

ANEXO III-8
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO
2017 - 2027

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Contenido

1	Diagnóstico Actual.....	3
1.1	Historial de mantenimiento	8
2	Metodología y alcance	8
2.1	Fundamentos teóricos	9
2.1.1	Vida útil estadística	9
2.1.2	Costos directos e indirectos	13
2.1.3	Valor neto contable.....	14
2.1.4	Costos de mantenimiento	15
2.1.5	Costo de fallas	15
2.2	Normativas de reposición	18
3	Causales de reposición	18
4	Propuestas de Reposición	26
4.1	Objetivo General	26
4.2	Objetivo Complementario.....	26
4.3	Estrategias a implementar	26
4.3.1.	Alternativas de reposición.....	27
4.3.2.	Inversión.....	30
4.3.3.	Inversión diferida	34
4.3.4.	Flujos de desembolsos	36
4.3.5.	Resultados Económicos.....	38
4.3.6.	Beneficios esperados.....	39
5	Conclusión	40

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

1 Diagnóstico Actual

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.

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.

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.1: Autotransformadores 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 Chorrera	Autotransformador de potencia	T2	50/50/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-75

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.”

Tabla No.2: Interruptores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	Interruptores	23M32 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23A32 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23M22 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23B22 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23A12 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23M12 Fase A	230	1985
SE Caldera	Interruptores	11M12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11A12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11A22 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11B12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11B22 Fase A	115	1982
SE Progreso	Interruptores	3B12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3M12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3A12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3M22	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3A22	34.5	1982

Tabla No.3: Transformadores de tensión candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra B-1	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra B - 2	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra A - 1	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra A -2	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase A	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase B	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase C	1978

Tabla No.4: Transformadores de corriente candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase C	1976

Tabla No.5: Pararrayos candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase A, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase B, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase C, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase A, línea 230-4A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase B, línea 230-4A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase C, línea 230-4A	1978
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase A, salida 115-5	1990
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase B, salida 115-5	1990
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase C, salida 115-5	1990
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase A	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase B	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase C	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase A	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase B	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase C	1988
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	TT Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	TT Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase A	1985

Tabla No.6: Seccionadores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11A10	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11B10	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11A20	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	230	23T1	1976
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23M22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23B22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23M12	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T1	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T2	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T3	1978
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A12 (23A11)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A12 (23A13)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B12 (23B11)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B12 (23B13)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A22 (23A21)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A22 (23A23)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B22 (23B21)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B22 (23B23)	1976

Tabla No.7: Hilo de guarda candidato para reposición

Subestación	Activo	Longitud (km)	Año de instalación
SE Mata de Nance - SE Fortuna	conductores de las líneas 230-7 y 230-8	37.5	1979
SE Llano Sanchez - SE Veladero	conductores de las líneas 230-5A y 230- 6A	218.72	1979
SE Veladero - SE Mata de Nance	conductores de las líneas 230-5B y 230-6B	168.98	1979
SE Mata de Nance - SE Caldera	conductores de las líneas 115-15 y 115-16	50	1979

Tabla No.8: Equipo de protecciones

Subestación	Marca	Identificación	Año de instalación
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro T1	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro T2	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro TT1	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial primaria Barra A 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial secundaria Barra A 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial primaria Barra B 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial secundaria Barra B 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase C	1996

Tabla No.9: Equipo de comunicaciones

Activo	Identificación	Fecha de instalación
Rectificadores	Cerro Chimenea	1994
	Santa Rita (SE)	1994
	Caldera (SE)	1994
	Generadora Los Valles	1994
	Volcán Barú	1994
	Los Pollos	1994
	Cerro Jesús	1994
	Cerro Tolé	1994
	Generadora Bayano	1994
	Cerro Peñón	1994
Cerro Mena	1994	
Aire Acondicionado	Cerro Peñón/ Las Cumbres/ Panamá	2000
	Cerro Jefe/ Cerro Azul/ Panamá	2000
	Cerro Bayano / Cañita de Chepo/ Panamá	2000
	Cerro Mena/ Chica Campana / Panamá	2002
	Centro de Monitoreo / Tumba Muerto / Panamá	2003
	Cerro Santa Rita / Santa Rita / Colón	2001
	Los Pollos / Rio Hato / Coclé	2000
	Cerro Taboga / El Jaguito / Coclé	2000
	Cerro Canajagua / Las Tablas / Los Santos	1998
	Cerro Alto Ibala / Cañazas / Veraguas	2000
	Cerro Tole / Tole / Chiriquí	2000
	Cerro Jesús / San Félix / Chiriquí	2000
	Cerro Chimenea / Cerro Jesús/ Chiriquí	2000
	Cerro Volcán Barú / Boquete / Chiriquí	2001

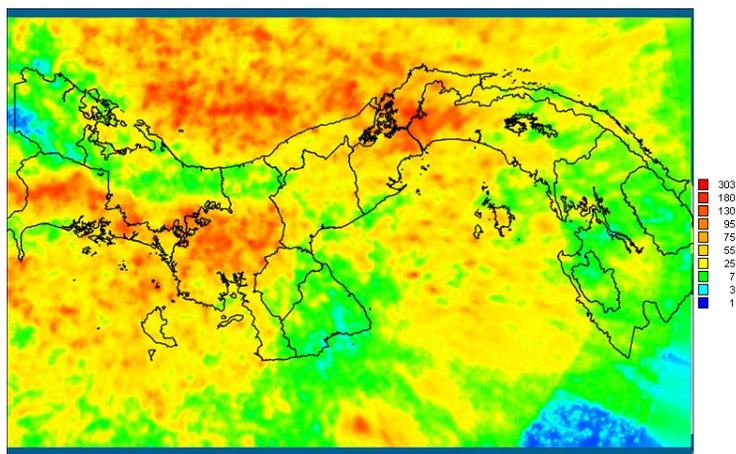
Cabe destacar que parte del equipo existente fue adquirido a las compañías Nuova Magrini Galileo (NMG)², General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC)³; las cuales, como parte de su estrategia de posicionamiento en el mercado de venta de equipos de alta tensión, han decidido discontinuar la manufactura 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 cuales podrían llegar a demorar desde 18 meses o más, poniendo en peligro la confiabilidad del sistema y en algunos casos, a costos superiores en comparación a la reposición del activo por completo.

