

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

TRÁMITE: Análisis y evaluación de los Límites de Comportamiento de los Componentes de Transmisión de la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar los Límites de Comportamiento de los Componentes de Transmisión de la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013, descritos en el Anexo a la presente Resolución.

VISTOS:

La nota con Registro N° 2433 recepcionada el 24 de agosto de 2009, el Informe AE DYM N° 085/2009 de 20 de noviembre de 2009, la nota con Registro N° 333 recepcionada el 14 de enero de 2010, el Informe AE-DOC 594/2010 de 13 de diciembre de 2010; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota con Registro N° 2433 recepcionada el 24 de agosto de 2009, la Empresa Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), remitió a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), el *"Estudio de Límites de Comportamiento para Instalaciones de Transmisión de TDE 2009 – 2013"*.

Que el Informe AE DMY N° 085/2009 de 20 de noviembre de 2010, establece que el *"Estudio de Límites de Comportamiento para Instalaciones de Transmisión de TDE 2009 – 2013"*, presenta observaciones las cuales deberán ser subsanadas por la empresa Mercados Energéticos Consultores (MEC).

Que mediante nota con Registro N° 333 recepcionada 14 de enero de 2010, la TDE presentó el Resumen Ejecutivo del Estudio de Límites de Comportamiento 2009 – 2013 Componentes de Transmisión TDE y el Informe Final definitivo que incorpora las correcciones solicitadas en el Informe AE DMY N° 085/2009 de 20 de noviembre de 2010.

Que el Informe AE-DOC 594/2010 de 13 de diciembre de 2010, señala que la metodología propuesta por la empresa Mercados Energéticos Consultores (MEC), es coherente y ya fue aplicada en la determinación de los Límites de Comportamiento aprobados en el periodo anterior; sin embargo, los valores propuestos son similares a los obtenidos por la AE, existiendo diferencias que fueron ajustadas al cálculo efectuado, determinándose nuevos límites propuestos que se presentan en el Anexo a la presente Resolución, obtenidos aplicando la metodología propuesta por MEC, con los ajustes que realizó la AE.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el artículo 7 del Reglamento de Calidad de Transmisión aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997, establece que: *"Los límites exigidos y autorizados para el comportamiento de los Componentes del Sistema de Transmisión pertenecientes a un Transmisor, serán aprobados por la Superintendencia en base a un Estudio externo realizado para un periodo de cuatro (4) años, por una empresa consultora autorizada por la Superintendencia y contratada por el o los Transmisores"*.

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

Que el inciso b) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, señala que es competencia de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE): *"Regular, controlar, supervisar, fiscalizar, y vigilar las prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales"*.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), procedió al análisis de la documentación presentada por la TDE, emitiendo el Informe AE DOC N° 594/2010 de 13 de diciembre de 2010, en el cual se estableció lo siguiente:

"Análisis de los descargos a las observaciones efectuadas por la AE al estudio presentado por la TDE.-"

A continuación se presentan las observaciones, los descargos presentados por MEC por encargo de TDE y su correspondiente análisis:

Observación.- Relacionada con los conceptos de fallas transitorias o permanentes que no están consideradas en el RCT, por lo que éstas son una propuesta de MEC y no así parte de la aplicación de la regulación vigente.

Asimismo, con respecto a la definición del indicador Da, el RCT establece que es la Duración Media Autorizada de Desconexiones del Componente en un periodo eléctrico, expresado en minutos. El RCT también establece que los límites autorizados para cada componente (Na, Da) representan el comportamiento mínimo admisible para que el transmisor ejerza la Licencia de Transmisión.

Descargo.- Existe acuerdo con el análisis efectuado por la AE.

Análisis.- Es importante que los conceptos a manejar y la definición de los indicadores queden claramente establecidos, por consiguiente queda subsanado este punto.

Observación.- Respecto a los datos del benchmarking presentado por MEC, se debe señalar que esta información resulta útil para observar el desempeño general de los sistemas de transmisión en diferentes países. Sin embargo, no es posible realizar comparaciones válidas entre estos datos y los valores registrados en Bolivia por diferentes razones que abarcan aspectos geográficos, climáticos, tecnológicos, operativos, normativos, regulatorios, estructurales y otros, tal como el mismo consultor señala en su Estudio.

Descargo.- Existe acuerdo con el análisis realizado por la AE.

Análisis.- No corresponde mayor análisis al existir consenso con MEC.

Observación.- Respecto del análisis de la información estadística presentada en el Estudio desarrollado por MEC, se tiene que las diferencias encontradas entre los datos presentados en el estudio y aquellos obtenidos en la AE se deben principalmente a dos razones: En primer lugar, el Reglamento de Calidad de Transmisión fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997, por lo que la ex Superintendencia registró los eventos de fallas en las instalaciones de transmisión de

TDE y aplicó el Control de Calidad al Servicio de Transmisión, en base a los criterios establecidos en la normativa actual, a partir del periodo 1997-1998. En segundo lugar, se han encontrado diferencias entre el número y la duración de los eventos registrados, determinados por la ex Superintendencia imputados a TDE.

