

ANEXO 27

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

CONTENIDO

1	OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN.....	9
2	EQUIPOS ANALIZADOS	9
2.1	Transformadores	10
2.2	Interruptores	10
3	EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS	11
3.1	Consideraciones generales	11
3.2	Vida útil estadística.....	11
3.2.1	Ley de distribución	12
3.2.2	Fuente de datos	12
3.3	Probabilidades de falla	12
3.4	Redundancia.....	14
4	CAUSALES DE REPOSICIÓN	15
4.1	Gestión de mantenimiento.....	15
4.2	Necesidad de reposición	16
4.2.1	Transformadores	16

4.2.1.1	Condiciones operativas	16
4.2.1.2	Factores externos	16
4.2.2	Interruptores	16
4.2.2.1	Cámaras de interrupción	17
4.2.2.2	Mecanismo de comando.....	17
4.2.2.3	Obsolescencia	18
4.3	Evolución de los costos de mantenimiento	20
4.3.1	Transformadores	20
4.3.2	Interruptores	21
4.4	Aumento de la vida útil por reposición parcial.....	22
4.4.1	Transformadores	22
4.4.2	Interruptores	22
5	ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR	22
6	ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN	23
6.1	Transformadores	23
6.1.1	Metodología de evaluación de fallas	23
6.1.2	Costos de falla	24
6.1.2.1	Costo de la energía	24

6.1.2.2	Probabilidades de falla	25
6.1.2.3	Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada	26
6.1.2.4	Duración de la falla	30
6.1.2.5	Costo total.....	32
6.1.3	Inversión	33
6.1.3.1	Valor total actual	34
6.1.3.2	Inversión diferida	34
6.1.3.3	Flujos de desembolsos	35
6.1.4	Resultados económicos	36
6.1.5	Priorización de reposiciones de transformadores.....	37
6.2	Interruptores	39
6.2.1	Consecuencias de las fallas	39
6.2.1.1	Interruptores de líneas y transformadores.....	39
6.2.1.2	Interruptores de equipos para control de voltaje	40
6.2.2	Costos de falla	40
6.2.2.1	Probabilidades de falla	40
6.2.2.2	Duración de la falla	41
6.2.2.3	Costos de Reposición.....	42

6.2.2.4	Inversión diferida	43
6.2.2.5	Flujos de desembolsos	44
6.2.3	Esquema de los reemplazos de interruptores	45
7	COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER	46
7.1	Metodología para estimar costos de inversión originales.	46
7.2	Metodología para estimar los valores netos.....	48
8	CONCLUSIONES.....	50
9	CRONOGRAMAS TIPICOS DETRABAJOS DE REPOSICIÓN.....	51
9.1	Transformadores	51
9.2	Interruptores	52

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

ANEXOS

I Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

- I.a Transformadores - Mantenimiento preventivo.xls
- I.b Interruptores - Mantenimiento preventivo.xls
- I.c Interruptores - Mantenimiento recomendado.doc

II Registro de pruebas y mediciones

- II.a Gases disueltos - Causas y efectos.pdf
- II.b Análisis de gases - T1 Llano Sánchez.pdf
- II.c Análisis de gases - T1 Mata de Nance.pdf
- II.d Análisis de gases - T2 Mata de Nance.pdf
- II.e Análisis de gases - T2 Panamá.pdf
- II.f Análisis de gases - T3 Panamá.pdf
- II.g Análisis de gases - T2 Chorrera.pdf
- II.h Análisis de gases - Resumen.xls
- II.i Pruebas - T1 Llano Sánchez.pdf
- II.j Pruebas - T1 Mata de Nance.pdf
- II.k Pruebas - T2 Mata de Nance.pdf
- II.l Pruebas - T2 Panamá.pdf
- II.m Pruebas - T3 Panamá.pdf
- II.n Pruebas - T2 Chorrera.pdf
- II.o Pruebas - Int. 11A12 Llano Sánchez.pdf
- II.p Pruebas - Int. 11B12 Llano Sánchez.pdf
- II.q Pruebas - Int. 11A22 Llano Sánchez.pdf
- II.r Pruebas - Int. 3R1 Llano Sánchez.pdf

- II.s Pruebas - Int. 11B12 Mata de Nance.pdf
- II.t Pruebas - Int. 11A12 Mata del Nance.pdf
- II.u Pruebas - Int. 11A22 Mata de Nance.pdf
- II.v Pruebas - Int. 11M22 Mata de Nance.pdf
- II.w Pruebas - Int. 11B22 Mata de Nance.pdf
- II.x Pruebas - Int. 11A22 Panamá.pdf
- II.y Pruebas - Int. 11M52 Panamá.pdf
- II.z Pruebas - Int. 11A52 Panamá.pdf
- II.aa Pruebas - Int. 11A62 Panamá.pdf
- II.bb Pruebas - Int. 11M62 Panamá.pdf

III Costos de mantenimiento predictivo y correctivo

- III.a Interruptores - Costos de mantenimiento.xls
- III.b Transformadores - Costos de mantenimiento.xls

IV Generación obligada y desplazada

- IV.a Análisis T3 Panamá 2010.doc
- IV.b Análisis T3 Panamá 2011.doc
- IV.c Análisis T3 Panamá 2012.doc
- IV.d Análisis T2 MDN.doc
- IV.e Costos Marginales – Caso REGMHTCB8

V Costos de inversión original y valores netos a la fecha de reposición

- V.a Costos originales y netos V-2.xls

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

1 OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN

ETESA ha determinado que una proporción significativa de sus activos ha superado o superará, en el corto plazo, los treinta años de antigüedad. Dado que para garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión, ETESA debe mantener en óptimo funcionamiento todos los equipos de potencia que conforman, tanto el sistema principal de transmisión, como las conexiones al mismo, resulta necesario para ello el reemplazo de todos aquellos que en ese período lleguen al final de su vida útil.

Las inversiones de reposición de equipos se vislumbran con una necesidad en crecimiento durante los próximos años, debido a que cerca del 50% de la red de transmisión tiene, entre 25 y 30 años de explotación, lo cual pone en evidencia el requerimiento de implementar un programa racional de reposición.

Para determinar cuáles de los activos antes citados deberán ser efectivamente reemplazados, ETESA está realizando los estudios necesarios, en diferentes etapas.

2 EQUIPOS ANALIZADOS

Este informe correspondiente a la **Fase I de Corto Plazo**, los equipos analizados son todos los autotransformadores de potencia de 230/115/13.8 y 230/115/34.5 kV, transformadores de aterrizaje e interruptores de 34.5 y 115 kV que hayan alcanzado o estén por alcanzar, durante el próximo período tarifario (2009-2013), treinta años de servicio¹. En los cuadros siguientes se muestran los equipos considerados en el estudio.

Las fechas indicadas corresponden a la original de puesta en servicio, indistintamente de la ubicación actual, como por ejemplo el transformador de Progreso que fue trasladado.

¹ Los interruptores de 230 KV que requerían reposición ya fue realizada, para garantizar el servicio de transmisión, con adecuados niveles de confiabilidad y seguridad.

2.1 Transformadores

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal MVA	Relación de transformación kV	Fecha de puesta en servicio
Llano Sánchez	Autotransformador de Potencia	T1	70/60/30	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Panamá	Autotransformador de Potencia	T2	175/175/30	230/115/13.8 kV	30-Jun-76
Panamá	Autotransformador de Potencia	T3	350/350/75	230/115/13.8 kV	30-Jun-82
Progreso	Autotransformador de Potencia	T1	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	T1	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	T2	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Chorrera	Autotransformador de Potencia	T2	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Llano Sánchez	Transformador de aterrizaje	TT1	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	TT1	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	TT2	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Chorrera	Transformador de aterrizaje	TT2	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-77

Cuadro 1: Transformadores candidatos para reposición.

2.2 Interruptores

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal	Corriente nominal	Capacidad de interrupción	Fecha de compra
			kV	A	kA	
Llano Sánchez	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3ATA	34.5	1200	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3R1	34.5	1200	20	31-Dic-78
Mata de Nance	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11M22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11B22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3ATA	34.5	1250	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3A22	34.5	1250	20	30-Jun-78
Panamá	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-83
Panamá	Interruptores	11M52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A62	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11M62	115	2000	20	30-Jun-76

Cuadro 2: Interruptores candidatos para reposición.

3 EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS

3.1 Consideraciones generales

El final de la vida útil de un equipo puede venir dado por:

1. Incapacidad por deterioro para seguir cumpliendo adecuadamente con los requisitos técnicos que su función le impone (vida útil técnica).
2. Ser ya económicamente más conveniente su reemplazo (vida útil económica).
3. Insuficiencia, por modificaciones en la red, de algunas características técnicas de los mismos, tales como capacidad de carga, nivel de aislamiento o condiciones de cortocircuito (vida útil operativa).

No se analiza en este estudio el final de la vida útil operativa de los equipos, ya que este análisis corresponde de manera más general al plan de expansión del sistema y no al de reposición.

El concepto de vida útil económica está referido en este estudio estrictamente al costo de mantener en servicio equipos que aún pueden cumplir con los requisitos técnicos necesarios, pero a expensas de un mayor costo de mantenimiento, de mayores pérdidas frente a nuevos desarrollos técnicos o de un mayor riesgo de colapso (fin abrupto de su vida útil técnica) que ponga en peligro al sistema en su conjunto.

3.2 Vida útil estadística

La predicción de la vida útil de un equipo no es tarea fácil, ya que la misma depende no sólo de su antigüedad sino también de múltiples factores, tales como condiciones medio ambientales y climáticas, calidad del material, condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, falta de mano de obra calificada para su mantenimiento y reparación, etc.

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

3.2.1 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 alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

3.2.2 Fuente de datos

En Panamá la ASEP ha examinado las tasas de depreciación utilizadas por empresas de electricidad en una variedad de mercados, y ha considerado aceptable que las empresas eléctricas recuperen sus costos de capital utilizando para activos de Plantas de Transmisión tasas de depreciación dentro del rango de 3 al 4% anual², porcentajes que representan una vida útil de entre 25 y 33 años, o sea de un valor medio de 29 años.

3.3 Probabilidades de falla

La probabilidad de que la falla suceda en un período 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 (suma de la fecha de puesta en servicio más su vida media) hasta el final del período en cuestión.

Para los análisis de probabilidad de falla se ha considerado más representativo para transformadores el extremo superior del rango regulatorio, es decir una vida media de 33 años, mientras que para interruptores, equipos sometidos a trabajos mecánicos de mayor intensidad y frecuencia, se ha considerado más adecuado el extremo inferior, o sea 25 años de vida media. En ambos casos, se ha considerado una dispersión de 8 años, aproximadamente, correspondientes a la ventana considerada.

El gráfico siguiente muestra la distribución de probabilidades de finalización de su vida útil en un dado período para equipos con iguales expectativas de vida (33 años, con una desviación estándar de 8 años) pero instalados en distintas fechas (1975, 1978 y 1982).

²Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, con modificaciones aprobadas mediante Resolución JD- 4859, de 13/ago/2004.

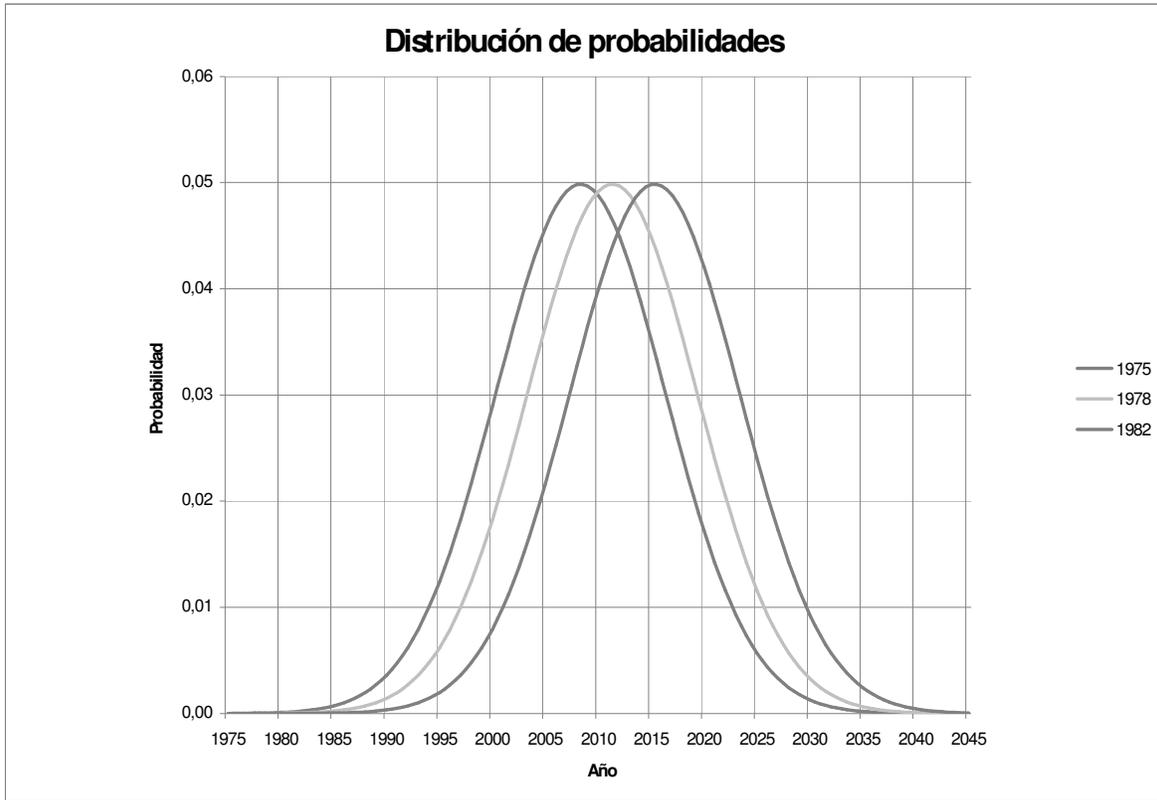


Gráfico 1: Densidad de probabilidad de falla

El gráfico que sigue, integral de la curva anterior, muestra la probabilidad de falla de los mismos equipos acumulada en el tiempo. La probabilidad de que éstos fallen en el período tarifario 2009-2013 es la probabilidad acumulada hasta el año 2013, fecha de finalización del mismo.

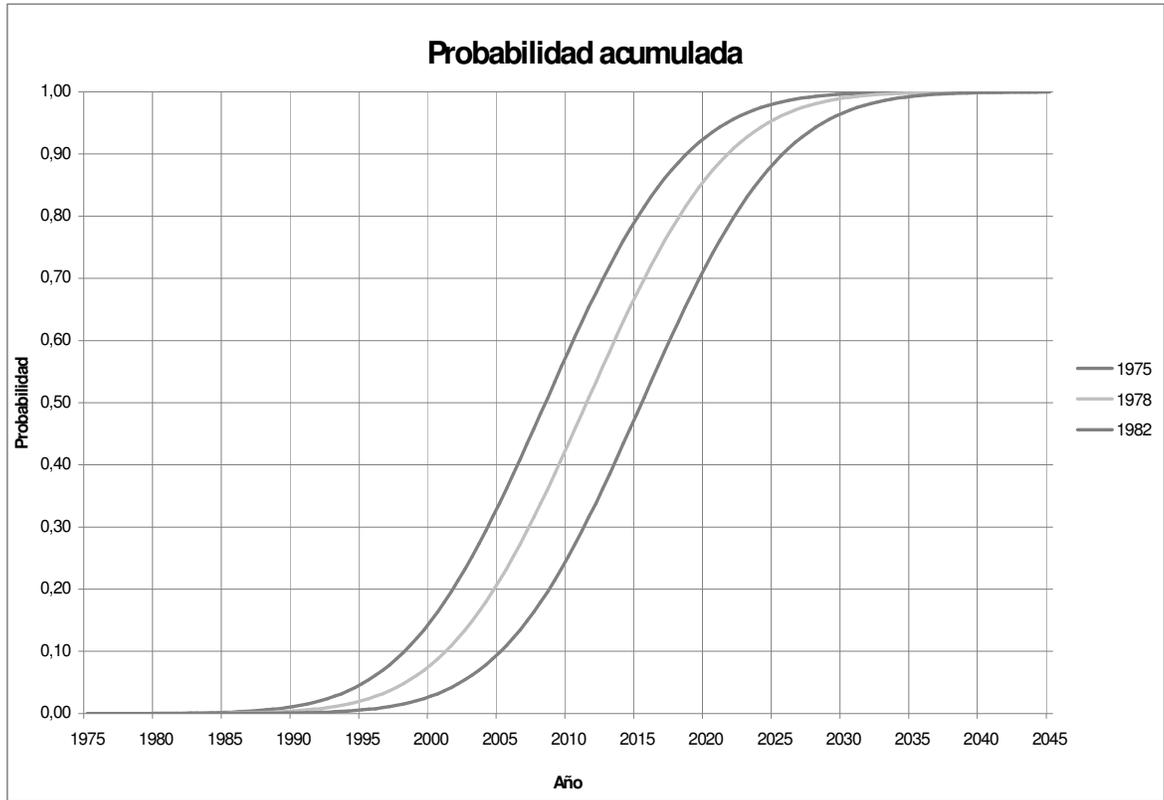


Gráfico 2: Probabilidad acumulada de falla

3.4 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 establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión 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 dispone de repuestos.

4 CAUSALES DE REPOSICIÓN

El Reglamento de Transmisión establece³ taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

- I. que la misma no se deba a falta de mantenimiento.
- II. la necesidad de la reposición.
- III. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.
- IV. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

4.1 *Gestión de mantenimiento*

Al menos desde que ETESA se hizo cargo del sistema de transmisión, en el año 1999, el mantenimiento ha sido efectuado de acuerdo con las buenas prácticas que la técnica recomienda para este tipo de equipos, para verificar lo cual se adjunta:

1. Historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto⁴.
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, acompañadas, en el caso de los transformadores, de una breve descripción de los efectos de los gases disueltos en el aceite y de la serie histórica de resultados de las mediciones realizadas para controlarlos⁵.
3. Historial de mantenimiento predictivo y preventivo, con sus costos⁶.

³ Reglamento de Transmisión, Art. 68, punto k) Plan de Reposición de Instalaciones de Corto Plazo.

⁴ Anexo I - Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

⁵ Anexo II – Registro de pruebas y mediciones.

⁶ Anexo III – Costos de mantenimiento predictivo y correctivo.

4.2 Necesidad de reposición

4.2.1 Transformadores

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 celulosa⁷.

Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del transformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones, a saber:

4.2.1.1 Condiciones operativas

La exposición de los transformadores a prolongados períodos de sobrecarga tiene por consecuencia la aceleración del envejecimiento del aislante por sobreelevación de su temperatura.

Desde que 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 para evitar su posible operación en condiciones de sobretemperatura.

4.2.1.2 Factores externos

El recibir los transformadores descargas atmosféricas directas también daña la aislación, así como el soportar cortocircuitos pasantes que originen requerimientos de acciones mecánicas extraordinarias sobre los bobinados.

Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de ese 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.

4.2.2 Interruptores

Las funciones de un interruptor de potencia son:

⁷ Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE, Set. 2006.

1. Conectar y desconectar un circuito cuando razones operativas así lo requieran, estableciendo e interrumpiendo su corriente nominal.
2. 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.

Es fundamentalmente esta última función, que es la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone a los contactos, la que hace a la seguridad del sistema y la que por tanto más debe ser tenida en cuenta a la hora de evaluar la confiabilidad de un interruptor.

La degradación del equipo viene dada, básicamente, por la de sus contactos y cámaras de interrupción, pero también por el desgaste del mecanismo que las comanda, que debe en todo momento 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.

4.2.2.1 Cámaras de interrupción

En lo que hace a los contactos, su desgaste viene dado fundamentalmente por las operaciones de corte, de manera tal que los fabricantes recomiendan su recambio según el número de aperturas, tanto normales como sobre falla, que el interruptor lleve acumuladas desde el último cambio, lo que devuelve a las cámaras de interrupción, al menos parcialmente, su poder de corte. Pero tan importante para el estado de los contactos es la cantidad de cortes realizados como la magnitud acumulada de corriente interrumpida.

Después de haber quedado el sistema bajo la responsabilidad de ETESA 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 (kA^2 acumulados), debido que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

4.2.2.2 Mecanismo de comando

El sistema de comando en sí va sufriendo con la operación del interruptor un desgaste que sólo en parte puede ser reparado, minando así su confiabilidad. Pero dado que los interruptores representan los elementos de seguridad dentro de la red de transmisión, es necesario que sus accionamientos tengan un alto nivel de calidad, precisión, fiabilidad y larga duración de servicio.

Los interruptores de 115 kV cuya reposición se propone son todos comandados, mediante compresores individuales, por aire comprimido. O sea que las partes de cada interruptor sujetas a desgaste son dos: el compresor y el accionamiento neumático propiamente dicho.

ETESA ha debido ya reemplazar en la S/E Caldera el conjunto de compresores individuales de cada interruptor por una planta centralizada de aire comprimido, y es de prever que de no procederse al reemplazo de los interruptores lo mismo se deberá hacer como paliativo en las restantes S/E del sistema.

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.

4.2.2.3 Obsolescencia

La necesidad de reposición, en el caso de interruptores, puede ser adelantada por obsolescencia, ya que tratándose de equipos a los que por su importancia la tecnología va perfeccionando permanentemente, los de diseño más antiguo salen de fabricación y en relativamente poco tiempo quedan sin el respaldo de sus fabricantes, y por lo tanto sin repuestos.

