



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

CHRISTIAN MARCELO ARELLANO VENEGAS
chrisareve_87@hotmail.com

GEOVANNA MARCELA MAILA LLUMIQUINGA
geovismmarce@hotmail.com

DIRECTOR: ING. GABRIEL ARGÜELLO RÍOS.
garguello@cenace.org.ec

Quito, Agosto 2.011

DECLARACIÓN

Nosotros, Christian Marcelo Arellano Venegas y Geovanna Marcela Maila Llumiquinga, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Christian Marcelo Arellano Venegas

Geovanna Marcela Maila Llumiquinga

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Marcelo Arellano Venegas y Geovanna Marcela Maila Llumiyinga, bajo mi supervisión.

Ing. Gabriel Argüello Ríos.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios por darnos sus bendiciones y su fortaleza para culminar esta etapa de preparación profesional.

A nuestros padres y hermanos ya que por su apoyo incondicional nos ayudaron en la culminación de este sueño tan anhelado.

A los ingenieros docentes de Escuela Politécnica Nacional quienes nos compartieron sus conocimientos y experiencias profesionales para nuestra formación y capacitación profesional, en especial al Ing. Gabriel Argüello Ríos quien desinteresadamente nos colaboró con sus valiosos conocimientos para la dirección del presente trabajo.

A la Corporación CENACE por abrirnos sus puertas en la Dirección de Operaciones por medio del Ing. José Medina, en especial a los ingenieros Wilson Mejía y Adriana Pacheco quienes nos brindaron su amistad y valiosa ayuda para la elaboración de este trabajo y la culminación de esta etapa de nuestras vidas.

A todos nuestros amigos y compañeros quienes fueron la ayuda extra, brindándonos su apoyo en todo momento.

A todos, gracias por compartir su vida con nosotros.

Christian & Geovanna

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico con amor a mis padres y mi hermano por su cariño, amor, comprensión y el infinito apoyo que me han brindado a lo largo de mi vida, por el sacrificio y esfuerzo que han realizado mis padres por ser ejemplo de vida y superación.

Christian.

A mis padres, quienes con su incesante lucha por brindarme un mejor futuro me han enseñado la fortaleza, tenacidad, humildad y amor con la que se debe enfrentar la vida y me han demostrado que con trabajo y esfuerzo se alcanzan los sueños; a ustedes Blanca y Marcelo.

Geovanna.

ÍNDICE

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
ÍNDICE	v
PRESENTACIÓN	xvi
RESUMEN	xvii
TERMINOLOGÍA	xix
ABREVIATURAS	xxiii
CAPITULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	1
1.1.1 GENERAL	1
1.1.2 ESPECÍFICOS.....	1
1.2 ALCANCE	1
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	2
CAPÍTULO 2	4
ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN EN ECUADOR Y OTROS PAÍSES Y PLAN DE EXPANSIÓN	4
2.1 INTRODUCCIÓN	4
2.2 CALIDAD DE ENERGÍA.....	4
2.2.1 DEFINICIÓN	4
2.3 CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN.....	6
2.3.1 DEFINICIÓN	6
2.3.2 OBJETIVO.....	7
2.4 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO	7
2.4.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.....	7
2.5 ANALISIS DE LA NORMATIVA ECUATORIANA.....	9

CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	9
2.5.1 ASPECTOS DE CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN LA REGULACIÓN.....	10
2.5.2 CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN.....	10
2.6 ANÁLISIS DE LA RESOLUCIÓN N° 97 DEL 2008 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA	19
RESOLUCIÓN N° 97 DE 2008.....	19
2.6.1 RESOLUCIÓN CREG 097-2008.....	19
2.7 ANÁLISIS DE LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO – SANTIAGO DE CHILE, OCTUBRE DE 2009.....	23
NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.....	23
2.7.1 ESTANDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACION Y TRANSMISION	24
2.8 ANÁLISIS DEL REAL DECRETO 1.955/2.000, DE 1 DE DICIEMBRE DE 2.000 POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE).....	27
REAL DECRETO 1.955/2.000	27
2.8.1 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA	29
2.8.2 DISPONIBILIDAD	29
2.8.3 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	31
2.8.4 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO	31
2.9 COMPARACIÓN DE LA REGULACIÓN NACIONAL CON LAS EXTRANJERAS.....	32
CAPITULO 3	38
METODOLOGIA DE CÁLCULO	38
3.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	38
3.1.1 FALLA.....	39
3.1.2 MANTENIMIENTO PROGRAMADO	39
3.1.3 MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO	39
3.1.4 INDISPONIBILIDAD TOTAL.....	39
3.1.5 ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN EL CONTROL DE INDISPONIBILIDADES	39
3.1.6 DETERMINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES.....	40
3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS	43

3.2.1	MEDIA	43
3.2.2	MEDIANA	44
3.3	APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No. COLELEC – 003/08 Y BENCHMARKING CON LAS NORMATIVAS DE COLOMBIA Y CHILE	45
3.4	CÁLCULO DE INDICADORES	46
3.5	ANÁLISIS DE CARGABILIDAD	48
3.6	ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SNT (2.009 – 2.020).....	49
CAPÍTULO 4		53
ANÁLISIS Y EVALUACION DE RESULTADOS		53
4.1	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS	53
4.2	APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 003/08 Y BENCHMARKING CON LAS NORMATIVAS DE COLOMBIA Y CHILE	81
4.3	CÁLCULO DE INDICADORES	119
4.4	ANÁLISIS DE CARGABILIDAD	132
4.5	ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL S.N.T. 2.009 – 2.020	141
CAPÍTULO 5		143
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		143
5.1	CONCLUSIONES.....	143
5.2	RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA		149
ANEXO A: ANÁLISIS		152
ANEXO 4.A.1: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T. - ECUADOR.....		153
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV.....	156
2.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV.....	172
3.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 kV.....	185
ANEXO 4.A.2: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN DEL S.N.T. - ECUADOR		187
ANEXO 4.A.3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA DEL S.N.T. - ECUADOR.....		204
1.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA 34,5 kV.....	206
2.	PUNTOS DE ENTREGA 46 kV	208
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA 69 kV.....	209
4.	PUNTOS DE ENTREGA Y POSICIONES 138 kV.....	228

5. POSICIONES 230 kV	239
ANEXO 4.A.4: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE BARRAS	247
ANEXO 4.A.5: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN	248
ANEXOS G: GRÁFICOS	249
ANEXO 4.G.1: TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD FORZADA.....	250
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	250
1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV.	250
1.1.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	250
1.1.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia	251
1.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile	251
1.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV.	252
1.2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	252
1.2.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia	253
1.2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile	253
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	254
2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	254
2.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia	255
2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile.....	256
3. COMPENSADORES	256
3.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	256
3.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia	257
3.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile.....	257
ANEXO 4.G.2: TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.....	259
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	259
1.1 Líneas de transmisión 230 kV.....	259
1.2 Líneas de transmisión 138 kV.....	260
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	260
3. COMPENSADORES	261

ANEXO 4.G.3: FRECUENCIA DE INDISPONIBILIDAD FORZADA.....	262
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	262
1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV.	262
1.1.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	262
1.1.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile	263
1.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV.	264
1.2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	264
1.2.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – Chile	265
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	266
2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	266
2.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile.....	267
3. COMPENSADORES	267
3.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.	267
3.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile.....	268
ANEXO 4.G.4: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POF	269
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	269
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	269
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	270
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	271
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	272
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	272
3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	275
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.	276
ANEXO 4.G.5: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOFm.....	277
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	277
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	277
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	278
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	279
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	280

3.1	Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	280
3.2	Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	282
3.3	Puntos de Entrega 230 kV.	283
ANEXO 4.G.6: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR FALLAS - FOFf.....		284
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	284
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	284
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	285
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	286
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	287
3.1	Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	287
3.2	Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	289
3.3	Puntos de Entrega 230 kV.	289
ANEXO 4.G.7: FACTOR DE DISPONIBILIDAD - AF.....		290
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	290
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	290
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	291
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	293
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	294
3.1	Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	294
3.2	Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	297
3.3	Puntos de Entrega 230 kV.	298
ANEXO 4.G.8: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POA		299
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	299
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	299
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	300
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	301
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	302
3.1	Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	302
3.2	Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	305
3.3	Puntos de Entrega 230 kV.	306

ANEXO 4.G.9: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD NO PROGRAMADA POR MANTENIMIENTO - FOAm	307
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	307
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	307
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	308
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	309
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	310
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.....	310
3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.....	313
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.....	314
ANEXO 4.G.10: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD NO PROGRAMADA POR FALLA - FOAf	315
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	315
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	315
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	316
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	317
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	318
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.....	318
3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.....	321
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.....	321
ANEXO 4.G.11: TASA DE SALIDA FORZADA - FOR	322
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	322
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	322
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	323
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	324
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	325
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.....	325
3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.....	327
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.....	328
ANEXOS T: TABLAS	329
ANEXO 4.T.1: FALLAS SEGÚN SUS CAUSAS.....	330
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	330
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	332

3. PUNTOS DE ENTREGA	333
4. POSICIONES	335
5. BARRAS.....	336
6. COMPENSADORES	337
ANEXO 4.T.2: TIPO DE MANTENIMIENTOS.	338
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	338
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	341
3. PUNTOS DE ENTREGA	343
4. POSICIONES	347
5. BARRAS.....	360
6. COMPENSADORES	362
ANEXO 4.T.3: FRECUENCIA Y TIEMPO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS	363
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	363
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	368
3. PUNTOS DE ENTREGA	371
4. POSICIONES	376
5. BARRAS.....	390
6. COMPENSADORES	396
ANEXO 4.T.4: PERCENTILES DE FALLAS	398
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	398
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	398
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	399
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	400
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	401
3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.....	401
3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.....	403
3.3 Posiciones 230 kV.	403
ANEXO 4.T.5: PERCENTILES DE TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD POR FALLAS.	404
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	404
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	404
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	405
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	406

3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	407
3.1	Posiciones y puntos de entrega 69 kV.....	407
3.2	Posiciones y puntos de entrega 138 kV.....	409
3.3	Posiciones 230 kV.	409
ANEXO 4.T.6: PERCENTILES Y ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE MANTENIMIENTOS EJECUTADOS.		410
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	410
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	410
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	412
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	414
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	416
3.1	Posiciones y puntos de entrega 69 kV.....	416
3.2	Posiciones y puntos de entrega 138 kV.....	420
3.3	Posiciones 230 kV.	422
ANEXO 4.T.7: PERCENTILES Y ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE TIEMPO DE EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS.....		423
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	423
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	423
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	426
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	428
3.	POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	431
3.1	Posiciones y puntos de entrega 69 kV.....	431
3.2	Posiciones y puntos de entrega 138 kV.....	435
3.3	Posiciones 230 kV.	437
ANEXO 4.T.8: ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS CON INDISPONIBILIDAD.....		438
1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	438
1.1	Líneas de Transmisión 230 kV.....	438
1.2	Líneas de Transmisión 138 kV.....	438
2.	ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	439
3.	PUNTOS DE ENTREGA Y POSICIONES.....	439
3.1	Puntos de entrega y posiciones 69 kV.....	439
ANEXO 4.T.9: ENERGÍA NO SUMINISTRADA AL SISTEMA POR FALLAS Y MANTENIMIENTOS.....		440

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	440
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	440
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	441
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	442
3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	443
3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.....	443
3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.....	445
ANEXO 4.T.10: TIPO DE MANTENIMIENTOS QUE EVALÚA LA REGULACIÓN	
CONELEC No. 003/08 (1.999 – 2.010).....	446
1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN – 230 kV.	446
2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN – 138 kV.	446
3. TRANSFORMADORES.....	447
4. CAMPOS DE CONEXIÓN.....	448
5. COMPENSADORES	450
ANEXO 4.T.11: PARÁMETROS QUE EVALÚA LA REGULACIÓN CONELEC	
No. 003/08.....	451
1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 230 kV.	451
2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 138 kV.	453
3. TRANSFORMADORES.....	457
4. CAMPOS DE CONEXIÓN.....	461
5. COMPENSADORES	467
ANEXO 4.T.12: PARÁMETROS QUE NO EVALÚA LA REGULACIÓN	
CONELEC No. 003/08.....	468
1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 230 kV.	468
2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 138 kV.	472
3. TRANSFORMADORES.....	476
4. CAMPOS DE CONEXIÓN.....	480
5. COMPENSADORES	488
ANEXO 4.T.13: INDICES.....	492
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	492
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.....	492
1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.....	493
2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	494

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA.....	495
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.	495
3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.	497
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.	498
3.4 Puntos de Entrega 34,5 kV.	498
ANEXO 4.T.14: CARGABILIDAD DE ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	499

PRESENTACIÓN

Debido al crecimiento de la industria, sus procesos y el constante cambio tecnológico, es necesario que el suministro de energía eléctrica sea continuo y con características adecuadas.

Con la finalidad de llevar un control adecuado de la calidad de energía en el Ecuador, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), emite la Regulación No. CONELEC - 003/08 "*Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*", en la cual se evalúa la calidad del servicio de transmisión y conexión a través de la duración y frecuencia de las interrupciones.

Actualmente no se ha emprendido en un estudio de seguimiento en el tiempo de la aplicabilidad de la Regulación No. CONELEC – 003/08 y en el levantamiento de la estadística de fallas y mantenimientos del sistema de transmisión. Dado que la Dirección de Operaciones de CENACE dispone de reportes mensuales de fallas y mantenimientos de los elementos del S.N.T. en hojas de cálculo, bitácora operativa, informes, etc., se ve la necesidad de levantar la estadística de fallas y mantenimientos con el objetivo de realizar comparaciones con normativas de otros países (Colombia y Chile) y la propia normativa ecuatoriana.

Adicionalmente se realiza un análisis del Plan de Expansión del S.N.T. (2.009 – 2.020) con los elementos que se consideran graves de acuerdo a los resultados obtenidos de la estadística de fallas y mantenimientos y con la ayuda de un análisis de cargabilidad de los elementos de transformación y puntos de entrega.

La aplicación de la Regulación No. CONELEC - 003/08, el benchmarking y el análisis del plan de expansión, permitirá al Transmisor conocer los elementos que incumplen los límites establecidos así como los puntos frágiles del S.N.T., para que pueda tomar acciones correspondientes frente a éstos y, al Regulador la implementación de algunos criterios de las normativas de Colombia y Chile.

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza el análisis de la estadística de fallas y mantenimientos de los elementos del S.N.T. para un período de 12 años (1.999 – 2.010). Este análisis ayuda a determinar los elementos que presentan el mayor número de indisponibilidades (falla y mantenimiento), tiempo de indisponibilidad y energía no suministrada (ENS). Adicionalmente se realiza el cálculo de indicadores de desempeño para los elementos de transmisión para un periodo de 12 años (1.999 – 2.010); además se realiza el análisis de cargabilidad de los elementos de transformación y puntos de entrega para el periodo enero 2.010 – febrero 2.011, que junto con los resultados del análisis de fallas y mantenimientos ayudaran a determinar los puntos frágiles del S.N.T. Finalmente se realiza el análisis del Plan de Expansión del S.N.T. (2.009 – 2.020) con los puntos que son determinados como frágiles y se verifica su consideración dentro de éste.

Mediante medidas de tendencia central (media y mediana) se determinan los elementos graves y leves dependiendo del número de fallas y mantenimientos; así, los elementos que presentan mayor número de fallas, en base a la mediana, serán considerados graves mientras que los demás elementos serán leves y, los elementos que presentan un bajo número de mantenimientos, en base a la mediana, serán considerados graves mientras que los demás elementos serán leves. Para el tiempo de indisponibilidad por falla, los elementos que presentan un tiempo de indisponibilidad mayor a la media son considerados graves y los demás elementos leves.

Para el análisis de cargabilidad de los elementos de transformación se tiene que, los elementos que presentan una carga mayor igual al 95% de su capacidad de operación normal y/o presenten sobrecargas, la mayor parte del período de estudio, se considera en estado de alerta y por tanto un elemento grave.

Con el análisis estadístico de fallas y mantenimientos, el análisis de cargabilidad y el cálculo de indicadores de desempeño se determina que uno de los puntos frágiles del sistema es la zona oriental; donde, la línea Tena – Francisco de Orellana, el autotransformador ATQ (138/69 kV) de Orellana y los puntos de

entrega Jivino y Payamino, presentan un alto número de indisponibilidades, gran tiempo de indisponibilidad e índices de indisponibilidad. El Plan de Expansión del S.N.T. (2.009 – 2.020) contempla contrarrestar esta debilidad con la construcción de la Central Coca Codo Sinclair, la misma que ayudará a alimentar la carga de la zona oriental a través de la subestación Nueva Loja, ésta a su vez se conectará con la subestación Francisco de Orellana mediante la línea Nueva Loja – Francisco de Orellana 138 kV, además contempla la construcción del segundo circuito de la línea Tena – Francisco de Orellana, con lo que aumenta la confiabilidad de esta zona.

Otro de los puntos frágiles debido a la alta duración media de indisponibilidad forzada son las líneas Molino – Pascuales y Molino – Totoras de 230 kV, pues su salida forzada puede llegar a afectar a gran parte del sistema.

En este trabajo también se realiza un análisis de la aplicación de la Regulación No. CONELEC - 003/08 "*Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado*", correspondiente a la evaluación de la calidad del servicio de transmisión y conexión, con este análisis se determina que la mayoría de los elementos cumplen satisfactoriamente con los parámetros establecidos por la normativa ecuatoriana.

Adicional a esto se realiza la comparación de la normativa ecuatoriana con la de otros países como Colombia y Chile para el año 2.010, aplicando los parámetros establecidos en las normativas extranjeras al comportamiento del S.N.T. del Ecuador. Con este análisis se concluye que la mayor parte del sistema ecuatoriano cumple satisfactoriamente con los parámetros que establecen Colombia y Chile, y se recomienda la consideración de algunos de los parámetros evaluados en las normativas extranjeras, con la finalidad de resguardar la confiabilidad y seguridad del sistema.

Este trabajo muestra que existen opciones de mejora para la confiabilidad y seguridad del S.N.T., basados en el registro estadístico de fallas y mantenimientos, los mismos que ayudan a determinar el comportamiento de los elementos del sistema y por consiguiente a una mejor planificación.

TERMINOLOGÍA

Agente del MEM.- Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).- Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.

Colapso Parcial.- Suspensión del servicio eléctrico debido a falla o contingencia que afecta a un área o región del SNI.

Colapso Total.- Pérdida de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado debido a falla o contingencia severa que causa la suspensión del servicio eléctrico a todos los usuarios del SNI.

Confiabilidad.- La capacidad de un dispositivo o equipo para funcionar sin falla en un determinado periodo bajo cierto régimen de trabajo.

Confiabilidad del sistema.- Es el suministro de un suficiente y seguro servicio de generación, transmisión y distribución.

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).- Organismo de derecho público encargada de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.

Consignación.- Autorización especial que se concede para sacar de servicio un equipo o instalación, para que el personal de mantenimiento intervenga con el propósito de ejecutar un trabajo predeterminado.

Contratos de concesión o concesión.- Es el acto jurídico por el cual el CONELEC a nombre del Estado, conviene con una persona natural o jurídica, la delegación de facultades que incluyen los derechos y obligaciones para ejercer actividades de generación y para la prestación del servicio público de transmisión,

distribución y comercialización de energía eléctrica, y en el cual se precisan los términos, condiciones y alcances de la facultad delegada.

Desbroce.- Es la acción de quitar la maleza de árboles, arbustos y plantas que se encuentran cerca de los equipos.

Desconectar.- Interrumpir, mediante maniobra voluntaria, el paso de la corriente eléctrica.

Disponibilidad.- La disponibilidad de operación es el porcentaje del tiempo que una unidad generadora, línea de transmisión u otra instalación, es capaz de proporcionar servicio, ya sea que el sistema precise o no su funcionamiento.

Falla.- Es todo fenómeno anormal en cualquier parte de un equipo o instalación que altera las condiciones de operación suspendiendo su funcionamiento normal.

Gran consumidor.- Agente del MEM, debidamente calificado por el CONELEC por sus características de consumo, que está facultado para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica.

Indisponibilidad parcial.- Es el tiempo equivalente en el cual una instalación estuvo disponible pero con capacidad reducida.

Indisponibilidad total.- Es el tiempo en el cual una instalación no estuvo disponible para el servicio.

Interconexión internacional.- La barra donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación entre los dos países.

Ley de régimen del sector eléctrico (LRSE).- Es la Ley que rige el Sector Eléctrico del País.

Mantenimiento.- Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación para mantener o recuperar su disponibilidad.

Mantenimiento programado.- Es el mantenimiento de equipos o instalaciones, reportados por los Agentes al CENACE, para que este coordine y elabore al programa de mantenimiento global.

Mantenimiento no programado.- Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación en forma urgente, para precautelar la integridad de los mismos, razón por la cual no se puede posponer.

Mercado eléctrico mayorista (MEM).- Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

Plan de electrificación.- Es el documento formulado por el CONELEC en cumplimiento a lo dispuesto por la Ley de Régimen del sector Eléctrico, para satisfacer la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, que contiene la asignación de áreas geográficas para empresas distribuidoras así como la expectativa de expansión de los proyectos de generación de energía eléctrica a nivel nacional.

Protecciones.- Conjunto de relés y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado u operado fuera de los límites preestablecidos, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

Sistema Nacional Interconectado (SNI).- Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.

Sistema Nacional de Transmisión (SNT).- Corresponderá al conjunto de instalaciones de transmisión del SNI, incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, control y comunicaciones, tanto existentes como aquellas que se incorporen como resultado de expansiones efectuadas en los términos del Plan de Expansión

aprobado por el CONELEC, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, operado por la empresa única de transmisión.

Trabajo en caliente.- La ejecución de una tarea en un equipo energizado (con tensión), previo autorización y cumplimiento de los procedimientos. Es el procedimiento para ejecutar una tarea en un equipo energizado o con tensión.

Las definiciones presentadas se basaron en las referencias bibliográficas [1] y [19]

ABREVIATURAS

Actores del MEM	<i>AMEM</i>
Apantallamiento	<i>APAN</i>
Calibración de protecciones	<i>PROT</i>
Cambio de aceite	<i>CACE</i>
Cambio de aisladores	<i>CASI</i>
Cambio de tap	<i>CTAP</i>
Corrección de puntos calientes	<i>CPCA</i>
Desbroce	<i>DESB</i>
Disponible	<i>DISP</i>
Ejecutado	<i>EJEC</i>
En línea	<i>E/L</i>
Energía no suministrada	<i>E.N.S.</i>
Equipo/material/diseño	<i>EQMD</i>
Exterminio de insectos	<i>EXIN</i>
Externo al sistema	<i>EXSI</i>
Falla humana	<i>FAHU</i>
Fenómenos naturales	<i>FENA</i>
Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de indisponibilidad forzada por cada 100 km de línea.	<i>FFOR_t</i>
Horas de salida promedio anual por concepto de indisponibilidad forzada por cada 100 km de línea.	<i>HFOR_t</i>
Horas de salida promedio anual por concepto de indisponibilidad programada por cada 100 km de línea.	<i>HPRO_t</i>
Indisponible	<i>IND</i>
Lavado y limpieza de aislación	<i>LLAI</i>
Límite de horas de indisponibilidad	<i>LHI</i>
Línea de transmisión	<i>L/T</i>
Llenado de aceite	<i>LACE</i>
Mantenimiento	<i>MTO</i>

Mantenimiento de estructuras	<i>MEST</i>
Mantenimiento de la línea	<i>MLIN</i>
Mantenimiento del disyuntor	<i>MDIS</i>
Mantenimiento general	<i>MGEN</i>
Modernización	<i>MODE</i>
Número de desconexiones permitidas	<i>NDP</i>
Número de desconexiones totales	<i>NIT</i>
Otros	<i>OTRO</i>
Programado	<i>PROG</i>
Pruebas	<i>PRUE</i>
Puesta a tierra	<i>PAT</i>
Recarga de aislante	<i>RAIS</i>
Reemplazo de elemento	<i>REEL</i>
Retiro de cometas	<i>RCOM</i>
Sistema	<i>SIST</i>
Sistema de control	<i>SCON</i>
Sistema de enfriamiento	<i>SENF</i>
Sistemas de control	<i>SCON</i>
Transmisor	<i>TRAN</i>
Tratamiento de aceite	<i>TACE</i>
Voltaje	<i>VOLT</i>

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 GENERAL

Realizar un análisis estadístico para el período enero 1.999 a junio 2.010 de las fallas y mantenimientos en las instalaciones del S.N.T., con la finalidad de recomendar la prioridad en la ejecución de obras consideradas en el plan de expansión del S.N.T. 2.009 – 2.020 y realizar un benchmarking con sistemas de transmisión de otros países.

1.1.2 ESPECÍFICOS

Revisar los datos estadísticos de las fallas ocurridas en el S.N.T., desde el año 1.999 hasta el año 2.010 y los mantenimientos realizados en los elementos en los cuales ocurrieron las fallas en concordancia con lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 003/08.

Determinar para cada instalación del S.N.T., los indicadores de calidad de transporte de electricidad y su cumplimiento con respecto a lo establecido en la normativa nacional.

Analizar la cargabilidad de las instalaciones del S.N.T. y determinar problemas de sobrecarga de elementos

Analizar el comportamiento actual del sistema con sus estadísticas de fallas y mantenimientos y lo establecido en el Plan de Expansión vigente para emitir recomendaciones.

1.2 ALCANCE

El presente trabajo tiene como finalidad el realizar un análisis estadístico de las fallas, mantenimientos y cargabilidad registrados en las instalaciones del S.N.T. desde el año 1.999 hasta el año 2.010 para determinar las condiciones actuales

del sistema de transmisión y su cumplimiento con los parámetros establecidos en la Regulación No. CONELEC - 003/08.

Realizar un benchmarking de la normativa de Ecuador obtenidos del S.N.T. con respecto a dos países.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, en cumplimiento de la Regulación No. CONELEC - 003/08, es la encargada de realizar el cálculo de los indicadores de calidad de transporte de electricidad para los elementos del S.N.T. Esta información se encuentra procesada desde el segundo semestre del año 2.008.

La Dirección de Operaciones de CENACE dispone de reportes mensuales de fallas, mantenimientos, flujos, etc. de los elementos del S.N.T. en hojas de cálculo, bitácora operativa, informes, etc.

Por lo expuesto, es interés de la Dirección de Operaciones de CENACE procesar en base de datos y estadísticamente esta información con un alcance de al menos 10 años, para la obtención de indicadores que puedan ser utilizados en la planificación y evaluación del desempeño de las instalaciones del S.N.T.

1.4 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

El proceso de electrificación en el Ecuador se inicia en el año 1.897 con la formación de la Empresa Luz y Fuerza en la ciudad de Loja, con la adquisición de dos turbinas hidráulicas de 12 kW cada una; sin embargo, fue hasta el año de 1.926 que los poderes públicos tomaron acción directa en materia de electrificación, con la suscripción de un contrato entre el Gobierno y la American Foreign Power Company con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil y posteriormente se suscribieron contratos similares para las ciudades de Quito y Riobamba.

En el año de 1.961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), un ente encargado de regular la producción y comercialización de la energía eléctrica. Con la expedición de la Ley Básica de electrificación el 10 de

septiembre de 1.973 se da paso a la ejecución de grandes proyectos de generación, iniciando con las centrales Pucará y Guangopolo y continuando con Paute, Agoyán, Santa Rosa, Esmeraldas y Gonzalo Zevallos en conjunto con todo el sistema nacional de líneas de transmisión y subestaciones

En el año 1.999, mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico del año 1.996 se cambia la estructura del sector eléctrico promoviendo la libre competencia e incluyendo el concepto de Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En el año 2.003 se interconecta el país con Colombia a nivel de 230 kV mediante la línea de transmisión de doble circuito que parten desde la subestación Pomasqui en Ecuador hacia las subestaciones Jamondino en Colombia, lo que ayuda en el abastecimiento de la demanda del país, en el año 2.008 se incorporan dos nuevos circuitos, teniendo así en la actualidad cuatro circuitos a nivel de 230 kV.

En el año 2.004 el país se interconecta con Perú mediante la línea Machala – Zorritos 230 kV (un circuito), la misma que abastece la carga de EMELORO y/o sirve para la exportación de energía hacia Perú.

En el año 2.007 ingresa la central hidroeléctrica San Francisco con 226 MW y en el año 2.010 se incorpora la central hidroeléctrica Mazar con 160 MW.

En la actualidad y hasta la realización del presente trabajo el sector eléctrico nuevamente presenta cambios en su estructura organizacional, luego del Mandato No. 15 expedido en el año 2.008 que atañe al sector eléctrico.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN EN ECUADOR Y OTROS PAÍSES Y PLAN DE EXPANSIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Con el nacimiento de la electricidad y el desarrollo de la infraestructura (generación, transmisión y distribución), también apareció la necesidad de tener una energía eléctrica que sea confiable y de calidad para el usuario; así, durante la primera mitad del siglo XX se vio en la obligación de cuidar al sistema de las tormentas eléctricas con la ayuda de los centinelas de tormentas quienes avisaban a los usuarios de la presencia de rayos con la finalidad de desconectar los equipos y parar los procesos industriales, de esta manera mantenerlos seguros de los rayos, otra de las preocupaciones era la continuidad de servicio ya que esto representaba grandes pérdidas económicas.

En la actualidad la calidad de energía eléctrica es un tema de mucha importancia dentro de la ingeniería y la industria por esta razón, a nivel mundial cada país ha definido y/o adoptado normas que permitan disponer de un sistema eléctrico con calidad, en Ecuador el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, es el organismo encargado de regular y controlar el sector eléctrico.

2.2 CALIDAD DE ENERGÍA

2.2.1 DEFINICIÓN

Se entiende por calidad de energía cuando la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas que les permita; mantener su continuidad de servicio sin que se afecte su desempeño, provoque fallas a sus componentes o disminuya su vida útil.

La Calidad de Energía comprende de tres conceptos importantes que son:

2.2.1.1 Calidad del servicio eléctrico.

Comprende la continuidad del servicio a las empresas distribuidoras (cliente). Dentro del servicio eléctrico se considera los siguientes parámetros:

2.2.1.1.1 Duración de las interrupciones

Es el tiempo que dura el corte del suministro al cliente.

2.2.1.1.2 Frecuencia de las interrupciones

Es el número de veces que se ha quitado el suministro al cliente (dentro de un período establecido como por ejemplo un año).

2.2.1.2 Calidad del producto técnico.

La calidad de producto técnico se mide en base a los siguientes parámetros:

2.2.1.2.1 Nivel de Voltaje

Es el porcentaje permitido (según la norma establecida) de caída y subida de voltaje en cada uno de los elementos.

2.2.1.2.2 Contenido armónico

Son voltajes o corrientes sinusoidales con frecuencias múltiples a la fundamental, que son originados por cargas no lineales en un sistema de potencia. Estos armónicos viajan por la red y pueden causar daños tanto a los usuarios como a los elementos de potencia.

2.2.1.2.3 Balance voltajes

Es el voltaje de fase de un sistema eléctrico, el cual debe ser el mismo para cada una de las fases de dicho sistema.

2.2.1.2.4 Factor de potencia de la carga

Es la relación que existe entre la potencia real de trabajo y la potencia total consumida por la carga o el consumidor conectado a un circuito eléctrico de corriente alterna.

2.2.1.3 Calidad del servicio comercial

La calidad de servicio comercial encierra todos los aspectos de atención al cliente, tales como; información, asesoramiento, comunicación, contratación de suministro, mantenimiento, reclamos, facturación.

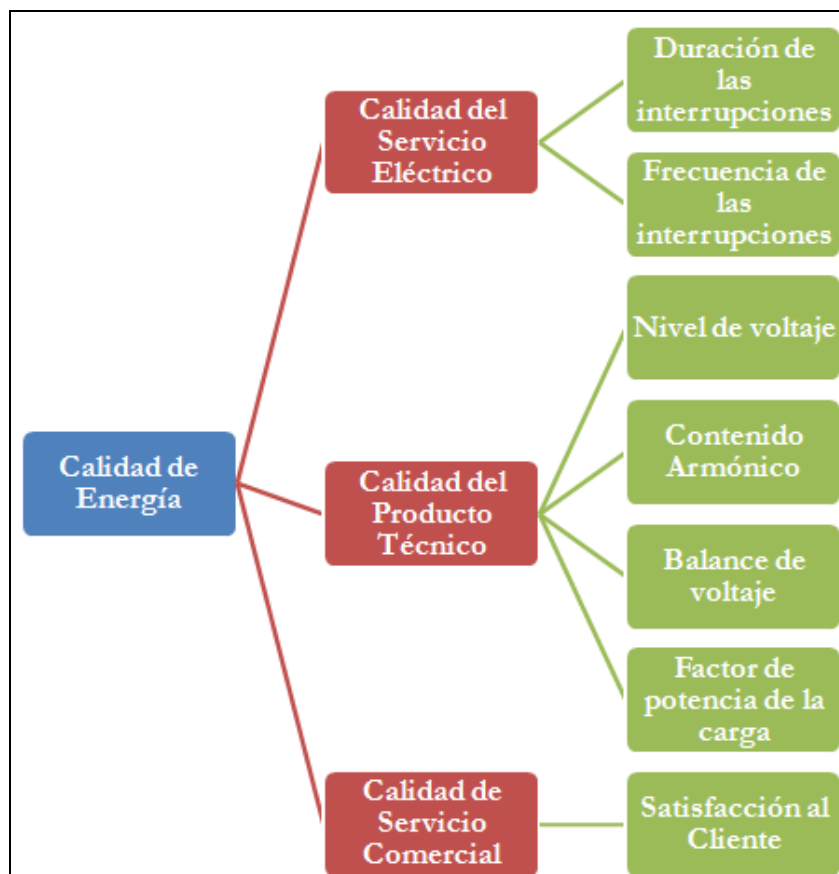


Figura 2.1: Cuadro Resumen de Calidad de Energía

El presente trabajo se enfoca en el análisis de la calidad de servicio eléctrico la misma que se mide en la etapa de transmisión de energía (**Calidad de Servicio de Transmisión**).

2.3 CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN

2.3.1 DEFINICIÓN

Es un conjunto de cualidades tales como disponibilidad, continuidad del suministro de energía, las mismas que deben encontrarse dentro de los niveles aceptables contemplados dentro de la regulación correspondiente.

2.3.2 OBJETIVO

El objetivo de medir la Calidad de Servicio de Transmisión es definir índices relacionados con fallas, mantenimientos e indisponibilidad, que permitan conocer el estado de los elementos en el sistema de transmisión, los mismos que ayudan a:

- Determinar puntos débiles del sistema que requieren un refuerzo desde el punto de vista de la calidad
- Limitar la extensión de las fallas y/o mantenimientos y minimizar el riesgo de interrupciones masivas.

2.4 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

La continuidad de suministro es uno de los aspectos más relevantes de la calidad de energía conocido también como fiabilidad del suministro; hasta hace un tiempo atrás era el único aspecto que se consideraba en la calidad de energía. Con la industrialización de los países se ha visto en la necesidad de alcanzar niveles de continuidad de suministro aceptables y aceptados por los clientes.

La continuidad del suministro se determina por el número y la duración de las interrupciones.

2.4.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

2.4.1.1 Interrupciones Programadas

Es el resultado de quitar el servicio mediante un programa preestablecido, generalmente para dar mantenimiento (a excepción de los mantenimientos no programados) a los elementos de potencia. Es considerada como interrupción programada todas las desconexiones posibles de ser aplazadas.

2.4.1.2 Interrupciones No Programadas

Son aquellas las cuales no han sido programadas ni avisadas, motivo por el cual disminuye la vida útil de los equipos y/o afectan la confiabilidad y seguridad del sistema ya que no se pueden tomar las debidas precauciones.

En la etapa de transmisión estas interrupciones se deben a fallas ocurridas y mantenimientos no programados (emergentes y correctivos) en los elementos que comprenden dicha etapa, los cuales causan interrupción del servicio.

El procedimiento de la Regulación No. CONELEC – 003/08 clasifica las fallas de la siguiente forma:

2.4.1.2.1 Por fenómenos naturales y ambientales

Dentro de éstos se encuentran todas aquellas interrupciones originadas por efectos del clima tales como descargas atmosféricas, lluvia, nieve o granizo, viento fuerte, neblina, calor solar, deslizamiento de tierra, inundación, terremoto; también se considera la contaminación, vibración o choque mecánico, materiales llevados por el viento.

2.4.1.2.2 De origen externo al sistema

Son causadas por agentes externos al sistema, tales como; choque de vehículos o aeronaves, incendios, animales de la zona, vegetación y daño o interferencia deliberado o intencional (atentados); quienes pueden ocasionar interferencia en el flujo de potencia de los elementos de transmisión.

2.4.1.2.3 Por falla humana

Son interrupciones ocasionadas debido a la mala operación en las instalaciones del sistema tales como: interferencia accidental (no intencional) por personal de la empresa o contratista de la misma, errores de operación (maniobra indebida), defectos, fallas o mantenimiento inadecuado de líneas o equipamiento (errores de cableado / conexión y errores de ajuste), problemas en trabajos con línea viva y circuito incorrectamente identificado.

2.4.1.2.4 Por falla en el equipo/ material/ diseño.

Son causadas por: construcción o instalación deficiente, mala calibración de protecciones, deterioro del equipamiento, explosiones, roturas, caídas, problemas en circuitos de A.C y D.C, condiciones anormales de operación.

2.4.1.2.5 Por otros

Aquí se encuentran todas aquellas interrupciones cuya causa es desconocida y no dejan rastro, dentro de ésta se encuentran las no determinadas e incidentes

por causa fugaz (desconexiones fugaces que causan interrupciones superiores a tres minutos).

2.4.1.2.6 Por actores del MEM

Dentro de estas se encuentran aquellas fallas en otros sistemas (diferente del que está siendo considerado: fallas en sistemas de transmisión, generación, distribución o grandes consumidores) y fallas en el otros sistemas de potencia interconectado (Interconexiones Internacionales: fallas de transmisión, generación o distribución).

2.5 ANALISIS DE LA NORMATIVA ECUATORIANA

CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Regulación No. CONELEC – 003/08¹

Esta Regulación se aplica al Transmisor operador del S. N. T., a los agentes que presentan servicios de transporte de electricidad, a las empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores conectados directamente a los sistemas de transmisión en el S.N.I.

Las instalaciones consideradas son:

- Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.
- Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.

Las interconexiones internacionales, no forman parte del ámbito de aplicación de esta Regulación.

¹ Referencia bibliográfica [1]

2.5.1 ASPECTOS DE CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN LA REGULACIÓN

Las instalaciones de transmisión tendrán el equipamiento para atender los requerimientos operativos del SNI, así como también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante perturbaciones externas.

La calidad de servicio de transmisión y conexión en el SNI, se evaluarán considerando los parámetros siguientes:

- Duración de las interrupciones.
- Frecuencia de interrupciones.

2.5.2 CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN

La Calidad de servicio de Transmisión y Conexión de cada una de las instalaciones de transmisión y puntos de conexión serán evaluados semestralmente.

2.5.2.1 Determinación de indisponibilidades

El tiempo de indisponibilidad de una instalación desconectada se considerará, desde el momento de ocurrencia del evento hasta que: el CENACE autorice su energización y el Transmisor lo cumpla, o el CENACE decida no energizarla por no ser necesaria para la operación del sistema.

Existirá una sanción para las instalaciones que se encuentren indisponibles en un tiempo mayor a 10 días después de la suspensión del suministro de energía, la cual será establecida en el Contrato de Concesión.

2.5.2.2 Excepciones sobre Indisponibilidades

En el cálculo de los índices de indisponibilidad y número de desconexiones no se considerarán las siguientes:

- a) Desconexiones de instalaciones, solicitadas por el CENACE.

- b) Indisponibilidades debido a mantenimientos programados por el Transmisor y aprobados por el CENACE en el Plan Operativo Anual o sus actualizaciones.
- c) Indisponibilidades programadas de instalaciones, debidas a trabajos de construcción de obras contempladas en el Plan de Expansión, autorizadas por el CENACE.
- d) Mantenimientos emergentes de instalaciones de transmisión, que no causen suspensión de la entrega de energía, autorizados por el CENACE.
- e) Indisponibilidades de los campos de conexión, programadas por los usuarios y autorizadas por el CENACE.
- f) Indisponibilidades asociadas con eventos de duración igual o inferior a un minuto.
- g) Indisponibilidades resultantes de la actuación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, de oscilaciones de potencia, inestabilidad o colapsos de voltajes en el sistema, calificadas por el CENACE.
- h) Desconexiones de enlaces internacionales por actuación de protecciones del sistema (sistémicas), o por fallas en las instalaciones del otro país.
- i) Desconexiones automáticas de líneas de transmisión previstas por el CENACE, para el control de voltaje en el sistema.
- j) Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor o caso fortuito, conforme lo dispone el Art. 30 de la Codificación del Código Civil.

Se contabilizará como una sola desconexión de una instalación, las aperturas y reconexiones atribuibles a un mismo evento.

Las desconexiones de instalaciones por operación de las protecciones de barras, se considerarán como indisponibilidades de las instalaciones que retiraban potencia activa de la barra, antes del evento.

2.5.2.3 Indisponibilidad de Instalaciones

Para el cálculo de las horas de indisponibilidad semestral se toman en cuenta las siguientes indisponibilidades:

2.5.2.3.1 La indisponibilidad parcial (IP)

Es el tiempo durante el cual una instalación se encuentra disponible con capacidad reducida. Se calcula con la siguiente relación:

$$IP = \sum_{i=1}^n T_i * \left[1 - \frac{CR_i}{CN} \right]$$

Donde:

- IP: Horas acumuladas de indisponibilidad parcial de la instalación.
- i: Evento i-ésimo de indisponibilidad parcial.
- n: Número total de indisponibilidades parciales en el período considerado.
- Ti: Horas de indisponibilidad parcial de la instalación en el evento i-ésimo.
- CRi: Capacidad reducida del elemento, asociada al evento i-ésimo.
- CN: Capacidad efectiva de la instalación en condiciones normales de operación.

2.5.2.3.2 La Indisponibilidad Total (IT)

Es el tiempo durante el cual una instalación estuvo fuera de servicio. Se determinará con la siguiente relación:

$$IT = \sum_{i=1}^j T_i$$

Donde:

- IT: Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación.
- i: Evento i-ésimo de indisponibilidad total.
- j: Número de indisponibilidades totales en el período considerado.
- Ti: Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento i-ésimo.

La indisponibilidad de la instalación en el período semestral será, la suma de las indisponibilidades parciales y totales.

Límites.- El Transmisor cumplirá para cada una de las instalaciones, con un máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de número de desconexiones (NDP).

Los límites máximos permitidos de horas de indisponibilidad y número de desconexiones se muestran en la siguiente tabla:

TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN	2	1
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 kV	4	2
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 kV	4	2
CAPACITOR Y REACTOR	2	1
TRANSFORMADOR	4	1

Tabla 2.1: Límites de Horas de Indisponibilidad y Número de Desconexiones Semestrales

2.5.2.4 Número de desconexiones

El Número de Desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales en el semestre.

Límites.- El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada tipo de instalación, con un máximo de desconexiones permitidas (NDP) indicado en la tabla anterior.

2.5.2.5 Factor de Calidad de servicio

El Factor de Calidad de Servicio (FCS) considera las desconexiones totales (NIT) y las horas de indisponibilidad (IP, IT) semestrales, de cada una de las instalaciones de transmisión. El FCS se calcula con la siguiente expresión:

$$FCS = 1 + \frac{IP + IT - LHI}{LHI} + \frac{NIT - NDP}{NDP}$$

El segundo o tercer término de esta expresión, se considerarán solamente en los casos de que sus valores individuales sean positivos. En los casos de que estos dos términos sean negativos o ceros, el valor de FCS se considerará igual a cero.

2.5.2.6 Energía No Suministrada (ENS)

Para el cálculo de la ENS el tiempo se considerará, desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada. La ENS por indisponibilidades de instalaciones nuevas de transmisión, se contabilizará a partir del tercer mes de entrada en operación.

Para el cálculo de la ENS se diferencian aquellas en las que el evento supera las 2 horas y aquellas inferiores a las dos horas.

Al momento de la ocurrencia de una falla en la etapa de transmisión operan las protecciones asociadas al elemento, ocasionando inmediatamente una apertura del mismo, como consecuencia de esto se tiene una energía no suministrada por el transmisor ya que se encuentra indisponible el elemento y una energía no suministrada al sistema.

2.5.2.6.1 Evento superior a 2 horas.

La cantidad de ENS será evaluada sobre la base de la curva de demanda registrada por el punto de conexión, del día similar más próximo de las semanas anteriores y que no presentó desconexiones de carga.

2.5.2.6.2 Evento inferior a 2 horas.

De acuerdo al procedimiento de la Regulación No. CONELEC - 003/08 la energía no suministrada se trata de la siguiente manera:

H_{falla} :	Hora de ocurrencia de la falla
$H_{disponibilidad}$:	Hora de disponibilidad del elemento
$H_{E/L}$:	Hora de conexión del elemento
$H_{conexión\ de\ carga}$:	Hora de conexión de la carga

✓ **Caso 1.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{disponibilidad} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j : Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ **Caso 2.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{disponibilidad} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

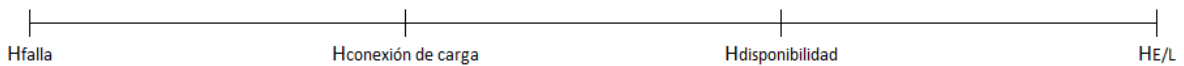
- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j: Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ **Caso 3.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j: Representa a las fallas específicas de transmisión.

La hora de normalización de la carga corresponde cuando empiezan a tomar carga las Empresas de Distribución.

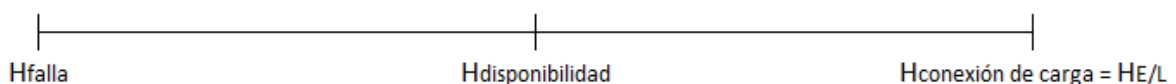
- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j: Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ **Caso 4.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{disponibilidad} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

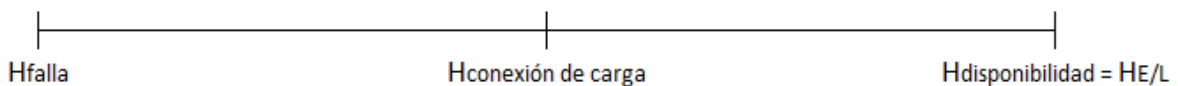
- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j : Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ **Caso 5.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

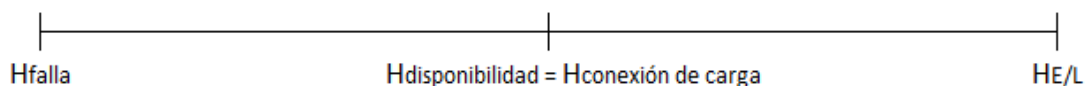
- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j : Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ **Caso 6.**



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{disponibilidad} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

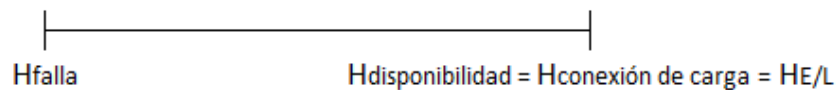
- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j : Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

✓ Caso 7.



- Energía no suministrada por el transmisor.

$$ENS_{TRANSMISOR_j} = P_{D_j} * (Hora_{disponibilidad} - Hora_{falla})$$

Donde:

P_D : Potencia disparada al momento de la falla. (MW)

j : Representa a las fallas específicas de transmisión.

- Energía no suministrada al sistema.

$$ENS_{SISTEMA_j} = \sum_{j=1}^n Carga_{desconectada_j} * (Hora_{conexión\ de\ carga} - Hora_{falla})$$

Donde:

j : Representa a las Empresas Distribuidoras donde existió carga desconectada

2.6 ANÁLISIS DE LA RESOLUCIÓN N° 97 DEL 2008 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA

RESOLUCIÓN N° 97 DE 2008

La Calidad del Servicio en Colombia, fue un concepto que se introdujo a manera de regulación como parte del sentido de integralidad de las tarifas de energía eléctrica, por esta razón se hace pública la Resolución CREG 097-2008, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2.6.1 RESOLUCIÓN CREG 097-2008²

La Resolución CREG 097-2008, en su capítulo 11 “Calidad de Servicio” considera como parámetros para la calidad de servicio del Sistema de Transmisión Regional la indisponibilidad de los elementos de transmisión y por consiguiente la Energía No Suministrada (ENS).

Los niveles de tensión que son considerados en el Sistema de Transmisión Regional son los que se presentan en la tabla siguiente:

NIVEL DE TENSIÓN	SISTEMA
Nivel 4	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV
Nivel 3	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
Nivel 2	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Tabla 2.2: Niveles de tensión considerados para Calidad de Servicio del STR
- Colombia

² Referencia bibliográfica [4]

2.6.1.1 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Regional (STR), no deberá superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad (por elemento) señalado en la tabla:

ACTIVOS	MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD
Conexión al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de Barraje	15

Tabla 2.3: Máximas horas anuales de indisponibilidad de los activos en el STN - Colombia

Para el grupo “Conexión del Operador de Red al STN”, el grupo “Línea Nivel de Tensión 4” y el grupo “Equipo de Compensación” se consideran incluidas las respectivas bahías. Para Módulo de Barraje solamente está la Unidad de Control correspondiente.

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo. Cada uno de estos activos está conformado por una Unidad de Control con excepción de las líneas que tienen un número real positivo de una o más Unidades de Control.

2.6.1.2 Máximos Permitidos de Indisponibilidad.

El Centro Nacional de Despacho (CND) calculará mensualmente la Meta Ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,gu} = MHA_{gu} - 0,5 * \left(\sum_{u=1}^{NGU} ENR_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} CNP_{m,u} \right)$$

Donde:

- $MHAI_{m,gu}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del grupo de activos gu , calculadas para el mes m .
- $MHAI_{gu}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad del grupo de activos gu .
- $ENR_{m,u}$: Número acumulado de Eventos o Finalización de Maniobras no Reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para cada uno de los activos u que conforman el grupo de activos gu , durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m .
- $CNP_{m,u}$: Número acumulado de Consignaciones No Programas solicitadas por el OR, asociadas a Consignaciones Nacionales, para cada uno de los activos u que conforman el grupo de activos gu , durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m .
- NGU : Número de activos que conforman el grupo de activos gu .

2.6.1.3 Indisponibilidad de los Activos de Uso del STR

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá por su duración en horas. Un evento que dure más de un mes calendario, al siguiente se deberá dividir en dos eventos; uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del último día del mes calendario y otro que inicia a las cero (0:00) horas del primer día del nuevo mes. Las horas de indisponibilidad de cada uno de los activos que hacen parte del grupo de activos del STR, se calcula mensualmente mediante la siguiente expresión:

$$HID_{m,u} = \sum_{i=1}^n \left(H_{i,u} * \left(1 - \frac{CAPD_{i,u}}{CAPN_u} \right) \right)$$

Donde:

- $HID_{m,u}$: Horas de Indisponibilidad del activo u , durante el mes m .
- i : Evento de Indisponibilidad.
- n : Número Total de Indisponibilidades del activo u , durante el mes m .
- $H_{i,u}$: Duración de la indisponibilidad i , para el activo u .
- $CAPD_{i,u}$: Capacidad disponible del activo u , durante la indisponibilidad i .
- $CAPN_u$: Capacidad Nominal del activo u .

Para la aplicación de la metodología establecida en esta Resolución, las Horas de Indisponibilidad del activo u , durante cada uno de los once meses anteriores al primer mes de aplicación de esta metodología, se asumirán iguales a cero (0).

2.6.1.4 Indisponibilidades excluidas

Para el cálculo de la Indisponibilidad de un activo, se excluyen únicamente las siguientes, siempre y cuando se cumplan las siguientes reglas establecidas:

- a) Las Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión se excluirán del cálculo si se han cumplido las siguientes reglas:
La indisponibilidad es anticipada con un mínimo de 90 días calendario y se informa de forma detallada los activos a desconectarse.
- b) Indisponibilidades de activos solicitadas por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- c) Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND, cuando se requiera dicha orden.
- d) Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados y las debidas a actos de terrorismo.
- e) Las consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los Eventos definidos en el literal anterior.
- f) Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido para tal fin.
- g) La ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial.

2.6.1.5 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados y las debidas a actos de terrorismo.

También se darán compensaciones por el incumplimiento de metas las cuales deben ser asumidas por el OR o los OR responsables de los activos que conforman los grupos de activos.

2.6.1.6 Determinación de la Energía No Suministrada

La Energía No Suministrada (*ENS*) se estimará para cada periodo horario mientras persista una indisponibilidad y estimará el porcentaje de ENS que ésta energía representa frente a la predicción horaria de demanda para el Mercado de Comercialización.

2.7 ANÁLISIS DE LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO – SANTIAGO DE CHILE, OCTUBRE DE 2009

NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO³

El objetivo general de la presente norma técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados. Para esto se establecen exigencias que deben cumplir cada uno de los diferentes agentes involucrados.

Como el análisis de ésta norma técnica está enfocado en la calidad de servicio en transmisión, tan solo se profundizará en lo relacionado con la calidad de transporte. En el capítulo 5 de la presente norma se definen las exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) de los Sistemas Interconectados, para todas las condiciones de operación, considerando a cada Sistema Interconectado operando en forma integrada o disgregado en Islas Eléctricas.

³ Referencia bibliográfica [5]

2.7.1 ESTANDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACION Y TRANSMISION

Artículo 5-68

La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión.

A estos efectos la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se le determinará el índice de Indisponibilidad serán las siguientes:

- Transformadores de poder
- Líneas de transmisión
- Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada serán determinados como promedio móvil a cinco años.

Artículo 5-70

Los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en transmisión para líneas hasta 300 km, transformadores, equipos serie y compensación serán los siguientes:

NIVEL DE TENSIÓN	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor igual que 500 kV	20	5	2
Mayor igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Tabla 2.4: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada en Transmisión – Chile.

Donde:

- Prot.: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada por cada 100 km de línea.
- HFORt: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.
- FFORt: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

Para líneas de longitud inferior a 100 km se considerará un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 km. Para líneas de longitud superiores a 300 km las horas de indisponibilidad serán un 65% de los valores indicados en la tabla.

Artículo 5-71

Con el fin de determinar los índices de continuidad esperados en el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión que se realicen, se deberán considerar los indicadores de indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en generación y transmisión.

Artículo 5-72

Para las Interrupciones de suministro cuyo origen corresponda a instalaciones de generación o transmisión, se determinará la frecuencia y el tiempo de interrupción total o parcial del suministro a Instalaciones de Clientes.

Se considerará instalación afectada a toda Instalación de Conexión de Cliente o Instalación para Conexión de Cliente que sufra la interrupción o disminución del flujo a través de ésta como consecuencia de una salida de servicio de un elemento serie o en paralelo del Sistema de Transmisión o de una unidad generadora.

Artículo 5-73

Las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación realizada conforme a los criterios técnicos,

económicos y de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente, definidos como:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst} \quad TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i * Tfs_i}{kVAinst}$$

Donde:

- kVAfsi: Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- kVAinst: Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- Tfsi: Tiempo de duración de cada interrupción.
- n: Número de interrupciones en el período.

Estos índices se deberán determinar en forma separada para interrupciones de más de tres minutos y para interrupciones menores e iguales a tres minutos, según origen de la interrupción, ya sea generación o transmisión y en forma separada cuando se trate de interrupciones por actuación de Esquema de Desconexión Automática de Carga. Los índices de continuidad esperados, deben estar dentro de los siguientes límites:

INDISPONIBILIDAD		Horas de Salida anual	Frecuencia de Salida anual
PROGRAMADA	Líneas $V_n \geq 500$ kV	15 h c/100 km	0,5 veces c/100 km
	Líneas $200 \text{ kV} \leq V_n < 500$ kV	20 h c/100 km	1,0 veces c/100 km
	Líneas $V_n < 200$ kV	25 h c/100 km	2,0 veces c/100 km
	Transformadores, Equipos de conexión y Equipos estáticos de compensación	30 h	1,0 veces
FORZADA	Líneas $V_n \geq 500$ kV	5 h c/100 km	0,5 veces c/100 km
	Líneas $200 \text{ kV} \leq V_n < 500$ kV	7 h c/100 km	1,0 veces c/100 km
	Líneas $V_n < 200$ kV	10 h c/100 km	2,0 veces c/100 km
	Transformadores, Equipos de conexión y Equipos estáticos de compensación	45 h	1,0 veces

Tabla 2.5: Límites de índices de continuidad

2.7.1.1 Energía No Suministrada.

El costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:

- a) 3,24 [US\$/kWh] para el SIC.
- b) 4,86 [US\$/kWh] para el SING.

Sin embargo se podrán efectuar estudios específicos y justificados para determinar y actualizar el costo.

El incumplimiento de las normas de calidad establecidas en la norma es sancionado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La normativa chilena no es tan clara con respecto a las compensaciones relativas a la calidad de servicio; sin embargo, señala que dichas compensaciones se considerarán en el precio de nudo, en el mismo que se incluye el precio básico de la energía y de la potencia de punta.

A nivel del transporte de energía, dicha consideración se la hace a través de un factor de penalización, tanto de energía como de potencia el cual al ser multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

2.8 ANÁLISIS DEL REAL DECRETO 1.955/2.000, DE 1 DE DICIEMBRE DE 2.000 POR LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

REAL DECRETO 1.955/2.000⁴

El objetivo de este decreto es el de establecer el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico, considerando el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, así como garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menor costo posible para los consumidores, todo ello de manera compatible con el respeto al medio ambiente.

⁴ Referencia bibliográfica [6]

La red de transporte española se encuentra constituida por:

1. Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV.
2. Las líneas de interconexión internacional, independientemente de su tensión.
3. Los parques de tensión igual o superior a 220 kV.
4. Los transformadores 400/220 kV.
5. Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 220 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte.
6. Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extra peninsulares y las conexiones interinsulares.
7. Aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y a propuesta del operador del sistema y gestor de la red de transporte, determine que cumplen funciones de transporte.

La calidad de servicio de la red de transporte se rige, por los siguientes aspectos:

- a. La continuidad del suministro. Relativa al número y duración de las interrupciones del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte.
- b. Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- c. Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte.
- d. Niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera del transporte.

La calidad de servicio en transporte es exigible con carácter general, por punto frontera y por instalación.

La calidad de suministro en cada uno de los puntos frontera de la red de transporte se mide en base a los siguientes parámetros; tiempo de interrupción, número de interrupciones, frecuencia y tensión.

2.8.1 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

La continuidad del suministro de energía eléctrica está determinada por el número y la duración de las interrupciones y se mide por los siguientes parámetros:

- a) El tiempo de interrupción, igual al tiempo transcurrido desde que la misma se inicia hasta que finaliza, medido en minutos. El tiempo de interrupción total será la suma de todos los tiempos de interrupción durante un periodo determinado.
- b) El número de interrupciones, que será la suma de todas las interrupciones habidas durante un periodo determinado.

Las interrupciones de suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte pueden ser programadas, para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, o imprevistas

No se consideran como interrupciones las ocasionadas por ceros de tensión de duración inferior al minuto, consecuencia de la correcta actuación de las protecciones del sistema de transporte.

2.8.2 DISPONIBILIDAD

2.8.2.1 Disponibilidad de una instalación

La disponibilidad de una instalación se expresa por el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año.

Su cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$IDI = 100 - III$$

Donde:

- IDi: Índice de disponibilidad individual.

- Ili: Índice de Disponibilidad Individual. Está definido por :

$$Ili = \frac{ti}{T} * 100$$

- ti: Tiempo de indisponibilidad de la instalación i (horas).
- T: Duración del período en estudio (horas)

El valor de IDi de referencia será del 90%.

2.8.2.2 Disponibilidad de una red

La disponibilidad de una red se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado disponibles para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa mediante la relación siguiente:

$$ID = 100 - II$$

Donde:

- ID: Índice de disponibilidad de la red.
- II: Índice de Indisponibilidad. Está definido por la siguiente expresión:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i} \times 100$$

- ti: Tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas).
- n: Número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- T: Duración del período en estudio (horas).
- PN_i: potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

El valor de ID de referencia será del 97%.

El transportista es el responsable del cumplimiento del índice de disponibilidad (ID) de sus instalaciones; mientras el operador del sistema y gestor de la red de transporte es el responsable del cumplimiento de los niveles de calidad de suministro en los puntos frontera.

Otros indicadores importantes de la calidad de energía en transporte consecuentes de los ya mencionados son la Energía No Suministrada (ENS) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM).

2.8.3 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La ENS mide la energía cortada al sistema (MWh) en un año por interrupciones de servicio sucedidas en la red. Solo, se contabilizarán las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.

El valor de referencia de la ENS es de $1,2^{10-5}$ de la demanda de energía eléctrica en barras de central.

2.8.4 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO

Definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresado en minutos:

$$TIM = HA \times 60 \times \frac{ENS}{DA}$$

Donde:

- TIM: Tiempo de interrupción medio
- HA: Horas anuales.
- DA: Demanda anual del sistema en MWh.

El valor de referencia del TIM es de 15 min/año.

La normativa menciona sanciones para el incumplimiento de los niveles de calidad así como también compensaciones por mejorar los niveles de calidad y mantenimiento de niveles excelentes, sin embargo no especifica la metodología para dichas sanciones y compensaciones.

Para fines del presente trabajo se considera únicamente la continuidad de suministro y la indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte.

2.9 COMPARACIÓN DE LA REGULACIÓN NACIONAL CON LAS EXTRANJERAS

En los países analizados, el sector eléctrico tiene características semejantes. Esto se debe a que la actividad eléctrica se rige en base a regulaciones o normas que se enfocan en tener y mantener una energía de calidad; es decir, con los estándares establecidos en las normativas con el menor costo.

- La transmisión de energía es considerada un monopolio natural y en países como Ecuador y España existe una única empresa encargada explícitamente del transporte de energía desde los generadores hacia los lugares de distribución (TRANSELECTRIC en Ecuador y Red Eléctrica de España en España); sin embargo, sin dejar su condición de monopolio, en países como Colombia y Chile existen varias empresas encargadas de la transmisión de energía (Colombia: Empresa de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. propietario del 75% de los activos, Empresa de Energía de Bogotá – EEB, Corelca, entre otras; Chile: la más importante TRANSELEC); de las cuales, algunas de ellas se encargan también de la generación y distribución.
- Los países analizados tratan de disminuir el tiempo de indisponibilidad de las instalaciones mediante penalizaciones (ENS) con el fin de mejorar la calidad de transporte de energía y tener de esta manera un sistema con mayor confiabilidad.
- Todas las regulaciones evalúan tiempo de indisponibilidad no programada, sin embargo, Chile evalúa también el tiempo de indisponibilidad programada, lo cual debe ser considerado como una opción de mejora en el control de indisponibilidades.

CUADROS COMPARATIVOS

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Elementos considerados	<p>Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.</p> <p>Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.</p> <p>Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.</p>	<p>Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.</p> <p>Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.</p> <p>Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.</p> <p>Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.</p>	<p>Líneas de transmisión con niveles de voltaje entre 44 kV y 500 kV.</p> <p>Transformadores.</p> <p>Equipos serie y compensación.</p>	<p>Las líneas de tensión igual o superior a 220 Kv y las líneas de interconexión internacional, independientemente de su tensión.</p> <p>Los parques de tensión igual o superior a 220 kV.</p> <p>Los transformadores 400/220 kV.</p> <p>Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 220 kV y aquellos conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte.</p> <p>Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extra peninsulares y las conexiones interinsulares.</p> <p>Aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que se determine que cumplen funciones de transporte.</p>

Tabla 2.6: Comparación de Elementos Considerados en las normas

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Parámetros de Calidad	Calidad del servicio de transmisión y conexión (duración de las interrupciones y frecuencia de interrupciones).	Confiabilidad (Indisponibilidad y Energía No Suministrada)	Calidad de suministro (frecuencia y duración de las interrupciones).	Continuidad de suministro (número y duración de interrupciones). Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte.

Tabla 2.7: Comparación de Parámetros de Calidad de las normas

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Evaluación indisponibilidades y desconexiones	Indisponibilidades.- Se evalúa en todas las instalaciones de transmisión y puntos de conexión – semestral. Desconexiones.- Se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales – semestral.	Indisponibilidades.- Se evalúa en todas las instalaciones de transmisión y puntos de conexión por elemento – promedio móvil a 12 meses.	La Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable se evaluará en las instalaciones de transmisión – como promedio móvil a cinco años.	Indisponibilidades.- Es exigible con carácter general, por punto frontera y por instalación – anual. Desconexiones.- Será la suma de todas las interrupciones – anual.

Tabla 2.8: Comparación de Evaluación de indisponibilidades y desconexiones

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Indisponibilidad	El tiempo de indisponibilidad de una instalación desconectada se considerará, desde el momento de ocurrencia del evento hasta que: el CENACE autorice su energización y el Transmisor lo cumpla, o el CENACE decida no energizarla por no ser necesaria para la operación del sistema.	La indisponibilidad será el periodo durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal	El tiempo de indisponibilidad será el tiempo transcurrido desde que la misma se inicia hasta que finaliza	El tiempo de indisponibilidad será el tiempo transcurrido desde que la misma se inicia hasta que finaliza, medido en minutos. No se consideran como interrupciones las ocasionadas por ceros de tensión de duración inferior al minuto, consecuencia de la correcta actuación de las protecciones del sistema de transporte.

Tabla 2.8: Comparación de Evaluación de indisponibilidades y desconexiones

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Indisponibilidad	Existirá una sanción para las instalaciones que se encuentren indisponibles en un tiempo mayor a 10 días después de la suspensión del suministro de energía, la cual será establecida en el Contrato de Concesión	Se menciona que existirá una remuneración debido a indisponibilidad por catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de terrorismo, pero no se define sanciones por indisponibilidad. También se darán compensaciones por el incumplimiento de metas las cuales deben ser asumidas por el OR o los OR responsables de los activos que conforman los grupos de activos.	No se especifican.	Se menciona sanciones para el incumplimiento y compensaciones por excelentes niveles de calidad pero no especifica la metodología a seguir.

Tabla 2.9: Comparación de indisponibilidades

Límites de indisponibilidad			
Ecuador: Límites para cada elemento.			
TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)	
Campo de conexión	2	1	
Circuito transmisión 230 kV	4	2	
Circuito transmisión 138 kV	4	2	
Capacitor y reactor	2	1	
Transformador	4	1	
Colombia: Límites para cada elemento.			
ACTIVOS	MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD		
Conexión al STN	51		
Equipos de Compensación	31		
Línea Nivel de Tensión 4	38		
Módulo de Barraje	15		
Chile: Límites para cada elemento.			
NIVEL DE TENSIÓN	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor igual que 500 kV	20	5	2
Mayor igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1
<p>Para líneas de longitud inferior a 100 km se considerará un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 km. Para líneas de longitud superiores a 300 km las horas de indisponibilidad serán un 65% de los valores indicados en la tabla.</p>			
España:			
La indisponibilidad de una instalación no debe ser mayor al 10% de horas anuales.			

Tabla 2.10: Comparación de los Límites de indisponibilidad

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Determinación de la ENS	<p>La ENS se considerará desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada.</p> <p>La ENS por indisponibilidades de instalaciones nuevas de transmisión, se contabilizará a partir del tercer mes de entrada en operación.</p>	<p>La ENS se considerará mientras persista una indisponibilidad.</p>	<p>No se especifica.</p>	<p>La ENS será la energía cortada al sistema (MWh) en un año por interrupciones de servicio sucedidas en la red. Solo, se contabilizarán las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.</p>

Tabla 2.11: Comparación de la Determinación de la ENS

	Ecuador	Colombia	Chile	España
Cálculo de la ENS	<p>La cantidad de ENS será evaluada sobre la base de la curva de demanda registrada por el punto de conexión, del día similar más próximo de las semanas anteriores y que no presentó desconexiones de carga.</p>	<p>La ENS se estimará para cada periodo horario mientras persista una indisponibilidad y estimará el porcentaje de ENS que esta energía representa frente a la predicción horaria de demanda para el Mercado de Comercialización.</p>	<p>El costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:</p> <p>a) 3,24 [US\$/kWh] para el SIC.</p> <p>b) 4,86 [US\$/kWh] para el SING.</p> <p>Sin embargo se podrán efectuar estudios específicos y justificados para determinar y actualizar el costo.</p>	<p>No se especifica.</p>

Tabla 2.12: Comparación del Cálculo de la ENS

CAPITULO 3

METODOLOGIA DE CÁLCULO

La metodología aplicada para la realización del presente trabajo contempla los siguientes puntos:

1. Levantamiento de la información.
2. Análisis estadístico de fallas y mantenimientos.
3. Análisis de la aplicación de la Regulación No. CONELEC – 003/08 y Benchmarking con las normativas de Colombia y Chile.
4. Cálculo de Indicadores.
5. Análisis de Cargabilidad.
6. Análisis del Plan de Expansión.

A continuación se expone en detalle cada uno de los puntos antes mencionados.

3.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La información de la que se disponía eran reportes diarios de fallas y mantenimientos de los elementos del S.N.T. en hojas de cálculo, bitácora operativa, informes y archivos planos; con lo que se recopiló la información correspondiente a los 12 años en los que se realiza el análisis (1.999 – 2.010).

Empleando los reportes de falla y bitácoras operativas elaborados por la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se alimentó una base de datos mediante la validación de la información de fallas y mantenimientos con métodos de consistencia y razonabilidad.

Luego, con la información de la base de datos se realiza una memoria técnica de fallas y mantenimientos, “Estadística de Fallas y Mantenimientos de los Elementos del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador, periodo 1.999 – 2.010”, en la que se encuentra con detalle la información utilizada para la realización del presente trabajo y de la cual se presentan los resultados

generales. Esta memoria reposa en el Departamento de Operaciones del CENACE.

Para el levantamiento de la información, del año 1.999 al 2.010, de fallas y mantenimientos de las instalaciones de transmisión y tratamiento de la información se tomaron en cuenta las consideraciones que se mencionan a continuación.

3.1.1 FALLA

Es todo fenómeno anormal en cualquier parte de un equipo o instalación que altera las condiciones de operación suspendiendo su funcionamiento normal.

3.1.2 MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Es el mantenimiento de un equipo o instalación, considerado dentro de un programa anual, trimestral, mensual o semanal de mantenimiento global.

3.1.3 MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO

Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación en forma urgente, para precautelar la integridad de los mismos, razón por la cual no se puede posponer.

3.1.4 INDISPONIBILIDAD TOTAL

Es el tiempo durante el cual un equipo o instalación no estuvo disponible para el servicio.

3.1.5 ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN CONSIDERADOS EN EL CONTROL DE INDISPONIBILIDADES

- Campos de conexión de los sistemas de transporte con Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores.
- Circuitos de líneas de transmisión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Transformadores y autotransformadores del Sistema Nacional de Transmisión.

- Equipos estáticos de compensación capacitiva y reactiva para regulación de voltaje.

3.1.6 DETERMINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES

3.1.6.1 Fallas ocurridas en el Sistema Nacional Interconectado

Los parámetros a considerarse para la determinación del tiempo de indisponibilidad y el cálculo de la ENS por fallas, se muestran a continuación.



Figura 3.1: Parámetros para la determinación de indisponibilidad por falla.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
HF	Hora de falla, corresponde al momento de ocurrencia del evento.
HD	Hora de declaración de disponibilidad o indisponibilidad del elemento de transmisión por parte del propietario del elemento.
E/L	Hora en que el transmisor energiza el elemento de transmisión de su propiedad o CENACE decida su no energización por condiciones operativas.
Carga	Hora en la que se restituye la carga desconectada por el evento en transmisión.

Tabla 3.1: Parámetros para la determinación de indisponibilidades por falla.

3.1.6.2 Mantenimientos ocurridos en el Sistema Nacional Interconectado

Para el caso de mantenimientos se establecen los mismos campos que para fallas a excepción de la hora de inicio del mantenimiento del elemento de transmisión como HM, a continuación se pueden observar los campos:



Figura 3.2: Parámetros para la determinación de indisponibilidad por mantenimiento.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
HM	Hora de inicio del mantenimiento.
HD	Hora de declaración de disponibilidad o indisponibilidad del elemento de transmisión por parte del propietario del elemento.
E/L	Hora en que el transmisor energiza el elemento de transmisión de su propiedad o CENACE decida su no energización por condiciones operativas.
Carga	Hora en la que se restituye la carga desconectada por el evento en transmisión.

Tabla 3.2: Parámetros para la determinación de indisponibilidades por mantenimiento.

3.1.7 ACLARACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES

Para determinar las indisponibilidades se considerará lo siguiente:

- Se considerará solo a aquellas que representen indisponibilidad total de un equipo o instalación.
- Se contabilizará como una sola desconexión de una instalación, las aperturas y reconexiones atribuibles a un mismo evento.
- Las desconexiones de instalaciones por operación de las protecciones de barras, se considerarán como indisponibilidades de las instalaciones que retiraban potencia activa de la barra, antes del evento.
- Se considerarán como indisponibilidades los mantenimientos emergentes en las instalaciones del Transmisor que causen suspensión de la entrega de energía a los Agentes.

3.1.8 EXCEPCIONES PARA LA DETERMINACION DE INDISPONIBILIDADES

3.1.8.1 Instalaciones Nuevas

Para instalaciones nuevas, el cálculo de la ENS, duración y frecuencia de interrupciones se realizará a partir del tercer mes, luego de su entrada en operación (disponibilidad).

3.1.8.2 Indisponibilidades que no serán evaluadas en la Calidad de Servicio de Transmisión y Conexión

Las siguientes indisponibilidades no serán consideradas para la evaluación de la calidad de servicio de transmisión y conexión:

3.1.8.2.1 Indisponibilidades Coordinadas

- Desconexión de instalaciones, solicitadas por CENACE.
- Mantenimientos programados por el Transmisor y aprobados por CENACE en el Plan Operativo Anual o sus actualizaciones.
- Trabajos programados de construcción de obras contempladas en el Plan de Expansión, autorizados por CENACE.
- Mantenimientos emergentes de instalaciones de transmisión que no causen suspensión de entrega de energía, autorizados por CENACE.
- Mantenimientos de campos de conexión, programados por los Agentes y autorizados por CENACE.

3.1.8.2.2 Eventos o Fallas

- Indisponibilidades de duración igual o inferior a un minuto
- Indisponibilidades que son resultado de la actuación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, de oscilaciones de potencia, inestabilidad o colapsos de voltajes en el sistema, calificadas por el CENACE.
- Desconexiones automáticas de líneas de transmisión previstas por el CENACE, para el control de voltaje en el sistema.

- Desconexiones de enlaces internacionales por actuación de protecciones del sistema (sistémicas), o por fallas en las instalaciones del otro país. Actuación de protecciones sistémicas en los Enlaces Internacionales.

Las consideraciones antes mencionadas se basaron en el procedimiento de la Regulación No. CONELEC – 003/08.

Toda la información que se obtuvo con el levantamiento es la base para la realización del presente trabajo y cuyos resultados se encuentran en el Capítulo 4 de éste.

3.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS

Con este análisis se trata de observar el desempeño de los elementos del S.N.T. a través de la cuantificación de la frecuencia de fallas y mantenimientos y el tiempo (en horas) de indisponibilidad por falla o mantenimiento; para lo cual, a más de las consideraciones mencionadas en el numeral 3.1 se toman en cuenta las consideraciones que a continuación se mencionan.

3.2.1 MEDIA⁵

La medida de tendencia central más obvia que se puede elegir, es el simple promedio de las observaciones del grupo, es decir el valor obtenido sumando las observaciones y dividiendo esta suma por el número de observaciones que hay en el grupo.

En realidad hay muchas clases de promedios y ésta se la llama media para denotar la suma de un grupo de observaciones dividida por su número.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

Para el análisis estadístico de tiempo de indisponibilidad por fallas y tiempo de indisponibilidad por mantenimientos no programados, la media será la base para clasificar los elementos debido al tiempo como graves o leves, según sea el caso.

⁵ Referencia bibliográfica [12]

Los elementos que presenten un tiempo de indisponibilidad por fallas o por mantenimientos no programados sobre la media serán considerados graves, mientras que los que se encuentren bajo la media serán considerados leves.

3.2.2 MEDIANA⁶

Es una medida de tendencia central que se utiliza con mucha frecuencia, que es el valor situado en medio en un conjunto de observaciones ordenadas por magnitud.

Para el análisis estadístico de frecuencia de fallas y mantenimientos la mediana será la base para clasificar los elementos debido a la frecuencia de fallas y mantenimientos como graves o leves, según sea el caso.

Bajo lo expuesto, los elementos que presenten una frecuencia de fallas por sobre la mediana serán considerados graves, mientras que los que se encuentren bajo la mediana serán considerados leves. Para el caso de los mantenimientos, los elementos que se encuentren bajo la mediana de frecuencia de mantenimientos serán considerados graves, pues registrarán un bajo número de mantenimientos, y los elementos que se encuentren por sobre la mediana serán considerados leves.

A continuación se presenta la metodología utilizada para el análisis de la información y los resultados se presentan en el Capítulo 4, numeral 4.1.

- Con la información de la memoria técnica “Estadística de Fallas y Mantenimientos de los Elementos del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador, periodo 1.999 – 2.010” se obtiene; tiempo y frecuencia de indisponibilidad, energía no suministrada por falla y mantenimiento, causas de falla y tipo de mantenimiento.
- Se elaboran análisis gráficos que permiten observar las variaciones históricas.
- Se analizan las causas del comportamiento histórico de los elementos.

⁶ Referencia bibliográfica [12]

- Se ejecuta un análisis de estadísticas descriptivas y percentiles, para mediante la media y la mediana clasificar a los elementos como graves o leves.
- Con la identificación de los elementos graves se determinan los puntos frágiles del sistema.

3.3 APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No. COLELEC – 003/08 Y BENCHMARKING CON LAS NORMATIVAS DE COLOMBIA Y CHILE

Con este análisis se pretende verificar el cumplimiento de la Regulación No. CONELEC - 003/08 respecto a la Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador en un periodo de 12 años (1.999 – 2.010) de tal forma de identificar los incumplimientos a la normativa. Para este análisis se toman en cuenta las consideraciones mencionadas en el numeral 3.1 y 2.5.

Además se realiza un benchmarking con las normativas de Colombia y Chile con lo que se medirá la exigencia de la normativa ecuatoriana y se detectará los puntos frágiles del sistema. Para esto se considera lo establecido en el numeral 2.6 y 2.7 correspondiente a cada normativa.

El análisis se realiza de la siguiente manera:

- Para la aplicación de la regulación ecuatoriana se determinan los valores máximos de indisponibilidades, teniendo así las peores condiciones (por semestre) para el período 1.999 – 2.010; se aplica punto por punto lo establecido en la regulación. Se realiza un análisis gráfico para identificar los elementos que incumplen los límites LHI (Límite de horas de indisponibilidad) y NDP (Número de desconexiones permitidas), cálculo de la ENS y el cálculo del FCS (Factor de calidad de servicio).
- Para el benchmarking con las normativas de Ecuador, Chile y Colombia se evalúan las indisponibilidades del año 2.010 conforme se estipula en las normativas de cada país. Para el caso de Ecuador se duplica los límites de

indisponibilidad para una comparación anual con los otros países; para Colombia se utiliza los datos de indisponibilidad determinados en la estadística y se compara con los límites de ésta normativa y finalmente para Chile se realiza un promedio de 5 años (2.006 – 2.010) con los datos de indisponibilidad del S.N.T. ecuatoriano y se compara con los límites de indisponibilidad de dicha normativa.

- Finalmente se compara la severidad de la regulación ecuatoriana respecto a las otras dos normativas y se recomienda una alternativa para aplicar en el S.N.T. ecuatoriano.

Los resultados de este análisis se presentan en el numeral 4.2 del capítulo 4.

3.4 CÁLCULO DE INDICADORES

Se calculan indicadores tales como el Factor de Indisponibilidad Programada (POF), Factor de Indisponibilidad Forzada (FOF), Factor de Disponibilidad (AF), Duración Media de la Indisponibilidad Programada (POA), Duración Media de la Indisponibilidad Forzada (FOA) y Tasa de Salida Forzada (FOR), tendientes a determinar puntos frágiles del S.N.T. y posteriormente verificar si éstos fueron considerados dentro del Plan de Expansión.

El cálculo de indicadores se define en base a lo establecido en el IEEE Standard 762 “IEEE Standard Definitions for use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity”. Los resultados se encuentran en el numeral 4.3 del capítulo 4. A continuación se definen los indicadores a calcularse.

3.4.1 FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA – POF

Corresponde a la fracción de un determinado período operativo en el que un equipo o instalación no está disponible debido a una interrupción programada.

$$POF = \frac{POH}{PH} \times 100$$

Donde:

POH: Horas de indisponibilidad programada

PH: Horas del período

3.4.2 FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA (NO PROGRAMADA) – FOF

Corresponde a la fracción de un determinado período operativo en el que un equipo o instalación no está disponible debido a una interrupción forzada (no programada).

$$FOF = \frac{FOH}{PH} \times 100$$

Donde:

FOH: Horas de indisponibilidad forzada (no programada)

PH: Horas del período

3.4.3 FACTOR DE DISPONIBILIDAD – AF

Corresponde a la fracción de un determinado período operativo en el que un equipo o instalación está disponible sin ninguna interrupción.

$$AF = \frac{AH}{PH} \times 100$$

Donde:

AH: Horas de disponibilidad

PH: Horas del período

3.4.4 DURACIÓN MEDIA DE LA INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA – POA

Es el tiempo medio de una indisponibilidad programada. Es una medida de la capacidad de acción entre la indisponibilidad y la disponibilidad del elemento.

$$POA = \frac{POH}{PON} \times 100$$

Donde:

POH: Horas de indisponibilidad programada

PON: Numero de indisponibilidades programadas

3.4.5 DURACIÓN MEDIA DE LA INDISPONIBILIDAD FORZADA – FOA

Corresponde al tiempo medio de una indisponibilidad forzada. Es una medida de la capacidad de acción entre la indisponibilidad y la disponibilidad del elemento.

$$FOA = \frac{FOH}{FON} \times 100$$

Donde:

FOH: Horas de indisponibilidad forzada (no programada)

FON: Numero de indisponibilidades forzadas

3.4.6 TASA DE SALIDA FORZADA – FOR

Es una medida de la probabilidad en la que un equipo o instalación se encuentra indisponible debido a una interrupción forzada.

$$FOR = \frac{FOH}{PH - POH} \times 100$$

Donde:

FOH: Horas de indisponibilidad forzada

POH: Horas de indisponibilidad programada

PH: Horas del período

3.5 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD

Se realiza el análisis de cargabilidad de transformadores y puntos de entrega a empresas distribuidoras para el período comprendido entre el 1 de enero del año 2.010 y 28 de febrero del año 2.011 con la finalidad de identificar los elementos que presentan irregularidades sobre su operación normal y verificar si estos elementos han sido contemplados dentro del Plan de Expansión del S.N.T 2.009 – 2.020. Para este análisis se considera los límites declarados por CELEC EP – TRANSELECTRIC a febrero 2.011.

La metodología aplicada se presenta a continuación y los resultados se encuentran en el capítulo 4, numeral 4.4.

- Con la información de la base de datos del Sistema en Tiempo Real se obtiene la de cargabilidad máxima y media que presentaron los elementos en cada mes, desde enero del año 2.010 hasta febrero del año 2.011. No se contaron las veces que se presentaron los valores máximos.
- Se realiza una revisión y validación de la información mediante métodos de consistencia y razonabilidad.
- Se elabora la memoria técnica “Cargabilidad de Transformadores y Puntos de Entrega a Distribuidores del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador” que, permite visualizar los elementos que se encuentran cerca de los límites establecidos, los elementos que presentan sobrecargas, el número de sobrecargas presentes en el periodo de estudio, tiempos de sobrecarga y comportamiento de los elementos en el período de estudio. Esta aplicación se encuentra en el Departamento de Operaciones del CENACE.
- Con la ayuda de la aplicación se observa el comportamiento de los elementos y se profundiza en los que presentan sobrecargas.

3.6 ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SNT (2.009 – 2.020)

Con el análisis de cargabilidad de elementos de transformación y puntos de entrega a distribuidores, junto con el análisis estadístico de fallas y mantenimientos, se determinan los puntos frágiles del S.N.T. y se realiza un análisis del Plan de Expansión del S.N.T. 2.009 – 2.020 para verificar si dentro de éste se contemplan dichos puntos. Los resultados se presentan en el numeral 4.5 del capítulo 4. A continuación se presenta de forma general la información, contemplada dentro del Plan de Expansión, que se requiere para el análisis.

3.6.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

La información para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión proviene de:

- Información disponible en el CONELEC:
 - a) Proyección decenal de la demanda anual de potencia y energía.
 - b) Bandas de variación de voltajes de operación normal en las barras de 230 kV y 138 kV, y en las barras de entrega a los distribuidores a 69 kV, 46 kV y 34,5 kV.
 - c) Límites para el factor de potencia que deben presentar las Distribuidoras en los puntos de entrega.
 - d) Proyectos de generación que tienen contratos de concesión o permiso suscritos con el CONELEC, con las fechas estimadas de su entrada en operación.
 - e) Además, la información relacionada con los principales proyectos de generación que impulsa el Gobierno: Coca Codo Sinclair, Minas – La Unión, y los proyectos del Sistema Guayllabamba: Chespí, Villadora y Chontal.
- Información proporcionada por las Distribuidoras relacionada con los planes de expansión.
- Información proporcionada por el CENACE en lo que tiene que ver con los despachos energéticos de las unidades de generación participantes en el MEM, sobre la base de estudios realizados para la determinación del Precio Referencial de Generación.
- Regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano vigentes.

3.6.2 PROCEDIMIENTO DE ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

El Plan de Expansión de Transmisión lo elabora el Transmisor, con el siguiente procedimiento:

- Estudios eléctricos del SNI, para cada uno de los años considerados en el Plan de Expansión, en el cual se establece alternativas de expansión que van a permitir la operación del SNI, con parámetros de calidad aceptables según la normativa vigente.
- Se realiza una evaluación económica de las alternativas, considerando costos de inversión, operación, mantenimiento, restricciones operativas y pérdidas en el sistema de transmisión.

- Se selecciona la alternativa de expansión, que cumpla con las regulaciones vigentes y representa el mínimo costo.

El plan es remitido al CONELEC para su revisión y aprobación. La revisión se hace a través de estudios eléctricos con las herramientas computacionales de Flujos de Potencia y Cortocircuitos, con lo cual se presentan las observaciones al Transmisor, para cambiar aquellas que deben serlo y de esta manera presentar un plan que será de aplicación obligatoria.

3.6.3 REFORMAS CONTEMPLADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN (2.009 – 2.020)

El Plan de Expansión de Transmisión 2.009 – 2.020 (capítulo 7 del Plan Maestro de Electrificación 2.009 – 2.020), vigente hasta la realización del presente trabajo, consta de lo siguiente:

	SUBESTACIÓN	DETALLE
Ampliación de Subestaciones	Esmeraldas 138/69 kV	1 autotransformador trifásico, 45/60/75 MVA - 138/69 kV, con ULTC.
	Babahoyo 138/69 kV	1 autotransformador trifásico de 40/53/66 MVA - 138/69 kV, con ULTC.
	Chone 138/69 kV	1 autotransformador trifásico, 40/50/60 MVA - 138/69 kV con ULTC.
	Ambato 138/69 kV	1 autotransformador trifásico, 33/44 MVA - 138/69 kV, con ULTC.
	San Gregorio de Portoviejo 138/69 kV	1 autotransformador trifásico 100/133/167 MVA - 138/69 kV, con ULTC.
	Ibarra 138/69 kV	1 autotransformador de 138/69 kV, de 40/53/66 MVA, con ULTC.

Tabla 3.4: Ampliación de subestaciones.

	SISTMA DETRANSMISIÓN	DETALLE
Modernización de subestaciones	Nueva Loja – Francisco de Orellana 138 kV	<i>Subestación Nueva Loja</i>
		<ul style="list-style-type: none"> 1 transformador trifásico 230/138 kV, 167 MVA.
		L/T Nueva Loja - Francisco de Orellana, 138 kV, doble circuito
	Coca Codo Sinclair–Nueva Loja 230 kV	<i>Subestación Nueva Loja</i>
		<ul style="list-style-type: none"> 1 transformador trifásico de 100/133/167 MVA, 230/69 kV.
		L/T C.C. Sinclair-Nueva Loja 230 kV, doble circuito
	Nueva Prosperina–Santa Elena 230 kV	<i>Subestación Santa Elena</i>
		<ul style="list-style-type: none"> 1 transformador trifásico 230/69 kV, 167 MVA.
		L/T Nueva Prosperina - Lago de Chongón (Santa Elena), 230 kV, doble circuito
	Esmeraldas–Santo Domingo, 230 kV	<i>Subestación Esmeraldas</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Un banco de autotransformadores monofásicos, 4x33/44/55 MVA, 138/230 kV.
		L/T Esmeraldas-Santo Domingo 230 kV, 155 km, doble circuito.

Tabla 3.5: Modernización de subestaciones.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y EVALUACION DE RESULTADOS

A continuación se presenta un análisis estadístico de fallas y mantenimientos registrados en los elementos S.N.T, la evaluación de la aplicación de la Regulación N° CONELEC - 003/08, el cálculo de indicadores de calidad, cargabilidad de transformadores y puntos de entrega a empresas distribuidoras y grandes consumidores y el análisis del plan de expansión del S.N.T.

La información que a continuación se analiza se la obtuvo mediante un levantamiento de la información operativa que dispone la Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.

4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS

En abril de 1.999 CENACE inicia su rol como Operador del Sistema Nacional Interconectado – S.N.I., estando dentro de sus responsabilidades el registro y control de las fallas y mantenimientos de todos los elementos que conforman el S.N.I., así como el seguimiento y gestión de las indisponibilidades.

Es objeto de este trabajo el análisis de las fallas y mantenimientos registrados en el S.N.T., desde 1.999 al 2.010 (12 años), identificando sus causas, frecuencia, impacto y el cumplimiento de programas de mantenimientos.

A continuación en la tabla 4.1 se presenta el total de la muestra analizada.

FALLAS Y MANTENIMIENTOS

ELEMENTO	1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		TOTAL		
	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	FAL.	MTO.	
Líneas de Transmisión 69 kV	-	-	-	1	-	11	-	4	1	6	3	11	3	17	5	12	2	6	-	22	1	15	6	11	21	116	
Líneas de Transmisión 138 kV	50	74	31	440	42	565	47	618	42	524	52	540	58	260	39	464	54	844	70	407	75	313	61	313	621	5.362	
Líneas de Transmisión 230 kV	20	24	24	442	23	644	28	468	63	580	14	451	42	228	44	495	57	675	61	414	47	203	60	152	483	4.776	
Puntos de entrega 34,5 kV	3	4	-	13	3	7	7	13	3	12	2	3	3	3	1	10	5	9	2	9	3	7	1	2	33	92	
Puntos de entrega 46 kV	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	
Puntos de entrega 69 kV	154	130	108	164	157	205	176	126	161	146	198	218	204	167	248	184	274	183	269	196	239	212	249	138	2.437	2.069	
Puntos de entrega 138 kV	3	6	1	12	2	7	-	4	4	14	4	35	5	12	3	15	3	19	8	31	3	44	3	17	39	216	
Posiciones 34,5 kV	-	1	-	1	-	1	-	-	-	2	-	1	-	-	-	2	-	1	-	-	-	1	-	1	-	11	
Posiciones 69 kV	3	31	-	60	1	52	-	44	8	43	6	97	2	98	6	98	11	88	1	52	14	108	1	77	53	848	
Posiciones 138 kV	-	130	1	202	4	200	1	149	-	226	1	302	1	338	4	322	3	302	2	317	1	398	3	233	21	3.119	
Posiciones 230 kV	-	52	-	103	-	146	1	129	3	103	1	205	1	295	-	233	3	205	6	306	1	334	-	257	16	2.368	
Autotransformador	23	37	13	145	14	157	18	110	17	134	30	75	22	80	14	209	22	175	23	107	25	112	15	108	236	1.449	
Transformador	2	6	-	16	1	26	2	19	4	23	1	6	-	14	-	25	7	45	4	14	11	20	12	23	44	237	
Barras 46 kV	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
Barras 69 kV	-	-	-	10	2	2	6	1	2	9	3	17	-	9	3	9	5	11	1	16	-	14	4	14	26	112	
Barras 138 kV	-	3	2	10	1	1	1	2	-	-	2	2	1	7	2	8	3	6	2	20	-	8	2	10	16	77	
Barras 230 kV	-	13	-	16	1	5	3	12	2	22	2	10	2	10	2	13	-	4	-	8	-	5	3	8	15	126	
Compensadores 13,8 kV	-	7	-	17	-	32	-	51	-	45	-	45	5	45	1	27	1	45	1	42	6	50	2	31	16	437	
Compensadores 23 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-
Compensadores 69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	19	1	8	4	12	2	14	8	53	
Compensadores 138 kV	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	6	
TOTAL	258	518	180	1.653	251	2.063	290	1.751	310	1.891	319	2.018	349	1.583	372	2.126	451	2.637	451	1.969	430	1.856	425	1.414	4.086	21.479	

Tabla 4.1: Fallas y Mantenimientos ejecutados.

FAL = Falla, MTO = Mantenimiento.

En el transcurso de los 12 años de análisis (1.999 – 2.010) se han registrado 4.086 fallas, las cuales se debieron a diferentes causas, tales como; Fenómenos naturales y ambientales, de origen Externo al sistema, por Falla humana, por falla en el Equipo/Material/Diseño, Actores del MEM y Otros.

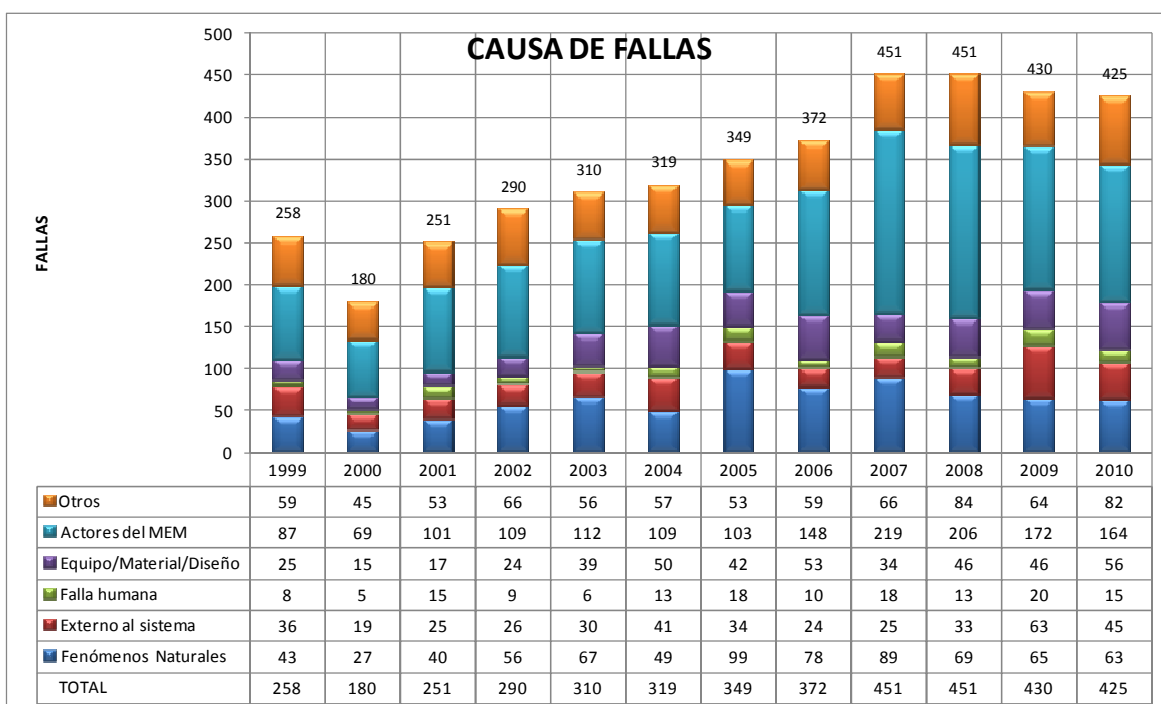
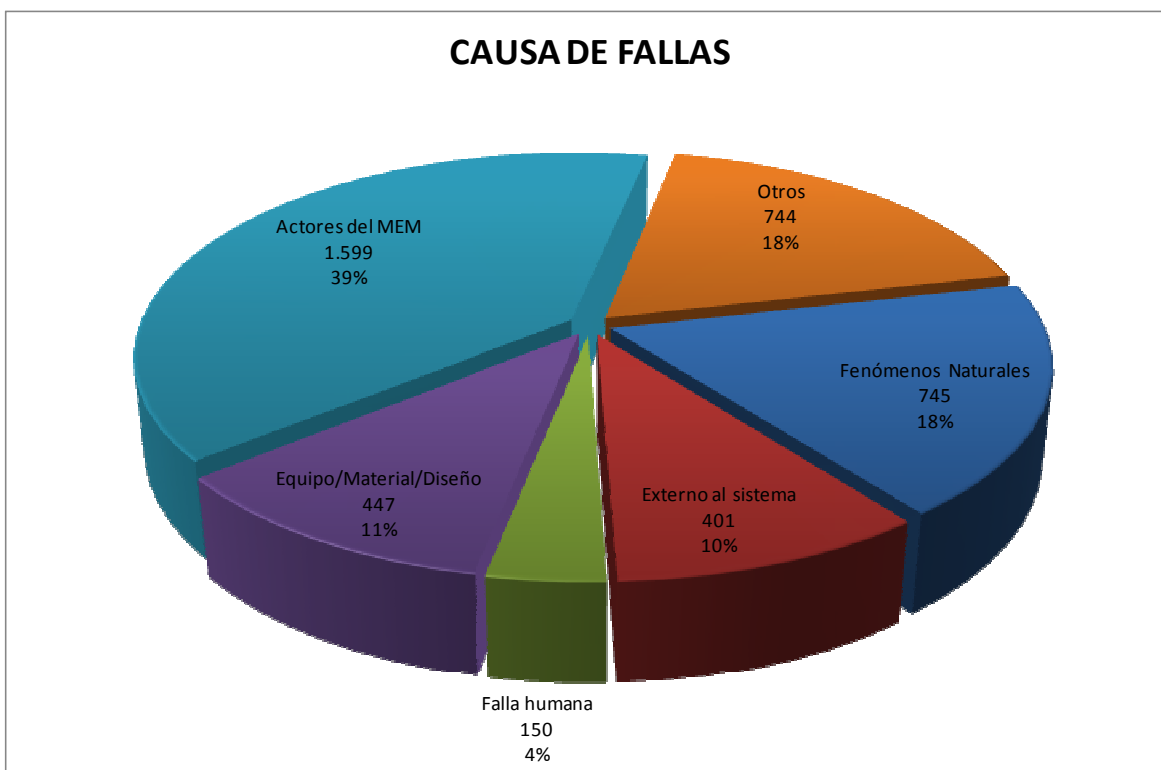


Figura 4.1: Causas de fallas.

El mayor porcentaje de fallas ocurrieron a causa de Actores del MEM con el 39% equivalente a 1.599 fallas de las cuales el 90% se dio en los puntos de entrega, el 7% en líneas de transmisión, el 2% en elementos de transformación, el 1% en barras y el 1% en equipos de compensación estática (compensadores). De los eventos a causa de Actores del MEM el 91% ocurrió por fallas en el sistema de distribución que ocasionaron el disparo de los elementos de transmisión.

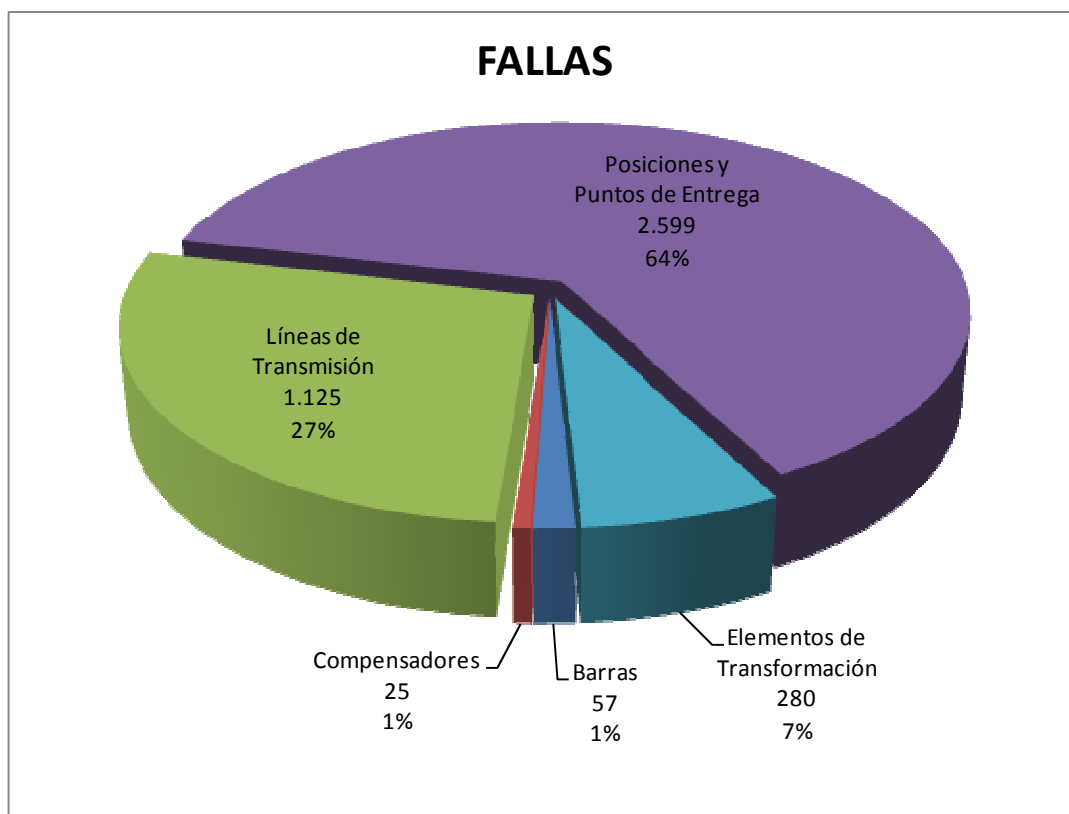


Figura 4.2: Fallas por Elemento.