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 isocerámico⁴ 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.1: 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

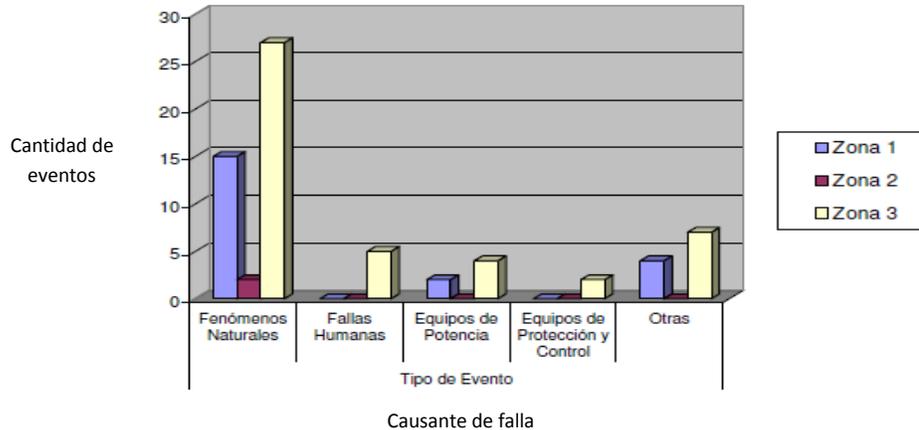
² Compañía italiana especializada en la producción de equipos de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 2005, fue comprada por el grupo Siemens como parte de su estrategia de obtener mayor participación en el mercado.

³ 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).

⁴ El mapa cerámico representa los días de tormenta que aparecen al año por kilómetro cuadrado y como mínimo la aparición de un solo rayo.

fallas atribuibles por tipo de evento; los cuales responden, en su mayoría, a fenómenos naturales y ambientales: descargas atmosféricas, quema y vegetación.

Figura No.2: Frecuencia de Eventos por Zona



1.1 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.

2 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 1 del presente informe, y que inciden, por su naturaleza, directamente en su justificación económica-financiera y técnica.

2.1 Fundamentos teóricos

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:

2.1.1 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 Eléctrico⁵ establece, como rango de depreciación aceptable para:

- a. “plantas de transmisión”, de 3 a 4%; porcentajes que equivalen un rango de 25 a 35 años de vida útil.
- b. “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:

⁵ Modificaciones aprobadas mediante Resolución JD-4859 del 13 de agosto de 2004.

Tabla No.10: Vida útil promedio 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	15	

Tabla No.11: Vida útil para equipo de comunicaciones

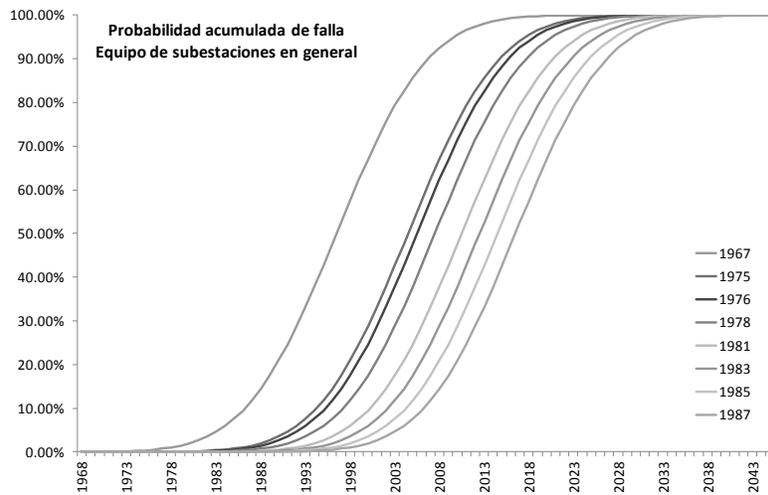
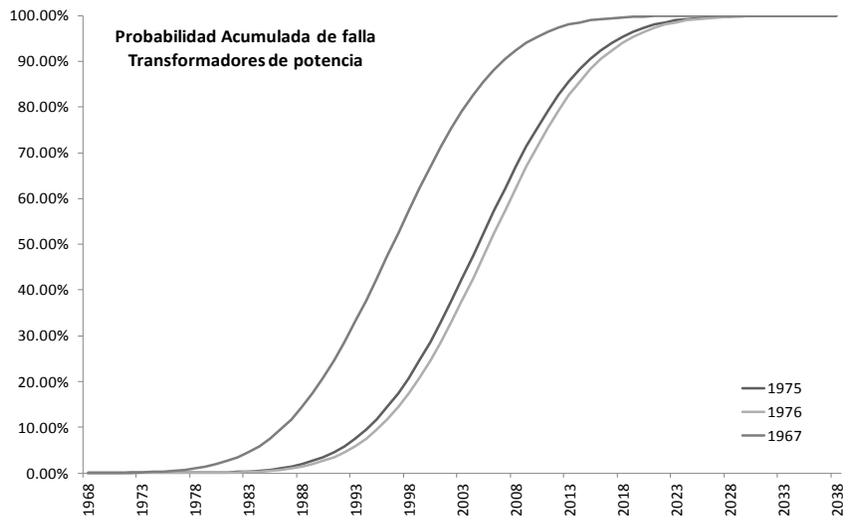
Equipo de comunicaciones	μ = promedio de vida útil
Aire Acondicionado	13.5
Banco de Batería	11.6
Rectificadores	8
Central Telefónica	15
Torres	20
Multiplexores Bayly	8
Crosconectores	8

