T - Relevador Disparo Bloqueo	B/. 4,284.70	B/. 4,506.05	B/. 4,622.44	B/. 4,741.84	B/. 4,864.32	
	Equipo de prueba de inyección - relevadores	B/. 151,619.00	B/. 159,451.64	B/. 163,570.27	B/. 167,795.29	B/. 172,129.45	
Zona 1	Cambio de 576km de hilo de guarda	B/. 6,454,806.54	B/. 6,960,217.89	B/. 7,232,710.42	B/. 7,515,871.03	B/. 7,810,117.38	
	Banco de Baterías 48 VDC	B/. 186,609.75	B/. 196,358.25	B/. 201,487.13	B/. 206,749.97	B/. 212,150.28	
	Central Telefónica	B/. 41,468.83	B/. 41,119.67	B/. 40,946.55	B/. 40,774.17	B/. 40,602.51	
	Croscnectores	B/. 168,639.93	B/. 168,366.73	B/. 168,230.35	B/. 168,094.09	B/. 167,957.93	
	Multiplexores Bayly	B/. 1,473,525.92	B/. 1,471,138.80	B/. 1,469,947.18	B/. 1,468,756.52	B/. 1,467,566.83	
	Rectificadores	B/. 331,750.68	B/. 331,213.24	B/. 330,944.96	B/. 330,676.89	B/. 330,409.04	
	Torres	B/. 124,406.50	B/. 131,567.34	B/. 135,353.85	B/. 139,249.33	B/. 143,256.93	

5.3.4 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondo se ha considerado para todos los equipos de subestaciones y transformadores candidatos a reposición el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción, a excepción de los transformadores de potencia; los cuales, contemplan el pago de un anticipo de 30% de su costo con la O/C, otro 30% a la mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a la obra.

Tabla No. 43: Cronograma de desembolsos típico – Interruptores 230 Kv SE Progreso

Interruptores 230kV											
Etapa	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	B/. 24,431.60										B/. 24,431.60
Ingeniería	B/. 32,575.47										B/. 32,575.47
Administración		B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	Refrendo					B/. 32,575.47
Suministro								B/. 211,699.50	B/. 493,965.50		B/. 705,665.00
Estructuras, herrajes								B/. 4,636.85	B/. 4,636.85		B/. 9,273.69
Instalación									B/. 99,447.97		B/. 99,447.97
Inspección									B/. 24,431.60		B/. 24,431.60
Contingencias									B/. 40,719.33		B/. 40,719.33
Total	B/. 57,007.07	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87			B/. 216,336.35	B/. 663,201.25		B/. 969,120.13

Tabla No.44: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de protecciones para SE Charco Azul

Equipo de protecciones - 87T y 86T								
Etapa	Mes							Total
	1	2	3	4	5	6	7	
Diseño	B/. 1,412.85							B/. 1,412.85
Ingeniería	B/. 1,883.80							B/. 1,883.80
Administración	B/. 470.95	B/. 1,412.85	Refrendo					B/. 1,883.80
Suministro				B/. 11,237.83		B/. 26,221.61		B/. 37,459.45
Instalación							B/. 9,635.62	B/. 9,635.62
Inspección							B/. 1,412.85	B/. 1,412.85
Contingencias							B/. 2,354.75	B/. 2,354.75
Total	B/. 3,767.61	B/. 1,412.85	B/. -	B/. 11,237.83		B/. 26,221.61	B/. 13,403.22	B/. 56,043.13

Tabla No.45: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones - Crossconectores								
Etapa	Mes							Total
	1	2	3	4	5	6	7	
Diseño	B/. 4,251.43							B/. 4,251.43
Ingeniería	B/. 5,668.57							B/. 5,668.57
Administración	B/. 1,417.14	B/. 4,251.43	Refrendo					B/. 5,668.57
Suministro				B/. 39,162.00		B/. 91,378.00		B/. 130,540.00
Instalación							B/. 11,174.22	B/. 11,174.22
Inspección							B/. 4,251.43	B/. 4,251.43
Contingencias							B/. 7,085.71	B/. 7,085.71
Total	B/. 11,337.14	B/. 4,251.43	B/. -	B/. 39,162.00		B/. 91,378.00	B/. 22,511.36	B/. 168,639.93

**Nota: El cronograma de desembolso típico para los equipos de comunicaciones presenta una excepción para el caso de las torres y los multiplexores; en los cuales para el primero el periodo de instalación se extiende un mes adicional y el segundo contempla dos meses de refrendo en vez de uno por la magnitud de la inversión.