Los puntos de entrega son los elementos en los que se presenta la mayor cantidad de fallas (2.599 fallas) de éstas, el 55% fueron por Actores del MEM, el 17% por Fenómenos naturales, el 12% por Externo al sistema, el 10% por Equipo/Material/Diseño, el 3% por Falla humana y el 3% por Otros.

El tiempo de indisponibilidad por falla en el periodo de estudio es de 1.901,60 horas; de las cuales, el 60% ocurrió en puntos de entrega, el 28% en líneas de transmisión, el 9% en elementos de transformación, el 2% en barras y el 1% en compensadores.

La ENS al sistema debido a fallas en el periodo de estudio es de 79,09 GWh que equivale al 0,05% de energía consumida en los 12 años; de ésta, el 44% se dio en puntos de entrega, el 31% en líneas de transmisión, el 20% en elementos de transformación y el 5% en barras. No existe ENS por falla en compensadores.

Se registraron 23.239 mantenimientos en el S.N.T. de los cuales el 43% fueron mantenimientos programados y el 57% fueron mantenimientos no programados. De los 9.953 mantenimientos programados, el 82% fueron realizados dando como resultado un total de 21.479 mantenimientos ejecutados.

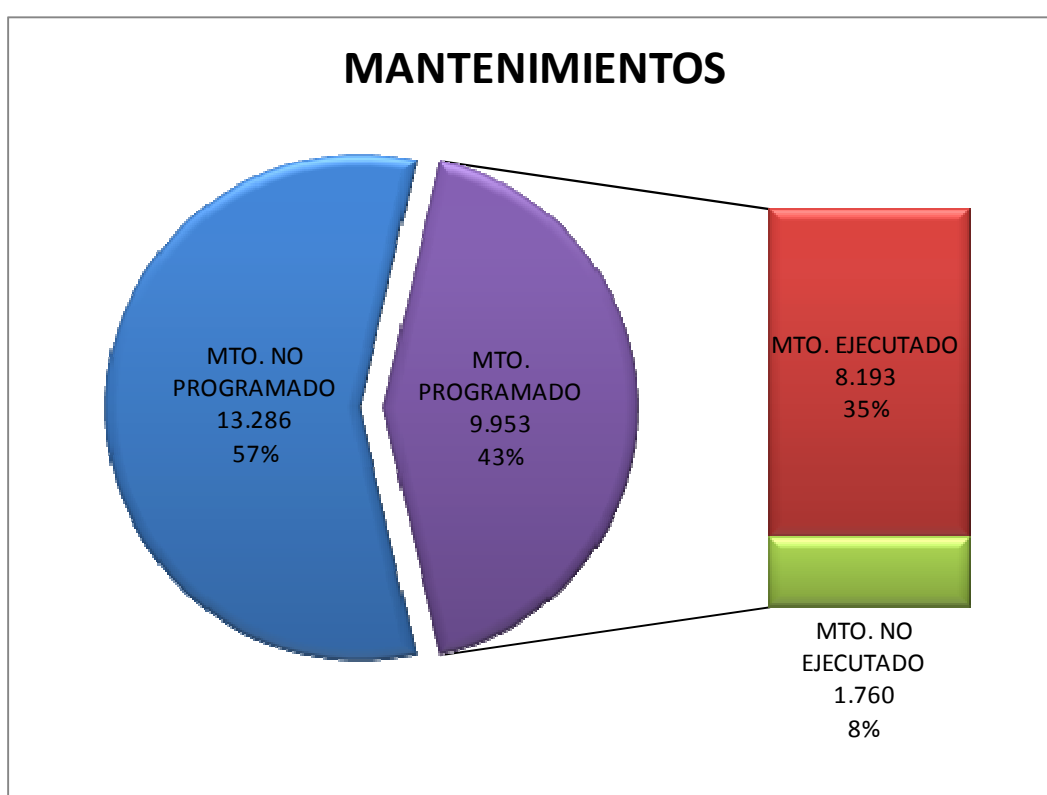


Figura 4.3: Mantenimientos.

De los mantenimientos no programados, 2.757 mantenimientos causaron indisponibilidad del elemento; de éstos, el 12% fueron en líneas de transmisión, el 68% en puntos de entrega, el 9% en elementos de transformación, el 3% en barras y el 7% en compensadores y 10.529 mantenimientos no causaron indisponibilidad del elemento; es decir, se realizaron en caliente; de los cuales, el 71% fueron en líneas de transmisión, el 21% en puntos de entrega, el 7% en elementos de transformación y el 1% en barras y compensadores.

De los mantenimientos programados ejecutados, 5.292 mantenimientos se realizaron con indisponibilidad del elemento; donde, el 59% ocurrió en puntos de entrega, el 25% en líneas de transmisión, el 8% en elementos de transformación, el 5% en compensadores y el 3% en barras y 2.901 mantenimientos se realizaron en caliente; donde, el 51% fueron en puntos de entrega, el 40% en líneas de transmisión, el 8% en elementos de transformación y el 1% en barras y compensadores.

De los 1.760 mantenimientos programados no ejecutados, el 45% fueron de puntos de entrega, el 44% de líneas de transmisión, el 8% de elementos de transformación, el 2% de barras y el 2% de compensadores.

Los mantenimientos que se ejecutaron con disponibilidad del elemento son 13.430 con un tiempo de 96.849,12 horas y los mantenimientos que se realizaron con indisponibilidad del elemento son 8.049 con un tiempo de 55.167,20 horas.

La ENS al sistema a causa de los mantenimientos que requirieron indisponibilidad del elemento, para el periodo de estudio, es de 37,36 GWh que equivale al 0,02% de la energía consumida en los 12 años.

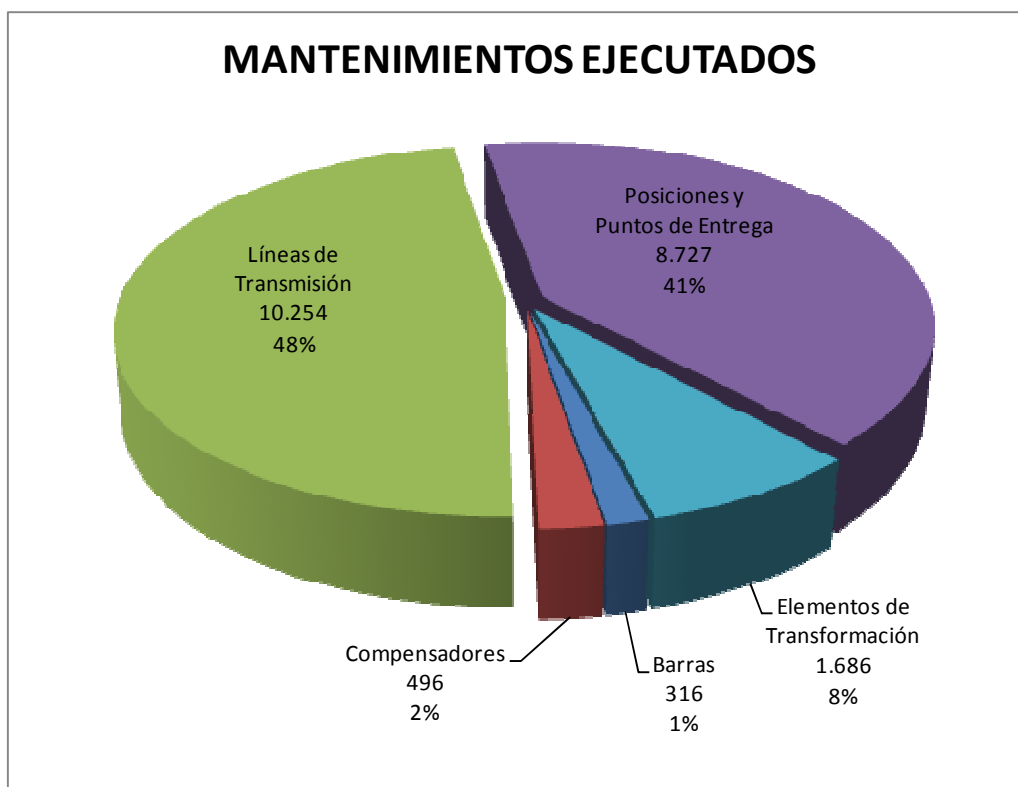


Figura 4.4: Mantenimientos Ejecutados por Elemento.

El 48% de mantenimientos se los realiza en líneas de transmisión, siendo éstos el mayor porcentaje de mantenimientos (10.254 mantenimientos). De estos mantenimientos el 65% es por desbroce, el 8% por mantenimiento de estructuras, el 8% por mantenimiento de la línea, el 5% cambio de aisladores, el 5% lavado y limpieza de aislación, el 5% modernización, el 1% puesta a tierra, el 1% apantallamiento y el 1% entre calibración de protecciones, exterminio de insectos, corrección de puntos calientes, pruebas y sistemas de control. Los mantenimientos (programados y no programados) que registran mayor tiempo de ejecución son: mantenimiento con indisponibilidad; mantenimiento de la línea, mantenimiento de estructuras, pruebas y modernización con 24 horas y mantenimientos con disponibilidad; desbroce con 16,50 horas y modernización con 15,63 horas.

En los puntos de entrega y posiciones se realizaron 8.727 mantenimientos (41%), de los cuales el 46% es por mantenimiento general, el 18% por mantenimiento del disyuntor, el 16% por sistemas de control, el 7% por calibración de protecciones, el 6% por recarga de aislante, el 5% por lavado y limpieza de aislación, el 1% por corrección de puntos calientes y el 1% por modernización y cambio de aisladores. Los mantenimientos (programados y no programados) que registran mayor tiempo de ejecución son: mantenimiento con indisponibilidad; mantenimiento del disyuntor y mantenimiento general con 24 horas y mantenimientos con disponibilidad; modernización con 24 horas y recarga de aislante con 23 horas.

En los elementos de transformación se realizaron 1.686 mantenimientos, los mismos que, un 55% es por mantenimiento general, el 10% por sistema de enfriamiento, el 6% por pruebas, el 6% por tratamiento de aceite, el 5% por reemplazo del elemento, el 5% por sistemas de control, el 4% por cambio de tap, el 4% por lavado y limpieza de aislación, el 3% por llenado de aceite y el 2% por calibración de protecciones y corrección de puntos calientes. Los mantenimientos (programados y no programados) que registran mayor tiempo de ejecución son: mantenimiento con indisponibilidad; mantenimiento general con 20 horas y llenado de aceite con 18,72 horas y mantenimientos con disponibilidad; tratamiento de aceite con 24 horas y mantenimiento general 15,87 horas.

En los compensadores se realizaron 496 mantenimientos (2%), de éstos el 79% es por mantenimiento general, el 8% por recarga de aislante, el 7% por sistemas de control, el 3% por lavado y limpieza de aislación, el 2% por corrección de puntos calientes y el 1% por calibración de protecciones. Los mantenimientos (programados y no programados) que registran mayor tiempo de ejecución son: mantenimiento con indisponibilidad; sistemas de control con 20,40 horas y corrección de puntos calientes con 18,90 horas y mantenimientos con disponibilidad; mantenimiento general 11,62 horas y recarga de aislante con 9,32 horas.

En las barras se realizaron 316 mantenimientos (1%); donde, el 55% es por mantenimiento general, el 15% por lavado y limpieza de aislación, el 14% por sistemas de control, el 8% por corrección de puntos calientes, el 7% por modernización y el 1% por calibración de protecciones. Los mantenimientos (programados y no programados) que registran mayor tiempo de ejecución son: mantenimiento con indisponibilidad; mantenimiento general con 17 horas y modernización con 11,53 horas y mantenimientos con disponibilidad; modernización 14 horas y lavado y limpieza de aislación con 12,57 horas.

De los 21.479 mantenimientos ejecutados (programados y no programados) que se registran en el S.N.T. los que presentan mayor frecuencia son por mantenimiento general de los elementos con un 37% y el 31% por desbroce en líneas de transmisión; los demás mantenimientos registran porcentajes bajo el 7%; los mantenimientos de calibración de protecciones tienen un 3% y puesta a tierra 1%.

El detalle de fallas y mantenimientos se encuentra en los anexos correspondientes al análisis de cada elemento de transmisión (Anexos: 4.A.1, 4.A.2, 4.A.3, 4.A.4, 4.A.5).

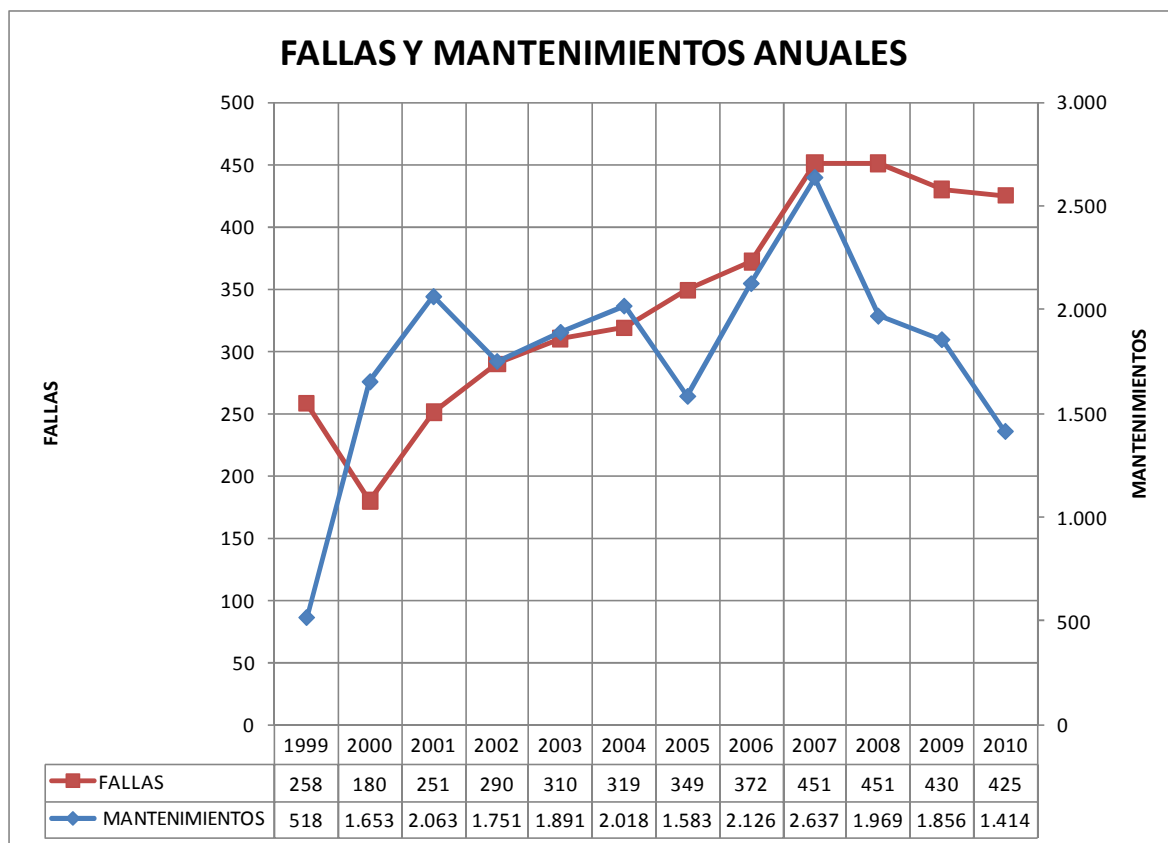


Figura 4.5: Variaciones Históricas Anuales de Fallas y Mantenimientos ejecutados.

En el periodo de estudio comprendido entre los años 1.999 al 2.010, se observa que en el año 1.999 se registra un alto número de fallas y bajo número de mantenimientos, en comparación con el resto de años, debiéndose esto a los cambios normativos, de procesos y de administración que se dio en la empresa de transmisión en este año.

El cambio del modelo de gestión del sector eléctrico y su normativa hicieron necesario el registro y control de las fallas y mantenimientos del S.N.T. por parte de CENACE y las demás empresas para la aplicación de sanciones para aquellas indisponibilidades que impliquen corte de carga ocasionados por el transmisor.

En el año 2.000, las regulaciones No. CONELEC – 006/00 y 007/00 “Procedimientos de Despacho y Operación” y de “Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista”, en el año 2.006 la regulación No. CONELEC – 002/06 “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I.” y en el año 2.008 la regulación No. CONELEC – 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional

Interconectado”, forman parte de la normativa orientada a dar señales para la mejora del servicio de transmisión y que de alguna manera fueron consideradas en la gestión de las empresas del sector, como TRANSELECTRIC, actual unidad de negocio de CELEC EP y responsable de la expansión, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión.

El análisis desde el año 2.000 hasta el 2.006 muestra que existe un crecimiento de fallas del 8% anual, mientras que desde el 2.006 en adelante las fallas empieza a estabilizarse en 450 fallas promedio, con un decrecimiento del 0,5% anual, como se muestra en la figura 4.6.

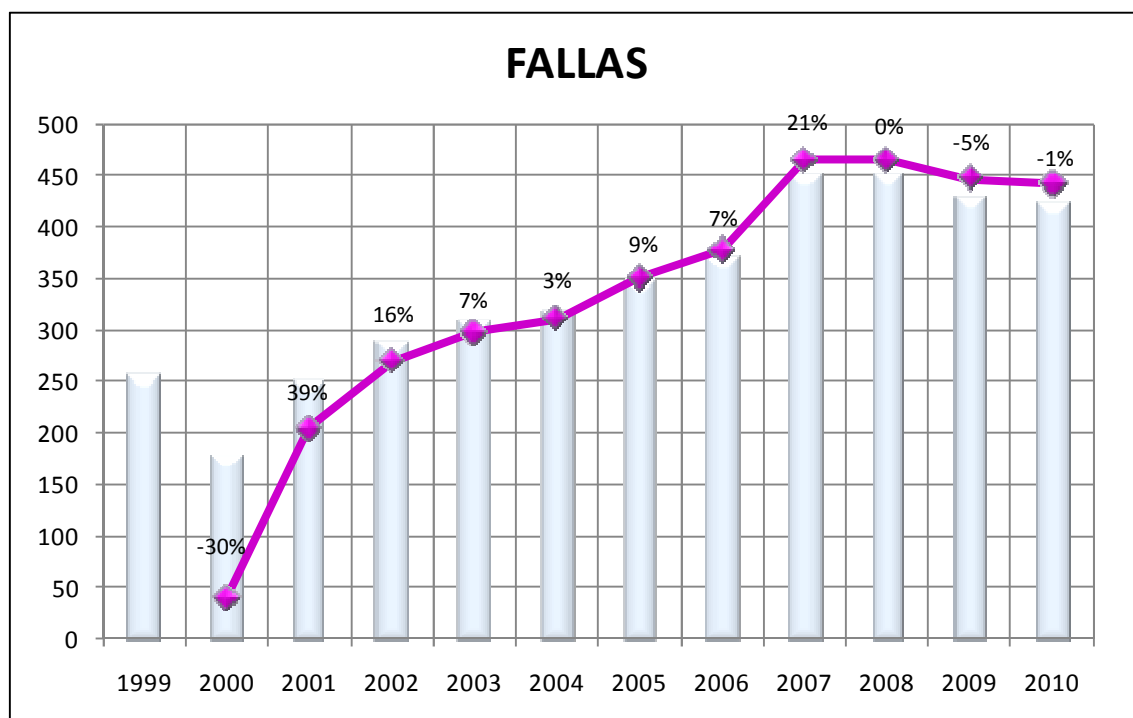


Figura 4.6: Incremento anual de fallas.

Desde el año 1.999 hasta el 2.001 el número de mantenimientos se incrementaron de 518 mantenimientos en el año 1.999 a 2.063 mantenimientos en el año 2.001; para el año siguiente bajan los mantenimientos en un 15%, luego del cual se incrementan nuevamente hasta el 2.004, sin embargo no sobrepasan la cantidad de mantenimientos que se realizaron en el 2.001. En el año 2.005 los mantenimientos disminuyen considerablemente en un 22% con respecto al año anterior con lo que se tiene un punto de quiebre, posteriormente se tiene un incremento del 67% en el número de mantenimientos, hasta el año 2.007 en el

que se llega al punto máximo con 2.637 mantenimientos, luego de éste se tiene una disminución del 46% de los mantenimientos, llegando así al 2.010 en el que se tiene un decremento del 24% en relación a los mantenimientos del año anterior.

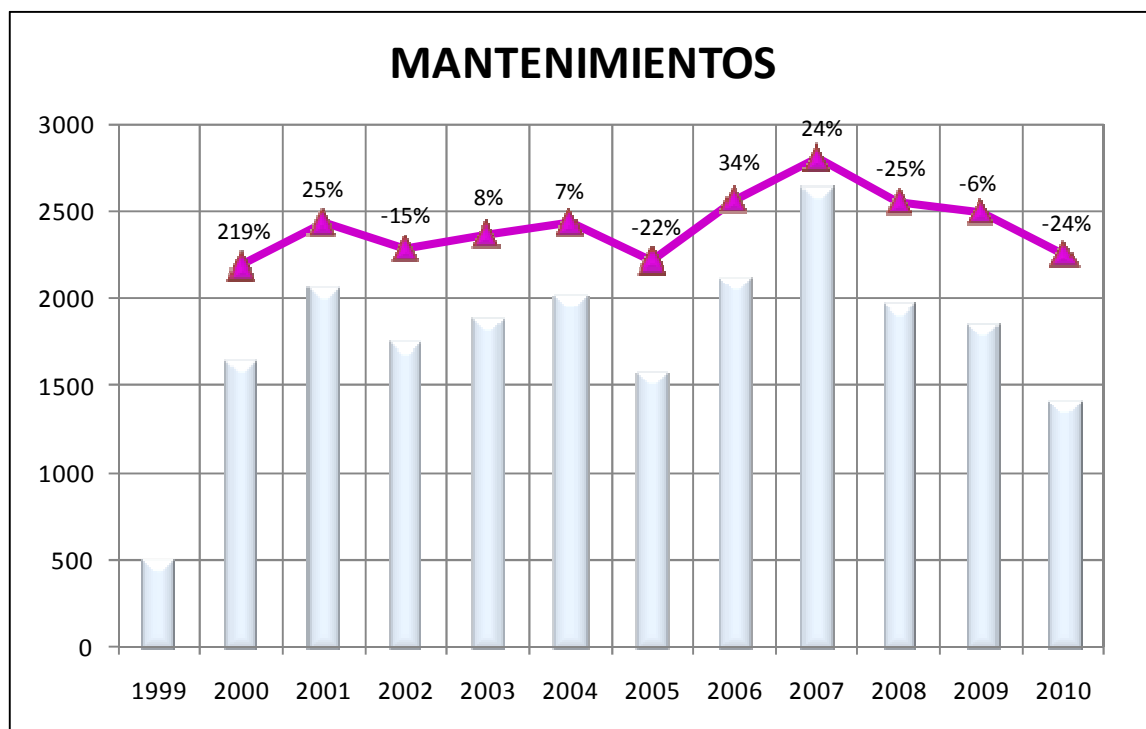


Figura 4.7: Incremento anual de mantenimientos ejecutados.

El número de mantenimientos no programados supera en 50% a los programados hasta el año 2.008, debiéndose esto a la ejecución de mantenimientos correctivos o emergentes, también se registran mantenimientos de desbroce en líneas de transmisión que no fueron considerados en el proceso de planificación, y por tanto son calificados como no programados. Los dos últimos años a pesar que los mantenimientos no programados son menores a los programados, representan porcentajes considerables; 38% para el 2.009 y 30% para el 2.010.

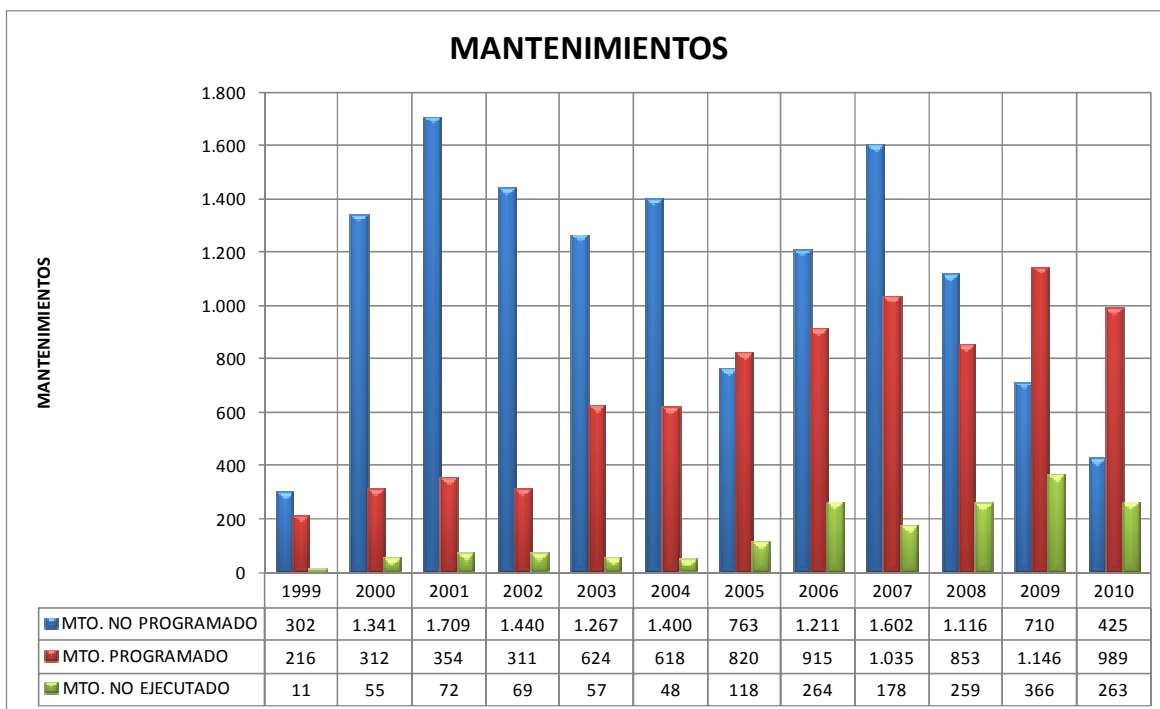


Figura 4.8: Mantenimientos.

La cantidad de mantenimientos programados no ejecutados ha tenido un incremento en el transcurso de los años, es así que para el año 2010 se tiene que el 21% de los mantenimientos programados no se ejecutaron o fueron postergados.

Como ya se mencionó con anterioridad el 48% de los mantenimientos ejecutados se los realiza en líneas de transmisión (Figura 4.4); por tanto, un aumento o disminución de los mantenimientos en estos elementos ocasiona una variación notable de los mantenimientos totales.

De los mantenimientos que se ejecutaron en líneas de transmisión el 65% son de desbroce y son los más significativos, por este motivo si se discriminan estos mantenimientos la curva de mantenimientos varía considerablemente, esto se observa en la figura 4.9.

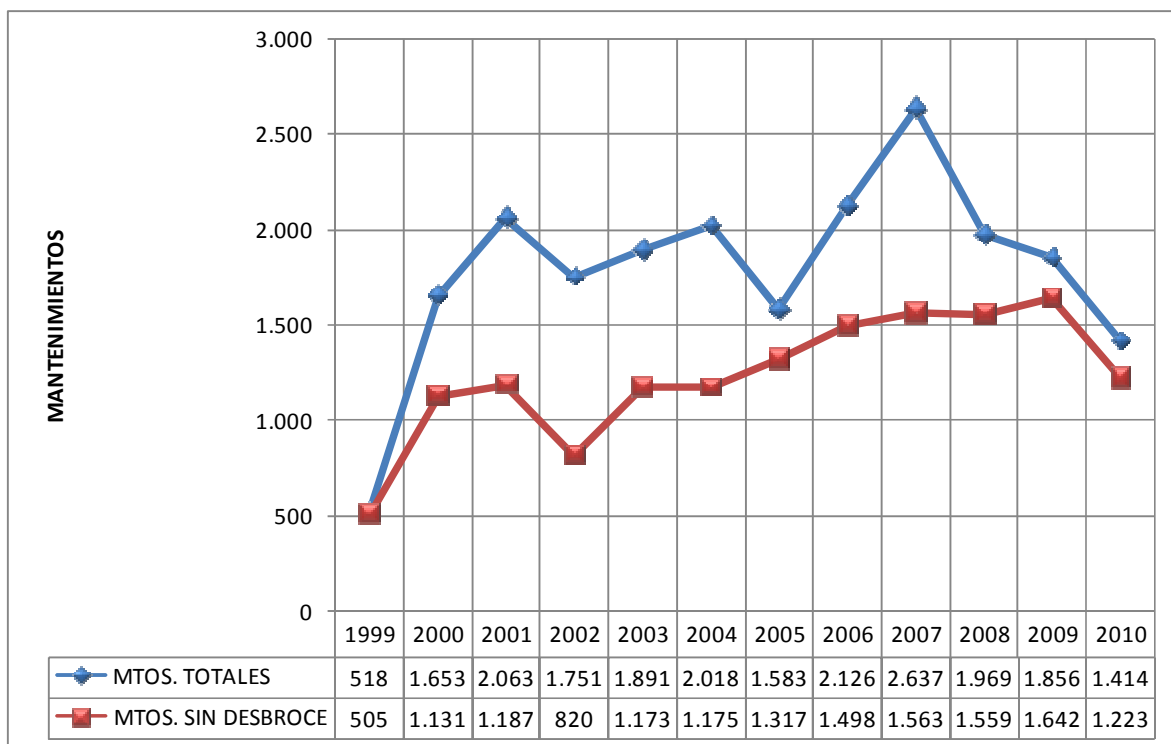


Figura 4.9: Mantenimientos con desbroce y sin desbroce.

El año 2.001 presenta un incremento del 25% de los mantenimientos respecto al año anterior (Figura 4.7); sin embargo, el número de fallas también se incrementan en un 39% (Figura 4.6), esto se debe a que de los 2.063 mantenimientos que en este año se realizan el 83% son mantenimientos no programados; es decir, que el mantenimiento es emergente o correctivo, luego de detectarse el problema. Este aumento también se debe al incremento del 68% de los mantenimientos de desbroce con respecto al año anterior (Tabla 4.2). Los mantenimientos ejecutados (programados y no programados) en el 2.001 son; el 59% en líneas de transmisión, el 30% en posiciones, el 9% en los elementos de transformación y el 2% en los elementos restantes.

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Desbroces	13	522	876	931	718	843	266	628	1.074	410	214	191
Incremento	-	3915%	68%	6%	-23%	17%	-68%	136%	71%	-62%	-48%	-11%

Tabla 4.2: Incrementos de mantenimientos de desbroce

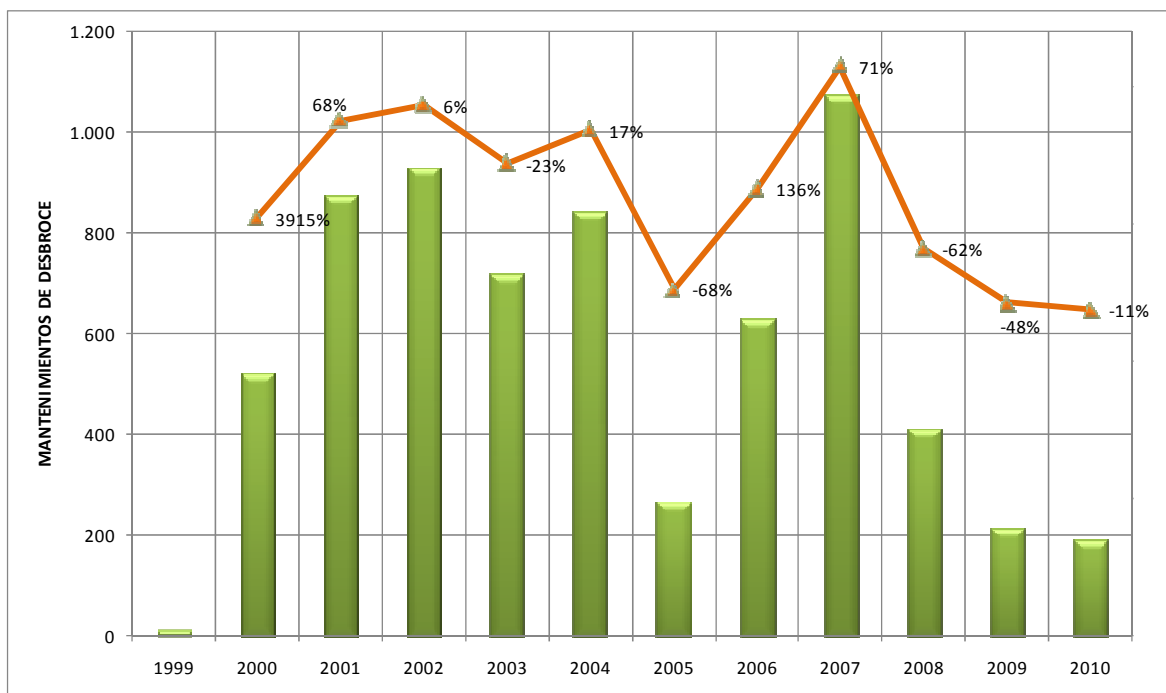


Figura 4.10: Incremento de mantenimientos de desbroce.

En la figura 4.10 se puede visualizar que no existe una tendencia en cuanto a mantenimientos de desbroce o en su defecto no está comunicando a CENACE sobre la ejecución de este tipo de mantenimientos.

El punto de quiebre de los mantenimientos que se presenta en el año 2.005 se debe a una disminución del 68% de los mantenimientos de desbroce, pues si no se consideran éstos, se observa que los mantenimientos que no implican desbroce presentan una tendencia creciente alrededor del 4% anual, desde el año 2.002 al 2.009, presentando una disminución en el año 2.010.

El punto máximo de mantenimientos que se presenta en el año 2.007 se debe a que los desbroces aumentan un 71% en relación al año anterior.

A partir del año 2.007 hasta el 2.010 los mantenimientos bajan de 2.637 mantenimientos en el año 2.007 a 1.414 mantenimientos en el 2.010, mientras que las fallas se estabilizan en alrededor de 450. Así se tiene que para el año 2.008 los mantenimientos decrecen en un 25% y las fallas se mantienen igual que en el 2.007 (451 fallas). La reducción de los mantenimientos se debe a que se dejaron de realizar el 62% de mantenimientos de desbroce con respecto al 2.007, o estos no fueron reportados a CENACE para su aprobación, autorización y registro.

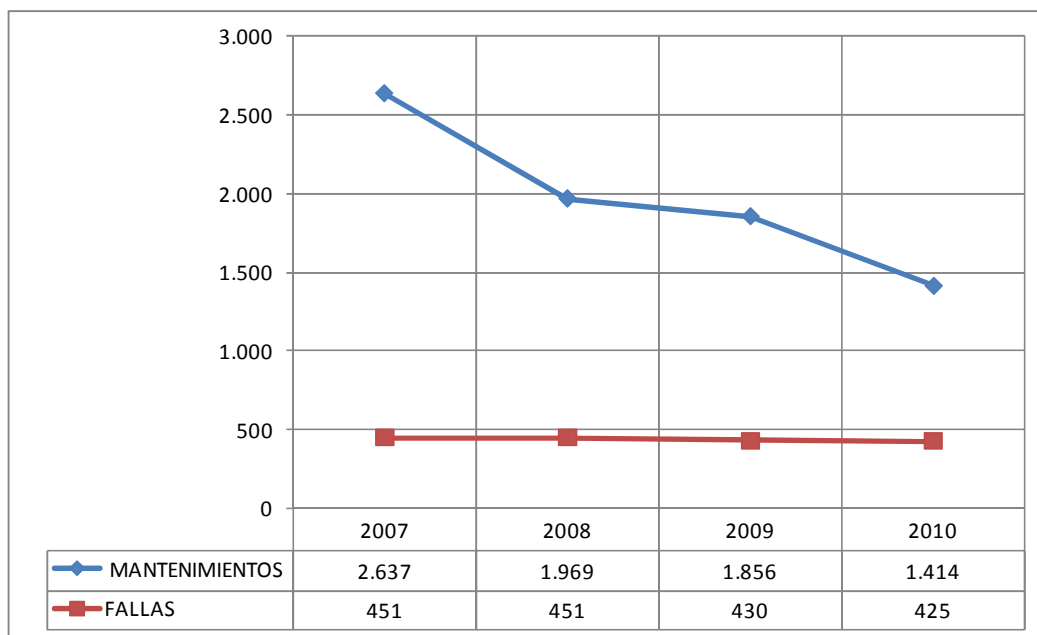


Figura 4.11: Análisis 2.007 – 2.010.

Para el año 2.009 las fallas y los mantenimientos decrecen en 6% y 5% respectivamente (Figuras 4.6 y 4.7), esto se debe a que las fallas en los puntos de entrega disminuyen debido al incremento del 146% en mantenimientos programados de calibración de protecciones (Figuras 4.12 y 4.13). Con esto se evidencia la relación entre tipo de mantenimientos que se realizan y la disminución de fallas. Los mantenimientos totales disminuyen en 6% con respecto al año 2.008 ya que se dejó de realizar mantenimientos de desbroce en un 48%.

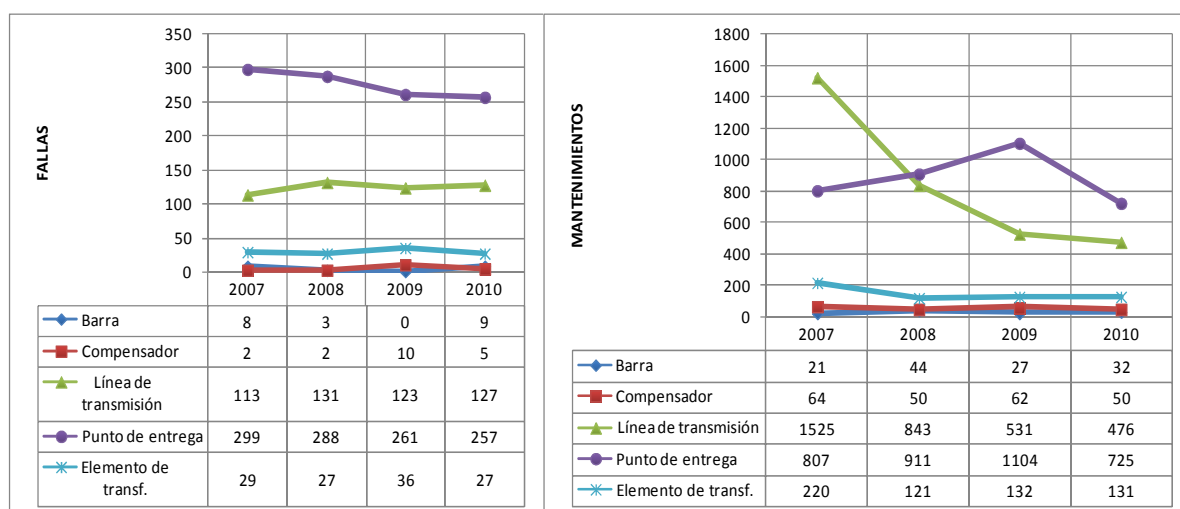


Figura 4.12: Fallas y Mantenimientos 2.007 – 2.010.

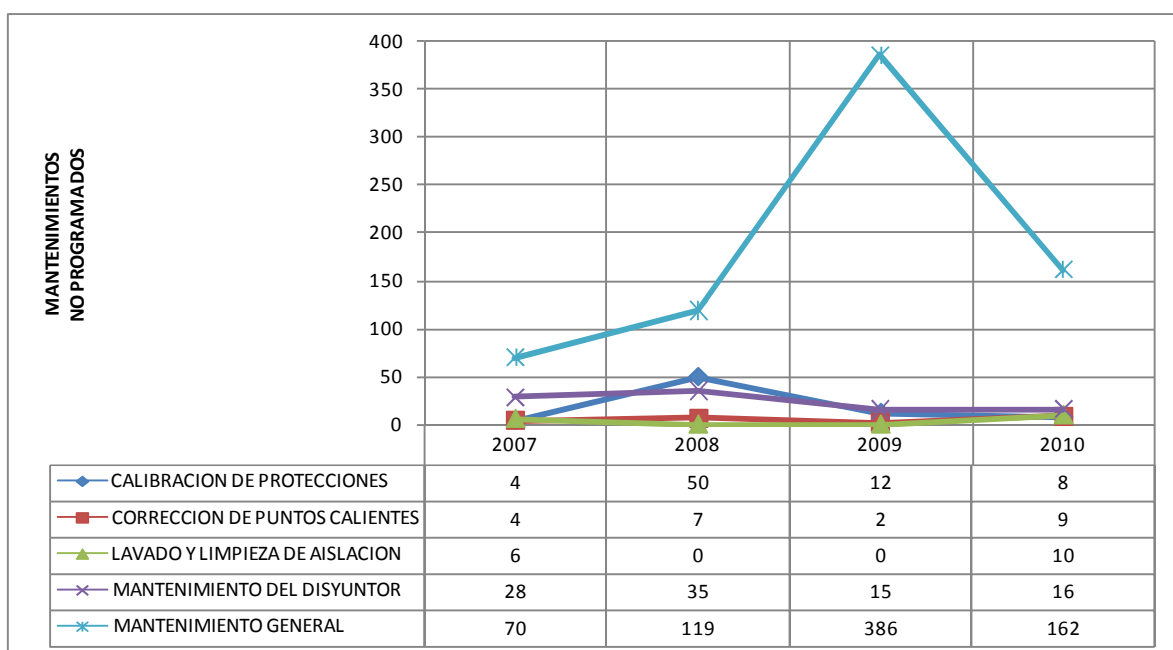
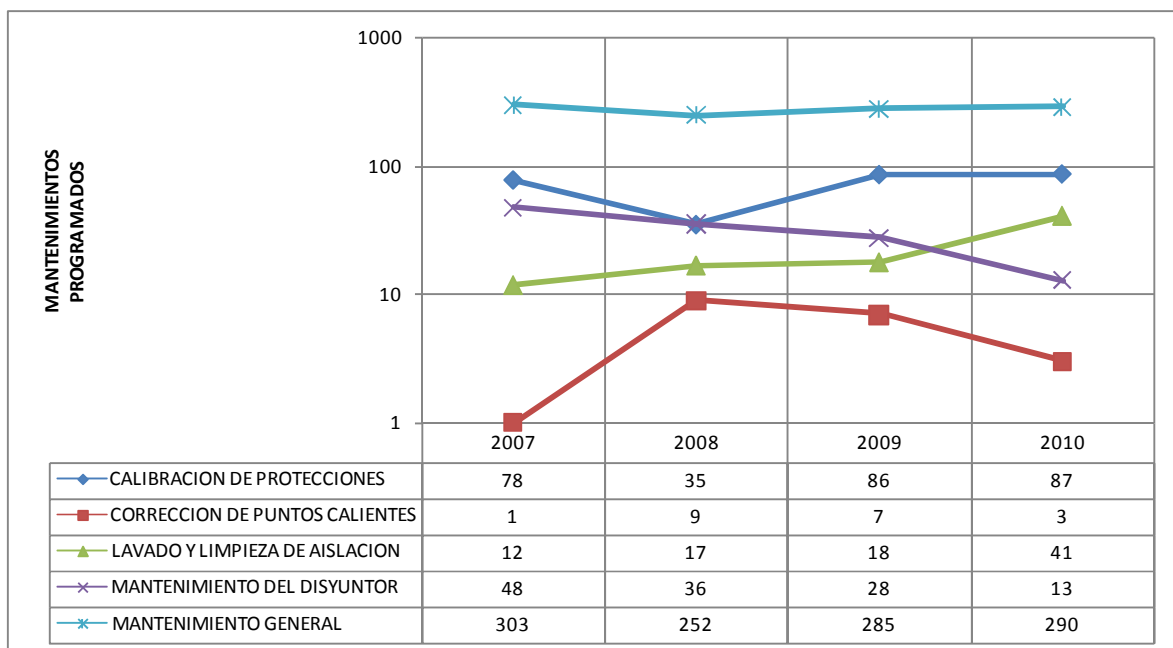


Figura 4.13: Mantenimientos programados y no programados – Puntos de entrega 2.007 – 2.010.

Para el año 2.010 sucede algo similar al 2.009. Los mantenimientos se reducen en 24%, respecto al año anterior, debido a la reducción de los mantenimientos de desbroce en líneas de transmisión y los mantenimientos generales no programados en los puntos de entrega; las fallas por su parte se reducen en 1% ya que se sigue manteniendo un buen número de mantenimientos de coordinación de protecciones en los puntos de entrega.

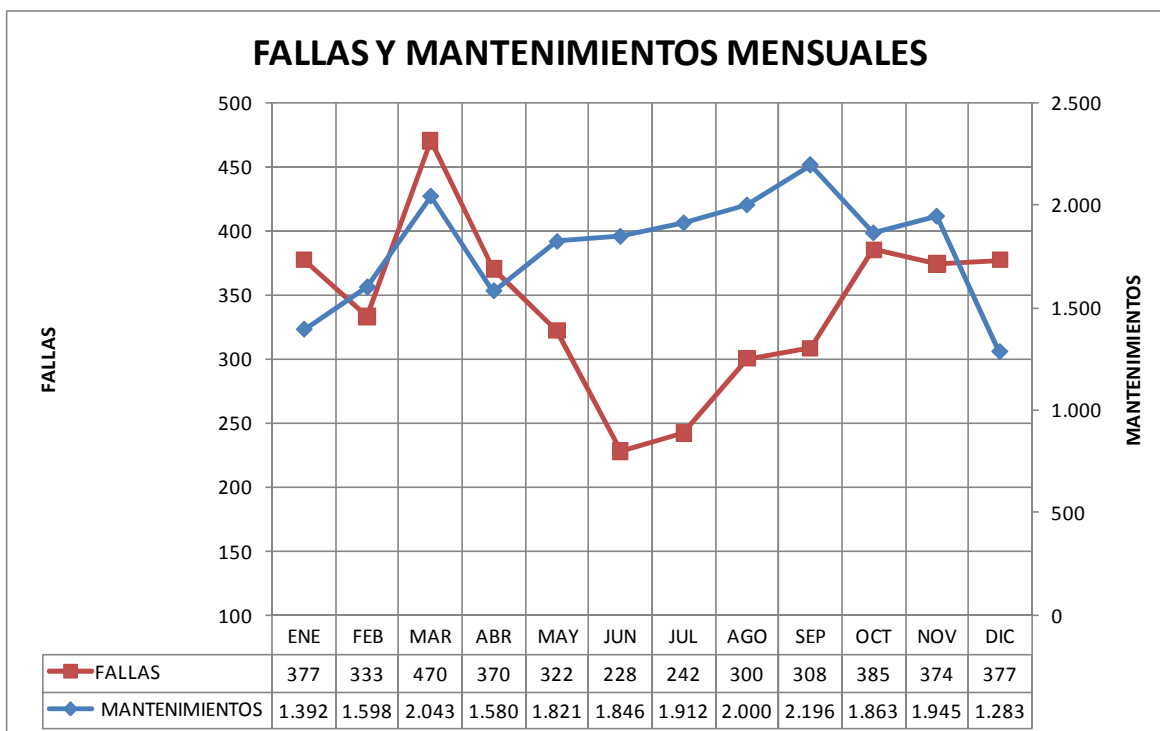


Figura 4.14: Variaciones Mensuales de Fallas y Mantenimientos ejecutados.

El análisis mensual de fallas y mantenimientos en el periodo 1.999 – 2.010 muestra que el número de fallas disminuye a medida en que se incrementan los mantenimientos, así se tiene que la mayor parte de los mantenimientos se realizan en periodo lluvioso (abril – septiembre) y las fallas disminuyen, mientras que en los meses de estiaje⁷ (octubre – marzo) los mantenimientos disminuyen y las fallas aumentan.

PERIODO	FALLAS	MANTENIMIENTOS		
		PROG.		NO PROG.
		EJEC.	NO EJEC.	
ESTIAJE	2.316	3.389	854	6.735
LLUVIOSO	1.770	4.804	906	6.551
TOTAL	4.086	8.193	1.760	13.286

Tabla 4.3: Fallas y Mantenimientos por período.

El 57% de las fallas ocurren en el periodo de estiaje y el 43% en el periodo lluvioso; así mismo, de los 8.049 mantenimientos con indisponibilidad, el 45% se presentan en el periodo de estiaje y el 55% en el periodo lluvioso y de los 13.430

⁷ Los períodos estacionales: estiaje o seco (octubre – marzo) y lluvioso (abril – septiembre) hacen referencia a la Cuenca del Río Paute.

mantenimientos con disponibilidad el 48% se ejecuta en periodo de estiaje y el 52% en el periodo lluvioso.

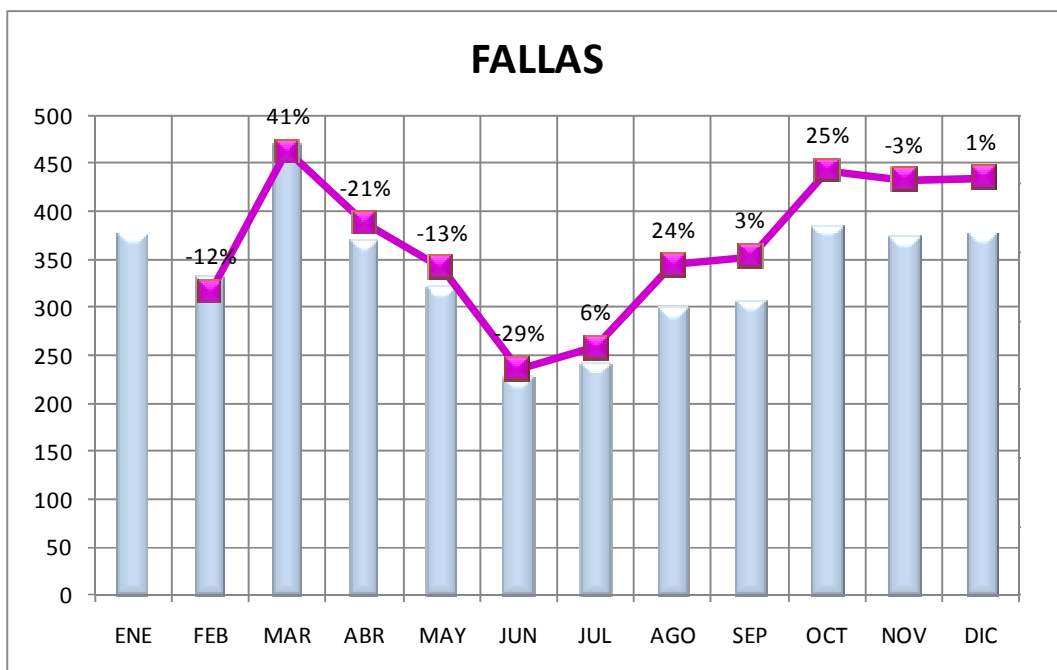


Figura 4.15: Incrementos Mensuales de Fallas.

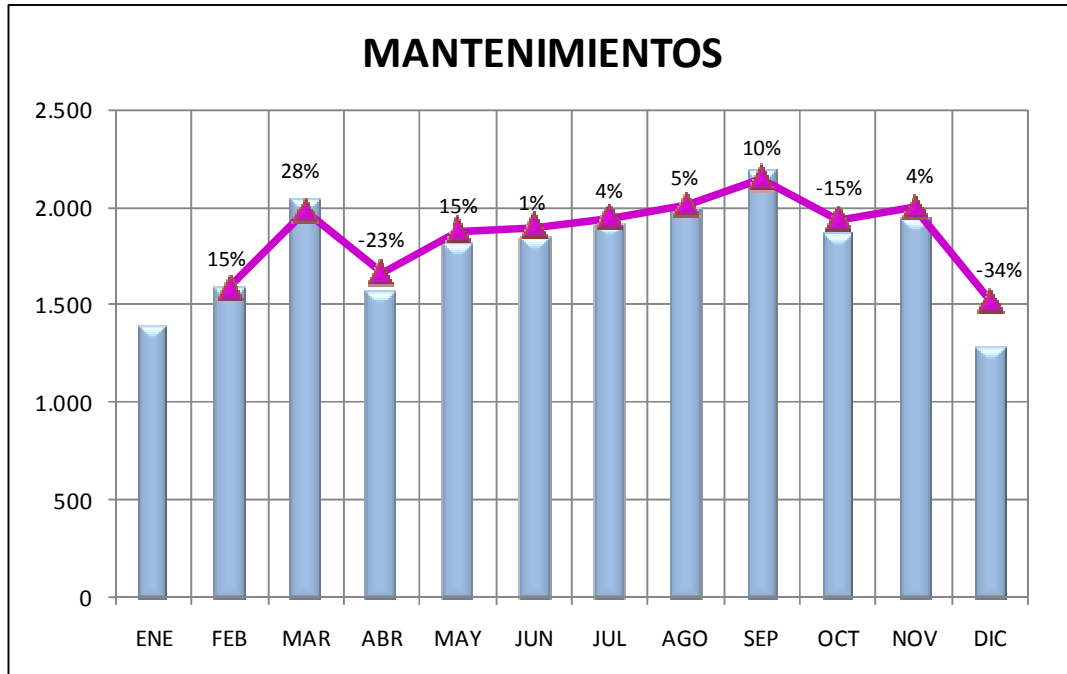


Figura 4.16: Incrementos Mensuales de Mantenimientos ejecutados.

Mensualmente se registra que el mayor número de mantenimientos ejecutados son no programados; teniendo un máximo de 1.584 y un mínimo de 740, estos

valores son relativamente altos en comparación con los mantenimientos programados que tienen un máximo de 943 y un mínimo de 391 mantenimientos. Los mantenimientos programados no ejecutados presentan un máximo de 244 y un mínimo de 77 mantenimientos.

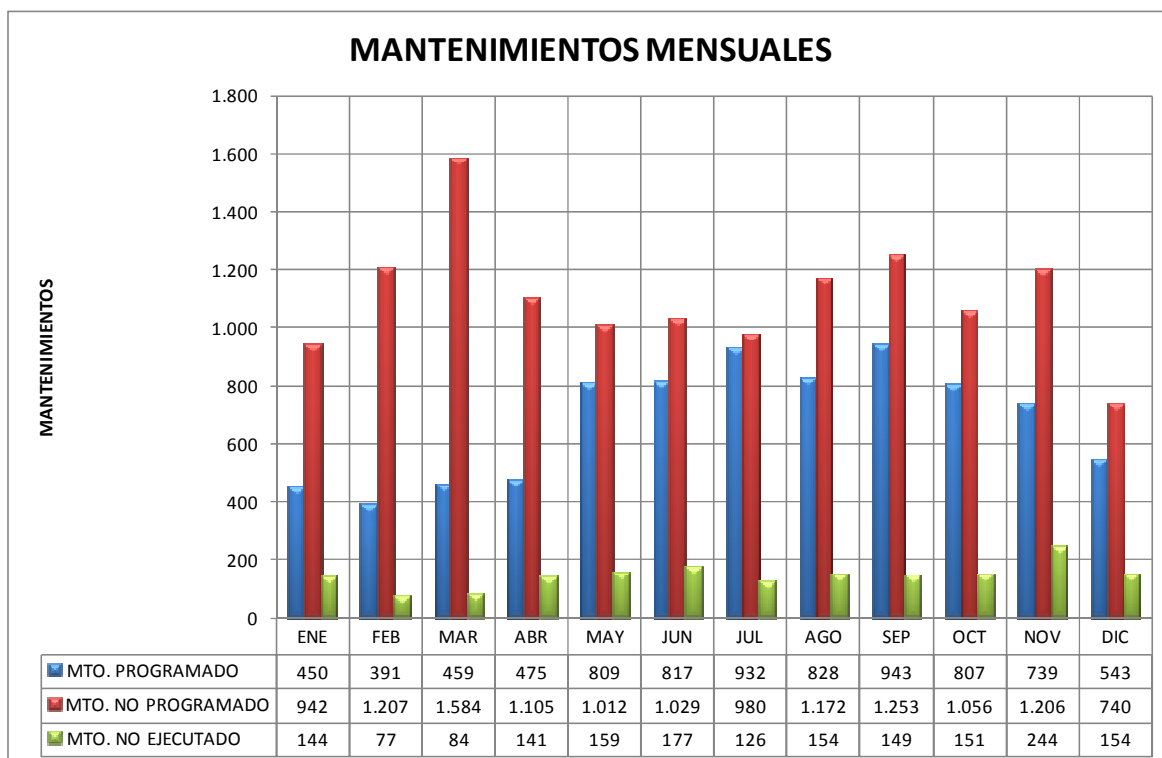


Figura 4.17: Mantenimientos Mensuales.

El aumento de 526 fallas en el periodo de estiaje (octubre – marzo) se debe a un incremento del 121% en las fallas por fenómenos naturales con relación al periodo lluvioso; donde, de los 122 elementos que presentan fallas por fenómenos naturales el 58% ocurre en los elementos de la región costa (coincide con el invierno en la costa), el 34% en la zona norte de la sierra y el 8% en el oriente; zonas en las cuales se encuentran en época de lluvias. En cuanto a los 10.978 mantenimientos que registra este periodo, el 61% es no programado (6.735 mantenimientos) y de los 4.243 mantenimientos programados se ejecutaron el 80% (3.389 mantenimientos). De los mantenimientos ejecutados (programados y no programados) los mayores porcentajes se presentan por mantenimientos de desbroce con el 34% y mantenimiento general con el 27%. El 36% de los mantenimientos presenta indisponibilidad del elemento.

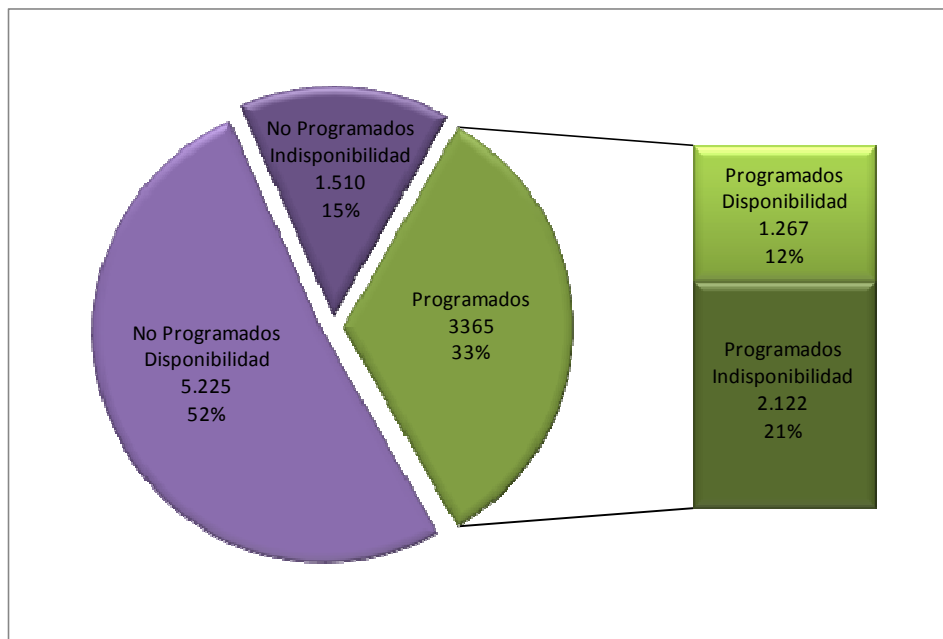
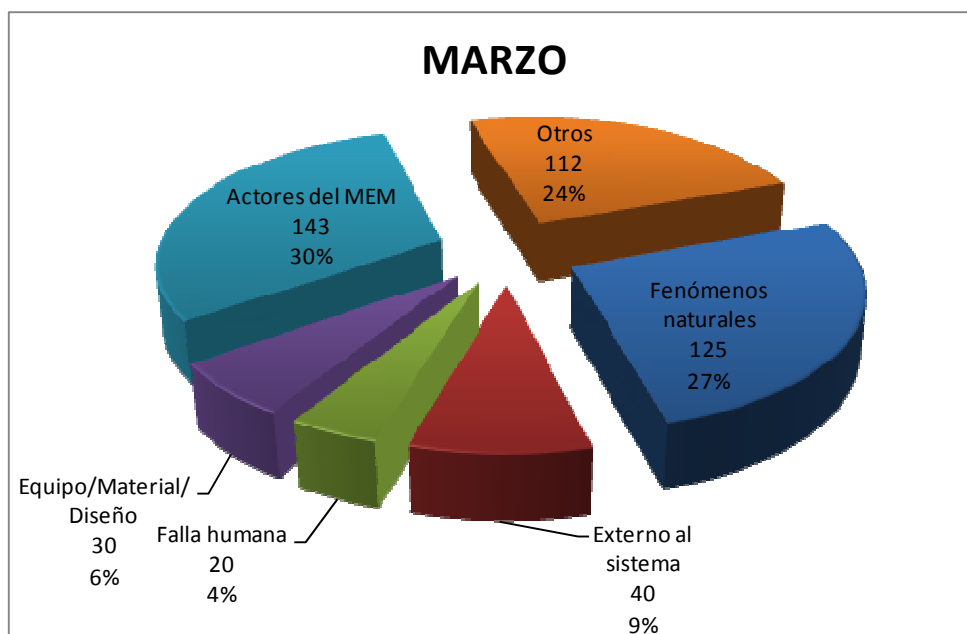


Figura 4.18: Mantenimientos Ejecutados – Periodo de estiaje.

El mes de marzo presenta un pico en el número de fallas (470 fallas) a pesar que existe un número elevado de mantenimientos (2.043 mantenimientos). El mayor porcentaje de fallas se debe a actores del MEM, fenómenos naturales y otros que sumadas dan un 81% de las fallas; de ellas el 57% sucedió en puntos de entrega, el 34% en líneas de transmisión, el 8% en elementos de transformación y el 1% en barras.



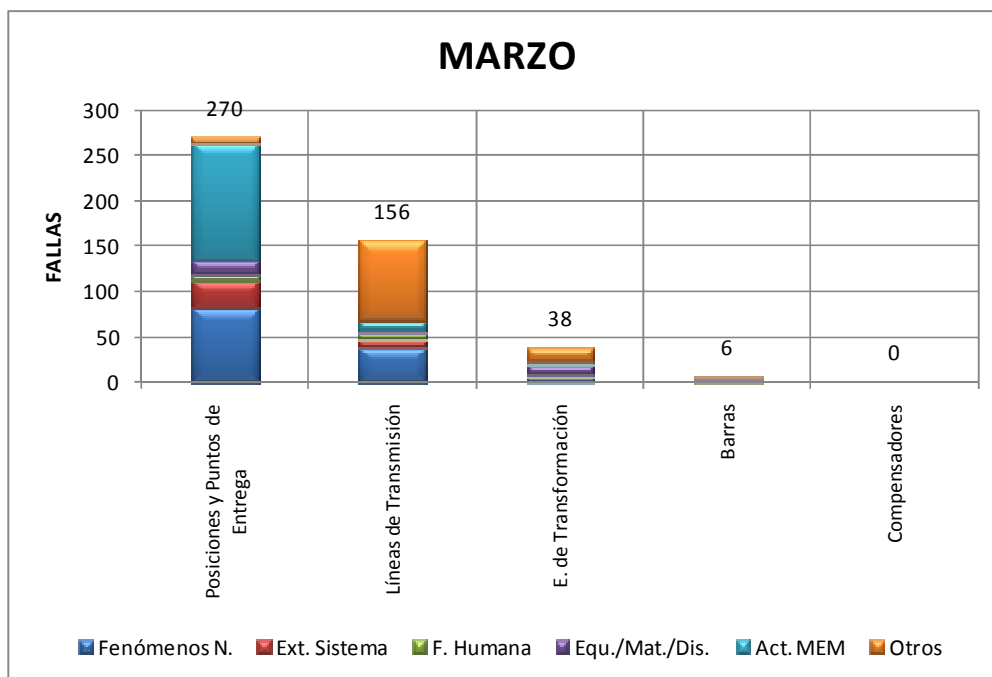


Figura 4.19: Causas de fallas en el mes de marzo.

El 92% de fallas del mes de marzo que son atribuidas a actores del MEM ocurren por fallas en el sistema de distribución que provocan el disparo de los elementos de transmisión.

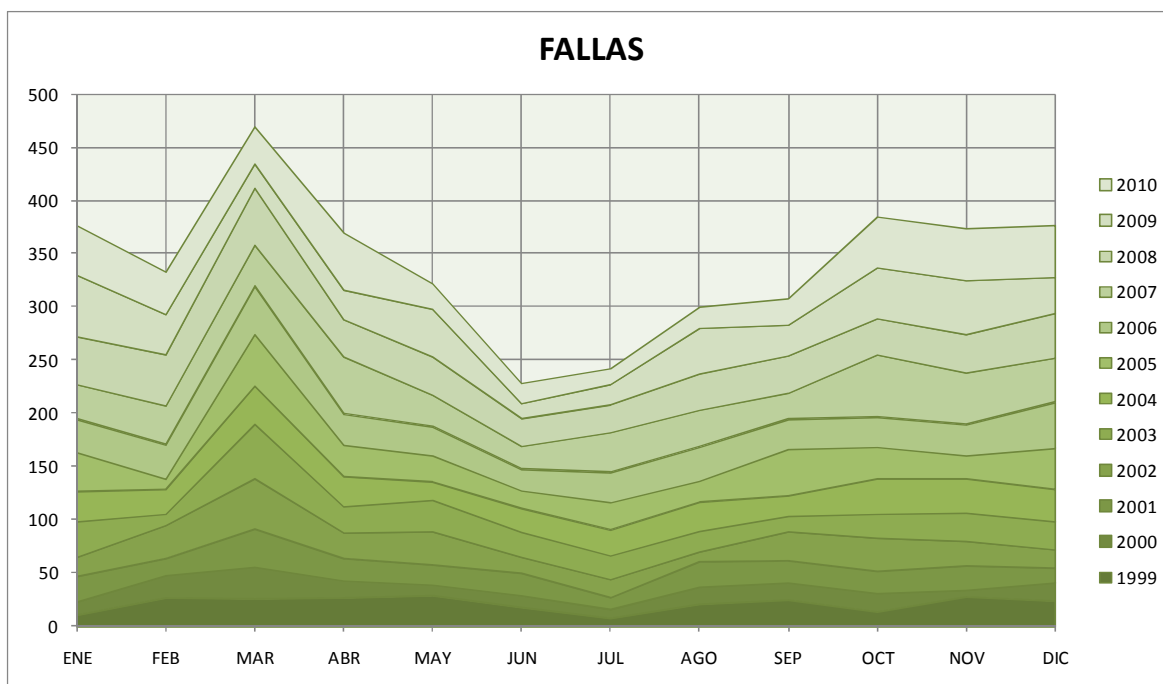
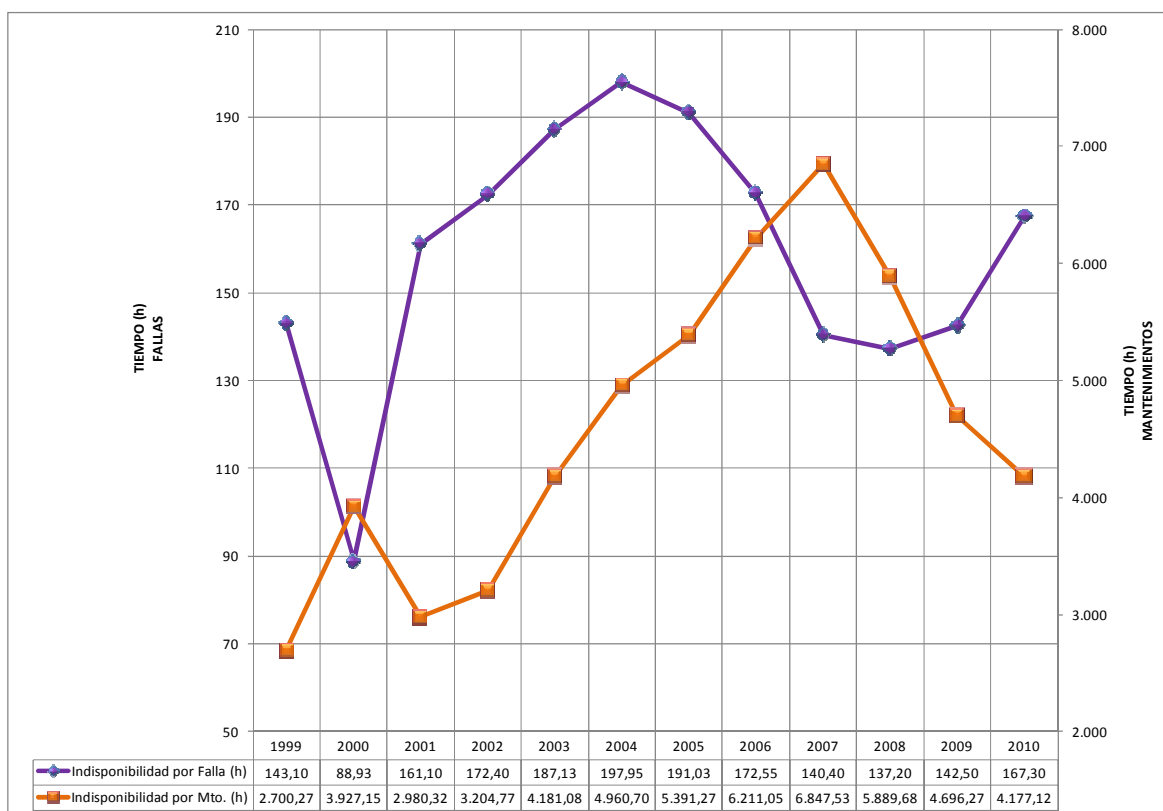


Figura 4.20: Fallas Mensuales – Anuales.

En la época lluviosa o de alta hidrología (abril – septiembre) se tiene una reducción en el número de fallas del 24% y los mantenimientos no programados se reducen en 3%. Existe un incremento del 12% en los mantenimientos ejecutados (programados y no programados), debido al incremento de mantenimientos programados; el 52% por cambio de aisladores, el 23% por mantenimiento general, el 29% por mantenimiento de la línea y el 49% por mantenimiento de puesta a tierra. Con esto se hace evidente que la realización de los mantenimientos adecuados y oportunos influye en la reducción de las fallas.

El tiempo de indisponibilidad que se registra en el periodo 1.999 – 2.010 es; 1.901,60 horas por falla y 55.167,20 horas por mantenimiento. De las 55.167,20 horas de indisponibilidad por mantenimiento el 72% es de mantenimiento programado y el 28% en de mantenimientos no programados.



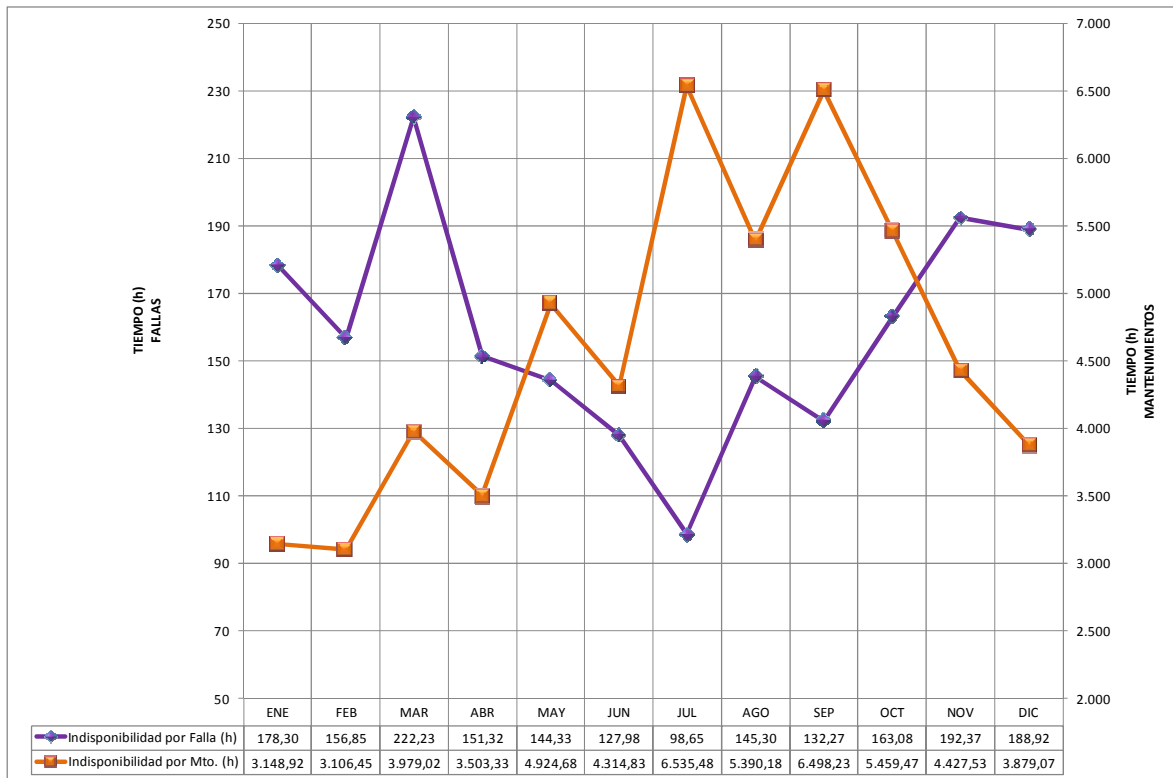


Figura 4.21: Tiempo de Indisponibilidad.

En el año 2.006 empieza a disminuir el tiempo de indisponibilidad por falla, sin embargo los dos últimos años se evidencia un incremento en el tiempo de indisponibilidad. El tiempo de indisponibilidad por mantenimiento presenta una disminución a partir del año 2.007, mismo que se debe a la disminución de los mantenimientos totales, que bordean los 2.000 mantenimientos realizados (programados y no programados) hasta el año 2.007 se reducen a alrededor de 1.500 mantenimientos en los años siguientes.

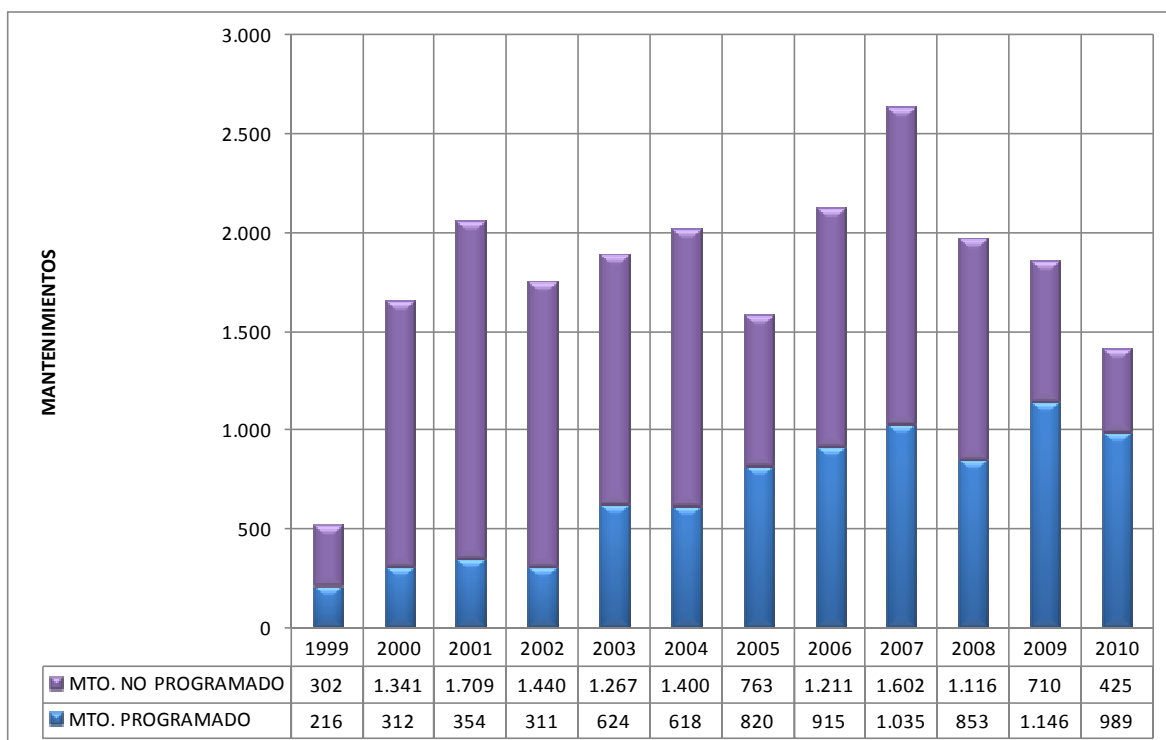


Figura 4.22: Mantenimientos con indisponibilidad

La ENS al sistema por fallas ha sido muy variable en el transcurso de los años, teniendo su punto máximo en el año 2.009 debido al disparo de los dos circuitos de la línea Sta. Rosa – Totoras lo que provocó el colapso de las zonas Norte, Noroccidental y Occidental con una desconexión de carga de 1.5 GW por un tiempo de 2,77 horas. Así mismo el mes de marzo es el que presenta la mayor cantidad de ENS ya que en este mes ocurren la mayor cantidad de fallas.

Por otro lado la ENS debido a mantenimientos tiene una tendencia creciente del año 2.003 al año 2.006, para el año 2.008 se tiene el punto máximo ya que se elevan los mantenimientos con indisponibilidad del elemento; de ahí en adelante la ENS ha ido disminuyendo al igual que los mantenimientos. El mes de julio presenta la mayor ENS ya que se dan mayor número de mantenimientos con indisponibilidad. Ver figura 4.23.

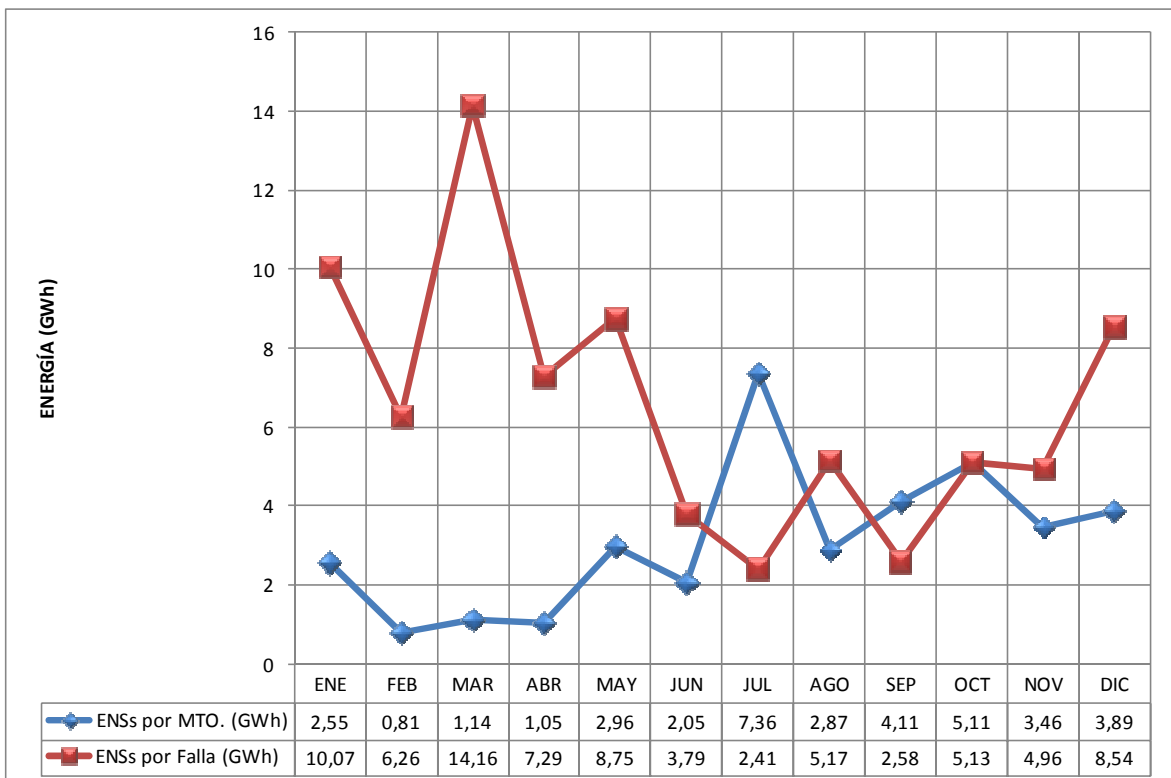
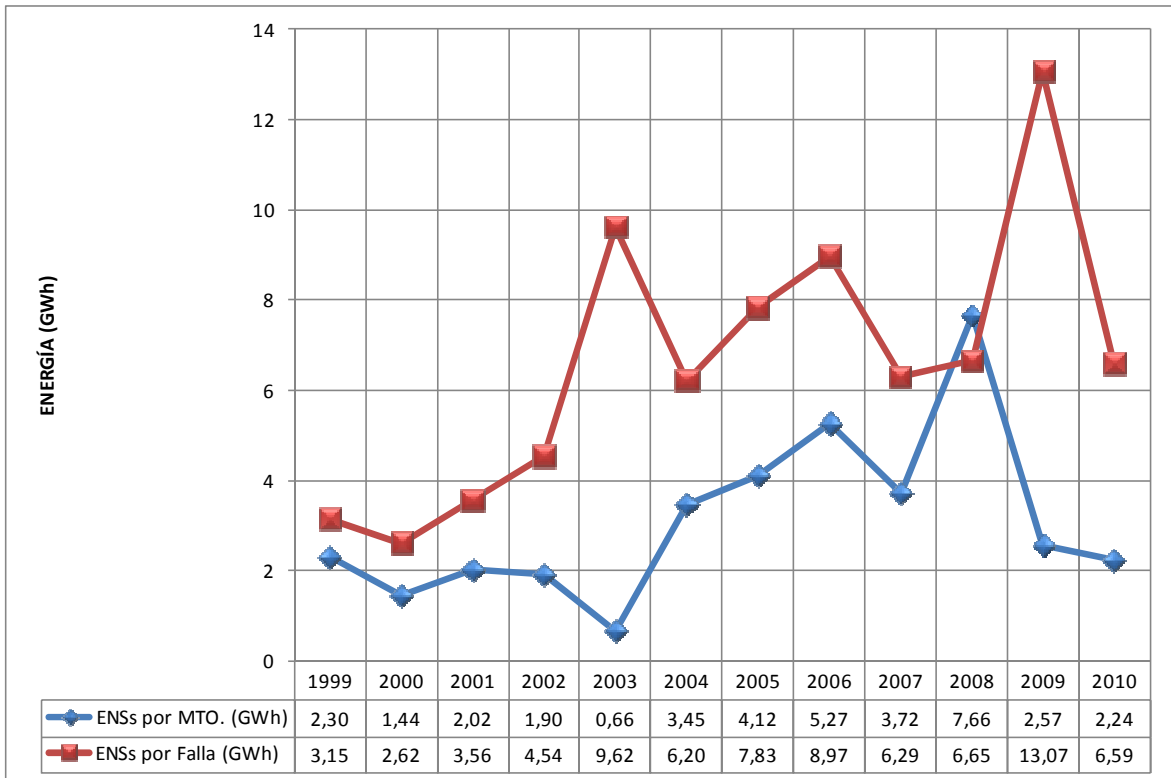


Figura 4.23: Energía No Suministrada.

La ENS al sistema es de 116,45 GWh que equivale al 0,08% de la energía consumida en los 12 años. De ésta el 68% fue por fallas y el 32% por

mantenimientos. La mayor cantidad de ENS se registra en los puntos de entrega (Figura 4.24) ya que la salida de estos elementos afecta de forma directa a la carga.

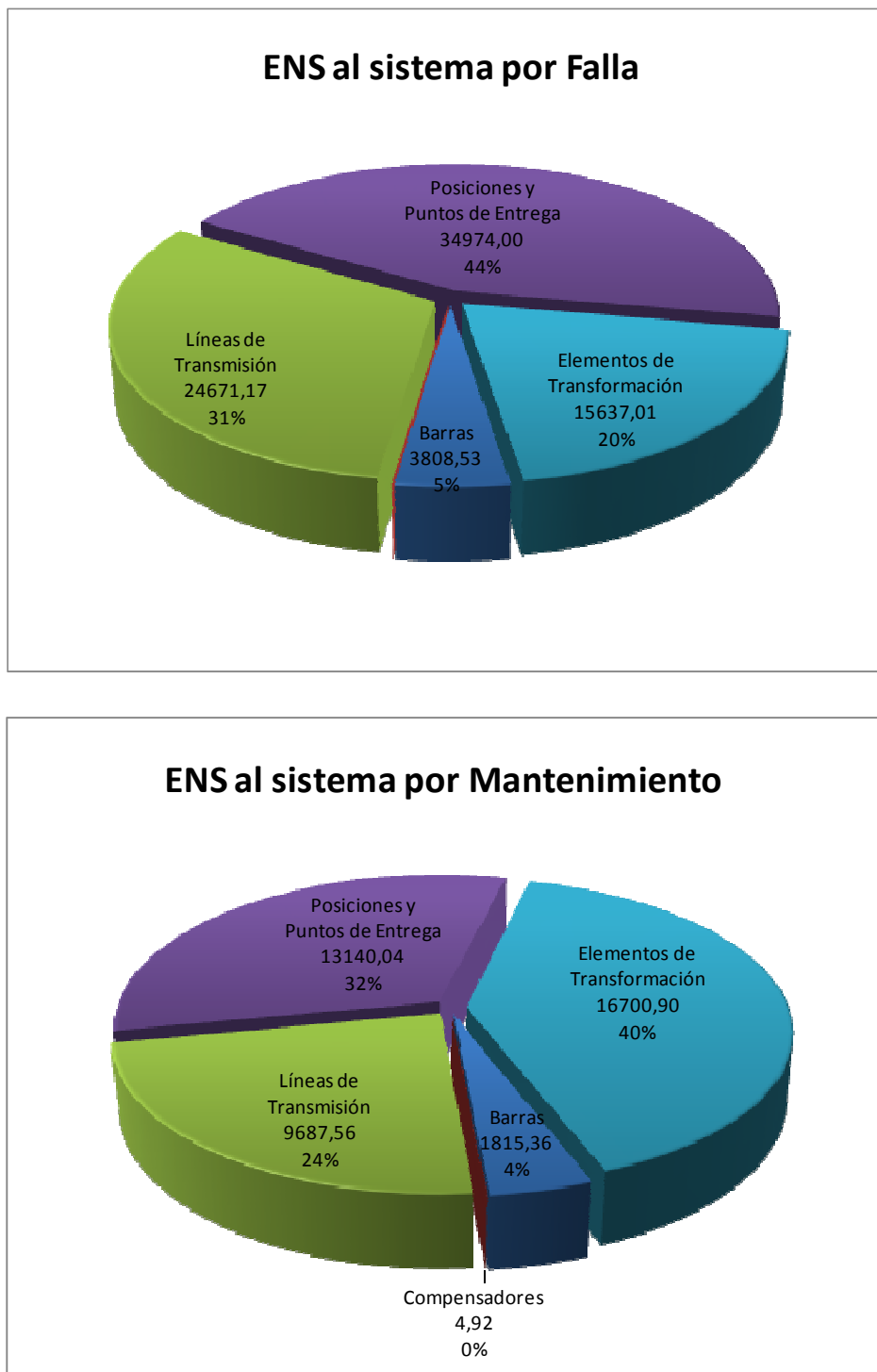


Figura 4.24: Energía no Suministrada por elemento.

Las empresas que registran la mayor cantidad de ENS (por fallas y mantenimientos) es la Eléctrica de Guayaquil (22%), Empresa eléctrica Quito (15%) y CNEL – EMELGUR (10%), como se indica en la figura 4.25.

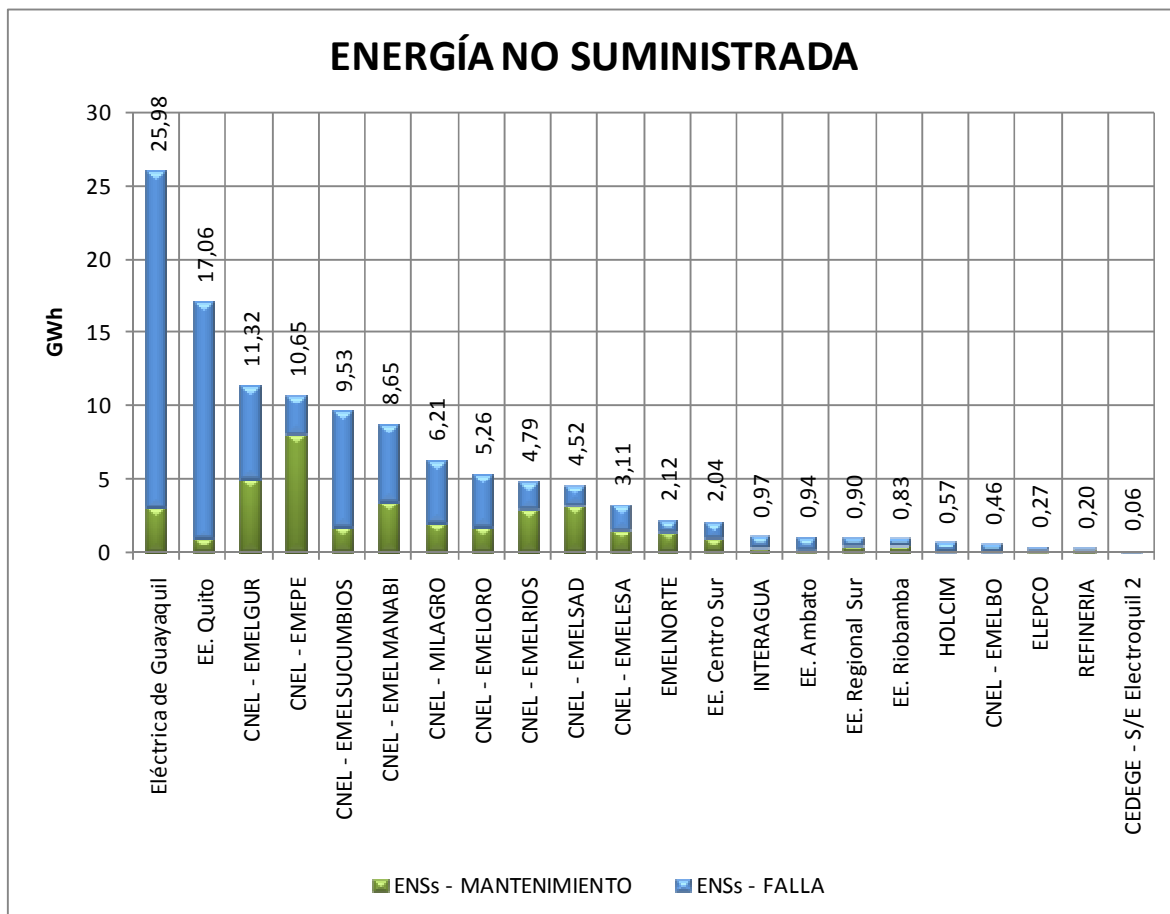


Figura 4.25: Energía no Suministrada por empresas distribuidoras.

El 60% de las fallas ocurren en horas de demanda media, el 22% en horas de demanda mínima y el 18% en horas de demanda máxima; mientras que el 90% de los mantenimientos se ejecutan en demanda media y el 10% en demanda mínima. En demanda máxima casi no se ejecutan mantenimientos.

La línea de transmisión a nivel de 230 kV que se considera grave por la frecuencia de fallas, tiempo de indisponibilidad por falla y frecuencia de mantenimientos es la Pomasqui – Jamondino, circuitos tres y cuatro, que registra un total de 86 fallas y 77 fallas respectivamente cada circuito, desde su entrada en línea en el año 2.003.

La línea Santa Rosa – Pomasqui 230 kV, circuitos uno y dos, registrar 21 y 29 fallas respectivamente por lo que también se considera grave a pesar de presentar un número considerable de mantenimientos (38 y 40 mantenimientos respectivamente) desde su entrada en operación en el año 2.003.

La mayor ENS al sistema a nivel de 230 kV la registra la línea Sta. Rosa – Totoras y se debe a la falla del 15 de enero año 2.009, a causa de fenómenos naturales, en el que dispararon los dos circuitos provocando el colapso de las zonas Norte, Noroccidental y Occidental con una desconexión de carga de 1,50 GW por un tiempo de 2,77 horas y provocó una ENS al sistema de 4,16 GWh.

A nivel de 138 kV las líneas que registran la mayor cantidad de fallas son; Tena – Francisco de Orellana con un rango de 9 a 13 fallas por año y Milagro – San Idelfonso, circuitos uno y dos, con un rango de 3 a 7 fallas por año y por ser elementos radiales también presentan una ENS de 2,49 GWh ya que afectan de forma directa a las empresas distribuidoras (CNEL – EMELORO y CNEL – EMELSUCUMBÍOS). Para el caso de la línea Milagro – San Idelfonso, especialmente cuando la generación de MACHALA – POWER no se encuentra en línea y/o no se importa energía desde Perú.

Las fallas de dobles circuitos se presentan con mayor frecuencia a nivel de 138 kV que en 230 kV, siendo la línea Sto. Domingo – Esmeraldas la que tiene la mayor cantidad, 18 fallas, en el periodo de estudio. Ésta presenta un mínimo de 1 falla y un máximo de 5 fallas al año por lo que se esperaría que en el 2.011 dispare al menos una vez; el 40% de fallas de esta línea no se ha determinado y el 30% es por descargas atmosféricas.

El elemento de transformación que más fallas presenta es el autotransformador ATQ de Babahoyo con 36 fallas y en consecuencia un tiempo de indisponibilidad alto de 10,55 horas en todo el periodo, en los últimos seis años presenta un mínimo de 2 y un máximo de 11 fallas por año. Además este elemento se encuentra trabajando al 80% de la capacidad de operación continua durante los tres últimos meses del año 2.010 y continúa así hasta los dos primeros meses del año 2.011, tiempo en el cual se realizó el análisis de cargabilidad (enero 2.010 – febrero 2.011).

Los puntos de entrega; Calceta en la subestación Chone y Jivino y Payamino en la subestación Francisco de Orellana, son los que presentan la mayor cantidad de fallas; 117, 110 y 107 fallas respectivamente y tiempos altos de indisponibilidad por falla; 43,65; 44,03; y 25,67 horas respectivamente en el transcurso de los 12 años.

Los elementos que presentan gran ENS al sistema son aquellos en los que su salida representa la salida de la carga, como es el caso de los elementos radiales por lo que deben ser más supervisados y controlados.

En Francisco de Orellana existe un número elevado de fallas en los puntos de entrega, en el autotransformador e incluso la línea que alimenta a la subestación (Tena – Francisco de Orellana) presentó 67 fallas, por tanto se observa que este es un punto frágil del S.N.I.

El análisis en detalle de líneas de transmisión, elementos de transformación, puntos de entrega, barras y compensadores se encuentra en los Anexos correspondientes 4.A.1. Para este análisis se consideraran aquellos elementos que son propiedad de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

4.2 APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 003/08 Y BENCHMARKING CON LAS NORMATIVAS DE COLOMBIA Y CHILE

4.2.1 APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN

La regulación CONELEC 003/08 evalúa semestralmente la indisponibilidad de los elementos por medio de límites de horas de indisponibilidad (LHI) y número de desconexiones permitidas (NDP), indicadas en la tabla 4.4; además se realiza el cálculo del Factor de Calidad de Servicio (FCS) y la Energía no Suministrada (ENS). Para el análisis se sigue la metodología indicada en el numeral 3.3 del capítulo 3, realizando un análisis para las peores condiciones en el período 1.999 – 2.010.

TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS DE INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DE DESCONEXIONES (NDP)
Campo de conexión	2	1
Circuito de transmisión 230 kV	4	2
Circuito de transmisión 138 kV	4	2
Capacitor y reactor	2	1
Transformador	4	1

Tabla 4.4: Límites de indisponibilidad de la Regulación No. CONELEC – 003/08

4.2.1.1 Campos de Conexión

4.2.1.1.1 Primer Semestre

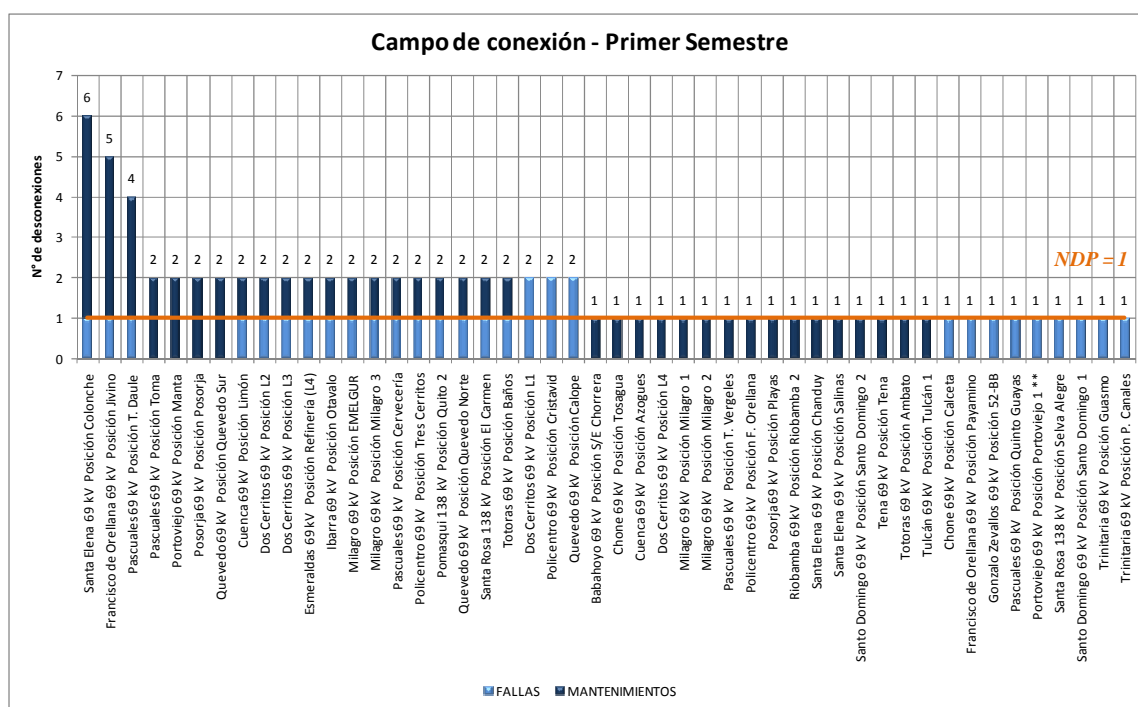


Figura. 4.26: Número de Indisponibilidades – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad

Si siguiendo la metodología indicada en el Capítulo 3, la regulación evalúa 80 indisponibilidades de 48 campos de conexión, de las cuales el 39% son

indisponibilidades por falla y el 61% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron; indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 2,79 horas). De los 48 campos de conexión que se evalúan, el 52% cumple satisfactoriamente con el número de desconexiones permitidas (NDP).

En el anexo 4.T.10 se muestra los mantenimientos no programados (1.999 – 2.010) que causaron indisponibilidad del campo de conexión y energía no suministrada.

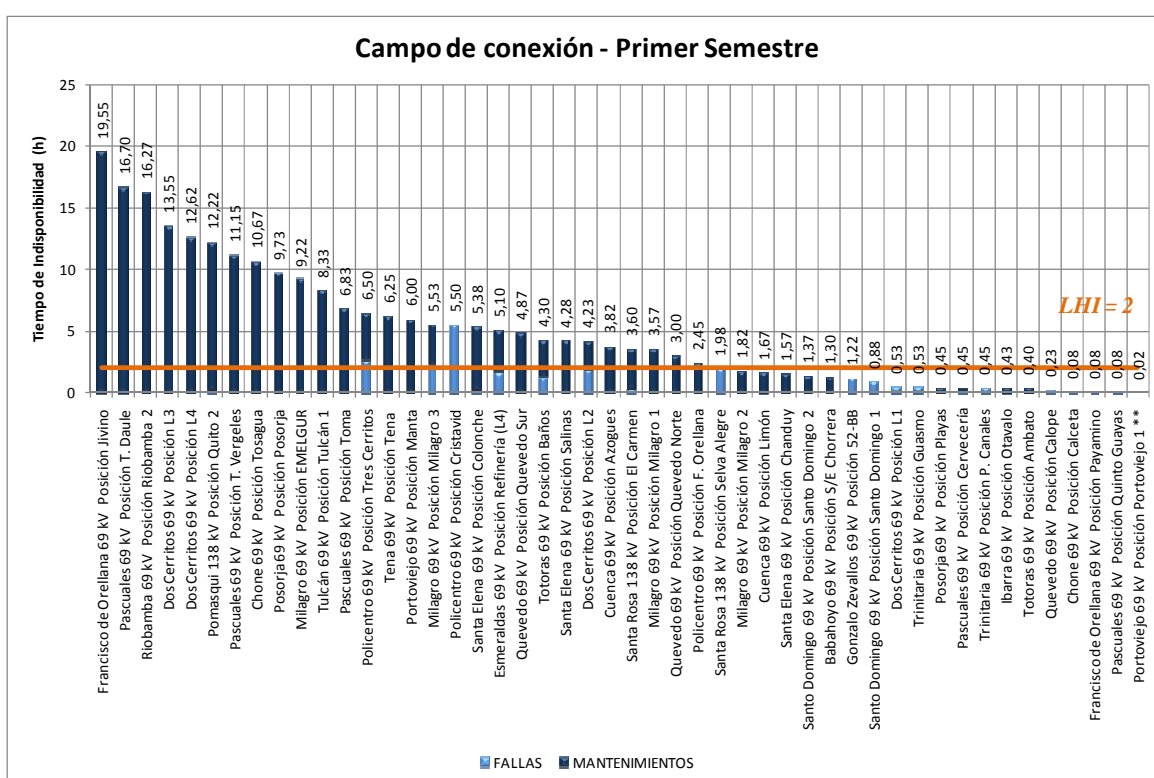


Figura. 4.27: Tiempo de indisponibilidad (h) – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Se evalúa 236,77 horas de indisponibilidad de los elementos, de las cuales el 10% es a causa de fallas y el 90% por mantenimientos. De los 48 elementos que se analiza el 42% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI).