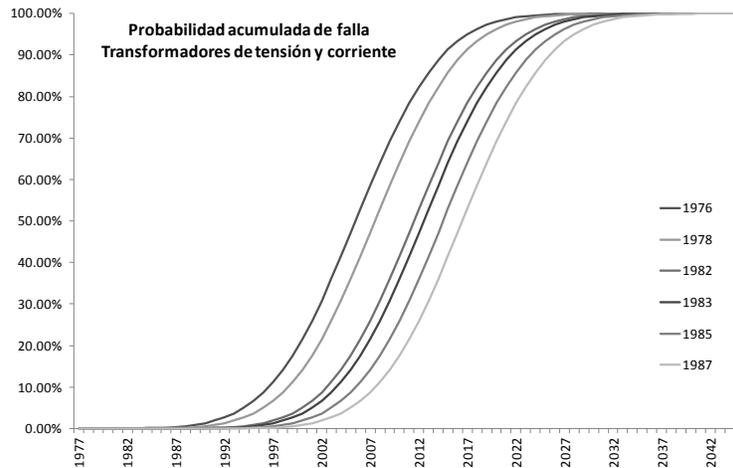
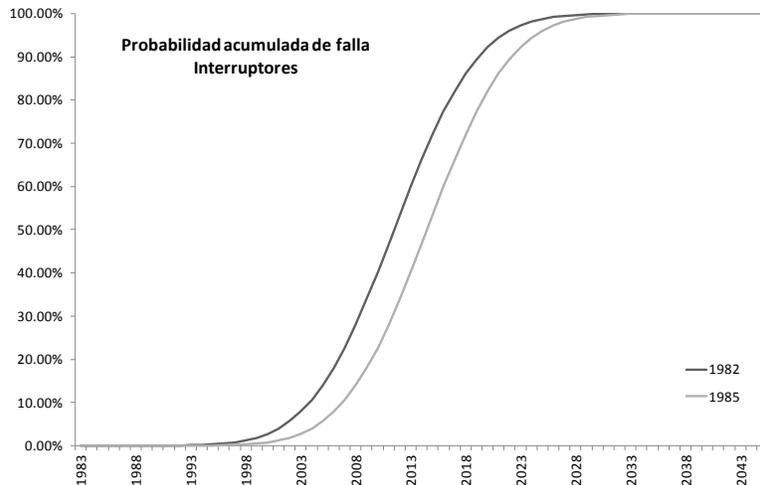
- Probabilidad de falla

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.3: 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 No.86, establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión 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.

2.1.2 Costos directos e indirectos

Debido a la configuración de interruptor y medio de la mayoría⁶ 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. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos fueron estimados a partir del valor promedio de las licitaciones anteriores realizadas por ETESA en concepto de reposición de activos.

Tabla No.12: Estructura de costos para equipo de subestaciones

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, etc.	10.00%	sobre costo del equipo
Cables, conductores, Ductos, etc.	12.50%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	12.00%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	5%	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

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.13: 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	12.00%	sobre subtotal de suministro

⁶ 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 el patio de 34.5 kV de la SE Llano Sanchez) y de Barra Principal y de Transferencia (SE Cáceres).

2.1.3 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 indirectos⁷ presentados en la Tabla No.14, deflactados con índices de precios de producción (PPI por sus siglas en inglés) o fábrica de equipos eléctricos específicos⁸ 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.

Tabla No.14: 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.15. 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%

⁷ 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 en el último Plan de Expansión aprobado por la ASEP.

⁸ U.S. Bureau of Labor Statistics - "Producer Price Index Industry Data".

2.1.4 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 Máximo⁹. (Anexo 4)

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.16: Índice de precios (Octubre 2002 = 100)¹⁰

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%

2.1.5 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.

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, 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)¹¹: 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

¹¹ Resolución 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos del 21 de octubre de 2008

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 transformador 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:
 - 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 los cronogramas adjuntos, 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 Compra¹² de 20 días hábiles en promedio 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.

¹² 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 recaer 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.

- 2) 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: transformadores 50 y 70 MVA: 1 año y transformadores de 175 y 350 MVA: 1 año y medio

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.

- 3) Traslado y puesta en servicio: estos plazos son independientes de la modalidad de compra y del tamaño de la unidad.

2.2 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.
- 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.

3 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 celulosa¹³.

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 operativas¹⁴ – exposición de

¹³ Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE. Septiembre 2006.

¹⁴ 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.

los transformadores a prolongados periodos de sobrecarga y los factores externos¹⁵ – 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 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 y Mata de Nance¹⁶, aunado, para este último autotransformador, el nivel de generación que entra por medio del embobinado de 115 KV, estos equipos deben 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 Chorrera y Mata de Nance de acuerdo a la información proporcionada por la empresa distribuidora correspondiente y la capacidad nominal y N-1 de los transformadores de dicha subestación.

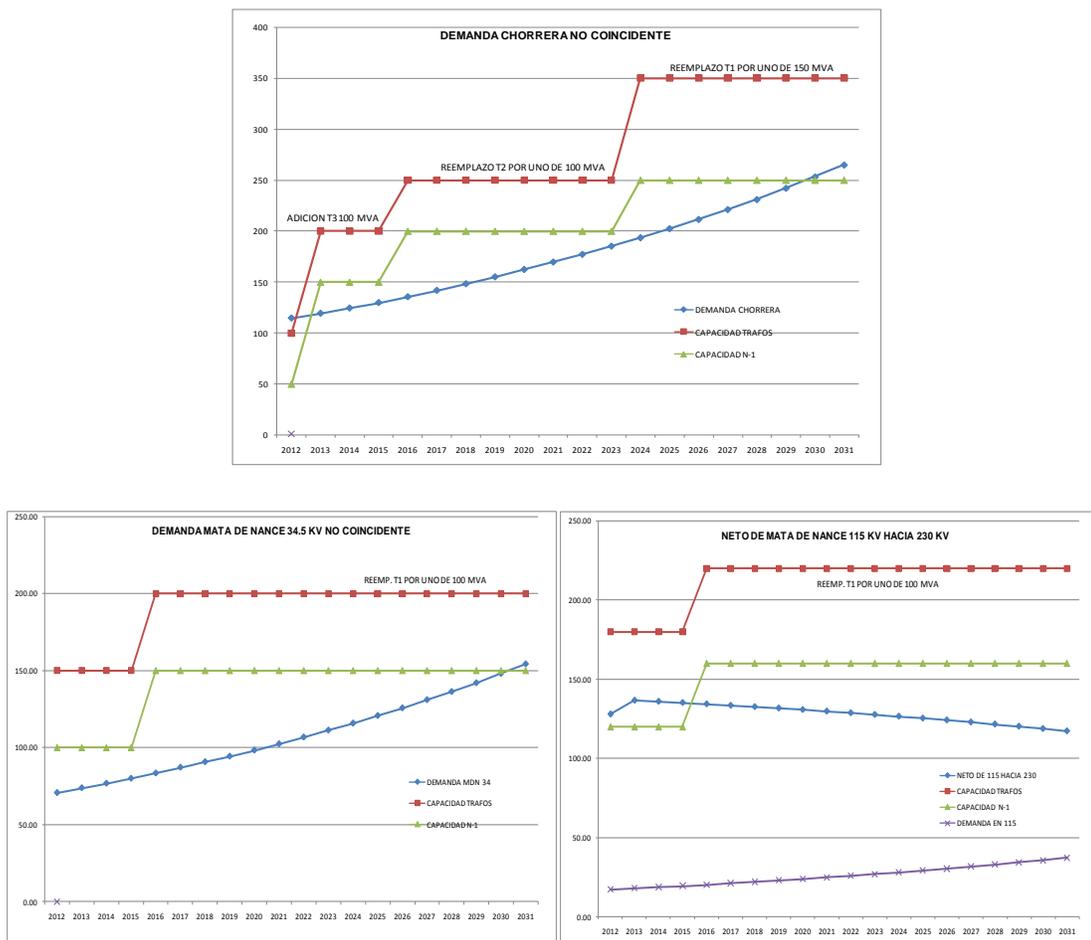
¹⁵ Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de este tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

¹⁶ Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40 /50 MVA en el de 34.5 KV.