4.2.2.3.1 Interruptores de 115 kV

Todos los interruptores de 115 kV cuya reposición se analiza son marca Magrini Galileo S.p.a., y han quedado obsoletos por una serie de razones, tanto operativas como técnicas.

Desde el punto de vista operativo, el mayor inconveniente que presentan es que esta fábrica fue absorbida por Siemens, con lo que sus repuestos se han vuelto muy onerosos y el soporte técnico difícil de conseguir. Se debe entonces evaluar la dificultad que presentan para poder efectuarles un adecuado mantenimiento, incrementándose así el riesgo de falla.

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

Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores Magrini 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 deben 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.

Los interruptores modernos, en cambio, tienen mecanismos de disparo a resorte, cargados por robustos motores eléctricos, y una vez estos resortes en tensión pueden estar años sin perder la carga, ofreciendo así una muy superior confiabilidad.

El tiempo de carga de los resortes después de un disparo, además, es mucho menor que el de recuperación de la presión en un comando neumático, lo que permite las maniobras de doble recierre (uno rápido y uno lento) necesarias para limpiar fallas no fugaces en líneas.

Cámaras de interrupción: a diferencia de los Magrini, los interruptores modernos 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.

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 cobretungsteno que se usan en la actualidad.

Todo lo expuesto se resume en menor confiabilidad y mayores costos de mantenimiento.

4.2.2.3.2 Interruptores de 34.5 kV

Desde el punto de vista operativo, el interruptor de 34.5 kV 3AR de la S/E Llano Sánchez, marca Joslyn, es el único de ese origen en todo Panamá, lo que hace más crítica aún la falta de repuestos para su mantenimiento. Además su tecnología (de corte en vacío) agrava ese problema, ya que a ese tipo de cámara de interrupción no se le pueden cambiar los contactos sino que se la debe reemplazar entera.

Respecto del resto de los interruptores, a la obsolescencia por falta de repuestos debe sumársele la debida a cambios tecnológicos: los interruptores de 34.5 kV existentes, salvo el citado en el párrafo anterior, son de gran volumen de aceite, tecnología hace ya tiempo abandonada y reemplazada primero por la de pequeño volumen de aceite, hoy también ya superada, y posteriormente por las modernas cámaras de interrupción en SF6.

La técnica de gran volumen de aceite se abandonó porque presentaba el problema de la posibilidad de que el arco al ser extinguido se extendiera a las fases contiguas, transformado una operación de interrupción rutinaria en una falla tripolar de graves consecuencias.

4.3 Evolución de los costos de mantenimiento

A continuación se presentan gráficos de evolución de los costos de mantenimiento de transformadores e interruptores en los últimos años.

4.3.1 Transformadores

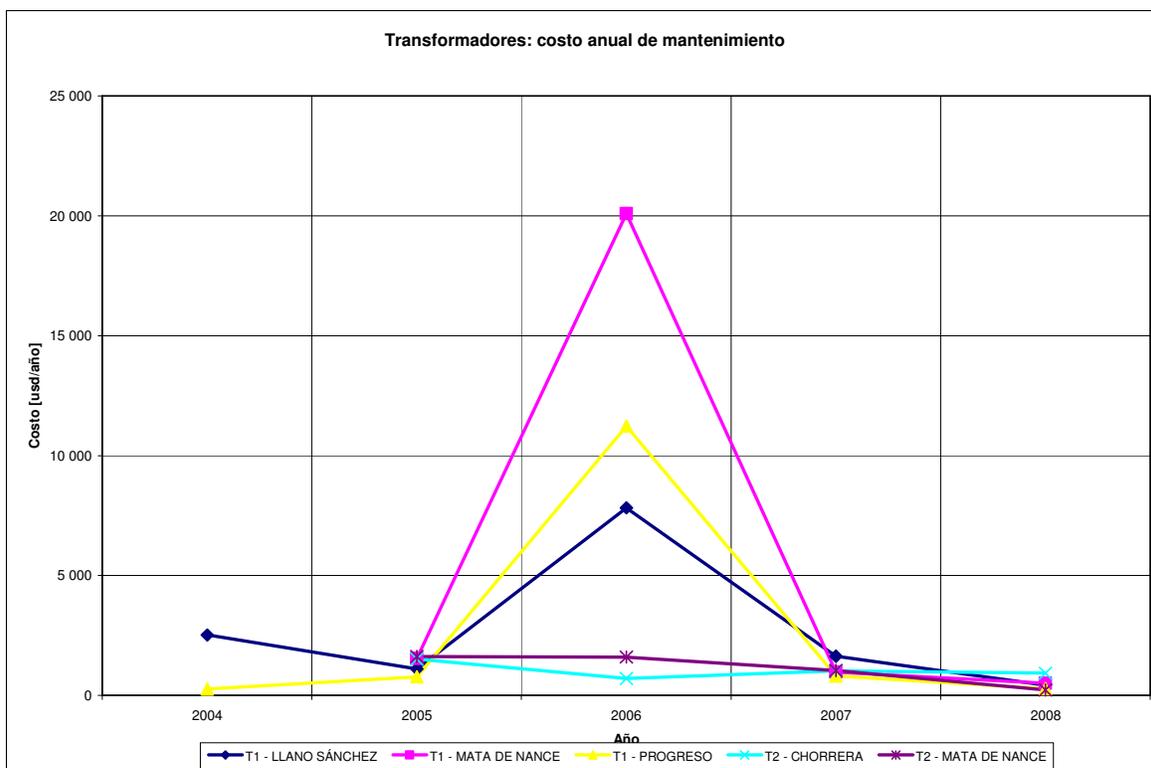


Gráfico 3: Evolución del costo de mantenimiento de transformadores

Puede observarse que el costo de mantenimiento, elaborados con base en registros horas/hombre de trabajos de mantenimiento exclusivamente, de los transformadores no muestra una tendencia en alza.

No obstante, el gráfico agregado a continuación refleja los resultados de las pruebas de análisis de gases disueltos en el aceite realizadas en los últimos años sobre el T2 de Mata de Nance, donde puede apreciarse un constante aumento, entre otros, del nivel de CO₂, índice de reducción del grado de polimerización (DP) de la aislación, lo que indica un creciente aumento del riesgo de falla.

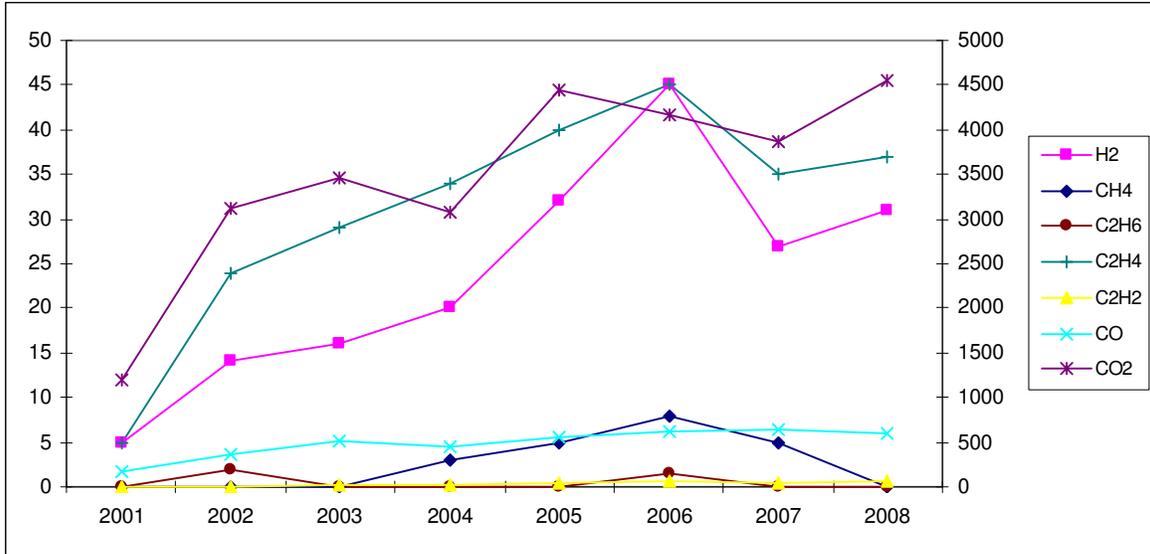


Gráfico 4: Análisis de gases del T2 de Mata de Nance

4.3.2 Interruptores

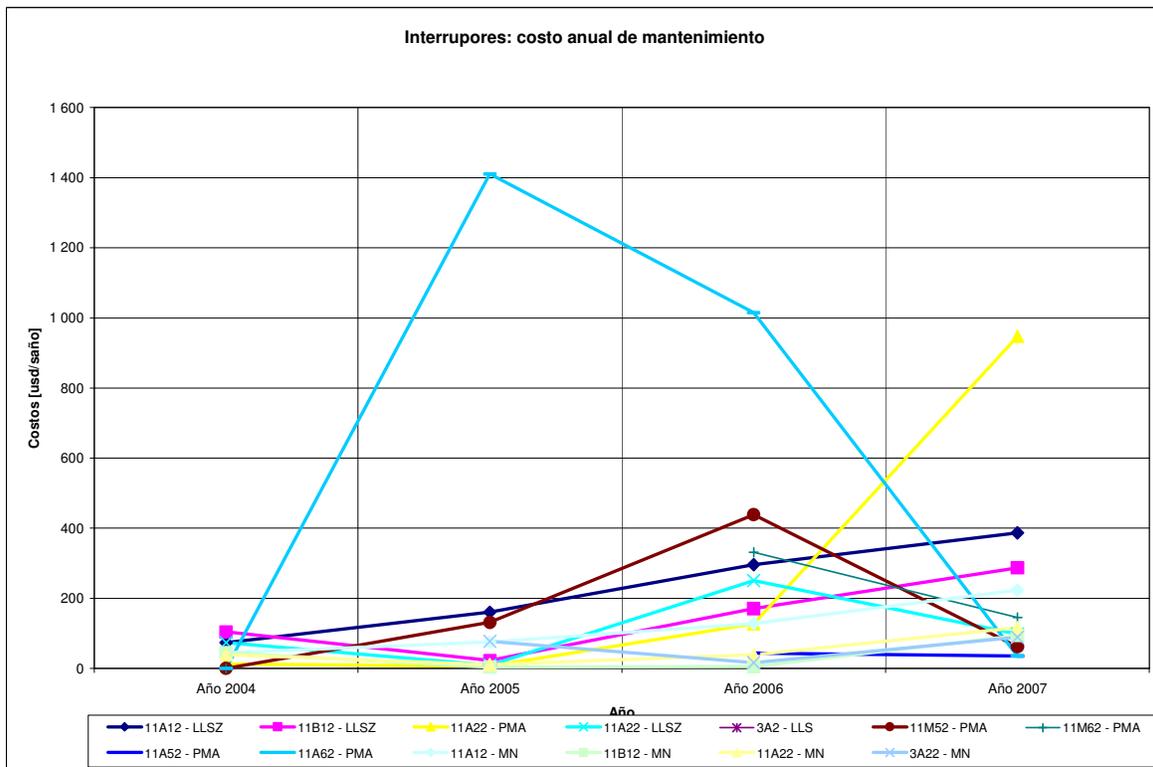


Gráfico 5: Evolución del costo de mantenimiento de interruptores

Como se observa, a partir de 2006 hay una clara tendencia al aumento en los costos registrados, y en particular del 11A22 de la S/E Panamá, lo que da indicios del aumento del riesgo de falla de los mismos.