El 38% de los 48 campos de conexión no cumplen con los límites de indisponibilidad LHI y NDP establecidos por la regulación, como se observa en la figura siguiente.

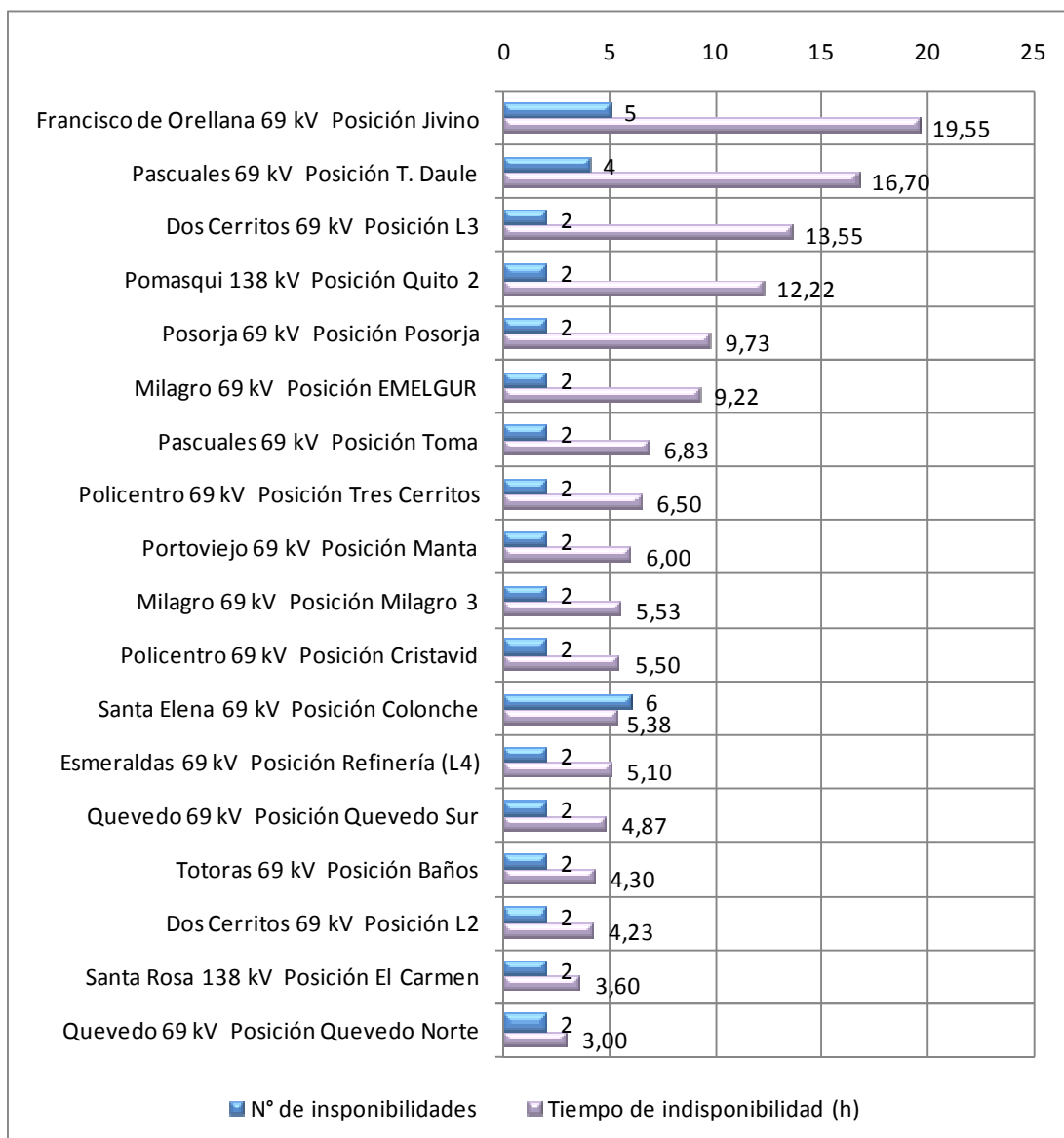


Figura. 4.28: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Primer Semestre.

Como se explica en el Capítulo 2, la regulación establece el cálculo del Factor de Calidad de Servicio (FCS), con el fin de relacionar el tiempo de indisponibilidad y el número de indisponibilidades; si dicho factor es mayor a 1, el elemento tiene una mala calidad de servicio.

A través del FCS se tiene que, de los 48 elementos el 63% se encuentran con una mala calidad de servicio (Figura. 4.29).

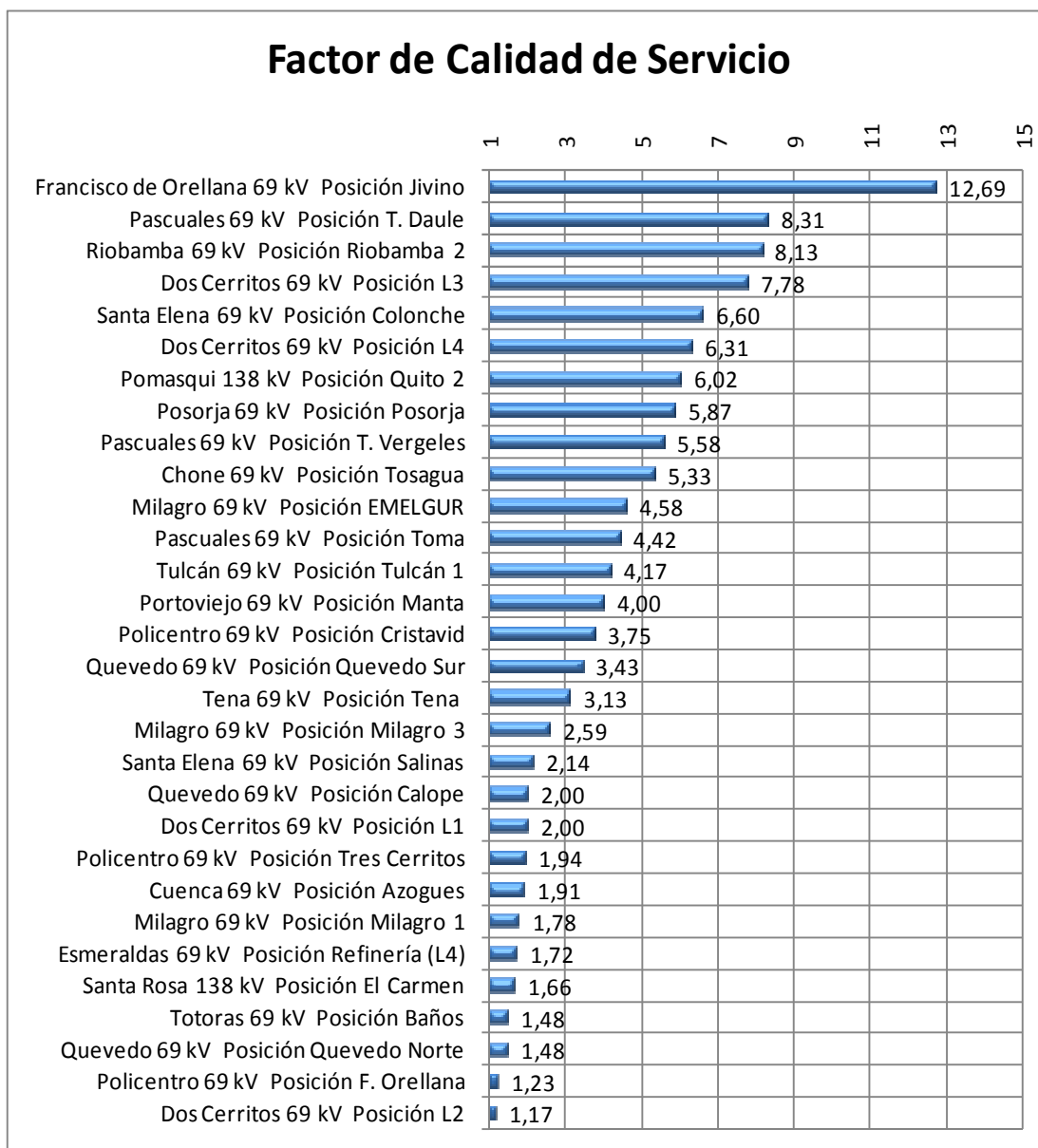


Figura. 4.29: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Primer Semestre.

La regulación también determina el cálculo de la energía no suministrada al sistema y la energía no suministrada por el transmisor (sus formas de cálculo se encuentra en el Capítulo 2). En el anexo 4.T.11 se encuentra la ENS para cada campo de conexión considerado en la regulación.

En la figura siguiente (Figura 4.30) se presenta la ENS al sistema en el período 1.999 – 2.010 a cada empresa de distribución, durante el primer semestre.

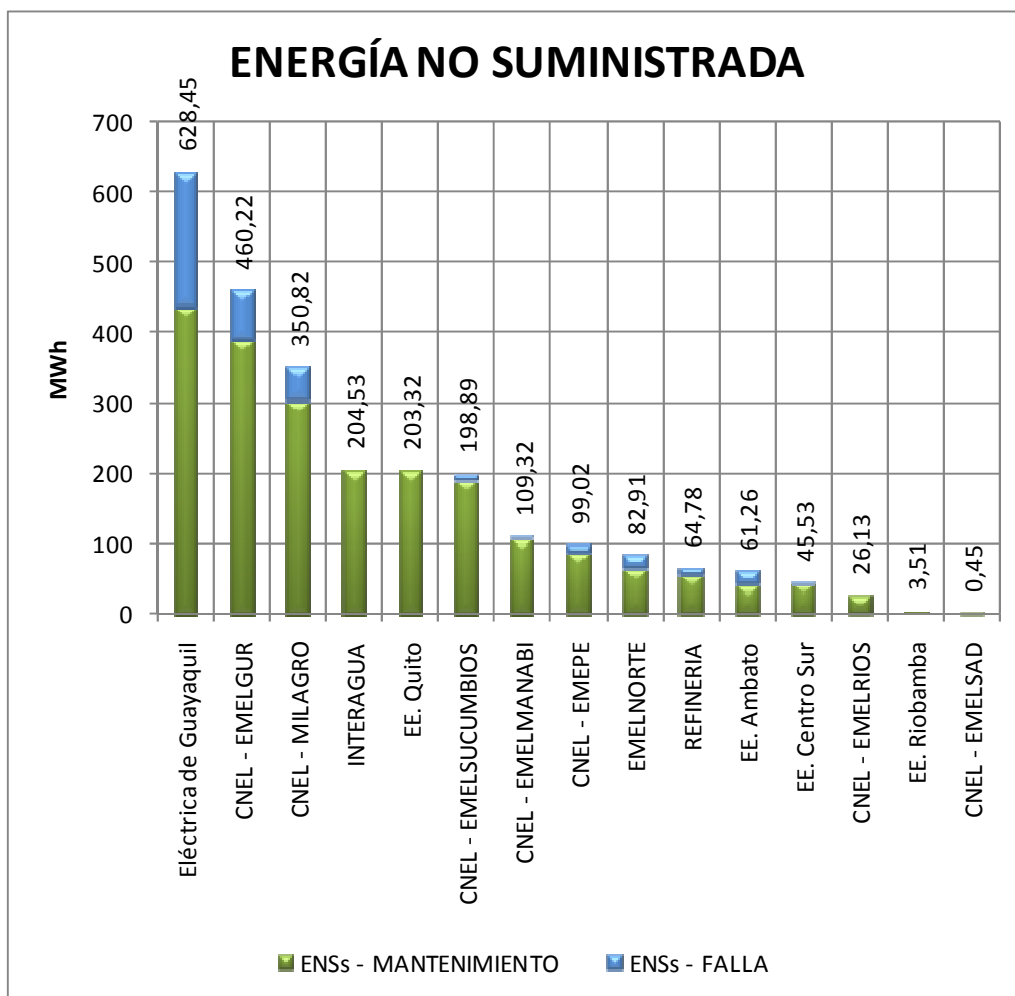


Figura. 4.30: ENS al sistema a empresas de distribución – Primer Semestre

4.2.1.1.2 Segundo Semestre

Para el segundo semestre se evalúan 79 indisponibilidades de 58 campos de conexión, de las cuales el 49% son indisponibilidades por falla y el 51% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 4,77 horas); de los 58 elementos evaluados, el 71% cumple satisfactoriamente con el número de desconexiones permitidas (NDP), como se muestra en la figura 4.31.

De los elementos evaluados se tiene 295,72 horas de indisponibilidad de las cuales el 7% es a causa de fallas y el 93% por mantenimientos; de los 58 elementos se tiene que el 47% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI), como se muestra en la figura 4.32.

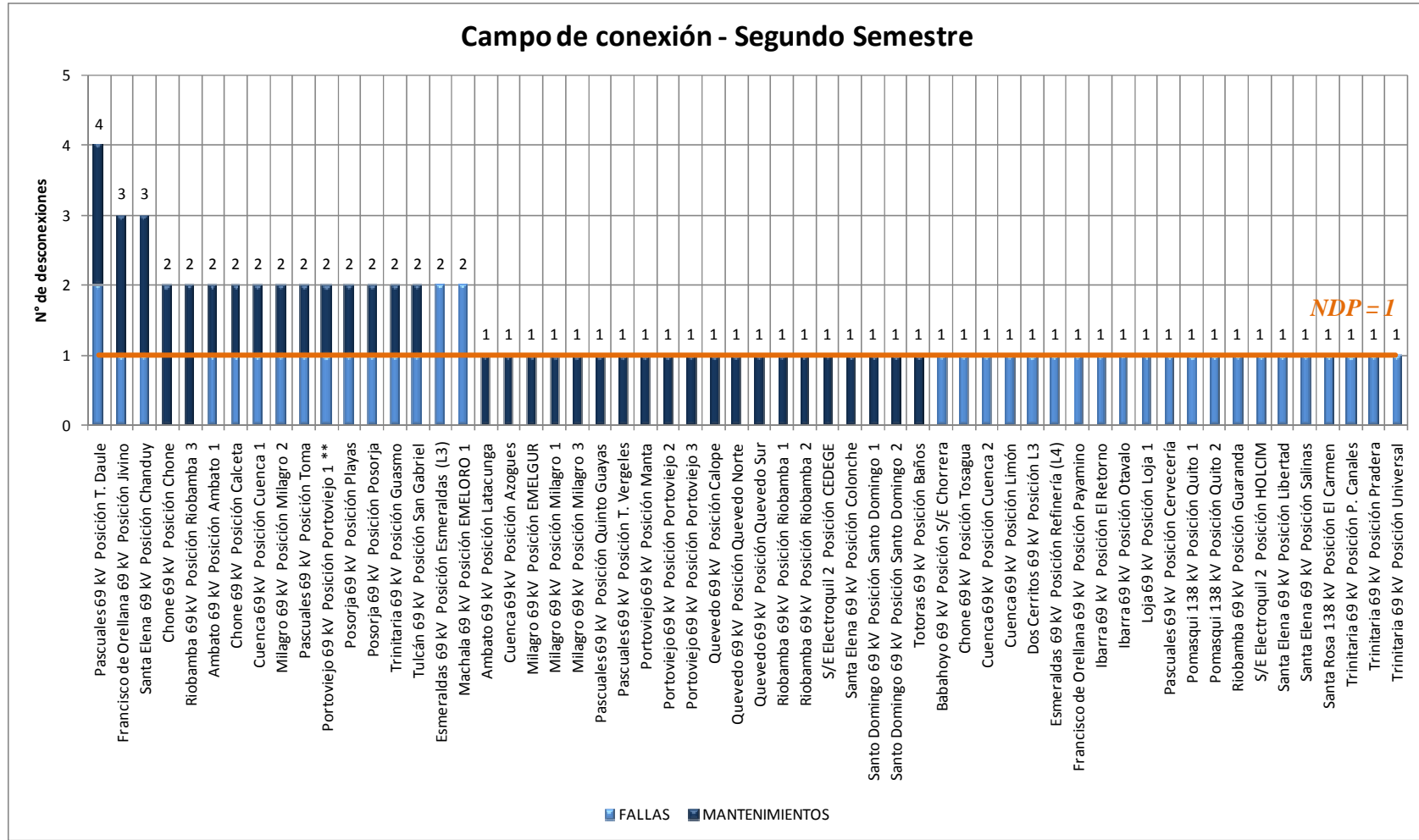


Figura. 4.31: Número de Indisponibilidades – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad

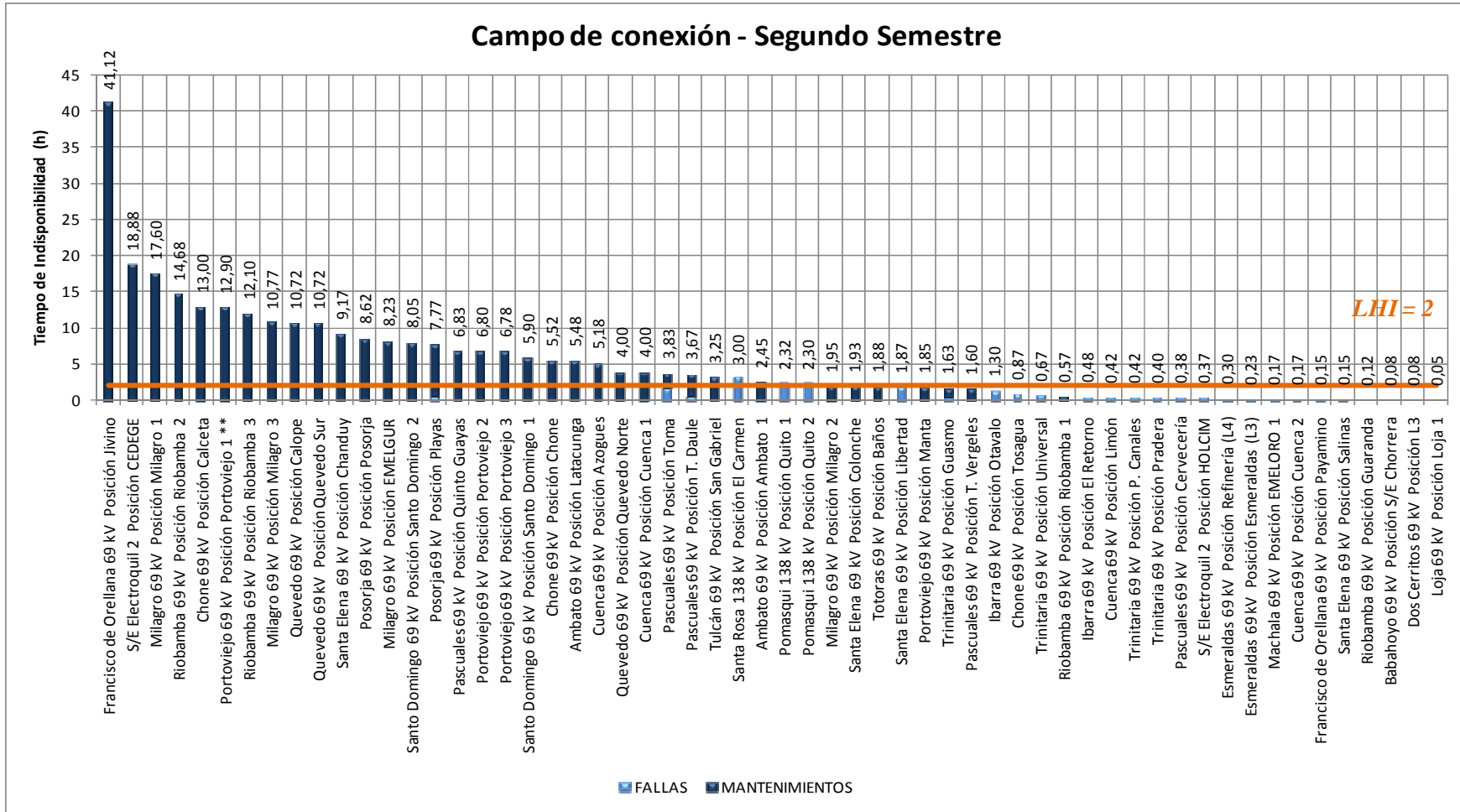


Figura. 4.32: Tiempo de indisponibilidad (h) – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 22% de los 58 elementos no cumplen con los límites de indisponibilidad LHI y NDP que establece la regulación como se muestra en la figura siguiente.

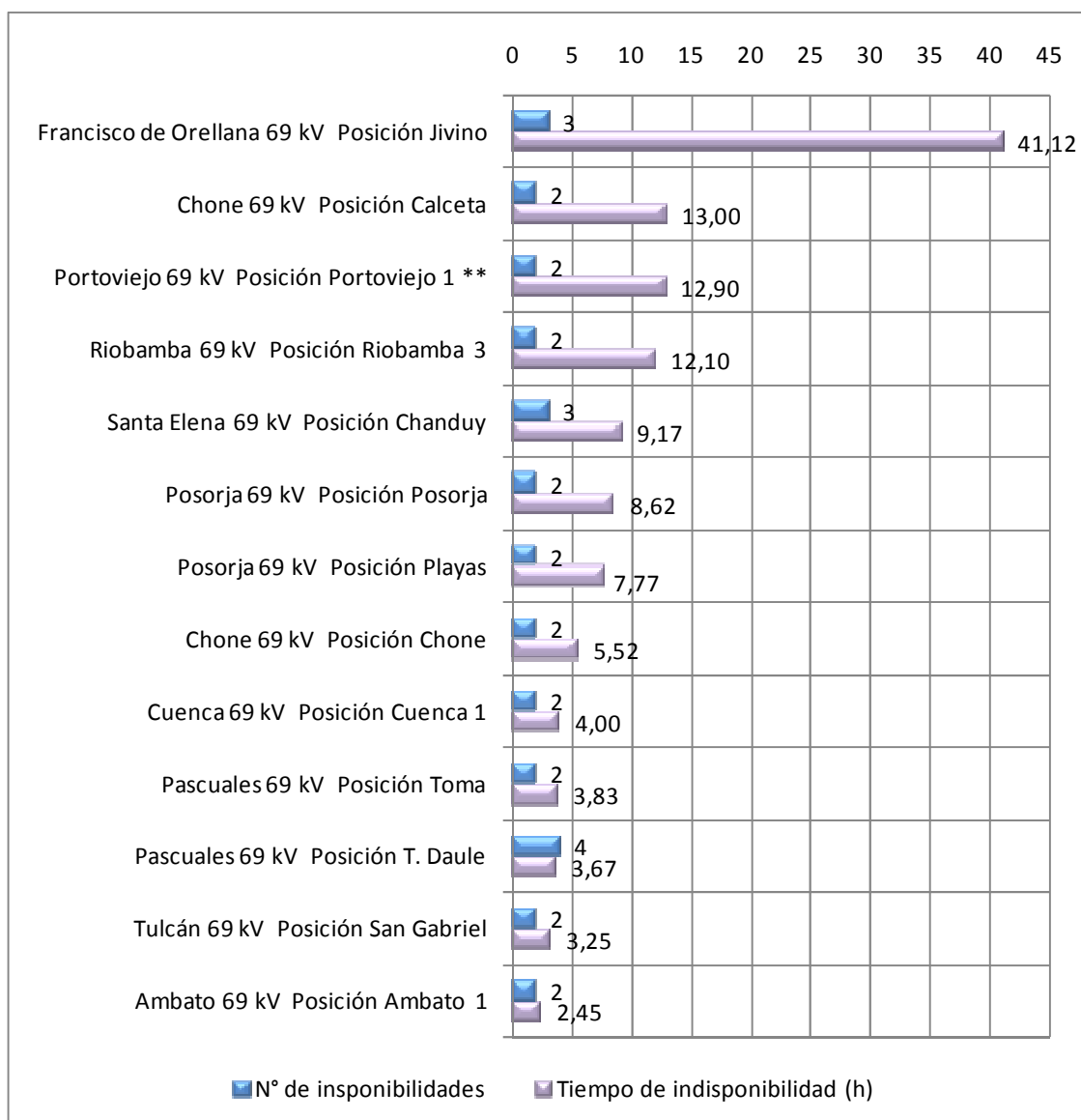


Figura. 4.33: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Segundo Semestre.

A través del FCS se tiene que, de los 58 elementos el 57% se encuentran con una mala calidad de servicio y éstos se presentan en la figura. 4.34.

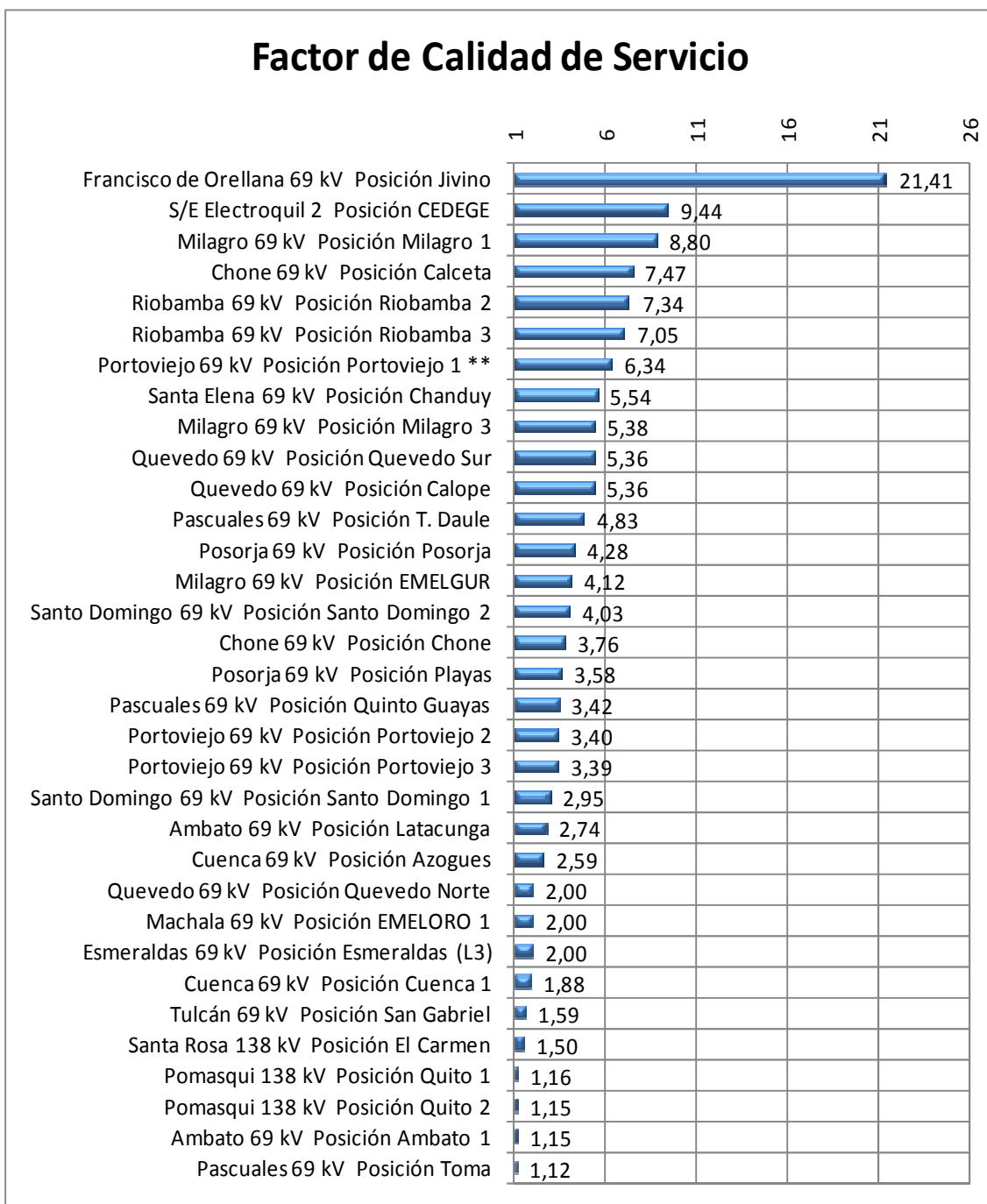


Figura. 4.34: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Segundo Semestre.

En la figura siguiente (Figura 4.35) se presenta la ENS al sistema en el período 1.999 – 2.010 a cada empresa de distribución, durante el segundo semestre.

En el anexo 4.T.11 se encuentra la ENS para cada campo de conexión considerado en la regulación.

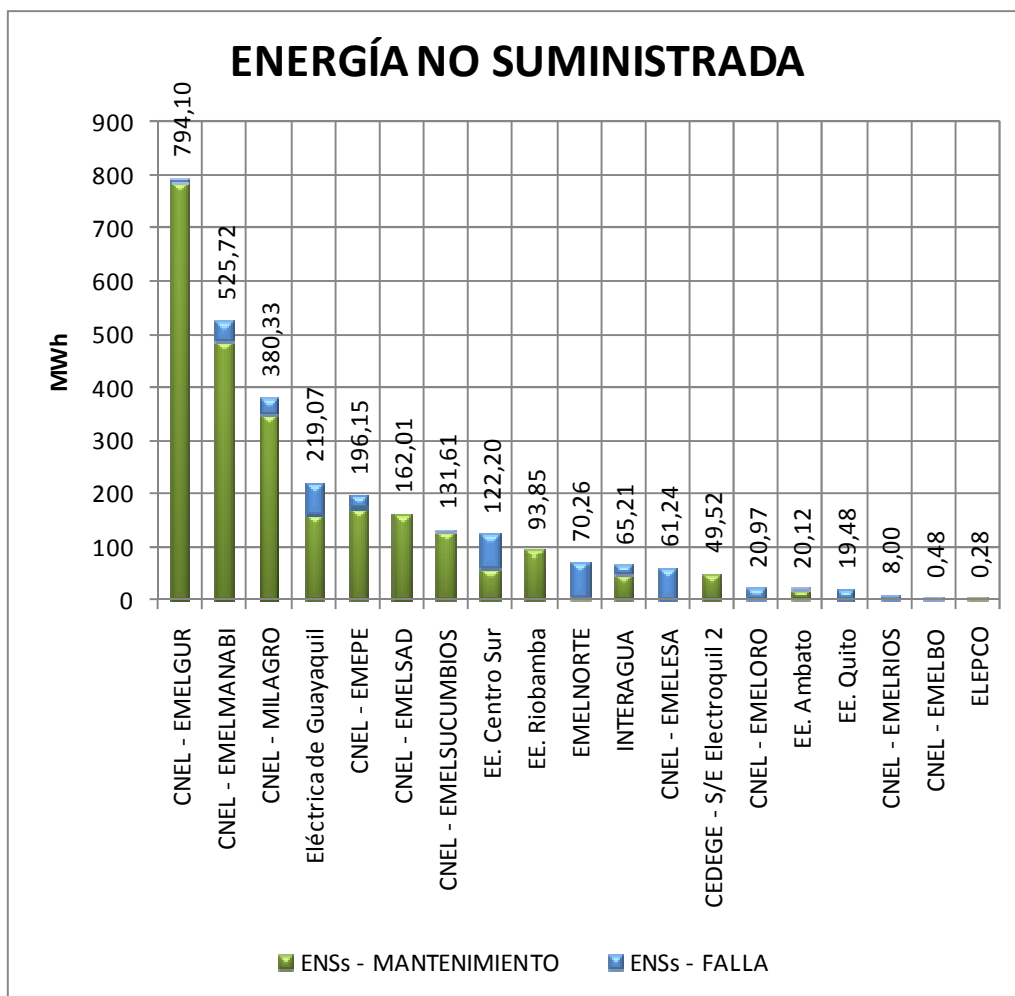


Figura. 4.35: ENS al sistema a empresas de distribución – Segundo Semestre

Los parámetros de campos de conexión evaluados en la regulación, para el primero y segundo semestre se encuentran en el anexo 4.T.11, y los elementos que no se evalúan en el anexo 4.T.12.

4.2.1.2 Circuitos de Transmisión 230 kV

4.2.1.2.1 Primer Semestre

La regulación evalúa 36 indisponibilidades de 23 circuitos de transmisión de 230 kV; de las cuales, el 97% son indisponibilidades por falla y el 3% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 2,12 horas). De los 23 elementos evaluados, el 91% cumple con el número de desconexiones permitidas (NDP).

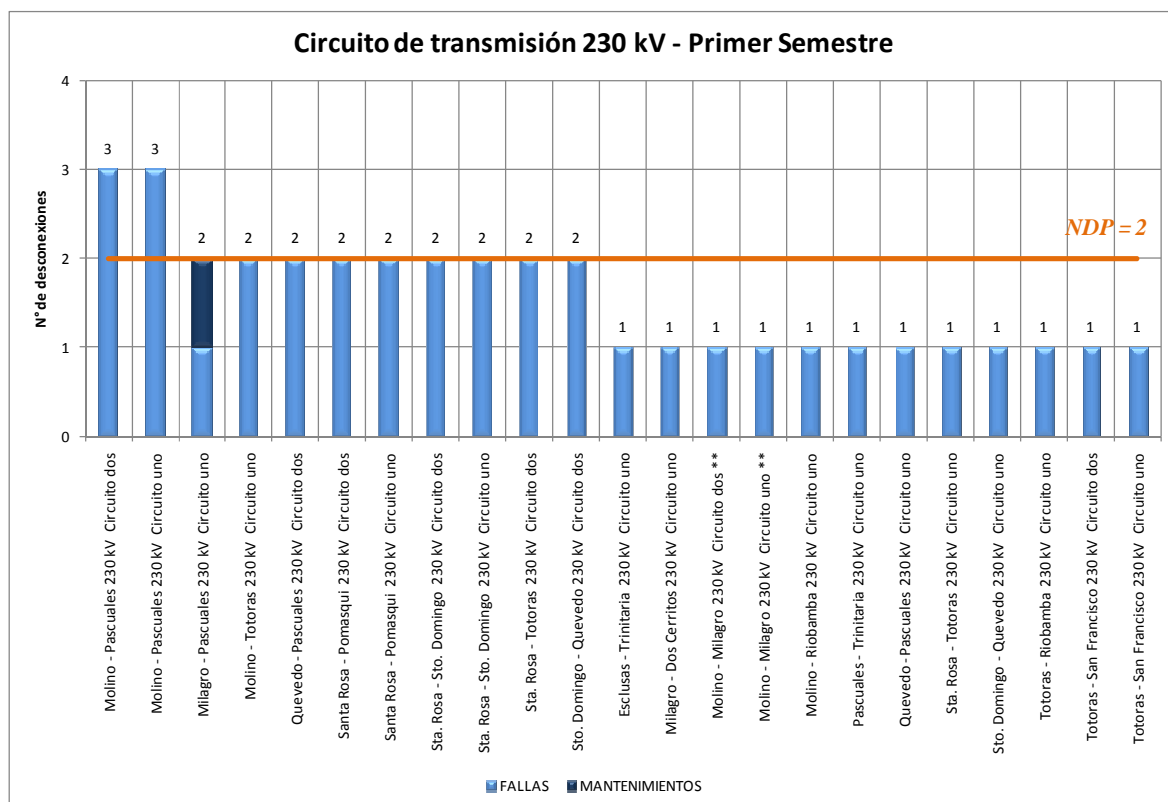


Figura. 4.36: Número de Indisponibilidades – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

La línea de transmisión Milagro – Pascuales presenta un mantenimiento que causó la indisponibilidad del circuito uno en enero del año 2.006 y provocó una ENS al sistema de 283 MWh a CNEL – MILAGRO, este mantenimiento fue correctivo debido a la ruptura del cable de guardia. Ver anexo 4.T.10

De los 23 elementos evaluados se tienen 23,58 horas de indisponibilidad, de las cuales; el 86% son por fallas y el 14% son por mantenimientos. El 91% de los elementos evaluados cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI).

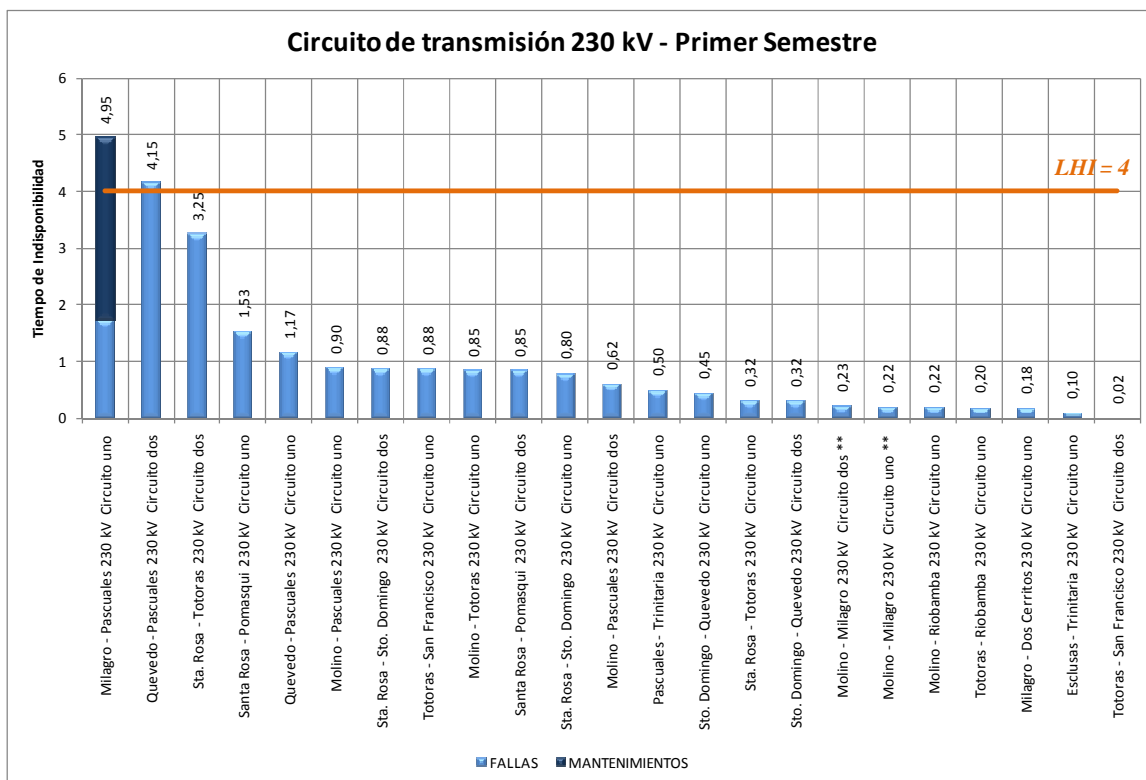


Figura. 4.37: Tiempo de indisponibilidad (h) – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

A través del FCS se tiene que, de los 23 elementos el 17% se encuentra con una mala calidad de servicio, éstos se muestran en la figura siguiente. Ver anexo 4.T.11.

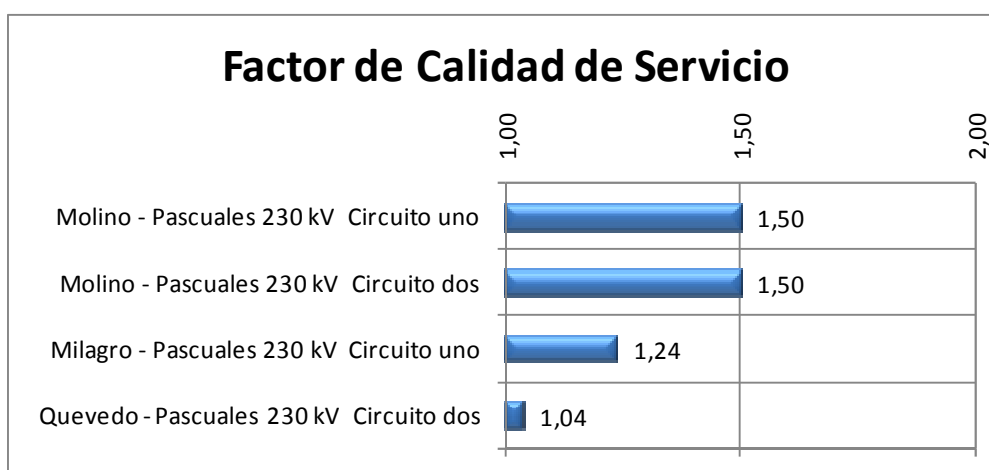


Figura. 4.38: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Primer Semestre.

Por la indisponibilidad de los 23 elementos evaluados se tiene una ENS al sistema de 1,57 GWh, siendo la E.E. Quito la empresa distribuidora a la que se le dejó de suministrar la mayor cantidad de energía (58%) como se muestra en la siguiente figura.

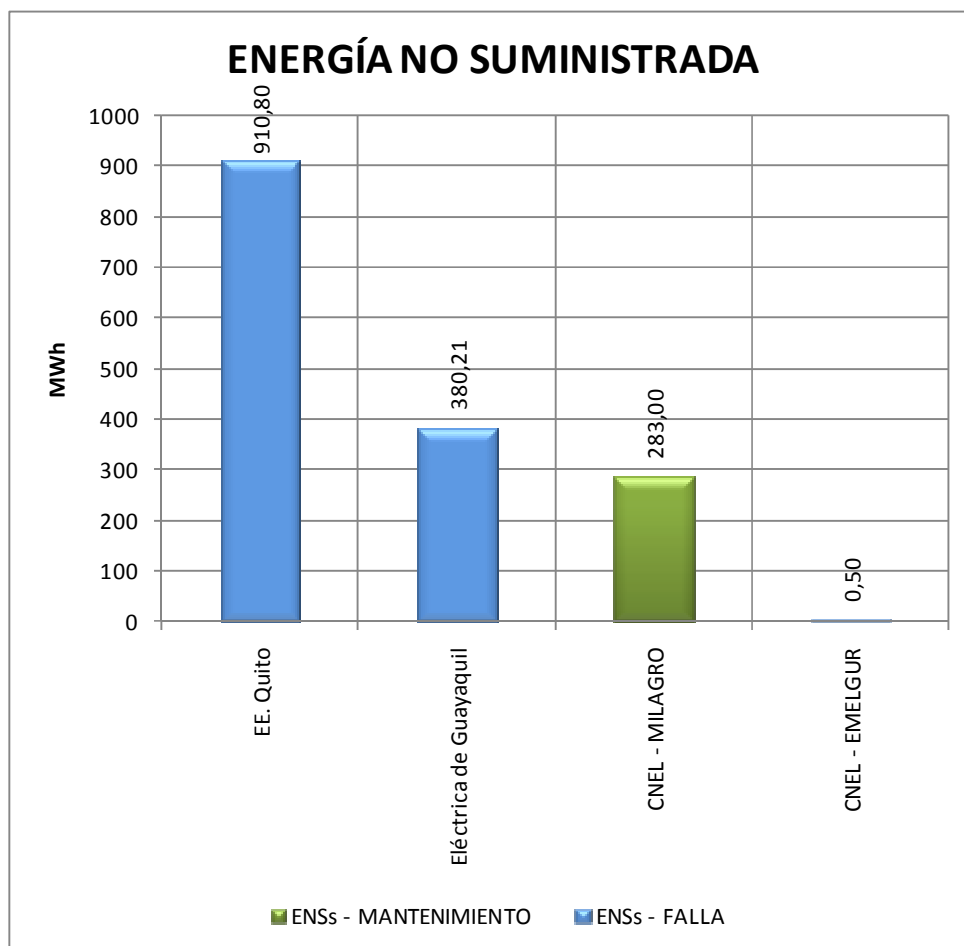


Figura. 4.39: ENS al sistema a empresas de distribución – Primer Semestre

4.2.1.2.2 Segundo Semestre

Para el segundo semestre se evalúa 40 indisponibilidades de 20 circuitos de transmisión, de las cuales el 98% son indisponibilidades por falla y el 2% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 4,40 horas) como se muestra en el anexo 4.T.10. De los 40 elementos evaluados, el 65% cumple con el número de desconexiones permitidas (NDP).

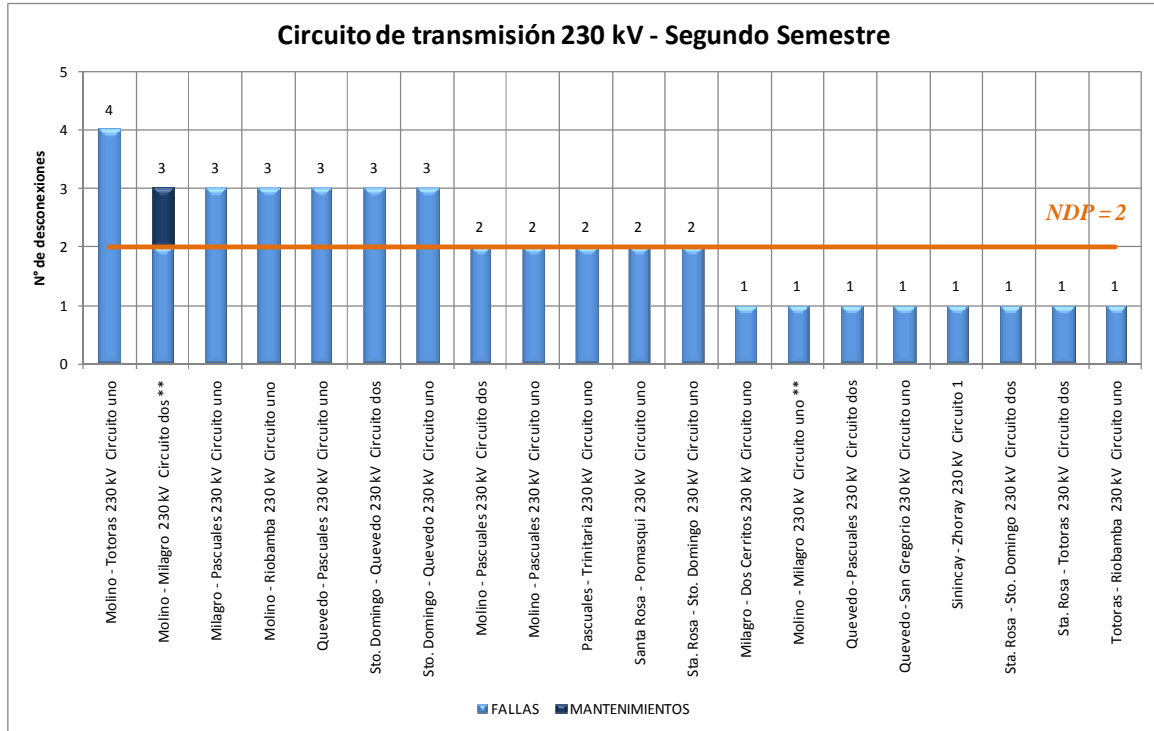


Figura. 4.40: Número de Indisponibilidades – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad

También se tienen 28,13 horas de indisponibilidad de los elementos evaluados, de las cuales el 92% es a causa de fallas y el 8% por mantenimientos.

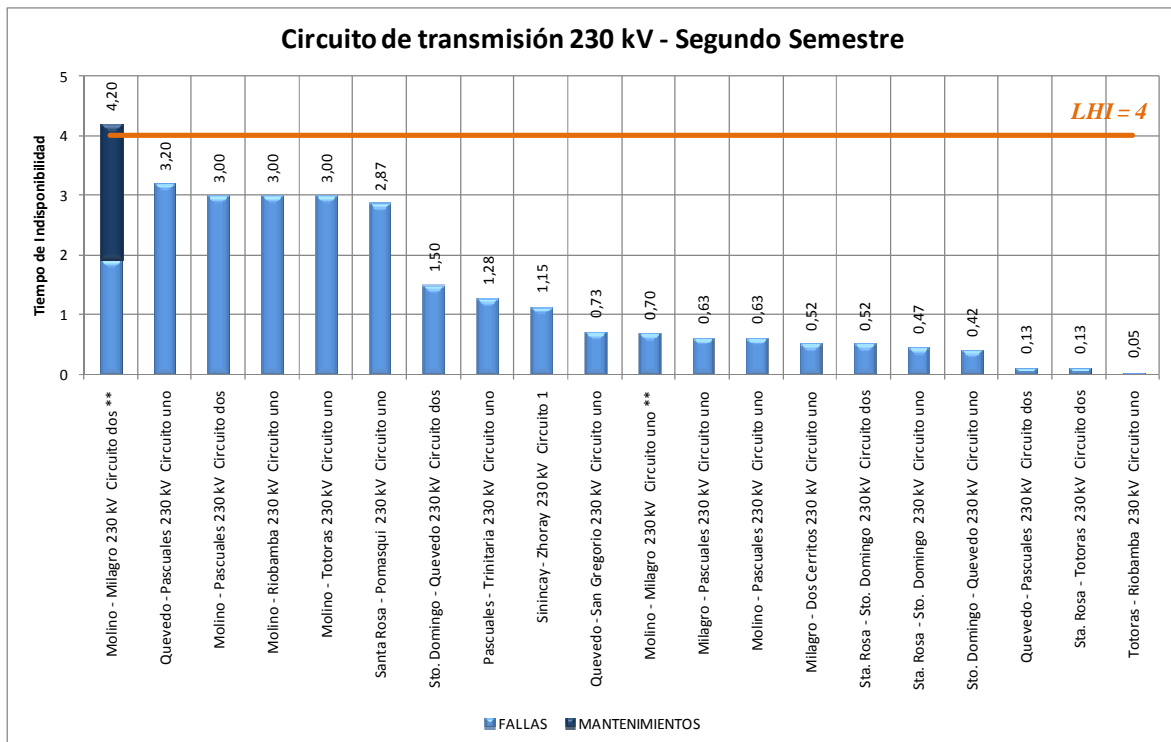


Figura. 4.41: Tiempo de indisponibilidad (h) – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad

De los 20 elementos analizados el 95% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI).

El circuito dos de la L/T Molino – Milagro (no vigente en la actualidad) no cumple con los límites de indisponibilidad LHI y NDP establecidos en la regulación debido a un mantenimiento no programado, (mantenimiento de la línea) y 7 fallas. Ver anexo 4.T.11.

A través del FCS se tiene que, de los 20 elementos el 30% se encuentran con una mala calidad de servicio como se muestra en la figura siguiente.

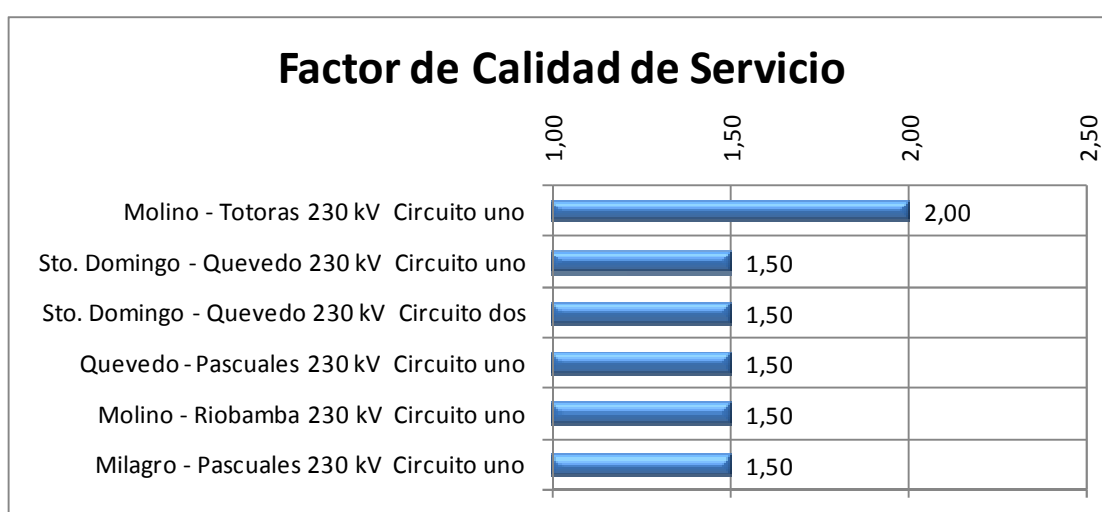


Figura. 4.42: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Segundo Semestre.

Los parámetros de los circuitos de transmisión 230 kV, evaluados en la regulación para el primero y segundo semestre, se encuentran en el anexo 4.T.11, y los elementos que no se evalúan en el anexo 4.T.12.

La ENS al sistema por los circuitos de transmisión 230 kV, para el segundo semestre del período 1.999 – 2.010, es de 118,84 MWh, siendo la Empresa Eléctrica de Guayaquil la que presenta la mayor cantidad de ENS como se muestra en la siguiente figura.

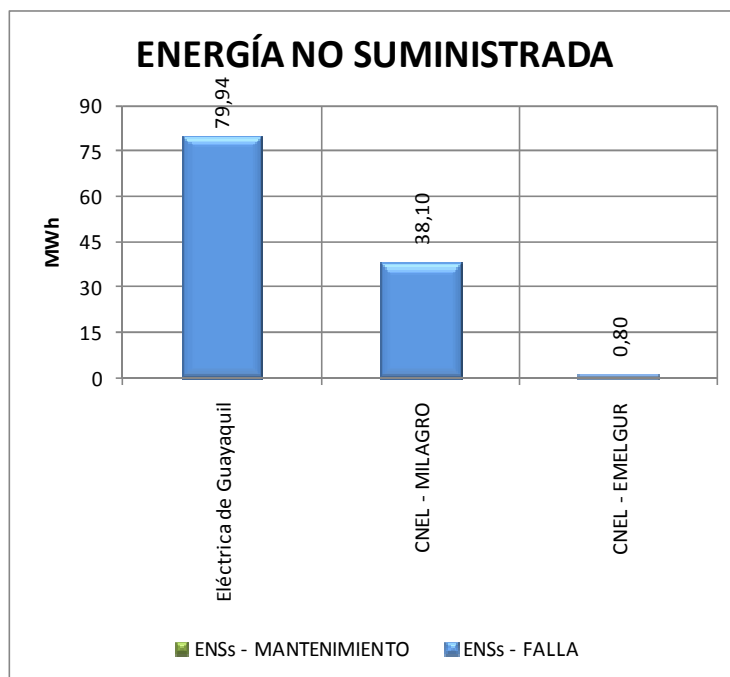


Figura. 4.43: ENS al sistema a empresas de distribución – Segundo Semestre

4.2.1.3 Circuitos de Transmisión 138 kV

4.2.1.3.1 Primer Semestre

Para la regulación se evalúan 101 indisponibilidades de 37 circuitos de transmisión de 138 kV (Figura 4.44), de las cuales el 91% son indisponibilidades por falla y el 9% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 4,60 horas). De estos elementos el 65% cumple satisfactoriamente con el número de desconexiones permitidas (NDP).

En el Anexo 4.T.10 se muestra los mantenimientos no programados para el periodo 1.999 – 2.010 que causaron indisponibilidad de los circuitos de transmisión de 138 kV.

Además se evalúan 76,37 horas de indisponibilidad de los 37 elementos analizados, de las cuales el 57% es por fallas y el 43% es por mantenimientos. De los elementos analizados el 92% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI). (Figura. 4.45).

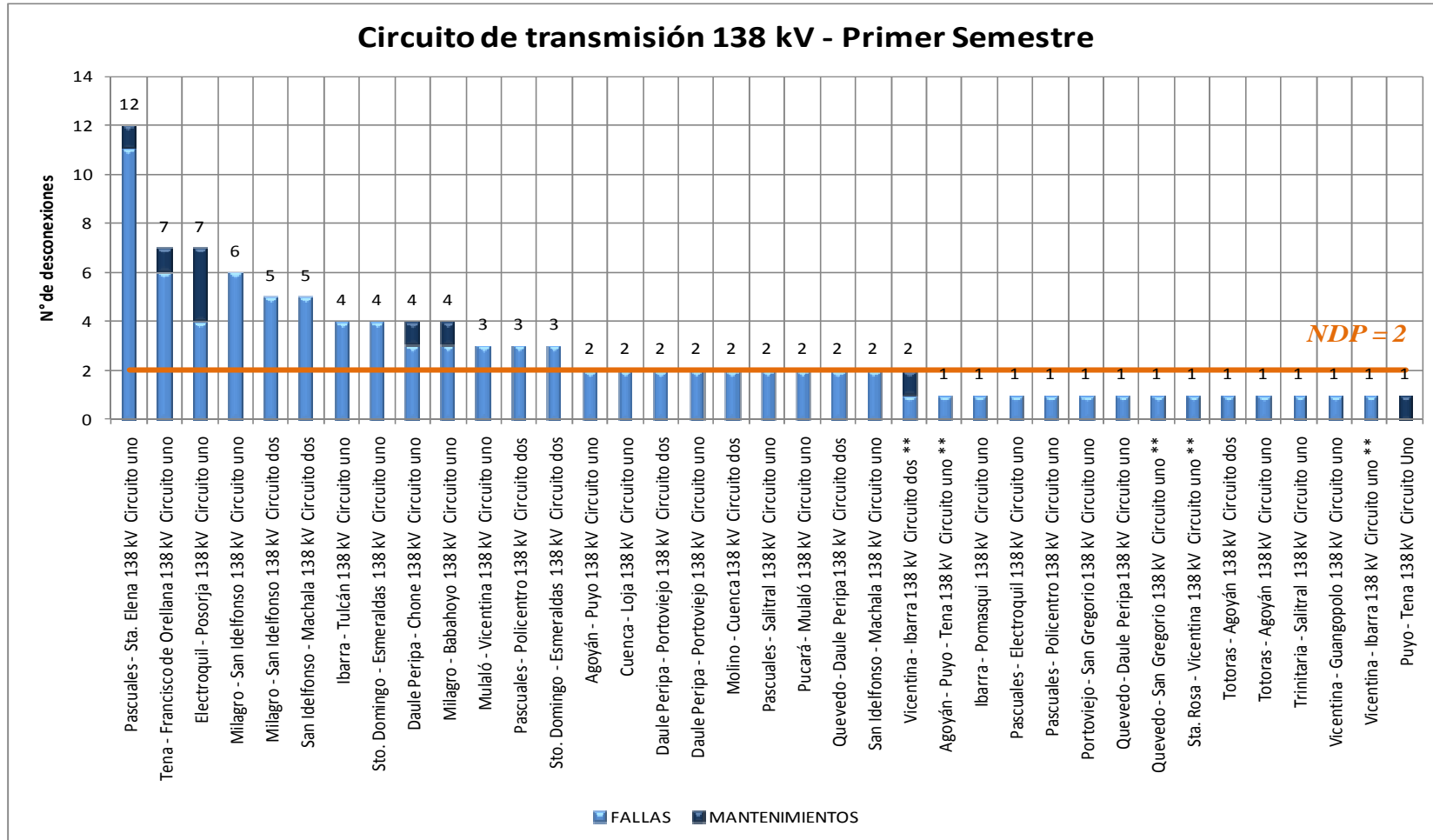


Figura. 4.44: Número de Indisponibilidades – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

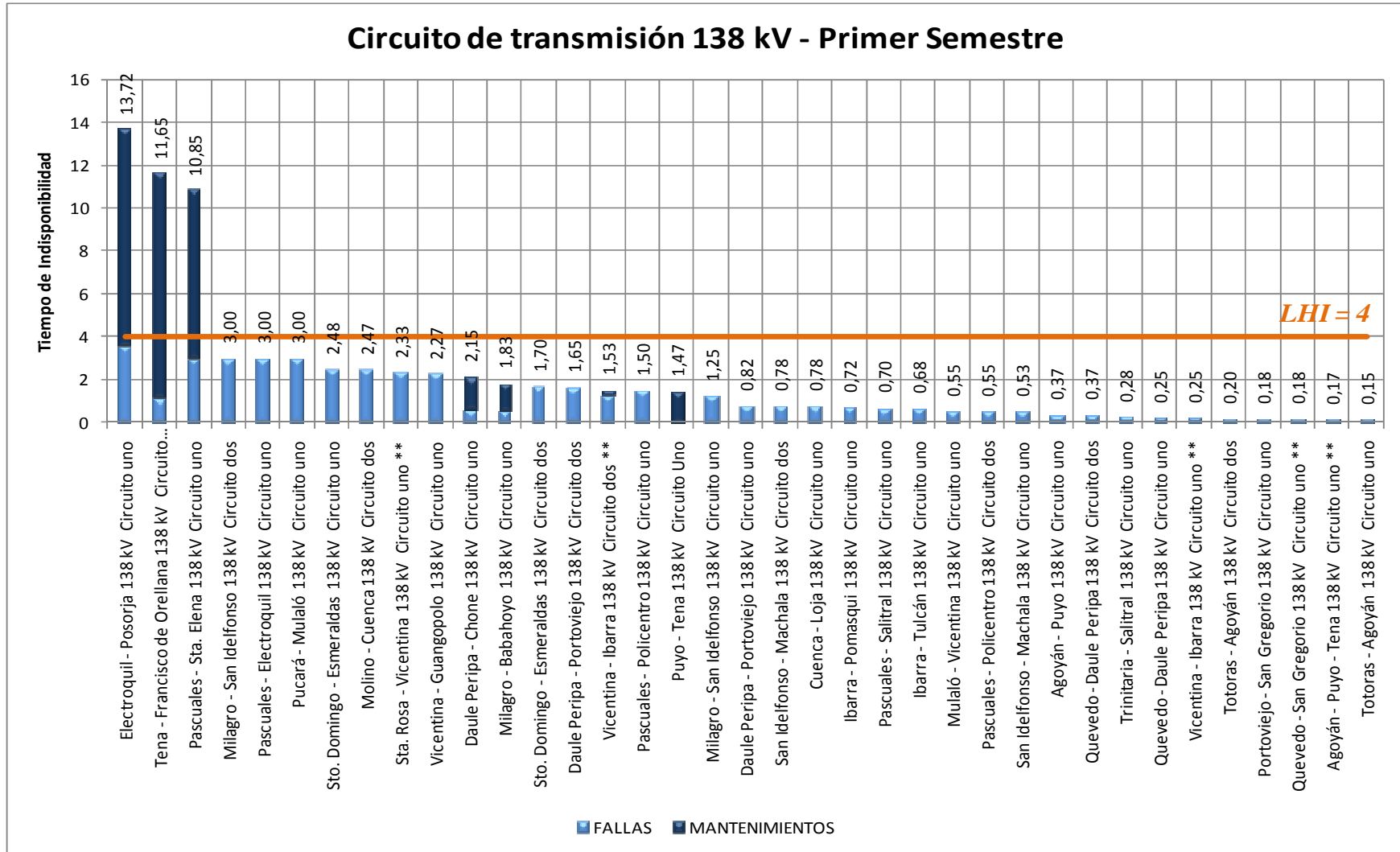


Figura. 4.45: Tiempo de indisponibilidad (h) – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 8% de los elementos analizados por la regulación no cumplen con LHI y NDP.

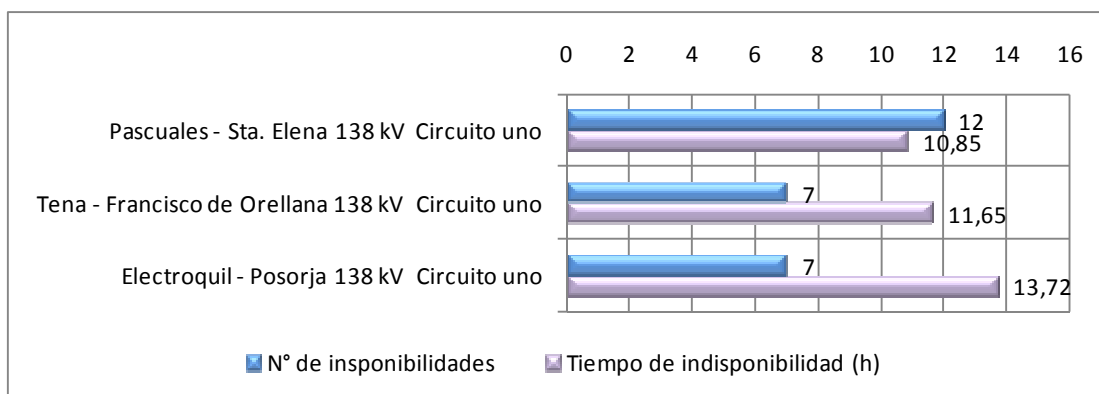


Figura. 4.46: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Primer Semestre.

A través del FCS se tiene que de los 37 elementos, el 35% se encuentra con una mala calidad de servicio, estos elementos se encuentran en la figura. 4.47.

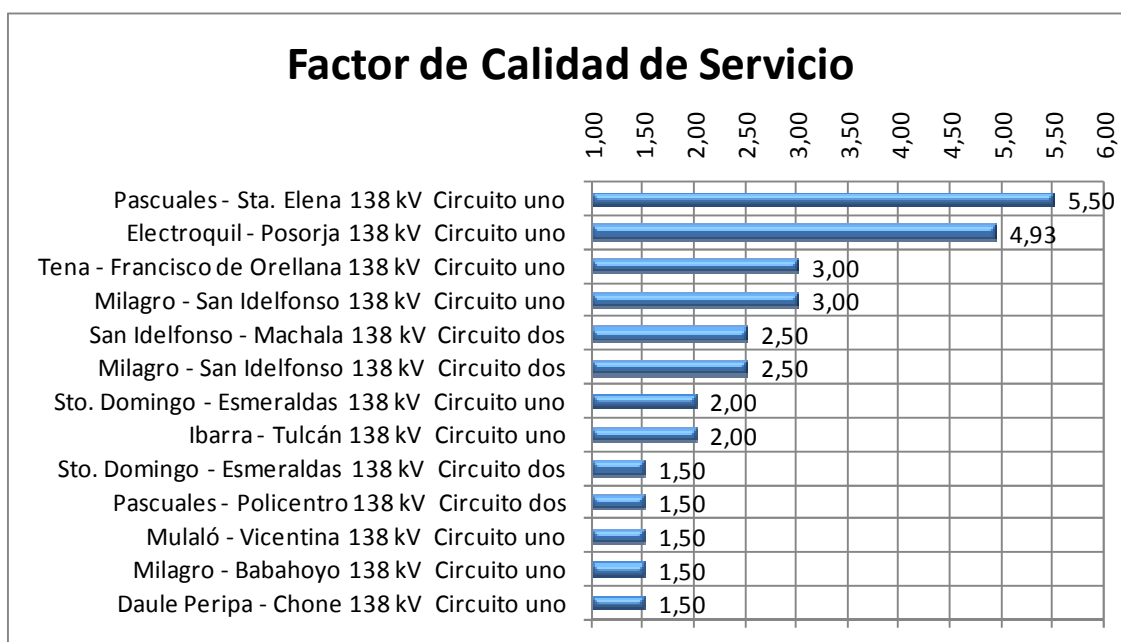


Figura. 4.47: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Primer Semestre.

La ENS al sistema por los circuitos de transmisión 138 kV, para el primer semestre del período 1.999 – 2.010, es de 5,53 GWh, siendo la Empresa Eléctrica de Guayaquil la que presenta la mayor cantidad de ENS como se muestra en la siguiente figura.

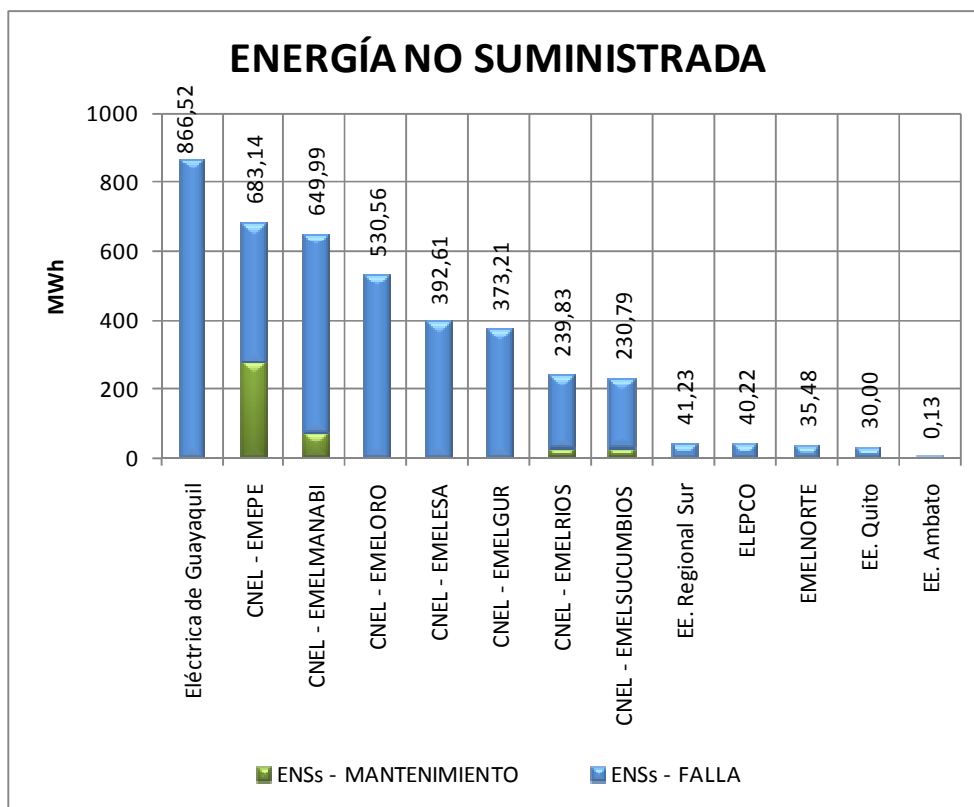


Figura. 4.48: ENS al sistema a empresas de distribución – Primer Semestre

4.2.1.3.2 Segundo Semestre

Para el segundo semestre se evalúa 83 indisponibilidades de 36 circuitos de transmisión (Figura 4.49), de las cuales el 90% son indisponibilidades por falla y el 10% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 6,88 horas). De los elementos evaluados, el 58% cumple con el número de desconexiones permitidas (NDP).

De los 36 elementos evaluados se tiene 114,47 horas de indisponibilidad, de las cuales; el 39% es por fallas y el 61% es por mantenimientos; de los éstos elementos, el 78% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI) (Figura 4.50).

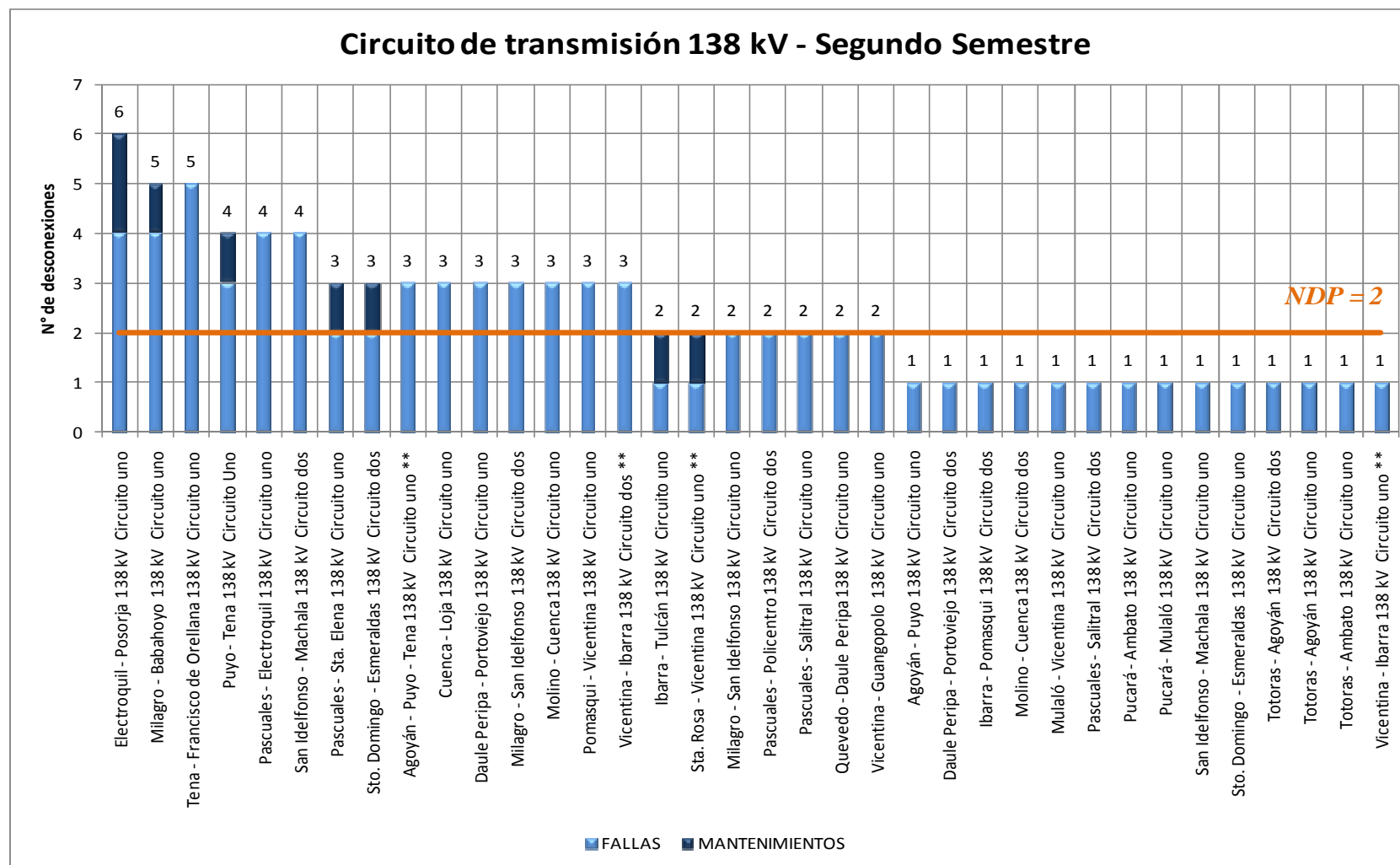


Figura. 4.49: Número de Indisponibilidades – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

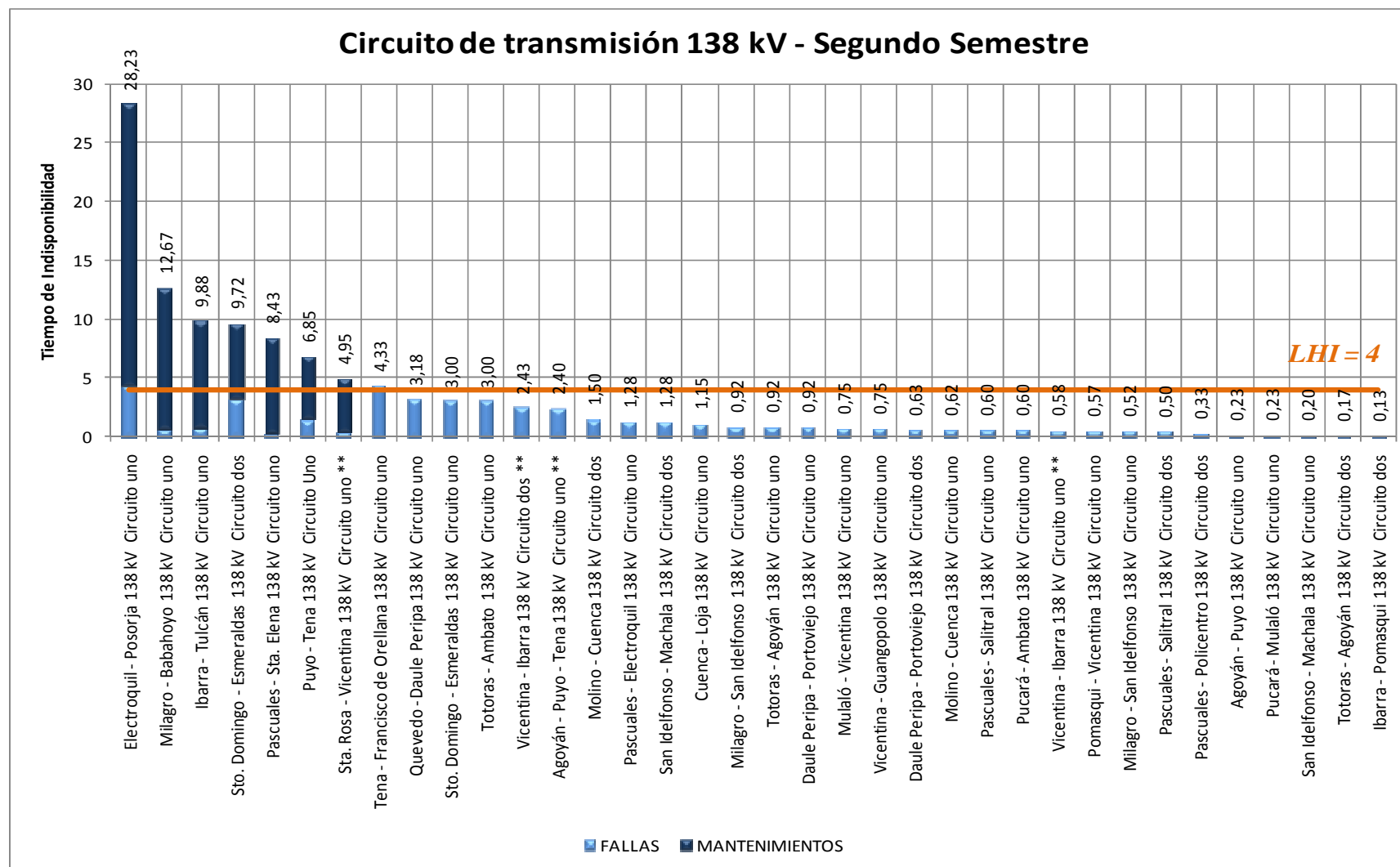


Figura. 4.50: Tiempo de indisponibilidad (h) – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

En el segundo semestre, el 17% de los elementos no cumplen con los límites de indisponibilidad LHI y NDP establecidos en la regulación. En la figura. 4.51 se presentan dichos elementos.

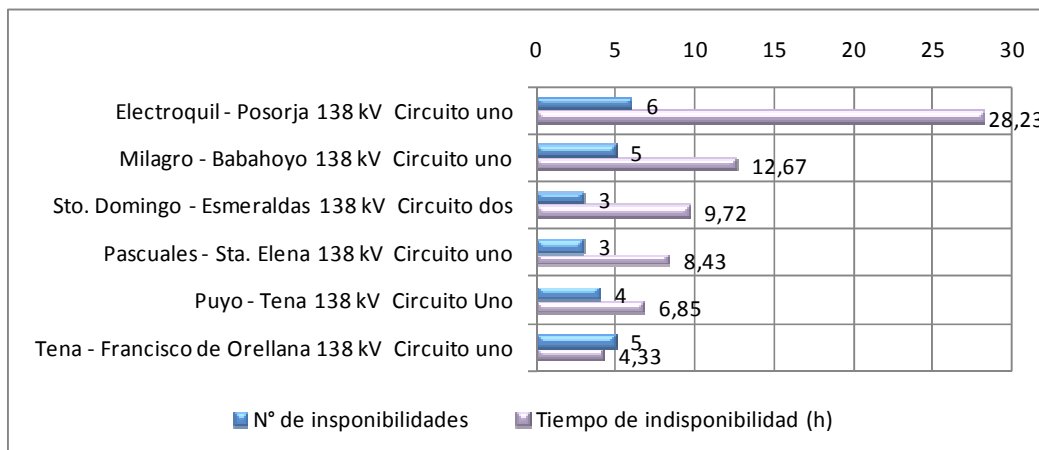


Figura. 4.51: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Primer Semestre.

A través del FCS se tiene que, de los 36 elementos el 47% se encuentran con una mala calidad de servicio, éstos se encuentran en la figura. 4.52.

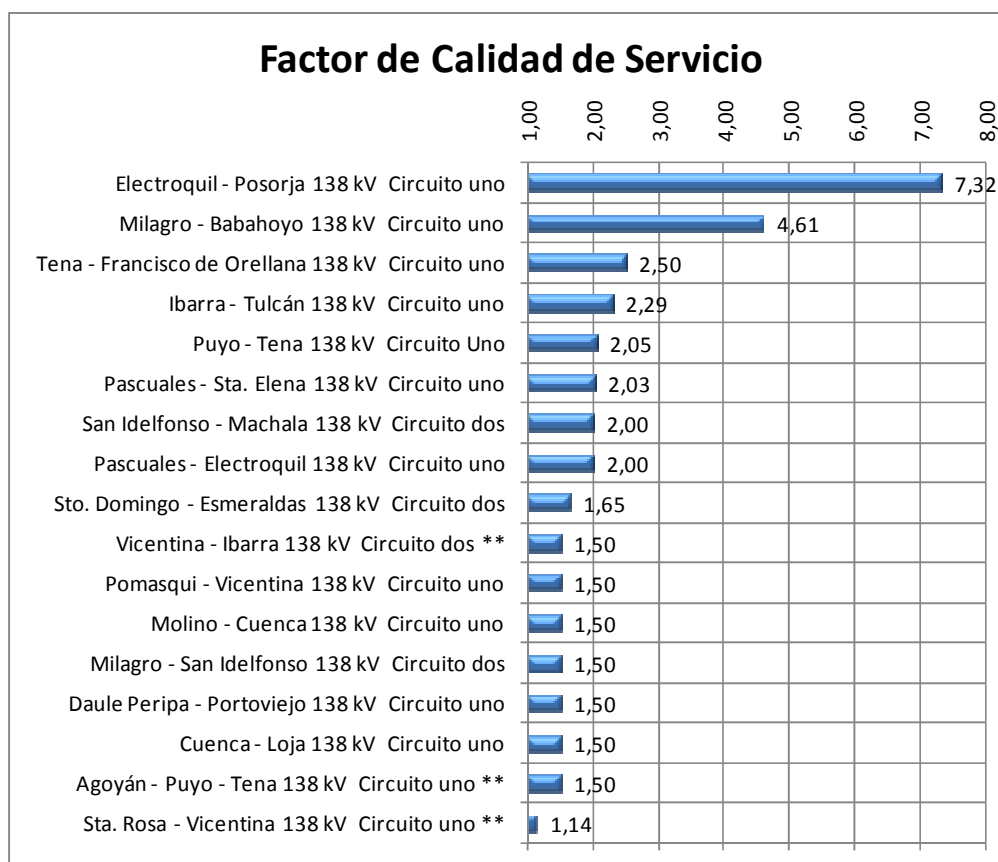


Figura. 4.52: Factor de Calidad de Servicio – Segundo Semestre.

La ENS al sistema por los circuitos de transmisión 138 kV, para el segundo semestre del período 1.999 – 2.010, es de 3,10 GWh, siendo la CNEL - EMELSUCUMBÍOS la empresa de distribución que presenta la mayor cantidad de ENS como se muestra en la siguiente figura.

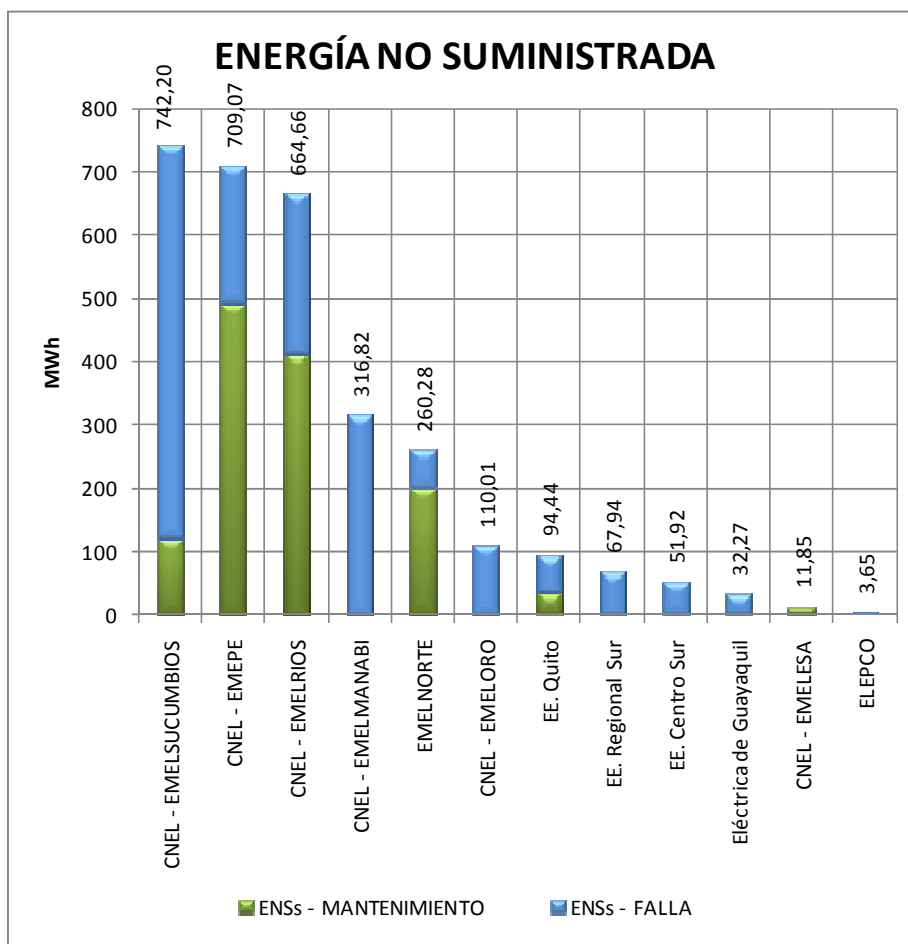


Figura. 4.53: ENS al sistema a empresas de distribución – Segundo Semestre

Los parámetros de los circuitos de transmisión 138 kV, evaluados en la regulación para el primero y segundo semestre, se encuentran en el anexo 4.T.11, y los elementos que no se evalúan se encuentran en el anexo 4.T.12.

4.2.1.4 Capacitores y Reactores

4.2.1.4.1 Primer Semestre

La regulación evalúa 4 indisponibilidades de 4 capacitores; estas indisponibilidades son a causa de fallas que no provocaron corte de energía al

sistema; no se reportaron mantenimientos no programados con corte de energía al sistema por lo tanto éstos elementos cumplen con el NDP.

El capacitor C1 de la S/E Milagro a 138 kV no cumple con el LHI debido a una falla y según el FCS (FCS=1,50) tiene una mala calidad de servicio. (Ver anexo 4.T.11).

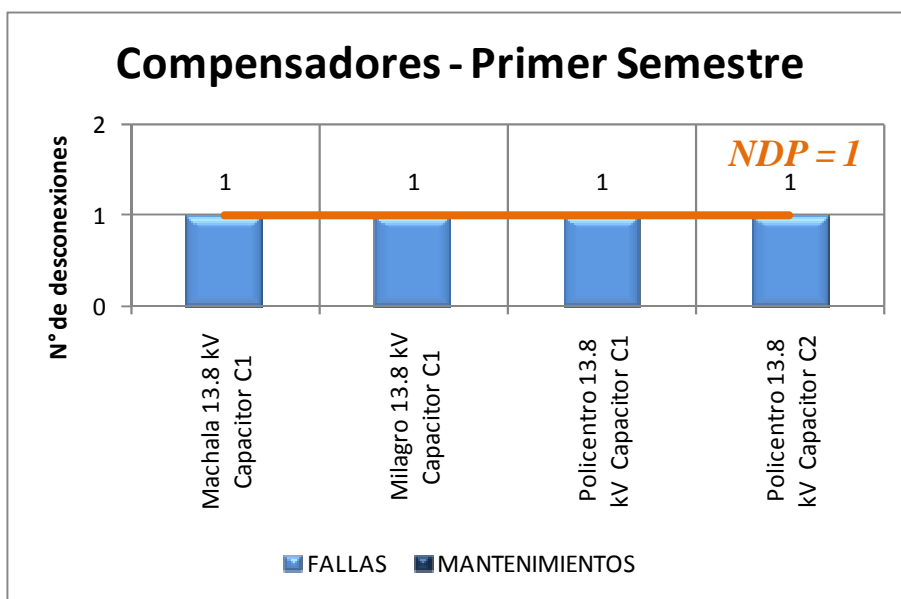


Figura. 4.54: Número de Indisponibilidades – Primer Semestre.

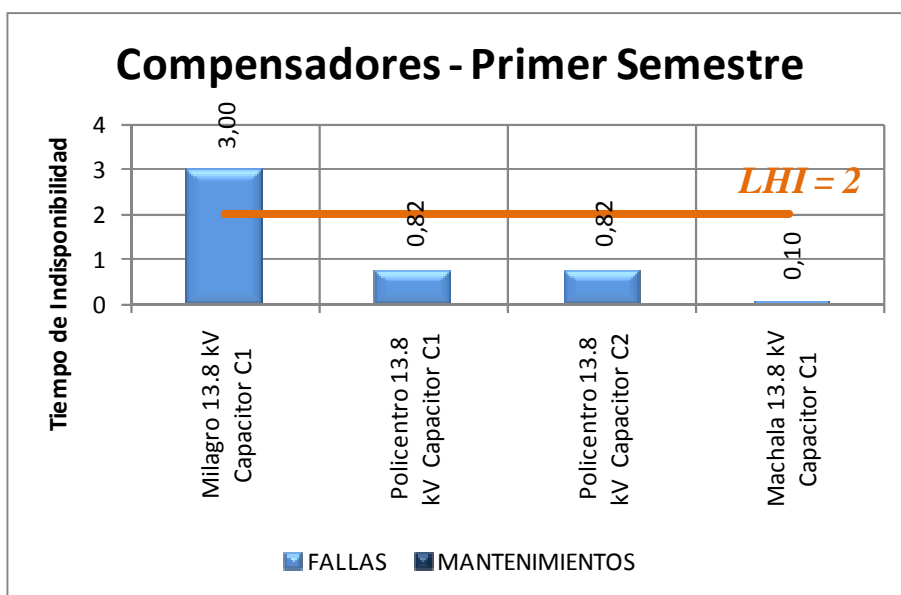


Figura. 4.55: Tiempo de indisponibilidad (h) – Primer Semestre.

4.2.1.4.2 Segundo Semestre

La regulación evalúa 6 indisponibilidades de 5 compensadores; 4 indisponibilidades fueron por fallas y 2 por mantenimiento (ver anexo 4.T.11).

El capacitor C1 (13,8 kV) de Machala no cumple con el límite NDP y el reactor RCQ (13,8 kV) de la S/E Totoras no cumple con LHI. Se tuvo un FCS de 1,50 para el reactor RCQ de la S/E Totoras por lo que se considera que tiene una mala calidad de servicio, para los demás elementos se tuvo un valor de 1.

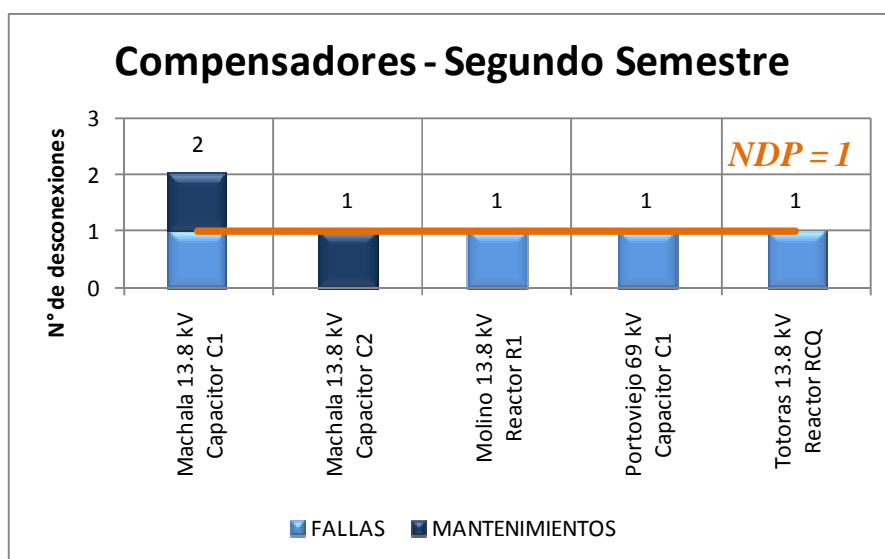


Figura. 4.56: Número de Indisponibilidades – Segundo Semestre.

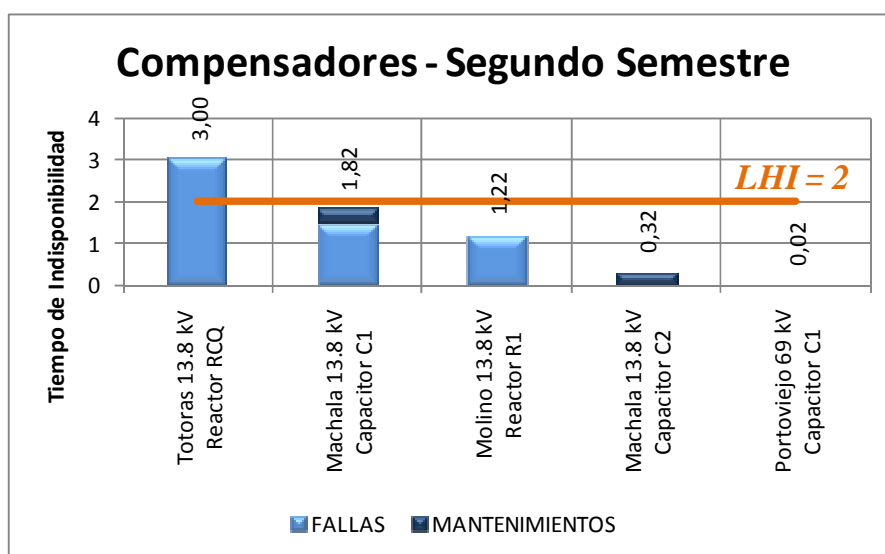


Figura. 4.57: Tiempo de indisponibilidad (h) – Segundo Semestre.

Los parámetros de capacitores y reactores, evaluados en la regulación para el primero y segundo semestre, se encuentran en el anexo 4.T.11, y los elementos que no se evalúan se encuentran en el anexo 4.T.12.

4.2.1.5 Transformador

4.2.1.5.1 Primer Semestre

Para la regulación se evalúan 68 indisponibilidades de 41 transformadores (Figura 4.59), de las cuales el 81% son indisponibilidades por falla y el 19% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 4,10 horas). De los 41 elementos evaluados, el 63% cumple con el número de desconexiones permitidas (NDP). En el Anexo 4.T.10 se muestra los mantenimientos no programados para el período 1.999 – 2.010, que causaron indisponibilidad del transformador y energía no suministrada.

Además se evalúan 122,08 horas de indisponibilidad de los 41 transformadores evaluados, de las cuales; el 40% de las horas es por fallas y el 60% es por mantenimientos. De los elementos evaluados, el 80% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI). (Figura. 4.60).

El 17% de los elementos analizados no cumplen con los límites LHI y NDP establecidos por la regulación, como se muestra en la siguiente figura.

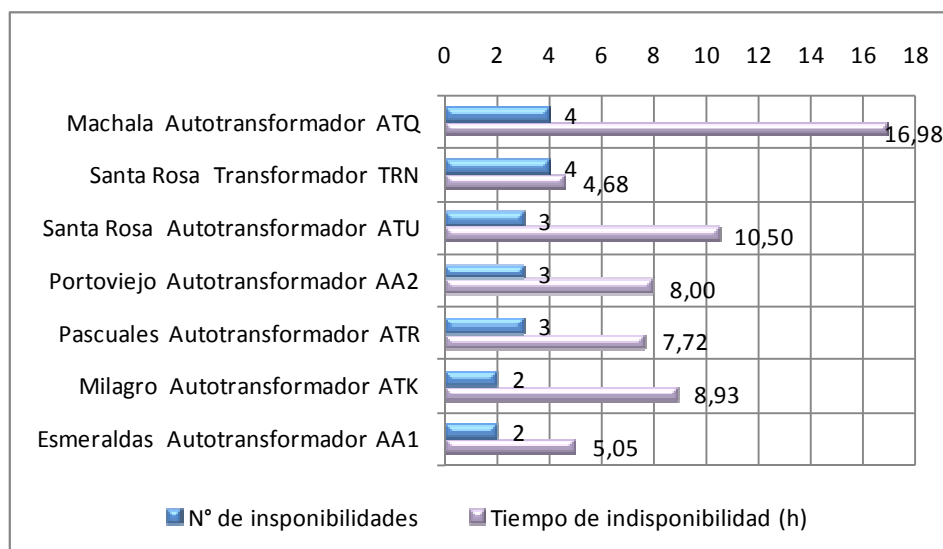


Figura. 4.58: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Primer Semestre.

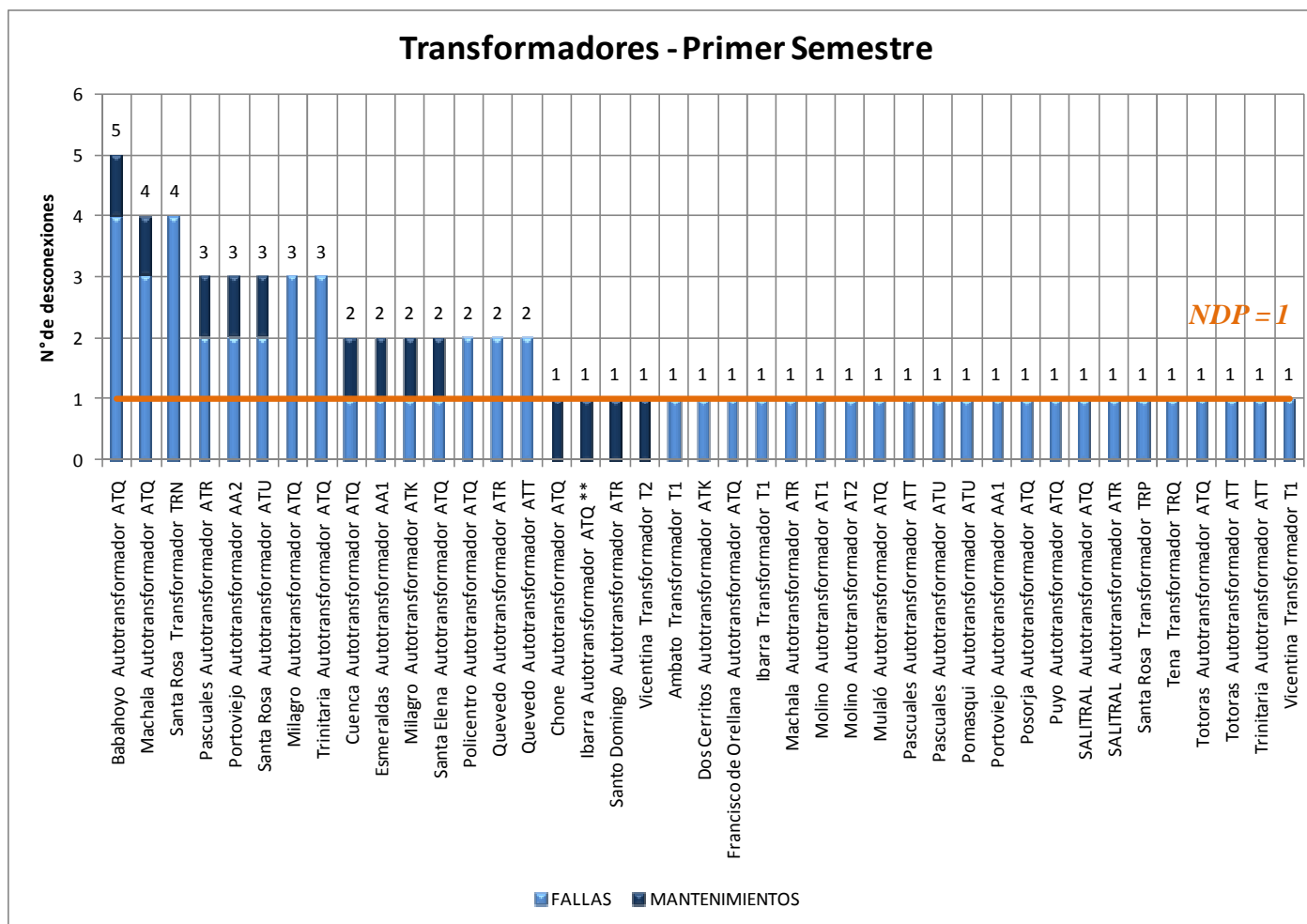


Figura. 4.59: Número de Indisponibilidades – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

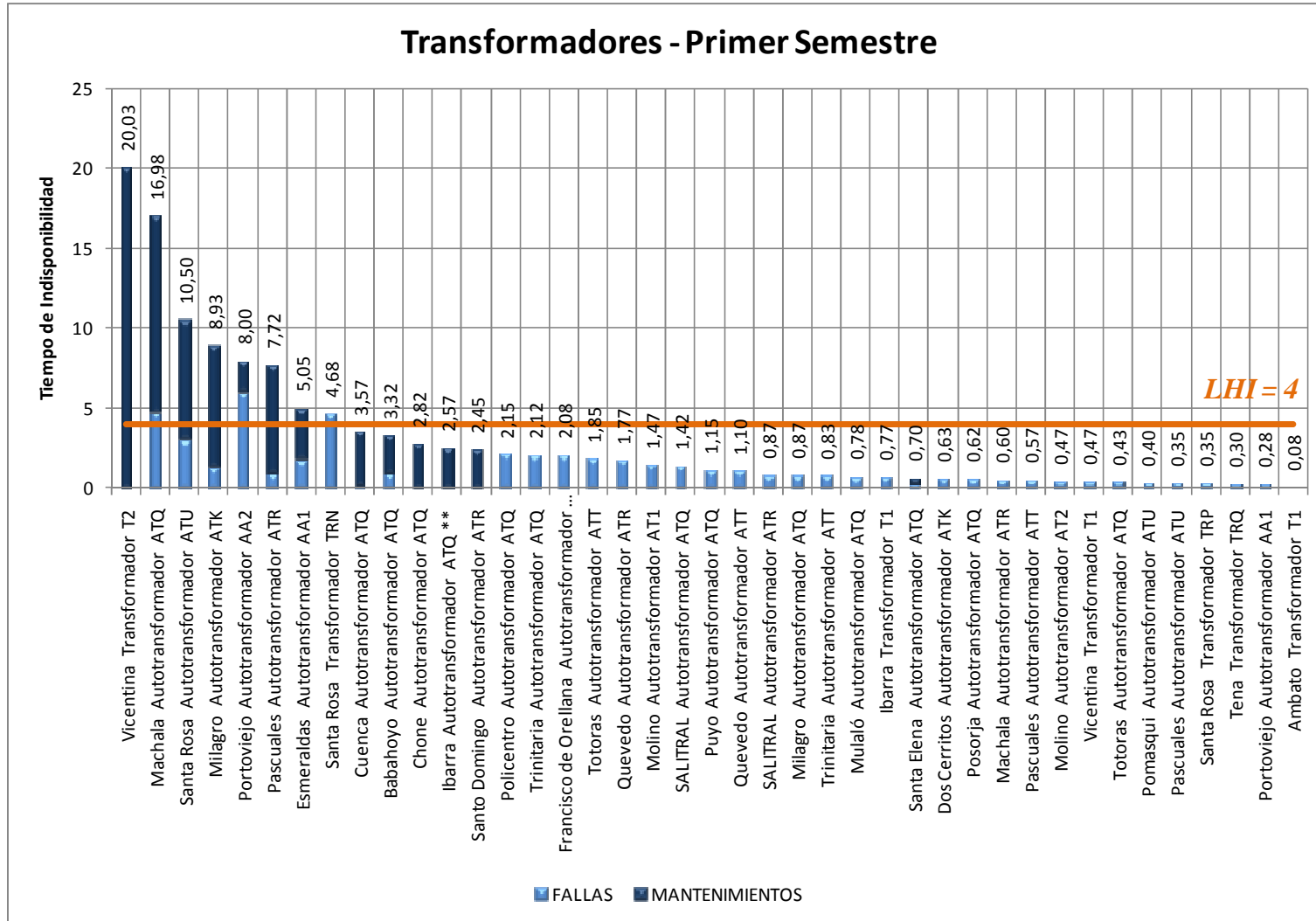


Figura. 4.60: Tiempo de indisponibilidad (h) – Primer Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

A través del FCS se tiene que, de los 41 elementos el 37% se encuentra con una mala calidad de servicio, estos elementos se presentan en la siguiente figura.