Descargo.- De acuerdo a la aclaración durante la presentación en la AE, serán eliminados del análisis estadístico del comportamiento de los sistemas de TDE los datos correspondientes al año 1996, por las razones que la AE esgrimió. Por tanto utilizando la información entregada en dicha presentación, se realizará una revisión del estudio estadístico, tarea que culminará con la obtención de nuevas tasas y tiempos (probablemente coincidentes con los obtenidos por la AE), a partir de los cuales se elaborarán los nuevos índices y se procederá a actualizar el informe final definitivo.

Análisis.- Revisado el Informe definitivo de MEC, a continuación se presentan comentarios del mismo:

De acuerdo a la aclaración efectuada durante la presentación en la AE el día 17.12.2009, MEC señala que serán eliminados del análisis estadístico los datos correspondientes a la gestión 1996, utilizando la información entregada en dicha reunión, señala que realizó una revisión del estudio estadístico.

Al respecto, el Estudio contiene las siguientes tablas de datos:

Cuadro N° 6 – Discriminación entre fallas transitorias y permanentes (1996-2008)

Periodo	1996 1997	1997 1998	1998 1999	1999 2000	2000 2001	2001 2002	2002 2003	2003 2004	2004 2005	2005 2006	2006 2007	2007 2008
Fallas totales en el STI	64	42	28	35	37	31	23	16	47	20	17	13
Fallas Transitorias (< 30')	51	34	22	34	32	28	21	16	43	19	13	13
Fallas permanentes (> 30')	13	8	6	1	5	3	2	0	4	1	4	0
Tiempo fallas permanentes [minutos]	3560	1543	687	183	1053	281	590	0	958	71	575	0
Tiempos medios de falla (>30') [h]	4.6	3.2	1.9	3.1	3.5	1.6	4.9		4.0	1.2	2.4	

Esta continúa presentando información de la gestión 1996, misma que en este punto no influye en la obtención de tendencias estadísticas.

Cuadro N° 8 – Tiempos de fallas (minutos) - Periodo 1996 – 2008

Periodo	1996 1997	1997 1998	1998 1999	1999 2000	2000 2001	2001 2002	2002 2003	2003 2004	2004 2005	2005 2006	2006 2007	2007 2008
Tiempo Total fuera de servicio	3725	1677	807	271	1171	393	629	27	1060	109	626	43
Tiempo fallas permanentes	3560	1543	687	183	1053	281	590	0	958	71	575	0
Tiempo fallas transitorias	165	133	120	88	118	109	39	27	102	39	51	43
N° Fallas transitorias	51	34	22	34	32	28	21	16	43	19	12	13
Tiempo promedio fallas transitorias	3.2	3.9	5.4	2.6	3.7	3.9	1.8	1.7	2.4	2.0	3.9	3.3
Promedios fallas transitorias	3.8				2.8				2.9			
					3.2							

Al pie del presente cuadro indica que: El valor promedio para la duración de las fallas transitorias correspondiente a la muestra de la tabla anterior es de 3.2 minutos y 2.9 minutos para el último periodo de cuatro años. Informa que este valor está muy por debajo de los estándares internacionales (10 a 5 minutos), lo cual según MEC muestra un esfuerzo desmesurado y poco prudente por disminuir los tiempos de interrupción, considera que no resultan éstos tiempos suficientes para realizar todas las verificaciones requeridas antes de reponer el servicio de una manera segura y confiable.

Sobre la base de los datos de las tablas anteriores y la longitud total de las líneas, ponderado en base a su participación en cada periodo, MEC determino el número promedio de fallas por año, el promedio de fallas al año por cada 100 Km y el tiempo promedio de fallas permanentes, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro N° 7 – Periodo 1997 - 2008

N° fallas totales promedio	28.1	1.81 fallas/año-100 km
N° fallas permanentes promedio (>30')	3.1	0.20 fallas/año-100 km
N° fallas transitorias promedio (<30')	25.0	1.61 fallas/año-100 km
Tiempo promedio de fallas permanentes	2.9 horas/falla	

Por otro lado, MEC determinó las tasas de fallas diferenciadas por niveles de tensión y obtuvo los siguientes datos:

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

Cuadro N° 10 - Tasas en el Período 01/11/2000 – 31/10/2008

	Fallas / 100 km – año		
	01/11/1997 31/10/2000	01/11/2000 31/10/2008	01/11/2004 31/10/2008
230 kV	2.6	1.6	1.5
115 kV	2.0	1.8	2.0
69 kV	1.8	1.2	1.0

Al respecto, MEC estableció que las tasas de fallas diferenciadas por nivel de tensión del sistema de transmisión de TDE tenían un comportamiento inverso con respecto a los valores típicos que se dan en el ámbito internacional, mayor tasa en líneas de 69 kV y menor en 230 kV.