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

Figura No.4: Demanda no coincidente – Chorrera y Mata de Nance



- 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.

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.

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.

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.

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.18: Cantidad de operaciones por fase de los interruptores

Progreso 34.5kV	
Código	Contador tripolar
3A12	5659
3M12	2911
3M22	2338
3B12	1181
3A22	459

Caldera 115kV			
Código	Fase A	Fase B	Fase C
11A12	625	797	N/D
11M12	670	284	301
11B22	668	751	734
11A22	N/D	753	N/D

Mata de Nance 230kV			
Código	Fase A	Fase B	Fase C
23M32	1294	1090	2912
23A32	1297	1509	2135
23B22	1402	1398	1416
23M12	898	890	879
23A12	956	913	925
23M22	1584	1509	1558

Los interruptores candidatos a reposición de los patios de 230kV y 115kV de la subestación Progreso, Mata de Nance y Caldera son del tipo monopolar de tanque vivo comandados a través de compresores individuales de aire comprimido. Mientras que, los interruptores del patio de 34.5kV de la subestación Progreso son del tipo tripolar de tanque muerto con contactos sumergidos en aceite dieléctrico comandados a través de resortes.

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.

Adicionalmente, y en vista de que el equipo existente fue adquirido a la compañía Nuova Magrini Galileo (NMG), General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC), empresas que actualmente han 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 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, GE y BBC, los interruptores modernos utilizan para el apagado del arco sistemas de autocapsulado, 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.5: 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.6: 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.

- 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.

- Hilo de guarda

El hilo de guarda de las líneas de transmisión de alta tensión, tiene una mayor exposición, en comparación con el resto de los equipos utilizados para operar el sistema de transmisión, a fenómenos naturales y ambientales – descargas atmosféricas, vientos huracanados, calor, incendio, quemados debajo de las líneas, depósito salino, árboles, animales, etc., que podrían afectar su vida útil.

Desde hace más de 30 años, y de forma ininterrumpida, las líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV, ubicadas en la Zona 3 – Chiriquí y Bocas del Toro, han ofrecido, confiablemente, el servicio de transporte de energía a los centros de consumo; comparándose así, con la columna vertebral por su función relevante en el óptimo funcionamiento del sistema.

- 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 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.
- 3) Desgaste del equipo: pérdida precisión en los elementos de ajustes.
- 4) Ausencia de repuestos: 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.

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.

- Proyecto de comunicaciones

- a. Reposición de aires acondicionados

Los aires acondicionados candidatos a reposición son de tipo ventana y cuentan, actualmente, con 10 años de servicio ininterrumpido (24 x 7 x 365).

Estas unidades permiten mantener una temperatura de enfriamiento adecuada en las casetas para los equipos de telecomunicaciones, dado el calor que éstos generan.

El continuo funcionamiento del equipo agota la vida útil del compresor de aire, filtros, abanicos y desgasta otras piezas internas.

Por otra parte, el establecimiento de políticas de uso racional de la energía y campañas de ahorro energético, por parte del Gobierno Nacional, promueve la adquisición de equipos eficientes en consumo de energía, manejo de la humedad y temperatura relativa.

b. 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.

4 Propuestas de Reposición

4.1 Objetivo General

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

4.2 Objetivo Complementario

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

4.3 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.

4.3.1. Alternativas de reposición

A continuación se detallan las alternativas de reposición por activo.

a. 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.

b. 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.

c. 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.

d. Transformador 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.

e. 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.

f. Hilo de guarda

Las líneas de 230 kV que interconectan a las subestaciones de Fortuna, Mata de Nance y Veladero (230-5 A, 6A, 5B, 6B, 7 y 8) constituyen el punto medular para la transmisión de la energía de las centrales hidroeléctricas y plantas de generación térmicas ubicadas al oeste del país.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 - "Ageing of the System-Impact on Planning" publicado en diciembre del año 2000, respecto a los conductores ubicados en un ambiente normal o contaminado, y el estado actual de los hilos de guarda en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos conductores es de 35 años. 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.19: Longitud del hilo de guarda candidato a reposición

Sección	Longitud de hilo de guarda (km)
230-7	37.5
230-5 y 6A	218.72
230-5 y 6B	168.98
115-15	25
115-16	25

g. 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:

- i. cuatro (4) nuevos relevadores diferenciales de barra de alta impedancia (87B) con las siguientes características mínimas: seguridad ante saturación de CT, 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 y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.
- ii. un (1) relevador de sobrecorriente (51N) con las siguientes características mínimas: voltaje de alimentación de **125Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, curvas estándares ANSI/IEC, contacto "watchdog" para monitoreo del relé, entradas digitales, contacto de salida, 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 y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.

h. Equipos de comunicaciones

f.1. Aire Acondicionado

- Fuente de AC: 208/230Volt.
- Frecuencia 60Hz
- Capacidad de enfriamiento 36,000 Btu
- Nivel de eliminación de humedad 12.8 pintas por hora
- Motor de abanico 74W
- Control de voltaje 24 Vac
- Sistema de control: método de deshielo, método de deshumificación, arrancado en caliente, protección de congelación y auto encendido.
- Accesorio externo: protección de fase para condensador y protección de fase para evaporador.

f.2. 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, equalización 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.

4.3.2. 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 2.1.2. – 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.20: Inversión estimada en transformadores de potencia

Inversión / Proyecto Subestación	Largo Plazo	
	SE Mata de Nance T1	SE Chorrera T2
Costos directos de construcción	B/. 3,348,891.78	B/. 3,348,891.78
Suministro (puesto en obra)	B/. 2,939,945.38	B/. 2,939,945.38
Montaje y Desmontaje	B/. 251,659.32	B/. 251,659.32
Obra civil	B/. 157,287.08	B/. 157,287.08
Costos indirectos	B/. 468,844.85	B/. 468,844.85
Diseño	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Inspección	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Ingeniería	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67
Administración	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67
Gastos financieros		
Contingencia	B/. 167,444.59	B/. 167,444.59
Total	B/. 3,985,181.21	B/. 3,985,181.21

Tabla No.21: Costos de inversión comparativos de escenarios – reemplazo de equipo vs. ejecución del mantenimiento mayor.