4.4 Aumento de la vida útil por reposición parcial

4.4.1 Transformadores

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, consistente en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en 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 período inaceptable.

Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto en el punto 4.2.1 relativo a la irreversibilidad de su degradación queda descartada, para extender la vida útil del equipo, toda posibilidad de reposición parcial.

4.4.2 Interruptores

La recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo. Ahora bien, esta operación sólo se justifica económicamente 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. Queda entonces descartada la conveniencia de una reposición parcial de los interruptores.

5 ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se pueden ensayar, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y sin tener en cuenta opciones que amén de prevenir eventuales fallas sirvan a la vez para repotenciarlo o mejorarlo (aspectos estos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

1. Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición).

2. Reposición parcial del activo para dejarlo a nuevo (refurbishment).
3. Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla (wait and see).

Habiéndose descartado por lo expuesto en los puntos anteriores la posibilidad de reposición parcial de los equipos, sólo quedan dos opciones: o reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

6 ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN

6.1 Transformadores

Evidentemente la falla de cualquier transformador del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición, lo cual conllevaría penalizaciones económicas al Transportista por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

6.1.1 Metodología de evaluación de fallas

En las S/E que sólo tienen carga (Llano Sánchez y Chorrera) el costo de la falla ha sido evaluado por el de la energía no servida (ENS) originada por la misma.

En el caso del T3 de la S/E Panamá, en cambio, su falla no genera ENS y la evaluación ha sido hecha por el costo de generación térmica obligada aguas debajo de la S/E, estimada en 96 MW en horas de pico, durante ocho meses por año, desplazando energía hidráulica más barata.

En el caso de T1 y T2 de la S/E Mata de Nance, finalmente, el riesgo evaluado está dado por la probabilidad de doble contingencia con pérdida de la condición n-1 (se trata de una S/E con tres transformadores, dos de los cuales datan de 1978, y el tiempo de duración de falla que se debe considerar es muy extenso, del orden de los dos años). La falla de cualquiera de los dos transformadores restringiría el ingreso al sistema de aproximadamente 50 MW hidráulicos durante los meses de invierno, produciéndose así la necesidad de generación de energía obligada y desplazada.

Un caso particular lo representan los transformadores de aterrizaje de los terciarios de los autotransformadores de potencia, destinados a la formación de un neutro artificial en el sistema de 34.5 kV.

Estos transformadores son imprescindibles para la operación del sistema, ya que el nivel de aislación de éste último no permite su operación con neutro aislado. En consecuencia una falla de estos transformadores, que además sirven para reducir la magnitud de eventuales fallas a tierra, implica la pérdida total de la carga en 34.5 kV de la S/E afectada, con el consiguiente perjuicio económico.

De las tres S/E cuyos transformadores de aterrizaje reúnen la condiciones de antigüedad en estudio: Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera, sólo la última tiene una carga significativa en 34.5 kV, y en ella hay dos transformadores de aterrizaje, por lo que la conveniencia de reposición del más antiguo ha sido analizada bajo la hipótesis de doble contingencia.

6.1.2 Costos de falla

El costo de las fallas ha sido calculado como el producto del costo de la energía o no suministrada al mercado u obligada 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 en el período que se considere (producto de probabilidades, en el caso de doble contingencia) por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

6.1.2.1 Costo de la energía

Los costos de energía considerados han sido:

1. **ENS:** 1200 usd/MWh⁸
2. **Energía obligada:** Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno, 124 usd/MWh⁹

⁸ Res. AN-1143-Elec. de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

⁹ Anexo IV – Generación obligada y desplazada, Costos Marginales – con base en Caso REGMHTCB8.xls

COSTO MARGINAL DE DEMANDA [\$/MWh]													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2008	198,33	201,15	199,63	268,77	262,72	211,23	204,16	200,65	194,18	189,75	178,97	182,29	207,65
2009	176,53	181,63	199,47	225,63	194,60	168,02	154,96	155,08	145,71	136,62	129,74	131,59	166,63
2010	130,73	137,58	141,86	159,91	156,50	140,21	133,54	135,88	131,08	132,39	127,01	127,40	137,84
2011	129,70	137,51	163,88	171,74	144,64	128,16	122,24	122,66	118,88	118,78	119,55	118,79	133,04
2012	119,57	128,17	152,69	179,37	149,90	118,17	112,88	107,84	99,09	100,78	99,20	108,15	122,98
2013	100,43	122,19	137,81	175,80	144,58	106,20	86,62	91,94	80,77	89,56	86,11	95,91	109,83
2014	114,21	128,75	138,43	155,65	137,67	115,47	103,04	105,61	94,03	95,97	87,78	110,50	115,59
2015	124,14	134,48	149,81	157,81	136,95	127,63	112,29	115,85	104,81	103,90	105,85	117,17	124,22
2016	125,72	140,34	153,94	163,38	146,98	123,20	117,10	119,04	110,82	112,06	110,02	122,24	128,74
2017	135,19	143,83	159,77	177,96	157,73	135,21	123,58	113,55	97,23	95,57	103,92	121,80	130,44
2018	121,91	142,16	162,04	189,11	167,12	131,53	100,35	102,96	86,46	91,68	84,77	112,10	124,35
2019	131,16	152,62	182,13	188,59	177,60	144,10	124,25	121,02	97,55	93,47	99,07	114,32	135,49
2020	140,06	158,88	183,03	200,91	187,94	149,54	139,65	140,28	108,76	110,40	114,50	129,64	146,97
2021	134,13	164,35	188,74	185,44	172,09	131,36	123,89	126,85	95,97	101,31	105,92	121,80	137,65
2022	141,75	158,87	191,48	224,62	186,55	141,46	123,21	129,76	100,27	110,73	110,30	132,19	145,93
Promedio	134,90	148,83	166,98	188,31	168,24	138,10	125,45	125,93	111,04	112,20	110,85	123,06	

Cuadro 3: Costo marginal, meses de invierno

- 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.

No se consideran en este análisis, por exceder el alcance del estudio, los impactos políticos y sociales de interrupciones totales en el Sistema de Transmisión originados por fallas de los equipos objeto de reposición, considerando la magnitud y extensión en el tiempo que dichas interrupciones pudieran tener.

6.1.2.2 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que estas fallas sucedan dentro del período tarifario en estudio, teniendo en cuenta la fecha de puesta en servicio de cada equipo (y la doble contingencia en el caso de Mata de Nance y del transformador de aterrizaje de Chorrera), para cada año son:

Subestación	Identificación	Fecha de puesta en servicio	Probabilidad de falla (simple contingencia)			Probabilidad de falla (doble contingencia)		
			2010	2011	2012	2010	2011	2012
Llano Sánchez	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Panamá	T2	30-Jun-76	53,3%	58,3%	63,1%	28,4%	33,9%	39,8%
Panamá	T3	30-Jun-82	25,2%	29,4%	33,8%	13,5%	17,1%	21,3%
Progreso	T1	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Mata de Nance	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	T2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	T2	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Llano Sánchez	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	TT2	30-Jun-77	48,3%	53,3%	58,3%	23,4%	28,4%	33,9%

Cuadro 4: Transformadores - Probabilidades de falla

No se consideran las probabilidades de falla en 2009, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

6.1.2.3 Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada

El cuadro siguiente muestra la magnitud de la falla según su punto y fecha de ocurrencia, teniendo en cuenta, tanto la tasa de incremento anual de la demanda prevista, como las posibles reconfiguraciones del sistema, que incluyen hasta el traslado, transitorio o no, de transformadores de otras localidades cuyo servicio así lo permita o en donde el costo económico o estratégico de la falla sea menor.

Subestación	Identificación	Energía No Servida anual [MWh]				
		2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	T1	74089	102308	134441	171617	213171
Panamá	T2	0	0	0	0	0
Panamá	T3	0	0	3703	98743	127248
Progreso	T1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	T1	51429	51429	51429	51429	51429
Mata de Nance	T2	51429	51429	51429	51429	51429
Chorrera	T2	97134	123576	150603	177692	204797
Llano Sánchez	TT1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	TT1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	TT2	0	0	0	0	0
Chorrera	TT2	97134	123576	150603	177692	204797

Cuadro 5: Energía No Servida

La ENS inicial (2008) ha sido tomada para las S/E Llano Sánchez 115 kV, Progreso, Mata de Nance 34.5 kV y Chorrera 34.5 kV de las demandas registradas, por períodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde el 01/03/2007 al 29/02/2008¹⁰, de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento en falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión (0.97).

Los gráficos que siguen muestran, a manera de ejemplo, lo que hubiera sucedido en caso de falla de un transformador en una semana típica en las S/E donde la situación es más crítica.