Tabla No.46: Cronograma de desembolso típico – transformadores

Transformador de potencia - SE Panamá (175 MVA)

Etapa	Mes																														Total		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
Diseño	B/. 118,993.84																														B/. 118,993.84		
Ingeniería		B/. 158,658.45																													B/. 158,658.45		
Administración			B/. 26,443.07	Refrendo																			B/. 158,658.45										
Suministro											B/. 1,044,630.30								B/. 1,044,630.30												B/. 3,482,101.00		
Instalación																											B/. 696,420.20	B/. 348,210.10	B/. 348,210.10		B/. 484,360.25	B/. 484,360.25	
Inspección																																B/. 83,295.69	B/. 118,993.84
Contingencias																																B/. 198,323.06	B/. 198,323.06
Total	B/. 118,993.84	B/. 158,658.45	B/. 26,443.07	B/. 1,044,630.30								B/. 1,044,630.30							B/. 696,420.20	B/. 383,908.25	B/. 348,210.10	B/. 765,979.00	B/. 4,720,088.89										

Transformador de potencia - SE Chorrera (100 MVA)

Etapa	Mes																								Total								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
Diseño	B/. 100,466.75																									B/. 100,466.75							
Ingeniería		B/. 133,955.67																								B/. 133,955.67							
Administración			B/. 22,325.95	Refrendo														B/. 133,955.67															
Suministro											B/. 881,983.61								B/. 881,983.61								B/. 587,989.08	B/. 293,994.54	B/. 293,994.54		B/. 2,939,945.38		
Instalación																																B/. 408,946.40	B/. 408,946.40
Inspección																																B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Contingencias																																B/. 167,444.59	B/. 167,444.59
Total	B/. 100,466.75	B/. 133,955.67	B/. 22,325.95								B/. 881,983.61						B/. 587,989.08	B/. 293,994.54	B/. 293,994.54	B/. 676,857.74	B/. 3,985,181.21												

Tabla No.47: Cronograma de desembolso típico – hilo de guarda

Hilo de Guarda - Zona 1 (Año 3 y 4)

Etapa	Etapa	Mes																								Total	24	Total					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
Diseño	Diseño																										B/. -		B/. -				
Ingeniería	Ingeniería																										B/. -		B/. -				
Administración	Administración																									B/. -		B/. -					
Suministro	Suministro																									B/. -		B/. -					
Instalación	Instalación		B/. 160,048.09											B/. 21,824.74						B/. 21,824.74						B/. 363,745.65		B/. 4,996,506.24					
Inspección	Inspección														B/. 80,798.09							B/. 11,017.92					B/. 91,816.01		B/. 63,955.28				
Contingencias	Contingencias														B/. 134,663.48							B/. 18,363.20					B/. 153,026.68		B/. 70,910.21				
Total	Total	B/. 160,048.09							B/. 160,048.09	B/. 215,461.56				B/. 21,824.74						B/. 21,824.74	B/. 29,381.12				B/. 608,588.34		B/. 118,183.68						

Tabla No.48: Cronograma de desembolsos anual de proyectos de inversión diferido según fecha de ejecución