Adoptando como tasas estándar objetivo las siguientes:

Cuadro N° 11 - Tasas de referencia adoptadas como estándar objetivo

	Fallas / 100 km – año
230 kV	1.3
115 kV	1.4
69 kV	1.5

Análisis AE-DOC.-

Respecto del análisis de la información estadística presentada en el Estudio definitivo presentado por MEC, este fue ajustado considerando lo observado por la AE, efectuando la comparación con los obtenidos por la AE difieren mínimamente:

**Tabla 1. Estadísticas de fallas en instalaciones de transmisión
de propiedad de TDE. Periodo 1997-2008**

	1996 1997	1997 1998	1998 1999	1999 2000	2000 2001	2001 2002	2002 2003	2003 2004	2004 2005	2005 2006	2006 2007	2007 2008
Total Fallas en el STI		42	28	35	37	30	23	16	48	20	17	13
Promedio (fallas/año)	35,0				26,5				24,5			
	28,1											
Fallas Transitorias (< 30')		34	22	34	32	27	21	16	44	19	13	13
Promedio (fallas transitorias/año)	30,0				24,0				22,3			
	25,0											
Fallas Permanentes (> 30')		8	6	1	5	3	2	0	4	1	4	0
Promedio (fallas permanentes/año)	5,0				2,5				2,3			
	3,1											
Tiempo Total fuera de servicio (min)		1.676,64	806,96	271,28	1.171,22	391,44	629,03	26,91	1.060,41	108,45	625,79	43,48
Tiempo de fallas permanentes (min)		1.543,15	687,20	183,00	1.053,16	271,41	590,41	0,00	958,17	70,82	574,75	0,00
Tiempo promedio de fallas permanentes (horas/falla)		3,2	1,9	3,1	3,5	1,5	4,9		4,0	1,2	2,4	
	2,7				3,3				2,5			
	2,9											
Tiempo de fallas transitorias (min)		133,49	119,76	88,28	118,06	120,03	38,62	26,91	102,24	37,83	51,04	43,48
Tiempo promedio fallas transitorias (min/falla)		3,9	5,4	2,6	3,7	4,4	1,8	1,7	2,3	2,0	3,9	3,3
	4,0				2,9				2,9			
	3,2											

El valor promedio para la duración de las fallas transitorias correspondiente a la muestra de la tabla anterior es de 3.2 minutos y 2.9 minutos para el último periodo de cuatro años, que son iguales a los obtenidos por MEC. Adicionalmente este cuadro presenta el Tiempo promedio de fallas permanentes (horas/falla) que para el periodo 1997- 2008 es de 2.9 y para el último periodo 2.5 respectivamente.

**Tabla 2. Datos Estadísticos para instalaciones de transmisión
de propiedad de TDE**

	Promedio (fallas/año)	Fallas/año-100km
Fallas Totales	28,09	1,78
Fallas transitorias	25,00	1,59
Fallas permanentes	3,09	0,20

La comparación con los datos presentados por MEC, muestra que esta maneja datos redondeados a un decimal.

Tabla 3. Tasas de Falla por nivel de tensión

	Fallas/año-100km										1997-2008
	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008
230 kV	2,3				1,6				1,4		1,7
115 kV	1,9				1,4				1,6		1,6
69 kV	6,0				3,9				1,1		3,0

Al respecto, se confirma la observación de MEC acerca del comportamiento atípico de las tasas de fallas en el Sistema de Transmisión de TDE, ya que, en el caso de tomar los datos a partir de 1997 al 2008, se observa una mayor incidencia de fallas para las líneas en 69 kV, mientras que si se toma los datos para los últimos cuatro años (2004-2008) la tasa de falla para las líneas de 69 kV es la más baja. Este tipo de comportamiento no es común en sistemas típicos.

Se acepta considerar las Tasas de referencia adoptadas como estándar objetivo, al ser estas en todos los casos menores a las obtenidas tanto para el último periodo como para el periodo 1997 – 2008, estas se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 11 - Tasas de referencia adoptadas como estándar objetivo

Fallas / 100 km – año	
230 kV	1.3
115 kV	1.4
69 kV	1.5

Determinación de Ne y Na.-

Observación.- Párrafo 4º, que realiza la siguiente observación: En cuanto a la propuesta de aplicar una falla de holgura para la línea ChuquiagUILlo – Pichu en 115 kV, se debe señalar que se ha observado una mejora constante en el número de fallas registradas en los últimos periodos (2005 – 2006 = 6; 2006 – 2007 = 4 y 2007 – 2008 = 2), por otro lado, el consultor menciona en su estudio que TDE está implementando mejoras en los sistemas de puesta a tierra para reducir los eventos en ésta línea. En este sentido, se considera que, con estas mejoras, la línea presentará un comportamiento más estable en el tiempo y que podrá alcanzar el valor número exigido de fallas, como lo hizo el periodo 2007 – 2008, por lo que no es aceptable incrementar el valor de Ne para el periodo 2009 – 2013.