¹⁰ Demanda anual por S/E.xls

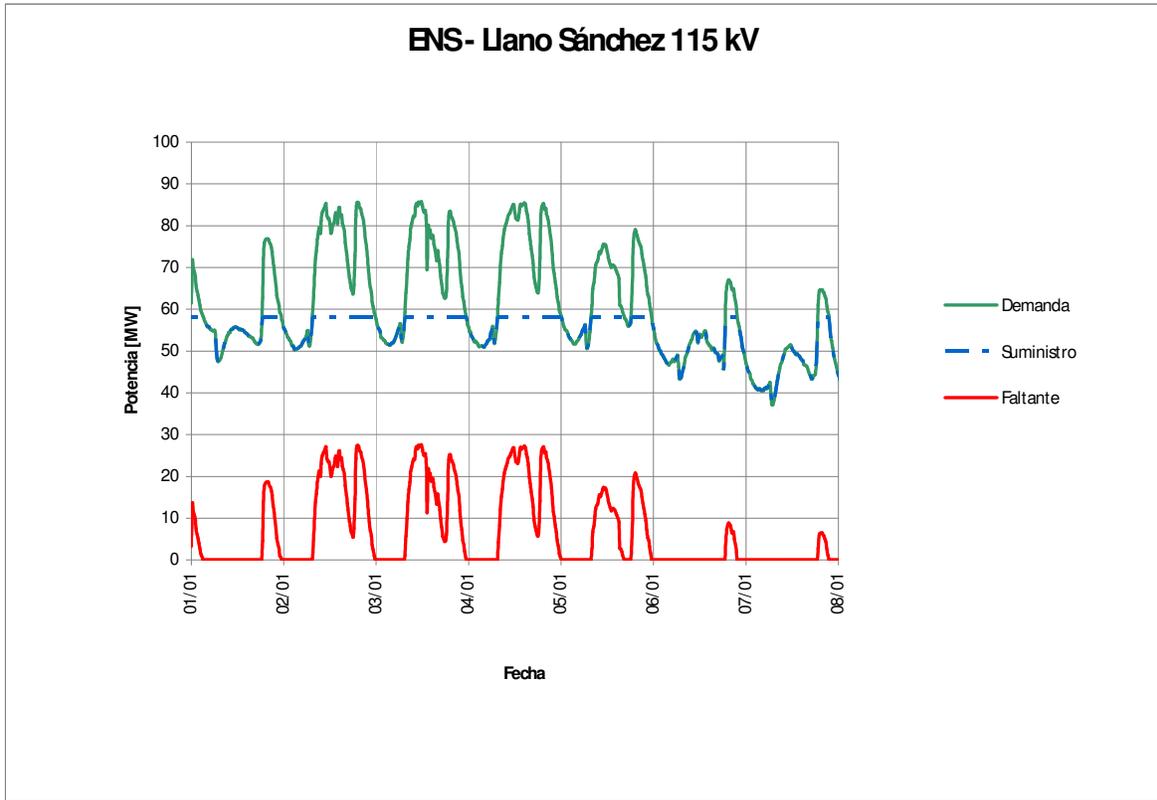


Gráfico 6: S/E Llano Sánchez 115 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

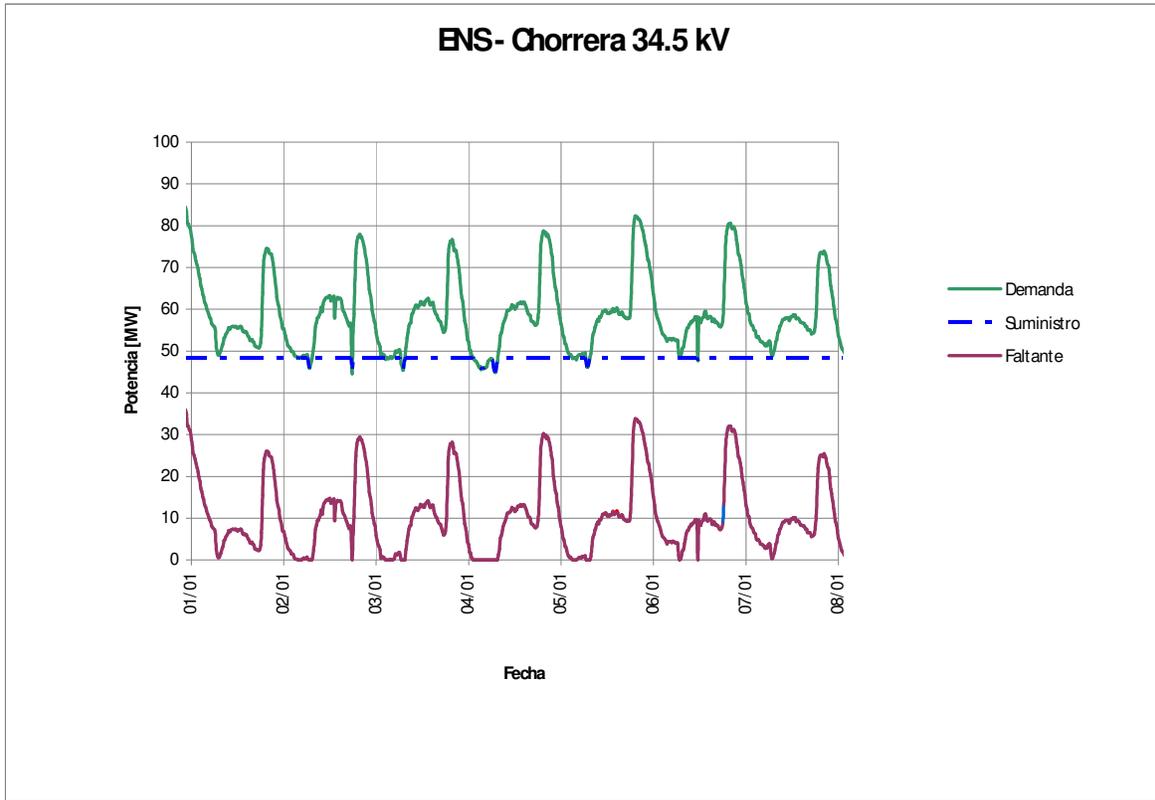


Gráfico 7: S/E Chorrera 34.5 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del período tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema¹¹, para el PESIN/2008.

¹¹ Proyección de la demanda.xls

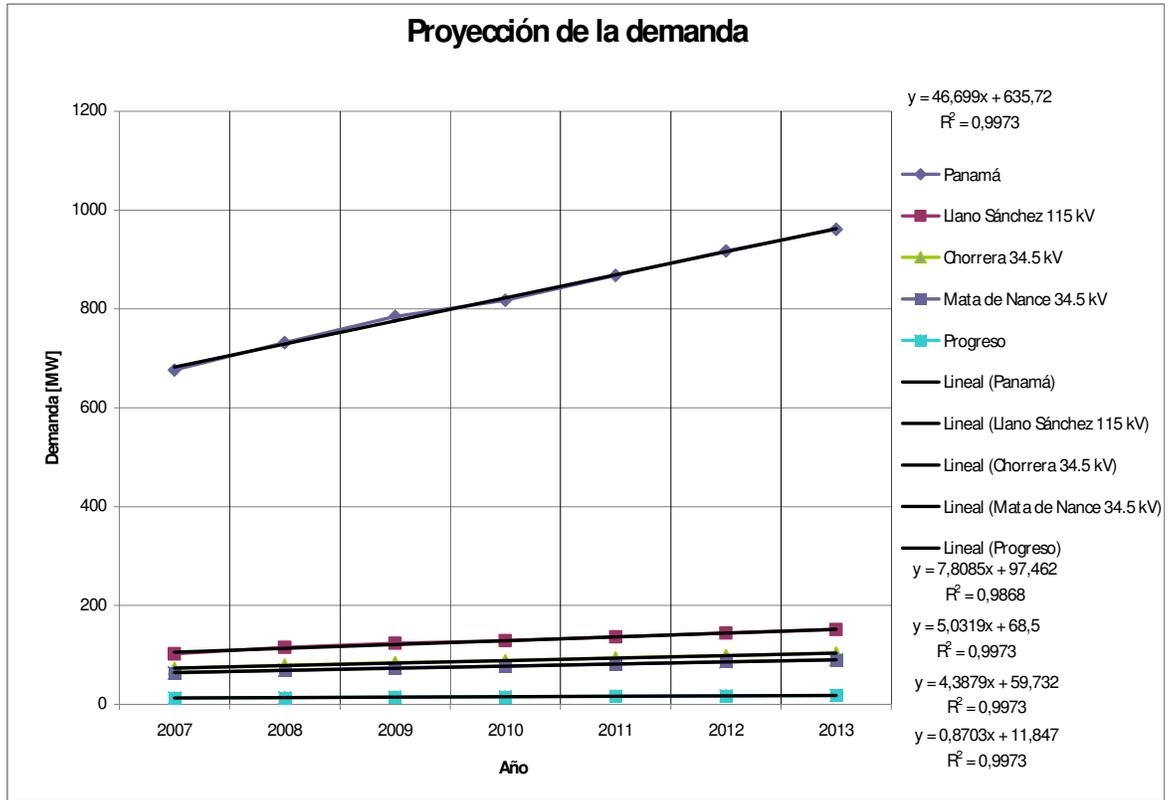


Gráfico 8: Proyección de la demanda

Las energías obligadas correspondientes a una falla en el T3 de la S/E Panamá y en el T2 de la S/E Mata de Nance han sido estimadas según los esquemas de flujo adjuntos¹², teniendo en cuenta el despacho económico que en cada caso corresponda.

6.1.2.4 Duración de la falla

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuesto 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:

¹² Anexo IV – Generación obligada y desplazada

- 1) Proceso de compra:
 - a. Elaboración de Pliegos de 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 (incluye desmontaje del equipo a reponer).
 - e. Pruebas en Obra.

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 ese tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación en Panamá Compra de 40 días calendario.

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 en aproximadamente dos meses.

- 2) **Fabricación:** el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, que por ser prototipo exige considerables trabajos de ingeniería de detalle y de preparación en fábrica, ha sido estimado en función de anteriores gestiones. Este plazo varía con su tamaño: seis meses para los transformadores de 5 MVA, un año para las unidades de 50 y 70 MVA y un año y medio para las unidades de 175 y 350 MVA.

- 3) **Traslado y Puesta en Servicio:** estos plazos son independientes de la modalidad de compra y del tamaño de la unidad.

Como se observa, el tiempo total desde que se decide la compra hasta la puesta en servicio del transformador (y por lo tanto de duración de la falla) es del orden de un año y medio para los transformadores de aterrizaje, de dos años para las unidades de potencia menores (S/E Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera) y de dos años y medio para las mayores (S/E Panamá), si la compra es programada, y en todos los casos de unos dos meses menos si se trata de una emergencia.

6.1.2.5 Costo total

Para los costos de ENS y marginal considerados el VPN del costo de una falla, según la fecha en que se produzca, será:

Subestación	Identificación	Plazo de entrega	VPN costo de falla [USD]			
			Años	2010	2011	2012
Llano Sánchez	T1	2,0	\$ 110 977 374	\$ 139 406 376	\$ 160 843 016	\$ 137 075 589
Panamá	T2	2,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Panamá	T3	2,5	\$ 4 381 164	\$ 7 386 316	\$ 9 427 485	\$ 7 064 988
Progreso	T1	2,0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	T1	2,0	\$ 4 095 108	\$ 4 276 515	\$ 4 427 722	\$ 4 266 448
Mata de Nance	T2	2,0	\$ 4 095 108	\$ 4 276 515	\$ 4 427 722	\$ 4 266 448
Chorrera	T2	2,0	\$ 165 173 927	\$ 187 186 395	\$ 199 237 541	\$ 183 865 954
Llano Sánchez	TT1	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	TT1	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	TT2	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Chorrera	TT2	1,5	\$ 48 080 992	\$ 61 837 809	\$ 76 020 368	\$ 61 979 723

Cuadro 6: Costos de falla

Estos costos incluyen el de reposición del equipo fallado, actualizados al momento de su decisión de compra, es decir al del inicio de la falla.