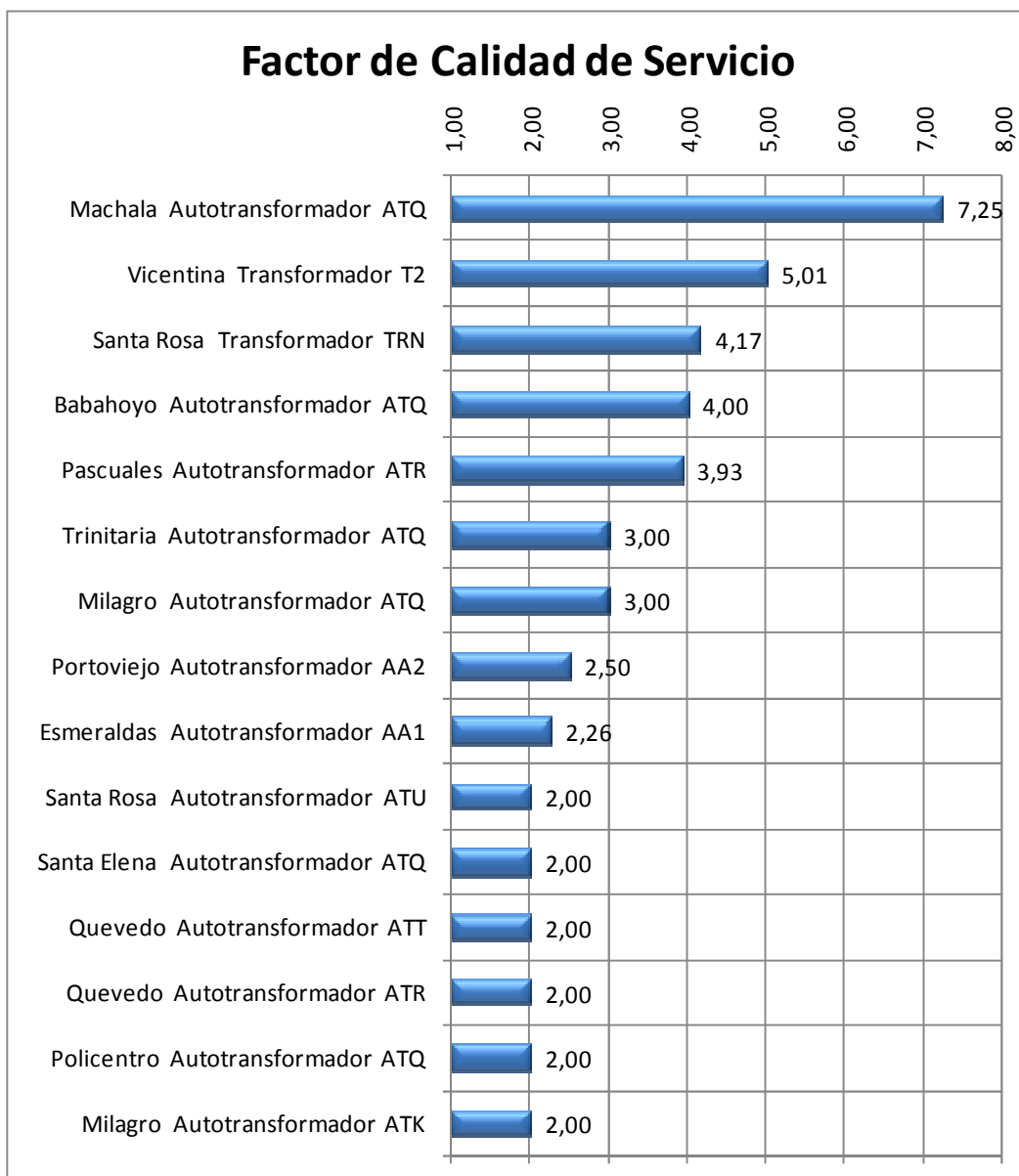


Figura. 4.61: Elementos con mala calidad de servicio basados en el FCS – Primer Semestre.

La ENS al sistema por los transformadores, para el primer semestre del período 1.999 – 2.010, es de 10,28 GWh, siendo la Empresa Eléctrica de Guayaquil, la empresa de distribución que presenta la mayor cantidad de ENS como se muestra en la siguiente figura.

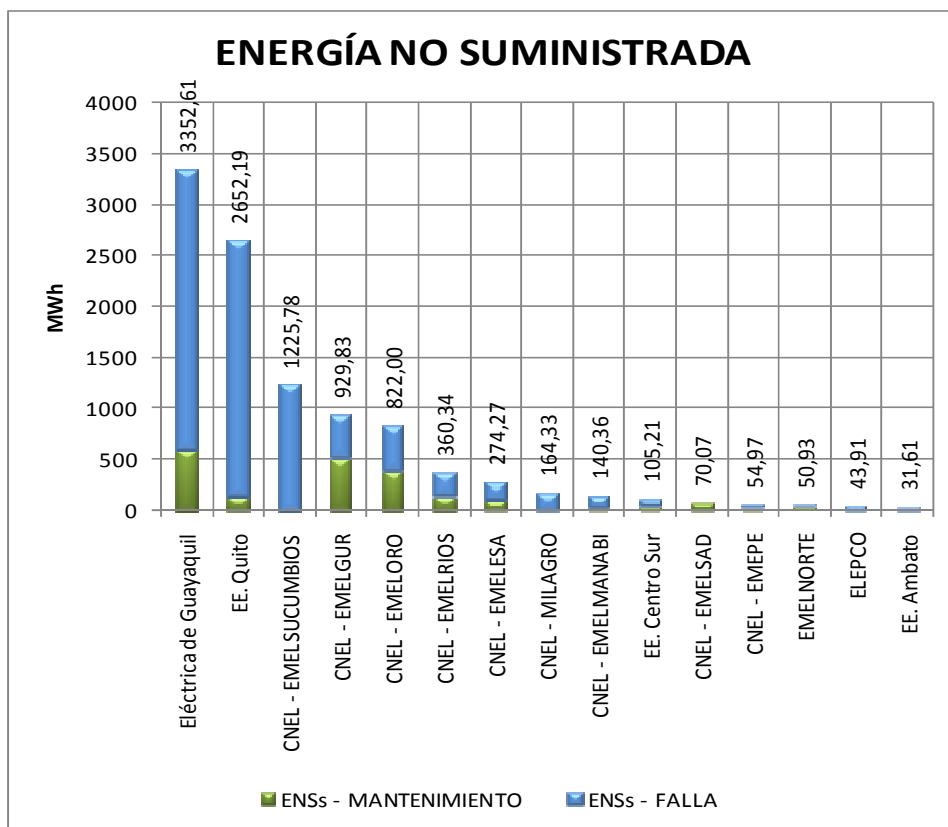


Figura. 4.62: ENS al sistema a empresas de distribución – Primer Semestre

4.2.1.5.2 Segundo Semestre

Para el segundo semestre se evalúa 75 indisponibilidades de 40 transformadores (Figura 4.63), de las cuales el 85% son indisponibilidades por falla y el 15% son indisponibilidades por mantenimientos no programados que causaron indisponibilidad del elemento y corte de carga (por un tiempo promedio de 3,94 horas). De los 40 elementos evaluados, el 53% cumple con el número de desconexiones permitidas (NDP).

También se evalúan 101,84 horas de indisponibilidad de los 40 elementos analizados, de las cuales el 50% es a causa de fallas y el 50% por mantenimientos. De estos elementos el 85% cumple con el límite de horas de indisponibilidad (LHI) (Figura 4.64).

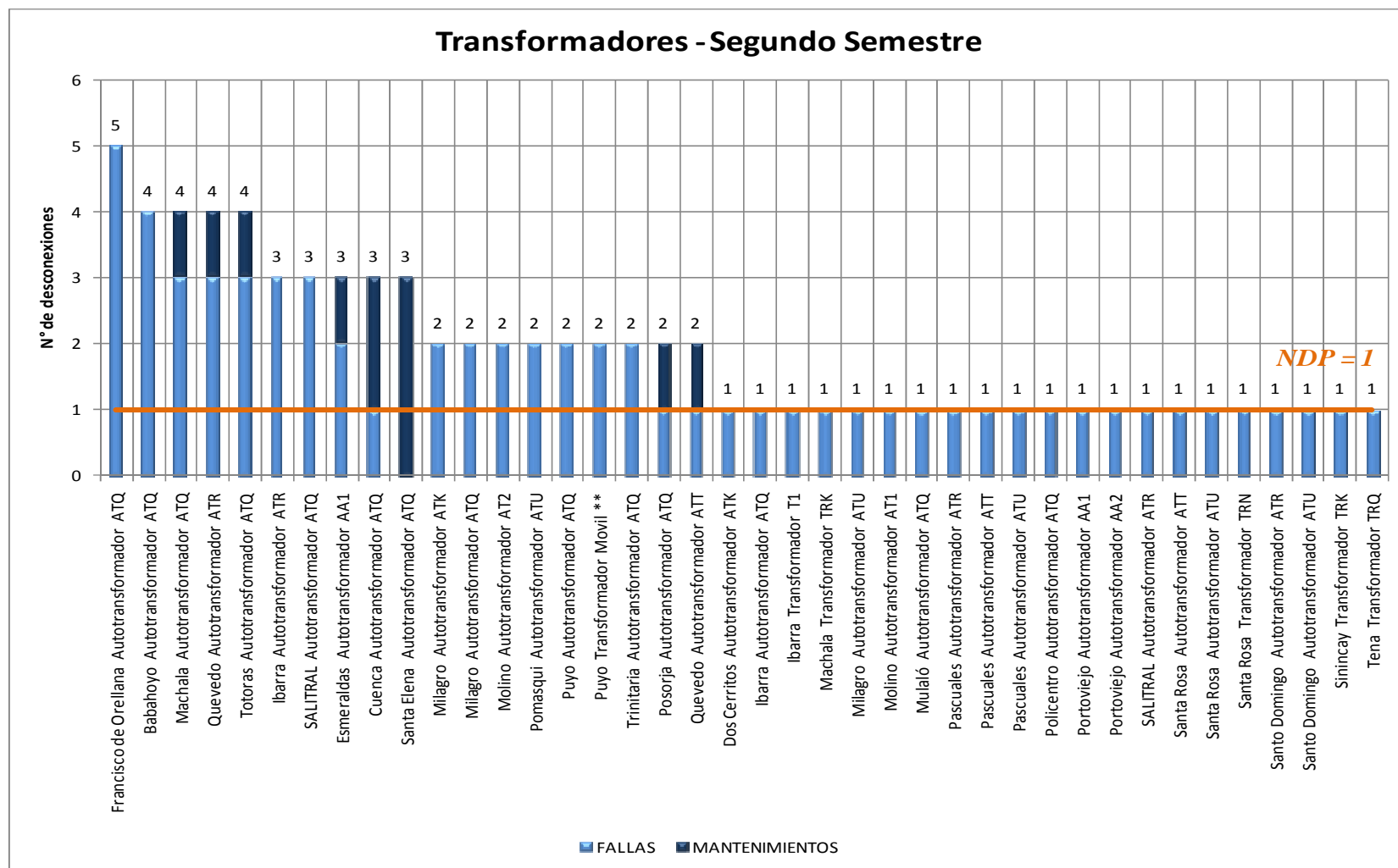


Figura. 4.63: Número de Indisponibilidades – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

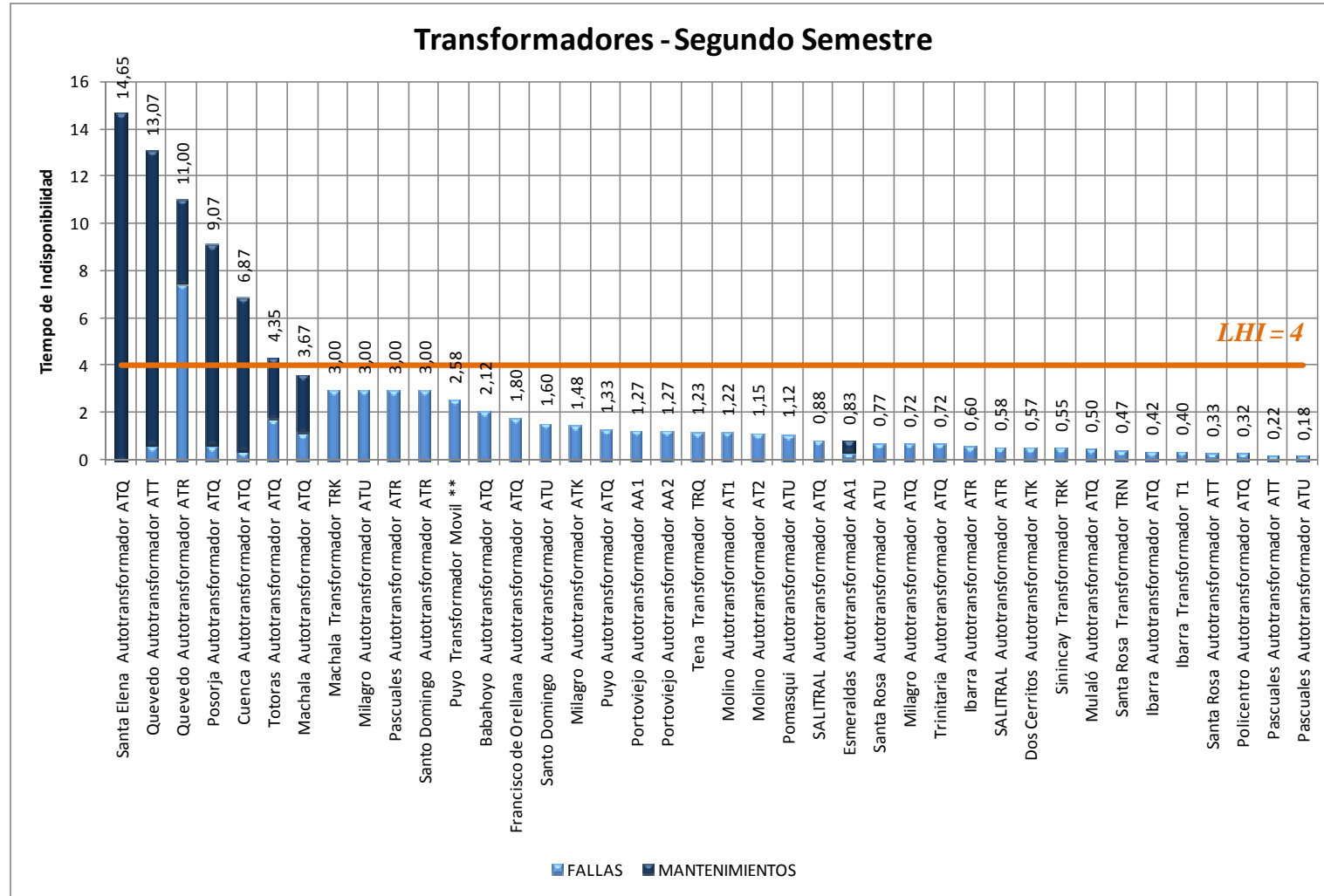


Figura. 4.64: Tiempo de indisponibilidad (h) – Segundo Semestre.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

En el segundo semestre, el 15% de los elementos no cumplen con los límites de indisponibilidad LHI y NDP establecidos en la regulación. En la figura. 4.65 se presentan dichos elementos.

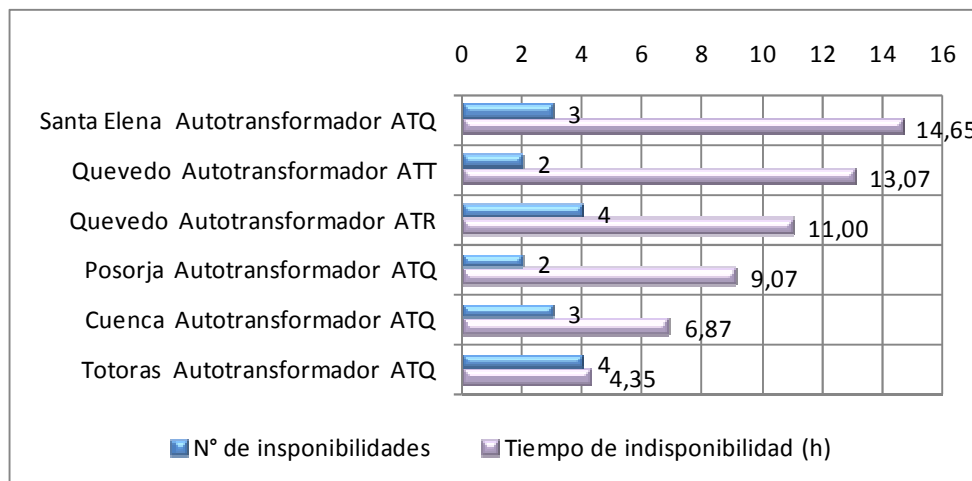


Figura. 4.65: Elementos que no cumplen con NDP y LHI – Primer Semestre.

A través del FCS se tiene que, de los 40 elementos el 48% se encuentran con una mala calidad de servicio, estos elementos se presentan en la figura 4.66.

La ENS al sistema por los transformadores, para el segundo semestre del período 1.999 – 2.010, es de 5,64 GWh, siendo la CNEL - EMELGUR la empresa de distribución que presenta la mayor ENS como se muestra en la figura 4.67.

Los parámetros de los transformadores, evaluados en la regulación para el primero y segundo semestre, se encuentran en el anexo 4.T.11, y los elementos que no se evalúan se encuentran en el anexo 4.T.12.

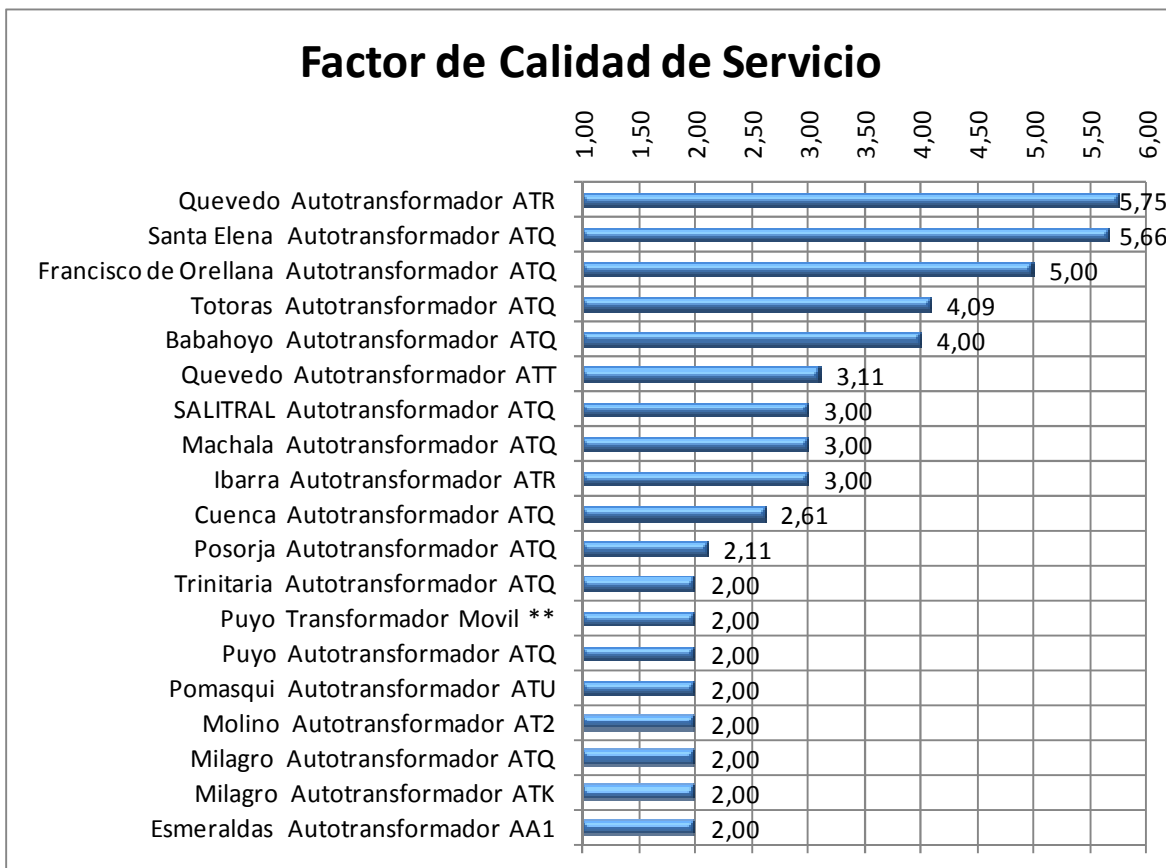


Figura. 4.66: Factor de Calidad de Servicio – Segundo Semestre.

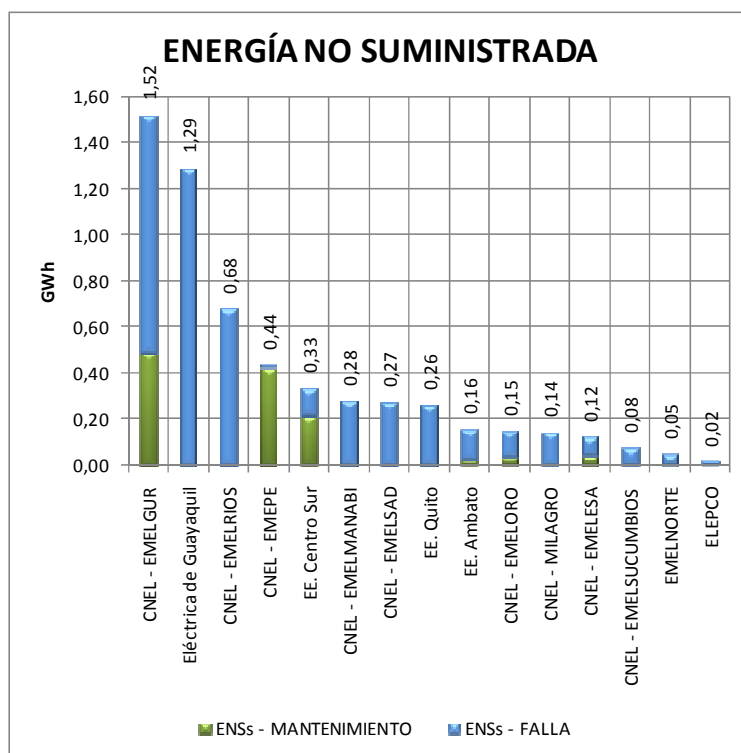


Figura. 4.67: ENS al sistema a empresas de distribución – Segundo Semestre

4.2.2 BENCHMARKING CON LAS NORMATIVAS DE COLOMBIA Y CHILE

En un mundo tendiente a la globalización es común que los sistemas eléctricos de potencia tiendan al crecimiento conforme a su demanda viéndose así preocupante el control de la calidad de suministro de energía ya que puede ser afectado por diversas anomalías de origen interno y externo al sistema eléctrico de potencia. Ecuador, Colombia, Chile y varios países inmersos en este control emiten normativas para evaluar la calidad de suministro.

A continuación se presenta un benchmarking con las normativas de los países antes mencionados que permitirá al organismo encargado conocer los criterios que se toman en dichos países y de considerarlo necesario implementarlos.

Con el levantamiento estadístico de fallas y mantenimientos descrito en el numeral 4.1 del presente trabajo, se aplican los criterios que establecen las normativas de Ecuador, Colombia y Chile, como se describe en el capítulo 2 (numerales 2.5, 2.6 y 2.7), para el año 2.010 y con la metodología presentada en el numeral 3.3 (capítulo 3) se obtienen los siguientes que se presentan a continuación.

4.2.2.1 Tiempo de Indisponibilidad Forzada

Las normativas de los tres países (Ecuador, Colombia y Chile) tienen en común la evaluación del tiempo de indisponibilidad; para el cual, todos los elementos analizados cumplen con los límites de dichas normativas. En el anexo 4.G.1 se puede ver en detalle el tiempo de indisponibilidad forzada para cada normativa.

4.2.2.2 Tiempo de Indisponibilidad Programada

Solo la normativa chilena evalúa este parámetro; en el que se tiene que 18 elementos no cumplen con el límite establecido por dicha regulación (Tabla 4.5). En el anexo 4.G.2 se encuentra el detalle del tiempo de indisponibilidad programada para cada normativa.

		CHILE	
		HPROt	LÍMITE
LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	35,38	20
	Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	31,65	20
	Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	99,67	20
	Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	88,59	20
	Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	22,82	20
	Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	31,11	20
	San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	27,58	20
	Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	102,79	20
	Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	191,45	20
	Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	26,39	20
	Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	30,77	20
	Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	22,21	20
	Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	84,84	20
	Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	50,72	20
	Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	24,96	20
	Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	20,66	20
	Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	90,18	20
	Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	39,76	20

Tabla 4.5: Elementos que no cumplen con el límite de HPROt (normativa chilena)

Se tiene que la línea Totoras – Agoyán (circuitos uno y dos) presenta el mayor HPROt y se debe a 77 mantenimientos programados con indisponibilidad, de éstos se registró que el 50% del tiempo fue por mantenimientos de la línea, el 41% por modernización, el 5% por lavado y limpieza de aislación, el 2% por desbroce y el 2% entre pruebas y sistema de control.

4.2.2.3 Frecuencia de Indisponibilidad

Este parámetro lo evalúan las normativas chilena y la ecuatoriana y con las cuales se tiene que 16 elementos no cumplen con el límite establecido en la normativa chilena y 3 elementos no cumplen con el límite ecuatoriano (Tabla 4.6). En el anexo 4.G.3 se encuentra el detalle de la frecuencia de indisponibilidad para cada normativa.

		CHILE		ECUADOR	
		FFORTt**	LÍMITE	NDP	LÍMITE
COMPENSADOR	Machala 13.8 kV Capacitor C1	1,40	1	-	-
	Pascuales 13.8 kV Reactor RCW	1,80	1	-	-
	Pascuales 13.8 kV Reactor RCX	1,40	1	-	-
	Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCX	2,40	1	-	-
	Portoviejo 69 kV Capacitor C1	1,80	1	-	-
	Portoviejo 69 kV Capacitor C2	1,20	1	-	-
TRANSFORMADOR	Santa Rosa Transformador TRN	2,00	1	4	2
	Babahoyo Autotransformador ATQ	5,00	1	-	-
	Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	1,60	1	-	-
	Pascuales Autotransformador ATR	2,00	1	-	-
	Portoviejo Transformador Móvil **	1,40	1	-	-
	Quevedo Autotransformador ATR	1,20	1	-	-
	Santa Elena Autotransformador ATQ	1,20	1	-	-
	Tena Transformador TRQ	1,20	1	-	-
	Milagro Autotransformador ATU	4,00	1	-	-
	Santa Rosa Autotransformador ATU	1,40	1	-	-
L/T	Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	-	-	6	4
	Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	-	-	8	4

Tabla 4.6: Elementos que no cumplen con el límite de número de indisponibilidad (normativa chilena y ecuatoriana)

Con este análisis se concluye que los elementos del S.N.T. del Ecuador cumplen satisfactoriamente los parámetros establecidos por las normativas de Colombia y Chile y los límites que establece la normativa ecuatoriana se ajusta a las condiciones de nuestro sistema; sin embargo, se sugiere la evaluación del tiempo de indisponibilidad programada como lo realiza Chile y la evaluación la indisponibilidad forzada considerando todo tipo de indisponibilidad como lo realiza Colombia.

4.3 CÁLCULO DE INDICADORES

Los indicadores ayudarán a determinar puntos frágiles del S.N.T. para posteriormente verificar si éstos fueron considerados dentro del Plan de Expansión. El cálculo de indicadores se realiza con la información correspondiente a fallas y mantenimientos presentada en el numeral 4.1 de este mismo capítulo y los elementos a evaluarse son los que se encuentran vigentes actualmente.

Los indicadores que se presentan a continuación son los que fueron descritos en el Capítulo 3, numeral 3.4.

4.3.1 FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA – POF

La información de indisponibilidades programadas de las que se dispone para ser evaluadas corresponde a los mantenimientos programados.

4.3.1.1 Líneas de Transmisión

4.3.1.1.1 Líneas de Transmisión 230 kV

El POF de líneas de transmisión de 230 kV es de 3,50%; siendo la línea Molino – Riobamba y el circuito dos de la línea Totoras – San Francisco los que presentan los mayores porcentajes de POF con 0,48% y 0,43% respectivamente (Anexos 4.G.4 y 4.T.13).

El POF de 0,48% de la línea Molino – Riobamba se debe a que en el periodo de estudio (1.999 – 2.010) se registró 507,75 horas de indisponibilidad por mantenimientos programados, de las cuales el 68% se debió a trabajos de modernización.

El POF de 0,43% del circuito dos de la línea Totoras – San Francisco se debe a que en el periodo de estudio se registró 450,92 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, de las cuales el 81% se debió a pruebas.

4.3.1.1.2 Líneas de Transmisión 138 kV

El POF de líneas de transmisión de 138 kV es de 5,93%; siendo el circuito uno de la línea Totoras – Agoyán y el circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso los que presentan los mayores porcentajes de POF con 0,96% y 0,59% respectivamente (Anexos 4.G.4 y 4.T.13).

El POF de 0,96% del circuito uno de la línea Totoras – Agoyán se debe a que en el periodo de estudio se registró 1.011,02 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, de las cuales el 75% se debió a mantenimiento de la línea y el 17% por modernización en el año 2.006.

El POF de 0,59% del circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso se debe a que en el periodo de estudio se registró 617,50 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, de las cuales el 64% se debió a mantenimiento de la línea y estructuras y el 17% por modernización en el año 2.007.

4.3.1.2 Elementos de Transformación

Los elementos de transformación presentan un POF de 2,43%; siendo el ATQ (138/69 kV) de la subestación Tulcán y el AT2 (230/138 kV) de la subestación Molino los que presentan los mayores porcentajes con 0,28% y 0,16% respectivamente, como se muestra en los anexos 4.G.4 y 4.T.13.

El POF de 0,28% del ATQ de Tulcán se debe a que en el periodo de estudio se presentan 299,70 horas de indisponibilidad por mantenimiento general del elemento, programado en el año 2.000.

El POF de 0,16% del AT2 de Molino se debe a que en el periodo de estudio se presentan 171,78 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, del cual; el 60% corresponde a mantenimiento general del elemento realizado con frecuencia anualmente.

4.3.1.3 Posiciones y Puntos de Entrega

4.3.1.3.1 Puntos de Entrega 34,5

El único punto de entrega actualmente vigente a este nivel de voltaje es Ambi en la subestación Ibarra el cual presenta un FOF de 0,10% debido a que presenta 104,02 horas de indisponibilidad por mantenimiento general y mantenimiento del disyuntor que se ha programado frecuentemente en el periodo de estudio (1.999 – 2.010).

4.3.1.3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV

El POF de posiciones y puntos de entrega a nivel de 69 kV es de 5,16%; siendo el punto de entrega Cuenca 2 en la subestación Cuenca y Salinas en la subestación Santa Elena los que presentan los porcentajes mayores; con 0,24% y 0,23% respectivamente, como se muestra en los anexos 4.G.4 y 4.T.13.

El POF de 0,24% del punto de entrega Cuenca 2 se debe a 247,85 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en el periodo de estudio, del cual el 75% se debió a mantenimiento general y el 15% a mantenimiento del disyuntor en el año 2.001.

El POF de 0,23% del punto de entrega Salinas se debe a 241,48 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado en el periodo de estudio, del cual el 48% se debió a mantenimiento general y el 35% a mantenimiento del disyuntor en el año 2.001.

4.3.1.3.3 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV

El POF de posiciones y puntos de entrega a nivel de 138 kV es del 1%; siendo el punto de entrega Eugenio Espejo en la subestación Santa Rosa y la posición acoplador en la subestación Esmeraldas los que presentan los mayores porcentajes con 0,11% y 0,08% respectivamente, como se muestra en los anexos 4.G.4 y 4.T.13.

El POF de 0,11% del punto de entrega Eugenio Espejo se debe a 113,33 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, del cual; el 39% se debió a mantenimiento general y el 32% a mantenimiento del disyuntor. Mientras que el POF de 0,08% de la posición acoplador de la subestación Esmeraldas se debe a 79,27 horas de indisponibilidad por mantenimiento programado, del cual; el 76% se debió a mantenimiento general y el 10% por recarga de aislante.

Los mantenimientos mencionados se realizan con frecuencia en todo el periodo de estudio (1.999 – 2.010).

4.3.1.3.4 Puntos de Entrega 230 kV

El POF de puntos de entrega a 230 kV es de 0,46%; siendo los acopladores de a subestaciones Totoras y Molino los que presentan los porcentajes mayores; con 0,09% y 0,08% respectivamente, como se muestra en los anexos 4.G.4 y 4.T.13.

El POF de 0,09% del acoplador de Totoras se debe a mantenimiento general, que se realizan con frecuencia en el periodo de estudio. El POF de 0,08% del

acoplador de Totoras se debe a mantenimiento general, recarga de aislante y sistemas de control que se realizan con frecuencia en el periodo de estudio.

4.3.2 FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA - FOF

Las indisponibilidades forzadas pueden ser producto de una falla o un mantenimiento emergente o correctivo. Para el cálculo de este indicador se separará el origen de la indisponibilidad; así, si la indisponibilidad se debe a una falla, se calculará un Factor de Indisponibilidad Forzada por falla (FOFf) y si la indisponibilidad se debe a un mantenimiento, se calculará el Factor de Indisponibilidad Forzada por mantenimiento (FOFm).

4.3.2.1 Líneas de Transmisión

4.3.2.1.1 Líneas de Transmisión 230 kV

Para líneas de transmisión de 230 kV se tiene un FOFm de 1,05% y un FOFf de 0,23%; siendo la línea Pomasqui – Jamondino la que presenta los mayores valores. El circuito uno presenta un FOFm de 0,12%, siendo el mayor debido a que presenta un tiempo de indisponibilidad por mantenimiento no programado de 124,18 horas en todo el periodo de estudio, de las cuales el 35% es por mantenimiento de la línea y el 27% por sistemas de control (Ver anexos 4.G.5 y 4.T.13).

Los circuitos tres y cuatro de la línea Pomasqui – Jamondino presentan un FOFf de 0,04% cada uno, el cual se debe a que estos circuitos registran un gran número de fallas como se indicó el numeral 4.1 de este capítulo con (Ver anexos 4.G.6 y 4.T.13).

4.3.2.1.2 Líneas de Transmisión 138 kV

Para líneas de transmisión de 138 kV se tiene un FOFm de 1,44% y un FOFf de 0,23%.

El circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso presenta el FOFm mayor con 0,26% (Ver anexos 4.G.5 y 4.T.13) el cual se debe a que presenta un tiempo de

indisponibilidad por mantenimiento no programado de 275,41 horas de las cuales el 43% es por modernización y el 36% por desbroce.

Las líneas Tena – Francisco de Orellana y Electroquil – Posorja y el circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso presentan un FOFf de 0,02% cada uno (Ver anexos 4.G.6 y 4.T.13), mismo que se debe a que en el periodo de estudio registran un gran número de fallas como se indicó el numeral 4.1 de este capítulo y por tanto un tiempo de indisponibilidad alto de 20 horas en promedio.

4.3.2.2 Elementos de Transformación

Los elementos de transformación presentan un FOFm de 1,41% y un FOFf de 0,17% que muestra que existe mayor tiempo de indisponibilidad por mantenimientos no programados que por fallas.

El elemento que presenta el mayor FOFm es el ATU (230/138 kV) de la subestación Milagro con 0,16% y se debe a que presenta 171,73 horas de indisponibilidad por mantenimientos no programados, 45% por reemplazo del elemento y 43% por pruebas y elemento que presenta el mayor FOFf es el ATR (138/69 kV) de Quevedo con un tiempo de indisponibilidad de 17,08 horas. (Ver anexos 4.G.5, 4.G.6 y 4.T.13).

4.3.2.3 Posiciones y Puntos de Entrega

4.3.2.3.1 Puntos de Entrega 34,5 kV

Ambi presenta un FOFm de 0,08%, el cual se debe a mantenimientos general (49%) y mantenimiento del disyuntor (37%) y presenta un FOFf de 0,01%.

4.3.2.3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV

Al igual que los elementos anteriores, en posiciones y puntos de entrega de 69 kV el FOFm es mayor al FOFf con un valor de 3,68% y 0,96% respectivamente.

El elemento que presenta el mayor FOFm es EMELGUR en la subestación Milagro por presentar 215,73 horas de indisponibilidad por mantenimiento del disyuntor 42% y mantenimiento general 37% que no fueron programados. El punto de entrega Milagro 3 en la subestación Milagro presenta el mayor FOFf con

0,04%, debido a 44,45 horas de indisponibilidad por falla. (Ver anexos 4.G.5, 4.G.6 y 4.T.13).

4.3.2.3.3 *Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV*

El FOFm para estos elementos es de 0,40% y el FOFf es de 0,08%. El valor más alto de FOFm es de 0,04% y lo presenta el acoplador de la subestación Esmeraldas con 45,5 horas por mantenimiento del disyuntor. Los únicos puntos de entrega que presentan FOFf son Quito 2 de la subestación Pomasqui y El Carmen de la subestación Snata Rosa con 0,01%. (Ver anexos 4.G.5, 4.G.6 y 4.T.13).

4.3.2.3.4 *Puntos de Entrega 230 kV*

El FOFm para estos elementos es de 0,19% y el FOFf es de 0,01%. El valor más alto de FOFm es de 0,05% y lo presenta el acoplador de la subestación Totoras por mantenimiento del disyuntor. El FOFf por elemento es del 0,00% (Ver anexos 4.G.5, 4.G.6 y 4.T.13).

4.3.3 **FACTOR DE DISPONIBILIDAD - AF**

La disponibilidad de cada elemento presenta un valor sobre el 99%, el detalle de esto se presenta en el anexo 4.G.7, a continuación se presenta el factor de disponibilidad (AF) más bajo de cada grupo de elementos.

- Molino – Riobamba uno 230 kV: AF → 99,47%
- Totoras – Agoyán uno 138 kV: AF → 99,00%
- Autotransformador ATQ de Tulcán: AF → 99,61%
- Punto de Entrega Ambi 34,5 kV: AF → 99,81%
- Puntos de Entrega Salinas 69 kV: AF → 99,63%
- Puntos de Entrega Eugenio Espejo 138 kV: AF → 99,86%
- Posición acoplador - Totoras 230 kV: AF → 99,87%

Como se evidencia, de manera general la indisponibilidad de los elementos es no mayor al 1%.

4.3.4 DURACIÓN MEDIA DE LA INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POA

4.3.4.1 Líneas de Transmisión

4.3.4.1.1 Líneas de Transmisión 230 kV

La duración media de la indisponibilidad programada (POA) de líneas de transmisión de 230 kV es de 12,89 horas. El mayor tiempo lo registra la línea Totoras – San Francisco, circuitos dos y uno, con 19 horas y 16 horas respectivamente, estos mantenimientos se deben a pruebas por el ingreso de a Central San Francisco en el año 2.007. (Ver anexos 4.G.8 y 4.T.13).

4.3.4.1.2 Líneas de Transmisión 138 kV

Para líneas de 138 kV se tiene un POA de 14,53 horas de indisponibilidad por mantenimientos programados. La línea Totoras – Agoyán, circuitos dos y uno, presentan los mayores tiempos de indisponibilidad con 23 horas y 21 horas respectivamente, como se encuentra en el anexo 4.G.8 y 4.T.13.

Estos mantenimientos se deben el 50% por mantenimiento de la línea y 41 % por modernización que se deben a los cambios en la topología del S.N.T. desde el año 2.006 por el ingreso de las subestaciones Tena y Francisco de Orellana.

4.3.4.2 Elementos de Transformación

Los elementos de transformación presentan un POA de 7,90 horas; siendo, los elementos que presentan los mayores valores de POA; el ATU (230/138 kV) de la subestación Pascuales y el ATQ (138/69 kV) de la subestación Babahoyo con 18 horas y 11 horas respectivamente (Anexo 4.G.8 y 4.T.13). El tiempo de indisponibilidad de estos elementos se debe el 49% a mantenimiento general y el 16% a llenado de aceite.

4.3.4.3 Posiciones y Puntos de Entrega

4.3.4.3.1 Puntos de Entrega 34,5 kV

El POA del punto de entrega Ambi es de 8,83 horas y se debe a mantenimiento general del elemento.

4.3.4.3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV

El POA de estos elementos tiene un valor de 8,31 horas. Los puntos de entrega Quinto Guayas en la subestación Pascuales, Ambato 1 en la subestación Ambato, Cristavid y Piedrahita en la subestación Policentro y Refinería en la subestación Esmeraldas presentan el mayor POA con un valor de 11 horas de indisponibilidad. (Anexo 4.G.8 y 4.T.13).

4.3.4.3.3 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV

Las posiciones y puntos de entrega a 138 kV presentan un POA de 8,07 horas. El punto de entrega Selva Alegre en la subestación Santa Rosa presenta un POA de 13 horas, el cual se debe a mantenimiento general (53%) y mantenimiento del disyuntor (31%). La posición de transferencia de la subestación Milagro presenta un POA de 10 horas y se debe a mantenimiento general (51%) y sistemas de control (49%). (Anexo 4.G.8 y 4.T.13).

4.3.4.3.4 Puntos de Entrega 230 kV

Los puntos de entrega a 230 kV presentan un POA de 8,41 horas, siendo el acoplador de la subestación Milagro el que presenta el mayor valor con 14 horas debido a corrección de puntos calientes que se dan en el periodo. (Anexo 4.G.8 y 4.T.13).

4.3.5 DURACIÓN MEDIA DE LA INDISPONIBILIDAD FORZADA - FOA

Como se había mencionado con anterioridad una indisponibilidad forzada puede deberse a fallas o mantenimientos no programados (emergentes o correctivos); así, se tendrá una Duración Media de Indisponibilidad Forzada por mantenimiento (FOAm) y una Duración Media de Indisponibilidad Forzada por fallas (FOAf).

La Duración Media de Indisponibilidad Forzada por fallas (FOAf) tiene una particularidad puesto que el máximo valor esperado es de 3 horas, esto se debe a que cuando un elemento presenta una falla, se lo considerará dentro de este estado (estado de falla) un tiempo máximo de 3 horas, luego del cual pasará a un estado de mantenimiento (mantenimiento correctivo).

4.3.5.1 Líneas de Transmisión

4.3.5.1.1 Líneas de Transmisión 230 kV

Para líneas de transmisión de 230 kV se tiene un FOAm de 27,18 horas y un FOAf de 0,81 horas, calculados en el periodo de estudio (1.999 – 2.010).

La línea Machala – Zorritos presenta el mayor FOAm con un valor de 22,63 horas y se debe a pruebas por el ingreso de la línea en el año 2.004. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

Los elementos que presentan un FOAf de 3 horas son; el circuito uno de la línea Molino – Pascuales, el cual se debió entre otros a una falla en el año 2.000 por un deslave en la zona de pascuales en la cual se declaró en falla permanente a los dos circuitos e incluso fue necesaria la reconfiguración del sistema hasta solventar el problema, y la línea Molino – Totoras, cuyas 3 horas se debe entre otras a una falla a causa de Externo al sistema en el año 2.010. Ver anexo 4.G.10 y 4.T.13.

4.3.5.1.2 Líneas de Transmisión 138 kV

Para líneas de transmisión de 138 kV se tiene un FOAm de 15,51 horas y un FOAf de 0,77 horas, calculados en el periodo de estudio.

Los mayores valores de FOAm lo presentan la línea Pascuales – Electroquil con un FOAm de 17,30 horas debido a mantenimientos frecuentes de cambio de aisladores y desbroce y el circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso con un FOAm de 15,51 horas debido a modernización desde el año 2.007. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

Los elementos que presentan un FOAf de 3 horas son; el circuito uno de la línea Molino – Cuenca y las líneas Mulaló – Vicentina, Pascuales – Sta. Elena, Pucará – Ambato, Pucará – Mulaló y Totoras – Ambato, como se puede evidenciar en el anexo 4.G.10 y 4.T.13, las causas de fallas se encuentran en el anexo 4.T.1.

4.3.5.2 Elementos de Transformación

Los elementos de transformación presentan un FOAm de 8,83 horas y un FOAf de 0,85 horas.

El mayor valor de FOAm lo presentan el ATU (230/138 kV) de la subestación Santa Rosa con 15,17 horas debido a mantenimiento general del elemento que se presentó en el año 2.007. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

Los elementos que presentan un FOAf de 3 horas son; ATR (138/69 kV) de la subestación Pascuales, ATR (138/69 kV) de la subestación Santo Domingo, ATU (230/138 kV) de la subestación Milagro y TRK (230/69 kV) de Machala, como se puede evidenciar en el anexo 4.G.10 y 4.T.13, las causas de fallas se encuentran en el anexo 4.T.1.

4.3.5.3 Posiciones y Puntos de Entrega

4.3.5.3.1 Puntos de Entrega 34,5 kV

Ambi presenta un FOAm de 7, 52 horas debido a mantenimiento general y recarga de aislante ejecutados con frecuencia durante el periodo de estudio, el FOAf es de 1,04 horas por las fallas ocurridas.

4.3.5.3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV

Las posiciones y puntos de entrega de entrega presentan un FOAm de 11,08 horas y un FOAf de 0,65 horas.

El mayor valor de FOAm lo presenta el punto de entrega Riobamba 2 de la subestación Riobamba con 17,27 horas debido a mantenimiento del disyuntor que en el año 2.003. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

Los elementos que presentan un FOAf de 3 horas son; Tulcán en la subestación Ibarra, CEDEGE en la subestación ELECTROQUIL 2, Chanduy en Santa Elena, Montalvo en Totoras y Tulcán1 en Tulcán, como se puede evidenciar en el anexo 4.G.10 y 4.T.13, las causas de fallas se encuentran en el anexo 4.T.1.

4.3.5.3.3 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV

A nivel de 138 kV, se tiene que los elementos presentan un FOAm de 22,57 horas y un FOAf de 1,88 horas.

El mayor FOAm es de 22,9 horas y lo presenta el punto de entrega Selva Alegre de la subestación Santa Rosa y se debe a mantenimiento emergente por baja presión en el disyuntor en el año 2.007. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

El mayor FOAf presentada en estos elementos es de 2,53 horas, del punto de entrega Quito 2 de la subestación Pomasqui debido a una falla en el año 2.006. Ver anexo 4.G.10 y 4.T.13.

4.3.5.3.4 Puntos de Entrega 230 kV

Estos elementos presentan un FOAm de 12,58 horas y una FOAf de 2,28 horas.

El mayor FOAm es de 18,88 horas y lo presenta el acoplador de la subestación Totoras y como se mencionó con anterioridad se debe a mantenimiento del disyuntor. Ver anexo 4.G.9 y 4.T.13.

A pesar que el FOfF por elemento es del 0%, se tiene que el mayor FOAf lo presenta el acoplador de la subestación Milagro debido a una falla en el año 2.009. Ver anexo 4.G.10 y 4.T.13.

4.3.6 TASA DE SALIDA FORZADA - FOR

4.3.6.1 Líneas de Transmisión

4.3.6.1.1 Líneas de Transmisión 230 kV

El FOR de líneas de transmisión de 230 kV es de 0,04% por km de línea. El mayor FOR lo registra la línea Milagro – Dos Cerritos, con 0,22% por km de línea (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.1.2 Líneas de Transmisión 138 kV

Las líneas de transmisión de 138 kV tienen un FOR de 0,08% por km de línea, un porcentaje mayor al de las líneas de 230 kV, siendo el circuito uno de la línea

Pascuales – Policentro el que presenta el mayor FOR con 0,70% por km de línea (Ver anexo 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.2 Elementos de Transformación

Los elementos de transformación presentan un FOR de 1,62%, siendo el ATU (230/138 kV) de la subestación Milagro el elemento que presenta el mayor FOR con 0,17%. (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.3 Posiciones y Puntos de Entrega

4.3.6.3.1 Puntos de Entrega 34,5 kV

El punto de entrega Ambi de la subestación Ibarra presenta un FOR DE 0,09%. (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV

Las posiciones y puntos de entrega a nivel de 69 kV son los elementos que presentan el mayor FOR de todos los elementos del S.N.T., con un valor de 4,90%, siendo el punto de entrega a EMELGUR en la subestación Milagro, el elemento que alcanza el mayor FOR con un valor de 0,24%. (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.3.3 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV

Las posiciones y puntos de entrega a 138 kV presentan un FOR de 0,08%. El mayor valor lo presenta la posición Selva Alegre en la subestación Santa rosa con un FOR de 0,05%. (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.3.6.3.4 Puntos de Entrega 230 kV

Estos elementos presentan un FOR de 0,20%. El mayor valor lo presenta el acoplador de Totoras con un FOR de 0,05%. (Ver anexos 4.G.11 y 4.T.13).

4.4 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD

El análisis de cargabilidad para el periodo enero 2.010 – febrero 2.011, se realiza para todos los elementos de transformación del S.N.T y puntos de entrega a 69 kV en los que se encuentra conectado únicamente carga. Este análisis sirve para determinar puntos frágiles del S.N.T.

En la memoria desarrollada para el Departamento de Operaciones del CENACE se encuentra el detalle del análisis de cargabilidad de los elementos.

4.4.1 ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

En el S.N.T, hasta febrero del año 2.011 se registran 49 elementos de transformación. Los elementos que tienen una carga del 80% son considerados en estado de alerta, pues ya se debe gestionar el cambio a futuro de este elemento, ya que con un incremento de demanda del 5,7% anual, contemplado en el Plan Maestro de Electrificación 2.009 – 2.020, en un plazo promedio de 3 años la carga del elemento llegaría a su capacidad máxima y se debe tener en cuenta que la construcción de un elemento nuevo lleva tiempo.

Con la finalidad de analizar los elementos de transformación que están llegando al límite de su capacidad de operación continua (estado de alerta), se considera el tanto por uno de su capacidad de carga, desde un valor de 0,80 en adelante, como se muestra en la tabla 4.8.

En el anexo 4.T.13 se muestra la carga de cada elemento para cada mes desde enero del año 2.010 hasta febrero del año 2.011.

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	2010												2011	
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB
AMBATO AT1 138/69 kV	-	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	0,8	1,0	0,9	0,9
BABAHOYO ATQ 138/69 kV	0,9	-	-	-	0,8	-	-	-	-	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
CHONE ATQ 138/69 kV	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
CUENCA ATQ 138/69 kV	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-
DOS CERRITOS ATK 230/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESMERALDAS AA1 138/69 kV	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
IBARRA ATR 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
IBARRA T1 138/34.5 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LOJA ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MACHALA ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MACHALA ATR 138/69 kV	1,0	1,1	1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MACHALA TRK 230/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MILAGRO ATK 230/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MILAGRO ATU 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOLINO AT1 230/138 kV	-	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOLINO AT2 230/138 kV	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MULALO ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ORELLANA ATQ 138/69 kV	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,9	0,8
PASCUALES ATR 138/69 kV	-	0,8	-	0,9	0,8	-	0,8	-	-	0,8	0,8	0,9	0,9	-
PASCUALES ATT 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASCUALES ATU 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-
POLICENTRO ATQ 138/69 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0
POMASQUI ATU 230/138 kV	-	-	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	1,0	0,8	0,8
PORTOVIEJO AA1 138/69 kV	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	-	-	-	-	0,8	-	0,9	0,9	0,9
PORTOVIEJO AA2 138/69 kV	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	0,9
POSORJA ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PUYO ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
QUEVEDO ATR 138/69 kV	-	-	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	-
QUEVEDO ATT 230/138 kV	1,0	1,0	1,1	1,1	0,9	0,8	-	-	-	-	-	0,8	0,9	-
RIOBAMBA TRK 230/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALITRAL ATQ 138/69 kV	-	0,8	-	-	-	1,0	-	-	0,9	0,9	-	-	-	-
SALITRAL ATR 138/69 kV	-	-	0,9	-	-	1,0	-	-	0,9	-	-	-	-	-
SAN GREGORIO ATT 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTA ELENA ATQ 138/69 kV	0,8	-	-	-	-	-	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	-	0,9
SANTA ROSA ATT 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTA ROSA ATU 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTA ROSA TRN 138/46 kV	0,9	-	-	-	1,0	-	-	-	0,8	0,8	-	-	-	-
SANTA ROSA TRP 138/46 kV	0,9	-	-	1,0	0,9	-	-	-	0,8	0,9	0,8	-	-	0,8
SANTO DOMINGO ATR 138/69 kV	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9	-	-
SANTO DOMINGO ATU 230/138 kV	-	-	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-	0,8	-	-	0,9
SININCAI TRK 230/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TENA TRQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTORAS ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTORAS ATT 230/138 kV	1,2	1,1	0,9	1,1	1,1	0,9	1,1	0,9	0,9	1,0	1,1	0,9	1,0	1,0
TRINITARIA ATQ 138/69 kV	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	1,0	0,9	0,9	0,8	0,9
TRINITARIA ATT 230/138 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TULCAN ATQ 138/69 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VICENTINA T1 138/46 kV	1,0	-	-	1,0	-	-	-	-	-	0,9	1,0	-	-	-
VICENTINA T2 138/46 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-

Tabla 4.8: Estado de los Elementos de Transformación.

En base a la tabla anterior, se determinan los elementos que han presentado con frecuencia un estado de alerta (valores desde 0,8 en adelante), durante el periodo de estudio (enero 2.010 – febrero 2.011).

Los elementos en estado de alerta son; el AT1 (138/69 kV) de Ambato, ATQ (138/69 kV) de Babahoyo, ATQ (138/69 kV) de Chone, AA1 (138/69 kV) de Esmeraldas, ATR (138/69 kV) de Ibarra, ATQ (138/69 kV) de Orellana, ATQ (138/69 kV) de Policentro, ATR (138/69 kV) de Quevedo, ATQ (138/69 kV) de Sta. Elena, ATT (230/138 kV) de Totoras y ATQ (138/69 kV) de Trinitaria, pues han presentado valores de carga mayores iguales al 80%.

A continuación se realiza un análisis gráfico de los elementos que han registrado un estado de alerta durante todo el periodo de estudio.

➤ **CHONE – ATQ 138/69 kV.**

Capacidad de operación continua: 60 MVA.

Capacidad en emergencia: 67 MVA.

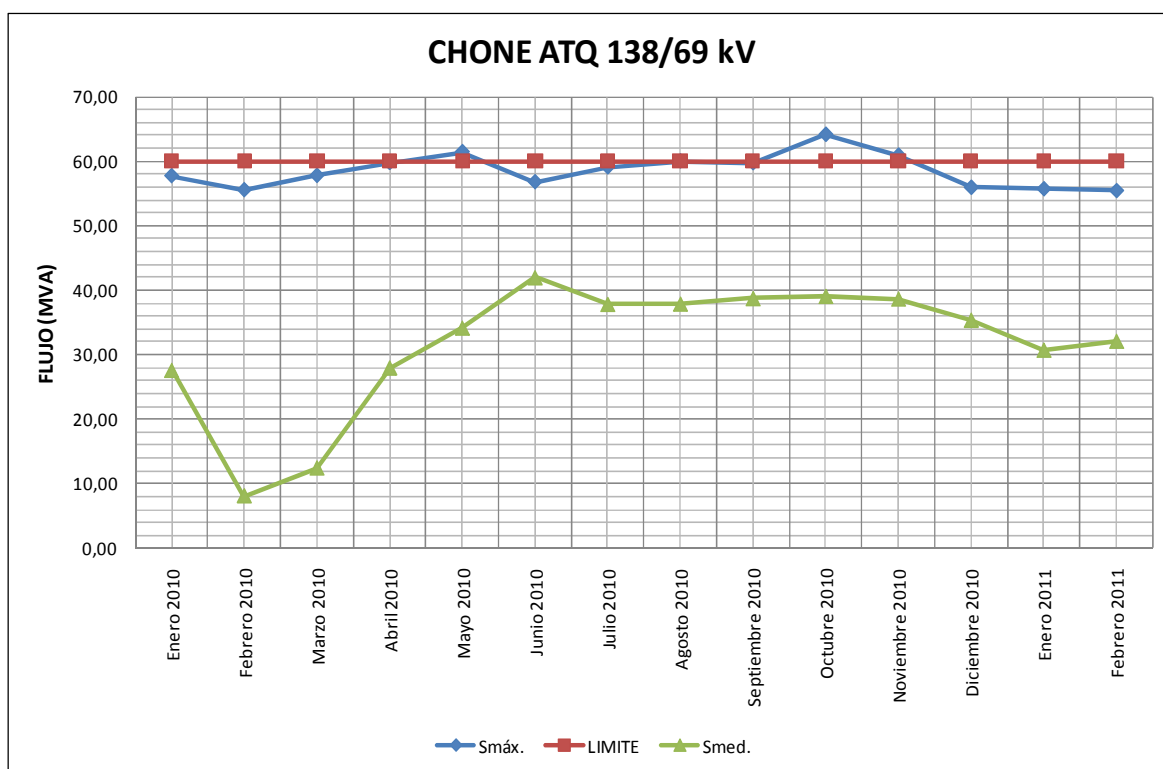


Figura 4.68: Cargabilidad del ATQ de Chone.

MES	SOBRECARGA	TIEMPO DE SOBRECARGA
Enero 2010	96,19%	
Febrero 2010	92,59%	
Marzo 2010	96,27%	
Abril 2010	99,60%	
Mayo 2010	102,35%	00:58:05
Junio 2010	94,62%	
Julio 2010	98,45%	
Agosto 2010	100,00%	
Septiembre 2010	99,52%	
Octubre 2010	106,83%	01:19:00
Noviembre 2010	101,46%	00:32:00
Diciembre 2010	93,20%	
Enero 2011	92,82%	
Febrero 2011	92,37%	
TIEMPO ANUAL DE SOBRECARGA:		02:49:05

Tabla 4.9: Cargabilidad del ATQ de Chone.

➤ **ESMERALDAS – AA1 138/69 kV.**

Capacidad de operación continua: 75 MVA.

Capacidad en emergencia: 80 MVA.

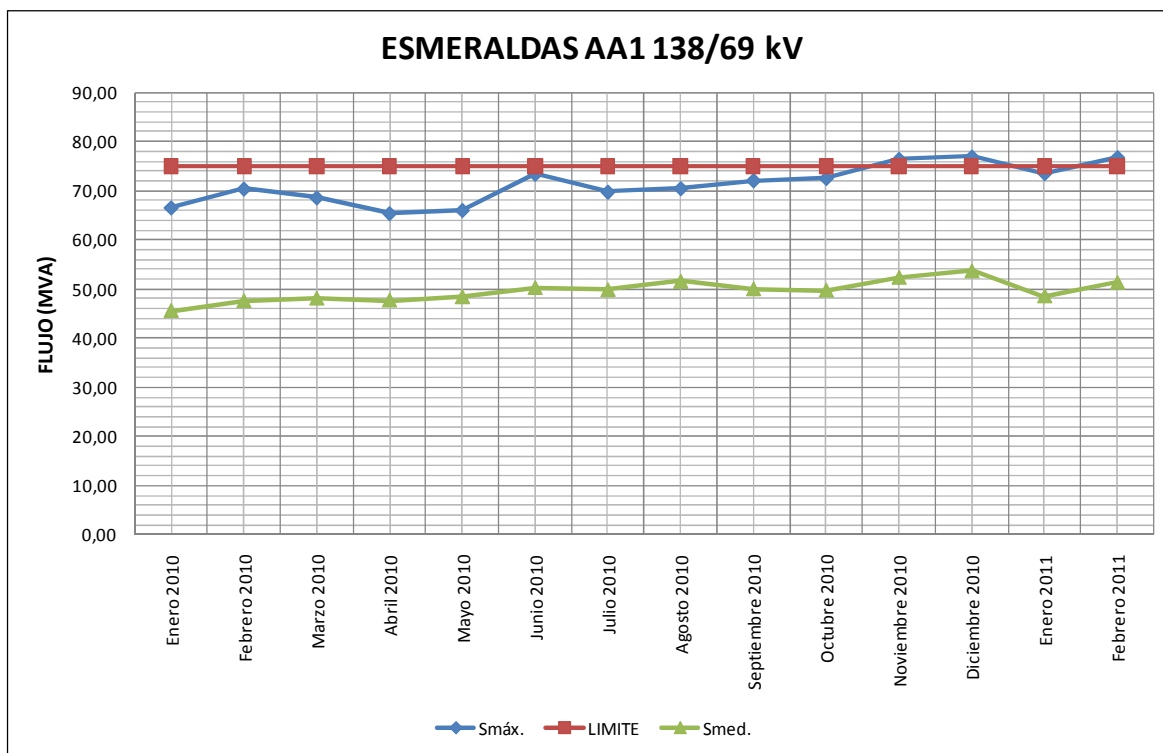


Figura 4.69: Cargabilidad del AA1 de Esmeraldas.

	CARGABILIDAD	TIEMPO DE SOBRECARGA
Enero 2010	88,74%	
Febrero 2010	93,84%	
Marzo 2010	91,47%	
Abril 2010	87,21%	
Mayo 2010	88,01%	
Junio 2010	97,87%	
Julio 2010	93,04%	
Agosto 2010	93,99%	
Septiembre 2010	96,12%	
Octubre 2010	96,72%	
Noviembre 2010	101,91%	00:33:00
Diciembre 2010	102,60%	00:57:00
Enero 2011	98,05%	
Febrero 2011	102,42%	00:05:35
TIEMPO ANUAL DE SOBRECARGA:		01:30:00

Tabla 4.10: Cargabilidad del AA1 de Esmeraldas.

➤ **POLICENTRO – ATQ 138/69 kV.**

Capacidad de operación continua: 150 MVA.

Capacidad en emergencia: 168 MVA.

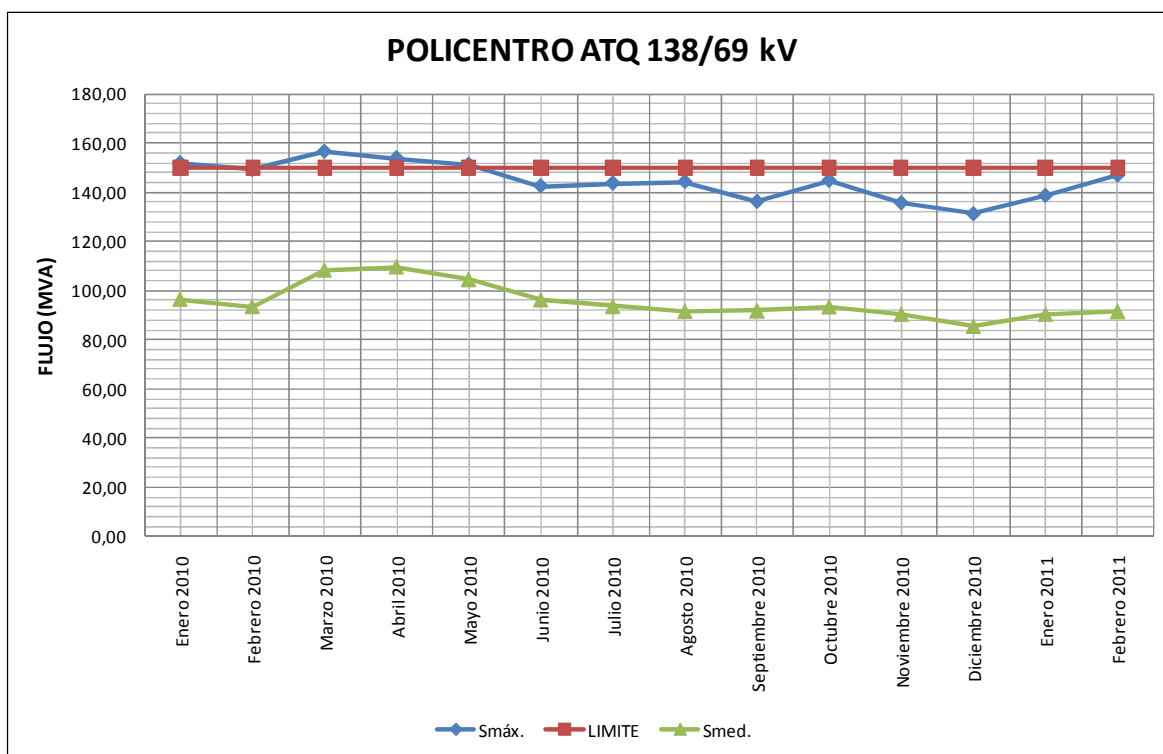


Figura 4.70: Cargabilidad del ATQ de Policentro.

	CARGABILIDAD	TIEMPO DE SOBRECARGA
Enero 2010	101,17%	00:23:08
Febrero 2010	99,38%	
Marzo 2010	104,30%	02:25:00
Abril 2010	102,53%	00:19:35
Mayo 2010	100,78%	00:09:57
Junio 2010	94,99%	
Julio 2010	95,73%	
Agosto 2010	96,16%	
Septiembre 2010	90,78%	
Octubre 2010	96,46%	
Noviembre 2010	90,42%	
Diciembre 2010	87,47%	
Enero 2011	92,39%	
Febrero 2011	97,89%	
TIEMPO ANUAL DE SOBRECARGA:		03:17:40

Tabla 4.11: Cargabilidad del ATQ de Policentro.

➤ **TOTORAS – ATT 230/138 kV.**

Capacidad de operación continua: 112 MVA.

Capacidad en emergencia: 112 MVA.

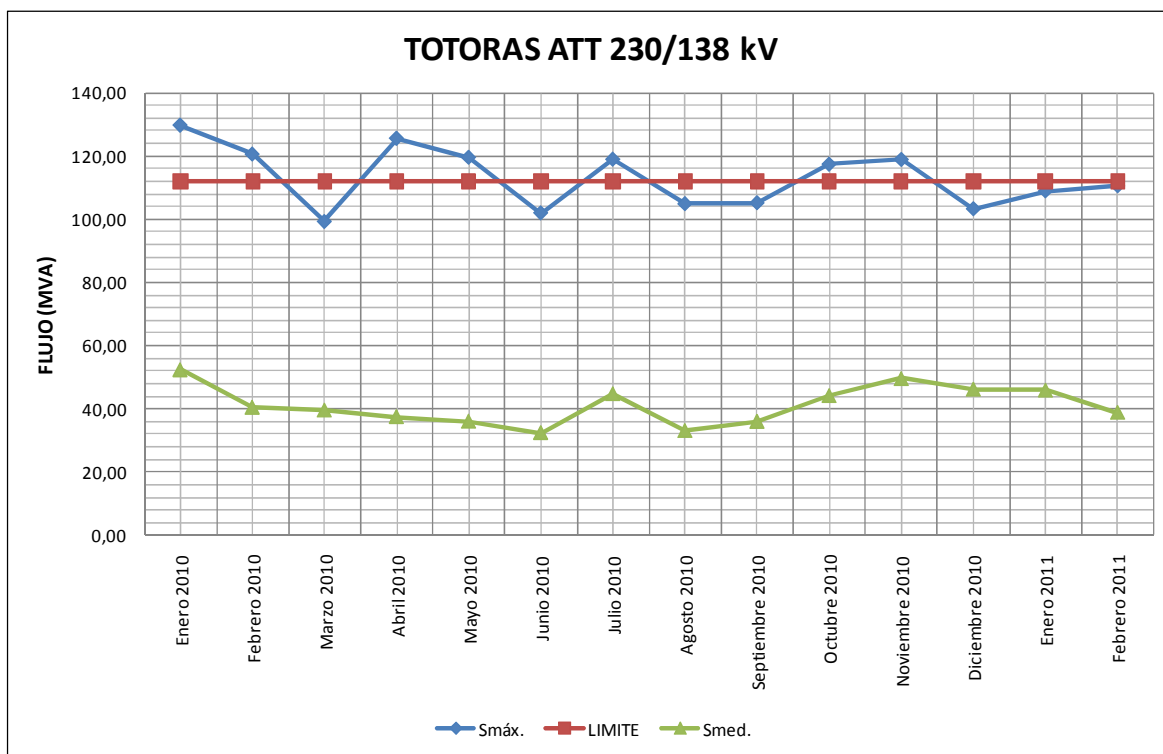


Figura 4.71: Cargabilidad del ATT de Totoras.

	CARGABILIDAD	TIEMPO DE SOBRECARGA
Enero 2010	115,91%	02:02:25
Febrero 2010	107,69%	00:00:56
Marzo 2010	88,62%	
Abril 2010	112,18%	03:19:00
Mayo 2010	106,78%	00:17:06
Junio 2010	91,06%	
Julio 2010	106,24%	00:37:00
Agosto 2010	93,65%	
Septiembre 2010	93,89%	
Octubre 2010	104,83%	00:20:50
Noviembre 2010	106,18%	05:33:00
Diciembre 2010	92,22%	
Enero 2011	97,27%	
Febrero 2011	98,71%	
TIEMPO ANUAL DE SOBRECARGA:		12:10:17

Tabla 4.12: Cargabilidad del ATT de Totoras.

➤ **TRINITARIA – ATQ 138/69 kV.**

Capacidad de operación continua: 150 MVA.

Capacidad en emergencia: 160 MVA.

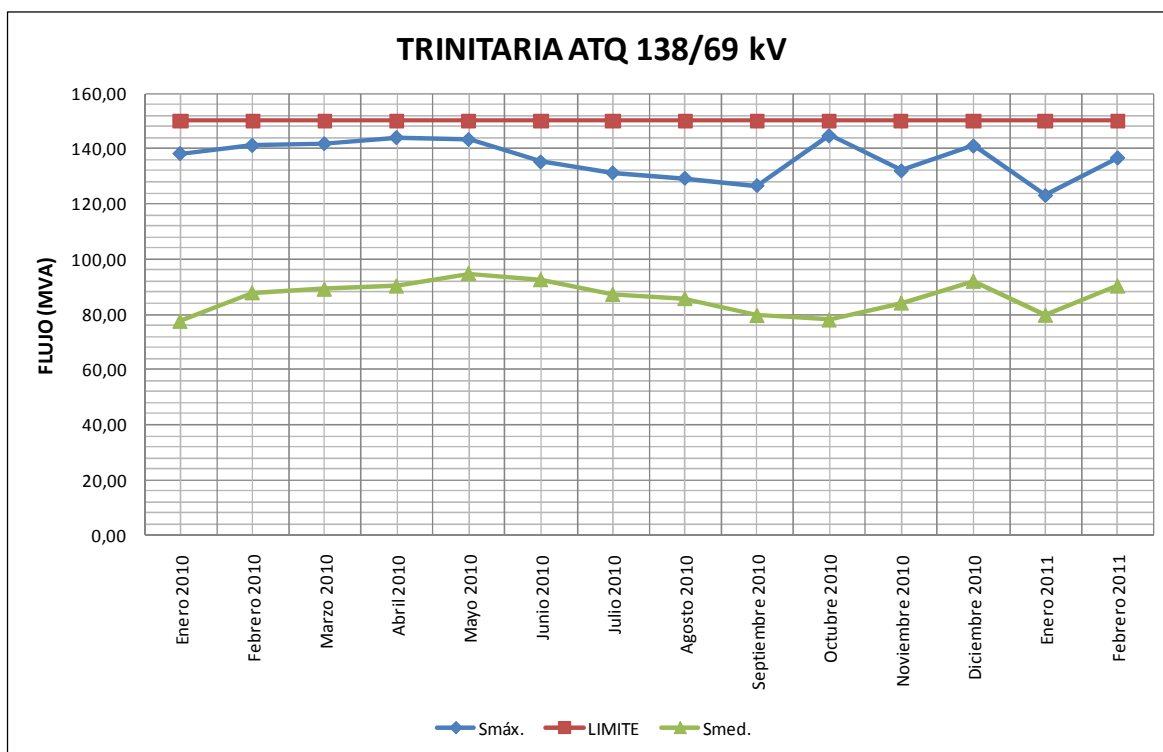


Figura 4.72: Cargabilidad del ATQ de Trinitaria.

	SOBRECARGA
Enero 2010	92,18%
Febrero 2010	94,17%
Marzo 2010	94,59%
Abril 2010	96,06%
Mayo 2010	95,62%
Junio 2010	90,16%
Julio 2010	87,48%
Agosto 2010	86,16%
Septiembre 2010	84,36%
Octubre 2010	96,52%
Noviembre 2010	87,98%
Diciembre 2010	94,02%
Enero 2011	81,97%
Febrero 2011	91,14%

Tabla 4.13: Cargabilidad del ATQ de Trinitaria.

Como se evidencia en las figuras anteriores los elementos ATQ de Chone, AA1 de Esmeraldas, ATQ de Policentro, ATT de Totoras y ATQ de Trinitaria son los elementos que durante todo el periodo de estudio han estado trabajando al 80% de su capacidad de operación continua, en algunos casos bordean su capacidad e incluso se han visto sobrecargados. Por esta razón son considerados elementos frágiles, pues en poco tiempo se verán sujetos a trabajar al límite de su capacidad de operación continua; por tanto se debe empezar a gestionar las adecuaciones y/o cambios necesarios para solventar, en su momento, los requerimientos necesarios.

4.4.2 PUNTOS DE ENTREGA

Para puntos de entrega no se puede hablar de cargabilidad ya que las protecciones que se encuentran en estos elementos actúan al detectar alguna anomalía cumpliendo así con su función. Por tanto, para el análisis a realizarse se considera en estado de alerta a los elementos que presenten una carga del 95% del límite MVA fijado en su protección de sobre corriente.

Bajo este contexto se tiene que el punto de entrega que presentan una carga del 95% es Cervecería en la subestación Pascuales.

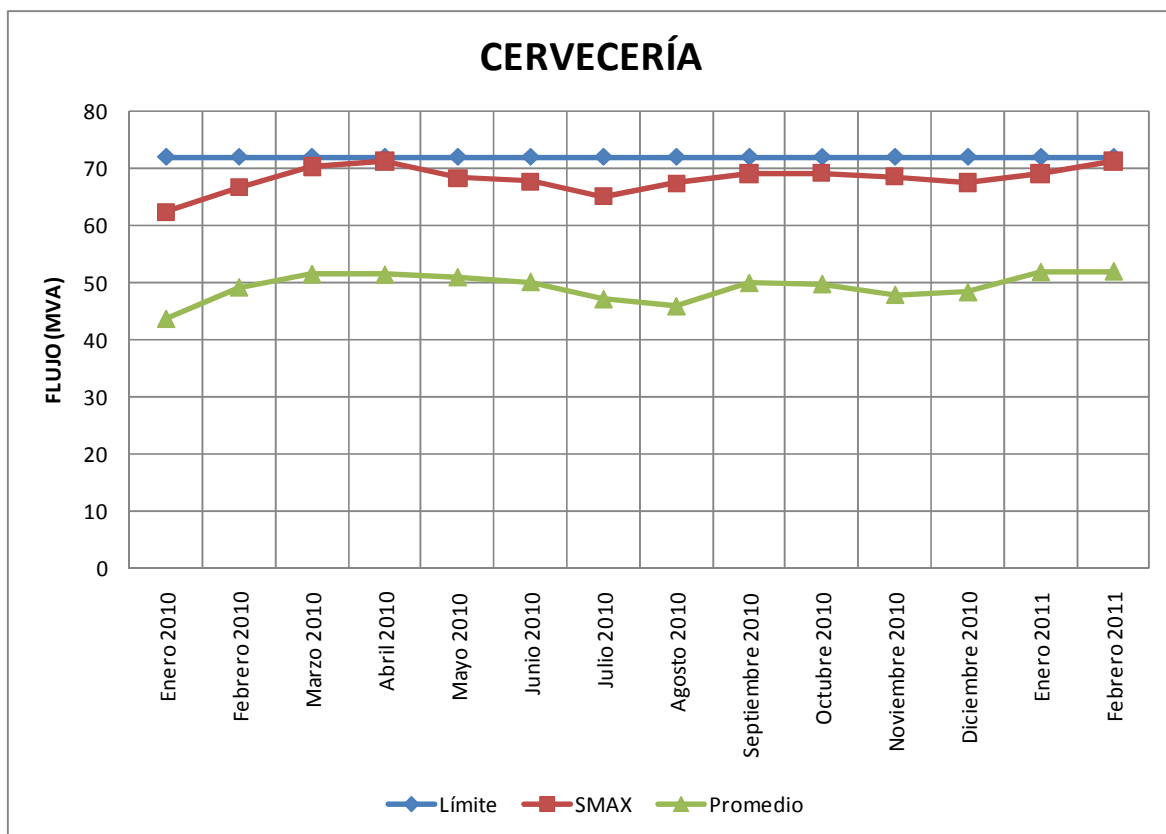


Figura 4.73: Punto de Entrega Cervecería (S/E Pascuales).

	POSICIÓN CERVECERÍA		
	Protección (MVA)	Sobrecarga	Tiempo de sobrecarga
Enero 2010	72	86,63%	
Febrero 2010	72	92,58%	
Marzo 2010	72	97,67%	01:27:42
Abril 2010	72	98,85%	00:54:22
Mayo 2010	72	94,90%	
Junio 2010	72	94,03%	
Julio 2010	72	90,41%	
Agosto 2010	72	93,56%	
Septiembre 2010	72	95,82%	00:00:08
Octubre 2010	72	96,04%	00:00:18
Noviembre 2010	72	95,16%	00:00:08
Diciembre 2010	72	93,77%	
Enero 2011	72	95,81%	00:34:00
Febrero 2011	72	98,94%	00:25:10

Tabla 4.14: Punto de Entrega Cervecería (S/E Pascuales).

Como se evidencia en la tabla 4.14 Cervecería presenta una carga sobre el 90% y en el periodo de estudio (enero 2.010 – febrero 2.011) el 50% del tiempo (7 meses) presentó una carga superior al 95% por lo que se ha considerado como un elemento en estado de alerta.

El estado de este elemento se debe a que la carga de Cervecería se ha ido incrementando lo que ha provocado que en horas pico se recorte la carga. Para contrarrestar el problema se ajustó la protección de 72 MVA en 86 MVA por lo que en la actualidad ya no presenta inconvenientes.

4.5 ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL S.N.T. 2.009 – 2.020

Con el análisis de cargabilidad de elementos de transformación y puntos de entrega a distribuidores y grandes consumidores, junto con el análisis estadístico de fallas y mantenimientos e índices, se determinan los puntos frágiles del S.N.T. y se verifica si éstos se contemplan dentro del Plan de Expansión.

<p>Líneas de Transmisión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Molino – Pascuales 230 kV. • Sta. Rosa – Totoras 230 kV • Molino – Totoras 230 kV. • Tena – Francisco de Orellana 138 kV. • Milagro – San Idelfonso 138 kV.
<p>Elementos de Transformación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ATQ (138/69 kV) de la subestación Chone. • AA1 (138/69 kV) de la subestación Esmeraldas • ATQ (138/69 kV) de la subestación Policentro. • ATT (230/138 kV) de la subestación Totoras. • ATQ (138/69 kV) de la subestación Trinitaria.
<p>Puntos de Entrega</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Jivino y Payamino en la subestación Francisco de Orellana.

Tabla 4.14: Puntos frágiles del S.N.T.

En la tabla anterior se muestran los puntos frágiles del S.N.T. de acuerdo a las consideraciones antes mencionadas y mediante la aplicación de la metodología presentada en el numeral 3.6 del Capítulo 3. En concordancia con esto se tiene lo siguiente:

- Para la región del Oriente; línea Tena – Francisco de Orellana y puntos de entrega Jivino y Payamino, se contempla la central Coca Codo Sinclair, la línea Coca Codo Sinclair – Nueva Loja 230 kV y línea Nueva Loja – Francisco de Orellana 138 kV que ayudará a abastecer la carga de la subestación Orellana. También se aumenta la confiabilidad con la construcción del circuito dos de la línea Tena – Francisco de Orellana.
- Para la subestación Chone se contempla un nuevo autotransformador trifásico, 40/50/60 MVA - 138/69 kV, que ayudará a descargar al autotransformador ATQ (38/69 kV).
- Para la subestación Esmeraldas se contempla un nuevo autotransformador trifásico, 45/60/75 MVA - 138/69 kV, que ayudará a descargar al autotransformador AA1 (38/69 kV).
- Para los autotransformadores ATT (230/138 kV) de Totoras y ATQ (138/69 kV) de Trinitaria no contempla ninguna consideración que ayude a descargar estos elementos.
- Para las líneas Molino – Pascuales y Molino – Totoras de 230 kV que fueron consideradas como puntos frágiles debido a la duración media de indisponibilidad forzada tampoco se encontraron consideraciones.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La calidad de servicio de transmisión y conexión es medida en base a la frecuencia y tiempo de indisponibilidad, depende de las características físicas de los elementos y los agentes internos y externos que pueden afectar el funcionamiento de los equipos en un tiempo determinado. Cada país con la finalidad de satisfacer los requerimientos de su sistema eléctrico de potencia define estándares de control.
- Todos los agentes del sistema (generador, transmisor, distribuidor, gran consumidor e interconexión internacional) y el medio externo influyen en la calidad de servicio de transmisión y conexión; sin embargo, del análisis realizado en este trabajo es el distribuidor quien tiene mayor incidencia, debido a que el 65% de las indisponibilidades no programadas se presentan y originan en la red de distribución y afectando inclusive a la red de transmisión, observándose la necesidad de revisar la coordinación de protecciones entre el Sistema de Transmisión y el Sistema de Distribución.
- La calidad de servicio de transmisión y conexión es responsabilidad del transmisor; sin embargo, son los organismos de control (CENACE y CONELEC), quienes deben también verificar la gestión que ésta realice y el cumplimiento de las normativas vigentes.
- La Regulación No. CONELEC – 003/08 establece parámetros de indisponibilidad no programada para evaluar la calidad de servicio de transmisión y conexión del S.N.T. del Ecuador; sin embargo, se identifica como oportunidad de mejora que en la evaluación se considere también la

indisponibilidad programada, así como lo realiza Chile, esto con el objetivo de control y resguardo de la confiabilidad y seguridad del sistema.

- La normativa ecuatoriana no define el cálculo de indicadores de desempeño, uso y oportunidad (FOR, POA, FOA, etc.) de equipos por lo que para este trabajo se presentan índices basados en el IEEE Standard 762 “IEEE Standard Definitions for use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity”.
- La disponibilidad de los elementos de transmisión presentan valores sobre el 90% por tanto la tasa de salida forzada de éstos en el período de estudio (1.999 – 2,010) es baja, presentando un máximo de 0,24% en el puntos de entrega a EMELGUR 69 kV.
- El registro estadístico de fallas es un aspecto importante que debe ser considerado en la operación de cualquier sistema eléctrico de potencia, pues es una forma de determinar el comportamiento de los elementos y por tanto será una fuente útil de información para realizar una mejor planificación del mantenimiento, operación y expansión de los sistemas.
- Con base en la información estadística de fallas, se puede corregir posibles problemas en el funcionamiento o coordinación de protecciones e inclusive rediseñar los esquemas de protección, permitiendo la disminución de fallas en un sistema eléctrico de potencia.
- Del estudio realizado para el período 1.999 – 2.010, se define que el mayor número de fallas ocurren en los puntos de entrega (2.599 fallas) y que el 39% de las fallas son a causa de fallas en el sistema de distribución (Actores del MEM). La mayor cantidad de mantenimientos se ejecutan en líneas de transmisión (10.454 mantenimientos ejecutados) y de los mantenimientos ejecutados el 57% son no programados.
- La frecuencia de fallas, tiene una relación más directa con el tiempo de indisponibilidad y la ENS a medida que se acerca al distribuidor, es por eso que los puntos de entrega a distribuidores y grandes consumidores

presentan la mayor cantidad de ENS por falla y tiempo de indisponibilidad, debido a que estos elementos son radiales y por tanto la salida de alguno ocasiona el corte o restricción del suministro de energía.

- La ejecución de un mantenimiento adecuado y oportuno influye en la reducción del número de fallas teniendo una relación directamente proporcional. Por lo que es necesario que el análisis de fallas sea una entrada al proceso de planificación de mantenimientos.
- Los mantenimientos de calibración de protecciones y de corrección de puntos calientes representan el 2% del total. La calibración de protecciones es un tema importante considerando que el sistema está en constante cambio. Los puntos calientes se deben al esfuerzo en el equipo y su presencia desgasta el elemento, disminuyendo su vida útil, haciendo necesario un mantenimiento correctivo.
- La ENS al sistema debido a fallas equivale al 0,05% de energía consumida en los 12 años (1.999 – 2.010) y la ENS al sistema a causa de los mantenimientos que requirieron indisponibilidad del elemento equivale al 0,02% de la energía consumida en los 12 años.
- El análisis mensual de fallas y mantenimientos en el periodo 1.999 – 2.010 muestra que el número de fallas disminuye a medida en que se incrementan los mantenimientos, así se tiene que la mayor parte de los mantenimientos se realizan en periodo lluvioso (abril – septiembre) y las fallas disminuyen, mientras que en los meses de estiaje (octubre – marzo) los mantenimientos disminuyen y las fallas aumentan.
- El punto más frágil del S.N.T. del Ecuador es la zona Oriental alimentado desde la subestación Tena donde, la línea Tena – Francisco de Orellana, el autotransformador ATQ (138/69 kV) de Orellana y los puntos de entrega Jivino y Payamino, presentan un alto número de indisponibilidades, gran tiempo de indisponibilidad e índices de indisponibilidad. Para contrarrestar esta debilidad que presenta el sistema, el Plan de Expansión del S.N.T (2.009 – 2.020) contempla la construcción de la Central Coca Codo Sinclair

y la construcción del circuito dos de la línea Tena – Francisco de Orellana que ayudaran a abastecer la carga y aumentar la confiabilidad del sistema.

- Las líneas Molino – Pascuales y Molino – Totoras de 230 kV son consideradas puntos frágiles debido que la duración media de indisponibilidad forzada por falla (FOAf) es de 3 horas y se debe a que cuando existe una falla considerable en estos elementos se afecta a casi todo el sistema. Otro punto frágil en condiciones de alta hidrología es la línea Sta. Rosa – Totoras 230 kV debido a las altas transferencias por la maximización de la generación hidráulica de Paute, Agoyán y San Francisco, de modo que un disparo eventual de los dos circuitos de esta línea puede acarrear a un colapso, para contrarrestar este posible evento se implementó un esquema sistemático que divide al S.N.I. en dos islas eléctricas, la primera unida al sistema colombiano y la segunda controlada por la central Paute (referencia bibliográfica [14]).

5.2 RECOMENDACIONES

- Al ser el distribuidor el que tiene mayor incidencia en la calidad de servicio de transmisión y conexión debe haber una mejor coordinación entre el sistema del transmisor y distribuidor. La coordinación de protecciones debe realizarse de manera conjunta con el objetivo de evitar que una falla que puede ser controlada desde el sistema de distribución afecte el Sistema de Transmisión, cumpliendo con los criterios de selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta.
- No se ha encontrado mucha información sobre el análisis estadístico de fallas y la distribución del origen de las fallas para los elementos de sistemas de potencia orientados a determinar el estado y comportamiento de éstos, incluso en nuestro país no existen estudios de este tema; sin embargo, de la literatura consultada para la ejecución del presente trabajo, se encontró que Gilberto Enríquez Harper en una de sus publicaciones (referencia bibliográfica [13]) resalta la importancia de realizar estos análisis. Por esta razón es necesario que los organismos y empresas

destinen los recursos necesarios para disponer de estudios actualizados que permitan la toma de decisiones.

- En función de los resultados obtenidos se recomienda que el CONELEC tome en cuenta los criterios de otros países como por ejemplo Colombia y Chile para, que de considerarlo necesarios y de acuerdo a los resultados presentados en este trabajo aumente el alcance (mantenimientos programados) que la normativa ecuatoriana contempla (Regulación No. CONELEC – 003/08); ya que la aplicación de la normativa ecuatoriana en este estudio, tan solo considera el 25% del total de eventos registrados en el período.
- Se debe estandarizar la terminología con la cual los Agentes describan el tipo de mantenimientos que se realizan en sus equipos. Para la realización del presente trabajo se realizó una clasificación eurística de los mantenimientos; sin embargo, debe ser el organismo regulador quien defina una clasificación.
- Se recomienda ajustar el procedimiento aplicado para mantenimientos programados con indisponibilidad, priorizando las inversiones en equipos y recurso humano para trabajos en caliente con el objetivo de disminuir el tiempo de indisponibilidad programada y aumentar la confiabilidad del sistema.
- Es necesaria la ejecución y control de mantenimientos preventivos con el propósito de minimizar la duración media de indisponibilidad forzada por mantenimiento (FOAm) y la tasa de salida forzada (FOR).
- Se recomienda la realización de un análisis de Tasas de Falla por elemento pues, con el presente trabajo se dispone de la información necesaria.
- Se recomienda, realizar un análisis de los mantenimientos luego de una falla que provoquen una larga indisponibilidad del elemento, todo esto con el objetivo de a futuro minimizar el impacto de falla en el sistema.

- Se recomienda el análisis de la extensión de los mantenimientos por horas de demanda pues, no es lo mismo que un mantenimiento se prolongue en horas de demanda mínima, que en horas de demanda máxima.
- Se recomienda la realización de un estudio que muestre los requerimientos de tipos de mantenimiento por elementos, considerando la ubicación del elemento (Costa, Sierra y Oriente) y las condiciones climáticas, vegetación, temperatura, viento, entre otras, ya que en el estudio se observa un trato similar para todos los elementos.
- Coordinar de mejor manera y financiar sistemas, para la operación óptima de las conexiones entre los sistemas de transmisión y de distribución. Realizar estudios de coordinación de las protecciones, y aplicarlos, en los puntos de entrega al distribuidor y grandes consumidores, para disminuir la frecuencia y tiempo de las interrupciones.
- Si bien la regulación vigente en nuestro país sanciona económicamente el incumplimiento de los límites establecidos en ella, se sugiere analizar una metodología para el cálculo de incentivos económicos a otorgarse a los agentes MEM que cumplan satisfactoriamente con la regulación. Esto, con la finalidad de que se encuentren mecanismos que permitan mejorar aún más los estándares de calidad de servicio de transmisión y conexión y no tener una tendencia constante, para alcanzar este objetivo es necesaria la inversión y gestión de los organismos correspondientes.
- Se recomienda conformar un grupo de trabajo interinstitucional o un comité a quien se le encargue la revisión, ajuste y mantenimiento de las protecciones.
- Se recomienda que la normativa considere un ente responsable de la capacitación del recurso humano en el sector eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC, Regulación No. CONELEC 003/08, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”.
- [2] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2.009 – 2.020.
- [3] CENACE, Procedimiento de la Regulación No. CONELEC 003/08.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 97. Colombia. 2.008.
- [5] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile. Octubre 2.009.
- [6] Comisión Nacional de Energía, Real Decreto 1.955/2.000. “Por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”. Boletín Oficial del Estado. España. Diciembre, 2.000.
- [7] IEEE, Standard 762, “IEEE Standard Definitions for use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity”. 2.006.
- [8] ARELLANO V., Christian; MAILA LI., Geovanna. Memoria Técnica. “Estadística de Fallas y Mantenimientos de los Elementos del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador, periodo 1.999 – 2.010”. CENACE. 2.011.
- [9] ARELLANO V., Christian; MAILA LI., Geovanna. Memoria Técnica. “Cargabilidad de Transformadores y Puntos de Entrega a Distribuidores del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador”. CENACE. 2.011.
- [10] LÓPEZ BAUTISTA, Eder Santiago.- Análisis de la Calidad del Transporte de Potencia. EPN. Quito. 2007.
- [11] CUNALATA NARANJO, Gabriela Alexandra. Metodología Para Determinar los Niveles de Calidad del Servicio de Transporte en los Puntos de

- Conexión de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. EPN. Quito. 2008.
- [12] KENNEDY, Jhon; NEVILLE, Adam. Estadística para Ciencias e Ingeniería. Segunda Edición. Harla S.A. de C.V.
- [13] ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Centrales Eléctricas II. Segunda Edición. LIMUSA S.A. México 1.983.
- [14] BARBA, Roberto; SANTIANA, Santiago. Restablecimiento del S.N.I. ante la Actuación del Esquema Sistemático Totoras – Santa Rosa. Revista Técnica Energía. Séptima Edición. Enero 2.011.
- [15] CHANCUSIG ESPÍN, Robinson Guillermo. Procedimiento para el Control de la Calidad del Servicio y a Medición de la Calidad de la Potencia en una Subestación del Sistema Nacional de Transmisión según la Regulación No. CONELEC 003/08. EPN. Quito. 2.008.
- [16] PACHECO TOSCANO, Adriana Janet. Imputación Estadística: Una Aplicación del SNI del Ecuador.
- [17] DUGAN, Roger; McGRANAGHAN, Mark; SANTOSO, Surya; BEATY, Wayne. Electrical Power Systems Quality. Segunda Edición. McGraw-Hill. 2.002.
- [18] RIVIER, Juan. Calidad de Servicio, “Regulación y Optimización de Inversiones”. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Madrid. 1.999.
- [19] CONELEC, Regulación No. CONELEC 007/00, “Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista”
- [20] CIER. Manual del Sistema de Estadística CIER. INECEL. 1.983.
- [21] FINK, Donald; BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. Treceava Edición. Litográfica Ingramex. Mexico. 2.004.

PAGINAS WEB:

- [22] CONELEC: www.conelec.gov.ec
- [23] CENACE: www.cenace.org.ec
- [24] CELEC EP – TRANSELECTRIC: www.transelectric.com.ec
- [25] Red Eléctrica de España: www.ree.es
- [26] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG: www.creg.gov.co
- [27] Empresa de Energía de Bogotá: www.eeb.com.co
- [28] TRANSELEC: www.transelec.cl

ANEXO A: ANÁLISIS

ANEXO 4.A.1: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T. - ECUADOR

En líneas de transmisión se registran 1.125 fallas en los 12 años de estudio (1.999 – 2.010), de las cuales el 55% de las fallas ocurren en líneas de 138 kV, el 43% en líneas de 230 kV y el 2% en líneas de 69 kV.

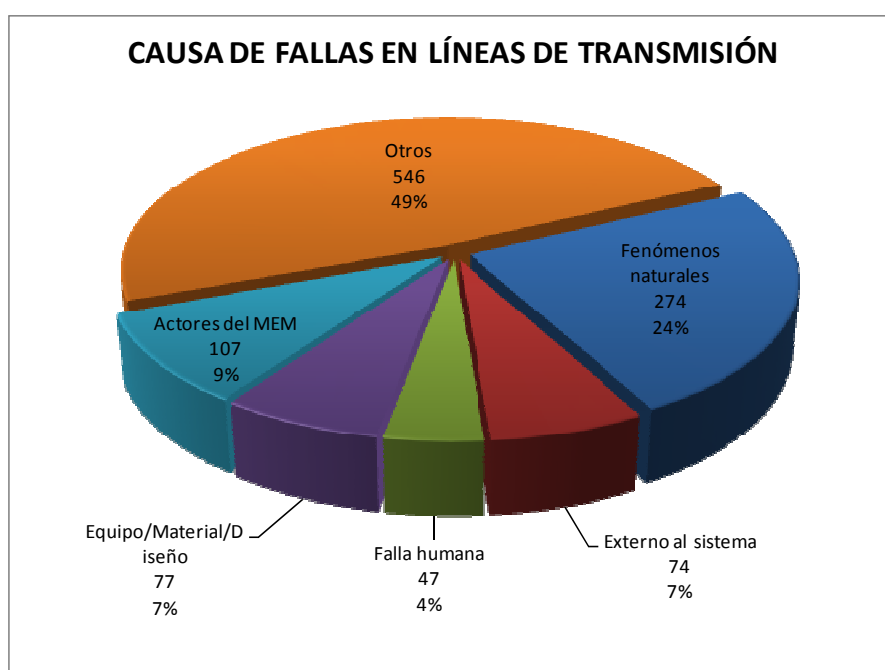


Figura 4.A.1: Causa de fallas en líneas de transmisión.

El mayor porcentaje de fallas está dentro de la causa Otros y no han sido determinadas, el porcentaje que le sigue son fenómenos naturales donde el 75% se dan por descargas atmosféricas, el 10% por lluvia, 9% por viento fuerte y el porcentaje restante entre las demás que se encuentran dentro de esta causa; de las fallas por actores del MEM el 70% ocurre por fallas en la interconexión (Colombia y Perú), el 12% por fallas en el Sistema de Distribución, el 12% por fallas en el Sistema de Transmisión y el restante en las demás causas. En el anexo 4.T.1 se encuentran las causas de las fallas por elemento.

Así mismo se registran 11.022 mantenimientos, de los cuales el 71% son no programados y de los mantenimientos programados se realiza el 76% y el 24% restante no se realiza. De los 10.251 mantenimientos ejecutados (programados y no programados) el 52% se realizan en líneas de 138 kV, el 47% en 230 kV y 1% en 69 kV.

Entre los mantenimientos que se realizan en estos elementos se tiene; apantallamiento (mejoramiento del sistema de apantallamiento, trabajos en el hilo de guardia, evaluación de la calidad del apantallamiento), calibración de protecciones (calibración de relés, mantenimiento de equipos de medición – TC's, TP's, coordinación de protecciones), cambio de aisladores (aisladores rotos y/o flameados), corrección de puntos calientes, desbroce (desbroce de vegetación, limpieza y ampliación de faja de servidumbre), exterminio de insectos (avispa, abejas), lavado y limpieza de aislación, mantenimiento de estructuras (cambio de pernos, grapas y crucetas, señalización, galvanizado), mantenimiento de la línea (amortiguadores, instalación de balizas, cambio pararrayos, apertura y cierre de cuellos, trabajos en el conductor, retiro de cometas), modernización (cambio de cable de acero del hilo de guardia por cable de fibra óptica, fusión y pruebas de fibra óptica), pruebas (pruebas de energización, sincronización y funcionales), puesta a tierra (medición, revisión y reparación de puesta a tierra en pies de torre), sistemas de control (revisión de tele protección y circuitos de control).

De estos mantenimientos el 65% es por desbroce, el 8% de mantenimiento de estructuras, el 8% mantenimiento de la línea, el 5% cambio de aisladores, el 5% lavado y limpieza de aislación, el 5% modernización, el 1% puesta a tierra, el 1% apantallamiento y el 1% entre calibración de protecciones, exterminio de insectos, corrección de puntos calientes, pruebas y sistemas de control. En el anexo 4.T.2 se encuentra la descripción de los mantenimientos por elemento.