Proyecto	Subestación	Qtd.	2014	2015	Total de inversión por equipo y Subestación
Reposición de transformadores de potencia	SE Mata de Nance			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Chorrera			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Llano Sanchez	1	B/. 1,297,304.33	B/. 3,026,387.93	B/. 4,323,692.26
	SE Panamá	1	B/. 1,572,877.86	B/. 3,547,019.02	B/. 5,119,896.87
Reposición de interruptores	SE Progreso - 230kV	4	B/. 989,297.21		B/. 989,297.21
Reposición de transformadores de tensión	SE Mata de Nance - 230kV	5		B/. 136,808.93	B/. 136,808.93
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	2	B/. 21,152.38		B/. 21,152.38
	SE Llano Sanchez - 115kV	4	B/. 68,686.71		B/. 68,686.71
	SE Progreso - 34.5kV	9		B/. 98,140.29	B/. 98,140.29
	SE Caldera - 115kV	15	B/. 257,575.14		B/. 257,575.14
	SE Panamá - 115kV	16	B/. 274,746.82		B/. 274,746.82
	SE Panamá - 230kV	7		B/. 191,532.50	B/. 191,532.50
	SE Cáceres - 115kV	5		B/. 88,523.43	B/. 88,523.43
Reposición de transformadores de corriente	SE Llano Sanchez - 34.5kV	18	B/. 194,389.62		B/. 194,389.62
	SE Llano Sanchez - 115kV	30	B/. 637,381.40		B/. 637,381.40
Reposición de transformadores de servicios auxiliares	SE Mata de Nance	6		B/. 48,285.50	B/. 48,285.50
Reposición de seccionadores motorizados	SE Panamá - 115kV	10		B/. 316,567.95	B/. 316,567.95
	SE Cáceres - 115kV	12		B/. 379,881.55	B/. 379,881.55
	SE Panamá - 230kV	2		B/. 73,283.31	B/. 73,283.31
Reposición de pararrayos	SE Llano Sanchez - 115 kV	6		B/. 36,768.81	B/. 36,768.81
	SE Llano Sanchez - 230kV	3		B/. 32,172.71	B/. 32,172.71
Reposición de equipo de protección	Equipo de prueba de inyección secundar	2	B/. 159,451.64		B/. 159,451.64
	SE Charco Azul (87T y 86T)	4	B/. 58,938.31		B/. 58,938.31
Reposición de equipos de comunicaciones	Banco de Baterías	15	B/. 196,358.25		B/. 196,358.25
	Multiplexores	61	B/. 723,510.89	B/. 747,022.34	B/. 1,470,533.23
	Rectificadores	12	B/. 165,606.62	B/. 165,472.48	B/. 331,079.10
	Cross-conectores	4	B/. 168,366.73		B/. 168,366.73
	Central Telefónica	1	B/. 41,119.67		B/. 41,119.67
	Torres	2		B/. 135,353.85	B/. 135,353.85
Proyecto de automatización	SE Cáceres			B/. 355,321.11	B/. 355,321.11
Reposición de hilo de guarda	Zona 3			B/. 3,122,337.08	B/. 3,122,337.08
	Zona 1	1	B/. 3,642,064.19	B/. 2,766,126.78	B/. 6,408,190.97
TOTAL		258	B/. 10,468,827.77	B/. 17,942,150.89	B/. 28,410,978.65

5.3.5 Resultados Económicos

La tabla No.49 compara, para una tasa de descuento del 10.71%²¹, el valor presente neto de la inversión, con el del costo medio de la falla que ocasionaría la no reposición del activo, indicando además los resultados económicos de cada inversión.

Dado que los beneficios de la reposición (costo evitado de falla) varían según el año en que ésta se produzca, en el cuadro se presentan los valores para cada año.

Adicionalmente, y con el objetivo de evidenciar los costos asociados a daños colaterales por explosiones de los activos, que por razones de finalización de vida útil, discontinuidad de repuestos, desgaste, entre otras, presentan, estadísticamente, una alta probabilidad de falla, se desglosan a continuación los costos diferidos de reemplazo de los activos adyacentes; asumiendo el impacto de un evento a la vez.

Tabla No.50: Resultados económicos por daños colaterales

Activos	Subestación	Patio (kV)	Año de instalación	Costos asociados a daños colaterales				
				2013	2014	2015	2016	2017
Transformadores de tensión	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Llano Sanchez	115	2001	B/. 3,025.91	B/. 3,047.11	B/. 3,076.48	B/. 3,116.35	B/. 3,169.38
	SE Mata de Nance	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Mata de Nance	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
	SE Mata de Nance	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
	SE Caldera	115	1982	B/. 3,648.41	B/. 3,970.33	B/. 4,268.40	B/. 4,542.63	B/. 4,793.01
	SE Panamá	115	1976	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42	B/. 5,615.69	B/. 5,705.11
	SE Panamá	115	1994	B/. 456.43	B/. 591.80	B/. 754.42	B/. 945.82	B/. 1,166.55
	SE Panamá	230	1983	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07	B/. 7,469.70	B/. 7,949.60
	SE Panamá	230	1976	B/. 9,107.61	B/. 9,399.72	B/. 9,629.24	B/. 9,827.46	B/. 9,983.94
	SE Panamá	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
Transformador de corriente	SE Cáceres	115	1970	B/. 5,207.04	B/. 5,369.65	B/. 5,505.02	B/. 5,615.44	B/. 5,703.69
	SE Cáceres	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
	SE Progreso	34.5	1985	B/. 969.22	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 74,689.16	B/. 77,531.08	B/. 80,017.76	B/. 81,971.58
	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 2,640.92	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	115	1978	B/. 8,387.77	B/. 118,278.66	B/. 122,779.15	B/. 126,717.09	B/. 129,811.18
Pararrayos	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 2,640.92	B/. 70,320.25	B/. 78,336.76	B/. 86,071.98	B/. 93,666.57
	SE Panamá	230	1976	B/. 5,204.35	B/. 216,770.52	B/. 222,063.47	B/. 226,634.66	B/. 230,243.49
	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 4,620.19	B/. 5,133.55	B/. 5,646.90	B/. 6,149.99	B/. 6,632.54
Pararrayos	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 7,501.42	B/. 8,334.91	B/. 9,168.40	B/. 9,985.22	B/. 10,768.71
	SE Llano Sanchez	230	1985	B/. 11,593.10	B/. 12,881.23	B/. 14,169.35	B/. 15,431.71	B/. 16,642.54
	SE Panamá	230	1978	B/. 19,914.38	B/. 20,841.82	B/. 21,666.22	B/. 22,413.33	B/. 23,031.63
	SE Cáceres	115	1990	B/. 3,777.84	B/. 4,433.93	B/. 5,143.27	B/. 5,898.29	B/. 6,689.49
	SE Chorrera	230	1988	B/. 7,948.68	B/. 9,115.53	B/. 10,338.31	B/. 11,599.85	B/. 12,881.23