6.1.3 Inversión

Los costos de inversión se han estimados con base en costos de suministro de licitaciones realizada durante el año 2007 en la Región Centroamericana, actualizados para el año 2009, mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además, los siguientes renglones de costos:

Concepto	%	Observación
Montaje	6,04%	Sobre subtotal suministro
Contingencias	5,00%	Sobre total costo base
Diseño	2,00%	Sobre total costo base
Ingeniería	4,00%	
Administración	4,00%	
Inspección	3,00%	

Cuadro 7: Porcentajes de costos de inversión de reposición.

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.

- Para la ingeniería, inspección y administración, los porcentajes corresponden a los estipulados en el Reglamento de Transmisión¹³, mientras que para el diseño se considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

6.1.3.1 Valor total actual

El valor total de inversión a precios actuales es:

Subestación	Identificación	Suministro (puesto en obra)	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	T1	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Panamá	T2	\$ 1,701,026	\$ 205,484	\$ 1,906,510	\$ 95,326	\$ 38,130	\$ 76,260	\$ 57,195	\$ 76,260	\$ 2,249,682
Panamá	T3	\$ 2,164,943	\$ 261,525	\$ 2,426,468	\$ 121,323	\$ 48,529	\$ 97,059	\$ 72,794	\$ 97,059	\$ 2,863,232
Progreso	T1	\$ 1,077,317	\$ 130,140	\$ 1,207,456	\$ 60,373	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 36,224	\$ 48,298	\$ 1,424,799
Mata de Nance	T1	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Mata de Nance	T2	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Chorrera	T2	\$ 1,077,317	\$ 130,140	\$ 1,207,456	\$ 60,373	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 36,224	\$ 48,298	\$ 1,424,799
Llano Sánchez	TT1	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Mata de Nance	TT1	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Mata de Nance	TT2	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Chorrera	TT2	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979

Cuadro 8: Transformadores - Inversión actual

6.1.3.2 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de transformadores según el PPI¹⁴ del 3,0925% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

¹³ Reglamento de Transmisión, Art. 179.

¹⁴ Índices PPI.xls, Producer Price Index, Electric Power and Specialty Transformer Mfg, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]				
			2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	T1	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Panamá	T2	\$ 2,249,682	\$ 2,390,976	\$ 2,464,917	\$ 2,541,145	\$ 2,619,730	
Panamá	T3	\$ 2,863,232	\$ 3,043,061	\$ 3,137,168	\$ 3,234,184	\$ 3,334,202	
Progreso	T1	\$ 1,424,799	\$ 1,514,285	\$ 1,561,114	\$ 1,609,392	\$ 1,659,162	
Mata de Nance	T1	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Mata de Nance	T2	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Chorrera	T2	\$ 1,424,799	\$ 1,514,285	\$ 1,561,114	\$ 1,609,392	\$ 1,659,162	
Llano Sánchez	TT1	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Mata de Nance	TT1	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Mata de Nance	TT2	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Chorrera	TT2	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	

Cuadro 9: Transformadores - Inversión diferida

6.1.3.3 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para transformadores de potencia el pago del un anticipo del 30% de su costo con la O/C, otro 30% a mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

Para los de aterrizaje se ha previsto un anticipo con la O/C del 30%, un 50% a la finalización de la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

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	\$ 24,149																								\$ 24,149	
Ingeniería		\$ 48,298																								\$ 48,298
Administración			\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	Refrendo																	\$ 48,298
Suministro											\$ 323,195				\$ 323,195						\$ 215,463	\$ 107,732	\$ 107,732			\$ 1,077,317
Instalación																								\$ 130,140	\$ 130,140	
Inspección																						\$ 12,075			\$ 24,149	\$ 36,224
Contingencias																								\$ 60,373	\$ 60,373	
VPN	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 0	\$ 0	\$ 323,195	\$ 0			\$ 323,195	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 215,463	\$ 119,806	\$ 107,732	\$ 214,662	\$ 1,424,799	

Cuadro 10: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 50 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	\$ 27,754																								\$ 27,754
Ingeniería		\$ 55,508																							\$ 55,508
Administración			\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	Retiro															\$ 58,508
Suministro											\$ 371,442					\$ 371,442				\$ 247,628	\$ 123,814	\$ 123,814			\$ 1,238,141
Instalación																								\$ 149,567	\$ 149,567
Inspección																					\$ 13,877			\$ 27,754	\$ 41,631
Contingencias																								\$ 69,385	\$ 69,385
VPN	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 0	\$ 0	\$ 371,442	\$ 0	\$ 0	\$ 371,442	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 247,628	\$ 137,691	\$ 123,814	\$ 246,707	\$ 246,707	\$ 1,637,496

Cuadro 11: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 70 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	\$ 38,130																														\$ 38,130
Ingeniería		\$ 76,260																													\$ 76,260
Administración			\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	Retiro																						\$ 76,260
Suministro											\$ 510,308					\$ 510,308				\$ 340,206	\$ 170,103	\$ 170,103								\$ 1,701,026	
Instalación																													\$ 205,484	\$ 205,484	
Inspección																													\$ 38,130	\$ 76,260	
Contingencias																													\$ 95,326	\$ 95,326	
VPN	\$ 38,130	\$ 76,260	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 0	\$ 0	\$ 510,308	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 510,308	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 340,206	\$ 189,168	\$ 170,103	\$ 338,940	\$ 338,940	\$ 2,249,682						

Cuadro 12: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 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	\$ 48,529																														\$ 48,529
Ingeniería		\$ 97,059																													\$ 97,059
Administración			\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	Retiro																						\$ 97,059
Suministro											\$ 649,483					\$ 649,483				\$ 432,989	\$ 216,494	\$ 216,494								\$ 2,164,943	
Instalación																													\$ 261,325	\$ 261,325	
Inspección																											\$ 24,265		\$ 48,529	\$ 72,794	
Contingencias																													\$ 121,323	\$ 121,323	
VPN	\$ 48,529	\$ 97,059	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 0	\$ 0	\$ 649,483	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 649,483	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 432,989	\$ 240,759	\$ 216,494	\$ 431,376	\$ 431,376	\$ 2,863,232						

Cuadro 13: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 350 MVA

ETAPA	Mes																		Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Diseño	\$ 2,542																		\$ 2,542
Ingeniería		\$ 5,084																	\$ 5,084
Administración			\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	Retiro										\$ 5,084
Suministro											\$ 34,021				\$ 56,701	\$ 11,340	\$ 11,340		\$ 113,402
Instalación																		\$ 13,699	\$ 13,699
Inspección																\$ 1,271		\$ 2,542	\$ 3,813
Contingencias																		\$ 6,355	\$ 6,355
VPN	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 0	\$ 0	\$ 34,021	\$ 0	\$ 0	\$ 56,701	\$ 12,611	\$ 11,340	\$ 22,596	\$ 149,979

Cuadro 14: Cronograma de desembolsos típico - Transformador de aterrizaje 5 MVA

6.1.4 Resultados económicos

El cuadro siguiente compara, para una tasa de descuento del 12%, el valor presente neto de la inversión, según el cronograma de desembolsos indicado, 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, mientras que los cálculos y el promedio.

Subestación	Identificación	VPN inversión total USD	VPN costo de falla [USD]				VPN neto [USD] Promedio	TIR				Relación Beneficio/Costo promedio
			2010	2011	2012	Promedio		2010	2011	2012	Promedio	
Llano Sánchez	T1	\$ 1,388,499	\$ 110,987,440	\$ 139,415,585	\$ 160,851,441	\$ 137,084,822	\$ 135,696,324	635%	305%	203%	381%	98.73
Panamá	T2	\$ 1,883,178	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 1,883,178	0%	0%	0%	0%	0.00
Panamá	T3	\$ 2,350,318	\$ 4,397,745	\$ 7,401,485	\$ 9,441,364	\$ 7,080,198	\$ 4,729,880	64%	71%	64%	67%	3.01
Progreso	T1	\$ 1,208,144	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 1,208,144	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	T1	\$ 1,388,499	\$ 4,105,174	\$ 4,285,725	\$ 4,436,147	\$ 4,275,682	\$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Mata de Nance	T2	\$ 1,388,499	\$ 4,105,174	\$ 4,285,725	\$ 4,436,147	\$ 4,275,682	\$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Chorrera	T2	\$ 1,208,144	\$ 165,182,686	\$ 187,194,408	\$ 199,244,872	\$ 183,873,989	\$ 182,665,844	729%	338%	219%	429%	152.20
Llano Sánchez	TT1	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT1	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT2	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Chorrera	TT2	\$ 130,868	\$ 48,081,971	\$ 61,838,704	\$ 76,021,187	\$ 61,980,621	\$ 61,849,752	948%	432%	279%	553%	473.61

Cuadro 15: Resultados económicos

6.1.5 Priorización de reposiciones de transformadores.

La reposición fundamentada exclusivamente en razones económicas, prioriza los transformadores cuya falla ocasione mayores perjuicios. Por su parte, tanto la relación Beneficio/Costo, como la rentabilidad de marcan diferentes prelación.

Subestación	Identificación	Costo de falla Promedio [USD]	Relación Beneficio/Costo promedio	TIR PROMEDIO
Chorrera	T2	1	2	2
Llano Sánchez	T1	2	3	3
Chorrera	TT2	3	1	1
Panamá	T3	4	4	5
Mata de Nance	T1	5	4	4
Mata de Nance	T2	5	4	4

Cuadro 16: Alternativas de orden de reposiciones, según resultados económicos

Sin embargo, los trabajos propios de desmontaje y reemplazos presentan otras condicionantes que ameritan considerarse para determinar la programación de estas reposiciones.

Por ejemplo, la reposición del T3 de la S/E Panamá debe ser coordinada con la instalación del T4 de la misma S/E. Para garantizar la continuidad del servicio, se recomienda aumentar primero la capacidad instalada de transformación, antes de la reposición. Diferir la reposición del T3 tendría además la ventaja de poder sacarlo de servicio sin tener que recurrir a generación obligada, de efectuarse el cambio en invierno, ya que con el T4 en operación la capacidad de la S/E aseguraría el paso de toda la generación hidroeléctrica que pudiera ser requerida por un despacho económico.

El cuadro siguiente muestra la programación recomendada, tanto de las reposiciones de transformadores justificados, como de las adiciones de expansión, requeridas para atender el crecimiento de la demanda. Es importante destacar que se recomienda priorizar la entrada de los equipos nuevos, para luego realizar las reposiciones, debido a que en subestaciones como Chorrera, Panamá y Llano Sánchez, la demanda existente y en crecimiento, excede la capacidad de transformación que podría ser atendida por la subestación, durante los trabajos de reposición de los transformadores.

Subestación	2009	2010	2011	2012	2013
Chorrera				T-3	T-2 y TT-2
Panamá				T-4	T-3
Mata D. Nance				T-2	
LL. Sanchez			T-3	T-1	

Expansión
Reposición

Cuadro 17: Cronograma de reposición recomendado de transformadores

El siguiente cuadro muestra los flujos de desembolsos del plan de reposición de transformadores recomendado.