Cabe recalcar que existe el 1% en mantenimientos de apantallamiento y el 1% en puesta a tierra solo en líneas específicas y además existen mantenimientos que se encuentran bajo el 1%. Los dos circuitos de la línea Sto. Domingo – Esmeraldas son los que presentan el mayor mantenimiento de resistencias de puesta a tierra en pies de torre con un total de 19 mantenimientos. Este mantenimiento se ha registrado en tan solo cuatro líneas en los últimos tres años;

Ibarra – Pomasqui (circuitos 1 y 2), Mulaló – Vicentina, Tena – Francisco de Orellana y Totoras – Riobamba igualmente en los últimos tres se han dado mantenimientos de apantallamiento solo a dos líneas; Tena – Francisco de Orellana y Pascuales – Sta. Elena. Los mantenimientos de calibración de protecciones se registran por última vez en el 2008 en el circuito uno de la línea Milagro – San Idelfonso.

Se presume que la falta de aquellos mantenimientos que registran frecuencias bajas como los antes mencionados puede ser la causa de las fallas que no se ha determinado su origen.

En los 12 años de estudio la mayoría de las líneas han presentado fallas; sin embargo, existen circuitos en los que no se han registrado disparos y por esta razón tienen mayor probabilidad de falla, estos circuitos se muestran en la tabla siguiente.

VOLTAJE	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
138	Conocoto - Vicentina 138 kV Circuito uno
138	Santa Rosa - Conocoto 138 kV Circuito uno
230	Dos Cerritos - Pascuales 230 kV Circuito uno
230	Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 1
230	Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 2
230	Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito dos

Tabla 4.A.1: Líneas de Transmisión que no presentaron fallas.

Las líneas que no han registrado fallas son aquellas que han entrado en operación en el último año, excepto la línea Pascuales – Dos Cerritos que inició su operación en el año 2.004. Más adelante se realiza un análisis de las líneas de transmisión por nivel de voltaje.

El tiempo de indisponibilidad de los elementos es 604,70 horas de las cuales; 533,50 horas es por falla y 71,20 horas es por mantenimiento.

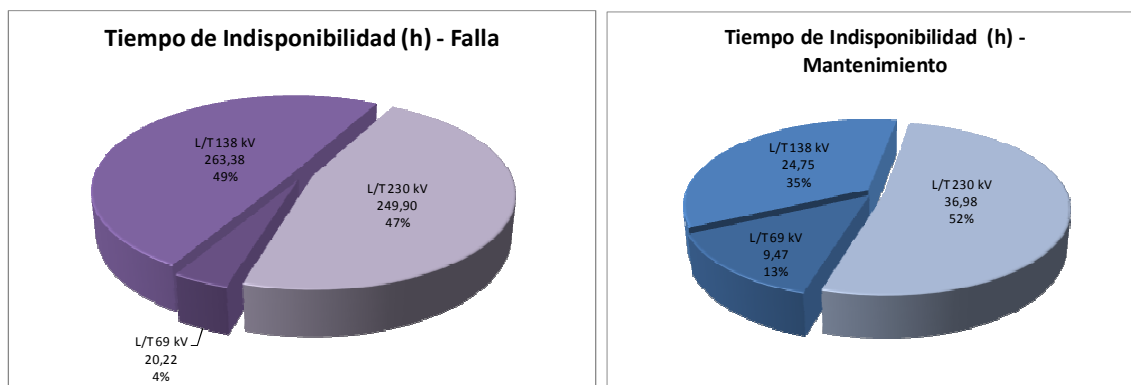


Figura 4.A.2: Tiempo de Indisponibilidad (h) de líneas de transmisión.

La ENS al sistema es de 34,36 GWh que representa el 0,02% de la energía consumida en los 12 años de estudio; de esta energía, 24,67 GWh es de fallas y 9.69 GWh es de mantenimientos.

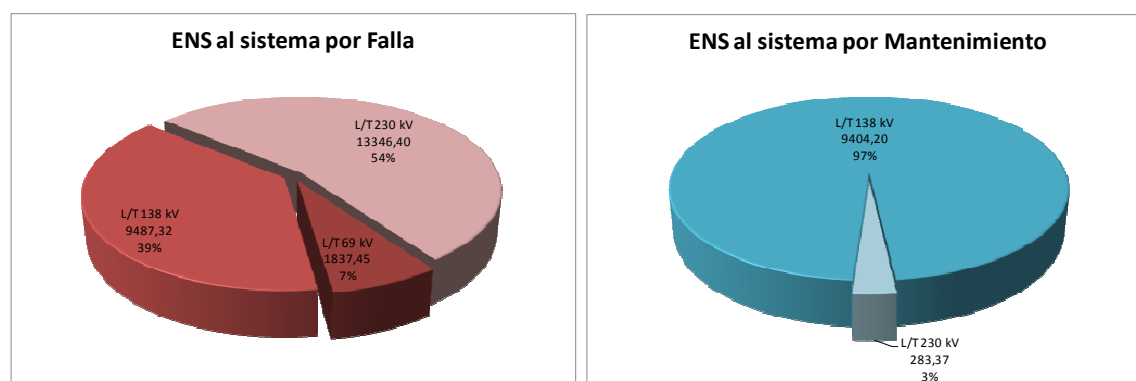


Figura 4.A.3: ENS al sistema por falla y mantenimiento.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV.

Para fallas en líneas de 230 kV se ha obtenido una mediana de frecuencia (número) de fallas con un valor de 11 fallas en el periodo de estudio, un promedio de una falla por año. Para el tiempo de indisponibilidad por falla la media es de 8,33 horas, un promedio de 0,7 horas de indisponibilidad por fallas al año. En el anexo 4.T.3 se encuentra la frecuencia y tiempo de indisponibilidad por falla en los 12 años y en el anexo 4.T.4 se encuentra los percentiles de frecuencia de fallas.

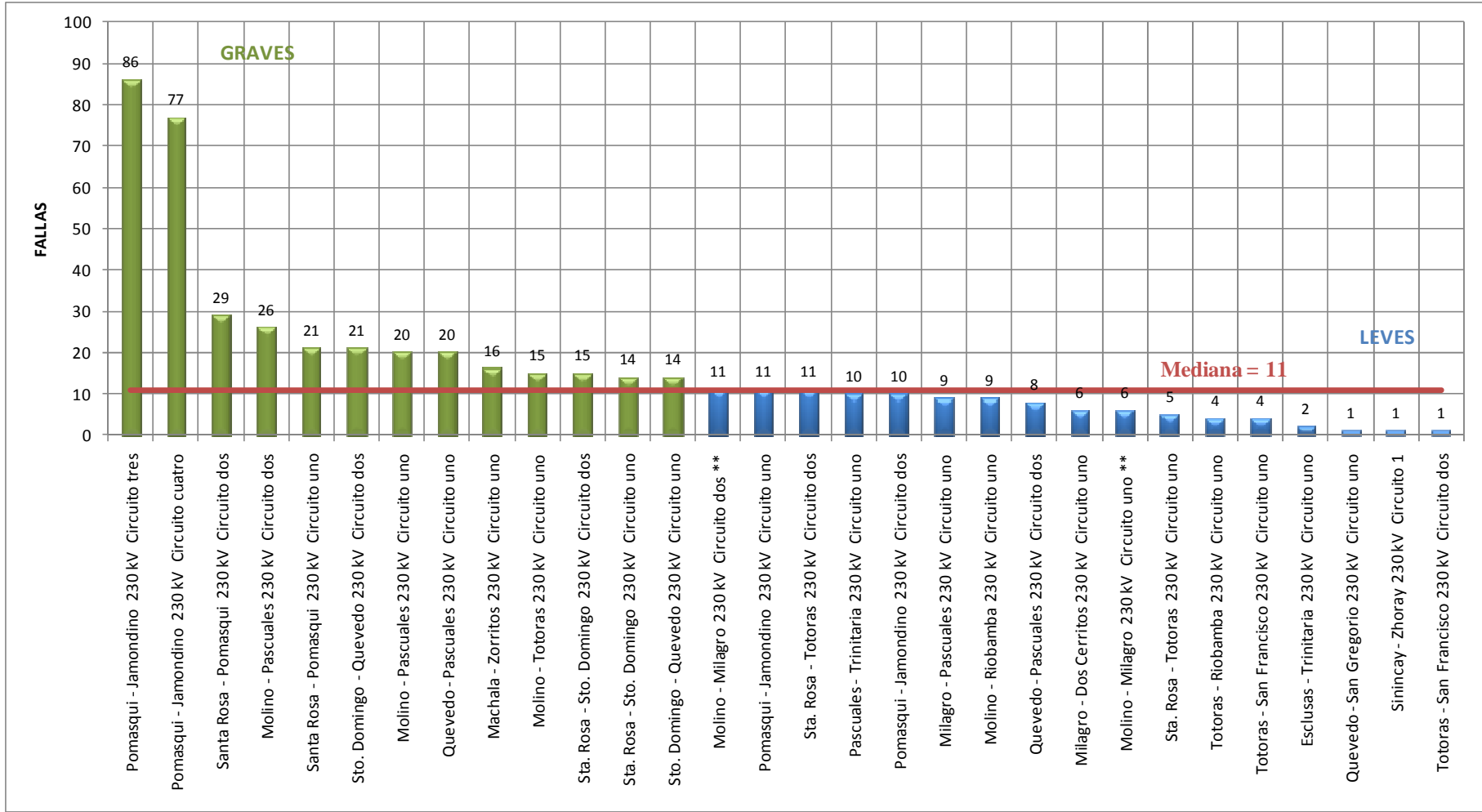


Figura 4.A.4: Fallas en Líneas de Transmisión 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

FALLAS	
Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	16,10
Error típico	3,52
Mediana	11
Moda	11
Desviación estándar	19,27
Varianza de la muestra	371,40
Curtosis	8,33
Coficiente de asimetría	2,83
Rango	85
Mínimo	1
Máximo	86
Suma	483
Cuenta	30
Nivel de confianza(95,0%)	7,20

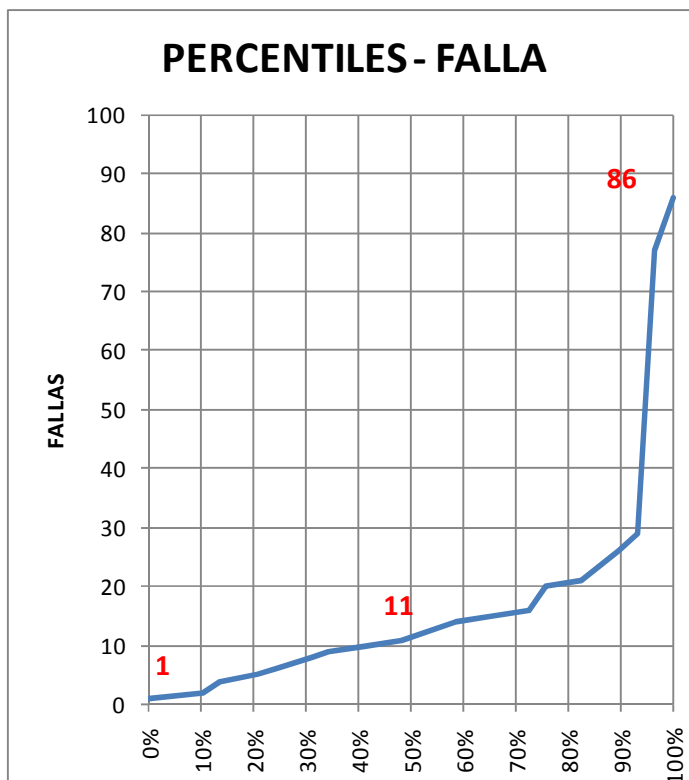


Figura 4.A.5: Estadística Descriptiva y Percentiles de Fallas – L/T 230 kV.

El 43% de las líneas se encuentran sobre la base del número de fallas, las mismas que han sido consideradas como graves, aquellas que se encuentran bajo la mediana han sido llamadas leves y representan el 57%.

El 23% de las fallas graves se dan por Fenómenos naturales, el 22% por Actores del MEM y el 40% a causa de Otros. Debido a estas fallas la ENS al sistema fue de 7,07 GWh.

La línea Pomasqui – Jamondino, circuitos tres y cuatro, presentan la mayor cantidad de fallas y en consecuencia mayor tiempo de indisponibilidad, esto se deben a que en marzo del año 2.003 se inicia la Interconexión con Colombia.

El circuito cuatro de la línea Pomasqui – Jamondino ha reducido considerablemente el número de fallas en los dos últimos años y siguiendo la cronología de fallas por año se esperaría un máximo de 10 disparos para el 2.011.

El circuito dos de la línea Pomasqui – Jamondino tiene una tendencia de subida y bajada de fallas cada 2 años (entre 9 y 14 fallas) por lo que se esperaría que para el año 2.011 se tenga un máximo de 14 fallas. El 90% de los disparos en los circuitos de la línea Pomasqui – Jamondino es a causa de fallas en el Sistema Colombiano.

TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	8,33
Error típico	1,88
Mediana	6,27
Moda	
Desviación estándar	10,31
Varianza de la muestra	106,35
Curtosis	8,32
Coficiente de asimetría	2,84
Rango	44,42
Mínimo	0,02
Máximo	44,43
Suma	249,90
Cuenta	30
Nivel de confianza(95,0%)	3,85



Figura 4.A.6: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de indisponibilidad por falla - L/T 230 kV.

En el anexo 4.T.5 se encuentran los percentiles de tiempo de indisponibilidad por falla para los 12 años.

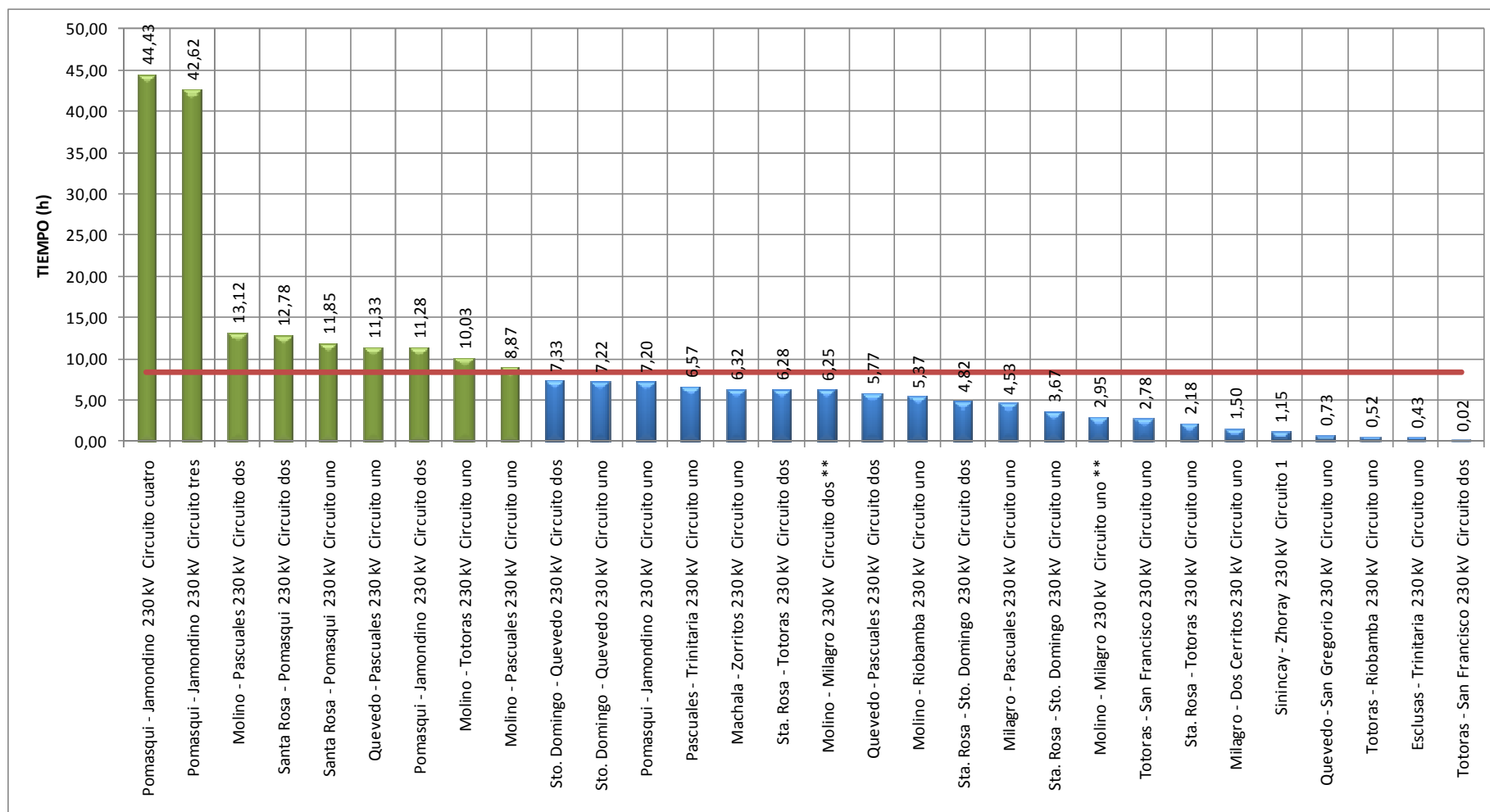


Figura 4.A.7: Tiempo de Indisponibilidad por Falla en Líneas de Transmisión 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Del tiempo de indisponibilidad a causa de fallas, el 30% de las líneas de 230 kV se encuentran sobre la media y al igual que en las fallas han sido llamadas graves, mientras que las restantes se las ha llamado leves. Estas líneas son las mismas que fueron graves por número de fallas a excepción del circuito dos de la línea Pomasqui – Jamondino por tanto las causas que provocaron las indisponibilidades son similares; así, 35% de fallas no se ha determinado, 26% es por actores del MEM, 26% por fenómenos naturales, 7% por equipo/materia/diseño, 3% por externo al sistema y 3% por falla humana.

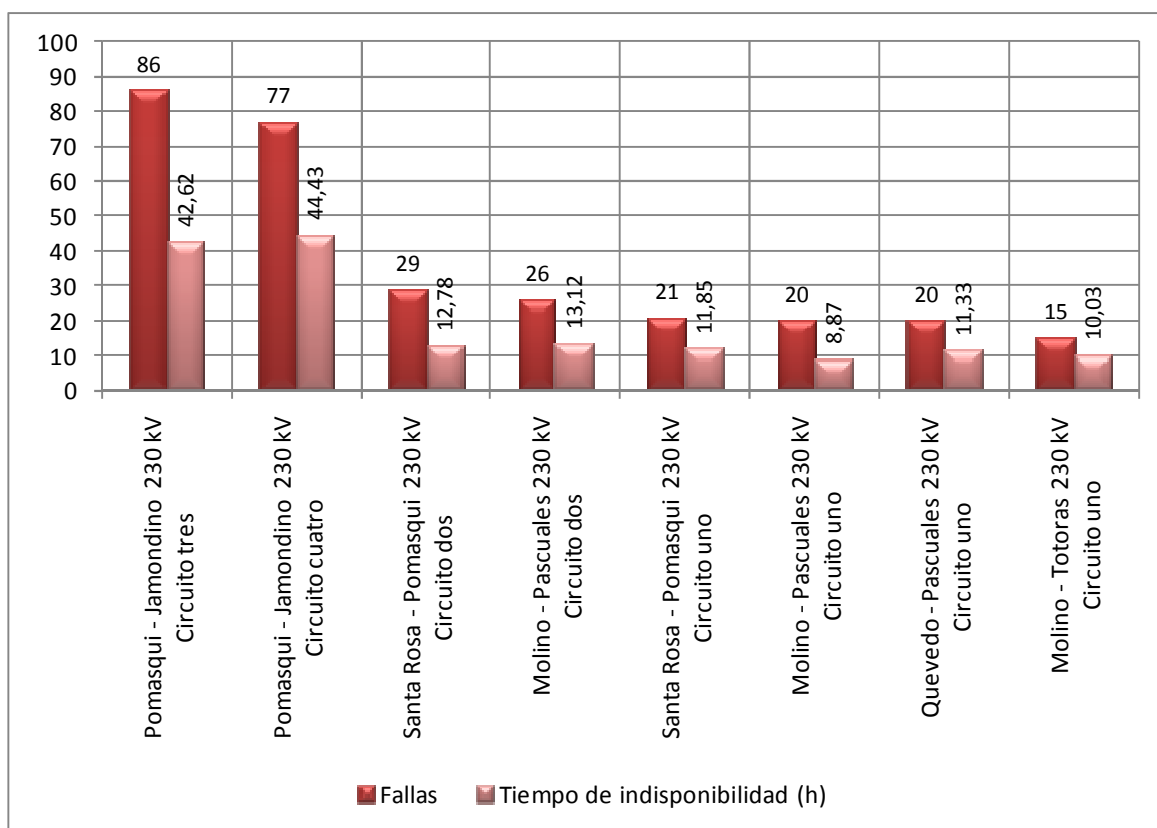


Figura 4.A.8: Elementos graves por frecuencia y tiempo de indisponibilidad por falla – L/T 230 kV.

El número de fallas no tiene relación directa con el tiempo de indisponibilidad a causa de fallas ya que intervienen otros factores tales como el daño (impacto) que un evento determinado cause al elemento, condiciones del sistema, entre otros, que harán que varíe el tiempo en que un elemento pueda entrar a operar en buenas condiciones.

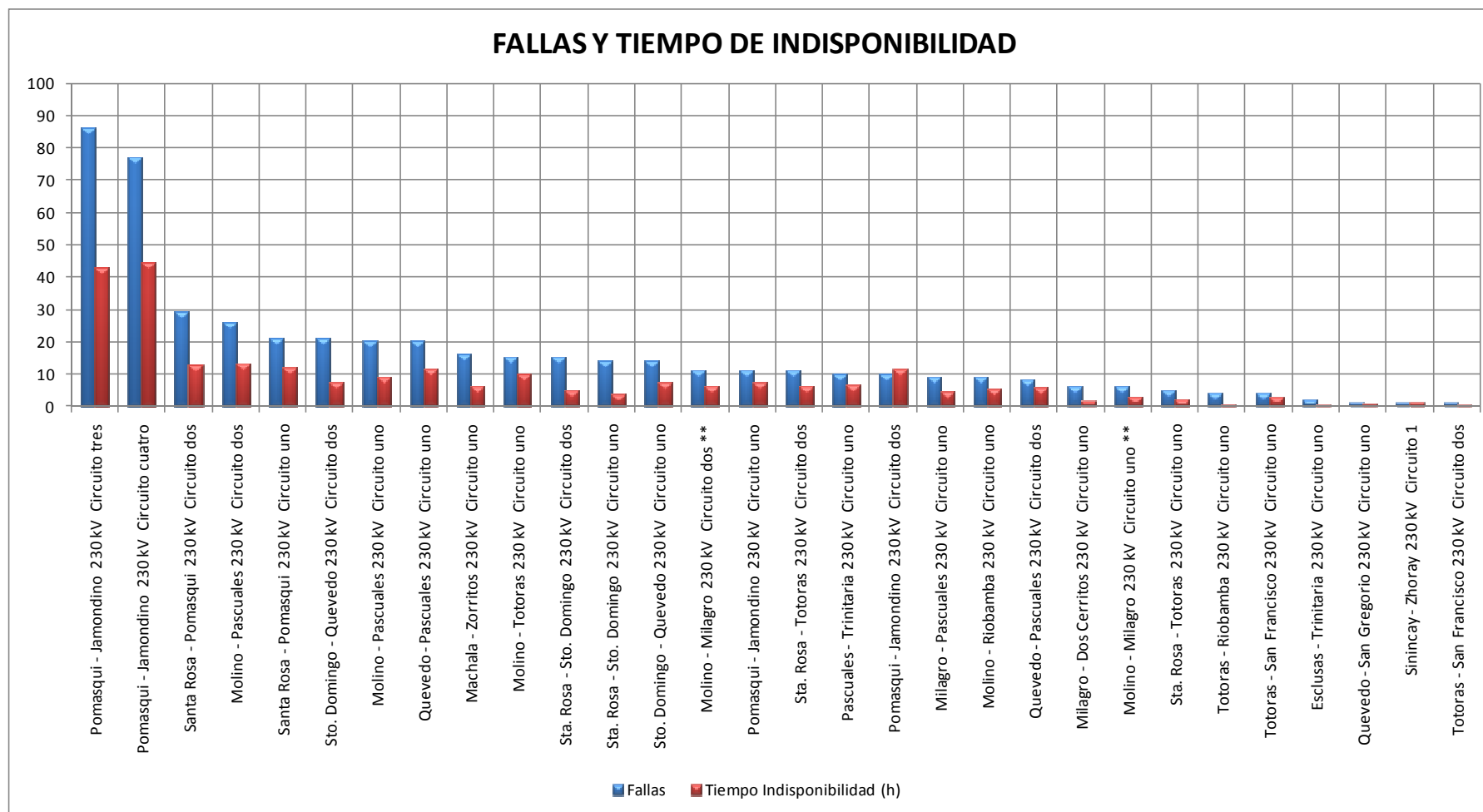


Figura 4.A.9: Fallas y Tiempo de Indisponibilidad por fallas Líneas de Transmisión 230kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El tiempo de indisponibilidad por falla es de 249,90 horas siendo los circuitos tres y cuatro de la línea Pomasqui – Jamondino los que presentan el mayor tiempo de indisponibilidad con 42,62 horas y 44,43 horas respectivamente.

Se han registrado 91 fallas de dobles circuitos. La línea Pomasqui – Jamondino (Interconexión con Colombia) es la que registra el mayor número de fallas de circuitos dobles, especialmente los circuitos 3 y 4 que ha tenido un promedio de 7 fallas por año, en los últimos 6 años. La línea Sta. Rosa – Sto. Domingo presentan una frecuencia de falla cada tres años por lo que se esperaría que en el 2.011 dispare al menos una vez.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Circuitos	Fallas
Molino - Milagro **	1 y 2	2
Molino - Pascuales	1 y 2	6
Pomasqui - Jamondino	3 y 4	55
Pomasqui - Jamondino	1 y 2	4
Pomasqui - Jamondino	3 y 1	1
Pomasqui - Jamondino	1,2,3 y 4	2
Quevedo - Pascuales	1 y 2	1
Santa Rosa - Pomasqui	1 y 2	10
Sta. Rosa - Sto. Domingo	1 y 2	5
Sta. Rosa - Totoras	1 y 2	2
Sto. Domingo - Quevedo	1 y 2	3
TOTAL		91

Tabla 4.A.2: Fallas de dobles circuitos Líneas de Transmisión 230kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad

La ENS al sistema debido a fallas es de 13,35 GWh; del cual, el 53% se debe a los elementos considerados graves. La mayor ENS al sistema que se registra es de la línea Sta. Rosa – Totoras y se debe a la falla del 15 de enero año 2009, a causa de fenómenos naturales, en el que dispararon los dos circuitos provocando el colapso de las zonas Norte, Noroccidental y Occidental con una desconexión de carga de 1,55 GW por un tiempo de 2,77 horas y provocó una ENS al sistema de 4,16 GWh. En el anexo 4.T.9 se encuentra la ENS por falla de cada elemento en los 12 años.

Las líneas que se encuentran sobre la media o la mediana ya sea por tiempo de indisponibilidad o por frecuencia de falla respectivamente, a pesar de ser consideradas graves, la mayoría no causan ENS y las que si la causan presentan

valores bajos a excepción de las líneas de interconexión tanto con Colombia (Pomasqui – Jamondino) como con Perú (Machala – Zorritos).

El 67% de las fallas ocurren en horas de demanda media, 18% en demanda mínima y 15% en demanda máxima, como se muestra en la figura siguiente.

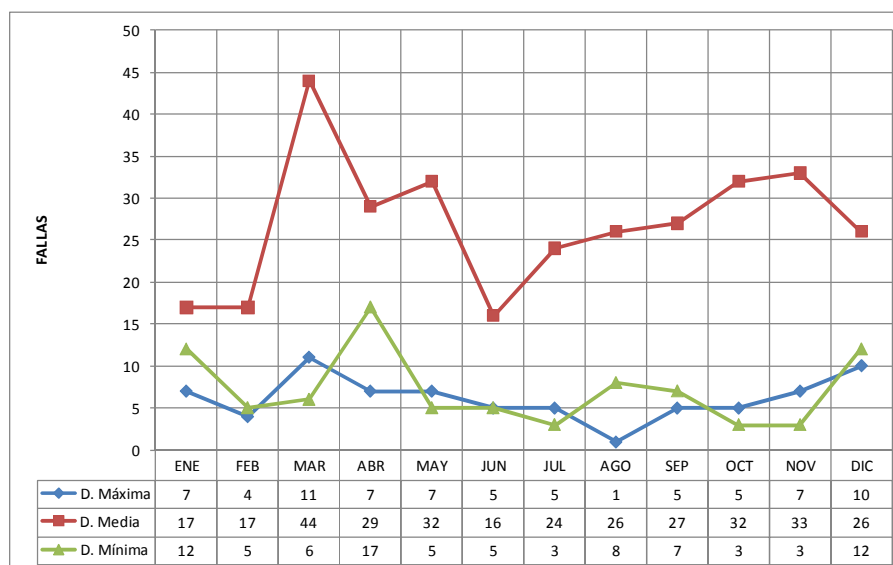
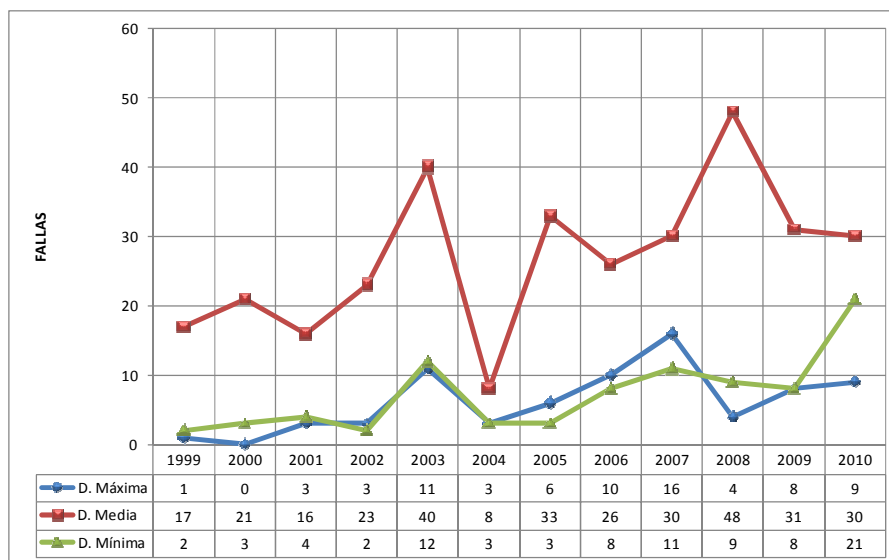


Figura 4.A.10: Fallas por horas de demanda Líneas de Transmisión 230 kV.

Se registran 4.776 mantenimientos ejecutados; el 78% son mantenimientos no programados y el 22% mantenimientos programados. De todos los mantenimientos el 86% se realizó sin indisponibilidad y el 14% con indisponibilidad. Los mantenimientos y el tiempo de ejecución de cada elemento se encuentran en el anexo 4.T.3.

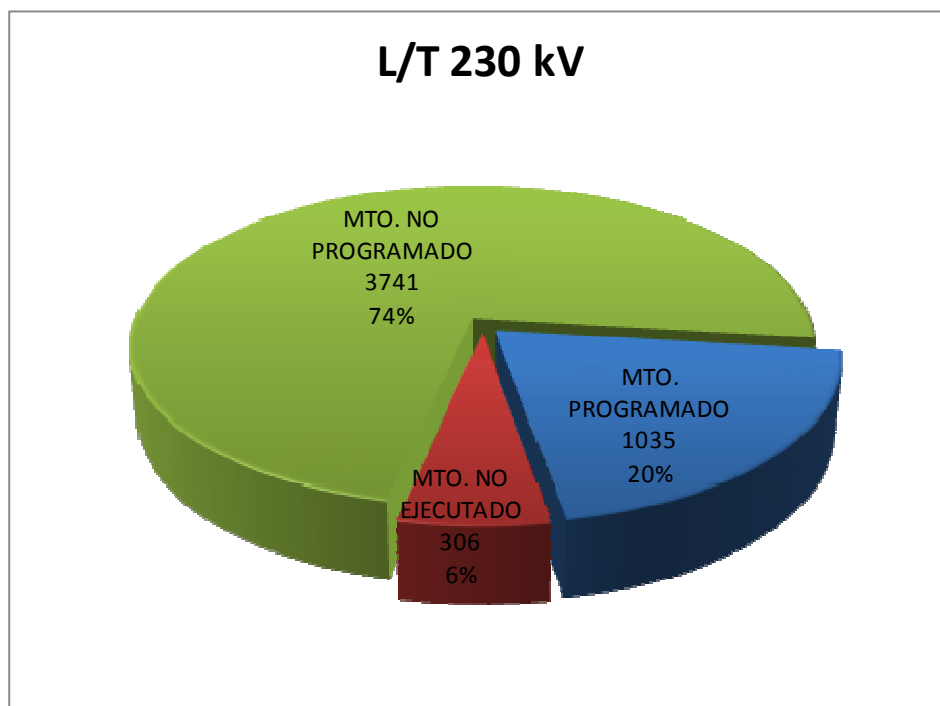


Figura 4.A.11: Mantenimientos – Líneas de Transmisión 230 kV.

La mediana de frecuencia de mantenimientos ejecutados es de 87 mantenimientos, un promedio de 7 mantenimientos al año; para los mantenimientos programados una mediana de 31 mantenimientos (3 mantenimientos por año) y para los mantenimientos no programados una mediana de 56 mantenimientos (5 mantenimientos por año). Ver anexo 4.T.6.

MANTENIMIENTOS Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	144,73
Error típico	24,45
Mediana	87
Moda	21
Desviación estándar	140,44
Varianza de la muestra	19.722,77
Curtosis	-0,82
Coefficiente de asimetría	0,78
Rango	411,00
Mínimo	2
Máximo	413,00
Suma	4.776,00
Cuenta	33
Nivel de confianza(95,0%)	49,80

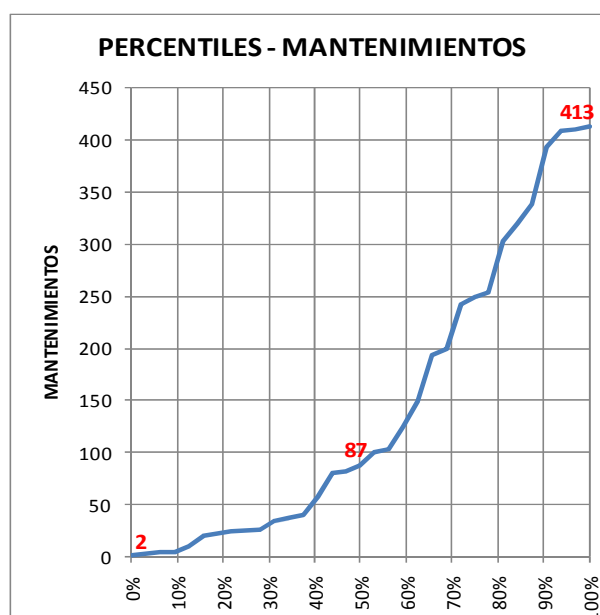


Figura 4.A.12: Estadística Descriptiva y Percentiles de Mantenimientos – L/T 230 kV.

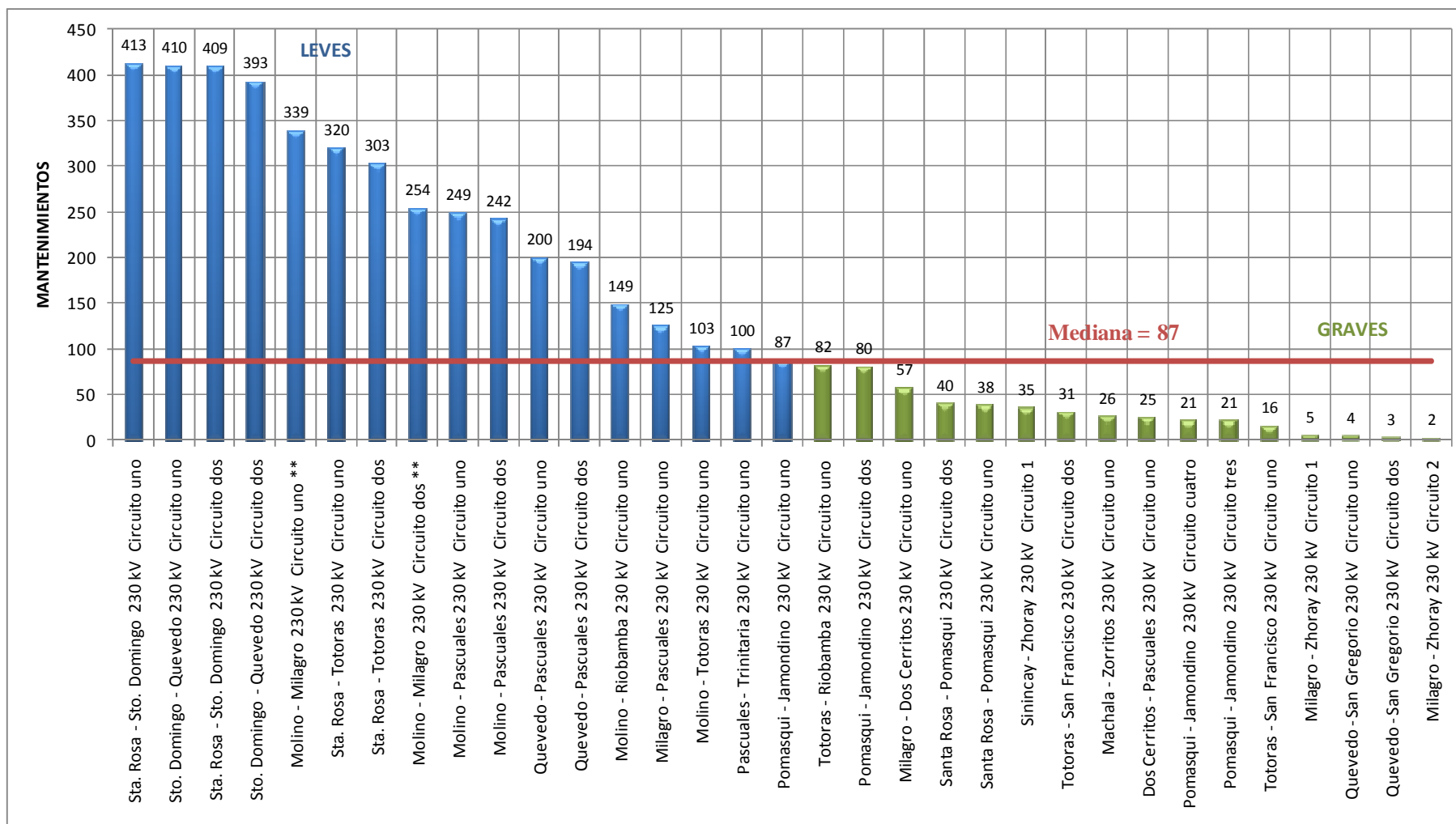


Figura 4.A.13: Mantenimientos Ejecutados Líneas de Transmisión 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 52% de las líneas de 230 kV se encuentran bajo la mediana de mantenimientos ejecutados y se las ha llamado graves, pues son elementos a los cuales casi no se les realiza mantenimientos. Dentro de estas líneas se encuentran algunas que han entrado en el último año y por esa razón registran pocos mantenimientos, tomando en consideración lo antes mencionado se tiene que el 36% de las líneas que entraron en operación antes del año 2.010 registran una frecuencia de mantenimientos bajo la mediana.

El 55% de los mantenimientos de las líneas llamadas graves son de desbroce, no se han registrado mantenimiento en el apantallamiento y solo la línea Totoras – Riobamba presenta mantenimiento en la puesta a tierra de las estructuras.

Para el tiempo de ejecución de mantenimientos (mantenimientos programados y no programados) se tiene una media de 1.150,02 horas, un promedio de 96 horas de mantenimientos al año; 184,73 horas de mantenimiento con indisponibilidad (15,40 horas por año) y 965,29 horas de mantenimiento sin indisponibilidad (80,44 horas por año). Ver anexo 4.T.7.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h) Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	1.150,02
Error típico	186,62
Mediana	671,48
Moda	146,68
Desviación estándar	1.072,07
Varianza de la muestra	1.149.331,20
Curtosis	-0,95
Coefficiente de asimetría	0,71
Rango	3.128,92
Mínimo	11,67
Máximo	3.140,58
Suma	37.950,55
Cuenta	33
Nivel de confianza(95,0%)	380,14

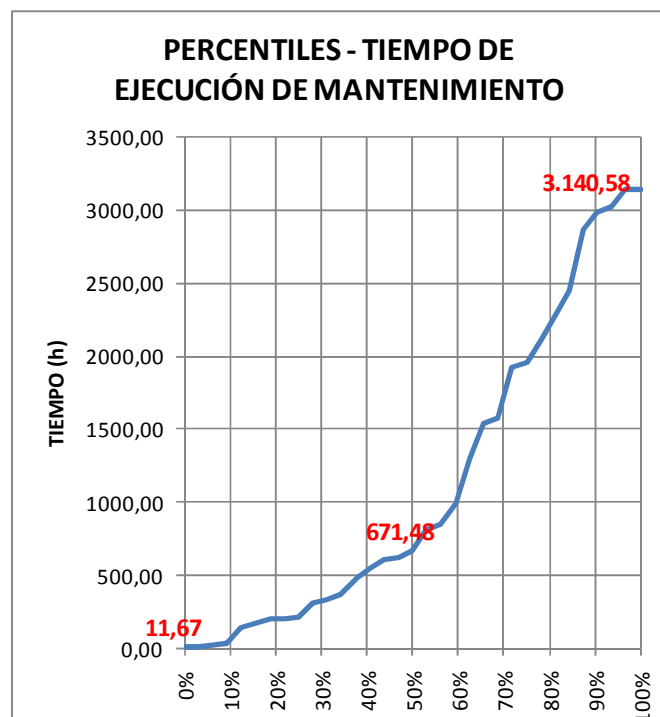


Figura 4.A.14: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de ejecución de mantenimiento – L/T 230 kV.

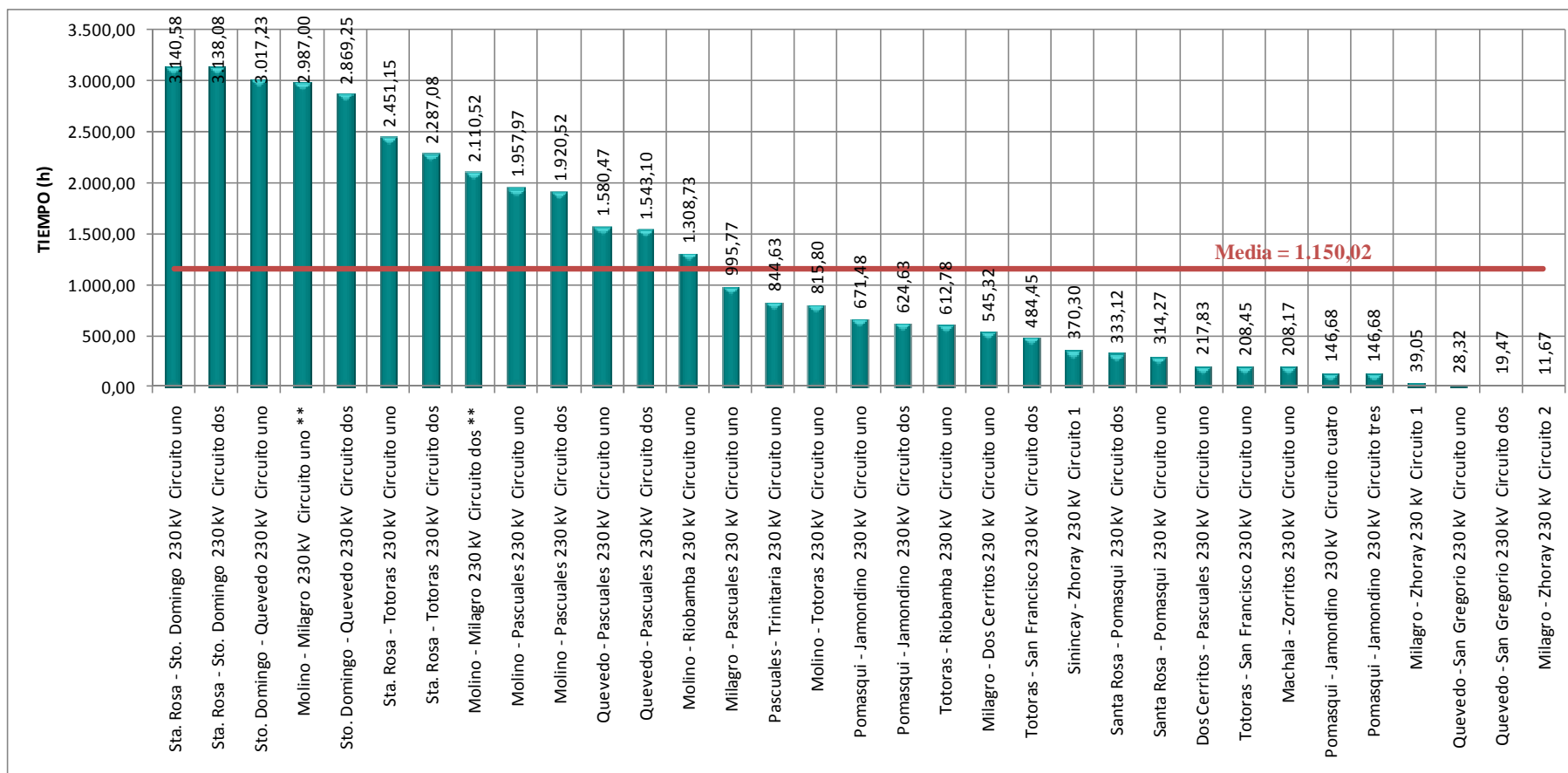


Figura 4.A.15: Tiempo de Ejecución de mantenimiento Líneas de Transmisión 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

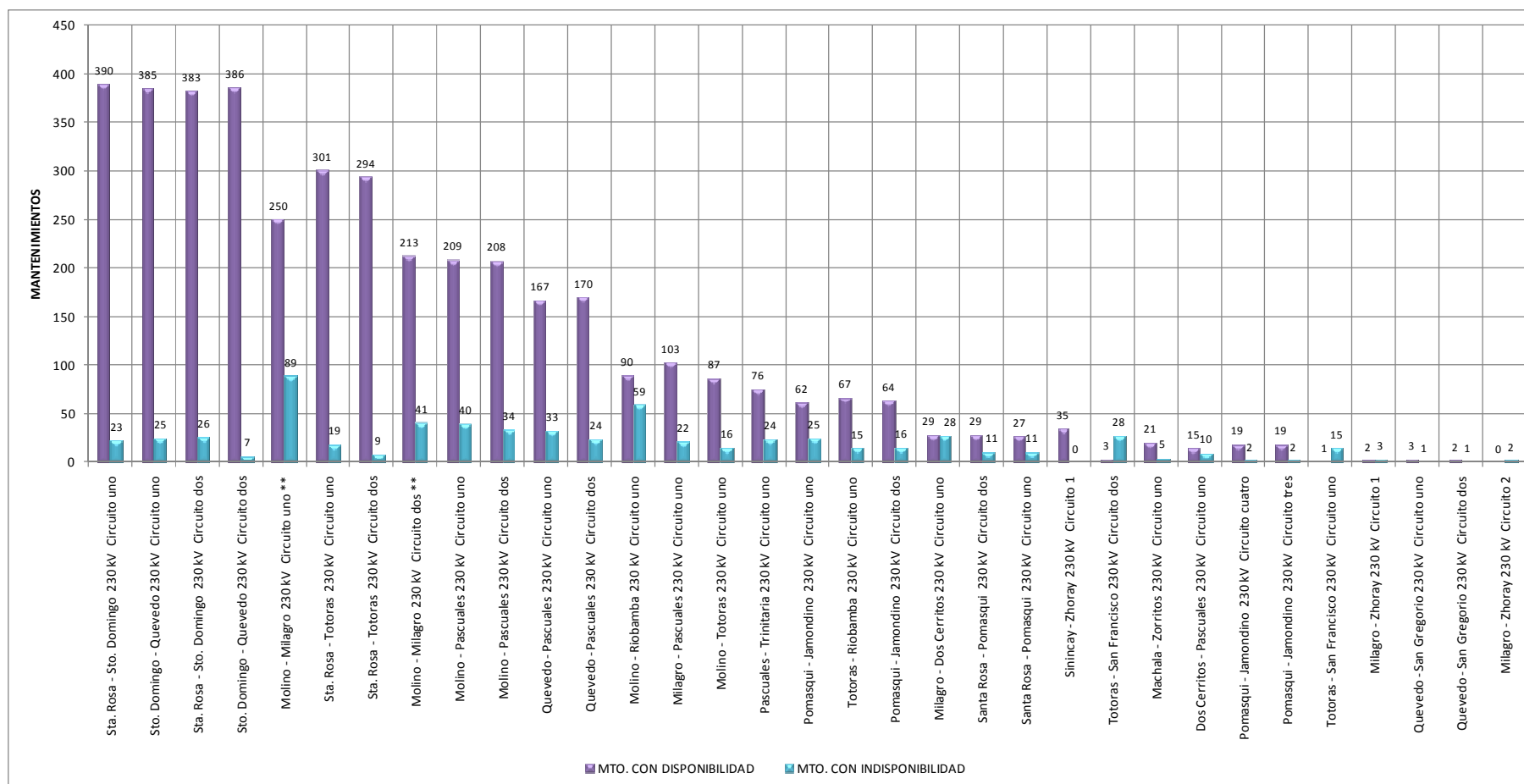


Figura 4.A.16: Mantenimientos con y sin indisponibilidad de Líneas de Transmisión 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Los mantenimientos que no se programan y más aún si causan indisponibilidad del elemento afectan la seguridad y/o estabilidad del sistema, pues el hecho de no considerarse dentro de la planificación de operación, baja la confiabilidad de contingencia N-1. La media y la mediana de mantenimientos no programado con indisponibilidad y tiempo de indisponibilidad por mantenimiento de éstos, se encuentran en el anexo 4.T.8

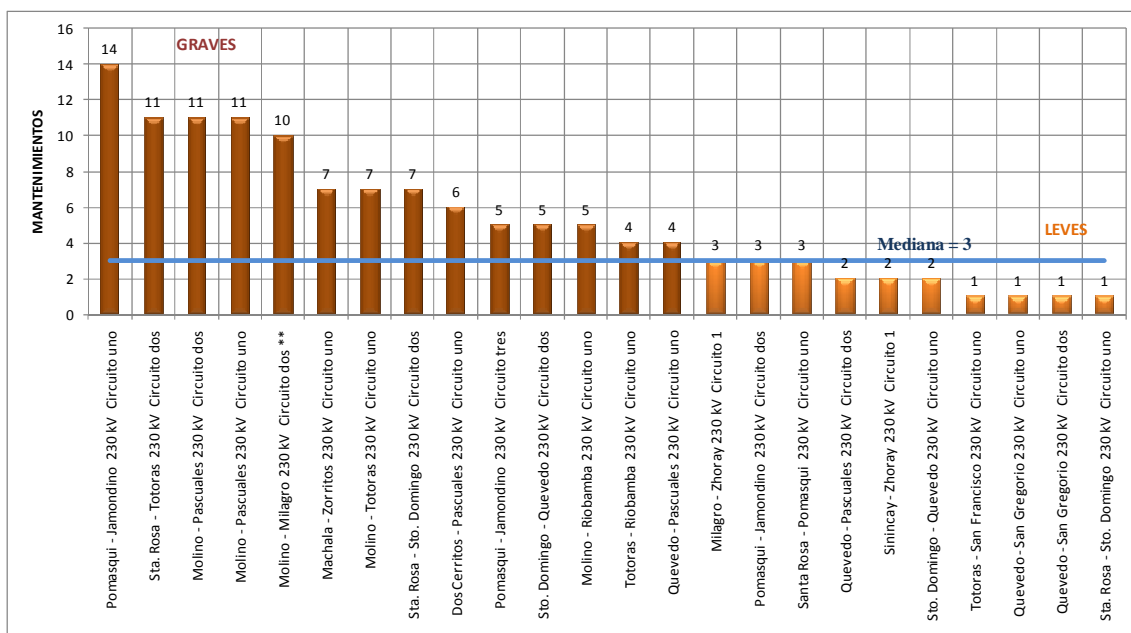


Figura 4.A.17: Mantenimientos No Programados con indisponibilidad – L/T 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

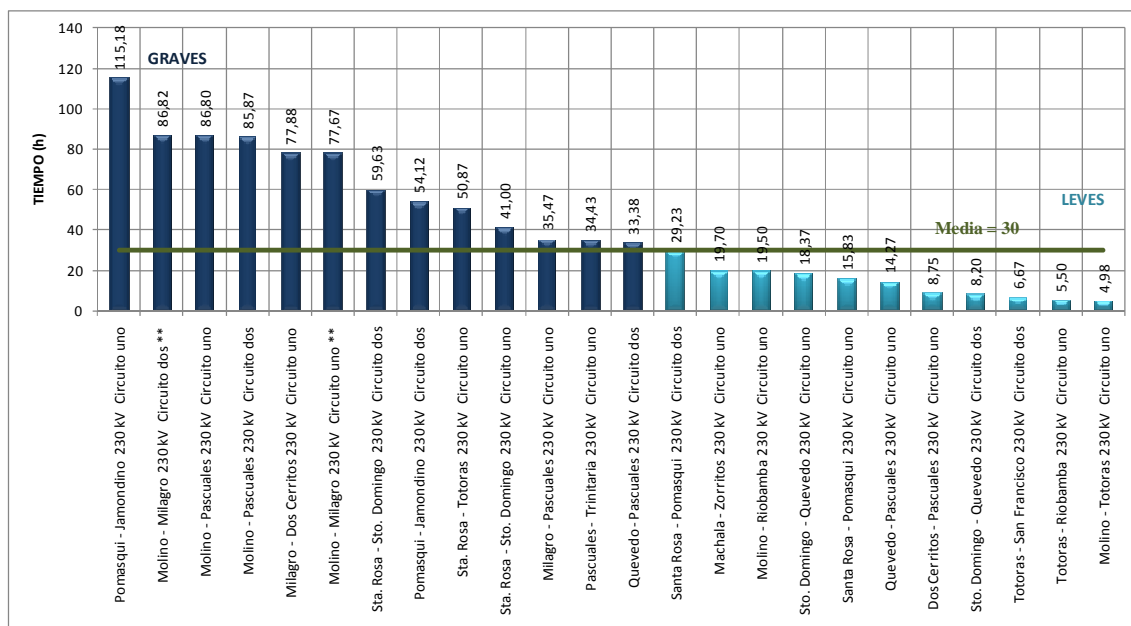


Figura 4.A.18: Tiempo de indisponibilidad de mantenimientos no programados – L/T 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Se registran 37.950,55 horas de ejecución de mantenimientos, de las cuales el 16% son de indisponibilidad.

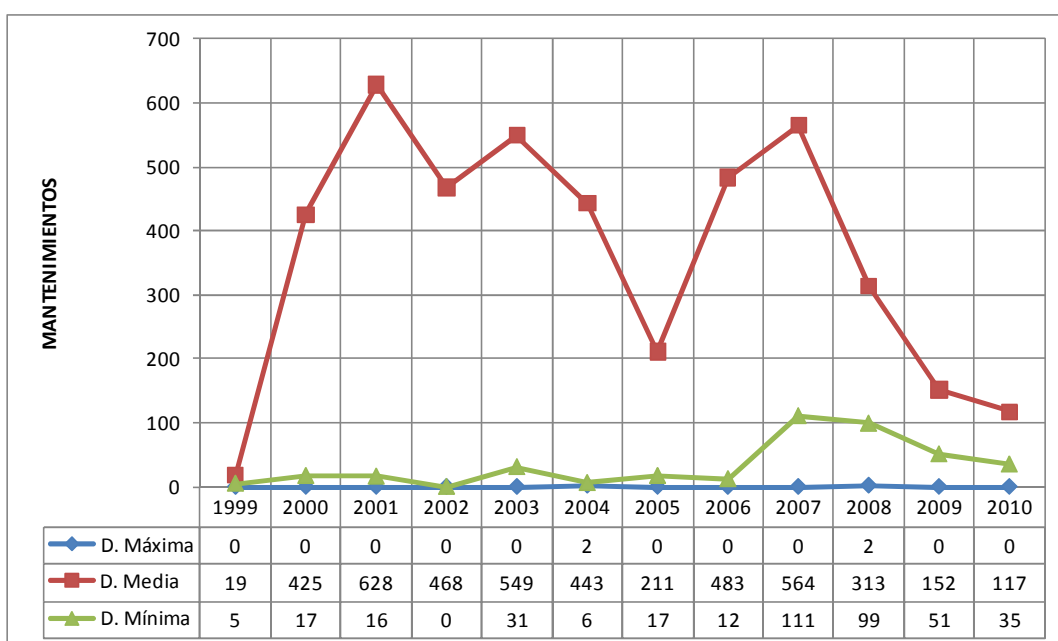
La línea Pomasqui – Jamondino circuitos tres y cuatro es considerada grave y registra un total de 21 mantenimientos y 86 y 77 fallas respectivamente desde su entrada en línea en el año 2.003.

La línea Santa Rosa – Pomasqui, circuitos uno y dos; presentan 38 y 40 mantenimientos respectivamente y es considerada grave por el número de fallas, 21 y 29 fallas respectivamente.

La línea Esclusas – Trinitaria no ha registrado ningún tipo de mantenimiento, sin embargo solo registra dos fallas, una en el año 2.007 por falla en el sistema de distribución y otra en el año 2.010 con causa desconocida.

La ENS al sistema por mantenimiento es de 283,37 MWh y se debe a mantenimientos en las líneas Milagro – Pascuales, circuito uno, con desconexión de 283 MWh en el año 2006 y Molino – Milagro con 0,37 MWh desconectados en el año 2.000.

El 92% de los mantenimientos se realizan en horas de demanda media y el 8% restante en demanda mínima, casi no existen mantenimientos en demanda máxima.



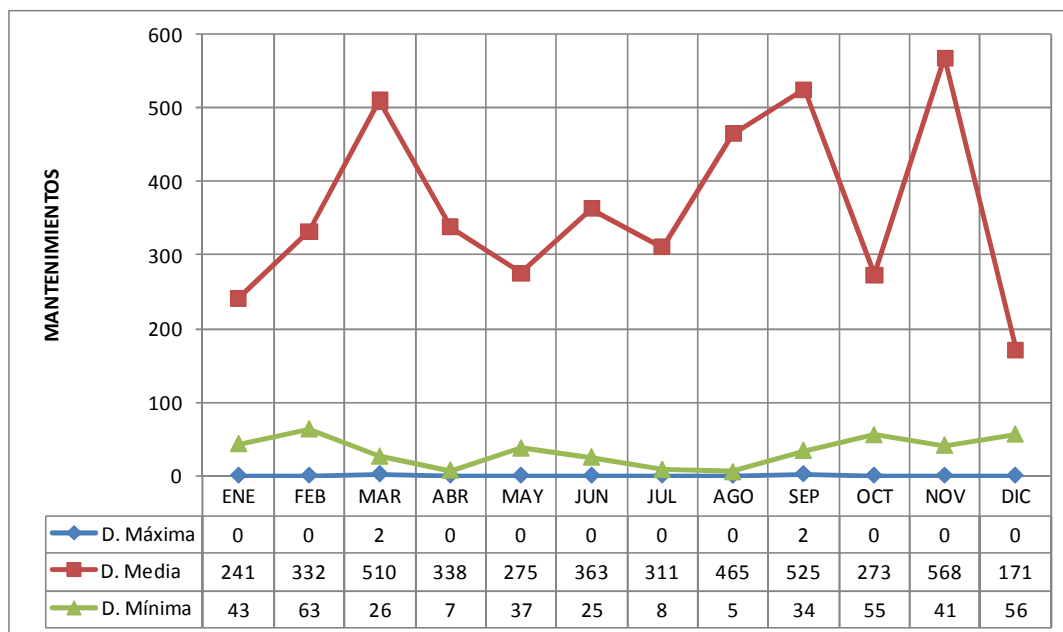


Figura 4.A.19: Mantenimientos por horas de demanda Líneas de Transmisión 230 kV.

2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV.

La mediana de frecuencia de fallas para líneas de 138 kV tiene un valor de 7 fallas, un promedio de una falla cada dos años y la media de tiempo de indisponibilidad por fallas tiene un valor de 5,85 horas, un promedio de 1 hora cada dos años. Ver anexos 4.T.4 y 4.T.5.

FALLAS Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	13,80
Error típico	2,24
Mediana	7
Moda	7
Desviación estándar	15,00
Varianza de la muestra	225,07
Curtosis	2,72
Coefficiente de asimetría	1,73
Rango	66
Mínimo	1
Máximo	67
Suma	621
Cuenta	45
Nivel de confianza(95,0%)	4,51

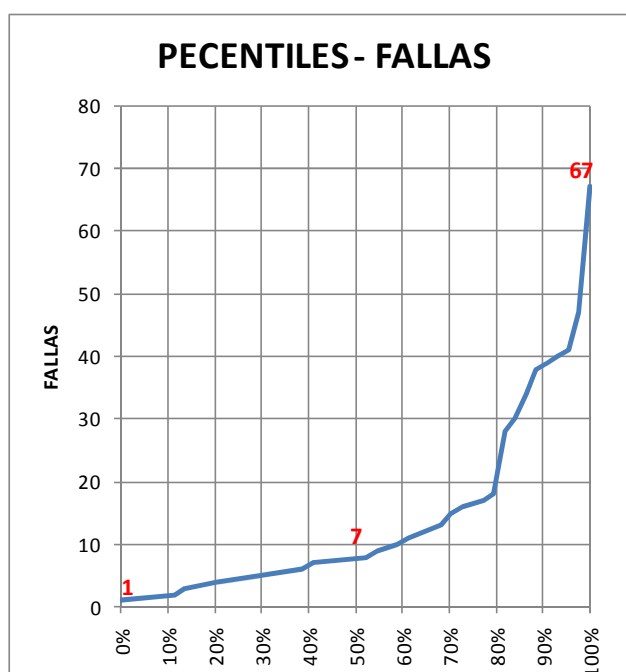


Figura 4.A.20: Estadísticas Descriptivas y Percentiles de Fallas L/T 138 kV.

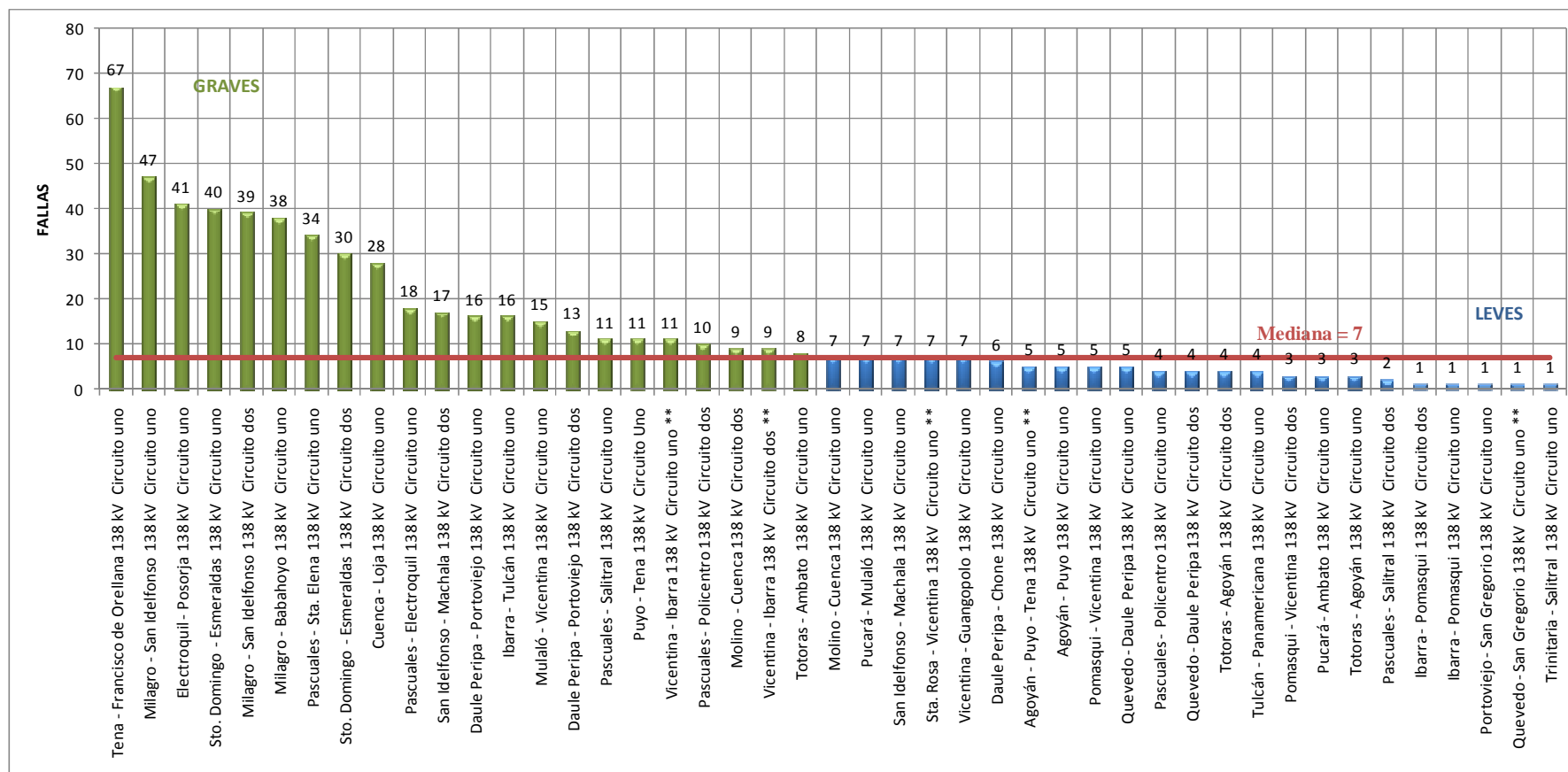


Figura 4.A.21: Fallas en Líneas de Transmisión 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 49% de las líneas se encuentran sobre la base de la mediana y se las ha llamado graves mientras que las demás se llamarán leves.

De las fallas graves el 53% de las fallas son por Otros, el 27% por Fenómenos naturales, el 8% por Externo al sistema, el 6% por Equipo/Material/Diseño, el 4% por Falla humana y el 2% por actores del MEM. Por Fenómenos naturales; el 78% de las fallas son por descargas atmosféricas, el 14% por lluvias y el 4% por vientos fuertes y de aquellas fallas por Externo al sistema; el 38% es por vegetación, el 33% por incendio y el 13% por daño o interferencia accidental por terceros identificados.

La línea que tiene la mayor cantidad de disparos es la Tena – Francisco de Orellana de la cual el 52% de las fallas son de origen desconocido y el 30% por descargas; el porcentaje restante se distribuye entre las demás causas. Esta línea presenta un registro de fallas de 9 a 13 fallas por año.

TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	5,85
Error típico	0,87
Mediana	3,88
Moda	0,18
Desviación estándar	5,81
Varianza de la muestra	33,76
Curtosis	1,23
Coefficiente de asimetría	1,44
Rango	21,45
Mínimo	0,13
Máximo	21,58
Suma	263,38
Cuenta	45
Nivel de confianza(95,0%)	1,75

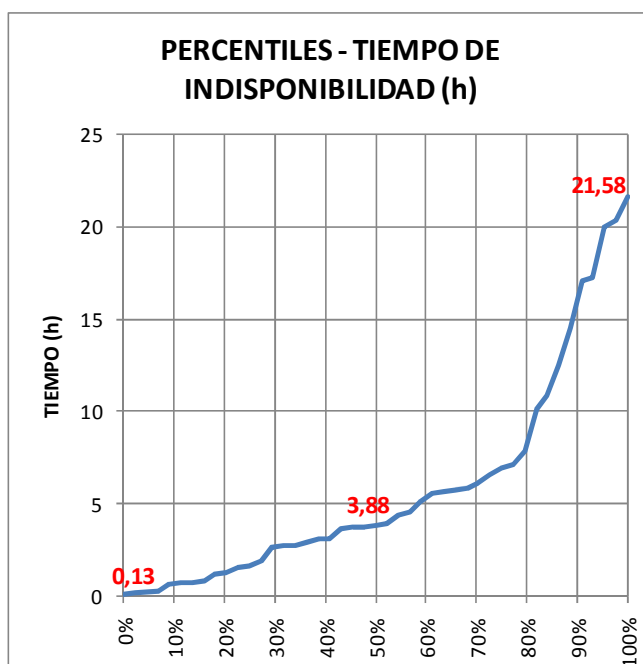


Figura 4.A.22: Estadísticas Descriptivas y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por falla L/T 138 kV.

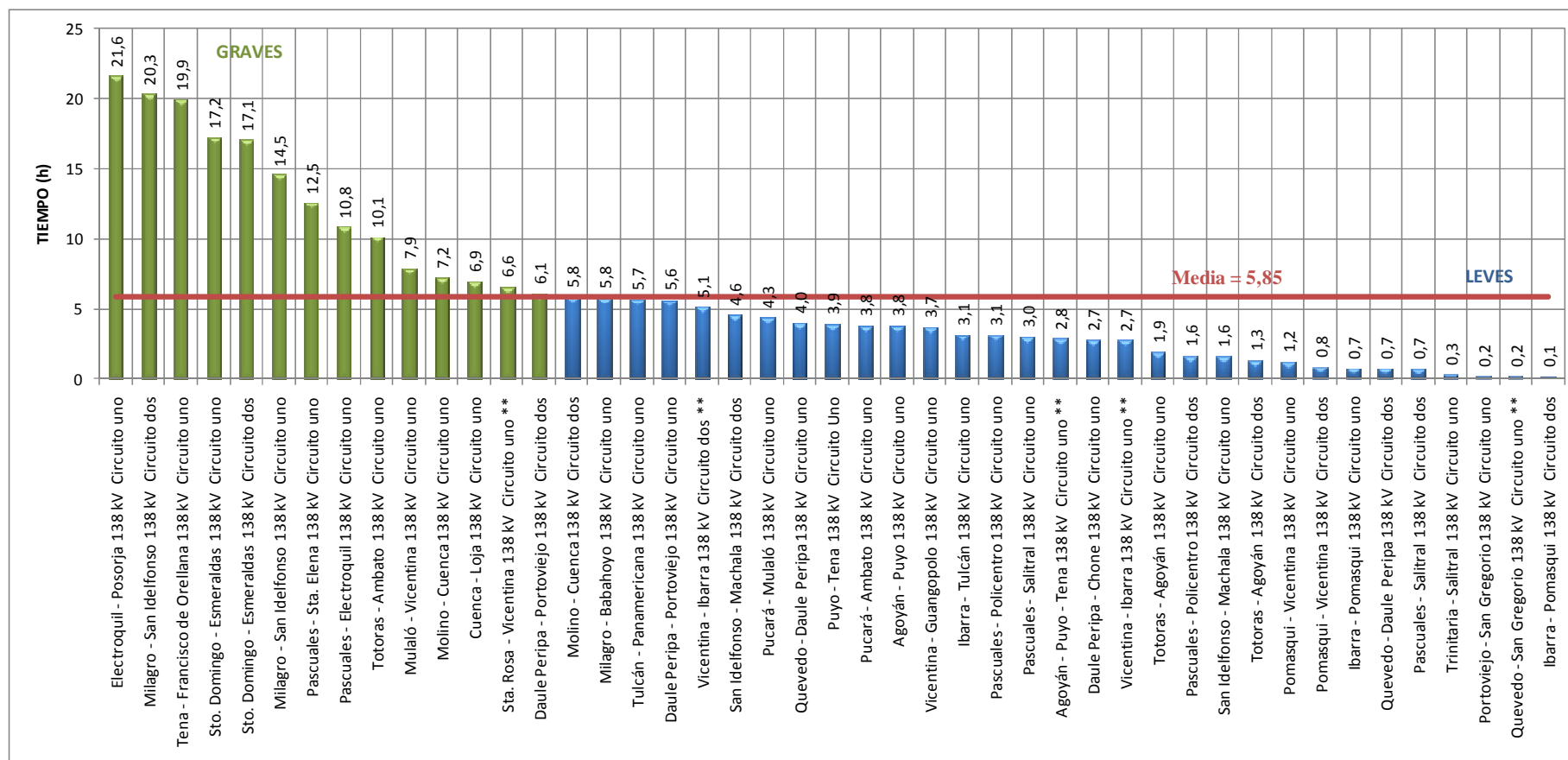


Figura 4.A.23: Tiempo de Indisponibilidad por falla en Líneas de Transmisión 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Del tiempo de indisponibilidad por falla se tiene que el 31% de las líneas de 138 kV se encuentran sobre la mediana y se las llama graves. La mayoría de éstas líneas también se consideran graves por el número de fallas; a excepción de las líneas Molino – Cuenca circuito uno y el ya no vigente circuito uno de la línea Sta. Rosa – Vicentina que se las considera graves solo por el tiempo de indisponibilidad. Por esta razón los porcentajes de causas no varían en gran proporción. Así se tiene que fallas a causa de Otros es el 51%, Fenómenos naturales el 29%, Externo al sistema el 9%, Equipo/Material/Diseño el 5%, Falla humana el 4% y Actores del MEM el 2%.

Las fallas de dobles circuitos se presentan con mayor frecuencia a nivel de 138 kV que en 230 kV, siendo la línea Sto. Domingo – Esmeraldas la que tiene la mayor cantidad, 18 fallas, en el periodo de estudio. Ésta presenta un mínimo de 1 falla y un máximo de 5 fallas al año por lo que se esperaría que en el 2.011 dispase al menos una vez; el 40% de fallas de esta línea no se ha determinado y el 30% es por descargas atmosféricas. La línea Milagro – San Idelfonso presenta 9 fallas en todo el periodo y al menos una falla por año desde el año 2.003; es necesario recalcar que esta línea inicio su operación en julio del 2.002.

La ENS al sistema debido a fallas es de 9,49 GWh, de ésta el 75% es de los elementos considerados graves. A pesar que la ENS al sistema total por fallas en líneas de 138 kV es menor que la de 230 kV, afectan más de cerca al distribuidor ya que la salida de alguno de estos elementos puede ocasionar el corte o restricción del suministro de energía. Ver anexo 4.T.9.

Las líneas que presentan la mayor cantidad de ENS al sistema son la Milagro – San Idelfonso (circuitos uno y dos), seguido por la Tena – Francisco de Orellana, las mismas que han sido consideradas graves tanto por el tiempo de indisponibilidad como por la frecuencia de fallas y en el caso de la primera por fallas de dobles circuitos, y su salida puede implicar la salida de toda la subestación y en consecuencia la carga que éstas sirven.

Las líneas que presentan mayor desconexión de carga son la Milagro – Babahoyo, pues la salida de ésta afecta a toda la carga de EMELRIOS y la Tena – Francisco de Orellana, ésta es la única que alimenta la carga de Orellana. Estas

líneas también se encuentran dentro de las que se consideran graves por el número de fallas y tiempo de indisponibilidad.

El 58% de las fallas se presentan en demanda media, el 24% en demanda mínima y el 18% en demanda máxima.

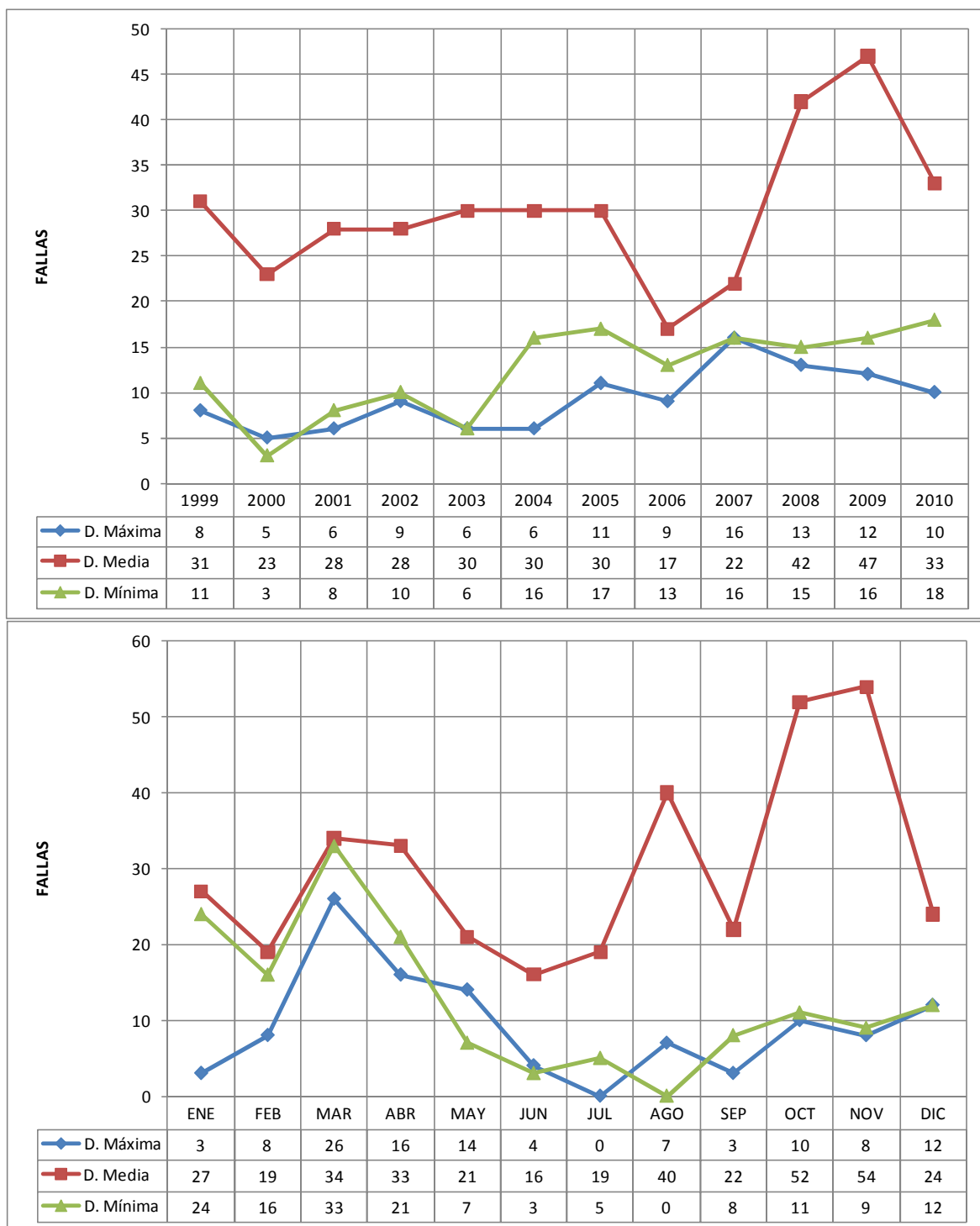


Figura 4.A.24: Fallas por horas de demanda Líneas de Transmisión 138 kV.

De los 5.359 mantenimientos (programados y no programados) que se registran en líneas de 138 kV se tiene que el 74% son mantenimientos no programados y el 26% son programados.

La mediana de frecuencia de mantenimientos ejecutados (programados y no programados) es de 89 mantenimientos que muestra un promedio de 7 mantenimientos al año; para mantenimientos programados una mediana de 25 mantenimientos (2 mantenimientos por año) y para mantenimientos no programados una mediana de 64 mantenimientos (5 mantenimientos por año).

Los percentiles de mantenimientos para los 12 años se encuentran en el anexo 4.T.6.

MANTENIMIENTOS Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	121,80
Error típico	15,87
Mediana	88,50
Moda	
Desviación estándar	105,28
Varianza de la muestra	11.084,68
Curtosis	4,57
Coefficiente de asimetría	1,91
Rango	489
Mínimo	1
Máximo	490
Suma	5.359
Cuenta	44
Nivel de confianza(95,0%)	32,01

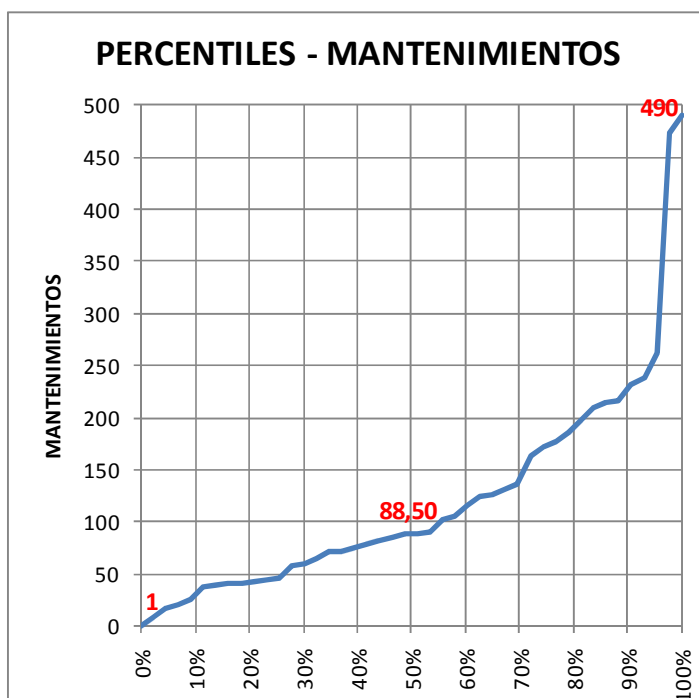


Figura 4.A.25: Estadística Descriptiva y Percentiles de mantenimientos de L/T 138 kV.

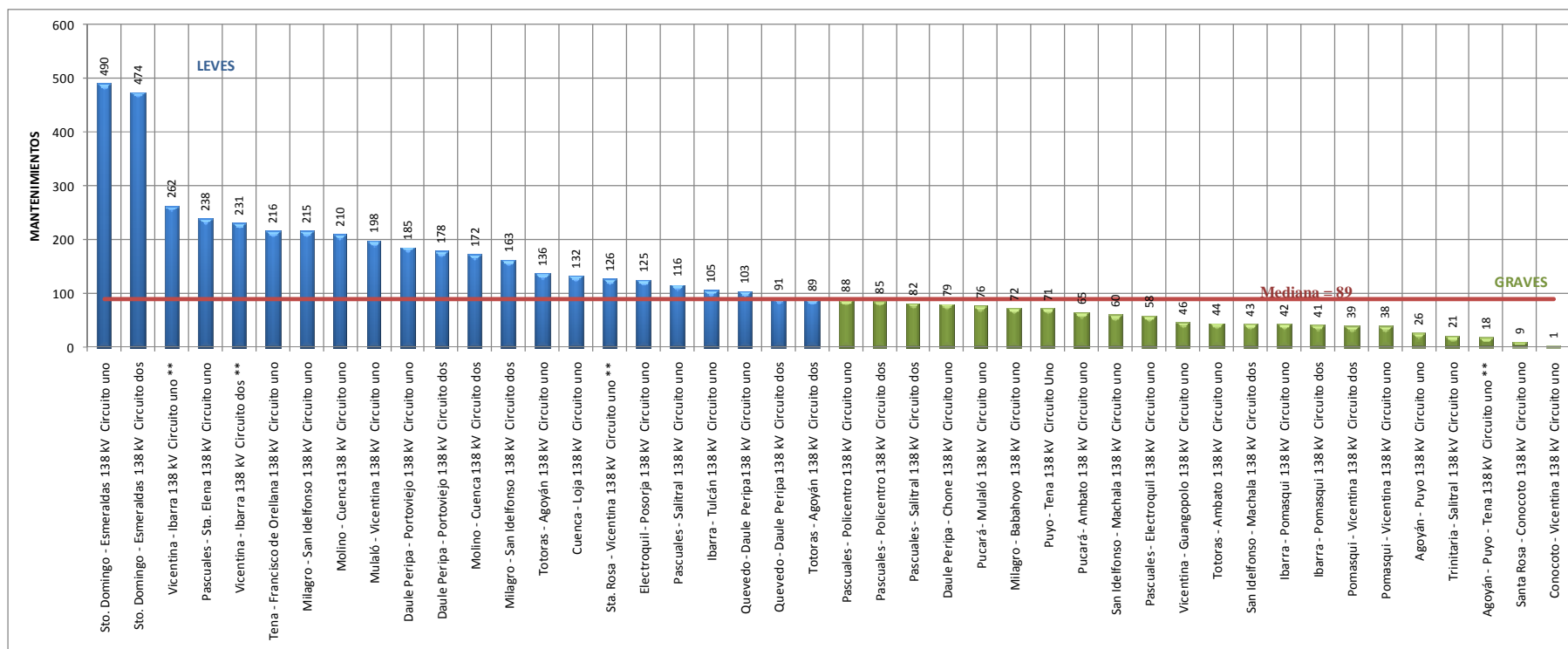


Figura 4.A.26: Mantenimientos Ejecutados Líneas de Transmisión de 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El tiempo de ejecución de mantenimientos (programados y no programados) es de 42.111,40 horas de las cuales el 82% son horas de indisponibilidad.

La media para tiempo de ejecución de mantenimientos es de 957,08 horas, un promedio de 79,76 horas de mantenimiento al año; para tiempo de indisponibilidad una media de 185,20 horas (15,43 horas por año) y para tiempo sin indisponibilidad una media de 771,88 horas (64,32 horas por año).

Los percentiles correspondientes al tiempo de ejecución de mantenimientos se encuentran en el anexo 4.T.7

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h) Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	957,08
Error típico	119,46
Mediana	695,70
Moda	
Desviación estándar	792,40
Varianza de la muestra	627.902,15
Curtosis	2,79
Coefficiente de asimetría	1,55
Rango	3.521,02
Mínimo	8,18
Máximo	3.529,20
Suma	42.111,40
Cuenta	44
Nivel de confianza(95,0%)	240,91

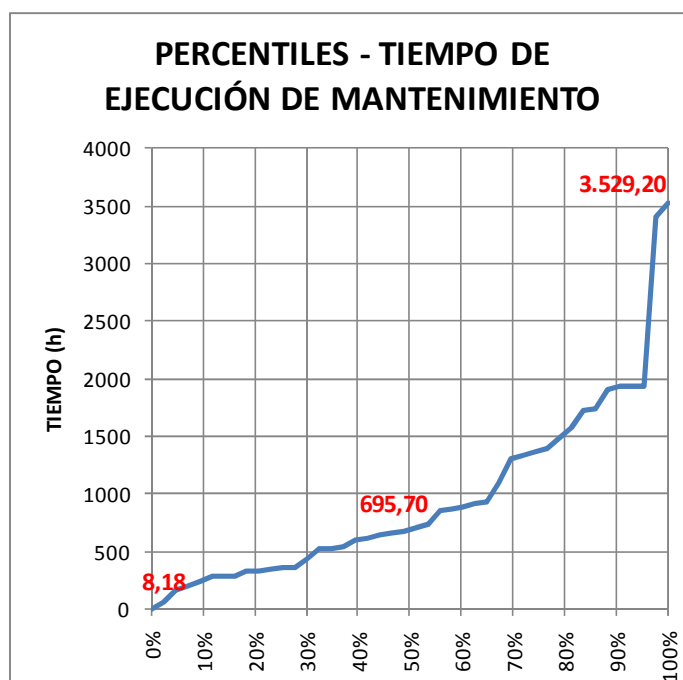


Figura 4.A.27 Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de ejecución de mantenimiento de L/T 138 kV.

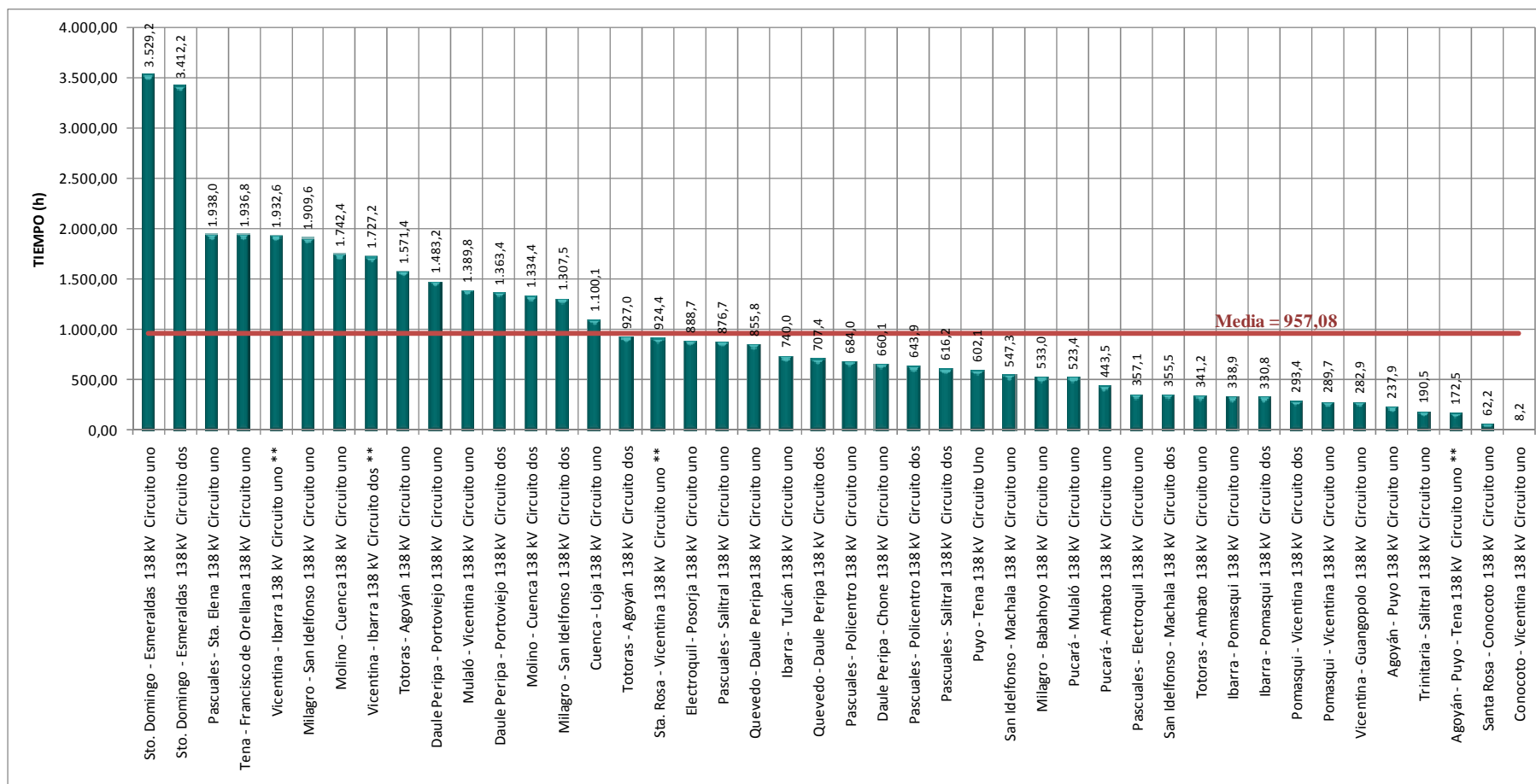


Figura 4.A.28: Tiempo de Ejecución de mantenimientos Líneas de Transmisión de 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

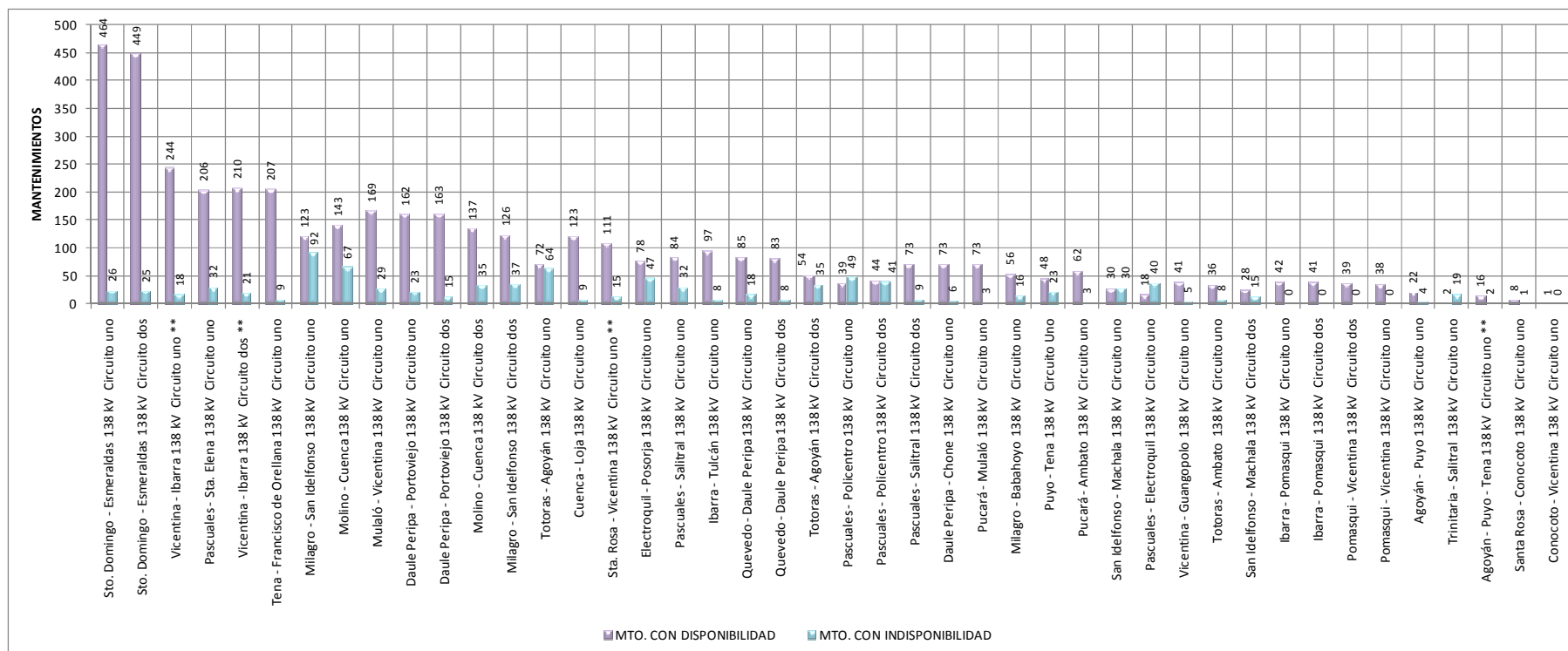


Figura 4.A.29: Mantenimientos con indisponibilidad y sin indisponibilidad de Líneas de Transmisión de 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 50% de las líneas están bajo la mediana de mantenimientos ejecutados y se las llama graves. Entre los mantenimientos que las líneas graves presentan se tiene que el 53% son de desbroce, el 13% de mantenimiento de estructuras, el 15% en limpieza y lavado de aisladores y el porcentaje restante en otros mantenimientos. No se han dado mantenimientos al apantallamiento y el mantenimiento de puestas a tierra es del 1%.

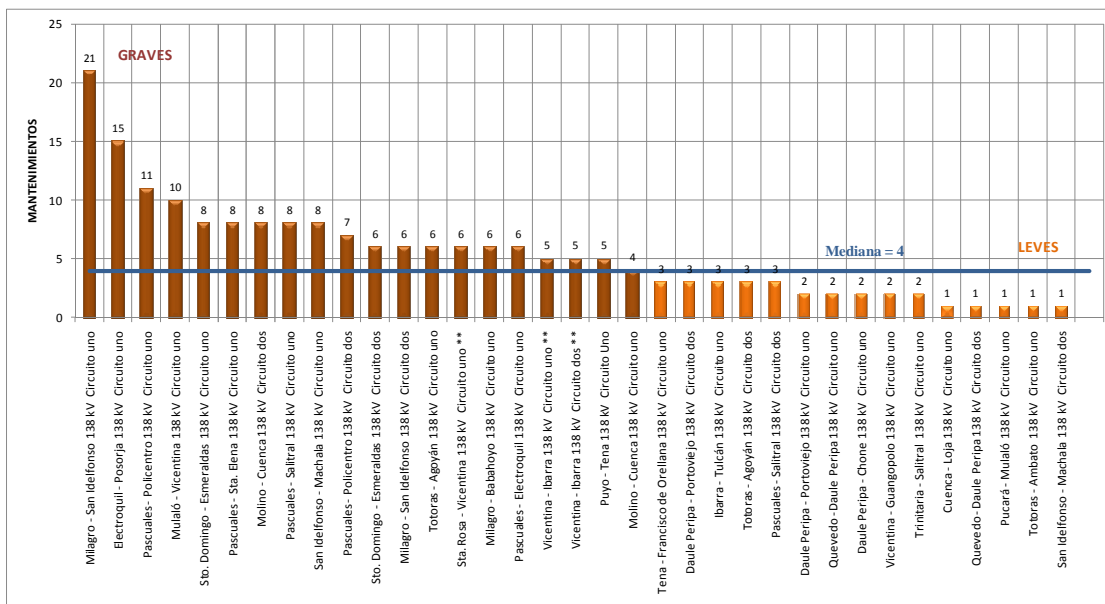


Figura 4.A.30: Mantenimientos No Programados con indisponibilidad - L/T 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

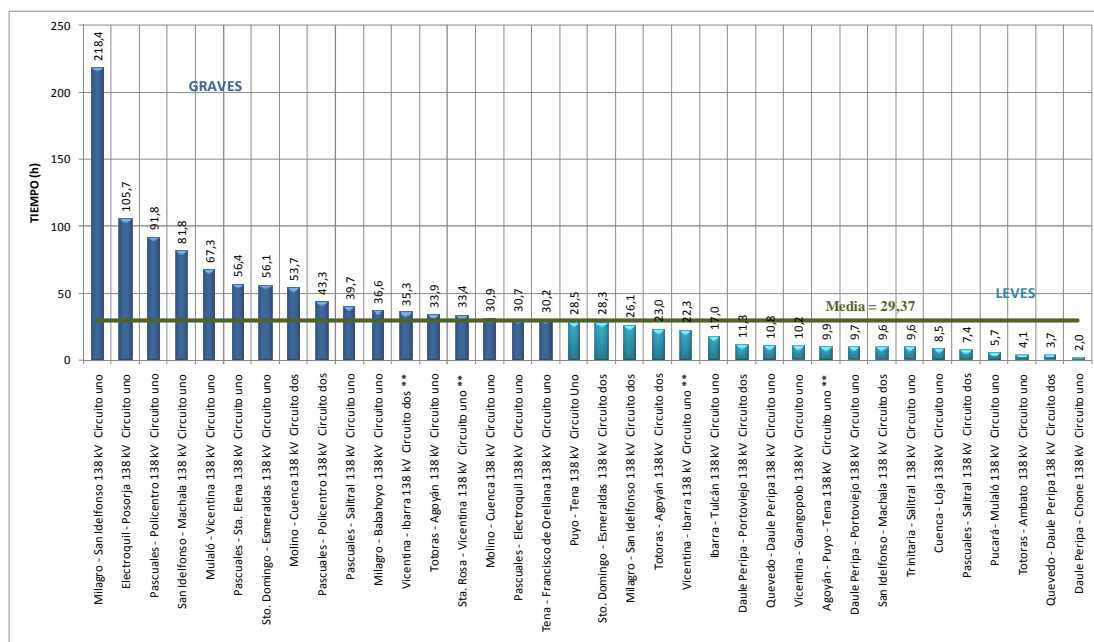


Figura 4.A.31: Tiempo de indisponibilidad de mantenimientos no programados – L/T 138 kV.

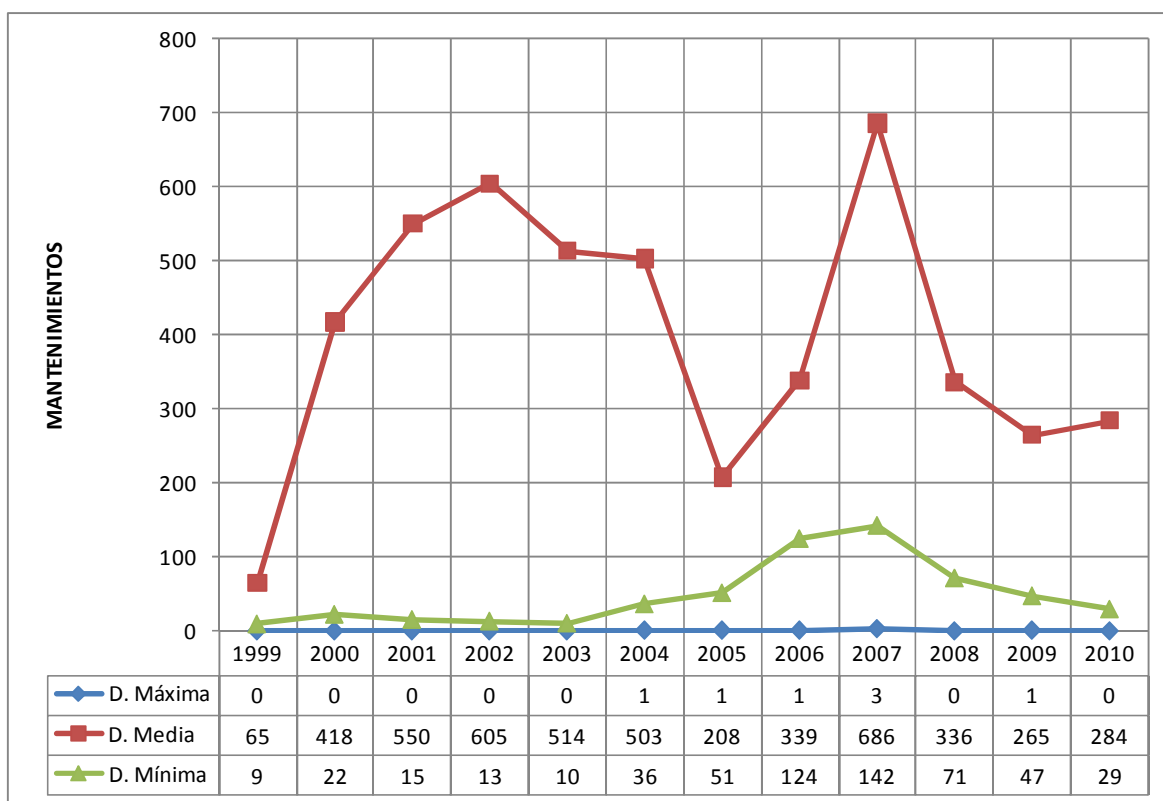
** Elementos no vigentes en la actualidad.