Inversión / Proyecto	Con Reemplazo		Con Mantenimiento	
	SE Caldera	SE Mata de Nance	SE Caldera	SE Mata de Nance
Subestación				
Cantidad de equipos a reponer	5	6	5	6
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 598,854.92	B/. 1,214,571.68	B/. 1,093,713.33	B/. 1,629,938.53
Suministro (puesto en obra)	B/. 525,726.38	B/. 1,066,255.54	B/. 960,155.68	B/. 1,430,900.30
Montaje y Desmontaje	B/. 45,002.18	B/. 91,271.47	B/. 82,189.33	B/. 122,485.07
Obra civil	B/. 28,126.36	B/. 57,044.67	B/. 51,368.33	B/. 76,553.17
Costos indirectos	B/. 83,839.69	B/. 170,040.04	B/. 153,119.87	B/. 228,191.39
Diseño	B/. 17,965.65	B/. 36,437.15	B/. 32,811.40	B/. 48,898.16
Inspección	B/. 17,965.65	B/. 36,437.15	B/. 32,811.40	B/. 48,898.16
Ingeniería	B/. 23,954.20	B/. 48,582.87	B/. 43,748.53	B/. 65,197.54
Administración	B/. 23,954.20	B/. 48,582.87	B/. 43,748.53	B/. 65,197.54
Gastos financieros				
Contingencia	B/. 29,942.75	B/. 60,728.58	B/. 54,685.67	B/. 81,496.93
Total	B/. 712,637.35	B/. 1,445,340.30	B/. 1,301,518.87	B/. 1,939,626.85

Tabla No.22: Inversión estimada en transformadores de tensión

Inversión / Proyecto	Largo Plazo		
	SE Mata de Nance	SE Panamá	SE Panamá
Subestación			
Cantidad de equipos a reponer	4	3	9
Nivel de tensión	34.5 kV	115 kV	115 kV
Costos directos de construcción	B/. 33,472.27	B/. 40,759.59	B/. 122,278.76
Suministro (puesto en obra)	B/. 29,384.83	B/. 35,782.27	B/. 107,346.81
Montaje y Desmontaje	B/. 2,515.34	B/. 3,062.96	B/. 9,188.89
Obra civil	B/. 1,572.09	B/. 1,914.35	B/. 5,743.05
Costos indirectos	B/. 4,686.12	B/. 5,706.34	B/. 17,119.03
Diseño	B/. 1,004.17	B/. 1,222.79	B/. 3,668.36
Inspección	B/. 1,004.17	B/. 1,222.79	B/. 3,668.36
Ingeniería	B/. 1,338.89	B/. 1,630.38	B/. 4,891.15
Administración	B/. 1,338.89	B/. 1,630.38	B/. 4,891.15
Gastos financieros			
Contingencia	B/. 1,673.61	B/. 2,037.98	B/. 6,113.94
Total	B/. 39,832.00	B/. 48,503.91	B/. 145,511.72

Tabla No.23: Inversión estimada en pararrayos

Inversión / Proyecto	Largo plazo			
	SE Panamá	SE Llano Sanchez	SE Cáceres	SE Chorrera
Subestación				
Cantidad de equipos a reponer	6	5	3	6
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 51,875.84	B/. 9,065.92	B/. 14,821.67	B/. 51,875.84
Suministro (puesto en obra)	B/. 45,541.07	B/. 7,958.84	B/. 13,011.74	B/. 45,541.07
Montaje y Desmontaje	B/. 3,898.32	B/. 681.28	B/. 1,113.80	B/. 3,898.32
Obra civil	B/. 2,436.45	B/. 425.80	B/. 696.13	B/. 2,436.45
Costos indirectos	B/. 7,262.62	B/. 1,269.23	B/. 2,075.03	B/. 7,262.62
Diseño	B/. 1,556.28	B/. 271.98	B/. 444.65	B/. 1,556.28
Inspección	B/. 1,556.28	B/. 271.98	B/. 444.65	B/. 1,556.28
Ingeniería	B/. 2,075.03	B/. 362.64	B/. 592.87	B/. 2,075.03
Administración	B/. 2,075.03	B/. 362.64	B/. 592.87	B/. 2,075.03
Gastos financieros				
Contingencia	B/. 2,593.79	B/. 453.30	B/. 741.08	B/. 2,593.79
Total	B/. 61,732.24	B/. 10,788.44	B/. 17,637.78	B/. 61,732.24

Tabla No.24: Inversión estimada en hilo de guarda

Inversión / Proyecto	Largo plazo
Subestación	Zona 3
Cantidad de equipos a reponer	475.2
Nivel de tensión	
Costos directos de construcción	B/. 4,474,970.92
Suministro (puesto en obra)	B/. 4,122,117.65
Montaje y Desmontaje	B/. 352,853.27
Obra civil	
Costos indirectos	B/. 626,495.93
Diseño	B/. 134,249.13
Inspección	B/. 134,249.13
Ingeniería	B/. 178,998.84
Administración	B/. 178,998.84
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 223,748.55
Total	B/. 5,325,215.39

Tabla No.25: Inversión estimada en transformadores de corriente

Inversión / Proyecto	Largo Plazo
Subestación	SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	12
Nivel de tensión	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 281,611.68
Suministro (puesto en obra)	B/. 247,222.97
Montaje y Desmontaje	B/. 21,162.29
Obra civil	B/. 13,226.43
Costos indirectos	B/. 39,425.64
Diseño	B/. 8,448.35
Inspección	B/. 8,448.35
Ingeniería	B/. 11,264.47
Administración	B/. 11,264.47
Gastos financieros	
Contingencia	B/. 14,080.58
Total	B/. 335,117.90

Tabla No.26: Inversión estimada en seccionadores motorizados

Inversión / Proyecto	Largo plazo		
	SE Llano Sanchez		SE Panamá
Subestación			
Cantidad de equipos a reponer	3	1	3
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 73,630.34	B/. 28,408.20	B/. 85,224.59
Suministro (puesto en obra)	B/. 64,639.05	B/. 24,939.16	B/. 74,817.48
Montaje y Desmontaje	B/. 5,533.10	B/. 2,134.79	B/. 6,404.38
Obra civil	B/. 3,458.19	B/. 1,334.24	B/. 4,002.73
Costos indirectos	B/. 10,308.25	B/. 3,977.15	B/. 11,931.44
Diseño	B/. 2,208.91	B/. 852.25	B/. 2,556.74
Inspección	B/. 2,208.91	B/. 852.25	B/. 2,556.74
Ingeniería	B/. 2,945.21	B/. 1,136.33	B/. 3,408.98
Administración	B/. 2,945.21	B/. 1,136.33	B/. 3,408.98
Gastos financieros			
Contingencia	B/. 3,681.52	B/. 1,420.41	B/. 4,261.23
Total	B/. 87,620.10	B/. 33,805.75	B/. 101,417.26