TRANSFORMADOR	2,009	2,010		2,011		2,012		2,013	TOTAL
	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	
T1 Llano Sánchez	\$ 0		\$ 120,268	\$ 389,945	\$ 371,442	\$ 755,840	\$ 0	\$ 0	\$ 1,637,496
T2 Mata de Nance	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 120,268	\$ 389,945	\$ 371,442	\$ 755,840	\$ 0	\$ 1,637,496
T2 Chorrera					\$ 104,646	\$ 339,294	\$ 323,195	\$ 657,663	\$ 1,424,799
TT2 Chorrera	\$ 0	\$ 0				\$ 11,015	\$ 35,715	\$ 103,248	\$ 149,979
T3 Panamá	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 210,294	\$ 681,836	\$ 0	\$ 649,483	\$ 1,321,619	\$ 2,863,232
TOTAL	\$ 0	\$ 0	\$ 120,268	\$ 720,507	\$ 1,547,869	\$ 1,477,593	\$ 1,764,233	\$ 2,082,531	\$ 7,713,001

Cuadro 18: Transformadores – Cronograma de inversiones

6.2 Interruptores

6.2.1 Consecuencias de las fallas

6.2.1.1 Interruptores de líneas y transformadores

Dado el esquema de interruptor y medio utilizado en los patios de 115 kV, los efectos de la falla de un interruptor varían según su posición:

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.

Esto, en el caso de Mata de Nance (interruptores 11A12, 11B12, 11A22 y 11B22), ocasionará la salida de servicio de los transformadores, conectados directamente a barras sin interruptor propio. Dado que el patio de 115 kV de la Subestación Mata del Nance tiene como primordial objetivo el transportar la generación proveniente de las actuales plantas de La Estrella y Los Valles y futuras de Algarrobo y Mendre a través de la subestación Caldera, utilizando para ello las líneas de transmisión 115-16 y la 115-15, este objetivo se verá malogrado.

Algo similar ocurrirá en caso de falla de los interruptores 11A12 y 11A22 de Llano Sánchez, con pérdida total de la carga de los transformadores tanto en 115 como en 34.5 kV.

En el caso de la S/E Panamá, la consecuencia de la falla de alguno de los interruptores de barra (11A22, 11A52 o 11A62) será la salida de servicio de los bancos de capacitores N° 1 y 2, necesarios para el control de la tensión del sistema.

En caso de falla de un interruptor central la consecuencia será la pérdida de la salida asociada. En la S/E Panamá, por ejemplo, las fallas de los interruptores 11M52 o 11M62 en ocasión de un problema en las líneas 115-10 o 115-9 desconectarían, respectivamente, los transformadores T2 y T1, sacando por el tiempo de duración de la falla de la línea 175 MW del sistema.

6.2.1.2 Interruptores de equipos para control de voltaje

La falla de estos interruptores provocaría serios trastornos en la calidad del servicio, dado que inhabilitaría equipos de control de voltaje destinados a mantener la tensión dentro del rango de valores aceptables.

A diferencia de los interruptores de protección y operación de líneas y transformadores, de actuación esporádica, los interruptores para comando de reactores y bancos de capacitores deben operar varias veces al día, según lo requiera el control de voltaje del sistema. Esto resulta gravoso para las cámaras de interrupción, y más aún si se tiene en cuenta que la carga que deben desconectar es reactiva pura, con todo lo que eso implica de reducción de vida útil de los contactos por comparación con un interruptor común.

Respecto del interruptor 3AR de la S/E Llano Sánchez, en particular, cuya función es la de operación del único reactor de esa S/E, debe tenerse en cuenta además que si bien su fabricante produce equipos para comando de capacitores (no reactores), éste es un seccionalizador, diseñado sólo para protección de sistemas de distribución, preferentemente en esquemas de interruptor principal y de reserva¹⁵, y no para conexión y desconexión diaria y permanente de cargas reactivas puras.

6.2.2 Costos de falla

Resulta difícil evaluar en términos económicos el costo de la falla de un interruptor, dada la multiplicidad de situaciones en la que puede ocurrir, y más teniendo en cuenta que el simple costo de la ENS, de carácter meramente punitivo, no refleja el verdadero perjuicio que un disturbio de este tipo causa en el sistema.

Se indican a continuación, no obstante, algunos parámetros que permiten evaluar, al menos conceptualmente, la magnitud de la perturbación.

6.2.2.1 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que una falla ocurra, en función de la antigüedad de cada interruptor, son:

¹⁵ <http://www.joslynhivoltage.com/PDFFiles/db750-321vbmtransfer.pdf>

Subestación	Identificación	Fecha de compra	Probabilidad de falla (2009-2013)	
			Simple contingencia	Doble contingencia
Llano Sánchez	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3R1	31-Dic-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11M22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Panamá	11A22	30-Jun-83	73,4%	53,9%
Panamá	11M52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A62	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11M62	30-Jun-76	93,3%	87,1%

Cuadro 19: Interruptores – Probabilidades de falla

Como puede observarse, la probabilidad de falla de los dos interruptores (doble contingencia) de una salida, con lo que la misma quedaría anulada, es muy alta.

6.2.2.2 Duración de la falla

Se estima que el tiempo necesario para identificar una falla (de línea, por ejemplo), aislar el interruptor fallado y reponer el servicio no debería exceder de dos horas.

Pero hecho esto y considerando que no hay en las S/E interruptores de repuesto, la funcionalidad del esquema de interruptor y medio quedaría anulada por el lapso necesario para la compra e instalación de un nuevo interruptor de reemplazo, tiempo estimado, en función del plazo de entrega en fábrica de estos equipos, prácticamente inmediato, en unos nueve meses, considerando, por comparación con el esquema de compra de un transformador descrito en 6.1.2.4, que por el monto de la compra el plazo de publicación en Panamá Compra se reduciría a 5 días laborables y que algunos otros plazos podrían también reducirse, según se indica en el cronograma de trabajos típico que se muestra más adelante.

Durante todo ese tiempo la falla del segundo interruptor de la salida (doble contingencia) dejaría a ésta fuera de servicio.

6.2.2.3 Costos de Reposición

Los precios unitarios considerados para cada equipo son los utilizados para el PESIN/2008, actualizados para el inicio del período tarifario (2009) mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además del suministro, los siguientes costos:

CONCEPTO	%	OBSERVACIÓN
Herrajes, Estructuras y Soportes	25.25%	Sobre suministro de equipo
Cables, Conductores, Ductos, etc.	12.99%	
Montaje	6.04%	Sobre total de suministro
Contingencia	5.00%	Sobre costo base
Diseño	2.00%	
Ingeniería	4.00%	
Administración	4.00%	
Inspección	3.00%	

Cuadro 20: Costos varios

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.
- Para la ingeniería, inspección y administración se han considerado los porcentajes estipulados en el Reglamento de Transmisión¹⁶, mientras que para el diseño se ha considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

El valor total de inversión a precio actual es:

¹⁶ Reglamento de Transmisión, Art. 179.

Subestación	Identificación	Suministro (puesto en obra)	Herrajes, estructuras y soportes	Cables, conductores, ductos, etc.	Subtotal	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	25.25%	12.99%	USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	11A12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	11B12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	3ATA	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Llano Sánchez	3R1	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Mata de Nance	11B12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11A12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11M22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11B22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	3ATA	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Mata de Nance	3A22	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Panamá	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11M52	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11A52	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11A62	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11M62	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658

Cuadro 21: Interruptores – Costo de inversión actual

6.2.2.4 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de interruptores según el PPI¹⁷ del 1,1206% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]				
		2009	2010	2011	2012	2013	
Llano Sánchez	11A12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	11B12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	3ATA	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Llano Sánchez	3R1	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Mata de Nance	11B12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11A12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11M22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11B22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	3ATA	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Mata de Nance	3A22	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Panamá	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11M52	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11A52	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11A62	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11M62	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	

Cuadro 22: Interruptores – Inversión diferida

¹⁷ Índices PPI.xls, Producer Price Index, Power circuit breakers, all voltages, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

6.2.2.5 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para interruptores el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción.

ETAPA	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	\$ 2,350										\$ 2,350
Ingeniería	\$ 4,700										\$ 4,700
Administración		\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175		Refrendo				\$ 4,700
Suministro							\$ 22,752	\$ 53,088			\$ 75,840
Estructuras, herrajes, etc.								\$ 19,150			\$ 19,150
Conductores, ductos, etc.									\$ 9,852		\$ 9,852
Instalación									\$ 12,665		\$ 12,665
Inspección								\$ 1,763	\$ 1,763		\$ 3,525
Contingencias								\$ 2,938	\$ 2,938		\$ 5,875
Total	\$ 7,050	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 0	\$ 22,752	\$ 76,938	\$ 27,217		\$ 138,658

Cuadro 23: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 115 kV

ETAPA	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	\$ 1,485										\$ 1,485
Ingeniería	\$ 2,971										\$ 2,971
Administración		\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 743		Refrendo				\$ 2,971
Suministro							\$ 14,379	\$ 33,552			\$ 47,931
Estructuras, herrajes, etc.								\$ 12,103			\$ 12,103
Conductores, ductos, etc.									\$ 6,226		\$ 6,226
Instalación									\$ 8,004		\$ 8,004
Inspección								\$ 1,114	\$ 1,114		\$ 2,228
Contingencias								\$ 1,857	\$ 1,857		\$ 3,713
Total	\$ 4,456	\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 0	\$ 14,379	\$ 48,625	\$ 17,201		\$ 87,632

Cuadro 24: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 34.5 kV

6.2.3 Esquema de los reemplazos de interruptores

Si bien es difícil cuantificar económicamente el perjuicio que la falla de cada interruptor puede producir, la alta probabilidad de ocurrencia que trae aparejada su antigüedad, su obsolescencia, por falta de repuestos y por razones técnicas, y el hecho de que no haya en ETESA interruptores de repuesto que permitan salvar el plazo de aproximadamente 3 meses que llevaría su reposición, hacen aconsejable el reemplazo total de los mismos.

Es importante señalar que es aconsejable la inversión en un interruptor de repuesto de 115 kV para cada subestación.

La reposición de los siguientes equipos es indispensable:

- El interruptor 11A22 de la S/E Panamá, por su estado.
- El de los tres interruptores en gran volumen de aceite de 34.5 kV.
- Los interruptores de 34.5 KV para equipos de control de reactivo.

Para garantizar la confiabilidad del sistema, ETESA utiliza en la mayoría de sus subestaciones el esquema de interruptor y medio. De ocurrir un daño permanente en un interruptor que amerite su reemplazo colocaría al sistema en una situación de riesgo, puesto que se perdería el criterio de N-1, durante el período que tome el reemplazo del interruptor afectado, con la posibilidad de que durante el tiempo que tome el reemplazo del interruptor, ocurriese una falla en los interruptores sin respaldo, enfrentando una doble contingencia en la nave en donde ocurrió la avería del primer interruptor, dejando fuera de servicio líneas de distribución y, por consiguiente, presentándose ENS en las áreas asociadas a estos equipos.