Descargo.- MEC señala que: La línea ChuquiagUILlo – Pichu fue construida a través de un área con características especialmente adversas. Su recorrido transcurre parcialmente

por cresta de montaña y suelo rocoso; esto tiene como resultado que dicha línea actúe prácticamente como un pararrayo en dicho tramo.

Indica que, por otra parte a pesar de que TDE a realizado y continúa realizando esfuerzos para mejorar las puestas a tierra, informa que se presentaron varias dificultades: la primera, como ya mencionó, es el suelo rocoso, de muy alta resistividad; la segunda, se presentan continuamente robos de las contra-antenas instaladas, tercero, para evitar robos, se han embebido en concreto, con algunos aditivos especiales, para reducir la resistividad de dichas contra-antenas; sin embargo por las altas precipitaciones dichos aditivos se degradan, produciendo con el tiempo el aumento de la resistividad. Señala que al presente TDE continúa investigando mejores métodos para lograr y mantener valores adecuados de resistencia de puesta a tierra. Esta característica obliga a un esfuerzo permanente y oneroso por parte de TDE.

Las estadísticas muestran una reducción de las fallas originadas por descargas eléctricas observadas en todo el sistema en los dos últimos años. La experiencia de TDE demuestra que existen ciclos de entre 8 a 12 años en los que se presentan variaciones cíclicas de la cantidad de descargas durante dicho periodo. Este desempeño hace suponer que se está transitando por un periodo bajo del ciclo, al final del cual la cantidad de fallas provocadas por descargas atmosféricas volvería a incrementarse.

Señala que: por las razones indicadas, sostiene la propuesta de aplicar la holgura propuesta en el informe en los límites de frecuencia exigida y admitida para la línea Chuquiaguillo-Pichu.

Análisis.- El análisis de los datos históricos muestran una mejora indicada en el informe, con respecto a la constante investigación de parte de la empresa de métodos para mantener valores adecuados de resistencias de puesta a tierra, es correcto realizar este trabajo puesto que es su responsabilidad mantener valores recomendados de puesta a tierra lo contrario incidiría negativamente en la operación de su sistema. Respecto a la experiencia de TDE que demuestra que existen ciclos de entre 8 a 12 años en la cantidad de descargas atmosféricas, este argumento no es debidamente respaldado, puesto que los ciclos a los que hace referencia son supuestos, por consiguiente se dan por válidos los resultados del análisis estadístico, cuyos resultados, tanto la propuesta por la TDE y la AE son muy similares.

Observación.- Párrafo 5º, que señala la siguiente observación: Finalmente, con los criterios expuestos anteriormente, se realizó el cálculo del Ne para las diferentes líneas de propiedad de TDE (Ver Tabla 4. En el punto 2.7 del presente informe), encontrándose diferencias con respecto a los valores propuestos por MEC, además de las líneas citadas anteriormente en las líneas Catavi – Valle Hermoso en 115 kV y Punutuma – Atocha en 115kV. Al respecto, es necesario que MEC realice las aclaraciones correspondientes.

Descargo.- MEC indica que los resultados observados por la AE para las líneas mencionadas fueron aclarados en la reunión del 17/12, según el siguiente resumen:

- Catavi-Valle Hermoso la diferencia de una unidad menos en el valor de Ne que obtiene la AE, en relación con MEC, se justificaba porque en el cálculo de la AE faltaba computar la derivación que alimenta las Subestaciones de Irpa Irpa entre los elementos incluidos en la línea. El salto de 2 a 3 elementos explica el incremento de una unidad para el Ne resultante.

- *Punutuma – Atocha; Solo corresponde computar dos bahías en cada extremo (las de la propia línea y las de los transformadores vinculados a las barras de 115 kV en cada extremo),*

Análisis.- De acuerdo a lo señalado en sus descargos se entendería que para el caso de la línea Catavi-Valle Hermoso la diferencia de una unidad menos en el valor de N_e , se origina a la falta de contabilizar una bahía, aspecto que verificando el número de bahías del estudio de MEC es igual al número de derivaciones consideradas

Con referencia a la línea Punutuma – Atocha se ajustó el número de bahías que se tenía diferencia, aspecto que hace variar los resultados existiendo diferencia en los tiempos, por lo que se consideró lo señalado por TDE.

Determinación de De.-

Observación.- Párrafo 1º, que presenta la siguiente observación: En el periodo anterior se aplicó un valor de $E_{st} = 5$ minutos, considerando que los valores obtenidos de la estadística estaban muy por debajo del valor propuesto por MEC. Si se observa los valores estadísticos obtenidos con la inclusión de los últimos cuatro periodos (Tabla 1) se puede ver que el tiempo promedio de indisponibilidad de fallas transitorias es de aproximadamente 2.9 minutos, para los últimos cuatro periodos de análisis, y de 3.2 minutos si se considera toda la serie histórica. Estos valores promedio aún siguen siendo menores a los 5 minutos aplicados en la última aprobación. Por otro lado, anteriormente se estableció que los indicadores internacionales a los que hace referencia MEC no son precisamente un parámetro de referencia para el sistema de transmisión en Bolivia por las grandes diferencias geográficas, ambientales, tecnológicas, regulatorias y otros. En este sentido, no se considera aceptable incrementar el valor de E_{st} a 10 minutos, por no ser representativo del comportamiento histórico de los sistemas de transmisión en Bolivia.