El cálculo de la mediana y media para mantenimientos no programados con indisponibilidad de los elementos se encuentra el anexo 4.T.8

El 33% de las líneas graves por bajos mantenimientos también son graves por número de fallas y tiempo de indisponibilidad por falla, esto muestra que quizá los mantenimientos que se están realizando no son suficientes y/o no son los adecuados para las condiciones en las que se encuentran los elementos, por lo que hace necesario un análisis más profundo que determine los mantenimientos adecuados, dependiendo de las condiciones ambientales, vegetación y contaminación de la ubicación de los elementos.

El circuito uno de las líneas Portoviejo – San Gregorio y Tulcán – Panamericana no registran mantenimiento alguno.

El 89% de los mantenimientos en líneas de 138 kV se realiza en demanda media y el 11% en demanda mínima, casi no se realizan mantenimientos en demanda máxima.



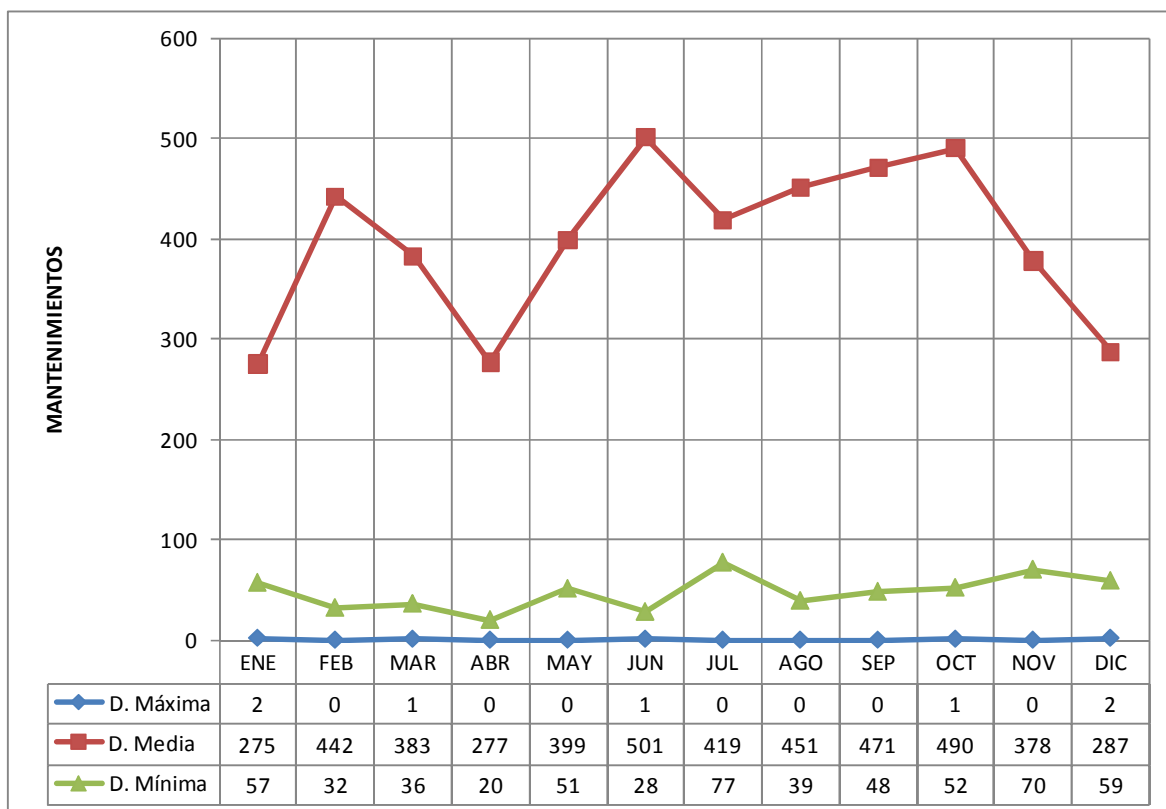


Figura 4.A.32: Mantenimientos por horas de demanda de Líneas de Transmisión 138 kV.

La ENS al sistema por mantenimiento es de 41,35 GWh, de la cual el 7% es de los elementos considerados graves. La carga desconectada por mantenimientos es de 1,28 GW. Ver anexo 4.T.9

3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 kV.

A nivel de 69 kV en la actualidad se tienen las líneas Electroquil – Salitral, circuitos uno y dos y la línea G. Zevallos – Salitral, circuitos uno y dos.

En los 12 años el circuito uno de la línea Electroquil – Salitral registra 2 fallas con 2,82 horas de indisponibilidad y el circuito dos registra 4 fallas con un tiempo de indisponibilidad de 3,82 horas; las fallas tanto del circuito uno como del circuito dos ocurrieron en el año 2.010. Las fallas fueron a causa de Otros (3 fallas) y Externo al sistema (3 fallas); dos de las fallas fueron de doble circuito. No existió ENS al sistema debido a fallas.

Los mantenimientos que registra la línea Electroquil – Salitral son 8; por desbroce 6 mantenimientos, por lavado y limpieza de aislación 1 mantenimiento y por

mantenimiento general 1 mantenimiento. El 88% de los mantenimientos son programados y el 12% son mantenimientos programados. El tiempo de indisponibilidad por mantenimiento es de 69,90 horas para el circuito dos y 52,90 horas para el circuito uno.

La línea G. Zevallos – Salitral no presenta fallas, pero si registra 8 mantenimientos; 5 mantenimientos por desbroce y 3 mantenimientos por lavado y limpieza de aislación. El 37% de los mantenimientos son programados y el 63% son mantenimientos no programados. El tiempo de indisponibilidad por mantenimiento es de 18,70 horas para el circuito dos y de 19,28 horas para el circuito uno.

No existe ENS al sistema por mantenimiento de ninguno de las dos líneas ya que se utiliza el disyuntor de transferencia o los trabajos se realizan en caliente.

ANEXO 4.A.2: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN DEL S.N.T. - ECUADOR

En los elementos de transformación se registran 273 fallas en el periodo de estudio. Las causas de fallas para cada elemento se encuentran en el anexo 4.T.1.

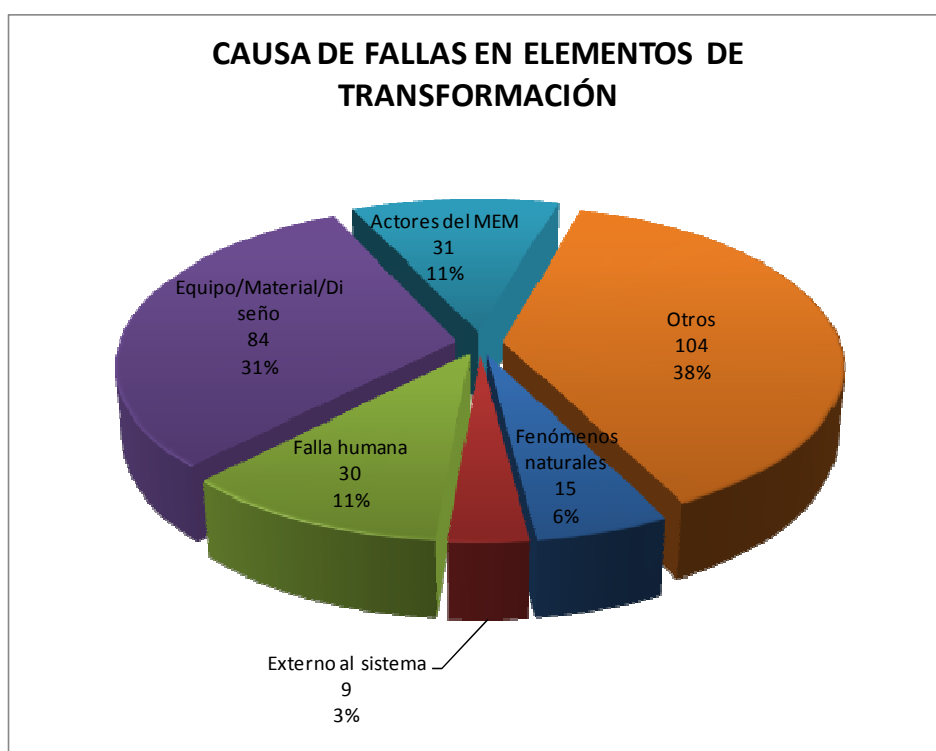


Figura 4.A.33: Causa de fallas en elementos de transformación.

El mayor porcentaje de fallas es a causa de Otros con 104 fallas seguido por Equipo/ Material/Diseño con 84 fallas. El tiempo de indisponibilidad por falla es de 179,95 horas.

Los autotransformador ATQ de Chone y ATQ de Loja y los transformadores TRK de Riobamba y TR1 de Conocoto no han presentado fallas en todo el periodo de estudio y por esta razón tienen mayor probabilidad de falla.

La mediana de frecuencia de fallas es de 5 fallas, un promedio de una falla cada tres años, como se muestra en la figura 4.A.34. Ver anexo 4.T.4.

FALLAS	
Elementos de Transformación	
Media	5,69
Error típico	0,82
Mediana	4,50
Moda	1,00
Desviación estándar	5,71
Varianza de la muestra	32,60
Curtosis	16,44
Coefficiente de asimetría	3,40
Rango	35,00
Mínimo	1,00
Máximo	36,00
Suma	273,00
Cuenta	48,00
Nivel de confianza(95,0%)	1,66

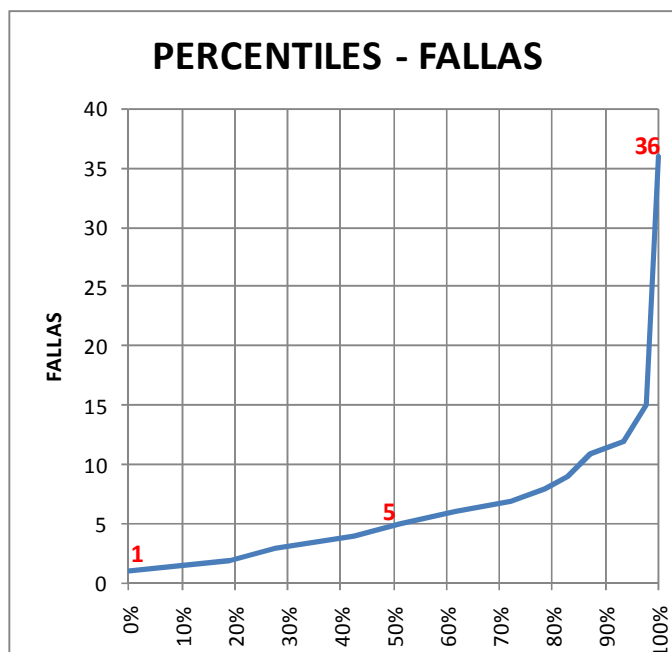


Figura 4.A.34: Estadística Descriptiva y Percentiles de Fallas – Elementos de Transformación.

La media de tiempo de indisponibilidad por fallas es de 3,7 horas, un promedio de 1 hora de indisponibilidad por falla cada 3 años, como se muestra en la figura 4.A.35. Ver anexo 4.T.5.

TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h)	
Elementos de Transformación	
Media	3,75
Error típico	0,50
Mediana	2,68
Moda	2,55
Desviación estándar	3,45
Varianza de la muestra	11,93
Curtosis	4,18
Coefficiente de asimetría	1,81
Rango	17,00
Mínimo	0,08
Máximo	17,08
Suma	179,95
Cuenta	48,00
Nivel de confianza(95,0%)	1,00



Figura 4.A.35: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por falla – Elementos de Transformación.

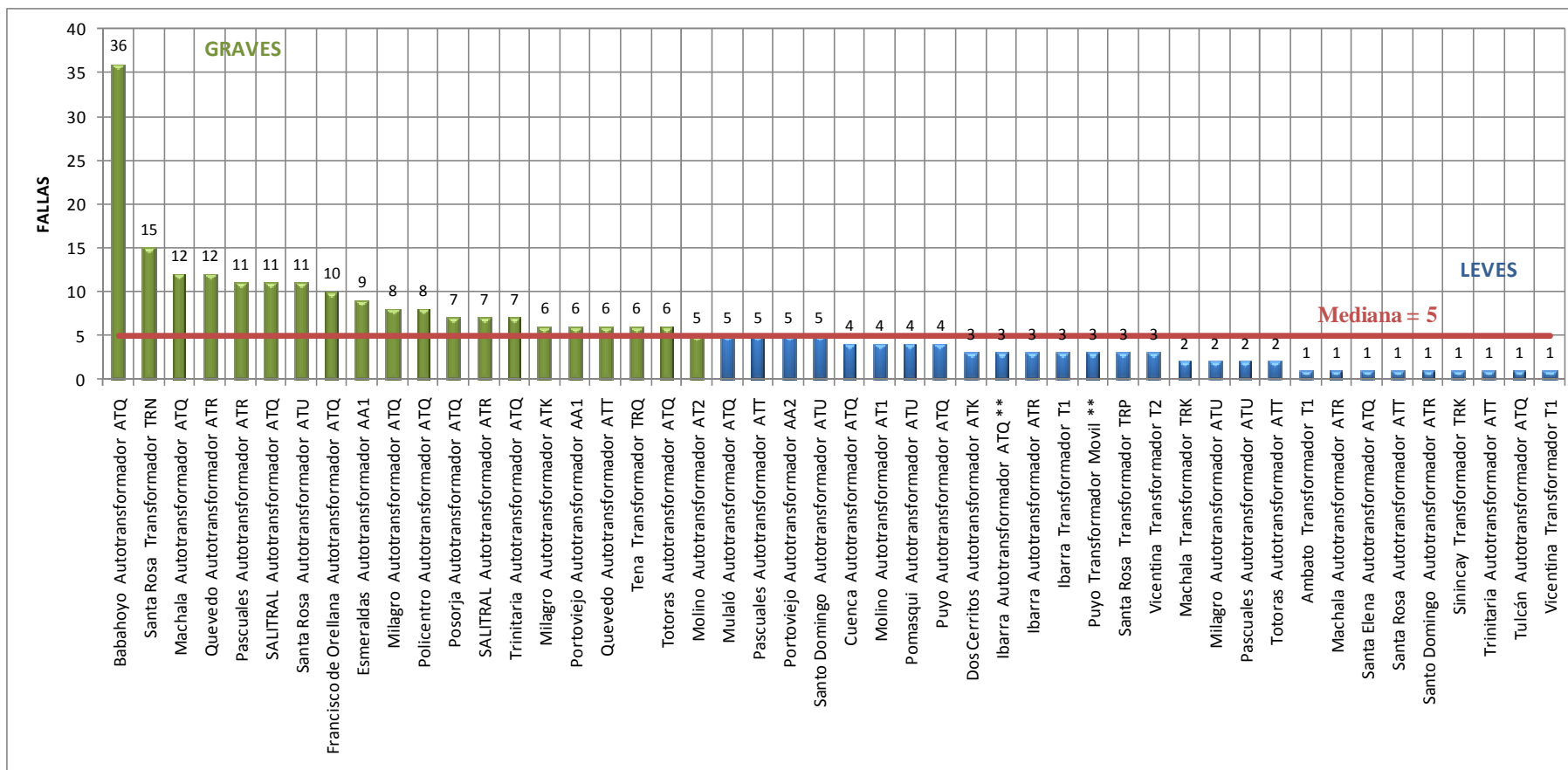


Figura 4.A.36: Fallas en Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

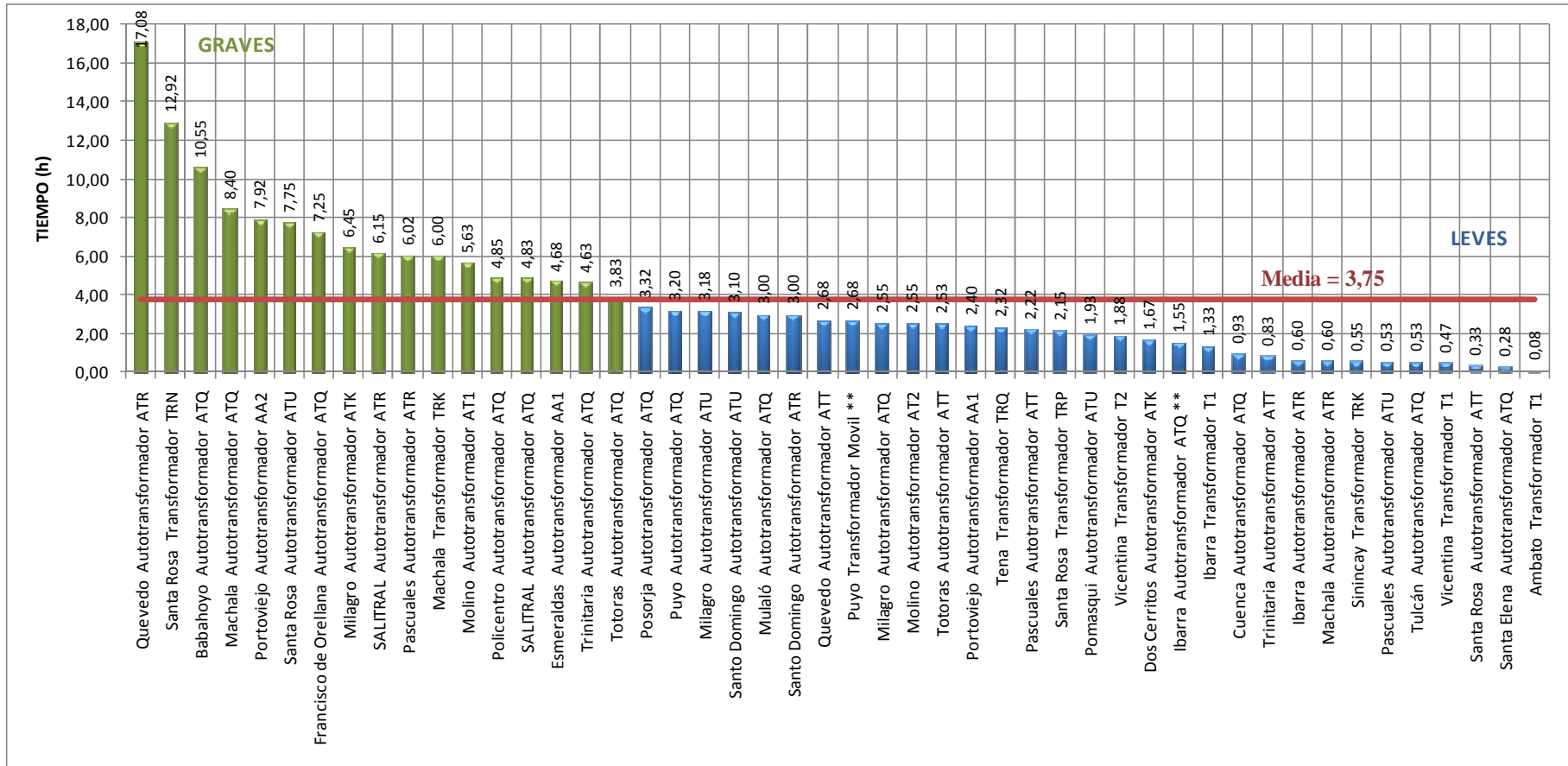


Figura 4.A.37: Tiempo de Indisponibilidad por falla en Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

De los 48 elementos de transformación que presentaron fallas el 40% se encuentran sobre la mediana y se los considera graves y el 60% restante bajo la mediana es llamado leve; de la misma manera el 35% de los elementos de transformación presentan un tiempo de indisponibilidad considerado grave por estar sobre la media mientras que el 65 % restante es considerado leve.

Los elementos que son graves por tiempo de indisponibilidad también lo son por número de fallas, a excepción de los autotransformadores AT1 de Molino y AA2 de Portoviejo y el transformador TRK de Machala que solo lo son por tiempo.

Los elementos graves abarcan el 69% de las fallas y el 69% del tiempo de indisponibilidad por falla y las causas de fallas de estos elementos son a causa de Otros con 39%, Equipo/Material/Diseño con 29%, Actores del MEM con 14%, Fenómenos naturales con 11%, Falla humana con 10% y Externo al sistema con 6%. En la siguiente figura se encuentran las causas de fallas por elementos graves.

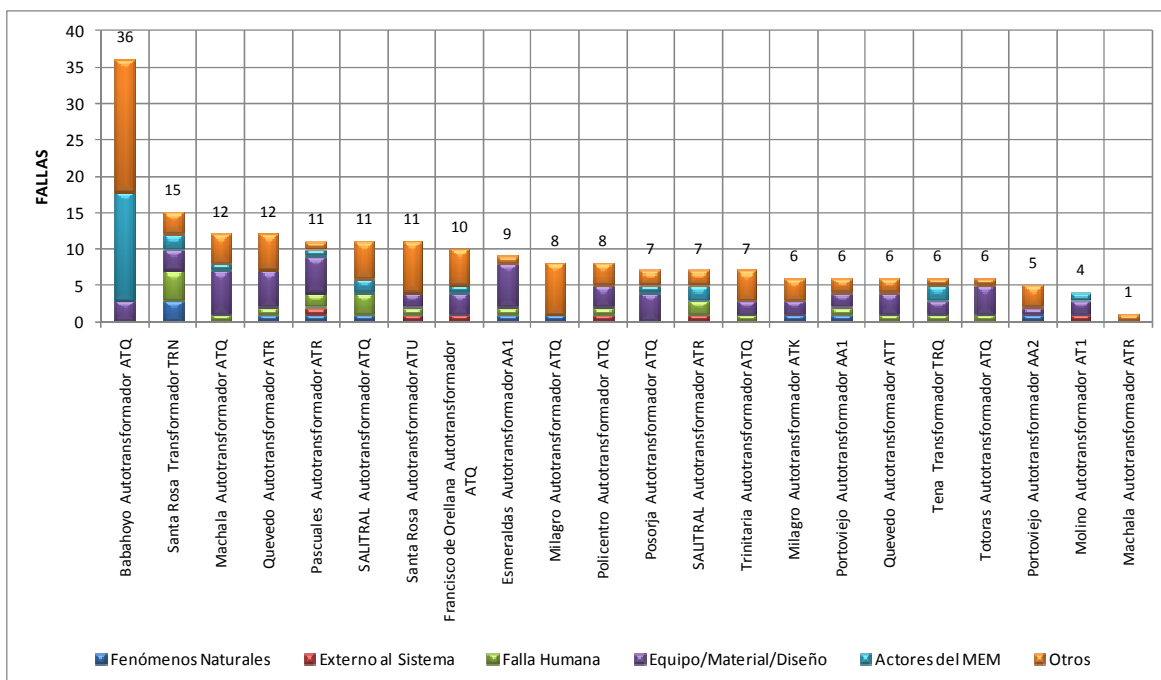


Figura 4.A.38: Causa de fallas de elementos graves Elementos de Transformación.

El elemento que más fallas presenta y en consecuencia un tiempo de indisponibilidad alto, es el autotransformador ATQ de Babahoyo que en los

últimos seis años presenta un mínimo de dos y un máximo de seis disparos por año y 10,55 horas de indisponibilidad en todo el período.

El 73% de las fallas en estos elementos ocurren en horas de demanda media, el 1% en horas de demanda máxima y el 14% en horas de demanda mínima, presentando picos en los meses de marzo, octubre y diciembre.

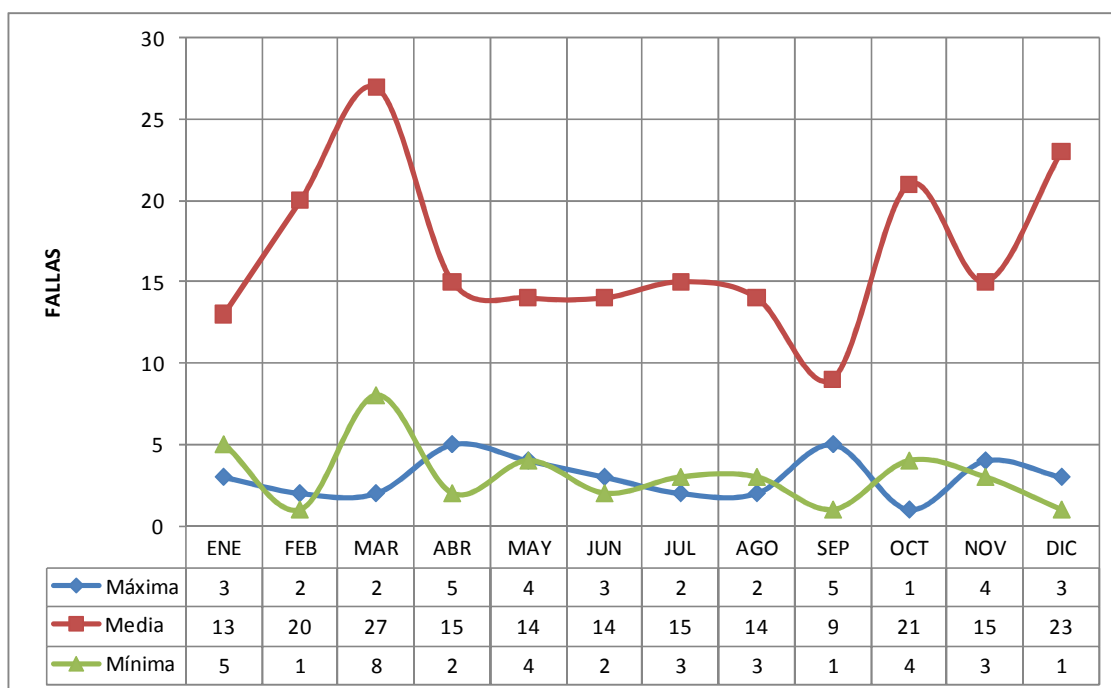
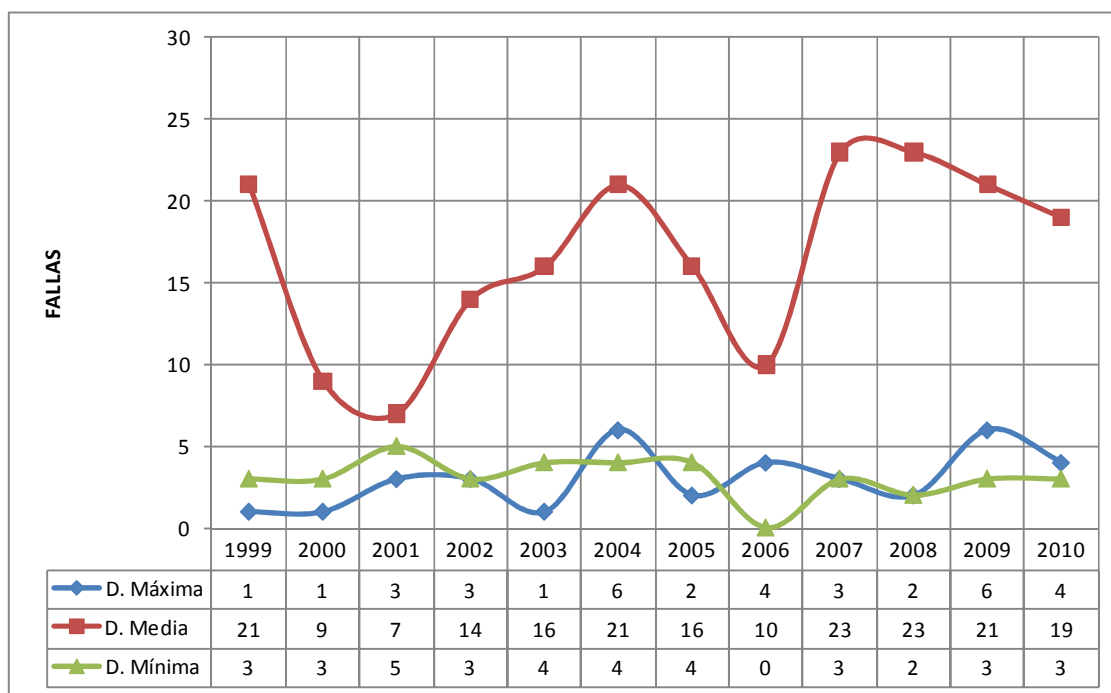


Figura 4.A.39: Fallas por demanda de Elementos de Transformación.

La ENS al sistema debido a fallas es de 15,59 GWh (Ver anexo 4.A.9), de los cuales el 82% corresponde a los elementos considerados graves. Los elementos que presentan grandes cantidades de ENS son aquellos en los que su salida representa la salida de la carga conectada a la sub estación, estos elementos son los autotransformadores ATR de Pascuales, ATQ Y ATR de Salitral y ATU de Santa Rosa. Cabe recalcar que estos elementos son considerados graves por número de fallas y tiempo de indisponibilidad.

Entre los mantenimientos que se realizan en estos elementos se tiene; calibración de protecciones, cambio de aceite, cambio de tap, corrección de puntos calientes, lavado y limpieza de aislación, llenado de aceite (corrección y eliminación de fugas de aceite), mantenimiento general (cambio de silica gel, mantenimiento de bushings y pararrayos, corrección de pintura, mantenimiento del transformador y sus elementos anexos), pruebas (pruebas funcionales, de aislamiento, de diagnóstico), reemplazo del elemento (cambio del elemento por uno reserva), sistema de enfriamiento, sistemas de control y tratamiento de aceite. Ver anexo 4.T.2.

En los elementos de transformación se registra un total de 1.817 mantenimientos de los cuales no se ejecutan el 8%. De los 1.680 mantenimientos ejecutados, el 61% son mantenimientos no programados y el 39% son programados.

El 60% de los mantenimientos (programados y no programados) se realiza sin causar indisponibilidad del elemento y el 40% se realiza con indisponibilidad. De estos mantenimientos se tiene un tiempo de ejecución de mantenimientos de 11.029,57 horas, donde el 37% es tiempo de indisponibilidad y el 63% restante es tiempo de disponibilidad. Ver anexo 4.T.3.

De los 1.686 mantenimientos ejecutados (programados y no programados), un 55% es por mantenimiento general, el 10% por sistema de enfriamiento, el 6% por pruebas, el 6% por tratamiento de aceite, el 5% por reemplazo del elemento, el 5% por sistemas de control, el 4% por cambio de tap, el 4% por lavado y limpieza de aislación, el 3% por llenado de aceite y el 2% por calibración de protecciones y corrección de puntos calientes. Los mantenimientos de calibración de protecciones y de corrección de puntos calientes representan el 2% del total.

La mediana de frecuencia de mantenimientos ejecutados (programados y no programados) es de 33 mantenimientos; un promedio de 3 mantenimientos ejecutados por año; para mantenimientos programados una mediana de 12 mantenimientos (un mantenimiento por año) y para mantenimientos no programados una mediana de 21 mantenimientos (2 mantenimientos por año). La media de tiempo de ejecución de mantenimientos es de 216,27 horas, un promedio de 18 horas de mantenimientos al año; para tiempo de indisponibilidad una media de 80,54 horas (6,71 horas por año) y para tiempo sin indisponibilidad una media de 135,73 horas (11,31 horas por año). Ver anexos 4.T.6 y 4.T.7.

MANTENIMIENTOS Elementos de Transformación	
Media	32,94
Error típico	2,67
Mediana	33,00
Moda	22,00
Desviación estándar	19,10
Varianza de la muestra	364,70
Curtosis	-1,10
Coefficiente de asimetría	0,05
Rango	66,00
Mínimo	1,00
Máximo	67,00
Suma	1680,00
Cuenta	51,00
Nivel de confianza(95,0%)	5,37

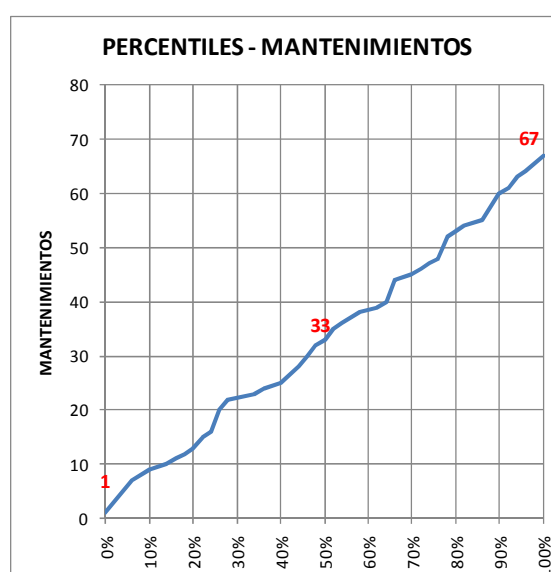


Figura 4.A.40: Estadística Descriptiva y Percentiles de Mtos. - Elementos de Transformación.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h) Elementos de Transformación	
Media	216,27
Error típico	21,31
Mediana	173,77
Moda	
Desviación estándar	152,20
Varianza de la muestra	23164,98
Curtosis	1,04
Coefficiente de asimetría	0,87
Rango	724,67
Mínimo	0,38
Máximo	725,05
Suma	11029,57
Cuenta	51,00
Nivel de confianza(95,0%)	42,81

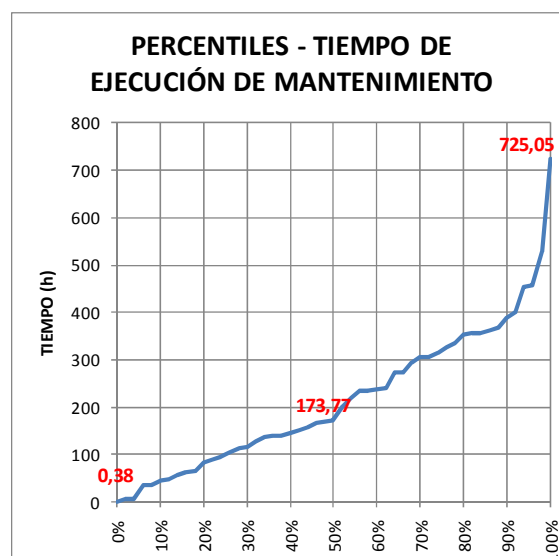


Figura 4.A.41: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por mto. Elementos de Transformación.

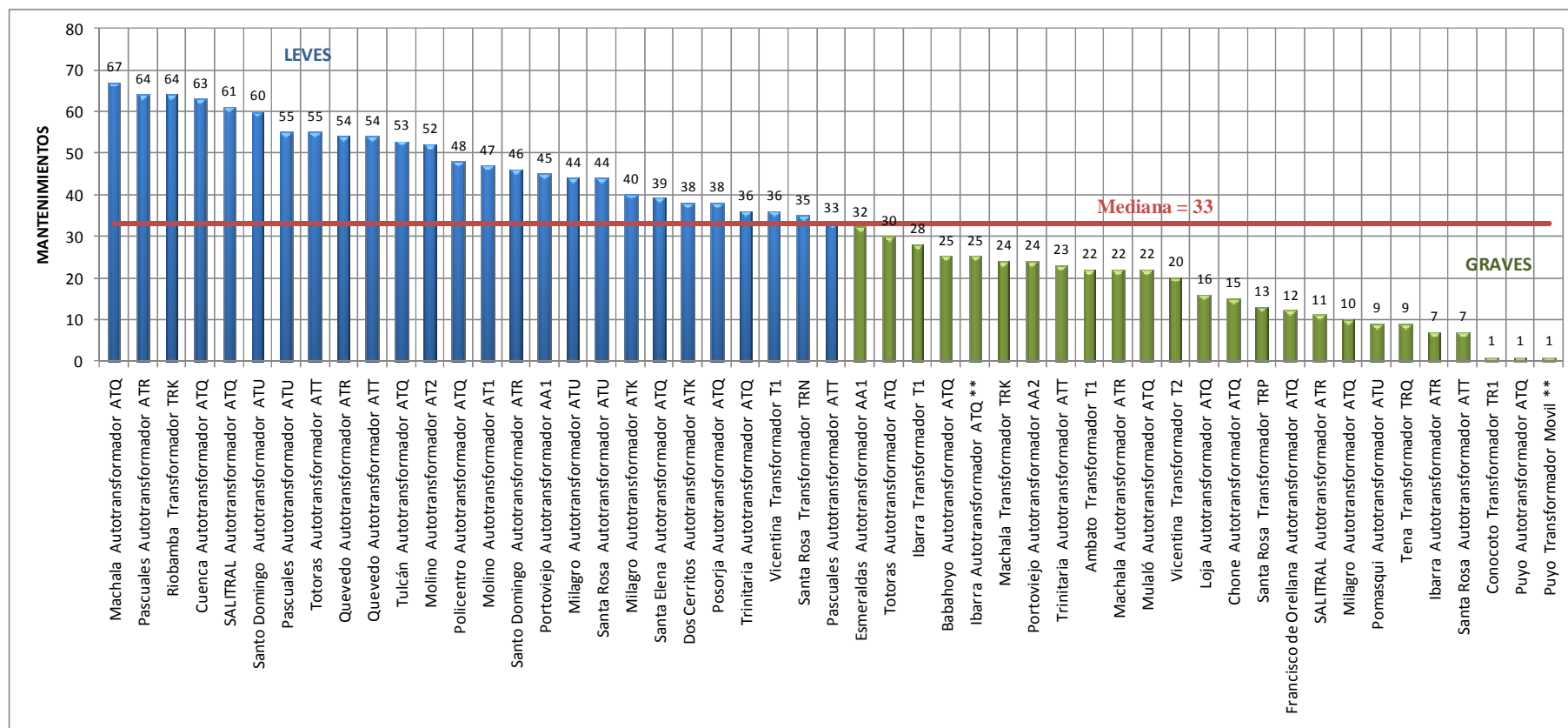


Figura 4.A.42: Mantenimientos – Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

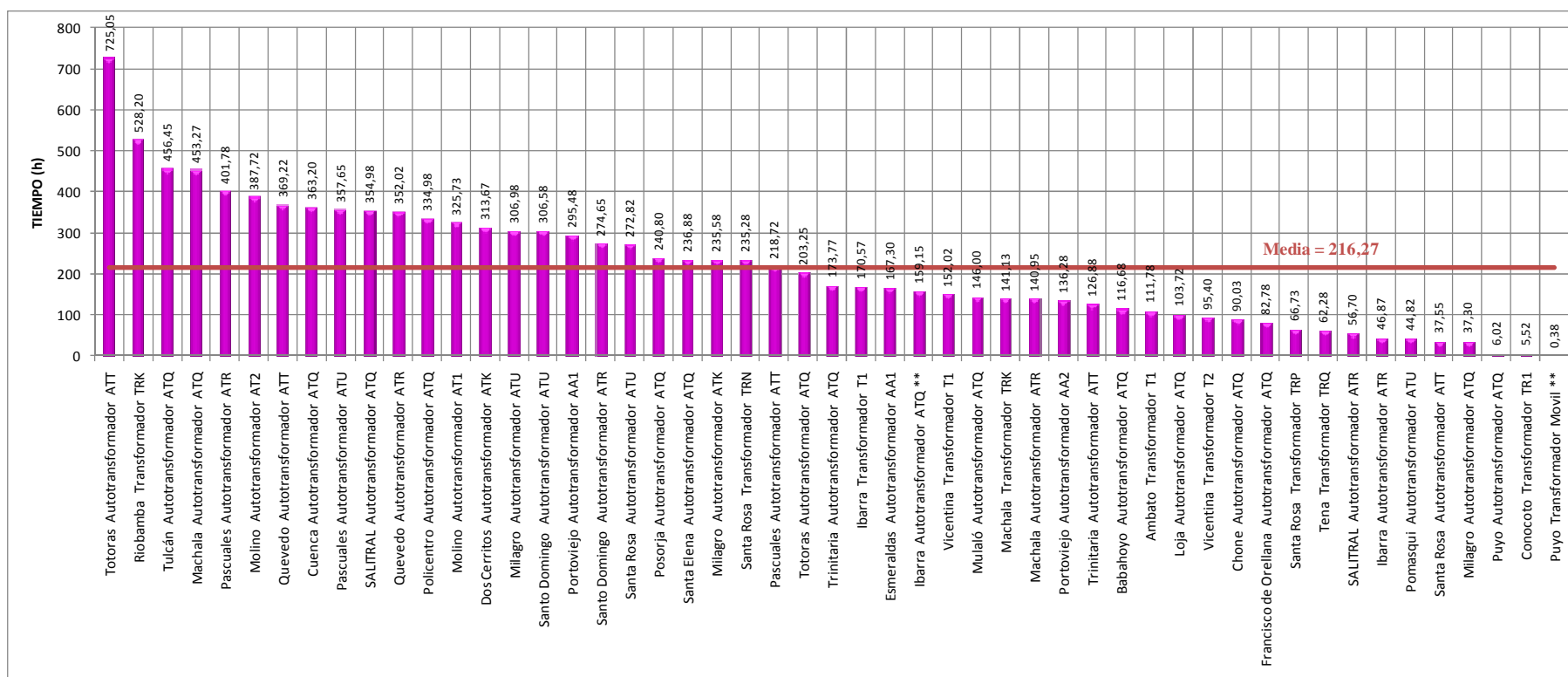


Figura 4.A.43: Tiempo de Ejecución de mantenimiento – Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

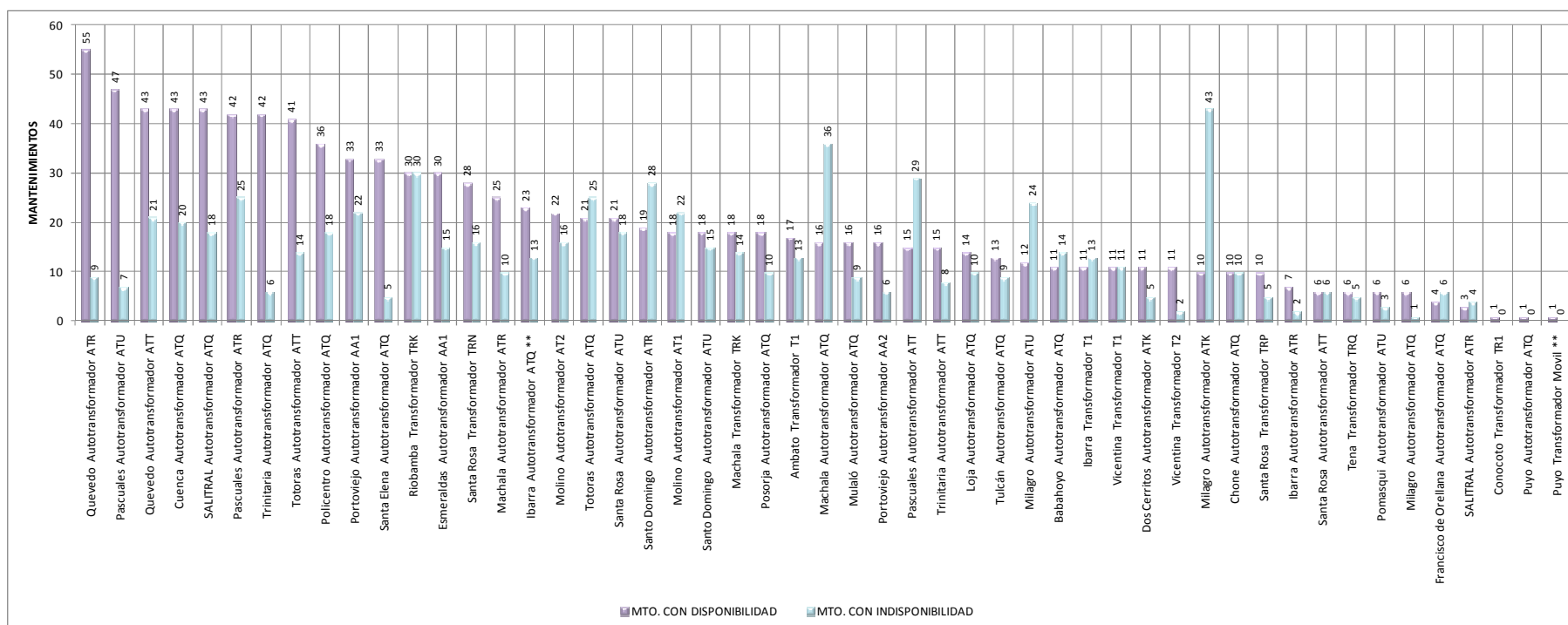


Figura 4.A.44: Mantenimientos con indisponibilidad y sin indisponibilidad de Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

De los 1.680 mantenimientos ejecutados en los elementos de transformación el 51% se encuentra bajo la mediana y se las considera graves. De estos elementos llamados graves se tiene que los autotransformadores ATQ de Babahoyo, Milagro, Francisco de Orellana y Totoras, ATR de Salitral, AA1 de Esmeraldas, AA2 de Portoviejo y transformadores TRK de Machala y TRQ de Tena también son graves por número de fallas y tiempo de indisponibilidad por falla y se debe quizá a que la causa de los disparos asignados a Otros podría ser por falta de mantenimientos adecuados para cada uno de los elementos.

Las causas de fallas de los elementos que se consideran graves son; el 43% por Otros, el 23% por Equipo/Material/Diseño, el 19% por Actores del MEM, el 7% por Falla humana, el 6% por Fenómenos naturales y el 1% por Externo al sistema.

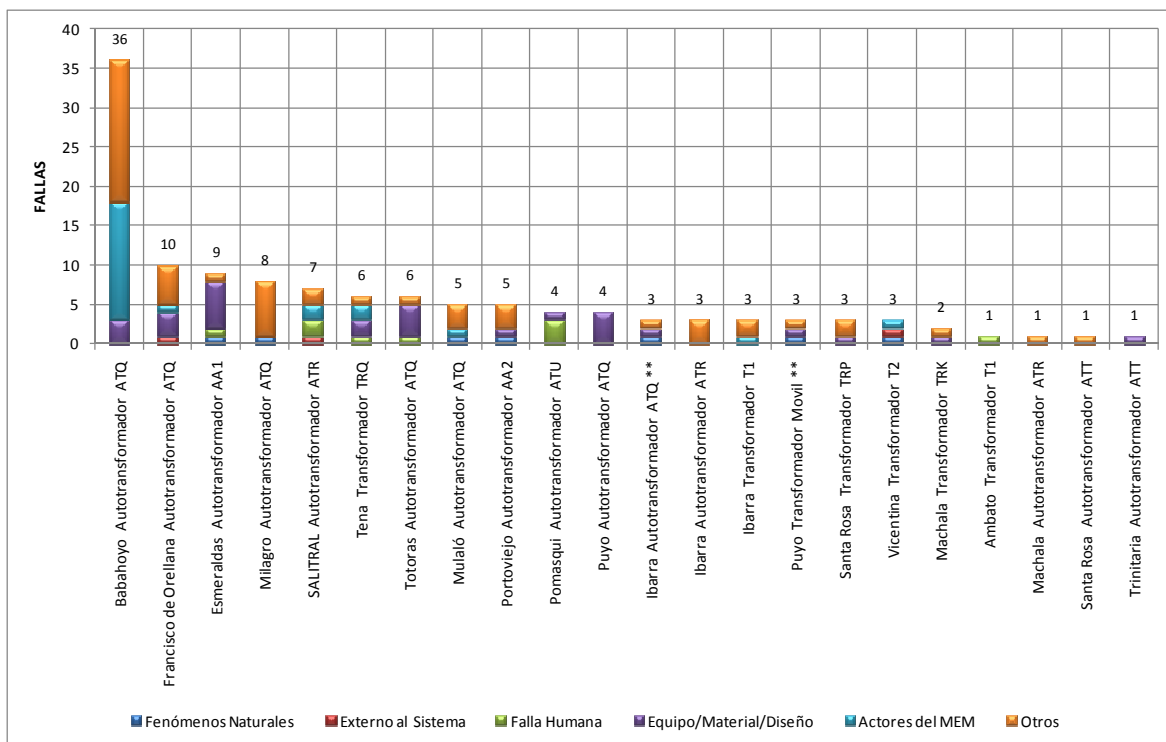


Figura 4.A.45: Causa de fallas de Elementos de Transformación graves por mantenimientos.
 ** Elementos no vigentes en la actualidad.

De los 1.023 mantenimientos no programados el 25% se realiza con indisponibilidad del elemento con un tiempo de indisponibilidad de 1.205,68 horas.

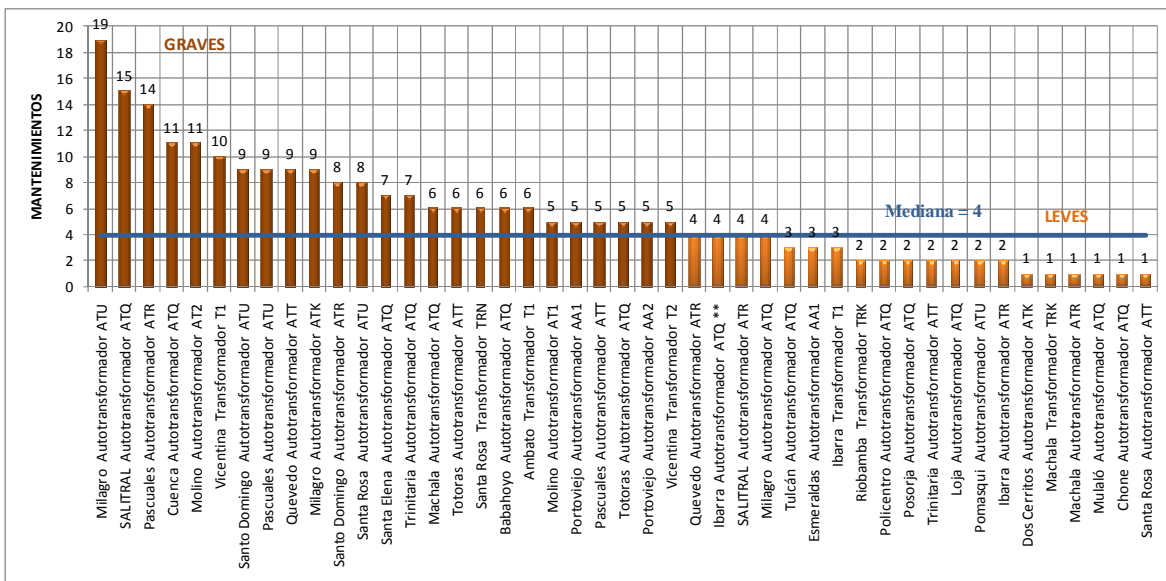


Figura 4.A.46: Mantenimientos No Programados con indisponibilidad – Elementos de Transformación.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

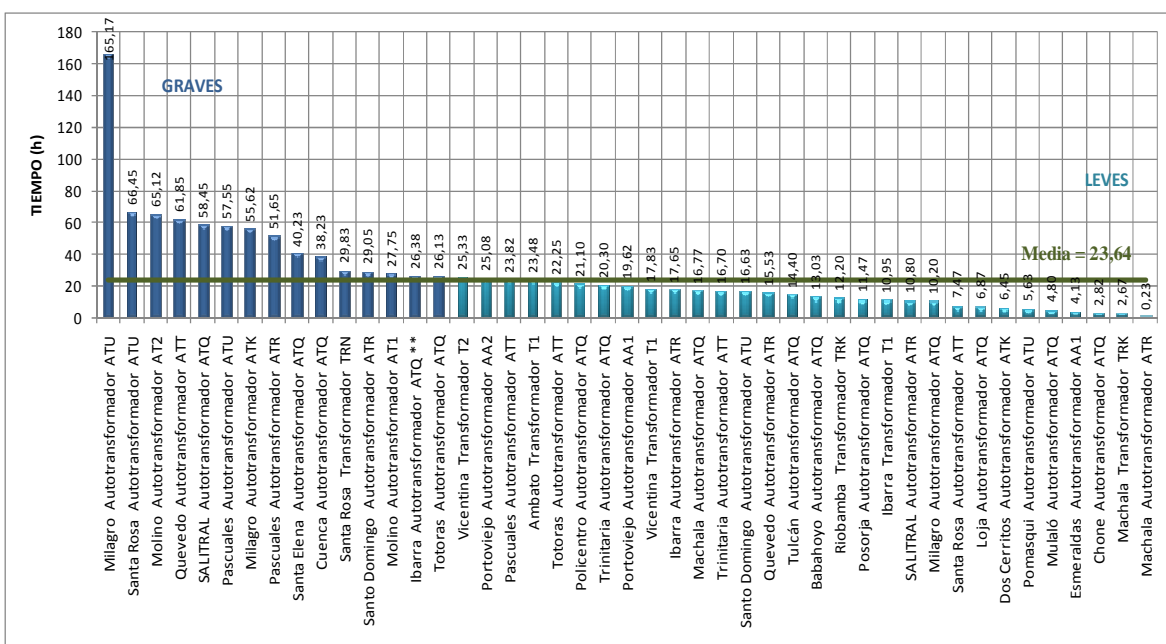


Figura 4.A.47: Tiempo de indisponibilidad de mantenimientos no programados – L/T 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Por mantenimientos no programados con indisponibilidad se tiene que el elemento que tiene mayor cantidad de mantenimientos y en consecuencia el mayor tiempo es el ATU de Milagro y se debe a que en el año 2.009 se trabajó en la instalación de montaje de este elemento, luego de su salida de operación tras una falla ocurrida en diciembre del año 2.006 que conllevó incluso a un cambio en la topología de la red, bajando el voltaje de la línea Milagro – Pascuales 230 kV a 138 kV para servir a la barra de 138 kV de la S/E Milagro desde la S/E Pascuales. La mediana y media de mantenimientos no programados con indisponibilidad se encuentran en el anexo 4.T.8.

La ENS al sistema debido a mantenimientos en los elementos de transformación es de 16,61 GWh de la cual el 25% es de los elementos graves. Ver anexo 4.T.9.

Los elementos que presentan grandes cantidades de ENS son aquellos en los que su salida representa la salida de la carga conectada a la sub estación y tienen una carga grande, estos elementos son los autotransformadores ATQ de Babahoyo, Machala y Santa Elena, ATK de Milagro, ATR de Pascuales y Santo Domingo, el transformador AA1 de Esmeraldas quienes a excepción del ATQ de Machala son elementos radiales.

El 86% de mantenimientos se dan en horas de demanda media y el 14% en demanda mínima; en demanda máxima casi no existen mantenimientos. El pico máximo de mantenimientos se presenta en el mes de mayo con un incremento del 61% en mantenimiento general de los elementos, como se muestra en la figura 4.A.48.

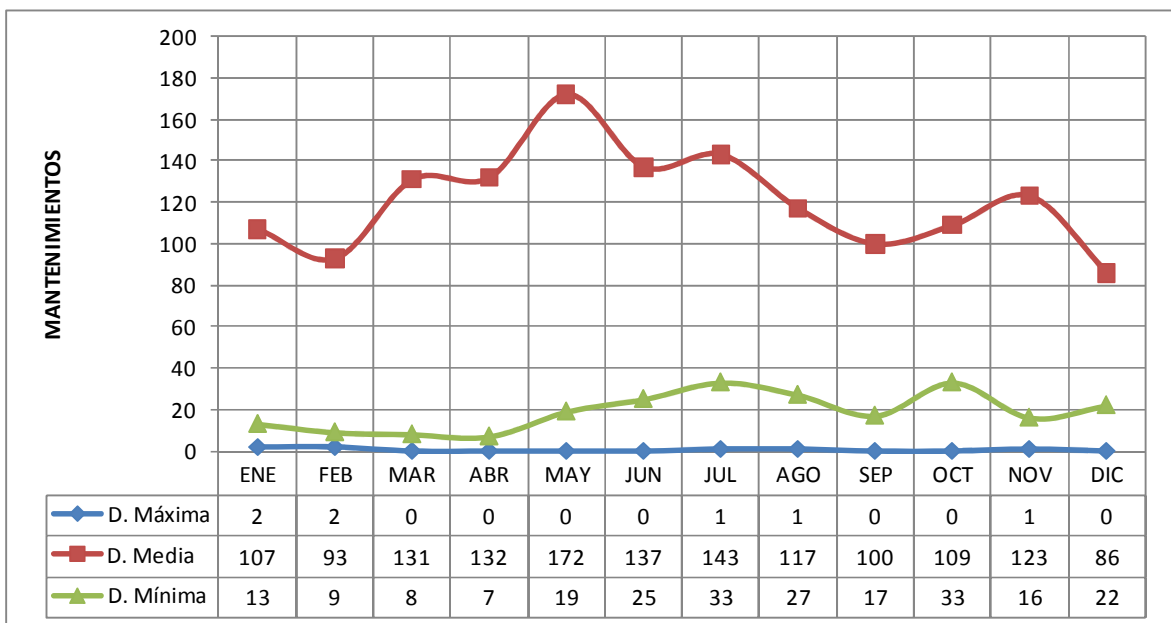
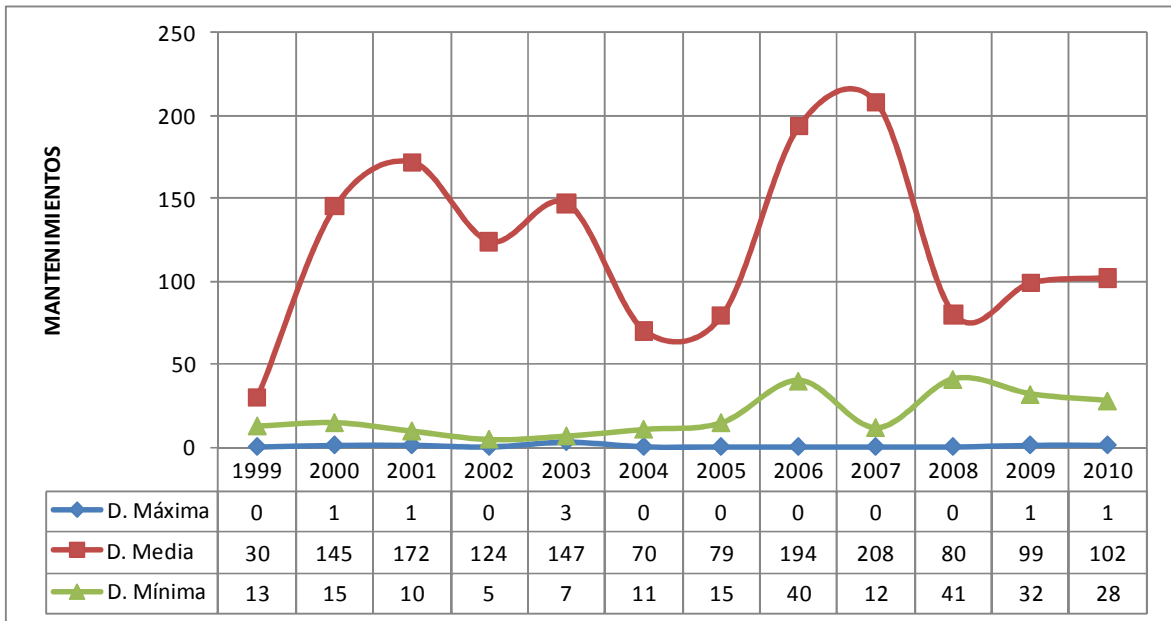


Figura 4.A.48: Mantenimientos por demanda de Elementos de Transformación.

El ATQ de Babahoyo presenta 25 mantenimientos en todo el período de estudio, de éstos el 60% son no programados; el más común es el mantenimiento general del elemento (16 mantenimientos) y los demás son mantenimientos tales como pruebas, corrección de puntos calientes, llenado de aceite, sistema de enfriamiento y conductores, que representan porcentajes pequeños. Además este elemento se encuentra trabajando al 80% de la capacidad de operación continua

durante los tres últimos meses del año 2.010 y continúa así hasta los dos primeros meses del año 2.011, tiempo en el cual se realizó el análisis de cargabilidad (enero 2.010 – febrero 2.011). Con esta información se concluye que no existen mantenimientos de coordinación de protecciones lo cual podría ser la causa de los disparos, tanto de los que no se han determinado como de los que ocurren en los puntos de interconexión con las distribuidoras, ya que este elemento está conectado directo a la Empresa Distribuidora y el Sistema de Distribución está creciendo continuamente lo que implica una revisión continua de las protecciones. La información de mantenimientos y cargabilidad de los elementos de transformación se verá con más detalle más adelante.

ANEXO 4.A.3: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA DEL S.N.T. - ECUADOR

Se registran 2.539 fallas de las cuales el 96% ocurren a nivel de 69 kV, el 2% en 46 kV, el 1% en 230 kV y el 1% en 34,5 kV. Ver anexo 4.T.1.

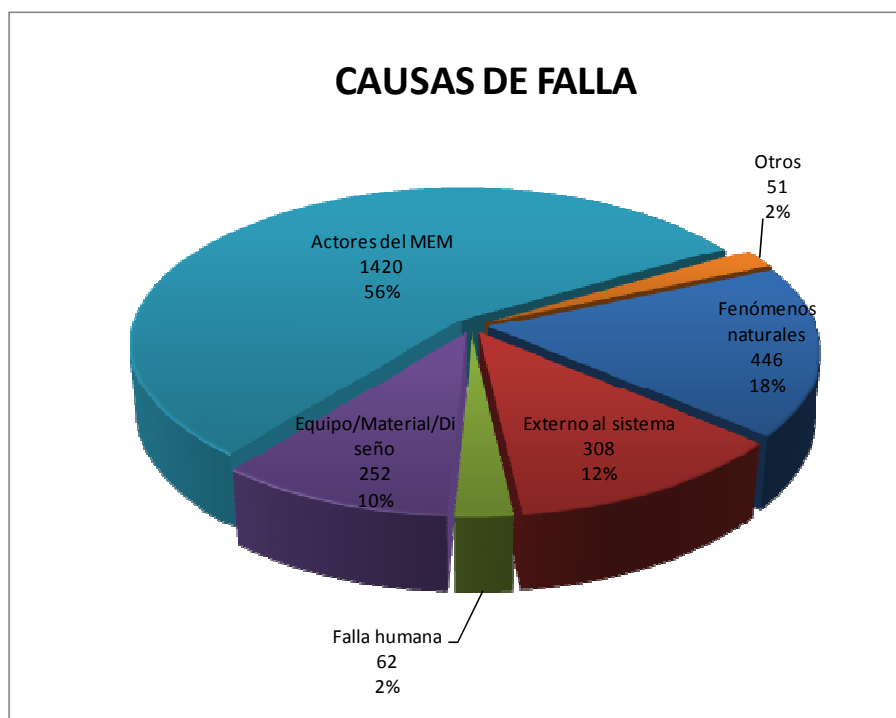


Figura 4.A.49: Causa de fallas en Puntos de Entrega.

El mayor porcentaje de fallas (56%) es a causa de Actores del MEM y se deben a fallas en el Sistema de Distribución que ocasionan el disparo de los puntos de entrega de 69 kV.

También se registran 9.210 mantenimientos de los cuales; 3.983 son mantenimientos no programados y 5.227 son mantenimientos programados. De los mantenimientos programados el 85% se ejecutó y el 15% restante no de lo ejecutó (ver anexo 4.T.2). En total se ejecutaron 8.433 mantenimientos (programados y no programados), de los cuales el 38% se realizan a nivel de 138

kV, el 34% a nivel de 69 kV, el 27% a nivel de 230 kV y el 1% a nivel de 34,5 kV y 46 kV.

Entre los mantenimientos que se realizan en estos elementos se tiene; calibración de protecciones, cambio de aisladores, corrección de puntos calientes, lavado y limpieza de aislación, mantenimiento del disyuntor (revisión en el compresor, disyuntor y sus partes anexas, repintado, pruebas eléctricas y funcionales), mantenimiento general (mantenimiento y cambio de seccionadores, cambio de pararrayos, pernos, fusibles, herrajes, trampas de onda), modernización (implementación y pruebas de nuevos sistemas digitales, ampliación de bahía), sistemas de control (mantenimiento de gabinetes, cambio de contactores, alarmas) y recarga de aislante (recarga de gas, aire y aceite)

El 47% de los mantenimientos son de mantenimiento general, el 17% mantenimiento del disyuntor, el 16% sistemas de control, el 8% calibración de protecciones, el 6% recarga de aislante, el 4% lavado y limpieza de aislación y el 2% restante entre cambio de aisladores, corrección de puntos caliente y modernización.

La calibración de protecciones presenta un porcentaje bajo y el sistema se encuentra cambiando constantemente, con mayor frecuencia en el Sistema de Distribución, por tanto se deberían ajustar paulatinamente las protecciones sobre todo en los puntos de entrega a las empresas distribuidoras.

El tiempo de indisponibilidad por falla es de 1.104 horas y el tiempo de indisponibilidad por mantenimiento es de 30.960,77 horas.

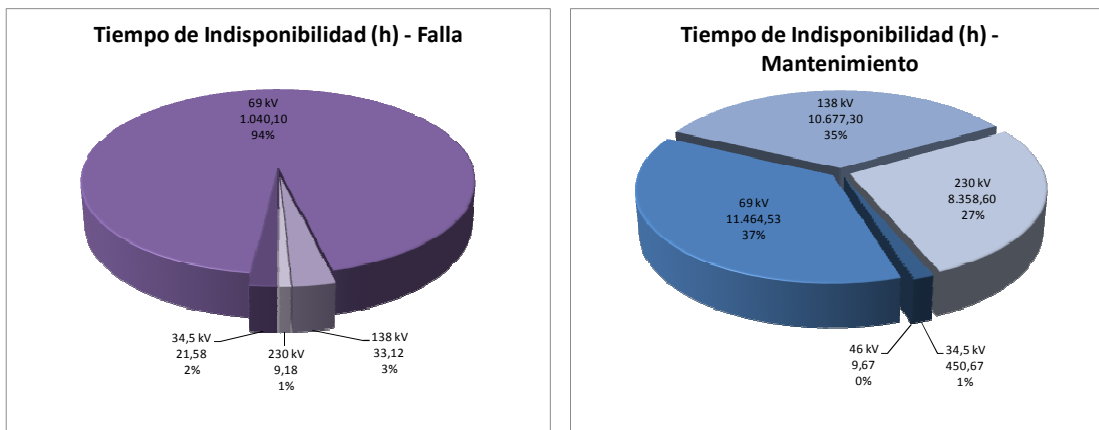


Figura 4.A.50: Tiempo de Indisponibilidad (h) de Puntos de Entrega.

La ENS al sistema por falla es de 34,94 GWh y por mantenimiento es de 9,1 GWh.

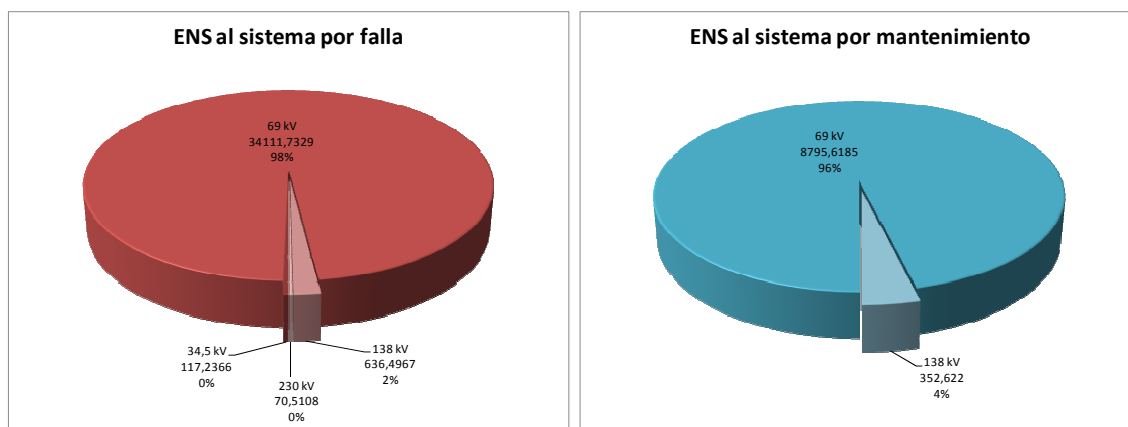


Figura 4.A.51: ENS al sistema por falla y mantenimiento de Puntos de Entrega.

1. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA 34,5 kV

La subestación que presenta este tipo de voltaje es Ibarra con dos puntos de entrega hacia Ambi y Selva Alegre (elemento no vigente en la actualidad) y la posición del lado de baja del transformador T1 (138/34,5 kV).

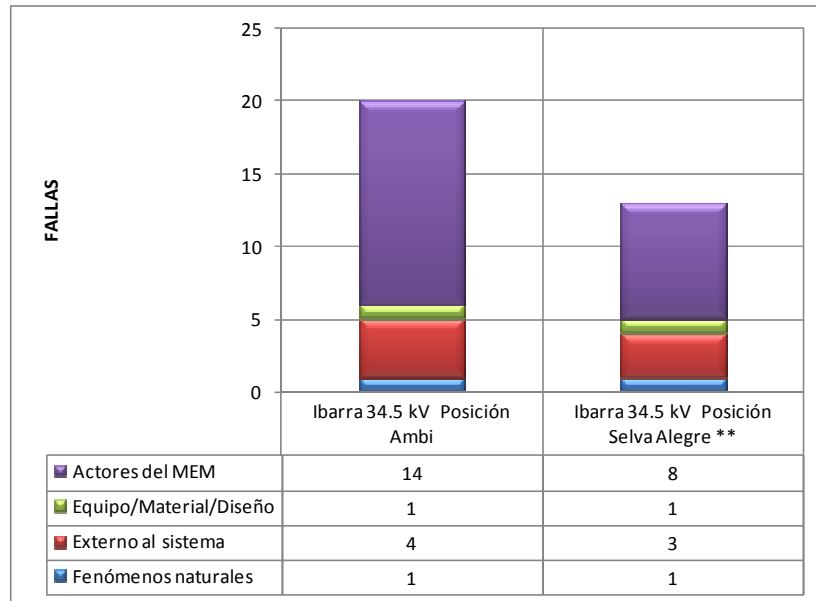


Figura 4.A.52: Causas de fallas – Puntos de Entrega 34,5 kV

En el periodo de estudio se reportaron 33 fallas con un tiempo de indisponibilidad de 21,58 horas. Para el punto de entrega Ambi las fallas se han presentado frecuentemente con un promedio de 2 fallas por año mientras que para Selva Alegre las fallas fueron aleatorias. Las 33 fallas antes mencionadas fueron a causa del Distribuidor; de éstas, el 67% por Actores de MEM, el 21% a causa de Externo al sistema, el 6% por Equipo/Material/Diseño y el 6% restante por Fenómenos Naturales, no se reportaron disparos a causa de falla humana y otros.

La energía no suministrada fue de 117,24 MWh, donde el 84% fue debido a fallas en el punto de entrega Ambi y el 16% por disparos en el punto de entrega Selva Alegre.

Los mantenimientos que se dieron a estos elementos fueron 103 de los cuales, el 45% fue en el punto de entrega Selva Alegre, el 44% se dio en el punto de entrega Ambi y el 11% la posición del lado de baja del transformador T1 (138/34,5 kV).

ELEMENTO	PROGRAMADO			NO PROGRAMADO		TOTAL
	EJECUTADO		NO EJEC.	DISP.	IND.	
	DISP.	IND.				
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	7	17	1	7	14	46
Ibarra 34.5 kV Posición de baja T1	0	8	0	0	3	11
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	5	11	1	8	23	48
TOTAL	12	36	2	15	40	105

Tabla 4.A.3: Mantenimientos – Puntos de Entrega 34,5 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

DISP. = Disponibilidad, IND. = Indisponibilidad.

ELEMENTO	PROGRAMADO		NO PROGRAMADO		TOTAL
	DISP.	IND.	DISP.	IND.	
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	36,12	112,60	30,35	72,45	251,52
Ibarra 34.5 kV Posición de baja T1	0,00	42,93	0,00	6,28	49,22
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	50,60	66,03	61,07	150,37	328,07
TOTAL	86,72	221,57	91,42	229,10	628,80

Tabla 4.A.4: Tiempo de ejecución de mantenimientos – Puntos de Entrega 34,5 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

DISP. = Disponibilidad, IND. = Indisponibilidad.

Existieron 55 mantenimientos no programados y 48 mantenimientos programados. Es así que los mantenimientos ejecutados (programados y no programados) fueron; el 44% en mantenimiento del disyuntor, el 36% en mantenimiento general, el 11% en recarga de aislante al disyuntor, el 5% en sistemas de control, el 2% en calibración de protecciones y el 2% restante en lavado y limpieza de la aislación.

Los elementos no presentaron energía no suministrada por mantenimientos ejecutados ya que dichos trabajos se ejecutaron a través de la transferencia de la carga, utilizando el seccionador de by pass y/o trabajos en caliente.

2. PUNTOS DE ENTREGA 46 kV

Los puntos de entrega a este nivel de voltaje se tienen en Vicentina en los lados de baja de los transformadores T1 (138/46 kV) y T2 (138/46 kV), para estos puntos de entrega no se presentaron fallas, pero sí se ejecutaron 4 mantenimientos programados, de los cuales 3 provocaron indisponibilidad. Los

mantenimientos que se realizaron fueron; 2 de calibración de protecciones y 3 de mantenimiento general. No existió ENS ya que los mantenimientos se realizaron con transferencia de carga entre los transformadores (T1 y T2) y/o trabajos en caliente.

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA 69 kV

En Posiciones y Puntos de Entrega a empresas distribuidoras y grandes consumidores de 69 kV se registran 2.444 fallas en los 12 años.

La mediana de frecuencia de fallas es de 20 fallas, que arroja un promedio de 2 fallas anuales. Ver anexos 4.T.1 y 4.T.4.

El tiempo de indisponibilidad por falla es de 1.022,24 horas en el periodo de 12 años. En el anexo 4.T.3 se encuentra el tiempo de indisponibilidad por falla de cada elemento para el periodo de 12 años.

La media de tiempo de indisponibilidad por falla es de 12,78 horas que muestra un promedio de 1,06 hora de indisponibilidad anual por falla, en el anexo 4.T.5 se encuentra los percentiles de tiempo de indisponibilidad por falla.

FALLAS Puntos de Entrega 69 kV	
Media	30,55
Error típico	3,33
Mediana	20
Moda	1
Desviación estándar	29,76
Varianza de la muestra	885,87
Curtosis	0,77
Coefficiente de asimetría	1,24
Rango	116
Mínimo	1
Máximo	117
Suma	2.444
Cuenta	80
Nivel de confianza(95,0%)	6,62

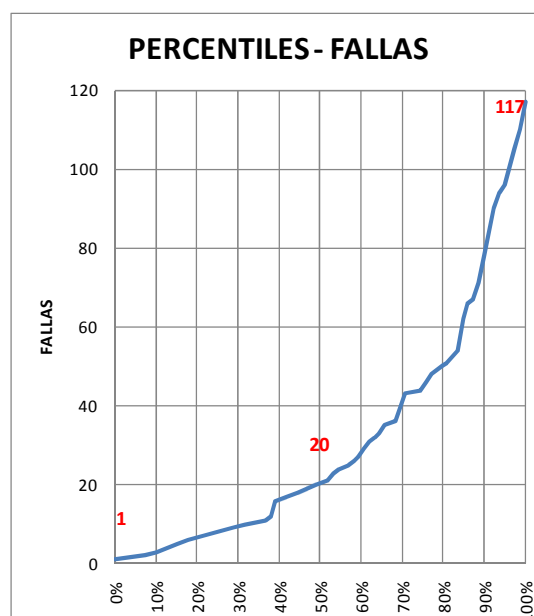


Figura 4.A.53: Estadística Descriptiva y Percentiles de Fallas – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) Puntos de Entrega 69 kV	
Media	12,78
Error típico	1,39
Mediana	8,85
Moda	
Desviación estándar	12,42
Varianza de la muestra	154,31
Curtosis	0,22
Coefficiente de asimetría	1,11
Rango	44,28
Mínimo	0,17
Máximo	44,45
Suma	1.022,24
Cuenta	80
Nivel de confianza(95,0%)	2,76

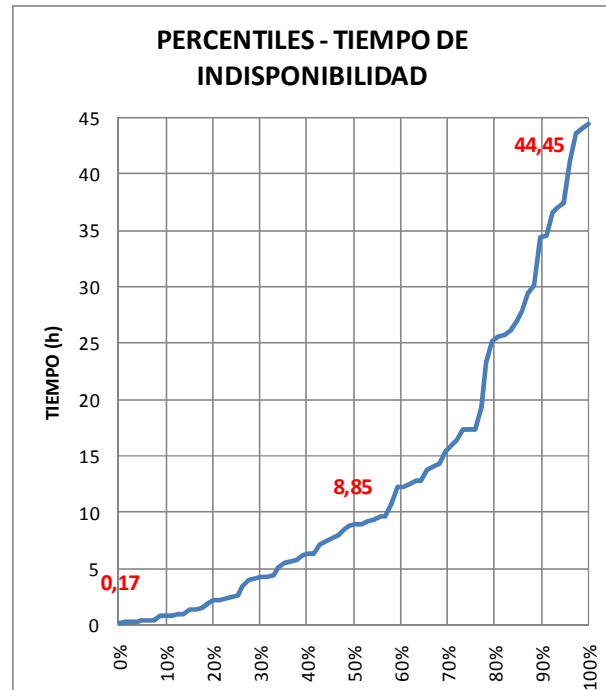


Figura 4.A.54: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por falla – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

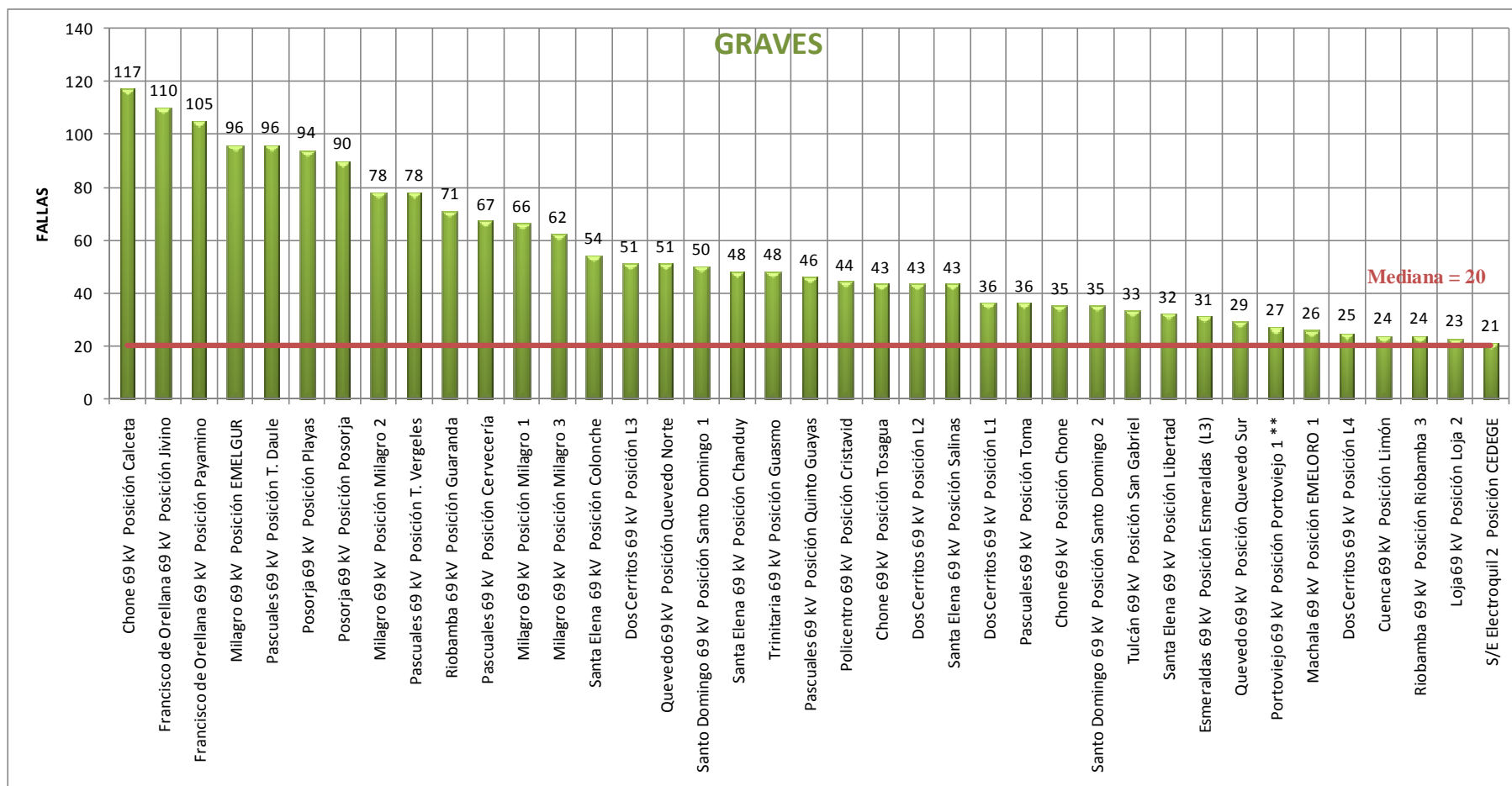


Figura 4.A.55: Fallas en Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

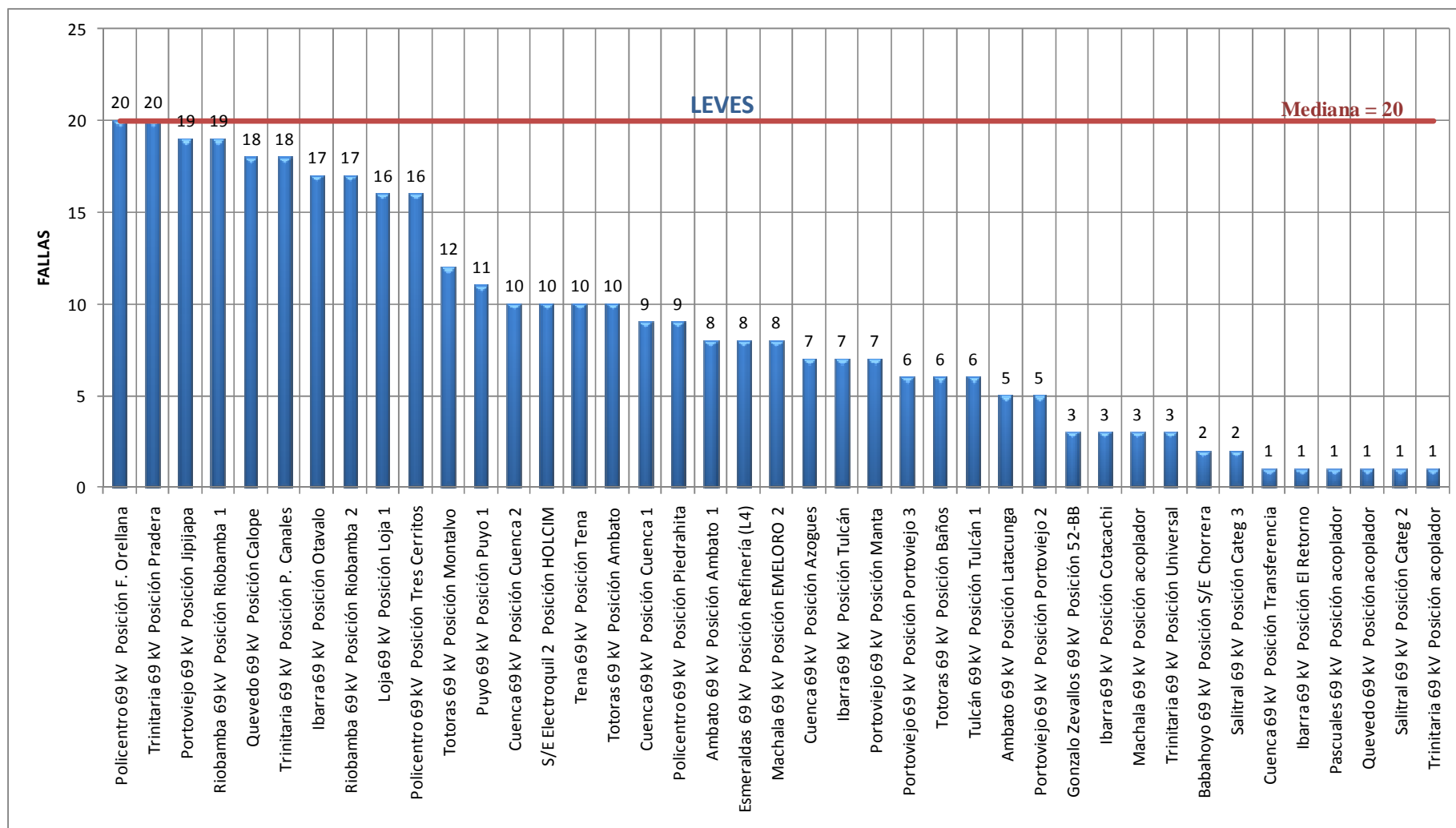


Figura 4.A.55: Fallas en Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

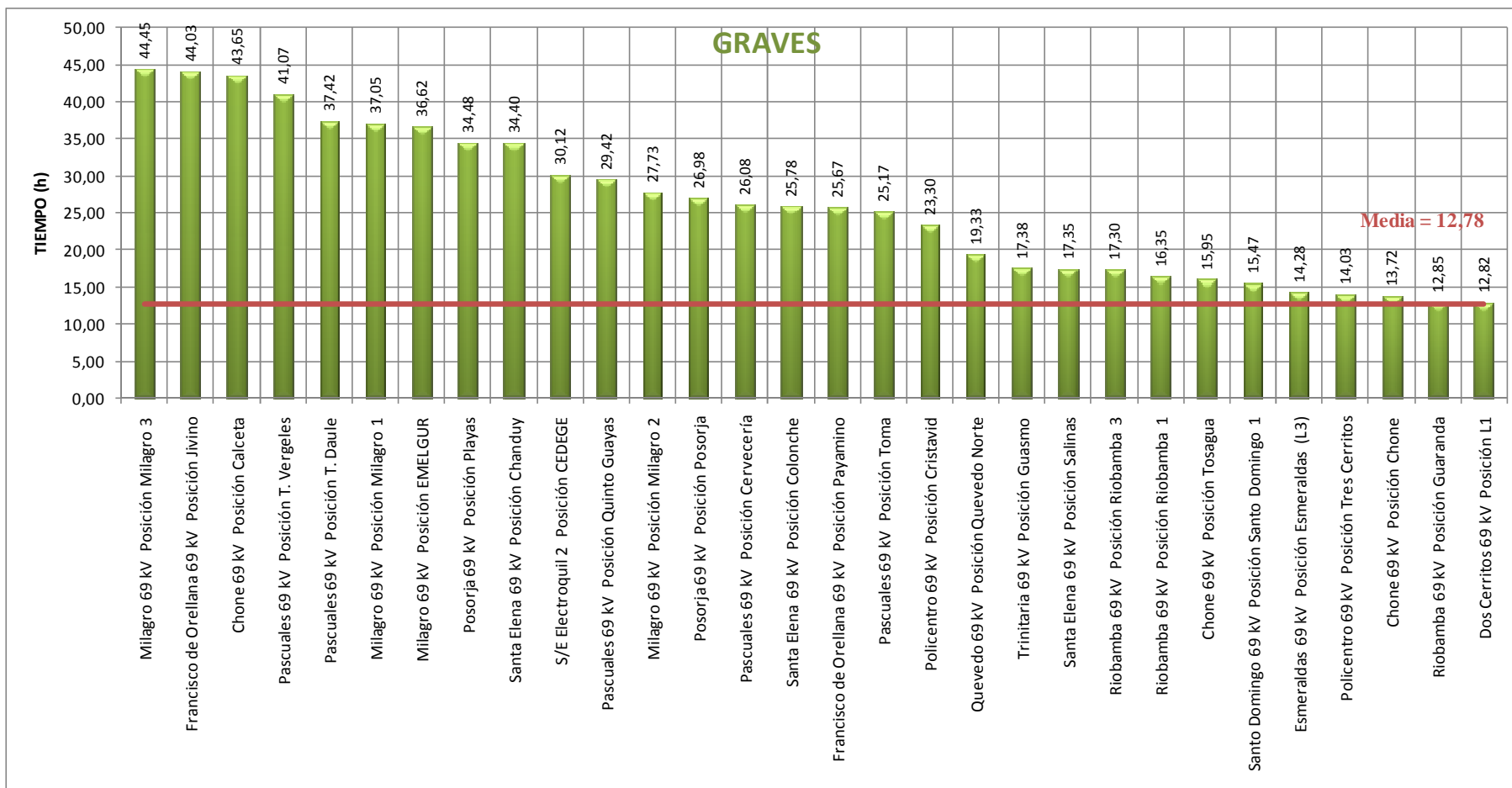


Figura 4.A.56: Tiempo de Indisponibilidad por falla en Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

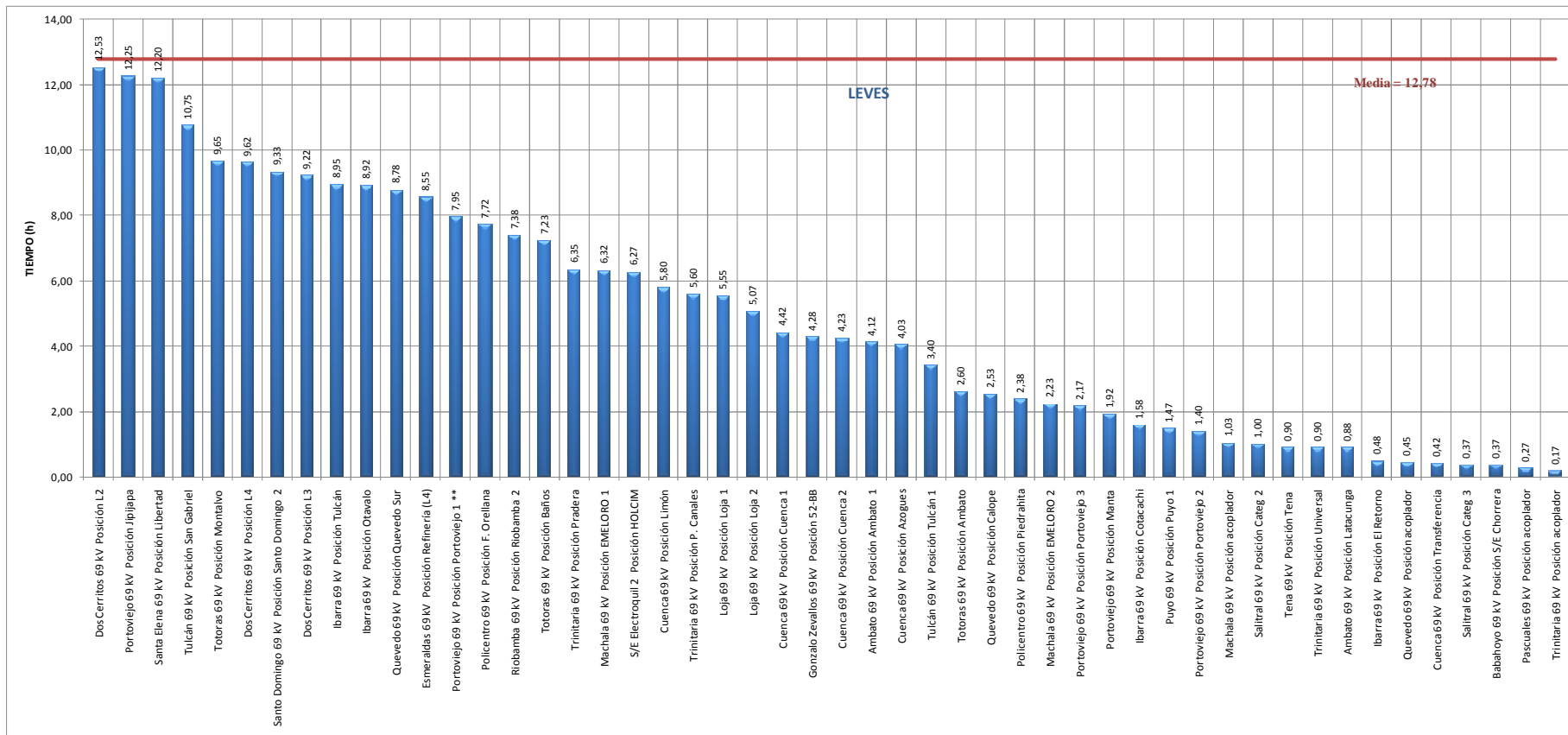


Figura 4.A.56: Tiempo de Indisponibilidad por falla en Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

De las 2.444 fallas, 113 se originaron en el Sistema de Transmisión; de éstas, el 35% fueron por Otros, el 22% por Equipo/Material/Diseño, el 17% por Falla humana, el 9% por externo al sistema, el 9% por Fenómenos naturales y el 8% por Actores del MEM y 2.331 fallas se originaron en el Sistema de Distribución y causaron el disparo del elemento de transmisión; de éstas, el 59% fueron por Actores del MEM, el 18% por Fenómenos naturales, el 12% por Externo al sistema, el 9% por Equipo/Material/Diseño y el 2% por Falla humana.

De los 80 elementos que presentan fallas el 49% se encuentra sobre la mediana de fallas y se consideran graves, así mismo el 38% de los elementos se encuentran sobre la media del tiempo de indisponibilidad por fallas y también son considerados graves. Todos los puntos de entrega que son graves por tiempo de indisponibilidad también lo son por número de fallas.

De los elementos considerados graves, el 35% de las fallas asignadas al transmisor de son a causa de Otros, el 22% por Equipo/Material/Diseño, el 19% por Falla humana, el 11% por Externo al sistema, el 9% por Fenómenos naturales y el 4% por Distribuidor.

Los puntos de entrega; Calceta en la subestación Chone y Jivino y Payamino en la subestación Francisco de Orellana, son los que presentan la mayor cantidad de fallas y tiempos altos de indisponibilidad en el transcurso de los años.

El tiempo de indisponibilidad y el número de fallas para puntos de entrega están muy relacionados ya que, la mayoría de los elementos que presenta un número alto de fallas tiene mayor tiempo de indisponibilidad; sin ser esta una regla, ya que existen elementos que a pesar de presentar pocas fallas tienen tiempos de indisponibilidad un tanto grandes lo cual se debe, como ya se había mencionado con anterioridad al daño que cause la falla.

El 57% de las fallas totales ocurren en horas de demanda media, el 24% en demanda mínima y 19% en máxima; sin embargo, en los meses de febrero, marzo y abril las fallas en demanda máxima superan a las de demanda mínima en un 25%, como se muestra en la siguiente figura.

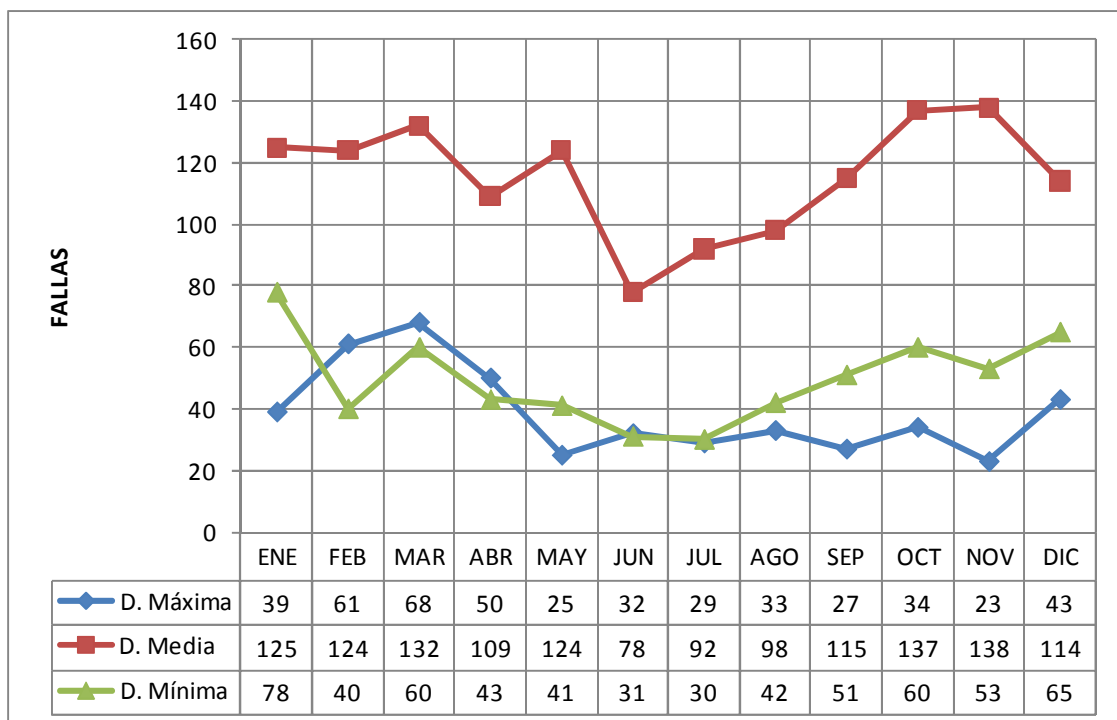
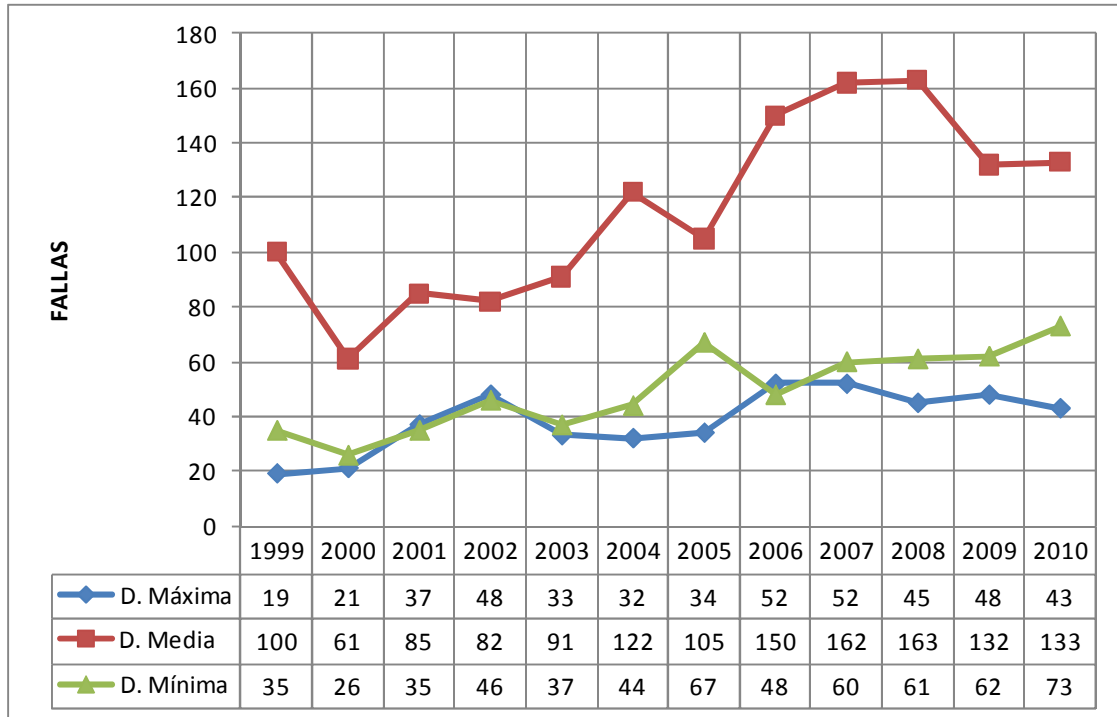


Figura 4.A.57: Fallas por demanda de Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

La ENS al sistema debido a fallas es de 33,76 GWh; que equivale al 0,02% de la energía consumida en los 12 años, de ésta el 84% es de los elementos graves (ver anexo 4.T.9). Los puntos de entrega que presentan la mayor ENS son;

Payamino en la subestación Francisco de Orellana y T. Vergeles y Cervecería en la subestación Pascuales, todos considerados graves por número y tiempo de indisponibilidad de falla. En Francisco de Orellana existen problemas con el transporte de energía ya que no solo existe un número elevado de fallas en los puntos de entrega, sino que también presenta problemas el autotransformador e incluso la línea que alimenta a la subestación (Tena – Francisco de Orellana) presenta un alto número de fallas (67 fallas), por tanto se observa que este es un punto frágil del S.N.I. En cuanto a la subestación Pascuales, ésta alimenta gran parte de la carga de Guayaquil, por tanto su salida representa que deje de servirse parte de la carga de las empresas distribuidoras tales como Electrica de Guayaquil, CNEL EMELGUR e Interagua.

La carga desconectada del S.N.I. debido a fallas es de 36,46 GW de la cual el 84% fue por los elementos considerados como graves. Al igual que en la ENS los puntos de entrega de la subestación Pascuales son los que presentan la mayor cantidad de carga desconectada.

Se registran 2.348 mantenimientos ejecutados, de los cuales se programaron el 49% y el 37% provocaron indisponibilidad del elemento. La mediana para el número de mantenimientos ejecutados (programados y no programados) es de 19 mantenimientos; un promedio de dos mantenimientos al año, siendo la mediana de mantenimientos programados de 10 mantenimientos (uno al año) y de mantenimientos no programados de 9 mantenimientos (un mantenimiento por año); ver anexos 4.T.2 y 4.T.6.