**Nota: Los costos asociados a daños colaterales obedecen a la inversión de emergencia a realizar por ETESA por la explosión del equipo, cuantificando solamente los daños en los equipos adyacentes (transformadores de tensión – pararrayos, transformadores de corriente – interruptores, pararrayos – transformadores de tensión).

²¹ Tasa de rentabilidad antes de impuestos aprobada a ETESA según Resolución AN No.2718-Elec del 30 de junio de 2009 para el periodo tarifario 2009-2013.

5.3.6 Beneficios esperados

Las propuestas de reposición modernizarán las subestaciones de ETESA y redundarán en un mejor servicio; garantizando la continuidad del mismo y brindando una mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a. Interruptores de tanque muerto:
 - a.1. Incrementar el espacio en el patio 230 kV para maniobras de mantenimiento u otras, debido a que este diseño no requiere de los pedestales para los transformadores de corriente que utilizan los interruptores existentes de tanque vivo.
 - a.2. Reducir la probabilidad de fallas del equipo, debido a que los interruptores nuevos están provistos de transformadores de corriente tipo toroidales, por lo que las fallas atribuidas al aceite aislante no ocurrirían.
 - a.3. Desaparecer las anomalías térmicas debido a que los transformadores de corriente de tipo toroidal no requieren de encapsulamiento especial aislado, como los diseñados para los interruptores tanque vivo.
 - a.4. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo existente.
 - a.5. Disminuir los costos de los mantenimientos correctivos dado que no habría la necesidad de la sala compresora.
- b. Transformadores de tensión, corriente y de distribución
 - b.1. Limitar las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
 - b.2. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados, por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- c. Equipo de protecciones
 - c.1. Protecciones diferenciales
 - Permitir garantizar el despeje oportuno de cualquiera falla eléctrica que pueda presentarse en los equipos candidatos a reposición.
 - Reducir el espacio del panel de protección ya que los equipos a reemplazar están conformados de tres (3) relevadores diferenciales monofásicos (uno por fase) y tienen otro relevador adicional como protección de sobrecorriente de neutro.
 - Disminuir de los costos de mantenimientos, ya que los equipos de protecciones tipo microprocesadores tienen funciones de autoverificación.
 - Permitir analizar los eventos en el transformador en tiempo real a través de los reportes de fallas y oscilografías y descargar ajustes, verificar mediciones y descargar reportes de falla de forma remota.
 - Reducir el cableado ya que la compensación angular puede hacerse internamente por medio del algoritmo del relevador.
 - c.2. Equipo de prueba de inyección secundaria
 - Disminuir los costos de mantenimiento, los cuales se han incrementado por los retrasos en el tiempo programado para pruebas asociado a la mala funcionalidad de estos equipos.
 - Programar las características de funcionalidad de los relevadores de manera automática y verificar el resultado de las mismas. Con la compra de sus accesorios es

posible realizar pruebas End to End para realizar las pruebas de estabilidad de los diferenciales de línea.

d. Equipo de comunicaciones

- Banco de baterías: asegurar el fluido eléctrico ante fallas del mismo.
- Cross-conectores: evitar la pérdida de comunicación con provincias centrales y Chiriquí.
- Central telefónica: permitir configurar mejor las restricciones de marcado, ayudar a descongestionar la central existente en Panamá, permitir establecer mayor número de enlaces entre centrales, evitar la saturación telefónica de la central y brindar mayores beneficios en las facilidades que ofrecen las extensiones del abonado.
- Torres: evitar la pérdida no solo de la comunicación entre la Zona 3 y el CND, sino que también de las teleprotecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230kV que componen la red de ETESA en la provincia de Chiriquí.

e. Automatización de SE Cáceres

- 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.
- Disminuir el cableado existente
- Inicio de migración hacia el protocolo de interoperabilidad de subestaciones utilizando IED's de diferentes fabricantes, protocolo 61850.
- Utilizar como plataforma de comunicaciones el TCP/IP.
- Mejorar el tiempo de elaboración de informes de eventos ocurridos en el SIN.