Descargo.- MEC acepta re-calcular los índices para la versión final del informe utilizando un E_{st} a 5 minutos, señala que deja expresa constancia que en su opinión el citado tiempo resulta muy exiguo, dando una señal que no favorece a la seguridad del sistema, asimismo indica que el informe abunda en argumentos que avalan esta opinión, a los que agrega el crecimiento del sistema de transporte y cerrando mallas modificando su complejidad y la necesidad de realizar más verificaciones previas a la reposición del suministro. Recomienda evaluar para las próximas determinaciones de límites, la posibilidad de incrementar este tiempo a 10 minutos, o discriminar los tramos de línea según pertenezcan a sistemas radiales, mallados, con o sin generación.

Análisis.- Es correcto considerar el crecimiento del sistema de transporte, en el que se considera el cerrar mallas, lo cual modifica la complejidad del sistema y la necesidad de realizar más verificaciones previas a la reposición del suministro, la variación de la información estadística mostrara este aspecto, en este sentido, el análisis para la próxima fijación de límites debe considerar lo señalado y las recomendaciones efectuadas por MEC.

Observación.- Párrafo 2º, que observa: El valor de u_{gt} obtenido por la AE, en base al análisis de los datos históricos registrados, es de 0.20 fallas/año-100Km.

Descargo.- Señala que: en virtud de la modificación del análisis estadístico mencionado en la respuesta al punto 2.3, se procederá a actualizar el parámetro λ_{LD} en forma consistente con el nuevo resultado estadístico.

Análisis.- En el estudio definitivo, se comprobó que el parámetro λ_{LD} fue modificado tomando en cuenta la variación del análisis estadístico.

Observación.- Párrafo 3º, que señala: El valor de E_{odt} obtenido por la AE, en base al análisis de los datos históricos registrados, es de 2.5 horas fallas/año-100Km para los últimos cuatro periodos eléctricos y de 2.9 horas fallas/año-100Km para la serie completa (1997-2008).

Descargo.- Valen para el parámetro iE_{odt} los mismos comentarios del párrafo anterior.

Análisis.- Similar situación que el punto anterior el valor de E_{odt} se modificó considerando el análisis estadístico.

Determinación de D_a .-

Observación.- No se tiene objeciones a la aplicación de la fórmula propuesta por MEC, sin embargo, se considera necesario realizar algunos ajustes a los valores propuestos de las variables involucradas en el cálculo, bajo las siguientes observaciones:

- El valor de E_{st} debe ser de 5 minutos, coincidente con el criterio aplicado para el cálculo de D_e .
- El valor de E_{dt} debe ser de 379 minutos, de acuerdo a la siguiente distribución:

Tabla 4. Valores aplicados para el cálculo de D_{LD}

	Determinación de D_a					
	Análisis	Vehículo	Caminata	Reparación	Comunicación	TOTAL
SSDE N° 001/2006	5	180	15	186	5	391
Propuesta AE	5	180	15	174	5	379

- El valor asignado al ítem reparación se obtiene del análisis de los valores históricos registrados, en el cual se muestra que el tiempo promedio de fallas permanentes es de 2.9 horas.

Descargo.- Señala que: Según lo expresado en el punto de Conclusiones del Informe DMY 277/05, la SSDE concluyó que se debería considerar un tiempo de caminata de 30 minutos, valor con el cual se realizó el estudio, precisamente en el ánimo de coincidir con la opinión de la ex SSDE y porque además, por todos los argumentos que se esgrimen en este informe, surgidos de las visitas a los sitios de emplazamientos, resulta evidente que un valor de 30 minutos constituye un piso inferior para este ítem, resultando en muchos casos extremadamente exiguo para los accesos a pie de torre. Indica que la siguiente tabla compara valores que surgen de las conclusiones del Informe DMY 277/05 con los que fueron adoptados para el presente estudio:

Determinación de D_{LD} (tiempos en minutos)

	Análisis	Vehículo	Caminata	Reparación	Comunicación	Total
Informe DMY 277/05	5	180	30	186	5	406
Propuestos para este estudio	5	180	30	174	5	394

Análisis.-

Los tiempos consignados en las columnas "Vehículo" y "Caminata" reflejan condiciones muy particulares de las instalaciones, lo cual podría reportar valores extremadamente diferentes si las condiciones son extremadamente variadas (por ejemplo disponer de un sólo puesto de operación y mantenimiento, implicaría valores extremadamente altos). El criterio de calidad que se debe aplicar es considerar que las líneas cuentan con personal de mantenimiento en ambos extremos y que por lo tanto requieren un tiempo proporcional a la mitad de su longitud, es decir, aproximadamente 180 minutos para acceder al punto más alejado y de aproximadamente 15 minutos para acceso peatonal.