La media para el tiempo de ejecución del mantenimiento de 132,10 horas, permitiendo estimar el tiempo promedio de 11 horas de mantenimiento al año, donde la media de tiempo de indisponibilidad por mantenimiento es de 91,97 horas (7,66 horas al año) y la media de mantenimiento sin indisponibilidad es de 40,13 horas (3,34 horas por año); ver anexos 4.T.3 y 4.T.7.

MANTENIMIENTOS Puntos de Entrega 69 kV	
Media	22,80
Error típico	1,66
Mediana	19
Moda	12
Desviación estándar	16,82
Varianza de la muestra	282,95
Curtosis	-0,05
Coefficiente de asimetría	0,91
Rango	67
Mínimo	1
Máximo	68
Suma	2.348
Cuenta	103
Nivel de confianza(95,0%)	3,29

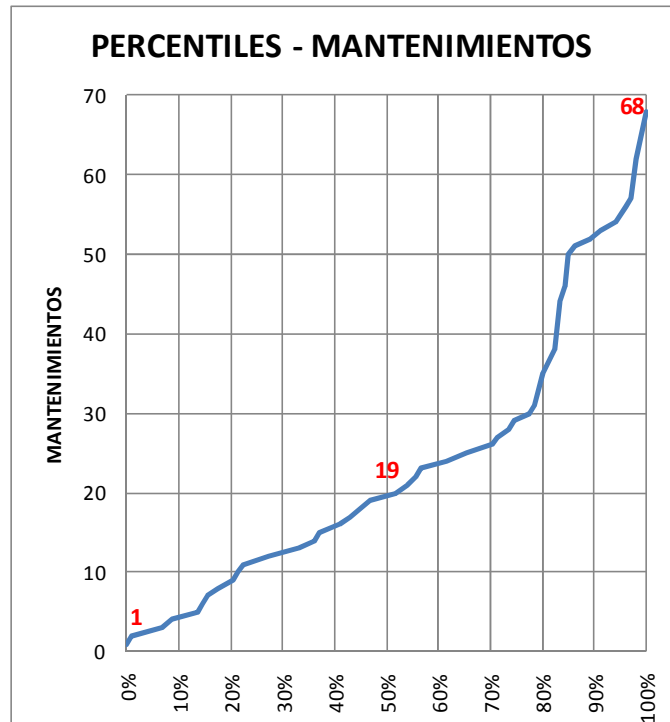


Figura 4.A.58: Estadística Descriptiva y Percentiles de Mantenimientos – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h) Puntos de Entrega 69 kV	
Media	132,10
Error típico	10,26
Mediana	116,63
Moda	95,13
Desviación estándar	104,08
Varianza de la muestra	10.832,49
Curtosis	1,02
Coefficiente de asimetría	1,21
Rango	454,52
Mínimo	1,00
Máximo	455,52
Suma	13.606,00
Cuenta	103
Nivel de confianza(95,0%)	20,34

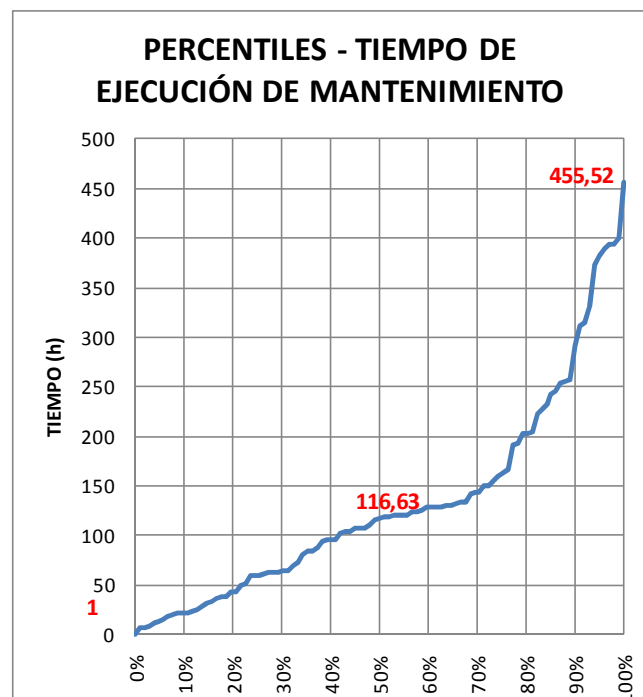


Figura 4.A.59: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por mantenimiento – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

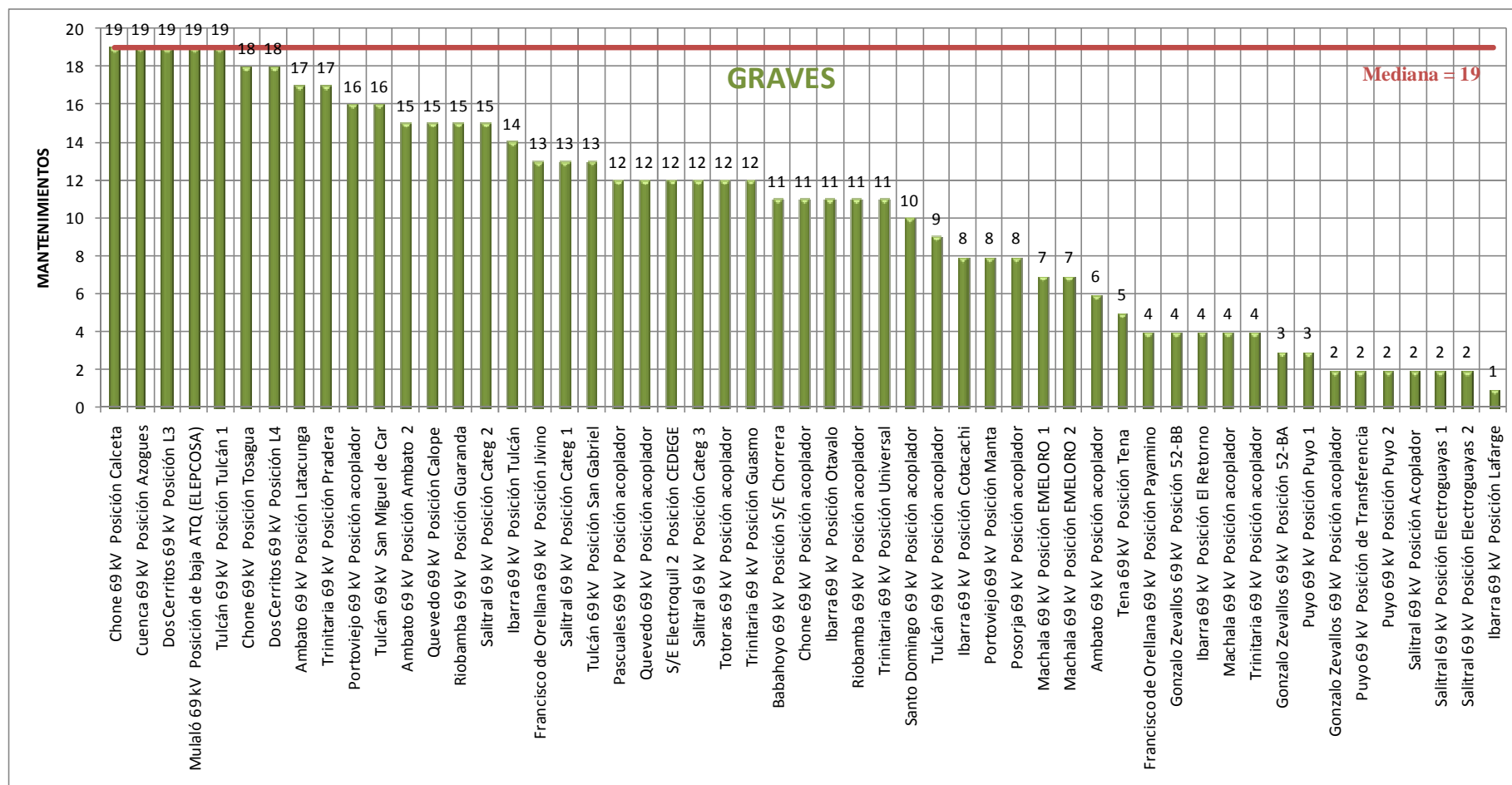


Figura 4.A.60: Mantenimientos Ejecutados – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

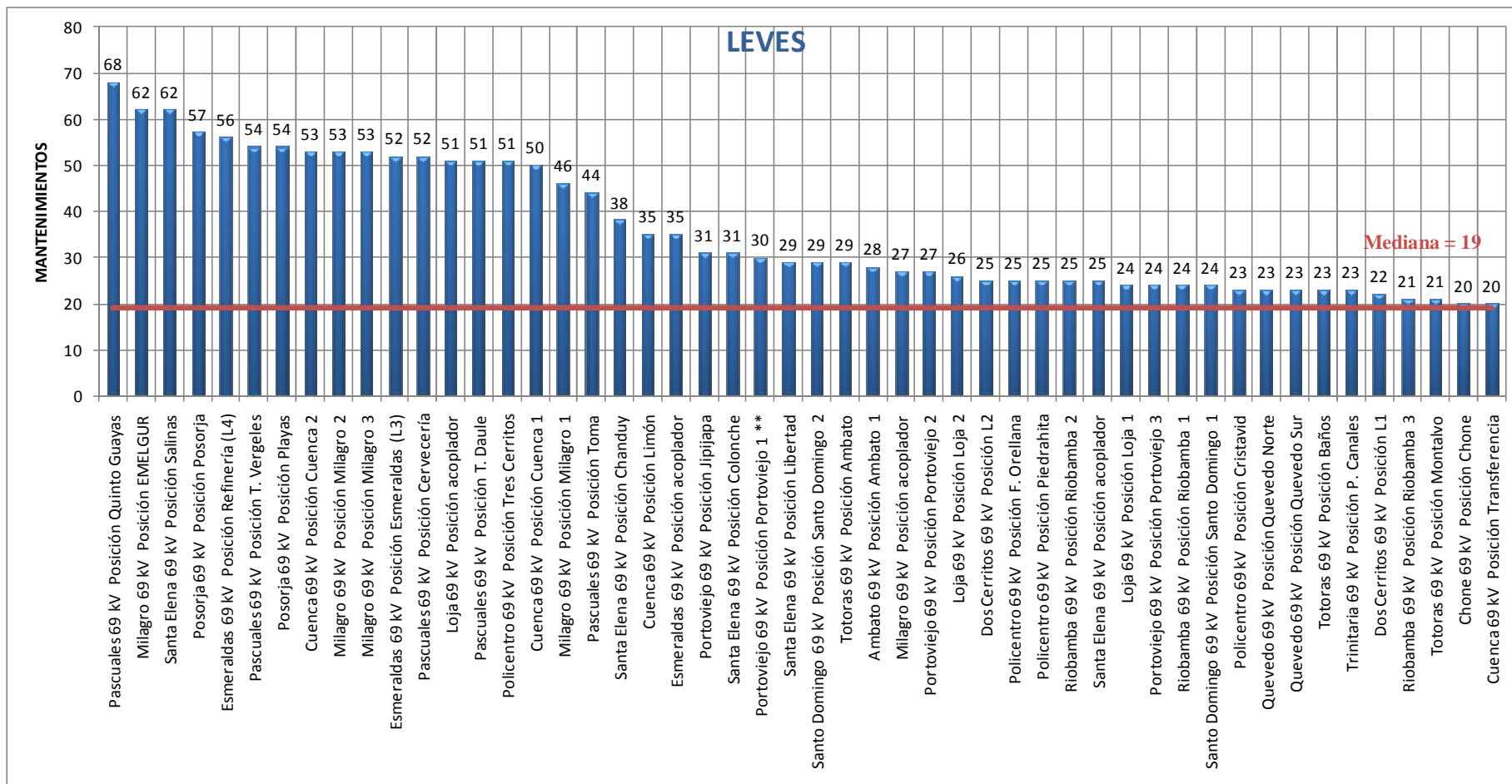


Figura 4.A.60: Mantenimientos Ejecutados – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

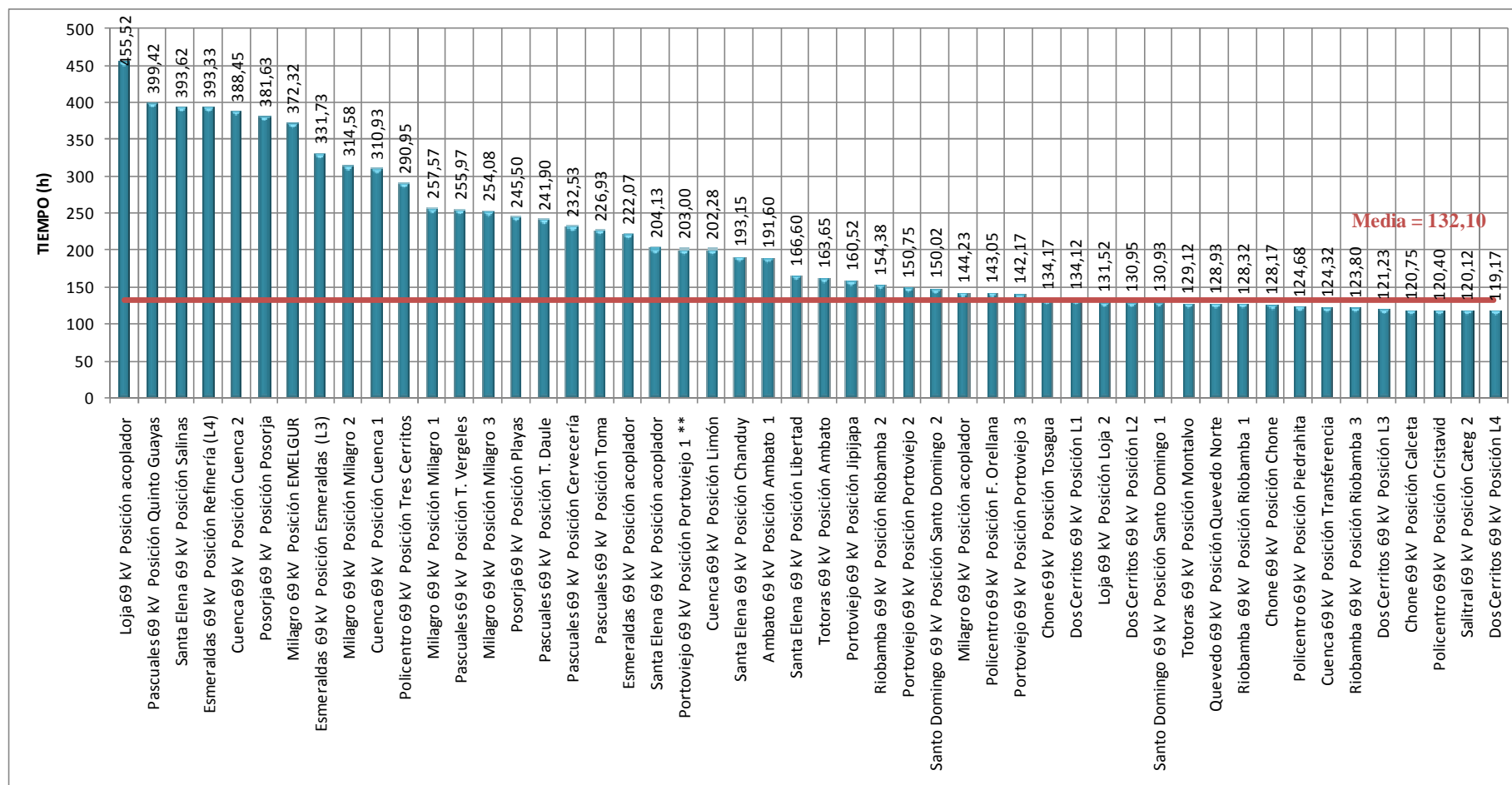


Figura 4.A.61: Tiempo de Ejecución de mantenimiento – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

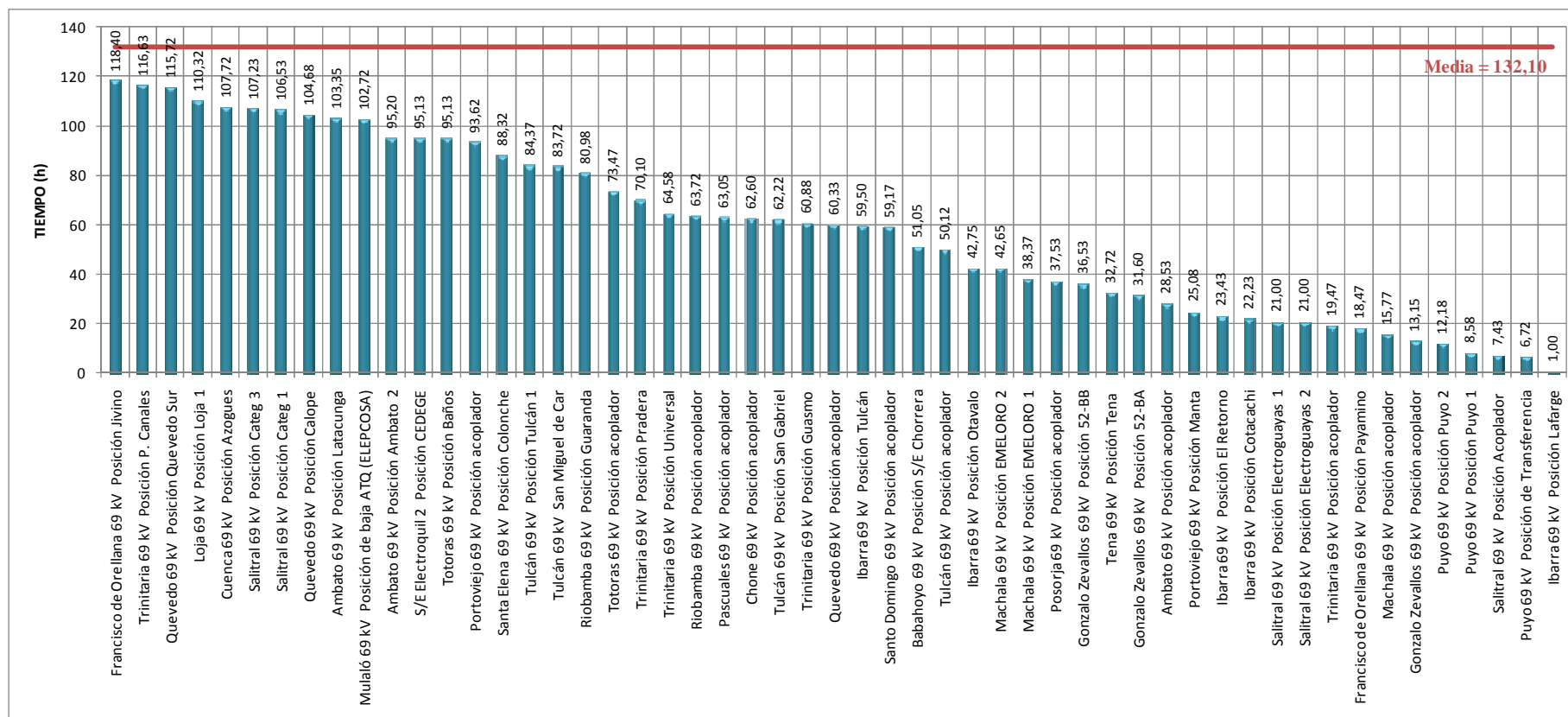


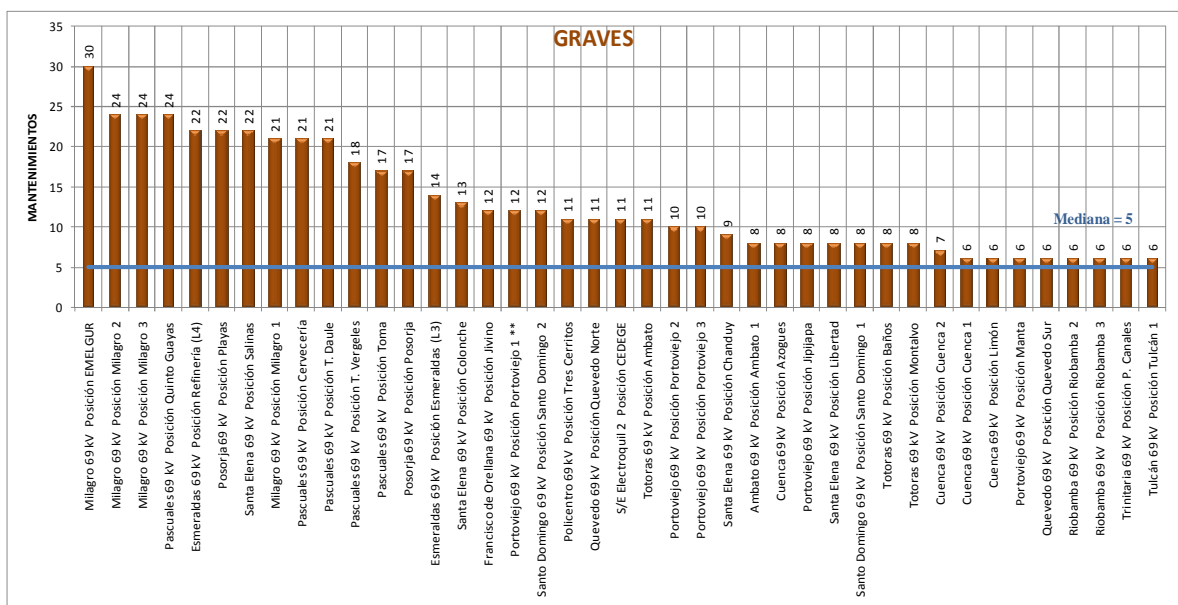
Figura 4.A.61: Tiempo de Ejecución de mantenimiento – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 51% de los elementos que registran mantenimientos están bajo la mediana, es decir que presentan bajo número de mantenimientos ejecutados por lo que son considerados graves; estos elementos presentan un total de 544 mantenimientos, de los cuales el 52% es mantenimiento general, el 21% en sistemas de control, el 16 en mantenimientos del disyuntor, el 4% lavado y limpieza de aislación, el 3% calibración de protecciones, el 2% en recarga de aislante, el 2% corrección de puntos calientes y el 1% entre modernización y cambio de aisladores.

De los elementos que se consideran graves, el que menos mantenimientos registra es Lafarge en la subestación Ibarra que registra un único mantenimiento, mismo que se efectuó en el 2.001 y fue no programado, sin embargo es un elemento no presenta disparos, razón por la cual se presume que los mantenimientos que se efectúan no se coordinan y por tanto no se encontró registro. Los puntos de entrega Jivino y Payamino de la subestación Francisco de Orellana registran pocos mantenimientos desde su entrada en vigencia.

Los mantenimientos no programados que se registra en estos elementos son 1.203, de los cuales el 47% se realizó con disponibilidad del elemento y el 53% restante se lo realizó en caliente. En la figura 4.A.62 se muestran los elementos que registran mantenimientos no programados con indisponibilidad, la mediana se encuentra en el anexo 4.T.8.



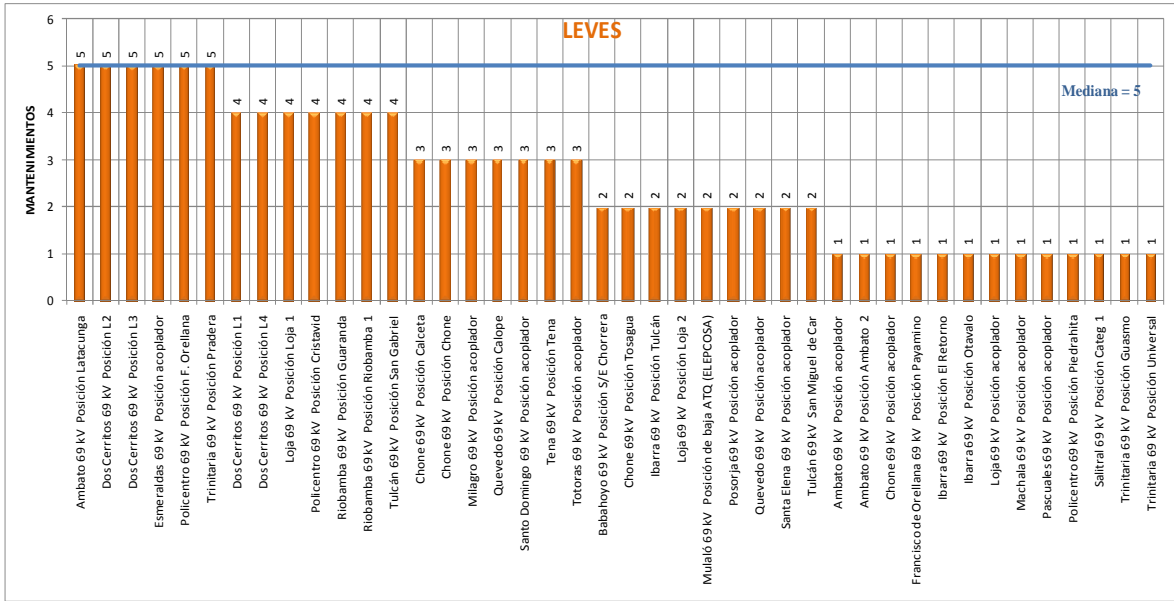
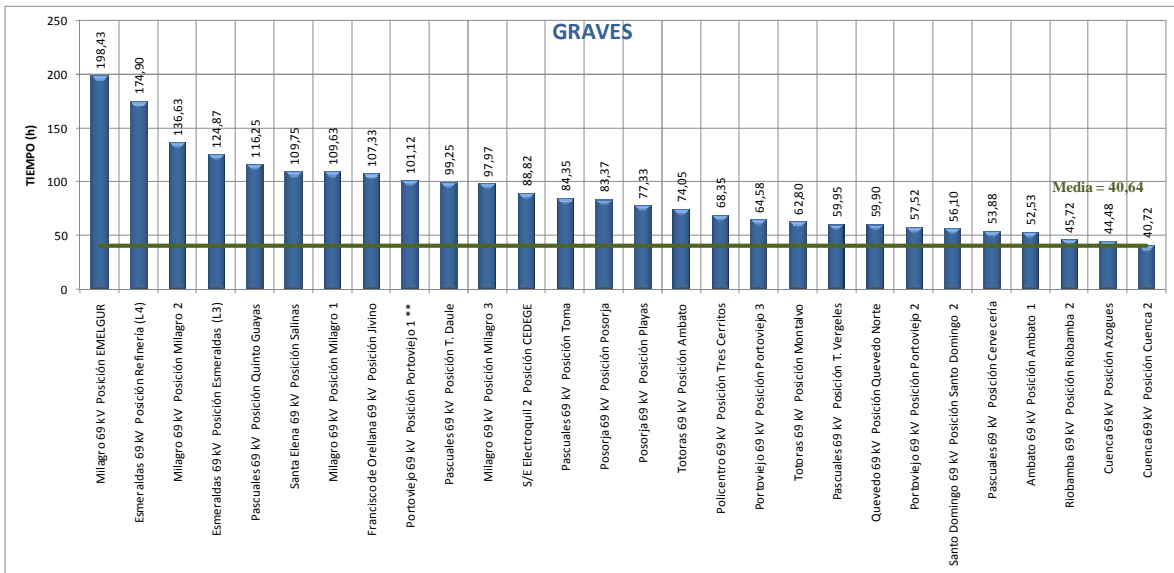


Figura 4.A.62: Mantenimientos No Programados con indisponibilidad – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

En la figura 4.A.63 se muestra el tiempo de indisponibilidad de los elementos que registran mantenimientos no programados con indisponibilidad, la media se encuentra en el anexo 4.T.8.



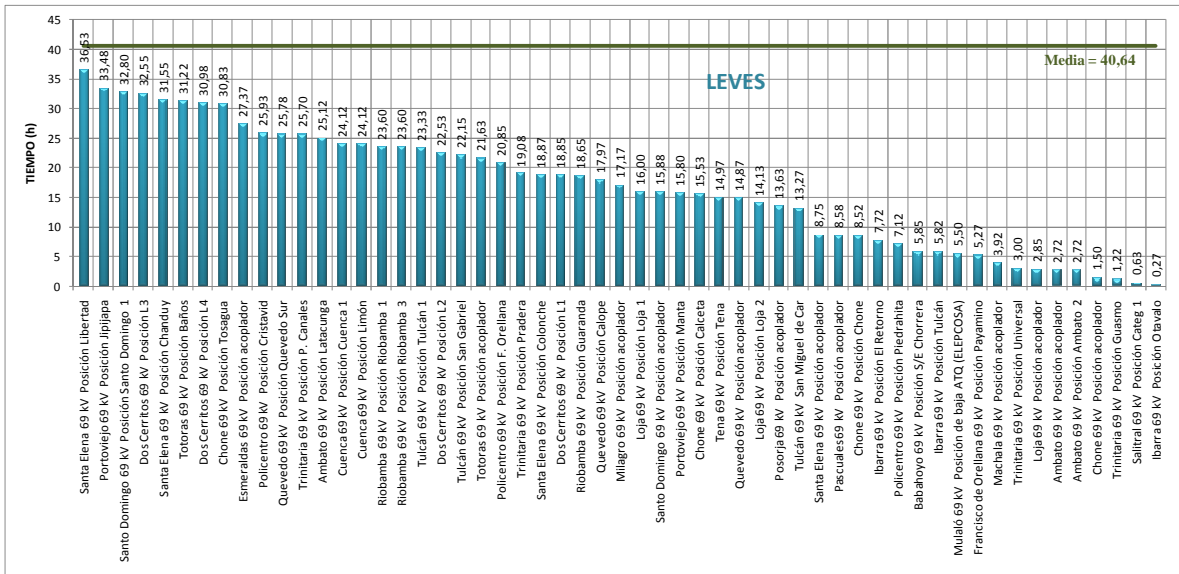
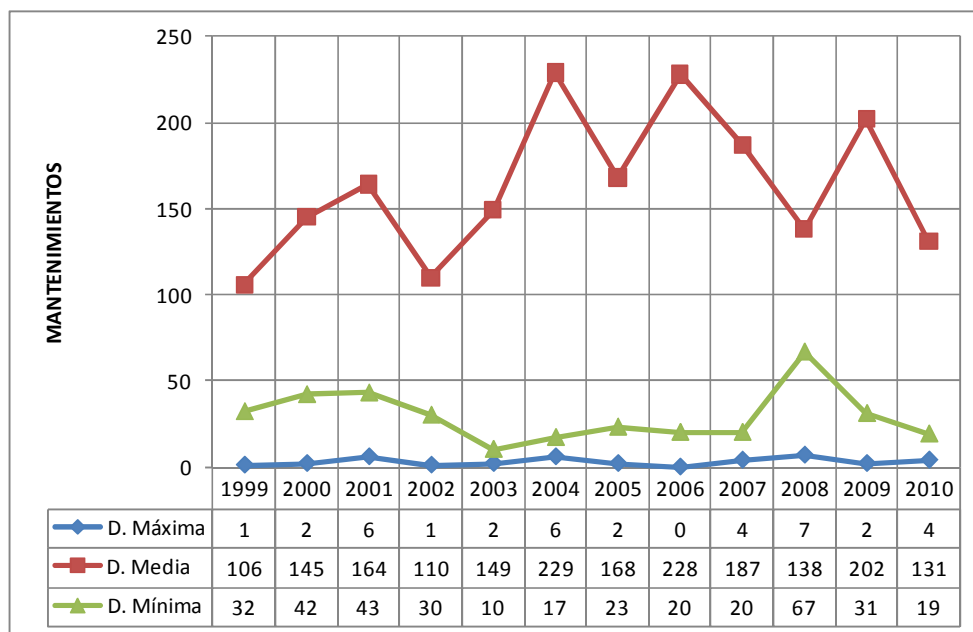


Figura 4.A.63: Tiempo de indisponibilidad de mantenimientos no programados – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

Los elementos que presentan mayor número de mantenimientos no programados con indisponibilidad son los de la subestación Milagro (EMELGUR, Milagro 2 y Milagro 3) y se debe a que los mantenimientos se los está realizando de forma correctiva, es decir luego de alguna falla, pues estos elementos registran un alto número de fallas.

El 83% de los mantenimientos se dan en demanda media, 15% en demanda mínima y 2% en demanda máxima.



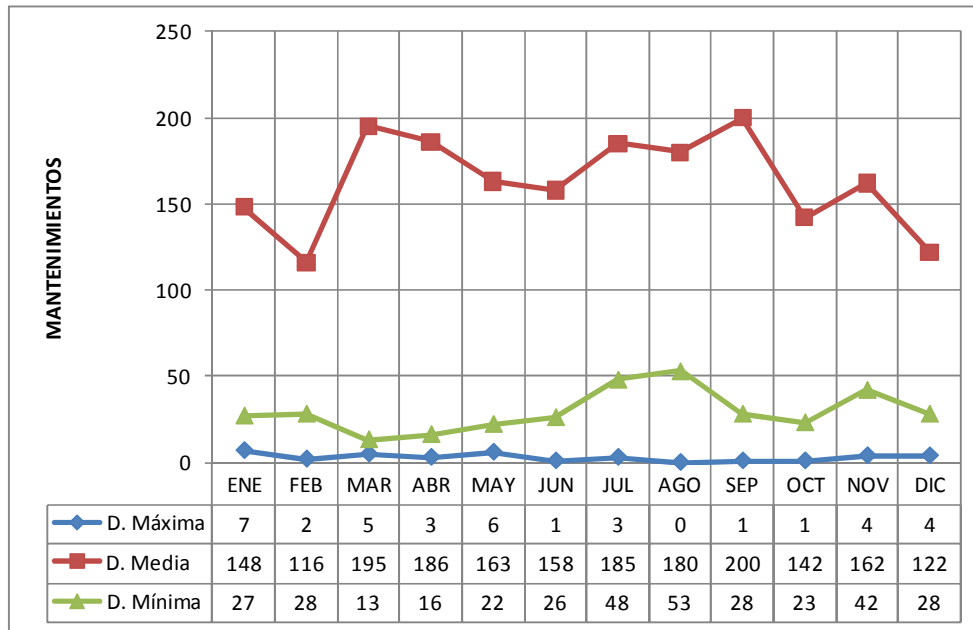


Figura 4.A.64: Mantenimientos por horas de demanda – Posiciones y Puntos de entrega 69 kV.

La ENS al sistema debido a mantenimientos es de 8,80 GWh, de ésta el 19% es de los elementos considerados graves. Ver anexo 4.T.9.

La mayor carga desconectada la registran La Toma y T. Daule de la subestación Pascuales que como ya se ha mencionado alimenta a una carga grande y por tanto la salida de estos elementos representa la salida de la carga.

Se registran 508 mantenimientos en las posiciones a nivel de 69 kV y presentan una mediana de frecuencia de mantenimientos de 8 mantenimientos con lo que se tiene un promedio de 1 mantenimiento al año (ver anexos 4.T.2 y 4.T.6).

El tiempo de ejecución de mantenimientos es de 2.977,77 horas con una media de 63,36 horas dando un promedio de 5,3 horas de ejecución de mantenimiento al año, de las cuales el 67% es de tiempo de indisponibilidad de los elementos (ver anexos 4.T.3 y 4.T.7).

Las fallas de que se dieron en estos elementos fueron asociados a sus respectivos elementos pues su salida implica la indisponibilidad del elemento; sin embargo se debe llevar la estadística de fallas de éstos para tener una visión del estado del equipo.

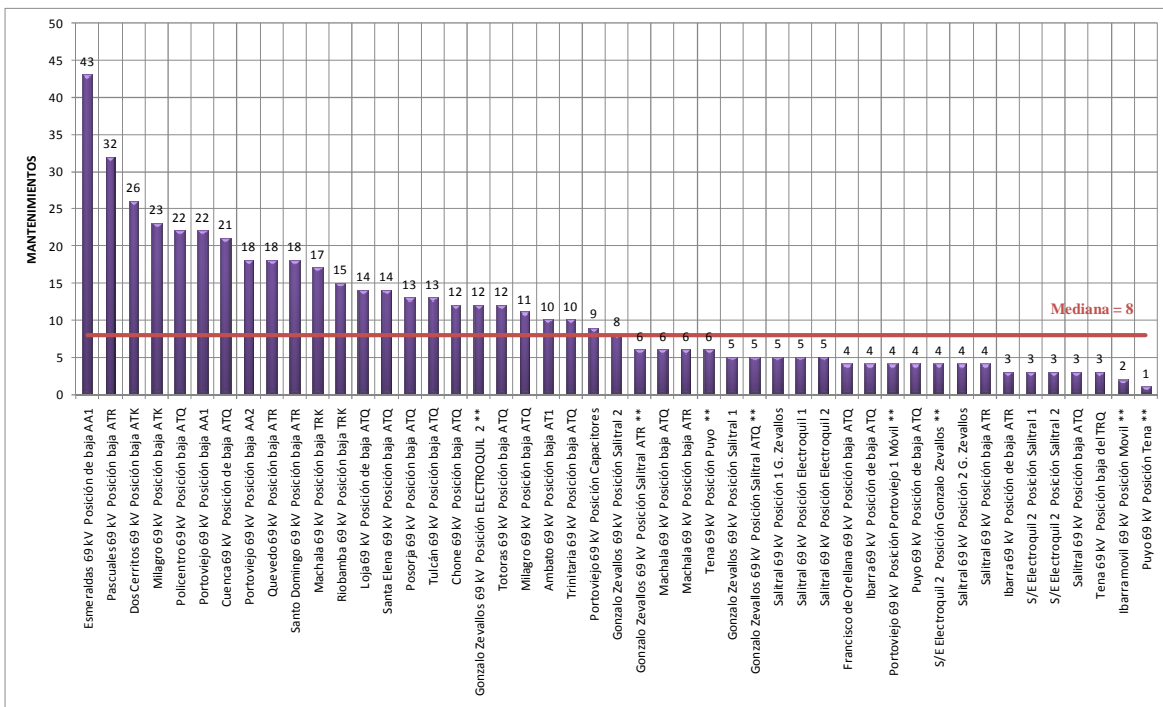


Figura 4.A.65: Mantenimientos – Posiciones 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

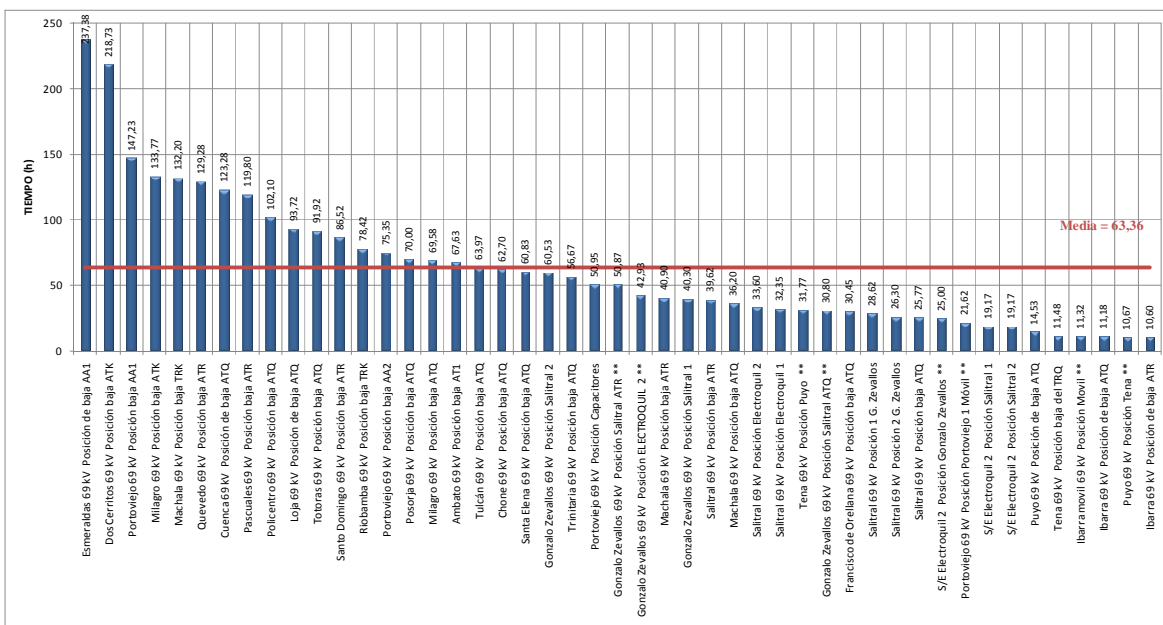


Figura 4.A.66: Tiempo de ejecución de mantenimientos – Posiciones 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

4. PUNTOS DE ENTREGA Y POSICIONES 138 kV

En Puntos de Entrega de 138 kV se registran 46 fallas con un tiempo de indisponibilidad total de 33,12 horas; la mediana de frecuencia de fallas es de 3 fallas, un promedio de una falla cada cuatro años. Ver anexos 4.T.1 y 4.T.4.

FALLAS Puntos de Entrega 69 kV	
Media	4,18
Error típico	1,09
Mediana	3
Moda	1
Desviación estándar	3,63
Varianza de la muestra	13,16
Curtosis	-0,22
Coefficiente de asimetría	1,06
Rango	10
Mínimo	1
Máximo	11
Suma	46
Cuenta	11
Nivel de confianza(95,0%)	2,44

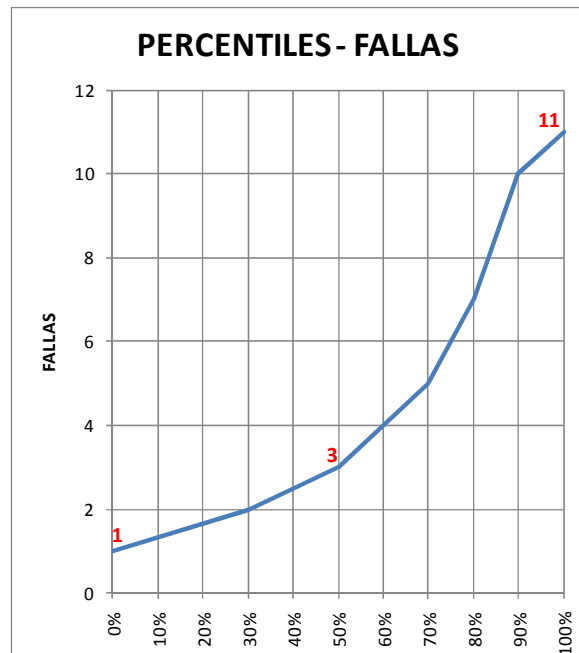


Figura 4.A.67: Estadística Descriptiva y Percentiles de Fallas – Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

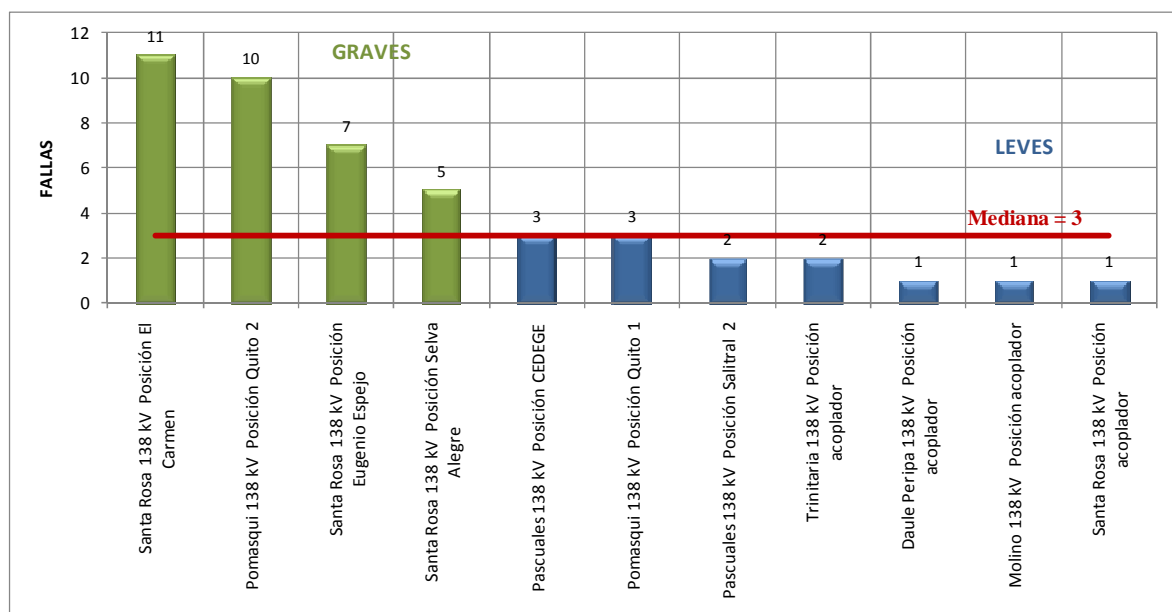


Figura 4.A.68: Fallas en Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

La media de tiempo de indisponibilidad por falla es de 3 horas, un promedio de 1 hora de indisponibilidad por falla cada cuatro años. Ver anexos 4.T.3 y 4.T.5.

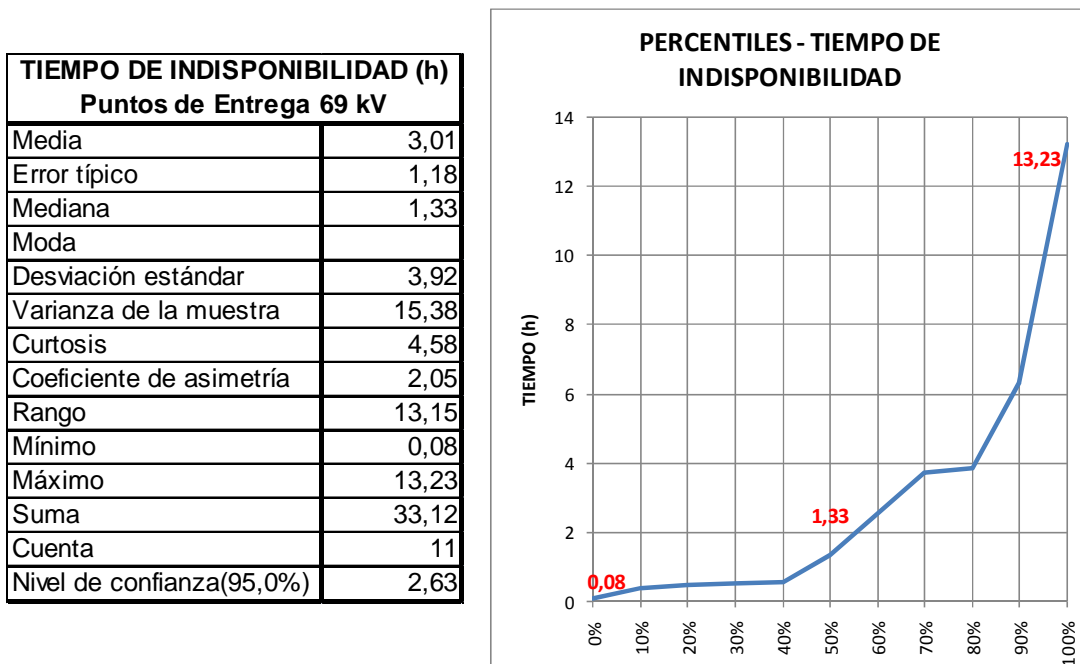


Figura 4.A.69: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por falla – Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

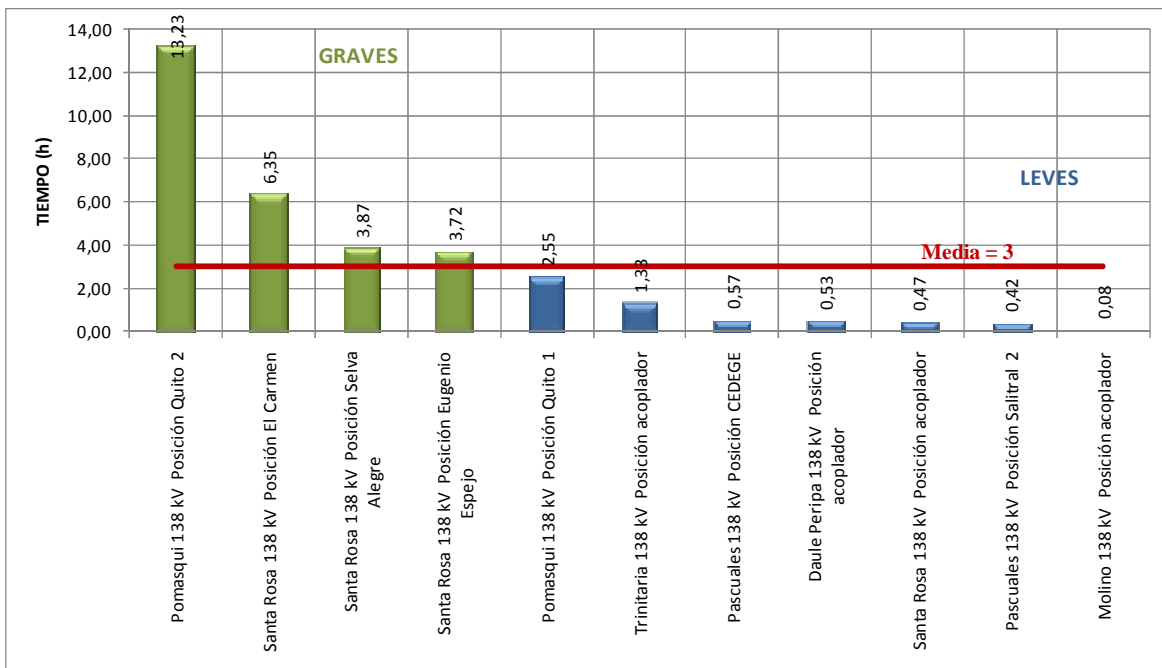


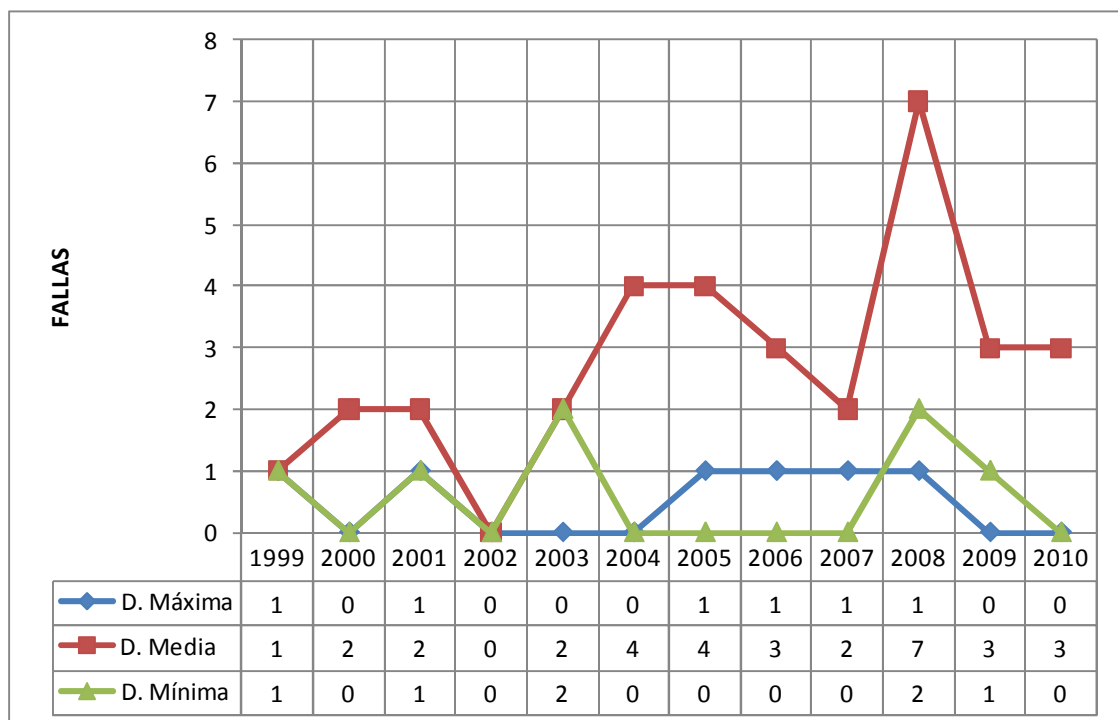
Figura 4.A.70: Tiempo de indisponibilidad por falla en Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

De los 11 elementos que presentan fallas el 36% se encuentra sobre la mediana de fallas y son considerados graves, así mismo el 36% de los elementos se encuentran sobre la media del tiempo de indisponibilidad por fallas y también son considerados graves; como se evidencia en las figuras 4.A.68 y 4.A.70, los mismos elemento que son graves por tiempo de indisponibilidad lo son por numero de fallas.

El 40% de las fallas de los elementos considerados graves son a causa de Actores del MEM, el 21% por Fenómenos naturales, el 18% por Otros, el 9% Externo al sistema, el 9% por Equipo/Material/Diseño y el 1% por Falla humana.

El 72% de las fallas ocurren en horas de demanda media, el 15% en demanda mínima y el 13% en máxima; sin embargo, en los meses de febrero, marzo y abril las fallas en demanda máxima superan a las de demanda media, como se evidencia en la figura siguiente.



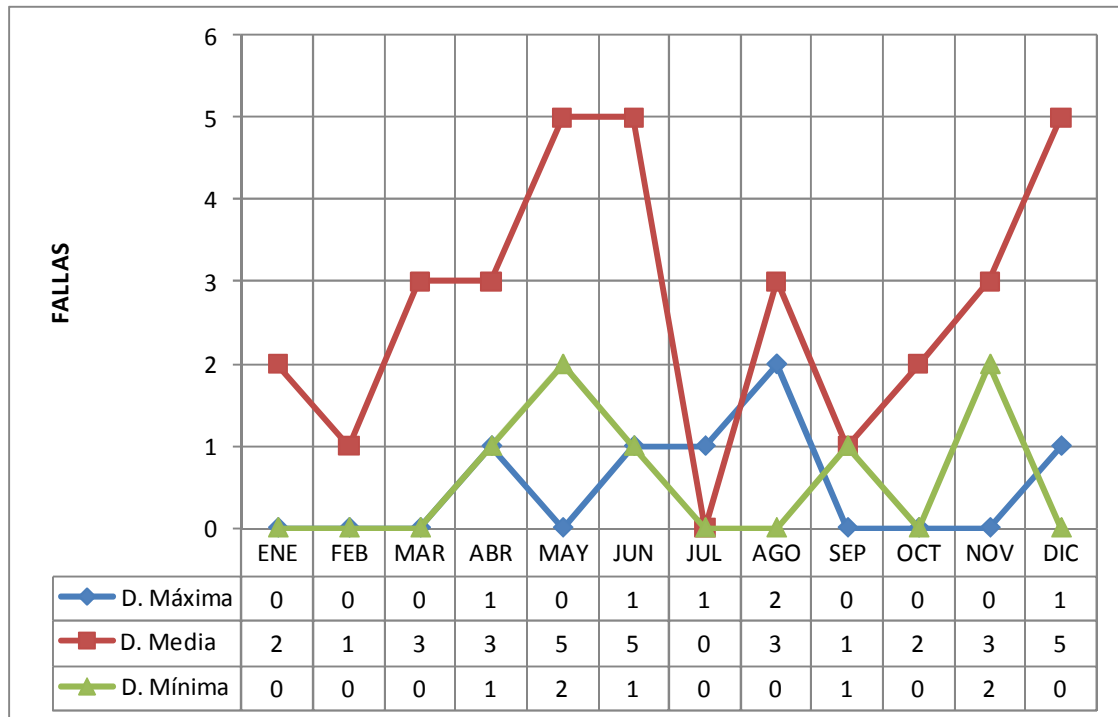


Figura 4.A.71: Fallas por horas de demanda – Posiciones y Puntos de entrega 138 kV.

La ENS al sistema debido a fallas es de 636,50 MWh del cual el 72% es de los elementos graves (ver anexo 4.T.9). El punto de entrega que presenta la mayor ENS es Quito 2 de la subestación Pomasqui, mismo que presenta el 50% por fallas a causa de Actores del MEM, 30% por Equipo/Material/Diseño, 10% por Otros y 10% por Externo al sistema. La carga desconectada del S.N.I. debido a fallas es de 514,04 MW de la cual el 56% es de los elementos considerados graves.

Estos elementos registran 581 mantenimientos realizados, de los cuales el 55% es programado y el 43% se realizó con indisponibilidad del elemento. La mediana de frecuencia de mantenimientos es de 14, con el que se tiene un promedio de de 1 mantenimiento al año y la media para el tiempo de ejecución del mantenimiento es de 113,89 obteniendo un tiempo de 9,05 horas de mantenimiento al año. Ver anexos 4.T.6 y 4.T.7.

MANTENIMIENTOS Puntos de Entrega 138 kV	
Media	17,09
Error típico	1,84
Mediana	14,5
Moda	14
Desviación estándar	10,71
Varianza de la muestra	114,81
Curtosis	1,25
Coficiente de asimetría	0,99
Rango	48
Mínimo	1
Máximo	49
Suma	581
Cuenta	34
Nivel de confianza(95,0%)	3,74

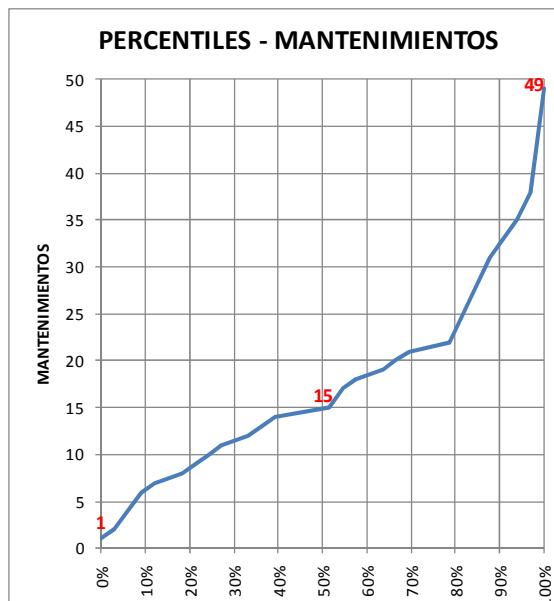


Figura 4.A.72: Estadística Descriptiva y Percentiles de Mantenimientos – Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h) Puntos de Entrega 138 kV	
Media	113,89
Error típico	18,62
Mediana	87,57
Moda	
Desviación estándar	108,58
Varianza de la muestra	11790,64
Curtosis	10,85
Coficiente de asimetría	2,96
Rango	574,95
Mínimo	8,88
Máximo	583,83
Suma	3872,17
Cuenta	34
Nivel de confianza(95,0%)	37,89

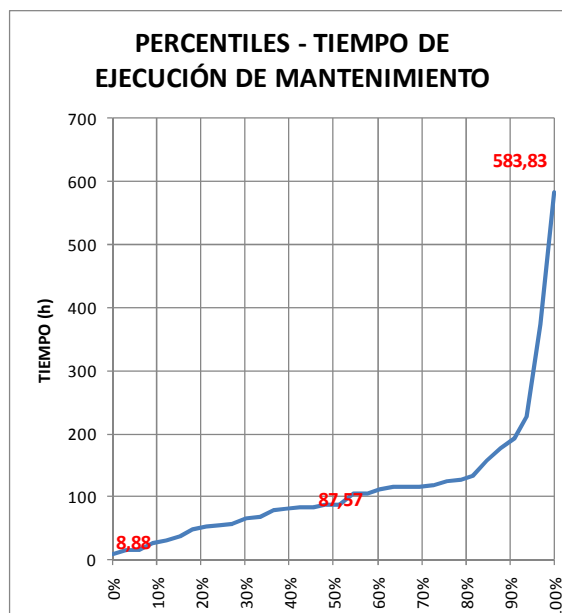


Figura 4.A.73: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por mantenimiento – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

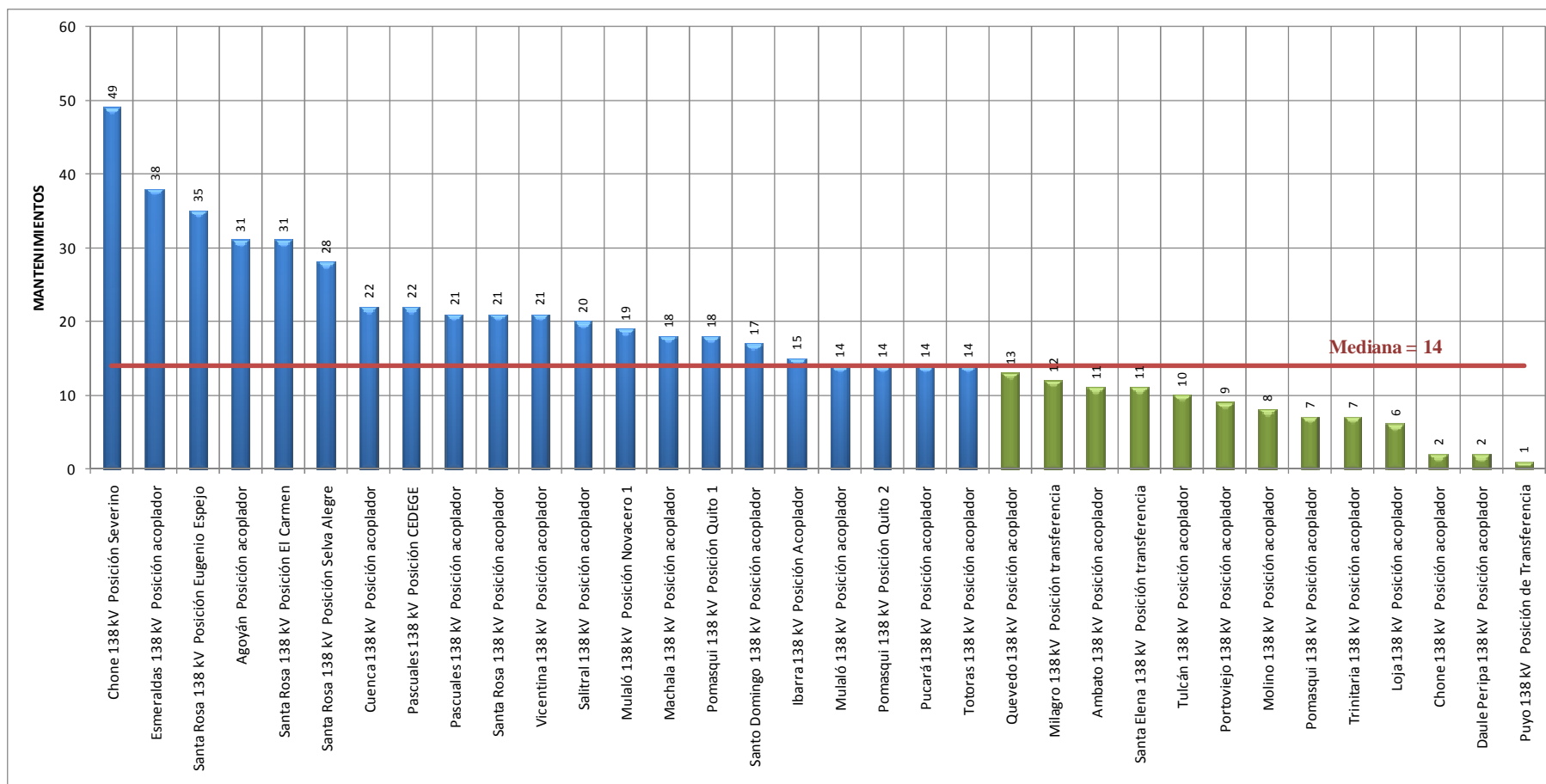


Figura 4.A.74: Mantenimientos Ejecutados – Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

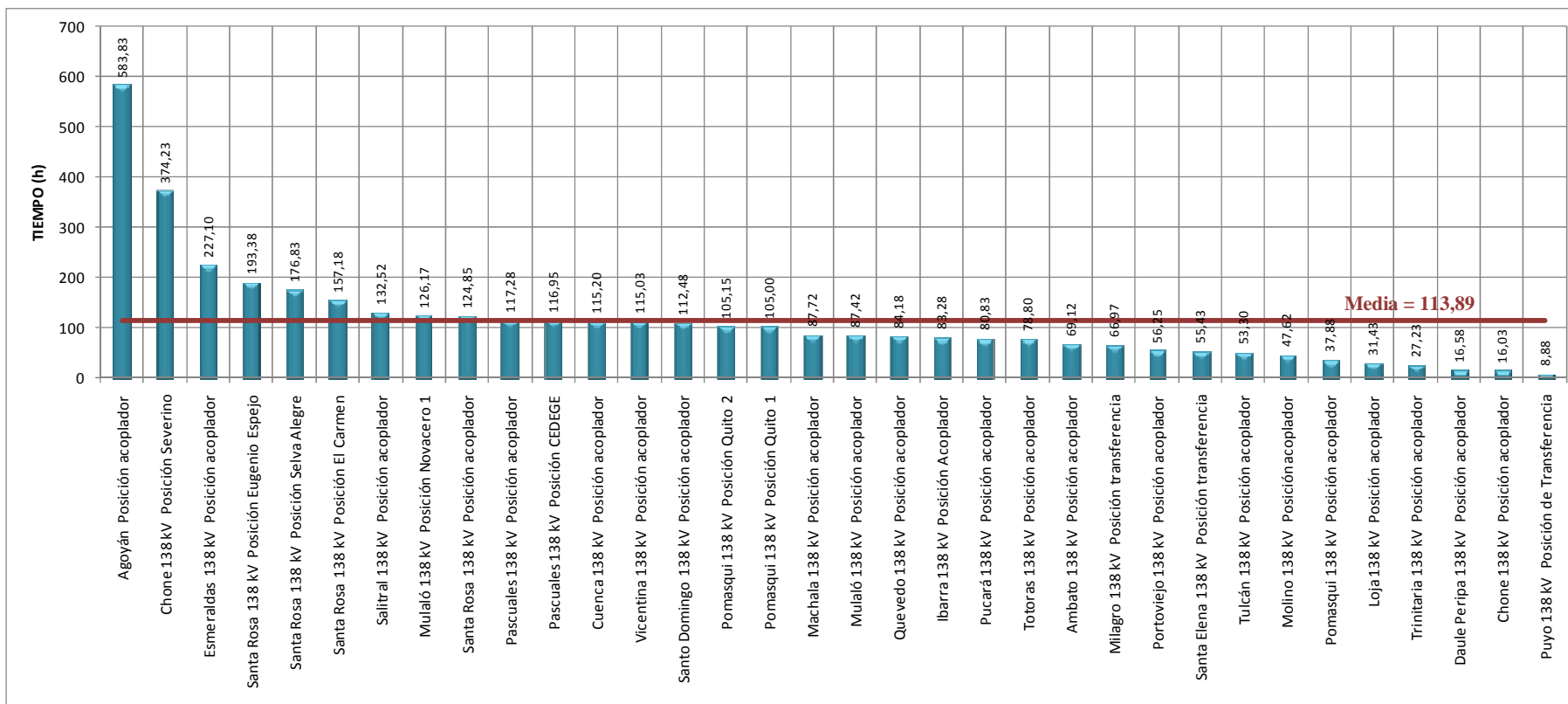


Figura 4.A.75: Tiempo de Ejecución de mantenimiento – Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

El 50% de los elementos que registran mantenimientos están bajo la mediana y son considerados graves.

Todos los elementos que son considerados graves son acopladores de barra y disyuntores de transferencia. Se presume que el hecho que no registren mantenimientos se debe a que no se informa de dichos mantenimientos.

La ENS al sistema debido a mantenimientos es de 2,88 GWh (ver anexo 4.T.9) La mayor carga desconectada la registra Quito 2 con 62,04 MW.

Se registran 2.589 mantenimientos (programados y no programados) de posiciones, los cuales presentan una mediana de 19 mantenimientos, un promedio de 2 mantenimientos al año. Ver anexo 4.T.6.

El tiempo de ejecución de mantenimientos de las posiciones es de 16.353,52 horas, con una media de 127,76 horas, un promedio de 10,65 horas de ejecución de mantenimiento al año, de las cuales el 58% es de tiempo de indisponibilidad de los elementos. Ver anexo 4.T.7.

Las gráficas respectivas de mantenimientos (programados y no programados) y tiempo de ejecución de mantenimientos de encuentran en las figuras 4.A.76 y 4.A.77.

Existen 261 mantenimientos no programados y de éstos el 26% se realizó con indisponibilidad. El 92% de los mantenimientos se dan en demanda media y 8% en demanda mínima, como se muestra en la figura 4.A.78.

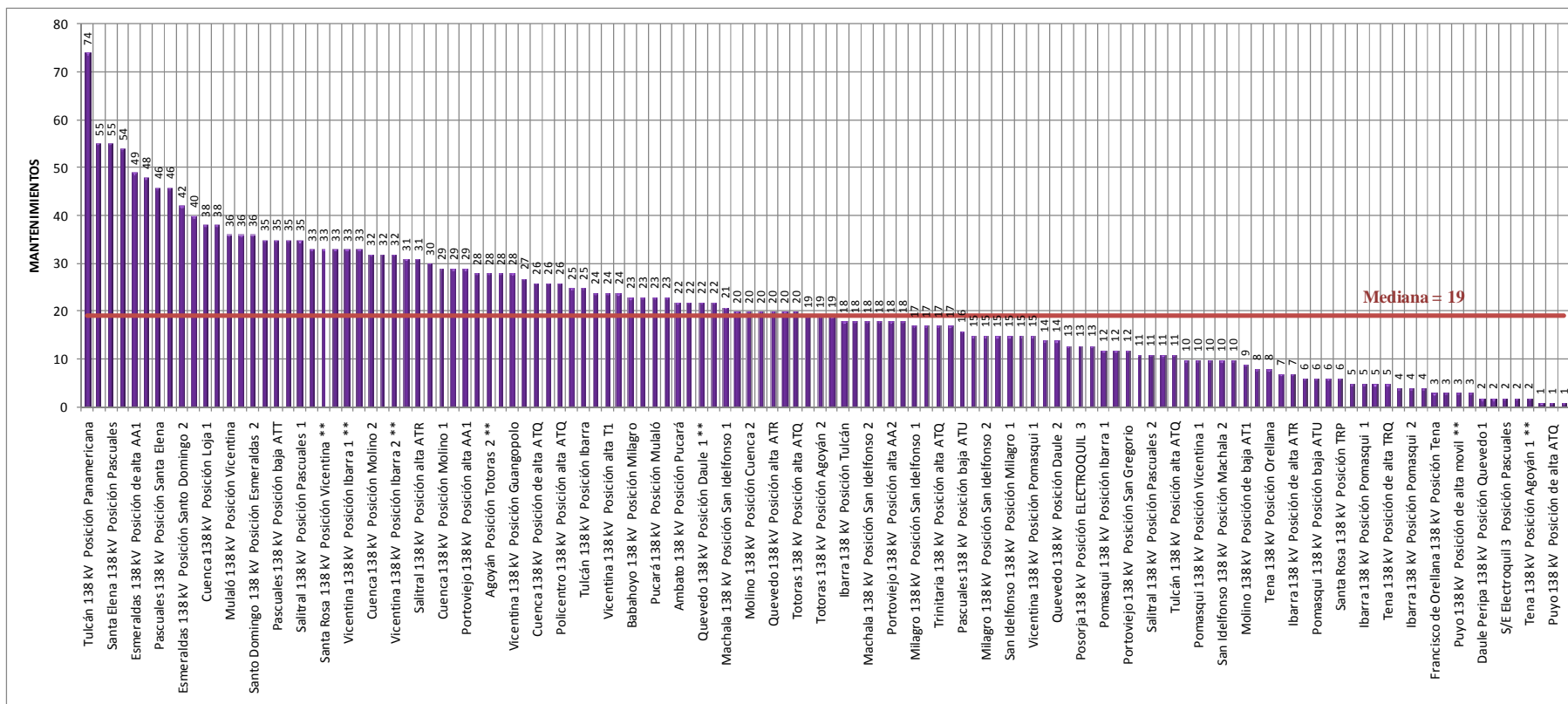


Figura 4.A.76: Mantenimientos – Posiciones 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

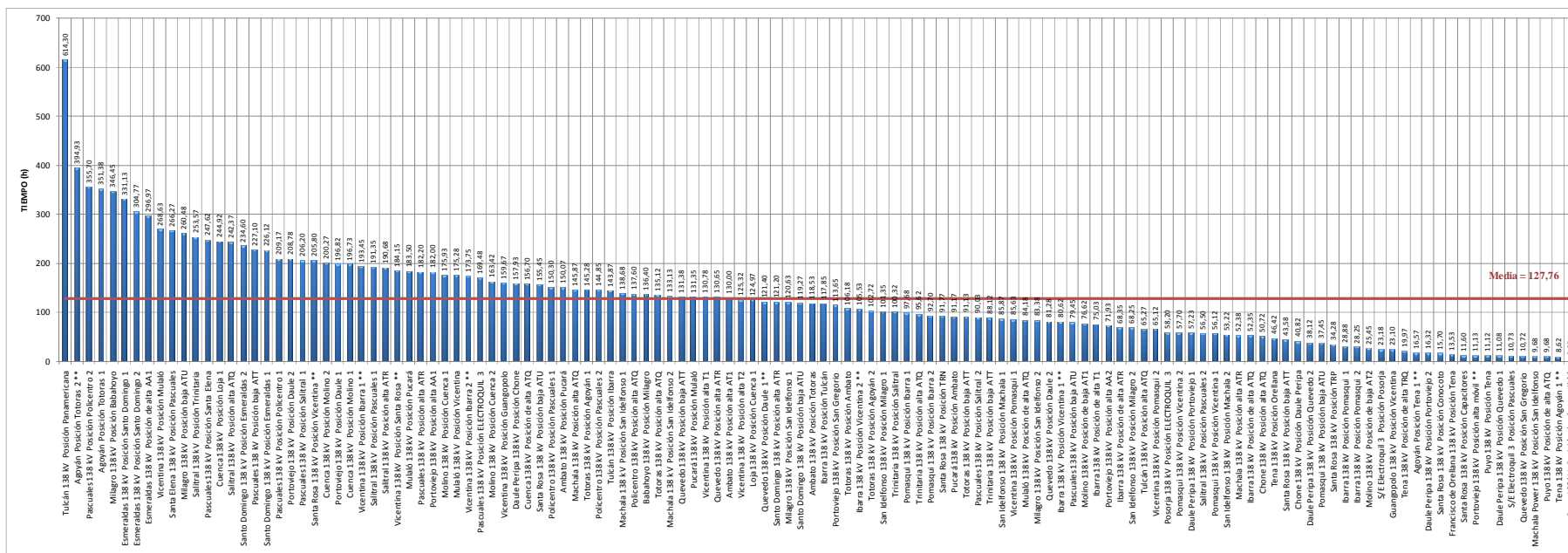


Figura 4.A.77: Tiempo de ejecución de mantenimientos – Posiciones 138 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

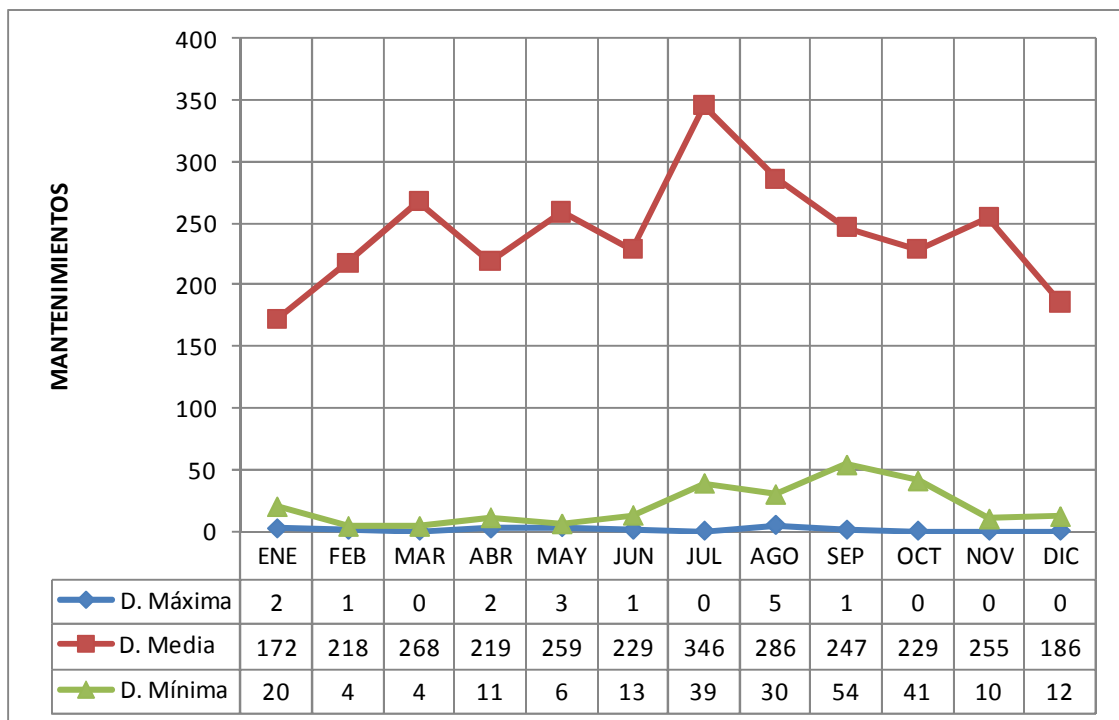
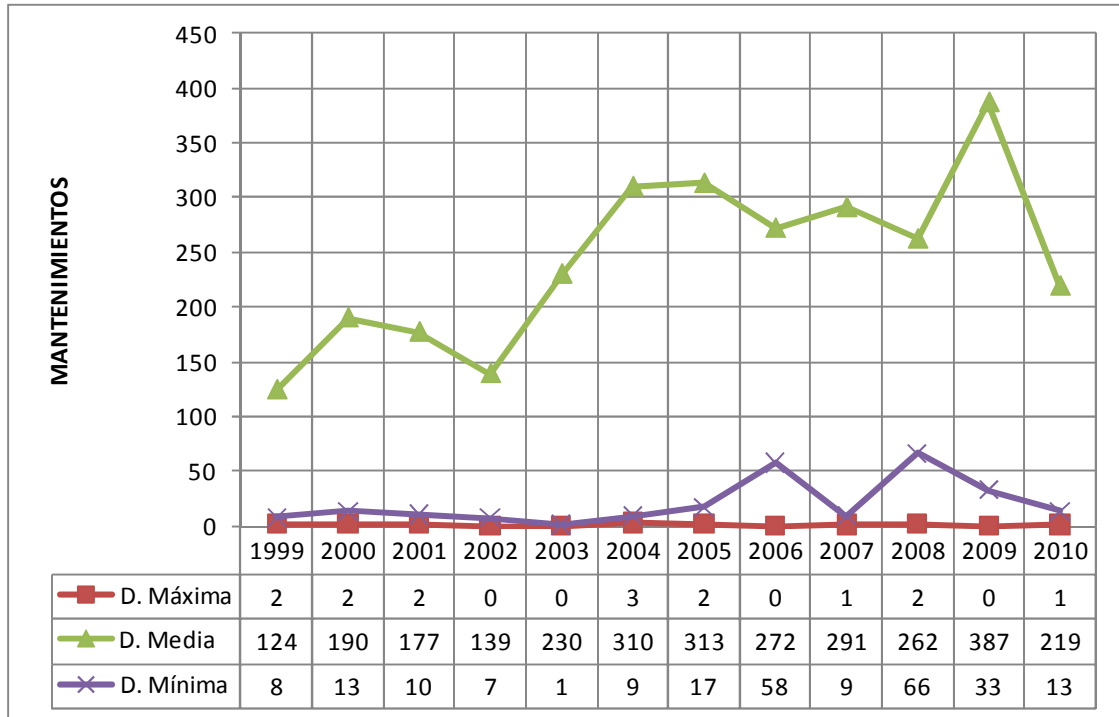


Figura 4.A.78: Mantenimientos por horas de demanda – Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

5. POSICIONES 230 kV

A este nivel de voltaje las posiciones que se encuentran son acopladores de barras, estos elementos registran un total de 16 fallas con un tiempo de indisponibilidad de 9,18 horas, como se muestra en la tabla 4.A.5. La mediana de frecuencia de falla es de 1 falla, un promedio de 1 fallas cada 12 años y la media de tiempo de indisponibilidad por falla es de 1,53 horas, un promedio de 1,53 hora de indisponibilidad cada 10 años (ver anexos 4.T.4 y 4.T.5).

POSICIONES	FALLAS	
	Nº	t (h)
Milagro 230 kV Posición acoplador	6	4,45
Pomasqui 230 kV Posición acoplador	6	1,73
Riobamba 230 kV Posición acoplador	1	0,43
Santa Rosa 230 kV Posición acoplador	1	0,08
Santo Domingo 230 kV Posición acoplador	1	1,15
Totoras 230 kV Posición acoplador	1	1,33
TOTAL	16	9,18

Tabla 4.A.5: Fallas y Tiempo de Indisponibilidad por falla – Posiciones 230 kV.

FALLAS Puntos de Entrega 230 kV	
Media	2,67
Error típico	1,05
Mediana	1
Moda	1
Desviación estándar	2,58
Varianza de la muestra	6,67
Curtosis	-1,88
Coficiente de asimetría	0,97
Rango	5
Mínimo	1
Máximo	6
Suma	16
Cuenta	6
Nivel de confianza(95,0%)	2,71

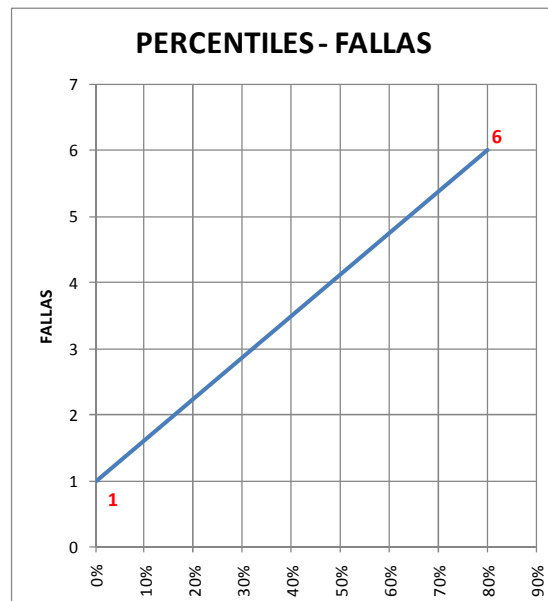


Figura 4.A.79: Estadística Descriptiva y Percentiles de Fallas – Posiciones 230 kV.

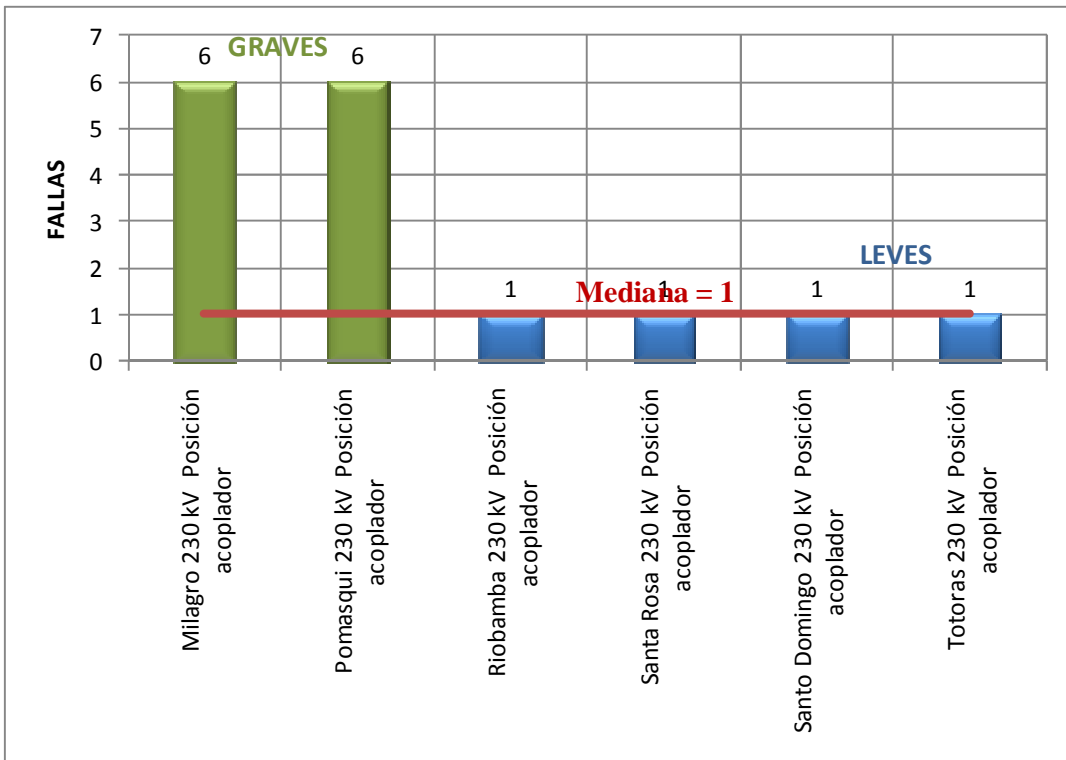


Figura 4.A.80: Fallas en Posiciones 230 kV.

TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) Puntos de Entrega 230 kV	
Media	1,53
Error típico	0,63
Mediana	1,24
Moda	
Desviación estándar	1,55
Varianza de la muestra	2,41
Curtosis	3,22
Coefficiente de asimetría	1,64
Rango	4,37
Mínimo	0,08
Máximo	4,45
Suma	9,18
Cuenta	6
Nivel de confianza(95,0%)	1,63

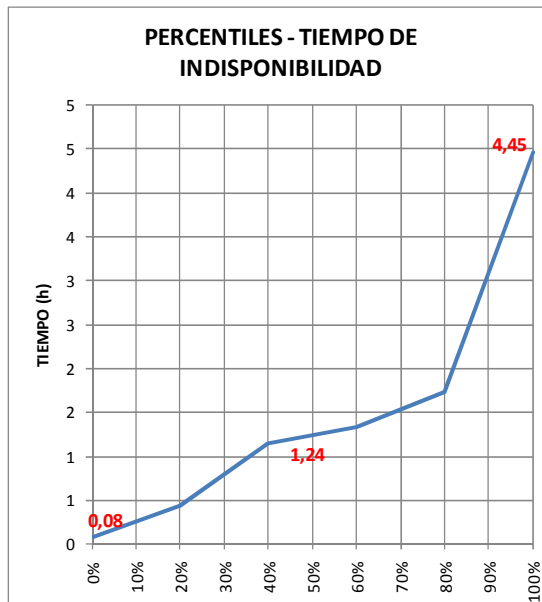


Figura 4.A.81: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por falla – Posiciones 230 kV.

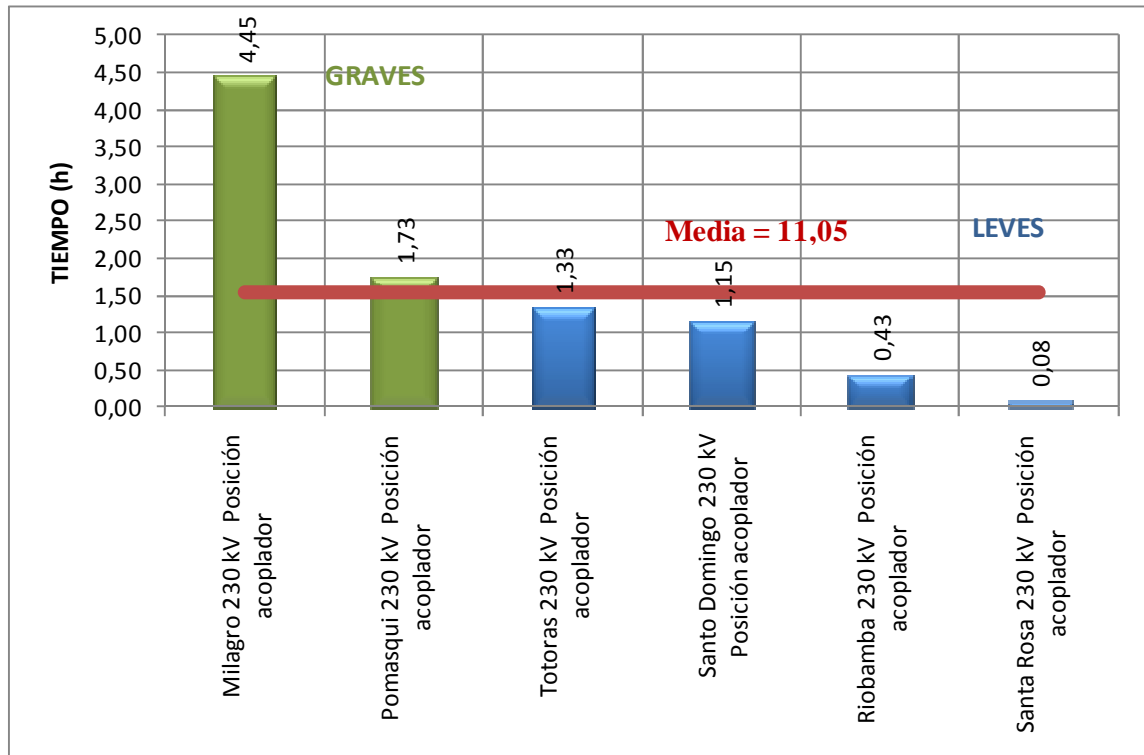


Figura 4.A.82: Tiempo de Indisponibilidad por falla en Posiciones 230 kV

Los acopladores a 230 kV de las subestaciones Milagro y Pomasqui son considerados graves por el número de fallas y el tiempo de indisponibilidad, tomando de base la mediana y presentan un total de 6 fallas en todo el periodo de estudio, un promedio de 1 falla cada dos años.

De las 16 fallas que registran estos elementos se tiene que el 31% es por Otros, el 31% por Falla humana, el 19% por Equipo/Material/Diseño, el 13% por Fenómenos naturales y el 6% por Actores del MEM.

El 75% de fallas en estos elementos ocurren en horas de demanda media, el 19% en máxima y el 24% en demanda mínima.

La ENS al sistema debido a fallas es de 70,51 MWh, de la cual; 54,89 MWh es por falla del acoplador de la subestación Milagro en el año 2.005 y 15,62 MWh es del acoplador de la subestación Riobamba en el año 2.008.

Se registran 200 mantenimientos ejecutados (programados y no programados), de los cuales; el 49% es mantenimiento programado y el 51% es mantenimiento no programado (ver anexo 4.T.3). El 53% de los mantenimientos se realizó con

indisponibilidad del elemento. El tiempo de ejecución de los mantenimientos es de 1.219,37 horas.

La mediana de frecuencia de mantenimientos es de 18 mantenimientos, un promedio de un mantenimiento por año. La media de tiempo de ejecución de mantenimientos es de 110,85 horas, un promedio de 9,24 horas de mantenimiento al año (ver anexos 4.T.6 y 4.T.7).

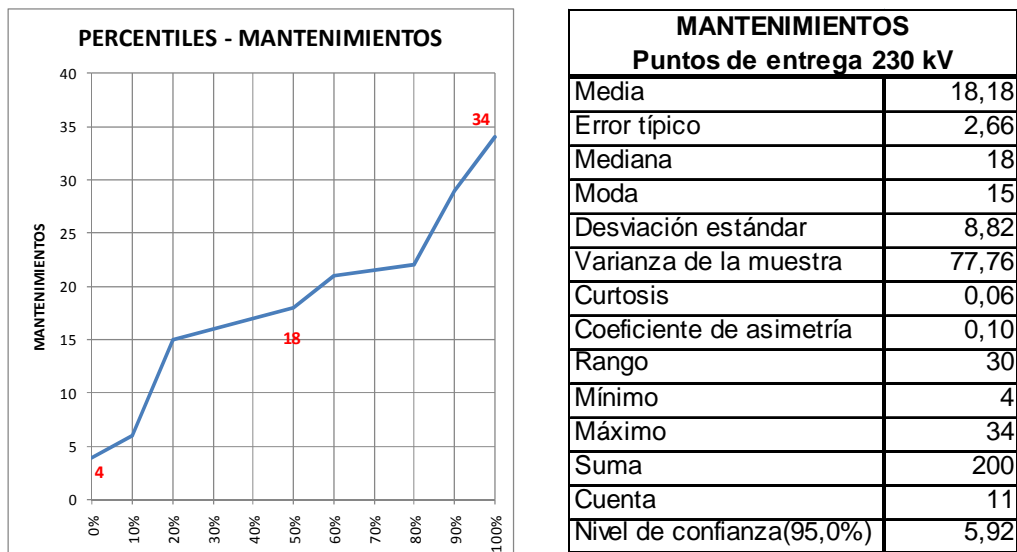


Figura 4.A.83: Estadística Descriptiva y Percentiles de Mantenimientos – Posiciones 230 kV.

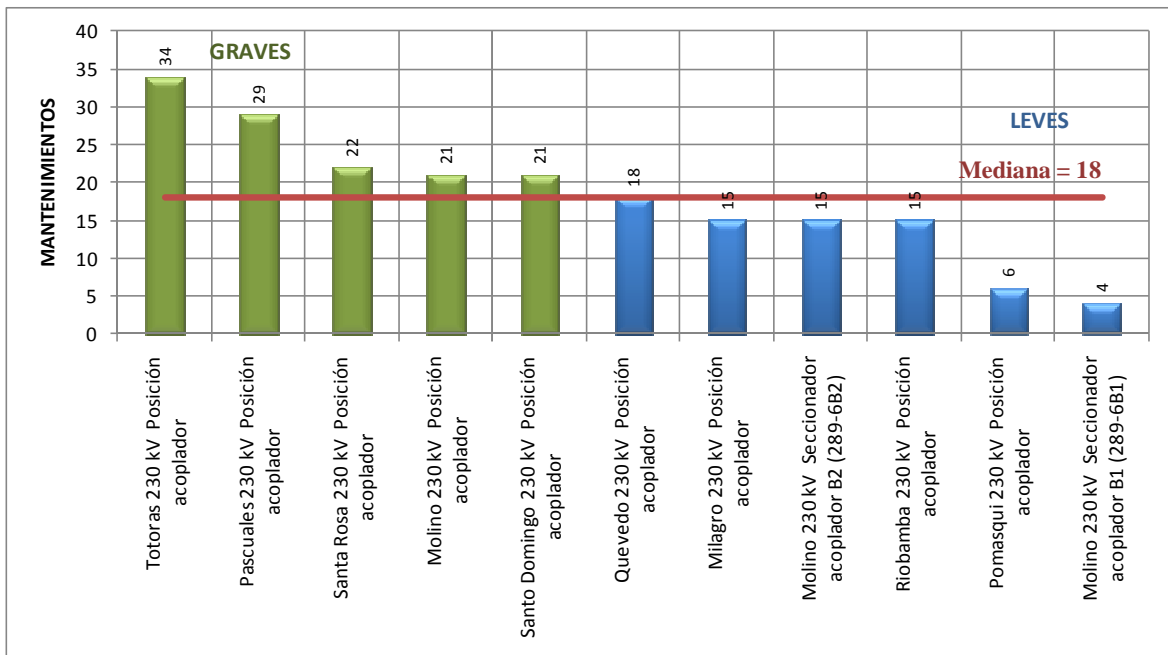


Figura 4.A.84: Mantenimientos Ejecutados – Posiciones 230 kV.

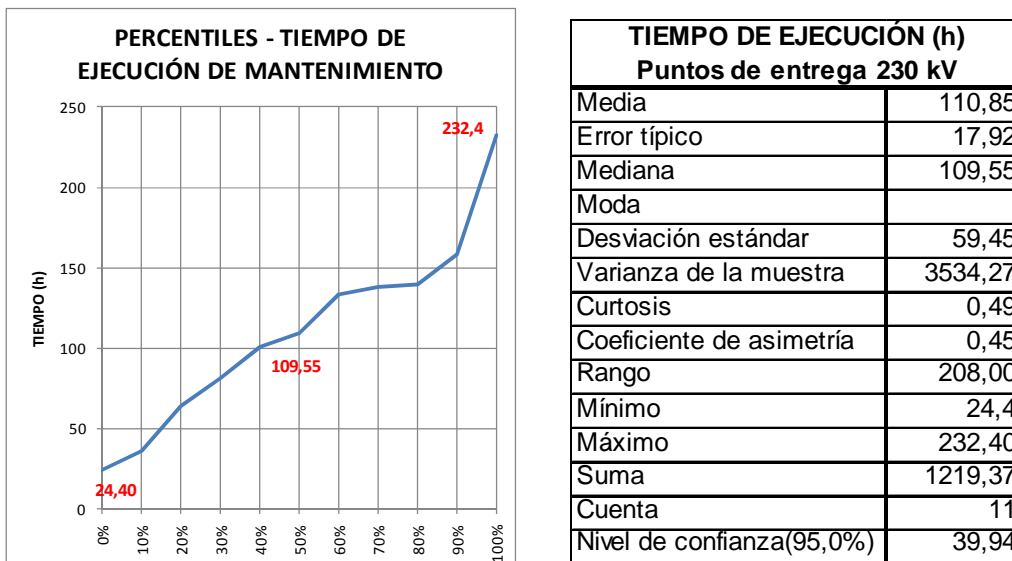


Figura 4.A.85: Estadística Descriptiva y Percentiles de Tiempo de Indisponibilidad por mantenimiento – Posiciones 230 kV.

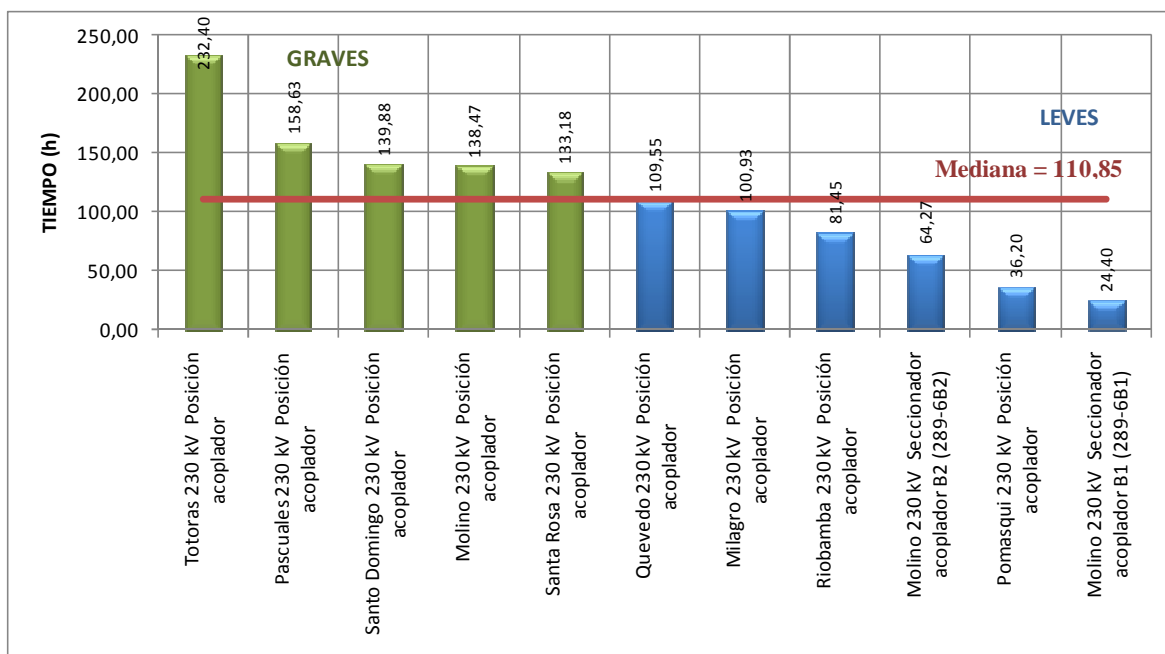


Figura 4.A.86: Tiempo de Ejecución de mantenimiento – Posiciones 230 kV.

Los mantenimientos que presentan estos elementos son; el 39% de mantenimiento general, el 20% en el disyuntor, el 19% en los sistemas de control, el 9% en lavado de aislación, el 8% en recarga de aislante y el 5% restante entre corrección de puntos calientes, modernización y calibración de protecciones.

No existe ENS al sistema debido a mantenimientos ya que los trabajos se ejecutaron con el elemento en operación normal.

El 94% de los mantenimientos se realizan en demanda media y 5% en demanda mínima.

Además se registraron 2.100 mantenimientos en posiciones de otros elementos (líneas de transmisión y elementos de transformación), los cuales presentan una mediana de frecuencia de mantenimientos de 25 mantenimientos, un promedio de 2 mantenimientos por año (ver anexo 4.T.2).

El tiempo de ejecución de estos mantenimientos (programados y no programados) es de 14.632,23 horas y la media es de 182,90 horas, un promedio de 15,24 horas de ejecución de mantenimiento al año, de las cuales el 52% es de tiempo de indisponibilidad de los elementos. En el anexo 4.T.6 se encuentra la estadística descriptiva de frecuencia de mantenimientos y en el anexo 4.T.7 el tiempo de ejecución.

En las siguientes figuras se muestran los mantenimientos y tiempo de ejecución por mantenimiento de las posiciones de otros elementos.