Tabla No.27 Inversión estimada en seccionadores manuales

Inversión / Proyecto	Largo plazo	
	Subestación	SE Llano Sanchez
Cantidad de equipos a reponer	9	4
Nivel de tensión	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	B/. 109,713.07	B/. 78,227.24
Suministro (puesto en obra)	B/. 101,062.15	B/. 72,058.99
Montaje y Desmontaje	B/. 8,650.92	B/. 6,168.25
Obra civil		
Costos indirectos	B/. 15,359.83	B/. 10,951.81
Diseño	B/. 3,291.39	B/. 2,346.82
Inspección	B/. 3,291.39	B/. 2,346.82
Ingeniería	B/. 4,388.52	B/. 3,129.09
Administración	B/. 4,388.52	B/. 3,129.09
Gastos financieros		
Contingencia	B/. 5,485.65	B/. 3,911.36
Total	B/. 130,558.55	B/. 93,090.41

Tabla No.28: Inversión estimada en equipo de protecciones

Inversión / Proyecto	Largo plazo		
	Subestación	Chorrera	Chorrera
Cantidad de equipos a reponer	4	1	4
Nivel de tensión	87B	51N	87T
Costos directos de construcción	B/. 45,223.62	B/. 4,433.65	B/. 86,881.46
Suministro (puesto en obra)	B/. 35,970.90	B/. 3,526.53	B/. 69,105.57
Montaje y Desmontaje	B/. 9,252.72	B/. 907.12	B/. 17,775.89
Obra civil	B/. 0.00	B/. 0.00	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 6,331.31	B/. 620.71	B/. 12,163.40
Diseño	B/. 1,356.71	B/. 133.01	B/. 2,606.44
Inspección	B/. 1,356.71	B/. 133.01	B/. 2,606.44
Ingeniería	B/. 1,808.94	B/. 177.35	B/. 3,475.26
Administración	B/. 1,808.94	B/. 177.35	B/. 3,475.26
Gastos financieros			
Contingencia	B/. 2,261.18	B/. 221.68	B/. 4,344.07
Total	B/. 53,816.10	B/. 5,276.04	B/. 103,388.93

Tabla No.29: Inversión estimada en equipo de comunicaciones

Inversión / Proyecto	Largo plazo	
	Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	14	11
Nivel de tensión	Aire Acondicionado	Rectificadores
Costos directos de construcción	B/. 45,811.34	B/. 255,550.24
Suministro (puesto en obra)	B/. 42,199.10	B/. 235,400.00
Montaje y Desmontaje	B/. 3,612.24	B/. 20,150.24
Obra civil	B/. 0.00	B/. 0.00
Costos indirectos	B/. 6,413.59	B/. 35,777.03
Diseño	B/. 1,374.34	B/. 7,666.51
Inspección	B/. 1,374.34	B/. 7,666.51
Ingeniería	B/. 1,832.45	B/. 10,222.01
Administración	B/. 1,832.45	B/. 10,222.01
Gastos financieros		
Contingencia	B/. 2,290.57	B/. 12,777.51
Total	B/. 54,515.50	B/. 304,104.79

4.3.3. 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.30: Índice de escalación de precios anual

Índice	Porcentaje anual (%)
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%
Iron and steel mills	2.88%
Telephone apparatus manufacturing	-0.42%
Storage battery manufacturing	2.61%

Tabla No.31: Inversión diferida de los equipos

Subestación	Activo a reponer	Inversión total				
		2012	2014	2015	2016	2017
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 34.5kV	B/. 456,154.57	B/. 465,651.71	B/. 470,499.14	B/. 475,397.04	B/. 480,345.92
SE Caldera	Interruptores 115kV	B/. 712,637.35	B/. 727,474.46	B/. 735,047.47	B/. 742,699.31	B/. 750,430.81
SE Mata de Nance	Interruptores 230kV	B/. 1,445,340.30	B/. 1,475,432.28	B/. 1,490,791.53	B/. 1,506,310.67	B/. 1,521,991.37
SE Llano Sanchez	Pararrayos 34.5kV	B/. 10,788.44	B/. 11,090.09	B/. 11,245.13	B/. 11,402.34	B/. 11,561.74
SE Panamá	Pararrayos 230kV	B/. 61,732.24	B/. 63,458.28	B/. 64,345.42	B/. 65,244.97	B/. 66,157.10
SE Cáceres	Pararrayos 115kV	B/. 17,637.78	B/. 18,130.94	B/. 18,384.41	B/. 18,641.42	B/. 18,902.03
SE Chorrera	Pararrayos 230kV	B/. 61,732.24	B/. 63,458.28	B/. 64,345.42	B/. 65,244.97	B/. 66,157.10
SE Llano Sanchez	Seccionadores motorizados CPT 115kV	B/. 87,620.10	B/. 92,432.20	B/. 94,970.39	B/. 97,578.27	B/. 100,257.77
SE Llano Sanchez	Seccionadores motorizados CPT 230kV	B/. 33,805.75	B/. 35,662.36	B/. 36,641.65	B/. 37,647.83	B/. 38,681.64
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 230kV	B/. 101,417.26	B/. 106,987.09	B/. 109,924.96	B/. 112,943.50	B/. 116,044.93
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales CPT 115kV	B/. 130,558.55	B/. 137,728.82	B/. 141,510.86	B/. 145,396.74	B/. 149,389.34
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales CPT 230kV	B/. 93,090.41	B/. 98,202.94	B/. 100,899.59	B/. 103,670.29	B/. 106,517.08
SE Panamá	Seccionadores manuales CPT 230kV	B/. 186,180.83	B/. 196,405.88	B/. 201,799.18	B/. 207,340.59	B/. 213,034.16
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 34.5kV	B/. 39,832.00	B/. 42,304.77	B/. 43,617.91	B/. 44,971.81	B/. 46,367.73
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 115kV	B/. 48,503.91	B/. 51,515.03	B/. 53,114.06	B/. 54,762.72	B/. 56,462.55
SE Panamá	transformadores de tensión 115kV	B/. 145,511.72	B/. 154,545.09	B/. 159,342.17	B/. 164,288.15	B/. 169,387.65
SE Panamá	transformadores de corriente 230kV	B/. 335,117.90	B/. 355,922.02	B/. 366,969.84	B/. 378,360.58	B/. 390,104.89
Zona 3	Cambio de 475.2km de hilo de guarda	B/. 5,325,215.39	B/. 5,742,179.76	B/. 5,966,986.10	B/. 6,200,593.60	B/. 6,443,346.84
Chorrera	87T - Protección Diferencial del Trafo	B/. 103,388.93	B/. 108,730.00	B/. 111,538.50	B/. 114,419.54	B/. 117,375.00
Chorrera	87B Protección diferencial de barra de alta impedancia	B/. 53,816.10	B/. 56,596.24	B/. 58,058.13	B/. 59,557.77	B/. 61,096.14
Chorrera	51N Sobrecorriente neutro del transformador	B/. 5,276.04	B/. 5,548.60	B/. 5,691.92	B/. 5,838.95	B/. 5,989.77
Equipo de comunicaciones	Aire Acondicionado	B/. 54,515.50	B/. 56,532.57	B/. 57,578.43	B/. 58,643.63	B/. 59,728.53
	Rectificadores	B/. 304,104.79	B/. 303,612.14	B/. 303,366.21	B/. 303,120.48	B/. 302,874.96