Valores Límites de Comportamiento Propuestos.-

Sobre la base del análisis de los puntos anteriores, a continuación se muestra una tabla conteniendo los valores propuestos por TDE y los valores calculados por la AE:

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

Tramo de Línea (Inicio - final)	(kv)	Km	Valores vigentes				Propuesta TDE				Propuesta AE				Diferencias TDE				AE -
			Ne	Na	De	Da	Ne	Na	De	Da	Ne	Na	De	Da	Ne	Na	De	Da	
Camasca - Guaracachi	230	179,04	4	10	20	44	4	10	20	44	4	10	19	43	0	0	-1	-1	
Camasca - San José	230	154,17	7	18	12	26	7	18	12	27	7	18	12	26	0	0	0	0	-1
Camasca - Santiváñez	230	225,60	9	23	13	22	8	20	15	24	8	20	14	24	0	0	-1	0	
Mazacruce - Vinto	230	193,42	4	10	21	44	4	10	21	44	4	10	20	43	0	0	-1	-1	
San José - Valle Hermoso	230	59,57	2	5	15	82	2	5	15	83	2	5	14	81	0	0	-1	-2	
Santiváñez - Valle Hermoso	230	24,20	1	3	13	84	1	3	13	135	1	3	13	132	0	0	0	0	-3
Santiváñez - Vinto	230	122,30	3	8	18	53	3	8	19	54	3	8	18	53	0	0	-1	-1	
Arocagua - Santa Isabel	115	45,56	2	5	12	82	2	5	13	83	2	5	12	81	0	0	-1	-2	
Arocagua - Valle Hermoso	115	5,39	1	3	7	134	1	3	7	135	1	3	7	132	0	0	0	0	-3
Catavi - Potosí	115	182,17	4	10	20	44	4	10	20	44	4	10	19	43	0	0	-1	-1	
Catavi - Valle Hermoso	115	130,78	4	10	16	44	4	10	16	44	3	8	19	53	-1	-2	3	9	
Catavi - Vinto	115	76,68	2	5	17	82	2	5	18	83	2	5	17	81	0	0	-1	-2	
Corani - Santa Isabel	115	6,39	2	5	6	82	2	5	6	83	2	5	6	81	0	0	0	0	-2
Corani - Valle Hermoso	115	43,50	2	5	12	82	2	5	12	83	2	5	12	81	0	0	0	0	-2
Kenko - Mazacruce	115	21,99	1	3	12	134	2	5	9	83	2	5	8	81	0	0	-1	-2	
Santa Isabel - San José	115	8,93	2	5	6	82	2	5	7	83	2	5	6	81	0	0	-1	-2	
Valle Hermoso - Vinto	115	148,02	2	5	29	82	2	5	30	83	2	5	28	81	0	0	-2	-2	
Aranjuez - Karachipampa	69	90,08	5	13	11	35	3	8	15	54	3	8	14	53	0	0	-1	-1	
Aranjuez - Sucre	69	12,01	1	3	9	84	1	3	9	135	1	3	9	132	0	0	0	0	-3
Karachipampa - Potosí	69	10,02	2	5	7	82	2	5	7	83	2	5	7	81	0	0	0	0	-2
Punuluma - Atocha	115	104,42	3	8	17	53	2	5	23	83	2	5	21	81	0	0	-2	-2	
Potosí - Punuluma	69	73,21	2	5	17	82	2	5	17	83	2	5	17	81	0	0	0	0	-2
Chuquigüilla - Pichu	115	53,18	2	5	14	82	3	8	11	54	2	5	13	81	-1	-3	2	27	
Chusipata - Chaillo	115	11,04	-	-	-	-	1	3	9	135	1	3	8	132	0	0	-1	-3	
Chuquigüilla - Chusipata	115	42,14	-	-	-	-	2	5	12	83	2	5	12	81	0	0	0	0	-2
Caranavi - Chusipata	115	63,89	2	5	15	82	2	5	16	83	2	5	15	81	0	0	-1	-2	
Caranavi - Guanay	115	52,90	2	5	14	82	2	5	14	83	2	5	13	81	0	0	-1	-2	
Punuluma - Telamayú	69	105,84	3	8	16	53	3	8	17	54	3	8	16	53	0	0	-1	-1	
Atocha - Telamayú	69	1,57	1	3	6	132	1	3	6	135	1	3	5	132	0	0	-1	-3	
Telamayú - Villazón	69	177,34	4	10	19	44	4	10	20	44	4	10	19	43	0	0	-1	-1	

Tabla 4. Cuadro comparativo de Límites de Comportamiento

Del análisis de los valores calculados por la AE, en general se observa que:

- Los valores de Ne y Na no presentan variación con respecto a los valores de frecuencia de fallas aprobados para el periodo anterior (2005-2009).
- Se presenta una reducción del 0.04% en los valores de De y un incremento del 0.04% para los valores de Da con respecto a los valores de las duraciones medias aprobadas para el periodo anterior (2005-2009).