6 Conclusión

A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Tabla No.51: Listado de equipos por años de reposición

Proyecto	Subestación	Qtd.	2014	2015	Total de inversión por equipo y Subestación
Reposición de transformadores de potencia	SE Mata de Nance			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Chorrera			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Llano Sanchez	1	B/. 1,297,304.33	B/. 3,026,387.93	B/. 4,323,692.26
	SE Panamá	1	B/. 1,572,877.86	B/. 3,547,019.02	B/. 5,119,896.87
Reposición de interruptores	SE Progreso - 230kV	4	B/. 989,297.21		B/. 989,297.21
Reposición de transformadores de tensión	SE Mata de Nance - 230kV	5		B/. 136,808.93	B/. 136,808.93
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	2	B/. 21,152.38		B/. 21,152.38
	SE Llano Sanchez - 115kV	4	B/. 68,686.71		B/. 68,686.71
	SE Progreso - 34.5kV	9		B/. 98,140.29	B/. 98,140.29
	SE Caldera - 115kV	15	B/. 257,575.14		B/. 257,575.14
	SE Panamá - 115kV	16	B/. 274,746.82		B/. 274,746.82
	SE Panamá - 230kV	7		B/. 191,532.50	B/. 191,532.50
	SE Cáceres - 115kV	5		B/. 88,523.43	B/. 88,523.43
Reposición de transformadores de corriente	SE Llano Sanchez - 34.5kV	18	B/. 194,389.62		B/. 194,389.62
	SE Llano Sanchez - 115kV	30	B/. 637,381.40		B/. 637,381.40
Reposición de transformadores de servicios auxiliares	SE Mata de Nance	6		B/. 48,285.50	B/. 48,285.50
Reposición de seccionadores motorizados	SE Panamá - 115kV	10		B/. 316,567.95	B/. 316,567.95
	SE Cáceres - 115kV	12		B/. 379,881.55	B/. 379,881.55
	SE Panamá - 230kV	2		B/. 73,283.31	B/. 73,283.31
Reposición de pararrayos	SE Llano Sanchez - 115 kV	6		B/. 36,768.81	B/. 36,768.81
	SE Llano Sanchez - 230kV	3		B/. 32,172.71	B/. 32,172.71
Reposición de equipo de protección	Equipo de prueba de inyección secundaria	2	B/. 159,451.64		B/. 159,451.64
	SE Charco Azul (87T y 86T)	4	B/. 58,938.31		B/. 58,938.31
Reposición de equipos de comunicaciones	Banco de Baterías	15	B/. 196,358.25		B/. 196,358.25
	Multiplexores	61	B/. 723,510.89	B/. 747,022.34	B/. 1,470,533.23
	Rectificadores	12	B/. 165,606.62	B/. 165,472.48	B/. 331,079.10
	Cross-conectores	4	B/. 168,366.73		B/. 168,366.73
	Central Telefónica	1	B/. 41,119.67		B/. 41,119.67
	Torres	2		B/. 135,353.85	B/. 135,353.85
Proyecto de automatización	SE Cáceres			B/. 355,321.11	B/. 355,321.11
Reposición de hilo de guarda	Zona 3			B/. 3,122,337.08	B/. 3,122,337.08
	Zona 1	1	B/. 3,642,064.19	B/. 2,766,126.78	B/. 6,408,190.97
TOTAL		258	B/. 10,468,827.77	B/. 17,942,150.89	B/. 28,410,978.65

**Notas:

1. La columna de "Qtd." responde a la cantidad total de equipos a reemplazar en el periodo de largo plazo; la cantidad de equipos a reemplazar por año se detalla en el Anexo 6 – Valor neto.
2. Se incluyen los costos asociados a proyectos, que por la naturaleza de su cronograma de ejecución, contemplan inversiones en el 2015 (diseño, administración, parte del suministro) pero que finalizan en el largo plazo.