4.3.4. 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.32: Cronograma de desembolsos típico – Interruptor 34.5 Kv SE Progreso

Interruptores 34,5kV											
Etapa	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	B/. 11,499.70										B/. 11,499.70
Ingeniería	B/. 15,332.93										B/. 15,332.93
Administración		B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	Refrendo					B/. 15,332.93
Suministro						B/. 99,670.50		B/. 232,564.50			B/. 332,235.00
Estructuras, herrajes								B/. 4,279.06			B/. 4,279.06
Instalación									B/. 46,809.11		B/. 46,809.11
Inspección									B/. 11,499.70		B/. 11,499.70
Contingencias									B/. 19,166.16		B/. 19,166.16
Total	B/. 26,832.62	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 99,670.50	B/. 236,843.56	B/. 77,474.96	B/. 456,154.57		

Tabla No.33: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de protecciones para SE Chorrera

Equipo de protecciones - 87B, 51N y 87T								
Etapa	Mes							Total
	1	2	3	4	5	6	7	
Diseño	B/. 4,096.16							B/. 4,096.16
Ingeniería	B/. 5,461.55							B/. 5,461.55
Administración	B/. 1,365.39	B/. 4,096.16	Refrendo					B/. 5,461.55
Suministro				B/. 32,580.90		B/. 76,022.09		B/. 108,602.99
Instalación							B/. 27,935.73	B/. 27,935.73
Inspección							B/. 4,096.16	B/. 4,096.16
Contingencias							B/. 6,826.94	B/. 6,826.94
Total	B/. 10,923.10	B/. 4,096.16	B/. -	B/. 32,580.90	B/. 76,022.09	B/. 38,858.83	B/. 162,481.08	

Tabla No.34: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones - Rectificadores								
Etapa	Mes							Total
	1	2	3	4	5	6	7	
Diseño	B/. 7,666.51							B/. 7,666.51
Ingeniería	B/. 10,222.01							B/. 10,222.01
Administración	B/. 2,555.50	B/. 7,666.51	Refrendo					B/. 10,222.01
Suministro				B/. 70,620.00		B/. 164,780.00		B/. 235,400.00
Instalación							B/. 20,150.24	B/. 20,150.24
Inspección							B/. 7,666.51	B/. 7,666.51
Contingencias							B/. 12,777.51	B/. 12,777.51
Total	B/. 20,444.02	B/. 7,666.51	B/. -	B/. 70,620.00	B/. 164,780.00	B/. 40,594.26	B/. 304,104.79	

Tabla No.35: Cronograma de desembolso típico – Transformador de potencia SE Mata de Nance (100MVA)

Transformador de potencia - SE Mata de Nance (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	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/. -	B/. 881,983.61			B/. 976,228.80				B/. 587,989.08	B/. 293,994.54	B/. 293,994.54	B/. 408,946.40	B/. 100,466.75	B/. 167,444.59	B/. 3,985,181.21							

Tabla No.36: Cronograma de desembolso –Hilo de Guarda

Hilo de Guarda - Zona 3 (Año 1 y 2)																									
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/. 134,249.13																								B/. 134,249.13
Ingeniería	B/. 178,998.84																								B/. 178,998.84
Administración		B/. 44,749.71	Refrendo																	B/. 178,998.84					
Suministro								B/. 2,294,271.75						B/. 1,827,845.90										B/. 4,122,117.65	
Instalación															B/. 53,883.52				B/. 53,883.52					B/. 107,767.04	
Inspección																						B/. 72,384.91	B/. 72,384.91	B/. 72,384.91	
Contingencias																						B/. 120,641.52	B/. 120,641.52	B/. 120,641.52	
Total	B/. 313,247.96	B/. 44,749.71		B/. 2,294,271.75						B/. 1,827,845.90	B/. 53,883.52				B/. 53,883.52	B/. 193,026.44	B/. 193,026.44	B/. 72,384.91	B/. 120,641.52	B/. 4,915,157.93					

Hilo de Guarda - Zona 3 (Año 3 y 4)

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/. -
Ingeniería																									B/. -
Administración																									B/. -
Suministro																									B/. -
Instalación		B/. 108,552.90					B/. 108,552.90						B/. 13,990.22						B/. 13,990.22					B/. 245,086.23	
Inspección																						B/. 7,062.77	B/. 61,864.21	B/. 61,864.21	
Contingencias																						B/. 11,771.28	B/. 103,107.02	B/. 103,107.02	
Total	B/. 108,552.90						B/. 108,552.90						B/. 146,137.18		B/. 13,990.22				B/. 13,990.22		B/. 18,834.05	B/. 78,836.18	B/. 165,071.23	B/. 410,057.46	

Tabla No.37: Cronograma de desembolsos anual de proyectos de inversión diferido según fecha de ejecución