Determinación de Límites de Comportamiento para autotransformadores.-

En general no se tiene observaciones ante los criterios propuestos para la determinación del número de fallas para autotransformadores.

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

Con relación a las duraciones medias (De y Da), se debe señalar que en el periodo anterior (2005-2009) se establecieron los siguientes criterios de calidad para determinar los tiempos asociados a la reposición de autotransformadores:

- El tiempo de desplazamiento debe ser como máximo de 30 minutos, considerando que todos los extremos de la línea cuentan con personal de mantenimiento.
- El tiempo de reparación debe ser como máximo de 180 minutos, que fue el tiempo utilizado para realizar el cambio del equipo afectado durante la falla del 18 de julio de 2003 en la subestación Vinto.

Al respecto, se considera que, dado que los autotransformadores son equipos que en general están muy bien protegidos y presentan una tasa de falla muy pequeña, es posible mantener los criterios de calidad establecidos en la aprobación anterior, por lo que los valores propuestos para este tipo de componentes son los siguientes:

Autotransformador	(kV)	Propuesta AE					
		Ne	Na	Drep.	Ddesp.	De	Da
Valle Hermoso	230/115	1	2	60	30	90	180
Vinto	230/115	1	2	60	30	90	180
Catavi	115/69	1	2	180	30	210	420
Vinto	115/69	1	2	180	30	210	420
Atocha	115/69	1	2	180	30	210	420
Punutuma	115/69	1	2	180	30	210	420

Descargo.- Indica que: En el estudio de Actualización de Costos STEA 2009 – 2013 se ha demostrado que para la retribución de 3.46% de OMA la Empresa Modelo cuenta con cuatro regionales y dos subregionales. Siendo la remuneración real OMA (3%) de TDE menor a la empresa modelo, no podría exigirse que se cuente con personal de mantenimiento en todas las subestaciones. Por lo tanto, se sostiene que para el cálculo de límites de calidad deberían tomarse en cuenta los tiempos reales de desplazamiento a las subestaciones con transformadores desde los centros.

Por otra parte, indica que, entre las observaciones de este punto se menciona como referencia para el tiempo de reparación de un transformador, una falla ocurrida el 18 de julio de 2003 en el transformador 230/115 kV en la subestación de Vinto; sino simplemente la actuación del relé de flujo por sobrecarga instantánea del transformador. El tiempo empleado solo tomó en cuenta los pasos que se deben seguir para una revisión/verificación de un transformador ante actuaciones de una protección interna del mismo, lo cual es un procedimiento obligatorio a fin de evitar fallas posteriores permanentes de magnitud en la máquina por cierre sobre falla en un equipo realmente dañado. En el caso mencionado como referencia para el tiempo de reparación no se presentó una falla en transformador que amerite su reparación.

Señala que: por lo tanto, la referencia tomada por la AE como tiempo de reparación no es la adecuada. Los tiempos de reparación de un transformador ante falla real interna pueden llegar a semanas e incluso meses.

Por lo señalado anteriormente, solicita se tomen en cuenta los tiempos planteados en el informe.

Cuadro N° 17 - Cálculo de Límites de Comportamiento Autotransformadores no integrados a Tramos del Sistema de Transmisión

Equipos	N_e	N_s	D_{rep}	D_e	D_s
Autotransformadores Con Respaldo Local instalado y listo para operar			60	D_{rep}	
Autotransformadores Sin Respaldo Local Instalado	1	2	180	D_{des}	$2 \times D_e$

D_{des} está expresado en minutos.

Cuadro N° 18 - Límites de Comportamiento para Autotransformadores no integrados a Tramos del Sistema de Transmisión

Equipos	N_e	N_s	D_{rep}	D_{des}	D_e	D_s
Valle Hermoso 230/115	1	2	60	30	90	180
Vinto 230/115	1	2	60	30	90	180
Catavi 115/69	1	2	180	180	360	720
Vinto 115/69	1	2	180	30	210	420
Atocha 115/69	1	2	180	180	360	720
Punatuma 115/69	1	2	180	180	360	720

Análisis.-

Este tipo de equipamiento se caracteriza por presentar una tasa anual de falla muy baja, pero con tiempos de reposición sustancialmente elevados en relación con el caso de las líneas de transmisión.

Los valores de índices correspondientes a la frecuencia de fallas N_e y N_s establecen que se permite una falla como mínimo y dos fallas como máximo. Estos índices corresponden a un comportamiento típico de este tipo de instalaciones, por lo que no se presentan observaciones al respecto.

Por otro lado, los valores D_e y D_s , correspondientes a la duración de fallas, consideran características particulares a cada componente como ser la presencia de equipos en standby, alejamiento de centros de mantenimiento, etc., por lo que aplicar consideraciones particulares a cada instalación, significaría que se obtendrían valores que podrían variar significativamente según cada particularidad de cada proyecto.