En el siguiente cuadro se presenta el año de reposición recomendada de los interruptores analizados, determinados en función de los años de explotación, priorizándose los de mayor edad y magnitud de demanda atendida.

Subestación	Tensión	Año de Reposición				
		2009	2010	2011	2012	2013
Panamá	115 kV		11M52			
Panamá	115 kV		11A52			
Panamá	115 kV		11A62			
Panamá	115 kV		11M62			
Panamá	115 kV		11A22			
Mata de Nance	115 kV			11B12		
Mata de Nance	115 kV			11A12		
Mata de Nance	115 kV			11A22		
Mata de Nance	115 kV			11M22		
Mata de Nance	115 kV			11B22		
Mata de Nance	34.5kV			3ATA		
Mata de Nance	34.5kV			3A2		
Llano Sánchez	115 kV			11A12		
Llano Sánchez	115 kV			11B12		
Llano Sánchez	115 kV			11A22		
Llano Sánchez	34.5kV			3ATA		
Llano Sánchez	34.5kV			3AR		

Cuadro 25: Cronograma de Reemplazo de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

7 COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER

A continuación se presenta la metodología y los resultados de los costos de inversión original estimada de los activos a reponer y los valores netos a la fecha de reposición recomendada.

7.1 Metodología para estimar costos de inversión originales.

La metodología utilizada, para el cálculo del costo de inversión original estimada 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 de montaje e instalación históricos, deflactados con índice de precios de producción o fábrica de equipos eléctricos específicos. A continuación se describen los procesos de cálculo.

1. Los costos directos (suministro, cables, conductores, ductos, etc.; Herrajes, Estructuras y Soportes; Montaje y Obras Civiles Generales) se estimaron con base en los precios de inversión del PESIN/2008.
2. Los costos indirectos de diseño, ingeniería, inspección y administración se estimaron utilizando porcentajes de costos históricos reales disponible más antiguos, (en

condiciones más próximas a la fecha de los costos a estimar), en este caso de la construcción y puesta en operación de las subestaciones Panamá II y Guasquitas.

- Los costos a precios de la fecha de puesta en operación se estimaron deflactando la sumatoria de los costos obtenidos en los procesos 1 y 2 anteriormente descritos, con los Índices de Precio de Fabricantes (PPI por sus siglas en inglés).

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados							
					Precio del Equipo (Suministro)	Cables, conductores, ductos y herrería	Subtotal Cables y Herrería	Montaje y Obras Civiles	Subtotal Montaje y Obras Civiles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Subtotal Equipo más Instalación	Costo Original Estimado del Equipo (1)
					1,164,600	445,395	1,609,995	482,693	2,092,688	711,514	2,804,202	1,686,447
S/E Llano Sánchez												
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
S/E Mata de Nance												
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,128	65,528	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
S/E Panamá												
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	145,341
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 26: Costo Original estimado de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

Identificación de Activo	Potencia Nominal	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Costos Estimados					
			Precio del Equipo (Suministro)	Montaje y Obras Civiles	Subtotal - Montajes y Obras Civiles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Equipo más Instalación	Valor Original Estimado del Equipo(1)
			5,657,000	1,696,025	7,353,025	2,500,029	9,853,054	4,074,835
S/E Llano Sánchez								
T1	(70 MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Panamá								
T3	350 MVA	30-Jun-82	2,100,000	629,601	2,729,601	928,064	3,657,665	1,893,609
S/E Mata de Nance								
T2	(70MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Chorrera								
T2	50 MVA	30-Jun-75	1,045,000	313,301	1,358,301	461,822	1,820,124	581,980
TT2	5.975 Mva	30-Jun-77	110,000	32,979	142,979	48,613	191,592	66,653

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 27: Valor Original Estimado de Transformadores.

7.2 Metodología para estimar los valores netos

Para estimar el valor neto, a la fecha de reposición, al valor obtenido en el proceso anterior No. 3, se le restó la depreciación acumulada de los años de explotación, calculada por método lineal, considerando una vida útil de 33 años, para el caso de los transformadores y 25 años para los interruptores.

En ambos casos se han considerado periodos de vida útil dentro de los rangos implícitos en las tasas de depreciación regulatoria, establecidas para los equipamientos de sistemas de transmisión, según el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, establecida mediante la Resolución No. JD-1623 del 15 de octubre de 1999 y modificado por la Resolución JD-4859 de 13 de agosto de 2004.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Identificación de Activo	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Años de Explotación Acumulada al 31/12/2007	Vida Remanente al 31/12/2007	Costos Estimados							
					Valor Original Estimado del Equipo(1)	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada al 31/12/2007	Fin de Vida útil	Fecha de reposición	Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	Valor Neto Estimado a la fecha de reposición
TOTAL					5,633,235	168,997	4,746,985			739,179	5,486,164	147,070
S/E Llano Sánchez												
11501	T1	30-Jun-78	29.5	3.8	1,059,362	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0
S/E Panamá												
10287	T3	30-Jun-82	25.5	7.8	2,617,811	78,534	2,002,867	30/10/2015	15/12/2013	467,873	2,470,740	147,070
S/E Mata de Nance												
11922	T2	30-Jun-78	29.5	3.8	1,059,362	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0
S/E Chorrera												
11119	T2	30-Jun-75	32.5	0.8	804,556	24,137	784,533	29/10/2008	15/12/2013	20,023	804,556	0
11074	TT2	30-Jun-77	30.5	2.8	92,144	2,764	84,318	30/10/2010	15/12/2013	7,826	92,144	0

Cuadro 28: Valor Neto Estimado de transformadores a la fecha reposición.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados		
					Costo Original Estimado del Equipo (1)	Fecha de reposición	Valor Neto Actual Estimado a la fecha de reposición
					1,686,447		0
S/E Llano Sánchez							
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	68,979	15/10/2011	0
S/E Mata de Nance							
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
S/E Panamá							
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	145,341	15/10/2010	0
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0

Cuadro 29: Valor Neto Estimado de Interruptores a la fecha reposición.

8 CONCLUSIONES

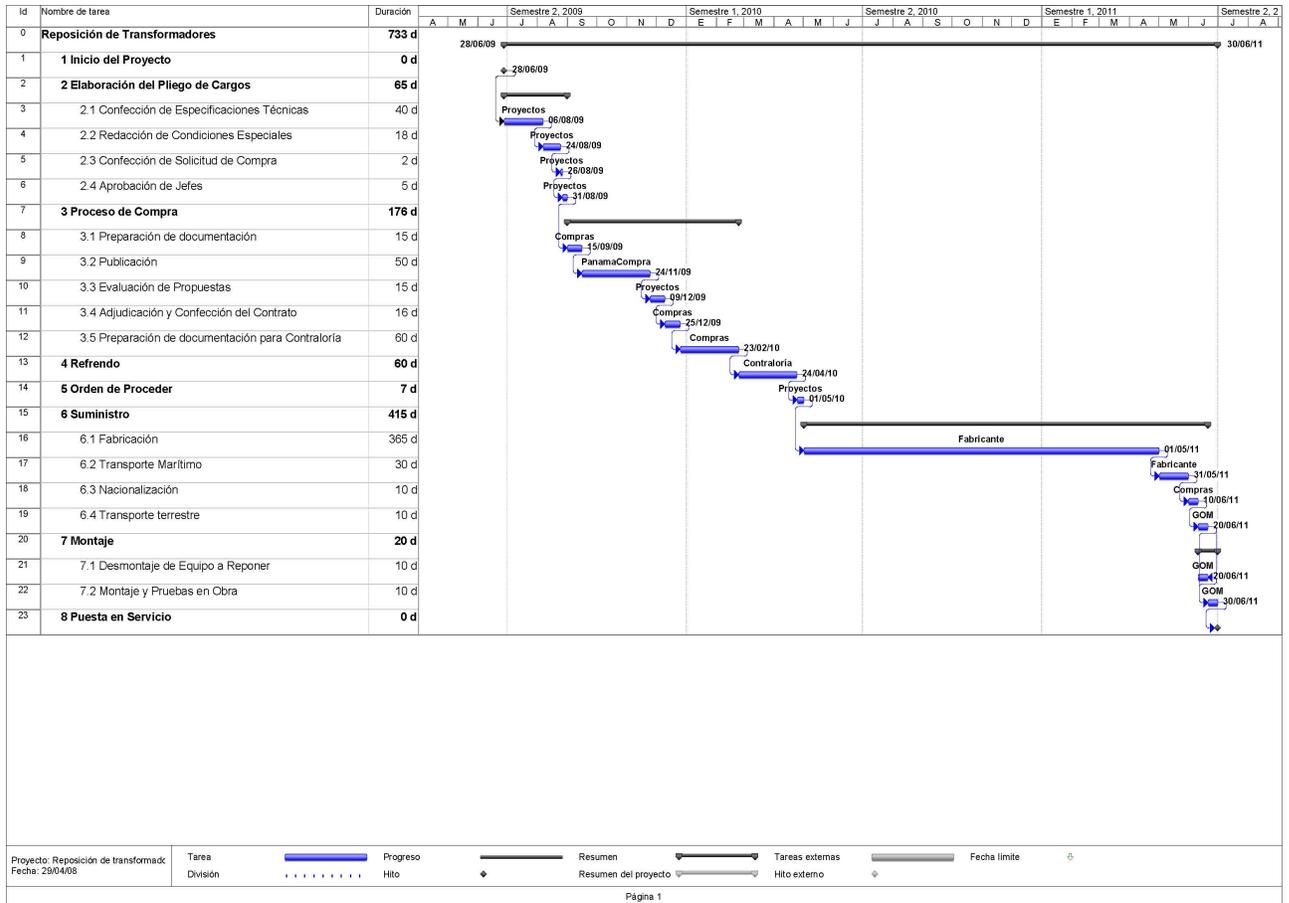
A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Identificación de Activo	Fecha de reposición
Transformadores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
T1	15/12/2012
S/E Panamá	
T3	15/12/2013
S/E Mata de Nance	
T2	15/12/2012
S/E Chorrera	
T2	15/12/2013
TT2	15/12/2013
Interruptores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
11A12	15/10/2011
11B12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3AR	15/10/2011
S/E Mata de Nance	
11B12	15/10/2011
11A12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
11M22	15/10/2011
11B22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3A2	15/10/2011
S/E Panamá	
11A22	15/10/2010
11M52	15/10/2010
11A52	15/10/2010
11A62	15/10/2010
11M62	15/10/2010

Cuadro 30: Reposiciones recomendadas de prioridad en el corto plazo.

9 CRONOGRAMAS TÍPICOS DE TRABAJOS DE REPOSICIÓN

9.1 Transformadores



9.2 Interruptores