Proyecto	Subestación	Qty.	2016	2017	2018	Total de inversión por equipo y por subestación
Reposición de transformadores de potencia	SE Mata de Nance (T1)	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
	SE Chorrera	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
Reposición de interruptores	SE Progreso - 34.5kV	5	B/. 475,397.04			B/. 475,397.04
	SE Mata de Nance - 230kV	6		B/. 1,521,991.37		B/. 1,521,991.37
	SE Caldera - 115kV	5		B/. 750,430.81		B/. 750,430.81
Reposición de transformadores de tensión	SE Mata de Nance - 115kV	3	B/. 54,762.72			B/. 54,762.72
	SE Mata de Nance - 34.5kV	4	B/. 44,971.81			B/. 44,971.81
	SE Panamá - 115kV	9		B/. 164,288.15		B/. 164,288.15
Reposición de transformadores de corriente	SE Panamá - 230kV	12	B/. 378,360.58			B/. 378,360.58
Seccionadores motorizados	SE Panamá - 230kV	3	B/. 112,943.50			B/. 112,943.50
	SE Llano Sanchez - 115kV	3	B/. 97,578.27			B/. 97,578.27
	SE Llano Sanchez - 230kV	1	B/. 37,647.83			B/. 37,647.83
Seccionadores manuales	SE Llano Sanchez - 115 kV	9	B/. 145,396.74			B/. 145,396.74
	SE Panamá - 230 kV	8	B/. 207,340.59			B/. 207,340.59
	SE Llano Sanchez - 230kV	4	B/. 103,670.29			B/. 103,670.29
Reposición de pararrayos	SE Llano Sanchez - 34.5kV	5		B/. 11,561.74		B/. 11,561.74
	SE Panamá - 230kV	6		B/. 66,157.10		B/. 66,157.10
	SE Cáceres - 115kV	3	B/. 18,641.42			B/. 18,641.42
	SE Chorrera - 230kV	6	B/. 65,244.97			B/. 65,244.97
Reposición de equipo de protección	SE Chorrera (87B)	4		B/. 61,096.14		B/. 61,096.14
	SE Chorrera (87T)	4	B/. 114,419.54			B/. 114,419.54
	SE Chorrera (51N)	1		B/. 5,989.77		B/. 5,989.77
Reposición de equipos de comunicaciones	Rectificadores	11	B/. 165,338.45	B/. 137,670.43		B/. 303,008.88
	Aires Acondicionados	14		B/. 59,728.53		B/. 59,728.53
Reposición de hilo de guarda	Zona 1		B/. 623,594.66	B/. 88,364.78		B/. 711,959.44
	Zona 3	1	B/. 2,478,552.84	B/. 439,512.82	B/. 58,861.71	B/. 2,976,927.37
TOTAL		129	B/. 11,364,515.27	B/. 3,306,791.65	B/. 58,861.71	B/. 14,730,168.63

4.3.5. Resultados Económicos

La tabla No.38 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.

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.

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.39: 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
	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	
Transformador de corriente	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
	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
Pararrayos	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
	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).

4.3.6. 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. Transformadores:
 - a.1. Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
 - a.2. Asegurar que la generación pueda ser transmitida a los centros de carga,
 - a.3. Darle robustez al sistema dado que al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.
- b. Interruptores de tanque muerto:

- b.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.
 - b.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.
 - b.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.
 - b.4. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo existente.
 - b.5. Disminuir los costos de los mantenimientos correctivos dado que no habría la necesidad de la sala compresora.
- c. Transformadores de tensión
 - c.1. Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
 - c.2. Anticipar una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
 - c.3. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- d. Equipo de protecciones
 - d.1. Permitir garantizar el despejo oportuno de cualquiera falla eléctrica que pueda presentarse en los equipos candidatos a reposición.
 - d.2. 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.
 - d.3. Disminuir de los costos de mantenimientos, ya que los equipos de protecciones tipo microprocesadores tienen funciones de autoverificación.
 - d.4. 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.
 - d.5. Reducir el cableado ya que la compensación angular puede hacerse internamente por medio del algoritmo del relevador.

5 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.40: Listado de equipo a reponer por año

Proyecto	Subestación	Qty.	2016	2017	2018	Total de inversión por equipo y por subestación
Reposición de transformadores de potencia	SE Mata de Nance (T1)	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
	SE Chorrera	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
Reposición de interruptores	SE Progreso - 34.5kV	5	B/. 475,397.04			B/. 475,397.04
	SE Mata de Nance - 230kV	6		B/. 1,521,991.37		B/. 1,521,991.37
	SE Caldera - 115kV	5		B/. 750,430.81		B/. 750,430.81
Reposición de transformadores de tensión	SE Mata de Nance - 115kV	3	B/. 54,762.72			B/. 54,762.72
	SE Mata de Nance - 34.5kV	4	B/. 44,971.81			B/. 44,971.81
	SE Panamá - 115kV	9		B/. 164,288.15		B/. 164,288.15
Reposición de transformadores de corriente	SE Panamá - 230kV	12	B/. 378,360.58			B/. 378,360.58
Seccionadores motorizados	SE Panamá - 230kV	3	B/. 112,943.50			B/. 112,943.50
	SE Llano Sanchez - 115kV	3	B/. 97,578.27			B/. 97,578.27
	SE Llano Sanchez - 230kV	1	B/. 37,647.83			B/. 37,647.83
Seccionadores manuales	SE Llano Sanchez - 115 kV	9	B/. 145,396.74			B/. 145,396.74
	SE Panamá - 230 kV	8	B/. 207,340.59			B/. 207,340.59
	SE Llano Sanchez - 230kV	4	B/. 103,670.29			B/. 103,670.29
Reposición de pararrayos	SE Llano Sanchez - 34.5kV	5		B/. 11,561.74		B/. 11,561.74
	SE Panamá - 230kV	6		B/. 66,157.10		B/. 66,157.10
	SE Cáceres - 115kV	3	B/. 18,641.42			B/. 18,641.42
	SE Chorrera - 230kV	6	B/. 65,244.97			B/. 65,244.97
Reposición de equipo de protección	SE Chorrera (87B)	4		B/. 61,096.14		B/. 61,096.14
	SE Chorrera (87T)	4	B/. 114,419.54			B/. 114,419.54
	SE Chorrera (51N)	1		B/. 5,989.77		B/. 5,989.77
Reposición de equipos de comunicaciones	Rectificadores	11	B/. 165,338.45	B/. 137,670.43		B/. 303,008.88
	Aires Acondicionados	14		B/. 59,728.53		B/. 59,728.53
Reposición de hilo de guarda	Zona 1		B/. 623,594.66	B/. 88,364.78		B/. 711,959.44
	Zona 3	1	B/. 2,478,552.84	B/. 439,512.82	B/. 58,861.71	B/. 2,976,927.37
TOTAL		129	B/. 11,364,515.27	B/. 3,306,791.65	B/. 58,861.71	B/. 14,730,168.63

**Nota: La columna de "Qty." 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.