El criterio de calidad que se debe considerar, es que el Titular dispone de todos los medios que ayuden en la reducción de periodos de indisponibilidad, y por tanto un componente de transformación debe disponer de un equipo en standby en el lugar para su utilización inmediata.

Determinación de F1 y F2.-

En su informe MEC, indica que los valores típicos de costo de ENS utilizados en otros países de la región, resultan:

Chile
CENS_{CD}: 2000 US\$/MWh
CENS_{LD}: 300 US\$/MWh

Argentina
CENS_{CD}: 1500 US\$/MWh
CENS_{LD}: 240 US\$/MWh

Por similitud con el valor de 1500 US\$/MWh de costo de ENS utilizado en Bolivia, propone adoptar los valores de Argentina, obteniendo, por aplicación de las expresiones correspondientes para F1 y F2, los siguientes valores para los factores de ponderación:

$$F1 = 0,48$$
$$F2 = 0,52$$

Análisis.-

Estos valores se encuentran en el orden de los adoptados originalmente por el RCT, lo que reafirma la validez del criterio por el que fueron fijados en 0.5 cada uno, y por el que fueron confirmados en dichos valores en la última revisión (Resolución SSDE N° 001/2006). De acuerdo a esta nueva determinación, es posible mantener los factores en los valores actuales:

$$F1 = 0,5$$
$$F2 = 0,5''$$

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que por todo lo expuesto, y en virtud a la normativa vigente del sector eléctrico, corresponde Aprobar los Límites de Comportamiento de los Componentes de Transmisión de la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 612/2010
TRÁMITE N° 2009-254-44-0-0-0-DOC
CIAE 0014-0002-0002-0001
La Paz, 16 de diciembre de 2010

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación, el Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

ÚNICO.- Aprobar los Límites de Comportamiento de los Componentes de Transmisión de la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), para el periodo Noviembre 2009 – Octubre 2013.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:

Erika V. Luna Viole
DIRECTORA LEGAL

S.N.Q.

**INDICES DE CALIDAD PARA LOS COMPONENTES DE TRANSMISION DE LA
EMPRESA TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A. (TDE)
PERIODO NOVIEMBRE/2009 – OCTUBRE/2013**

No	Tramo de Línea (Inicio - final)	(kV)	Km	LÍMITES PROPUESTOS			
				No	Na	Da	Da
1	Carrasco - Guaracachi	230	179,04	4	10	19	43
2	Carrasco - San José	230	154,17	7	18	12	26
3	Carrasco - Santiváñez	230	225,60	8	20	14	24
4	Mazacru - Vinto	230	193,42	4	10	20	43
5	San José - Valle Hermoso	230	59,57	2	5	14	81
6	Santiváñez - Valle Hermoso	230	24,20	1	3	13	132
7	Santiváñez - Vinto	230	122,30	3	8	18	53
8	Arocagua - Santa Isabel	115	45,56	2	5	12	81
9	Arocagua - Valle Hermoso	115	5,39	1	3	7	132
10	Catavi - Potosí	115	182,17	4	10	19	43
11	Catavi - Valle Hermoso	115	130,78	3	8	19	53
12	Catavi - Vinto	115	76,68	2	5	17	81
13	Corani - Santa Isabel	115	6,39	2	5	6	81
14	Corani - Valle Hermoso	115	43,50	2	5	12	81
15	Kenko - Mazacru	115	21,99	2	5	8	81
16	Santa Isabel - San José	115	8,93	2	5	6	81
17	Valle Hermoso - Vinto	115	148,02	2	5	28	81
18	Aranjuez - Karachipampa	69	90,08	3	8	14	53
19	Aranjuez - Sucre	69	12,01	1	3	9	132
20	Karachipampa - Potosí	69	10,02	2	5	7	81
21	Punutuma - Atocha	115	104,42	2	5	21	81
22	Potosí - Punutuma	69	73,21	2	5	17	81
23	Chuquigüilla - Pichu	115	53,18	2	5	13	81
24	Chuspipata - Chojlla	115	11,04	1	3	8	132
25	Chuquigüilla - Chuspipata	115	42,14	2	5	12	81
26	Caranavi - Chuspipata	115	63,89	2	5	15	81
27	Caranavi - Guanay	115	52,90	2	5	13	81
28	Punutuma - Telamayu	69	105,84	3	8	16	53
29	Atocha - Telamayu	69	1,57	1	3	5	132
30	Telamayu - Villazón	69	177,34	4	10	19	43

No	AUTOTRANSFORMADOR	(kV)	LÍMITES PROPUESTOS			
			No	Na	Da	Da
1	Valle Hermoso	230/115	1	2	90	180
2	Vinto	230/115	1	2	90	180
3	Catavi	115/69	1	2	210	420
4	Vinto	115/69	1	2	210	420
5	Atocha	115/69	1	2	210	420
6	Punutuma	115/69	1	2	210	420