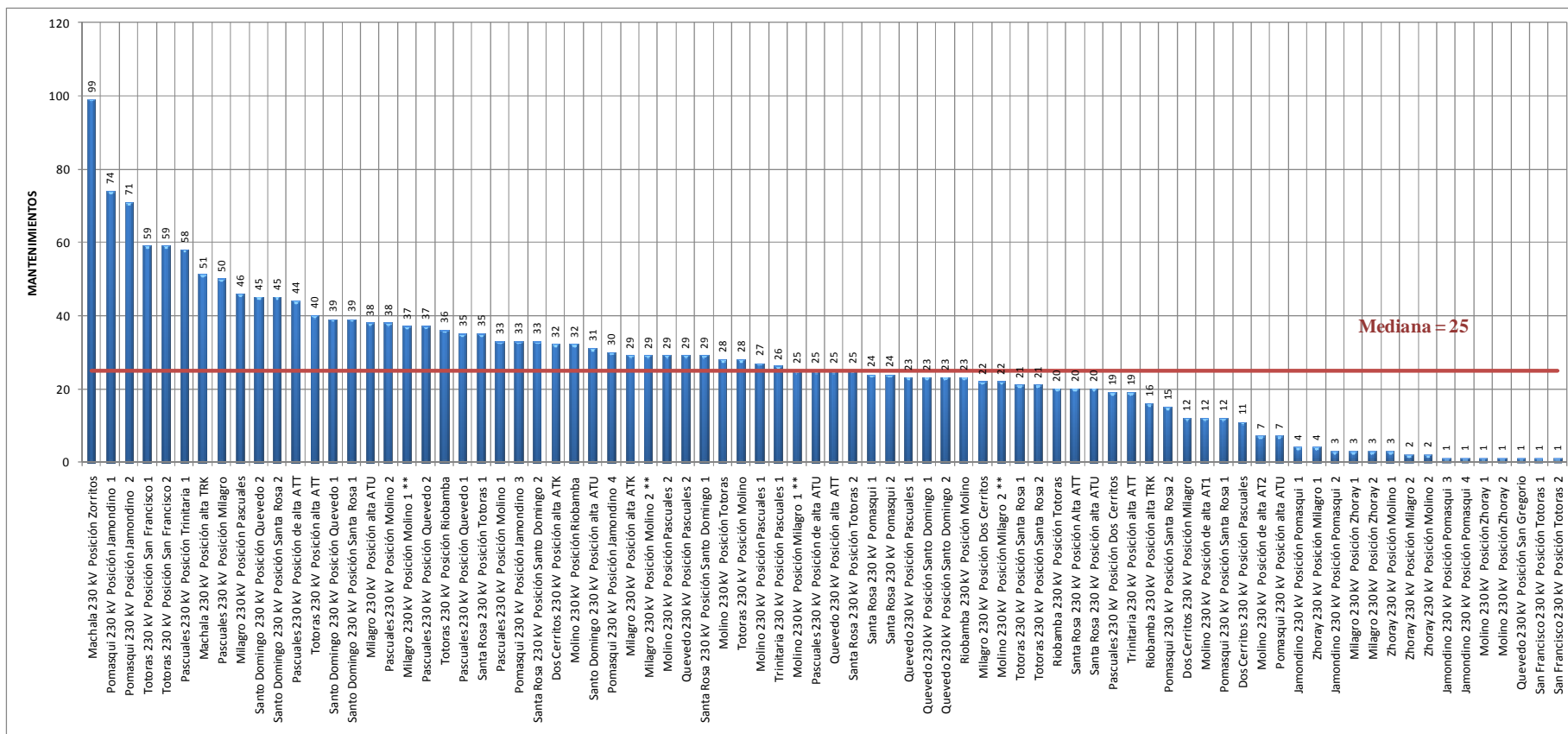


Figura 4.A.87: Mantenimientos – Posiciones 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

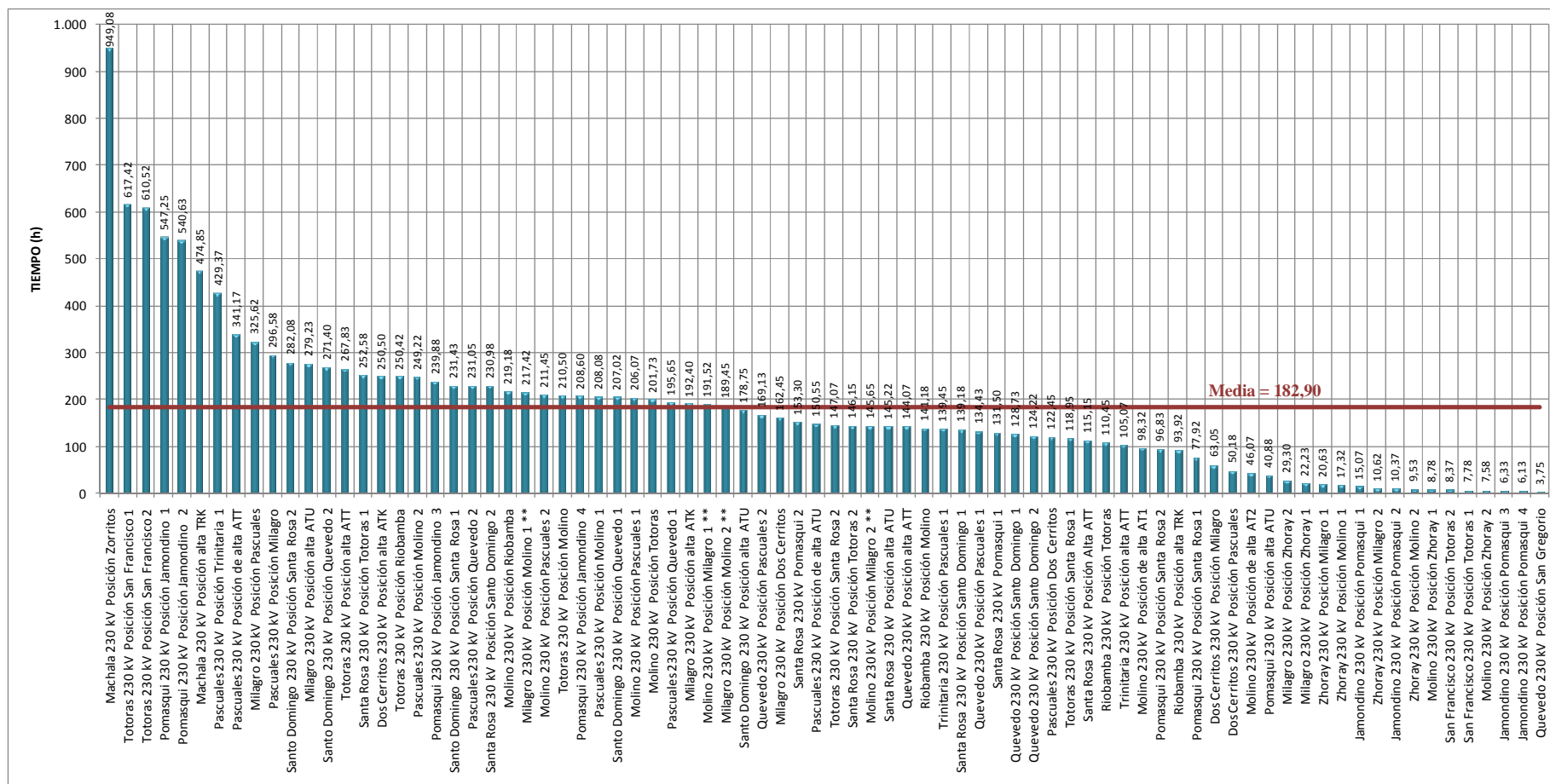


Figura 4.A.88: Tiempo de ejecución de mantenimientos – Posiciones 230 kV.

** Elementos no vigentes en la actualidad.

ANEXO 4.A.4: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE BARRAS

Se reportaron 57 fallas en barras de las cuales el 37% es por Equipo/Material/Diseño, el 32% por Otros, el 14% por Actores del MEM, el 12% por Falla humana, el 3% por Fenómenos naturales y el 2% por Externo al sistema ver anexo 4.T.1.

Estos elementos disparan como respaldo de las protecciones de las posiciones asociadas a dicha barra, por esta razón se tiene el mayor porcentaje de fallas a causa de Equipo/Material/Diseño.

Se originó una energía no suministrada al sistema de 3.808,53 MWh que equivale al 0,002% de la energía consumida en los 12 años (1.999 – 2.010).

Entre los mantenimientos que se realizan en estos elementos se tiene calibración de protecciones, corrección de puntos calientes, lavado y limpieza de aislación, mantenimiento general (cambio de TC`s y TP`s, limpieza de la barra), modernización (ampliación de la barra) y sistemas de control.

También se registraron 316 mantenimientos, de los cuales, el 56% por mantenimiento general, el 15% por lavado y limpieza de aislación, el 14% por sistemas de control, el 8% por corrección de puntos calientes, el 6% por modernización y el 1% por calibración de protecciones (ver anexo 4.T.2).

La energía no suministrada por mantenimientos es de 1.815,36 MWh que equivale al 0,001% de la energía consumida en los 12 años.

ANEXO 4.A.5: ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS DE ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN

Se reportaron 25 fallas en los 12 años, cuyas causas fueron; el 37% por Equipo/Material/Diseño, el 32% por Otros, el 14% por Actores del MEM, el 12% por Falla humana, el 3% por Fenómenos naturales y 2% por Externo al sistema, como se muestra en el anexo 4.T.1.

Entre los mantenimientos que se realizan en estos elementos se tiene; calibración de protecciones, corrección de puntos calientes, lavado y limpieza de aislación, mantenimiento general (ajuste de conexiones a tierra, reajuste y reposición de borneras, pruebas eléctricas y mecánicas, mantenimiento del disyuntor y sus elementos anexos, reemplazo de celdas capacitivas), recarga de aislante y sistemas de control.

En los 12 años se tuvo 523 mantenimientos de los cuales el 55% fue programado y el 45% fue mantenimiento no programado; de los mantenimientos programados 27 mantenimientos no se ejecutan. Se tuvo una energía no suministrada de 4,92 MWh en el año 2.004 debido a la instalación de capacitores en la subestación Machala, este mantenimiento fue no programado.

De los 496 mantenimientos ejecutados se tiene el 79% por mantenimiento general, el 8% por recarga de aislante, el 7% por sistemas de control, el 3% por lavado y limpieza de aislación, el 2% por corrección de puntos calientes y el 1% por calibración de protecciones, como se muestra en el anexo 4.T.2.

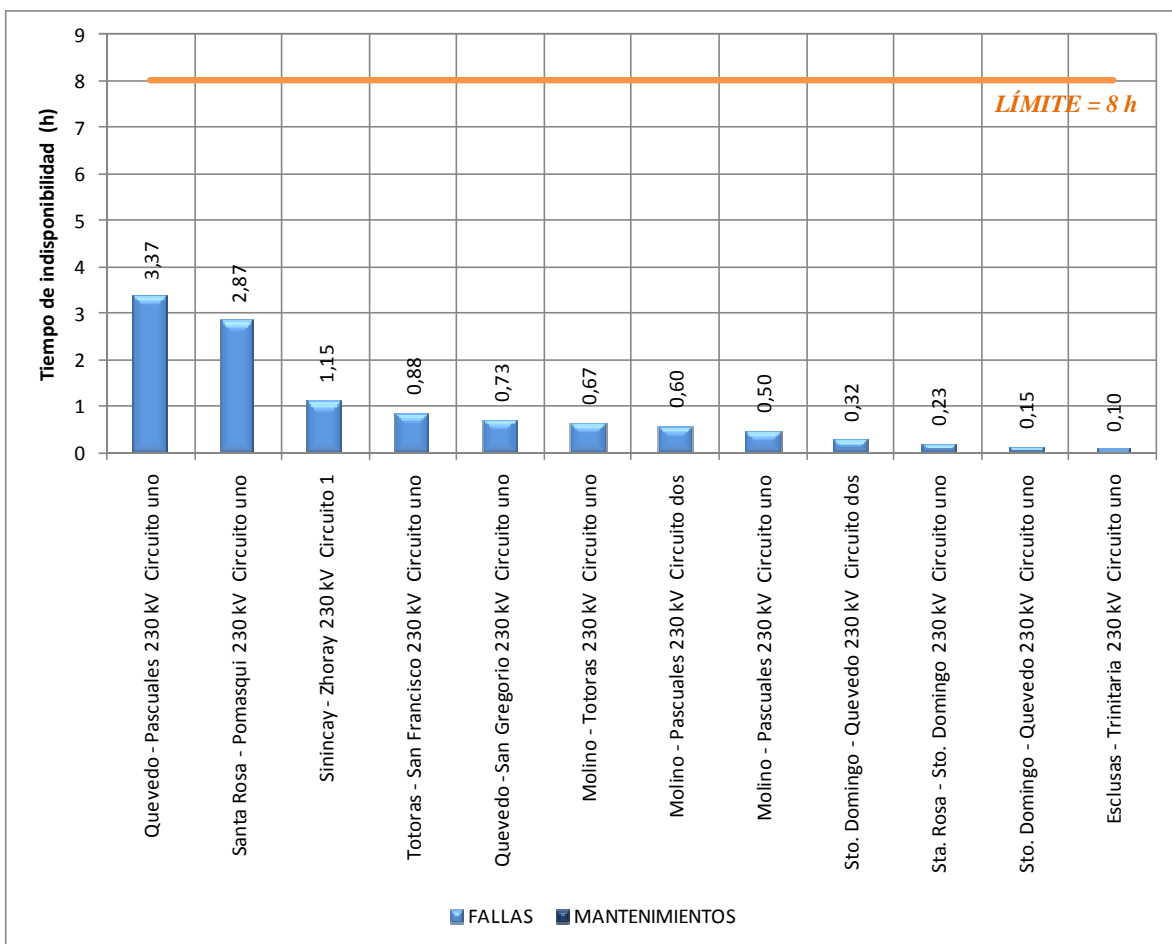
ANEXOS G: GRÁFICOS

ANEXO 4.G.1: TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD FORZADA

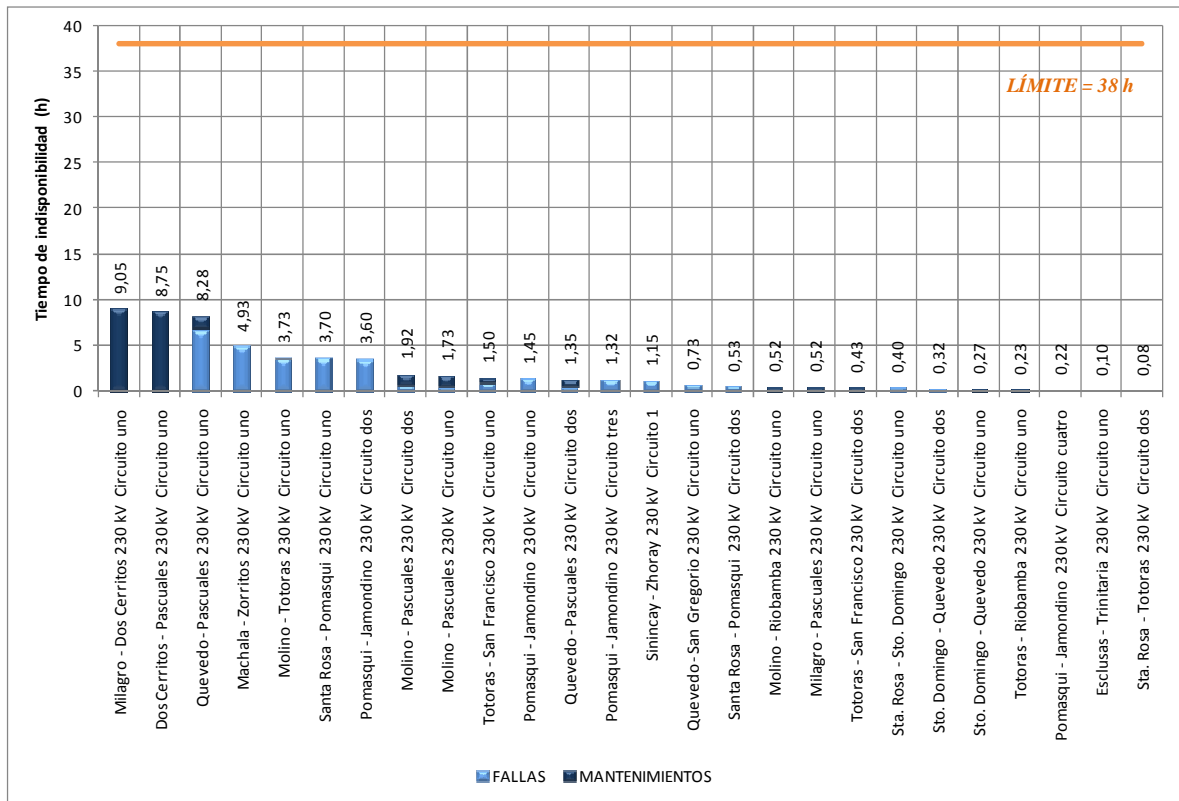
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV.

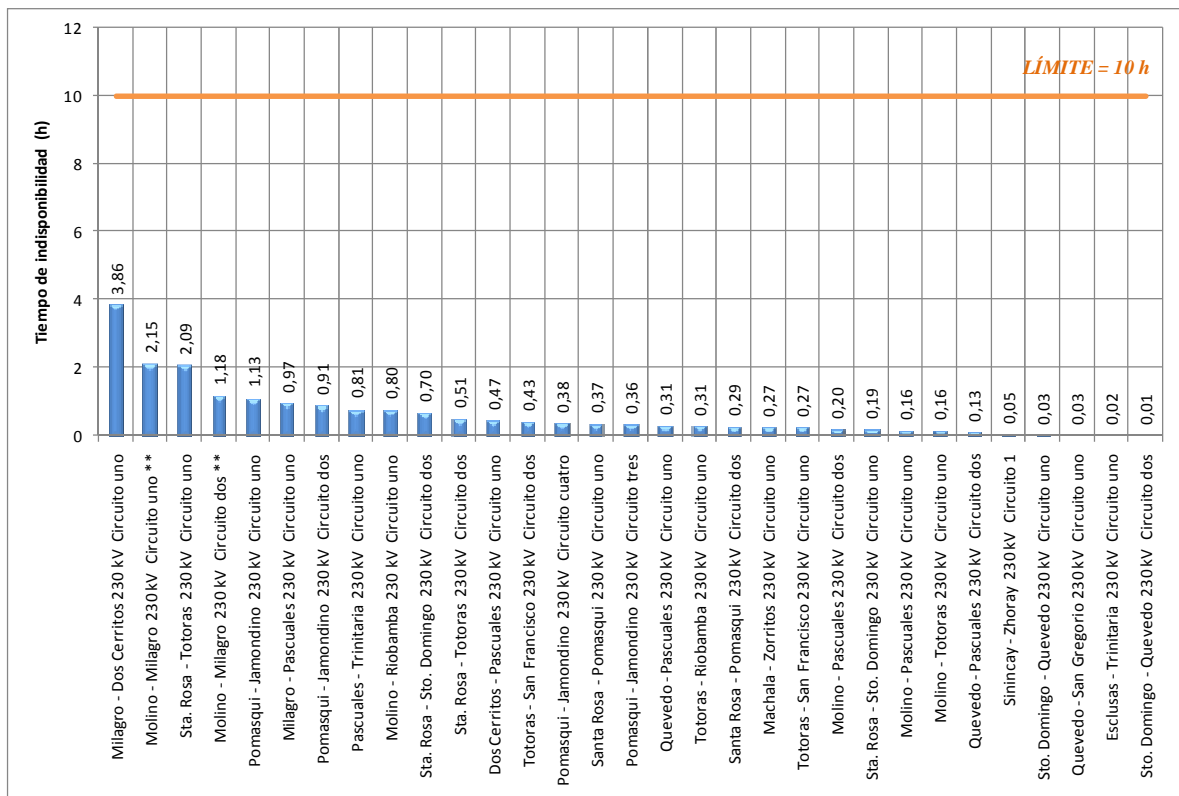
1.1.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.



1.1.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia

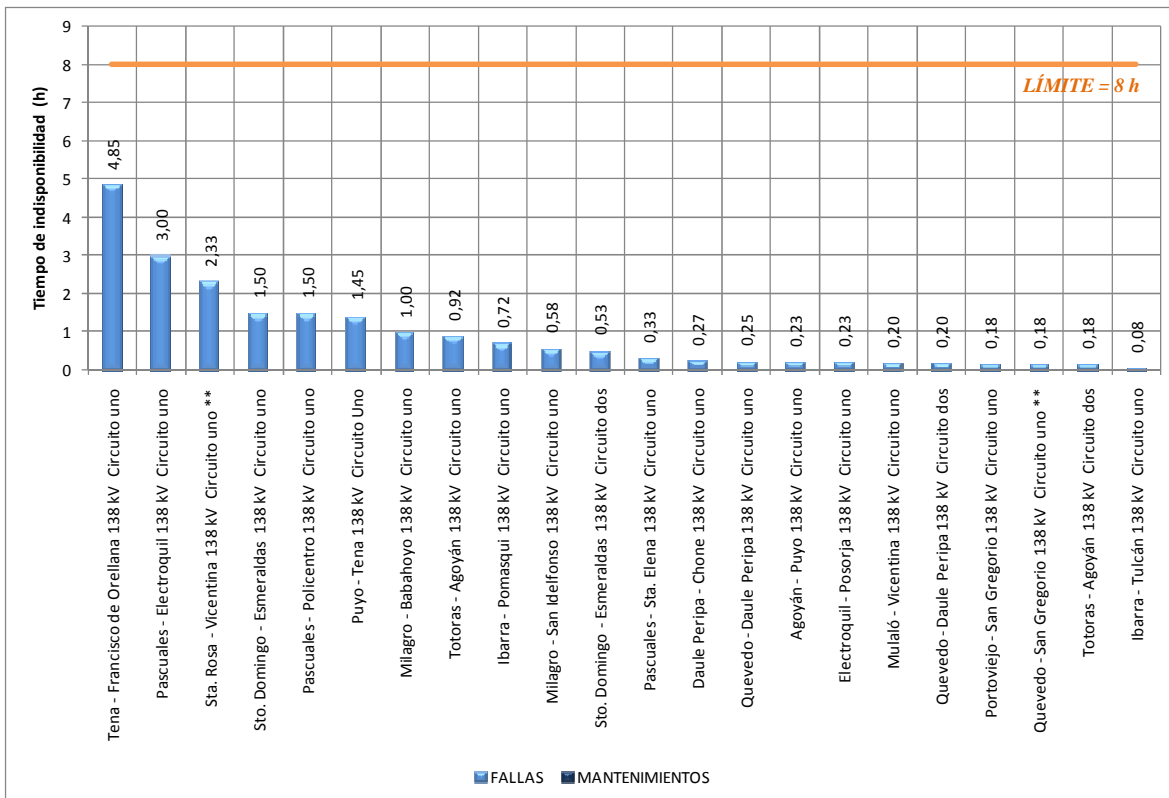


1.1.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile

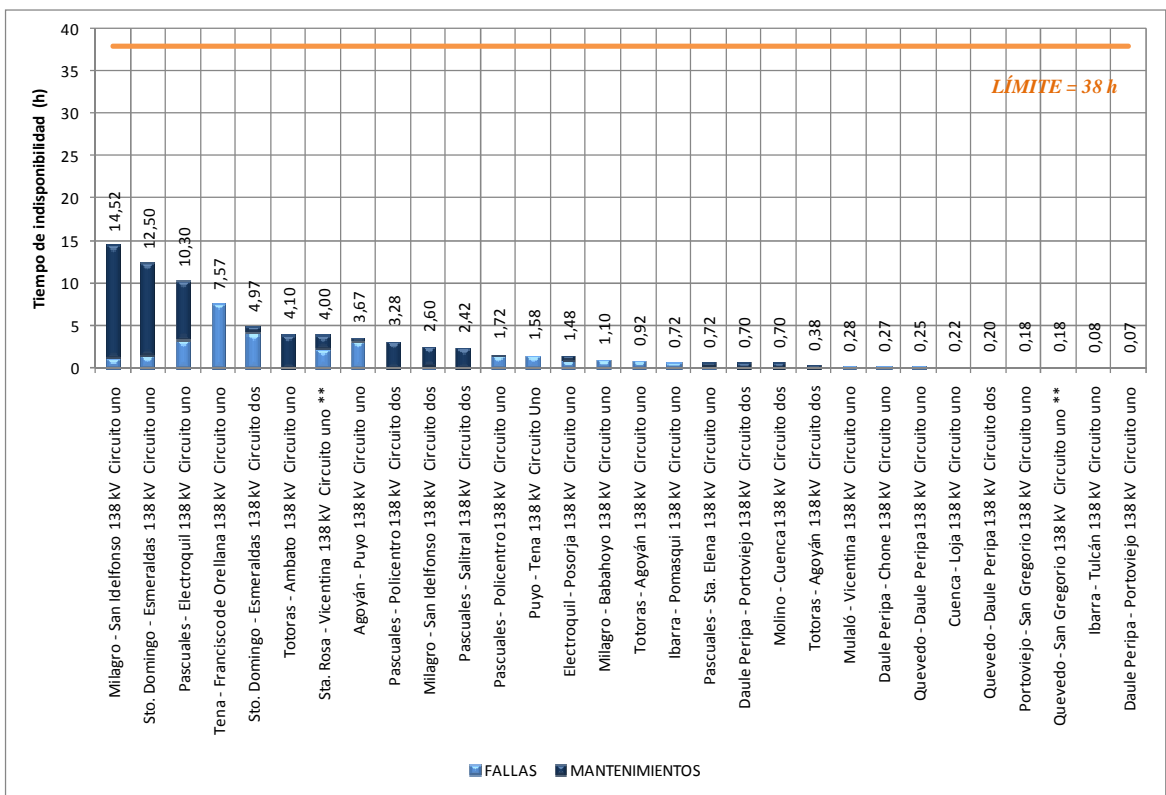


1.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV.

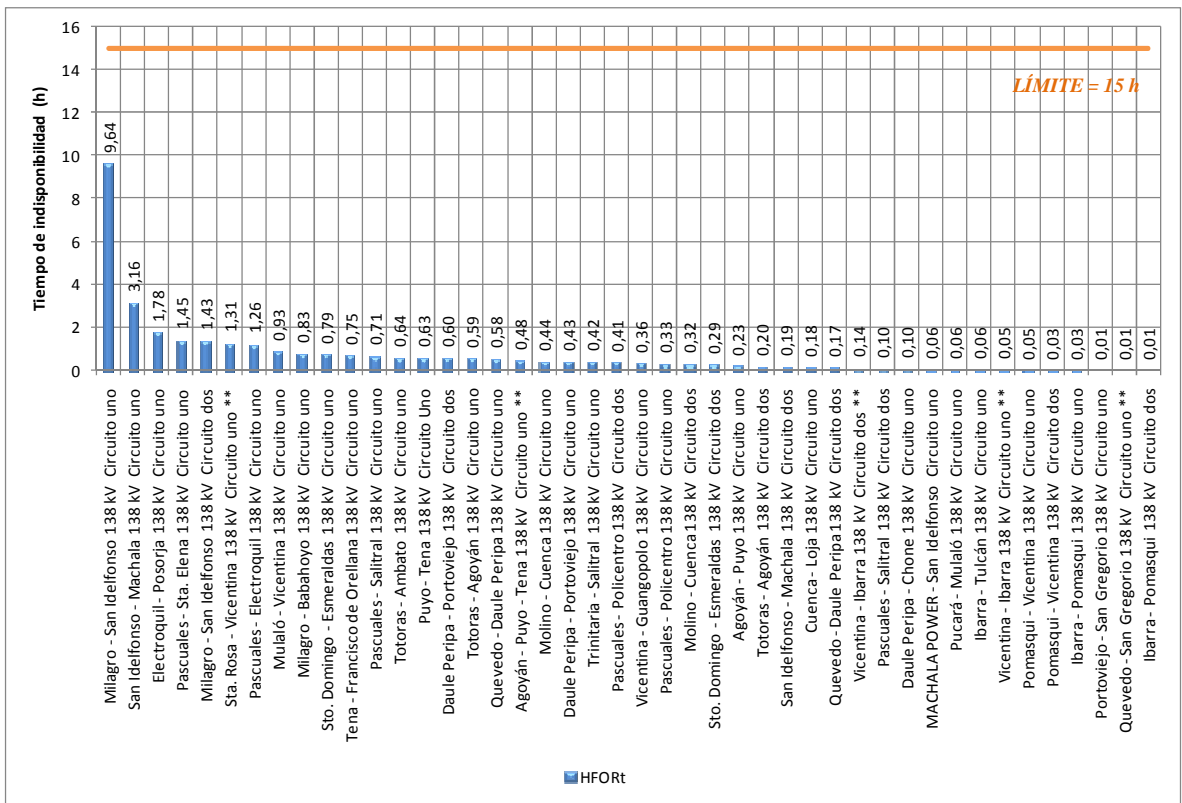
1.2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.



1.2.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia

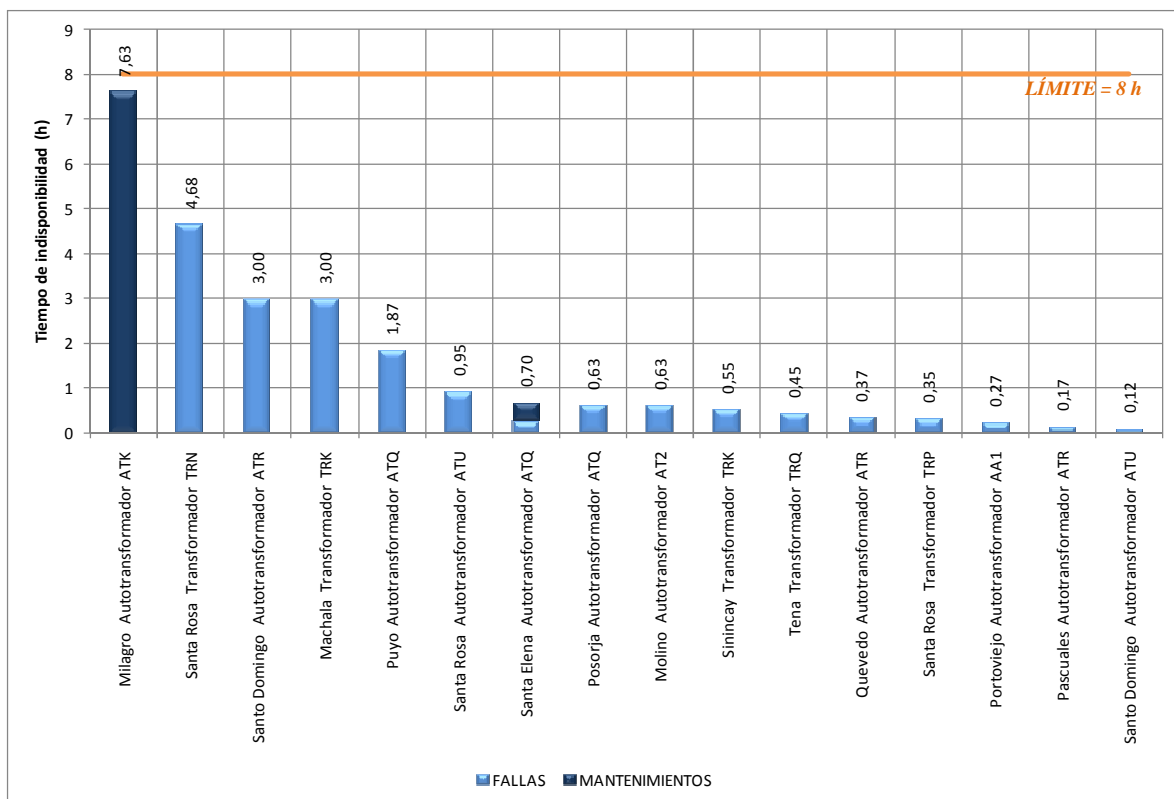


1.2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile

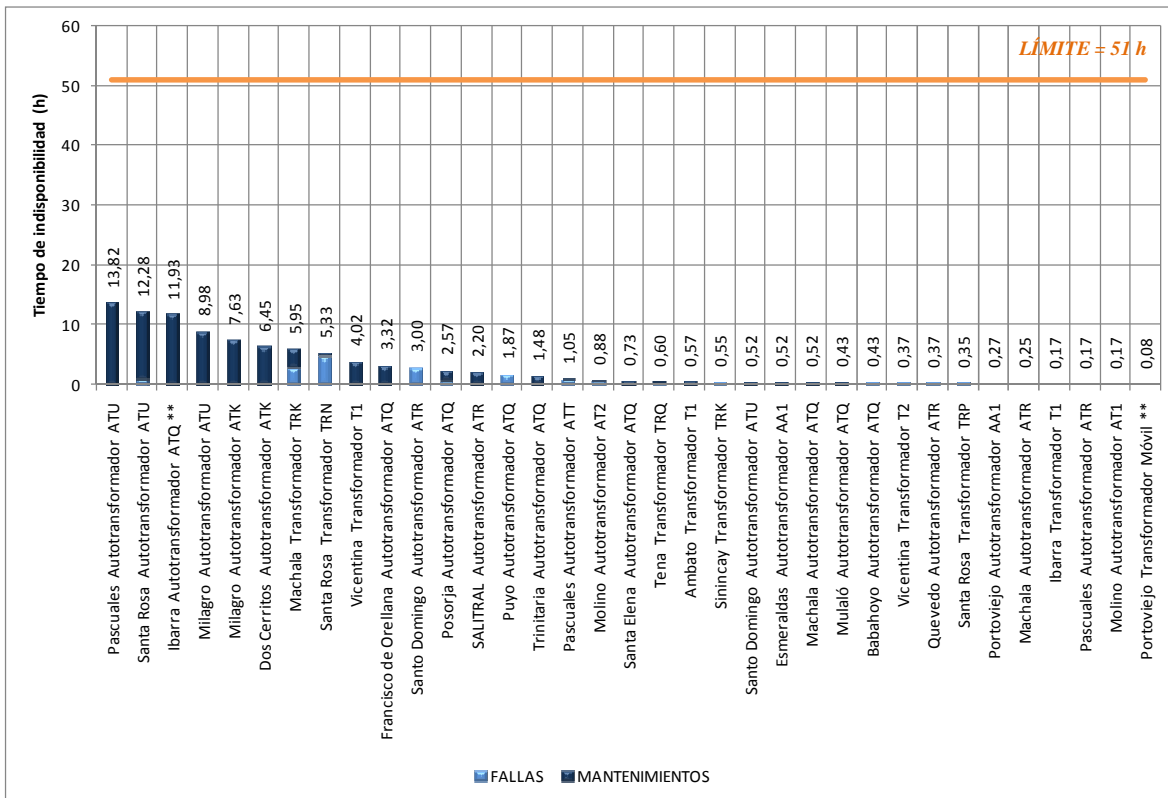


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

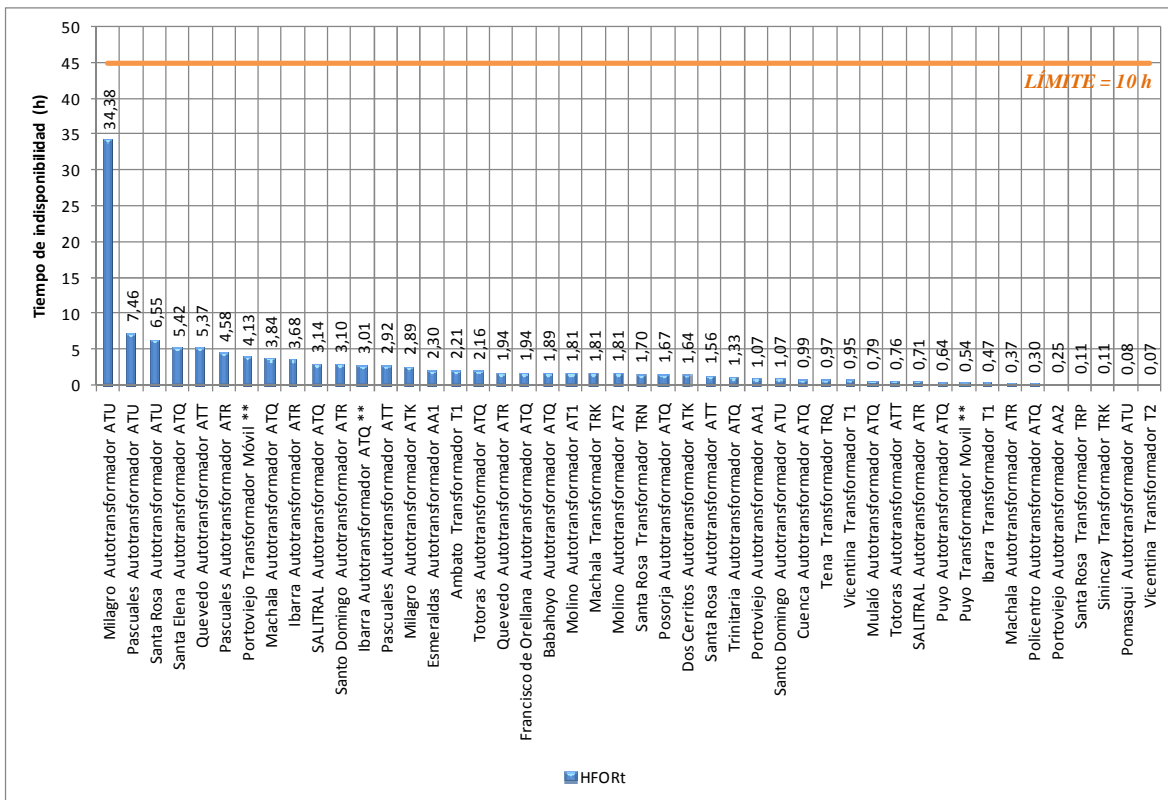
2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.



2.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia

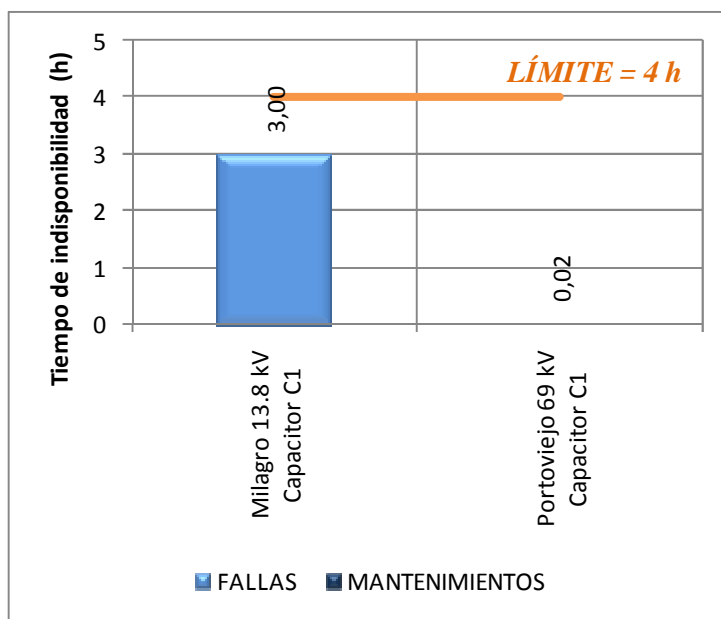


2.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile

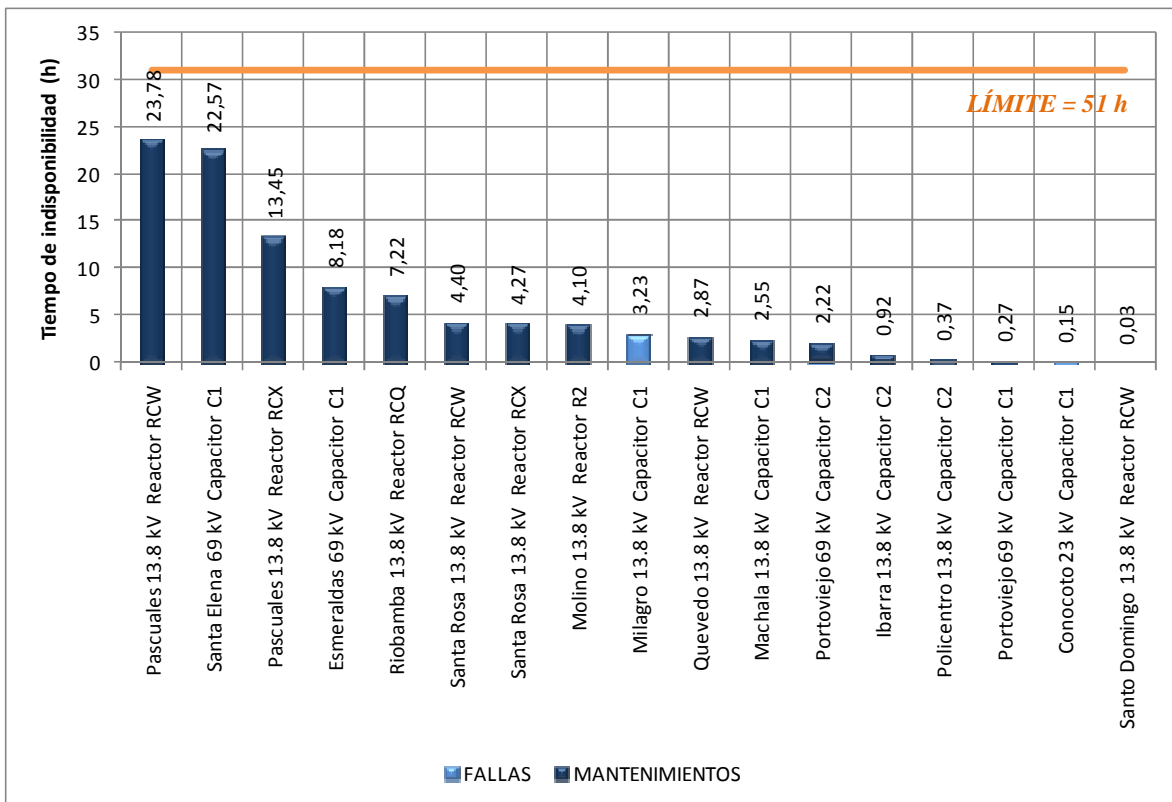


3. COMPENSADORES

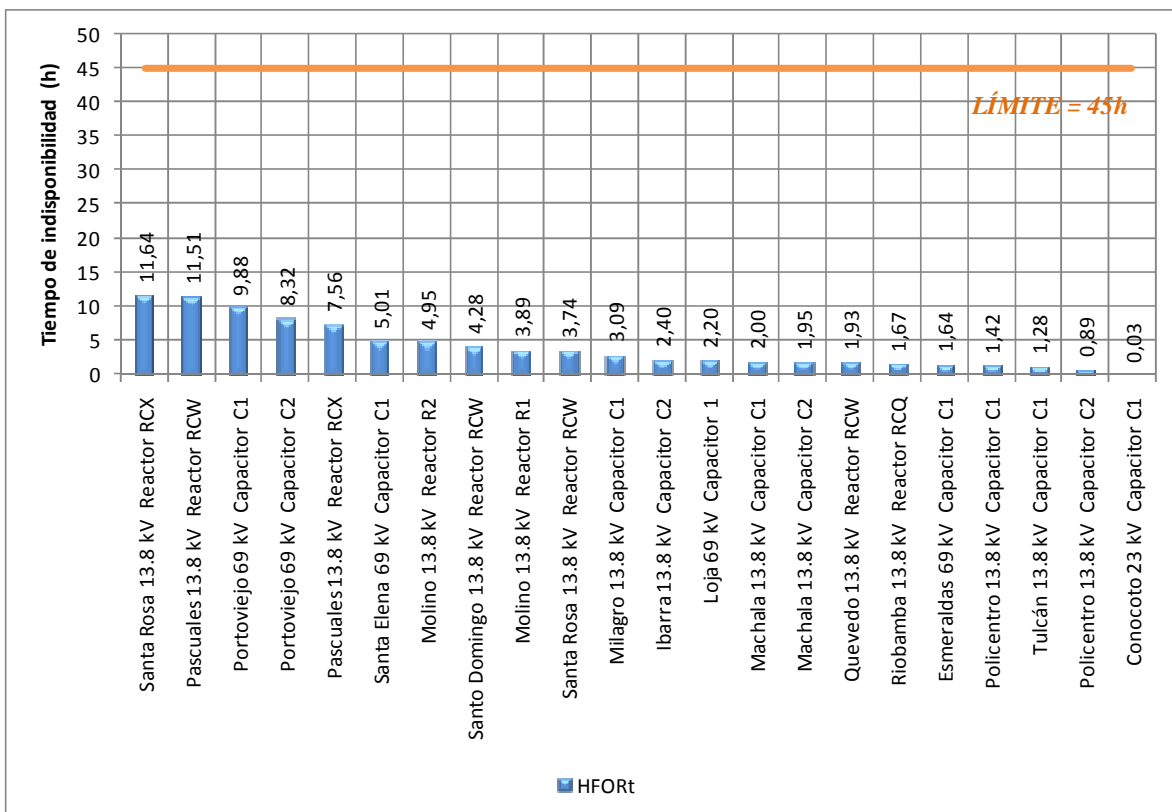
3.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.



3.2 Resolución N° 97 de 2008 – Colombia



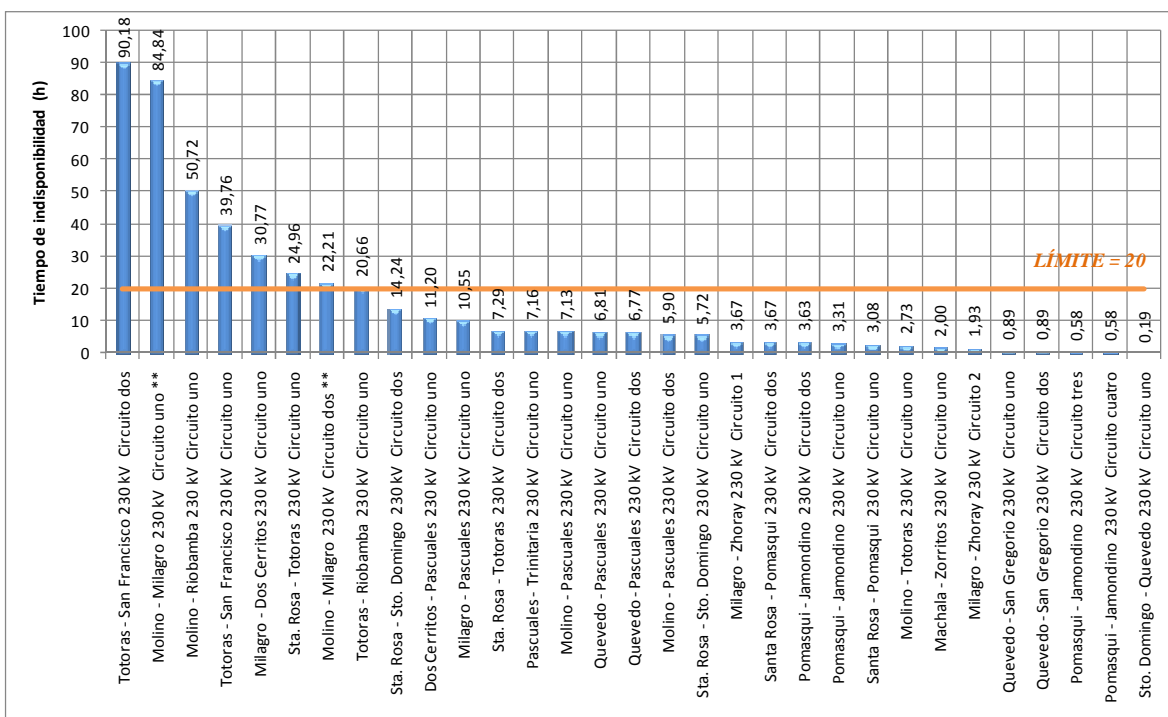
3.3 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile



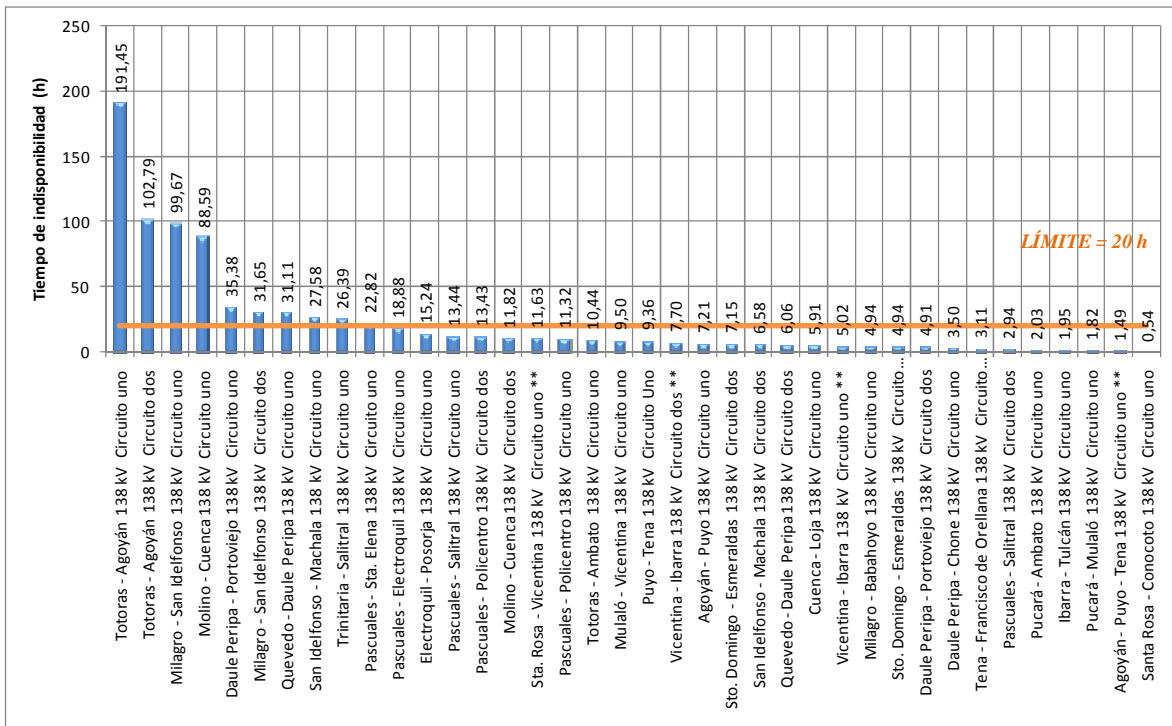
ANEXO 4.G.2: TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

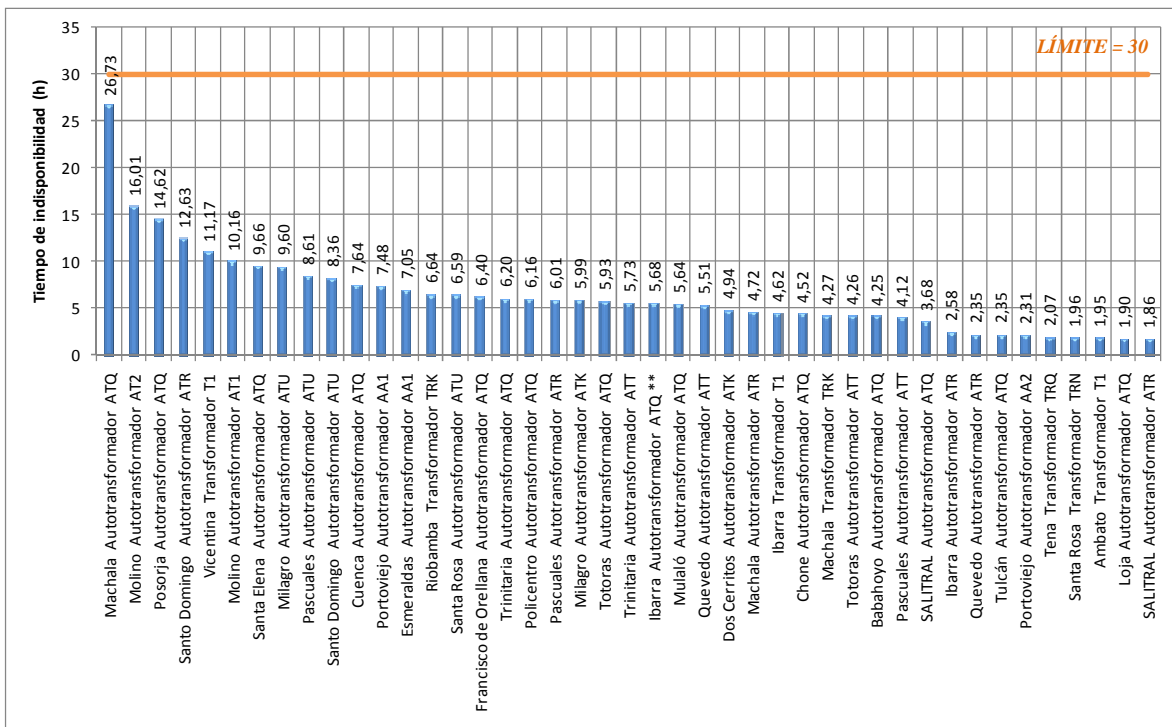
1.1 Líneas de transmisión 230 kV.



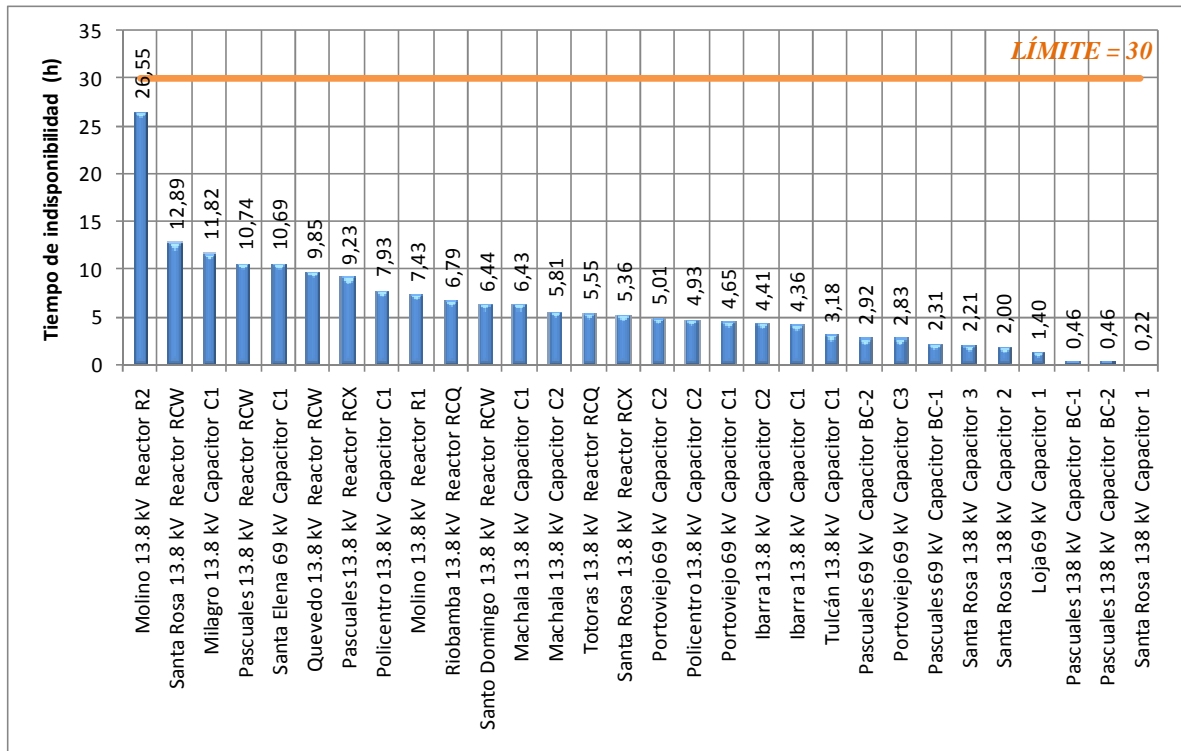
1.2 Líneas de transmisión 138 kV.



2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN



3. COMPENSADORES

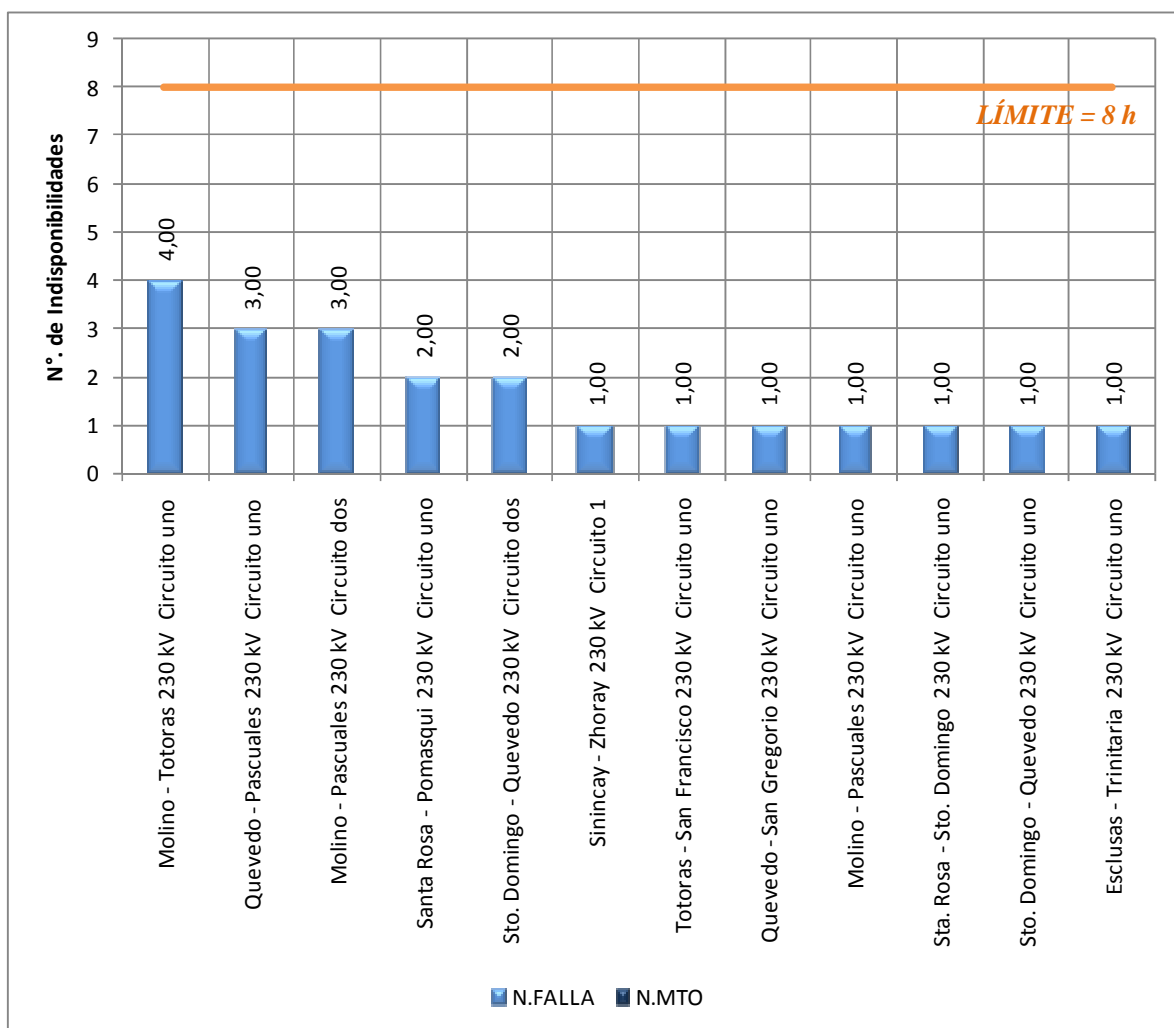


ANEXO 4.G.3: FRECUENCIA DE INDISPONIBILIDAD FORZADA.

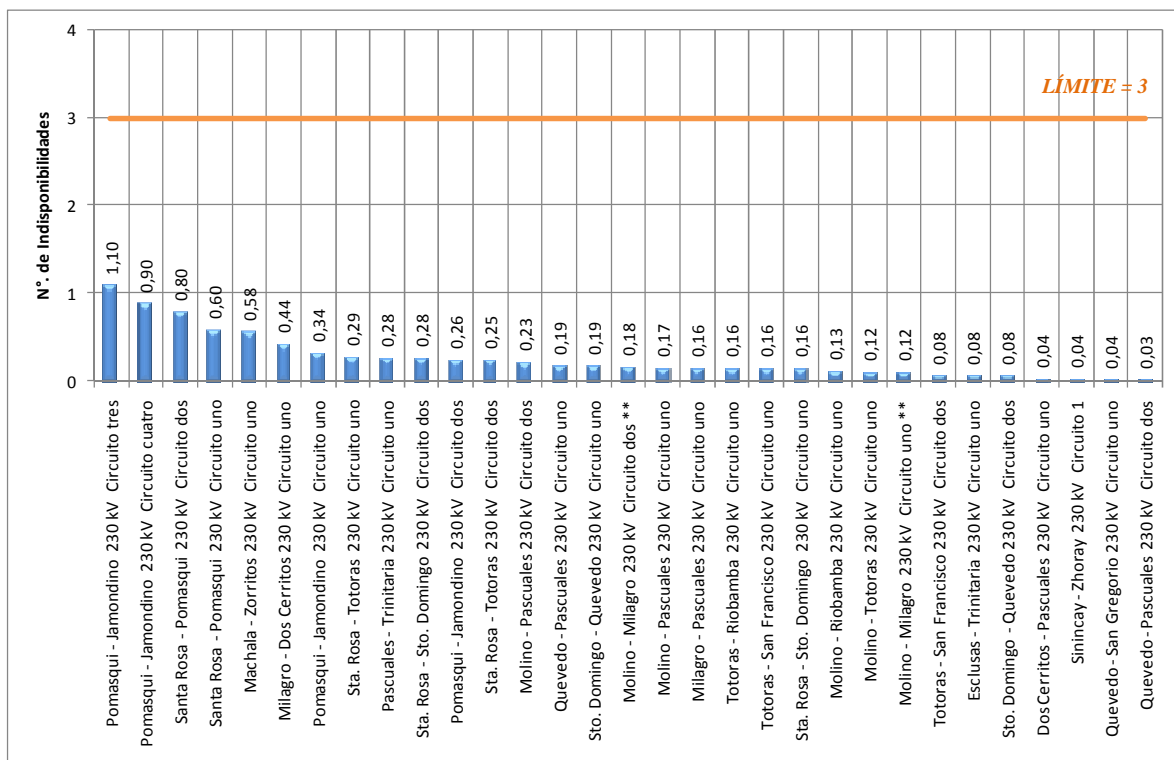
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV.

1.1.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.

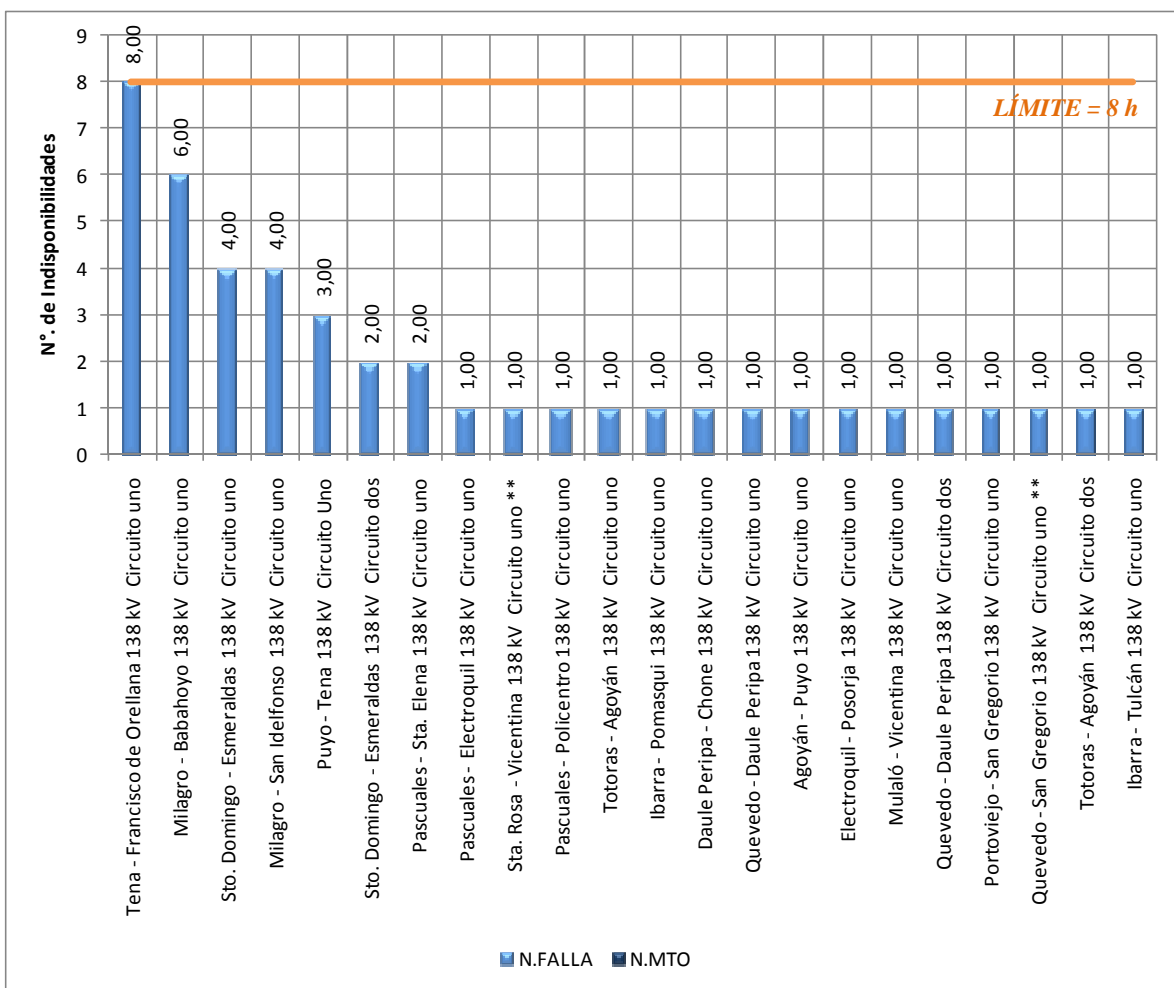


1.1.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile

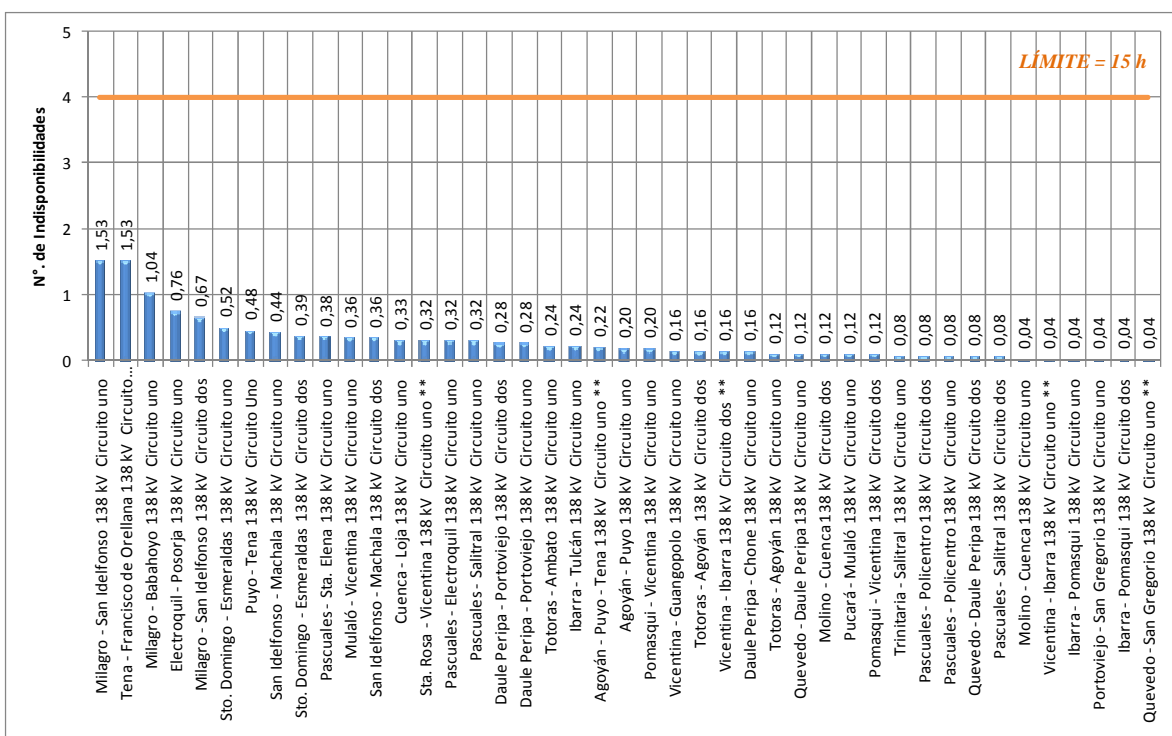


1.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV.

1.2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.

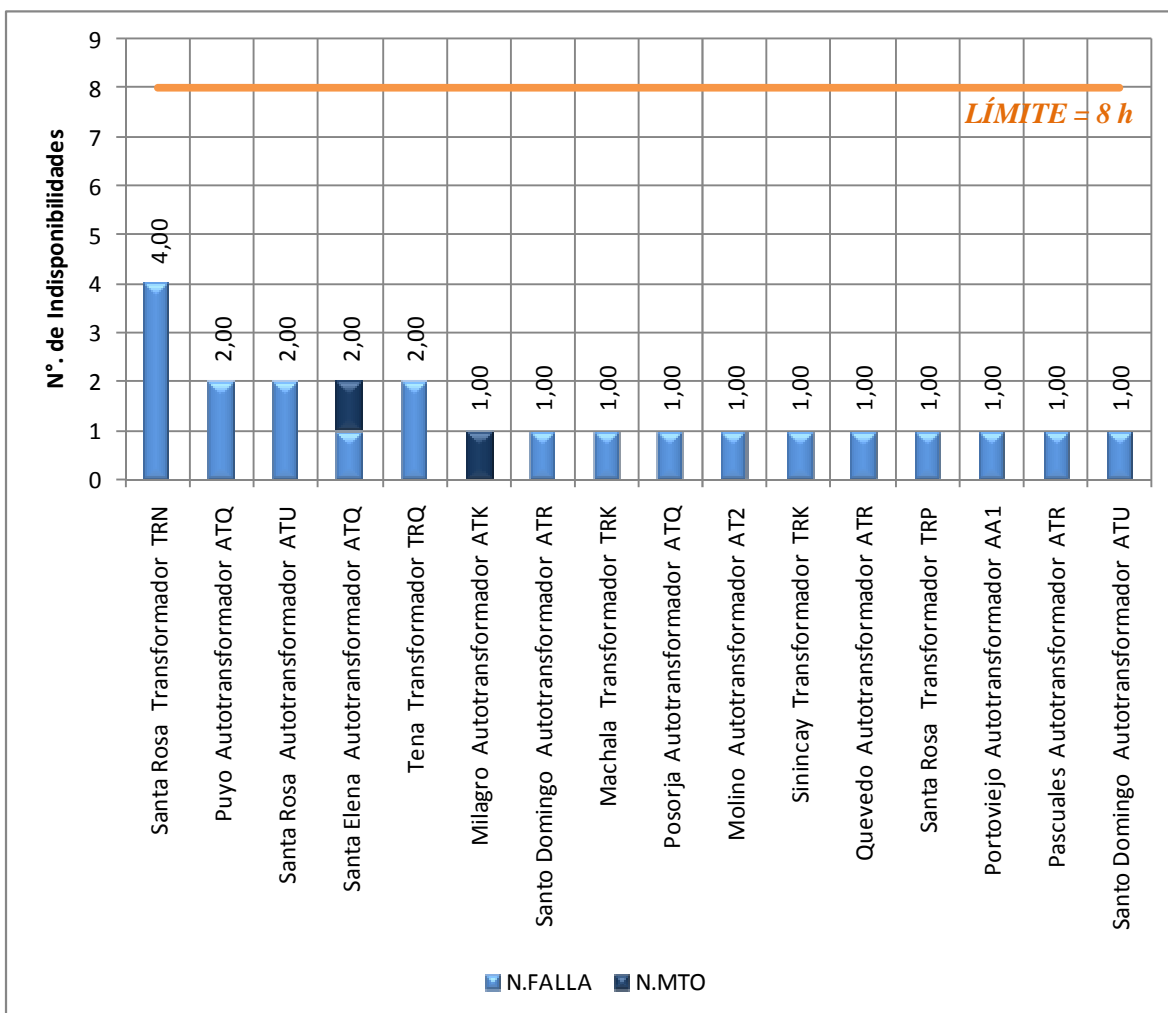


1.2.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – Chile

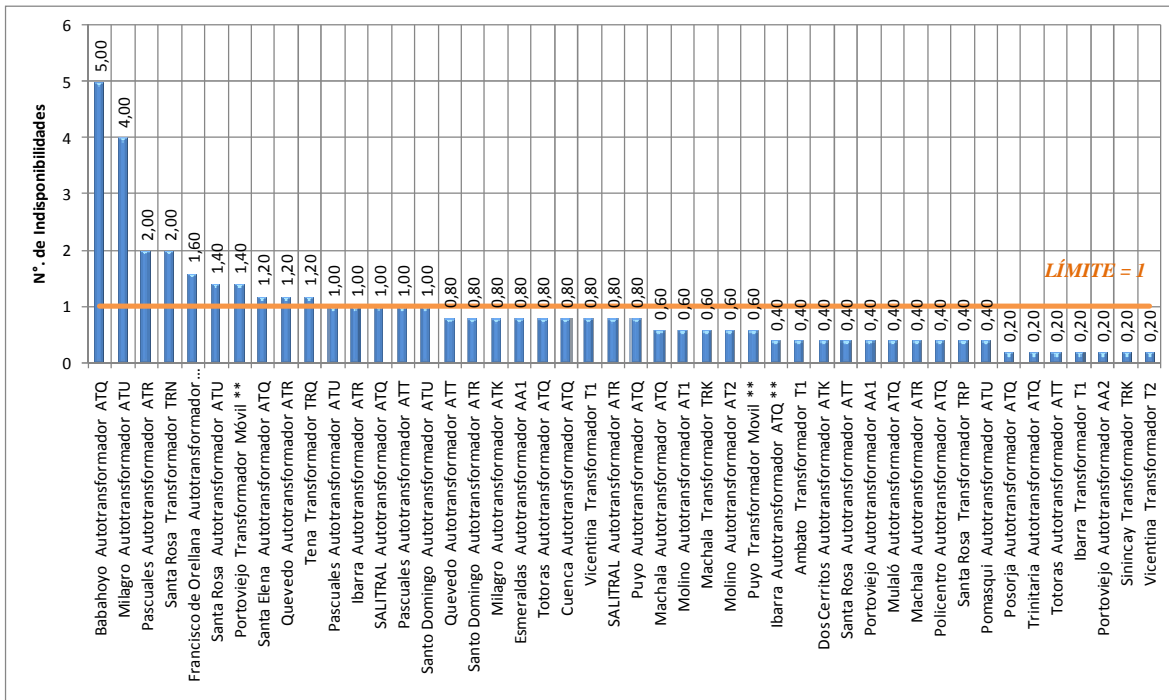


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

2.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.

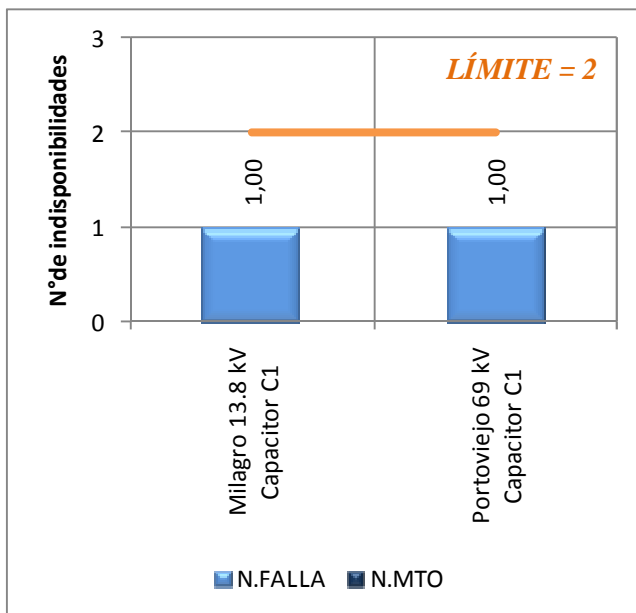


2.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile

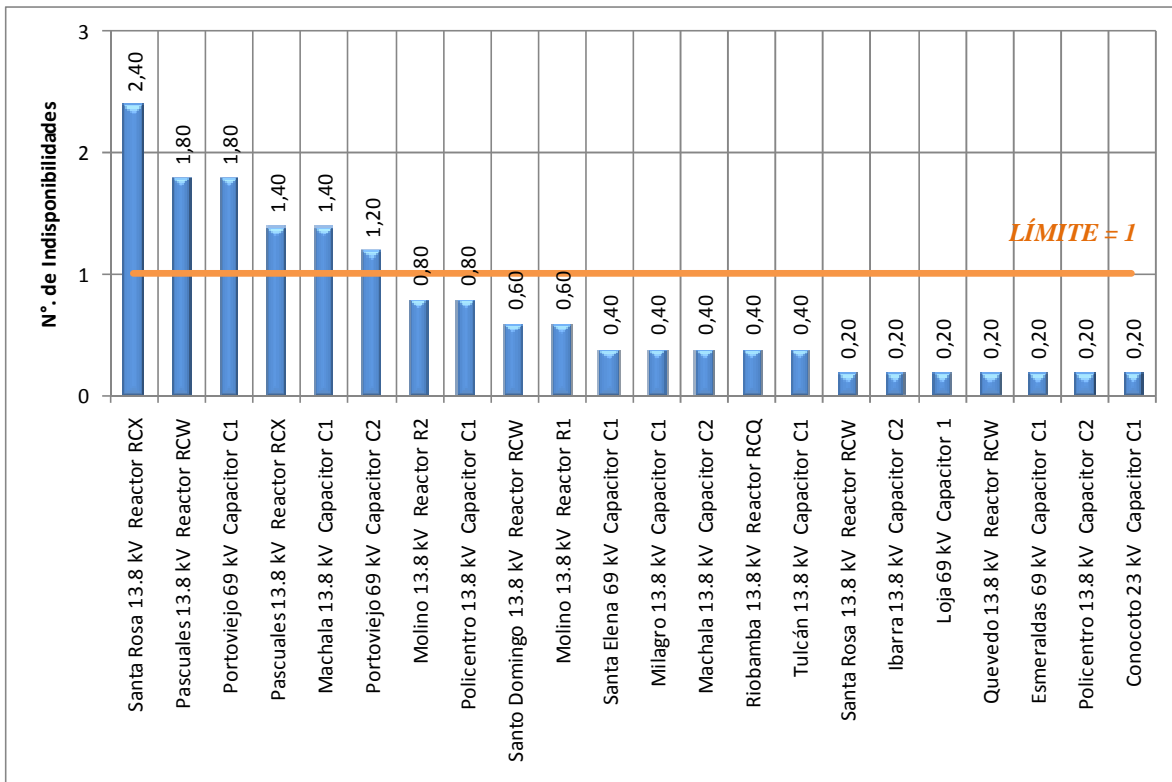


3. COMPENSADORES

3.1 Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado – Ecuador.



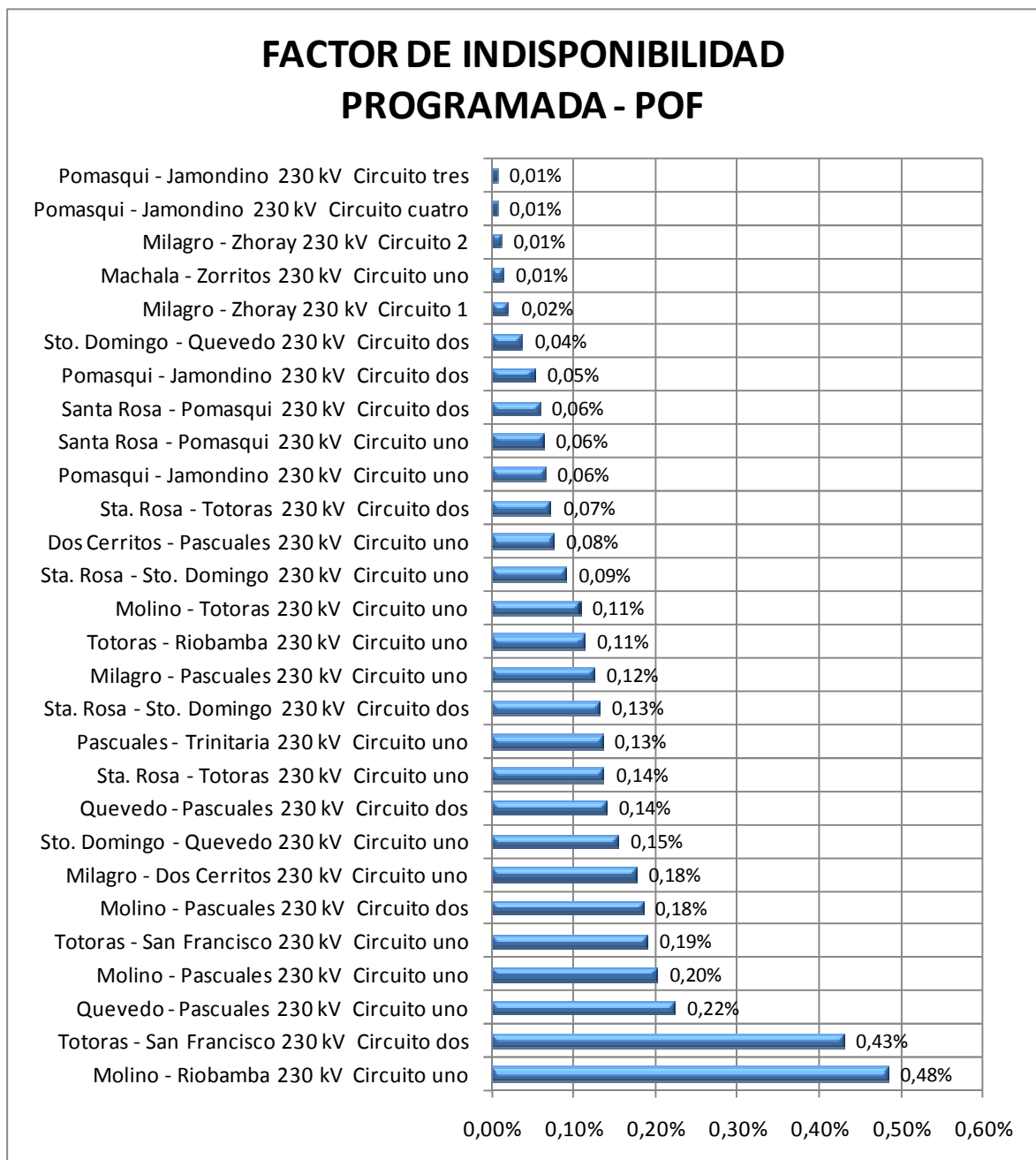
3.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - Chile



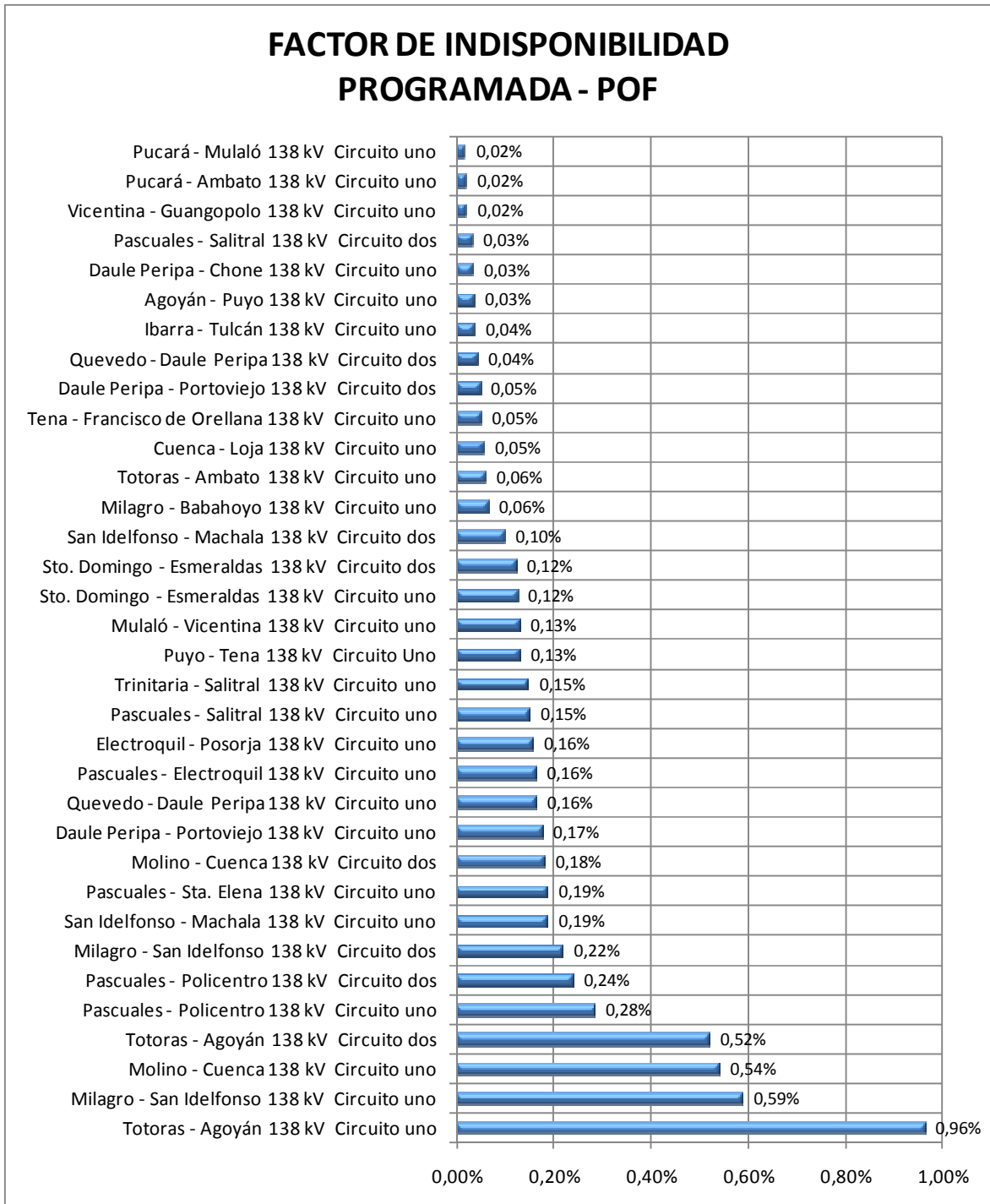
ANEXO 4.G.4: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POF

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

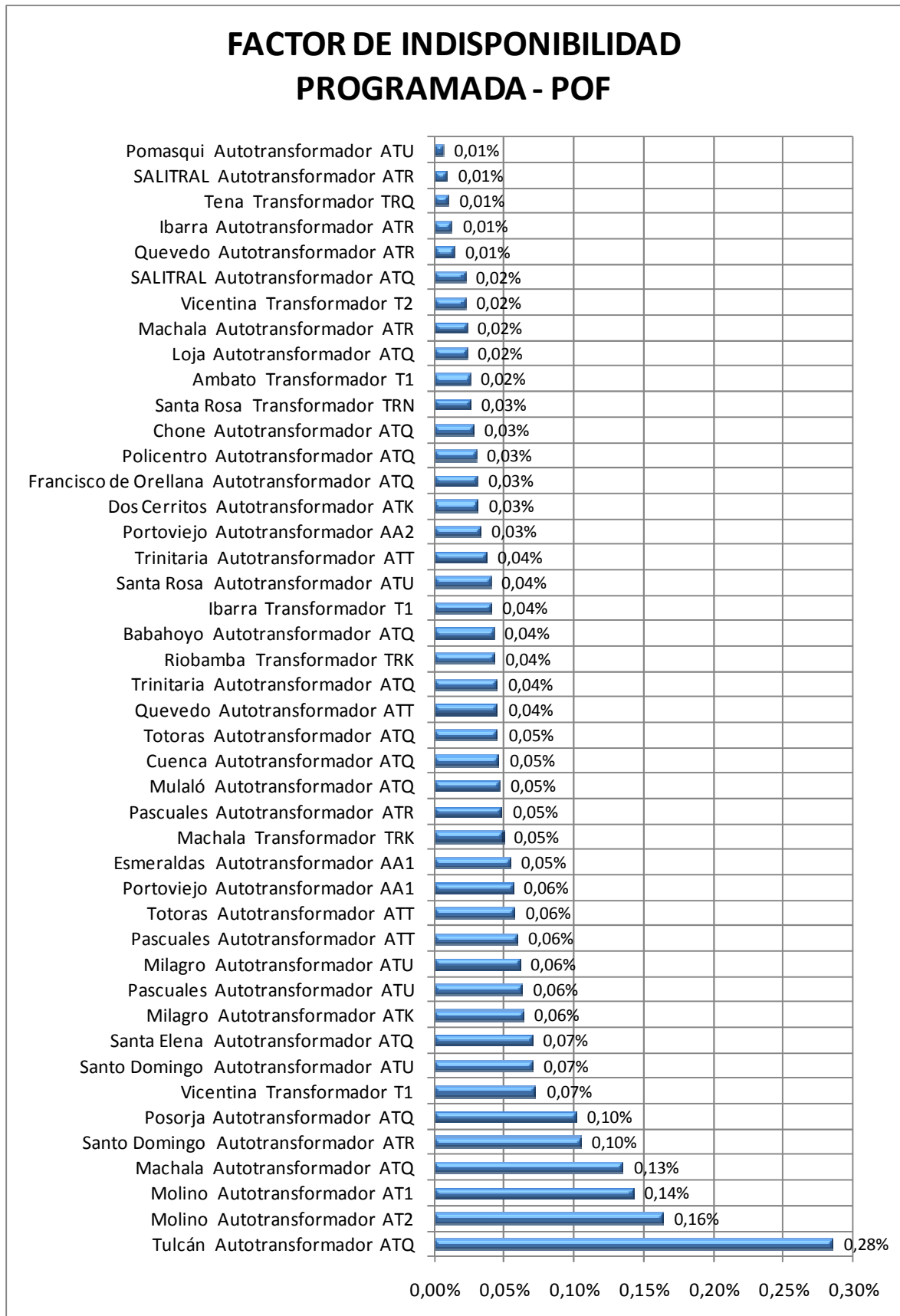
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

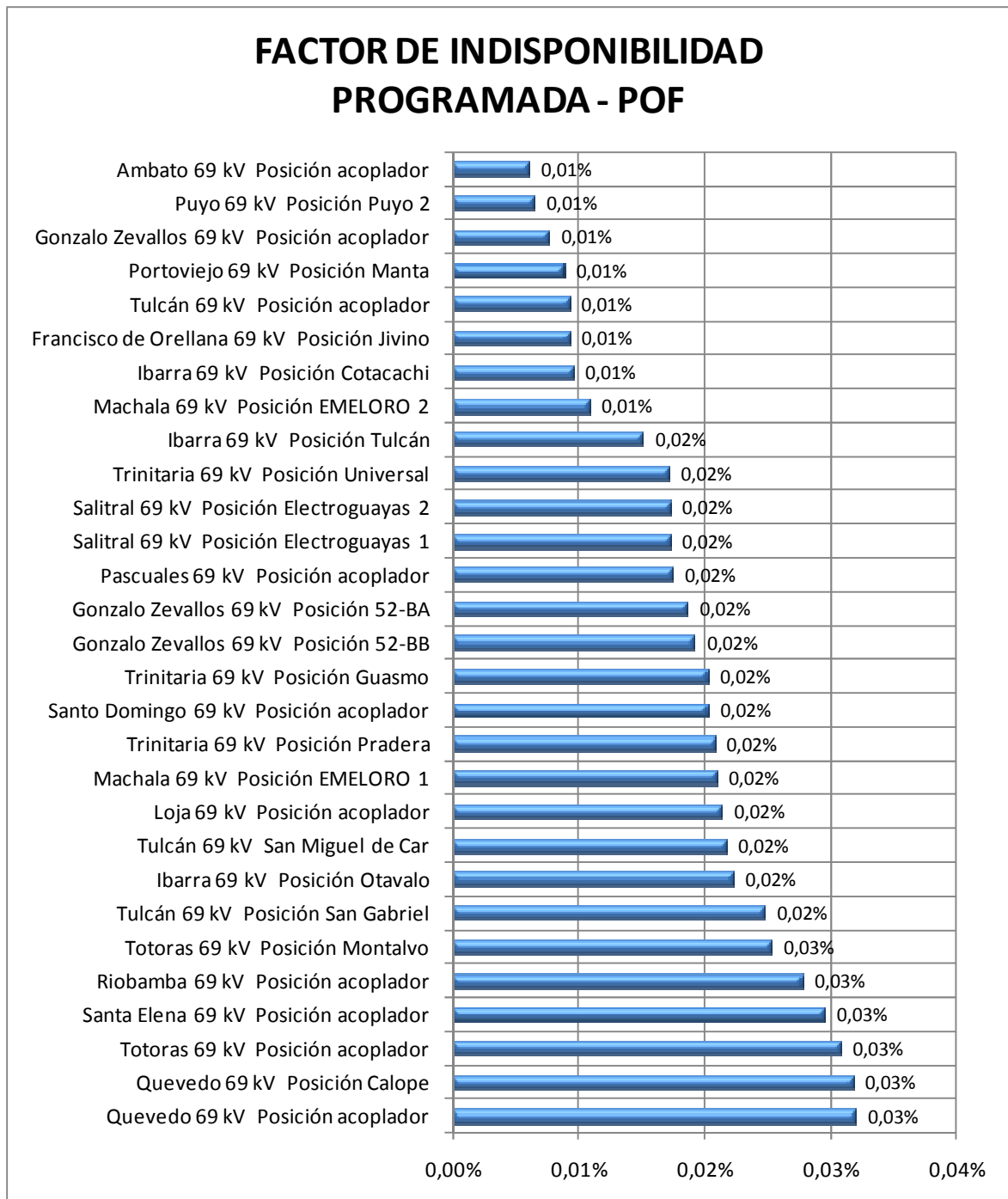


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

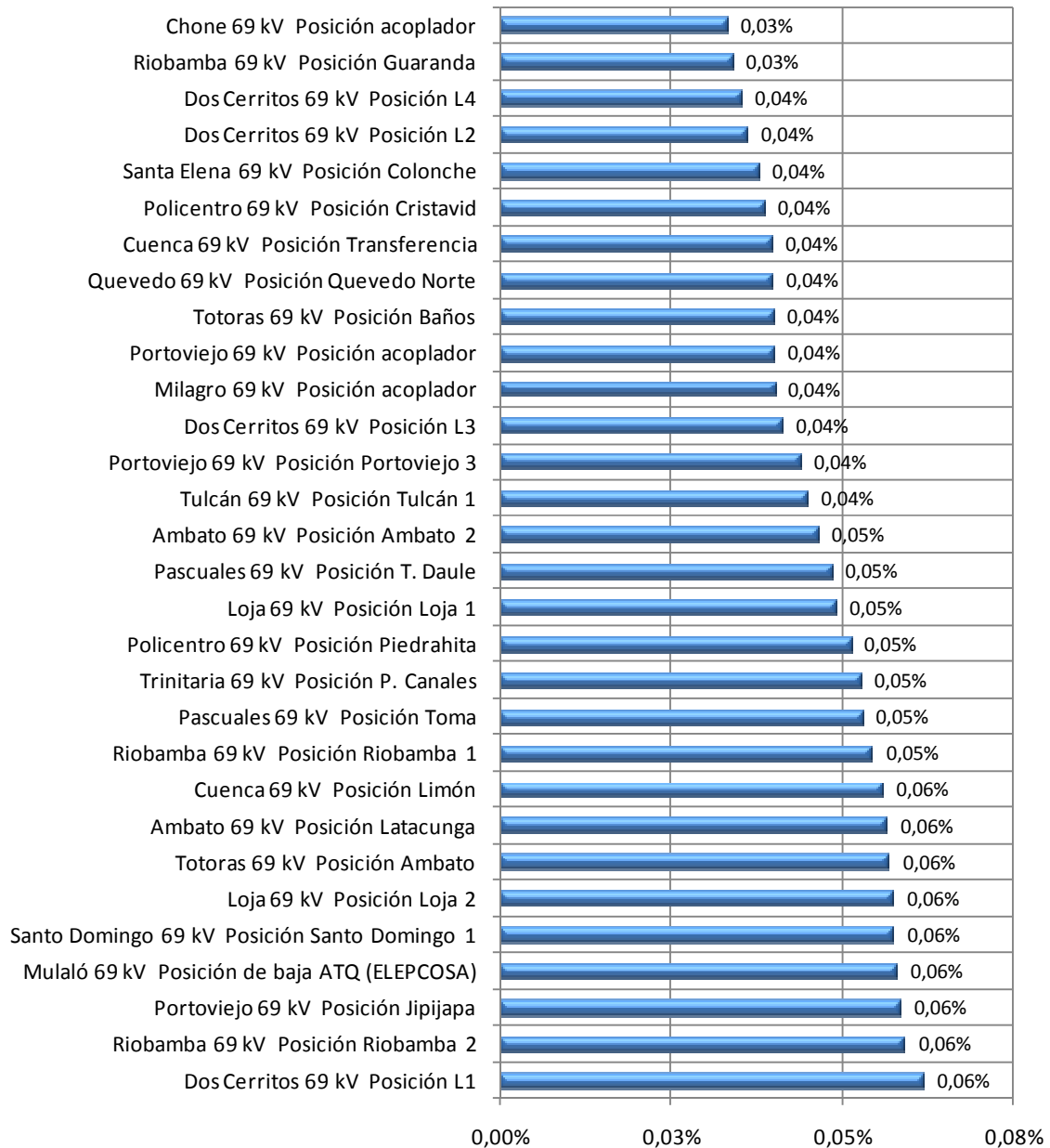


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

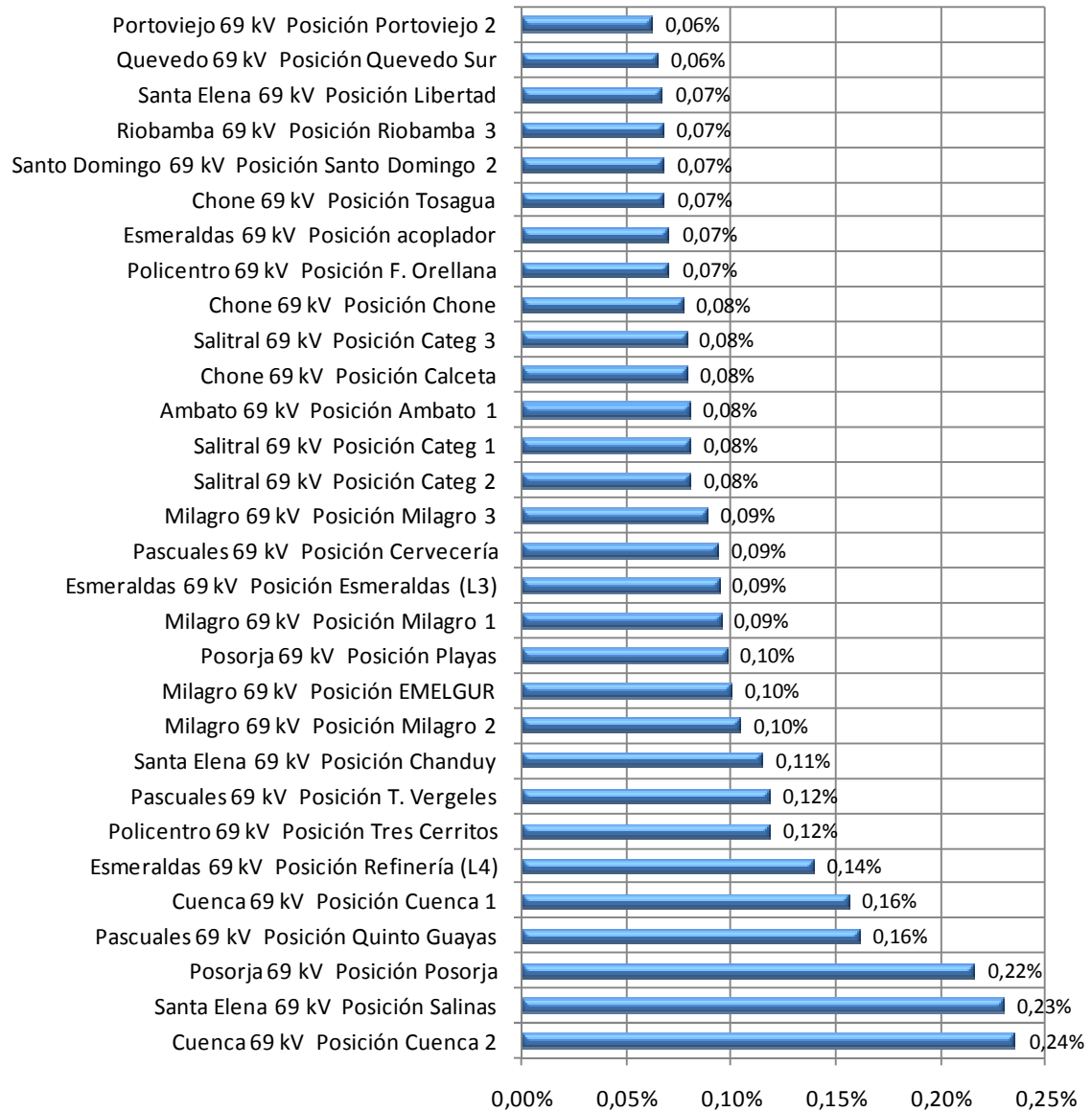
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



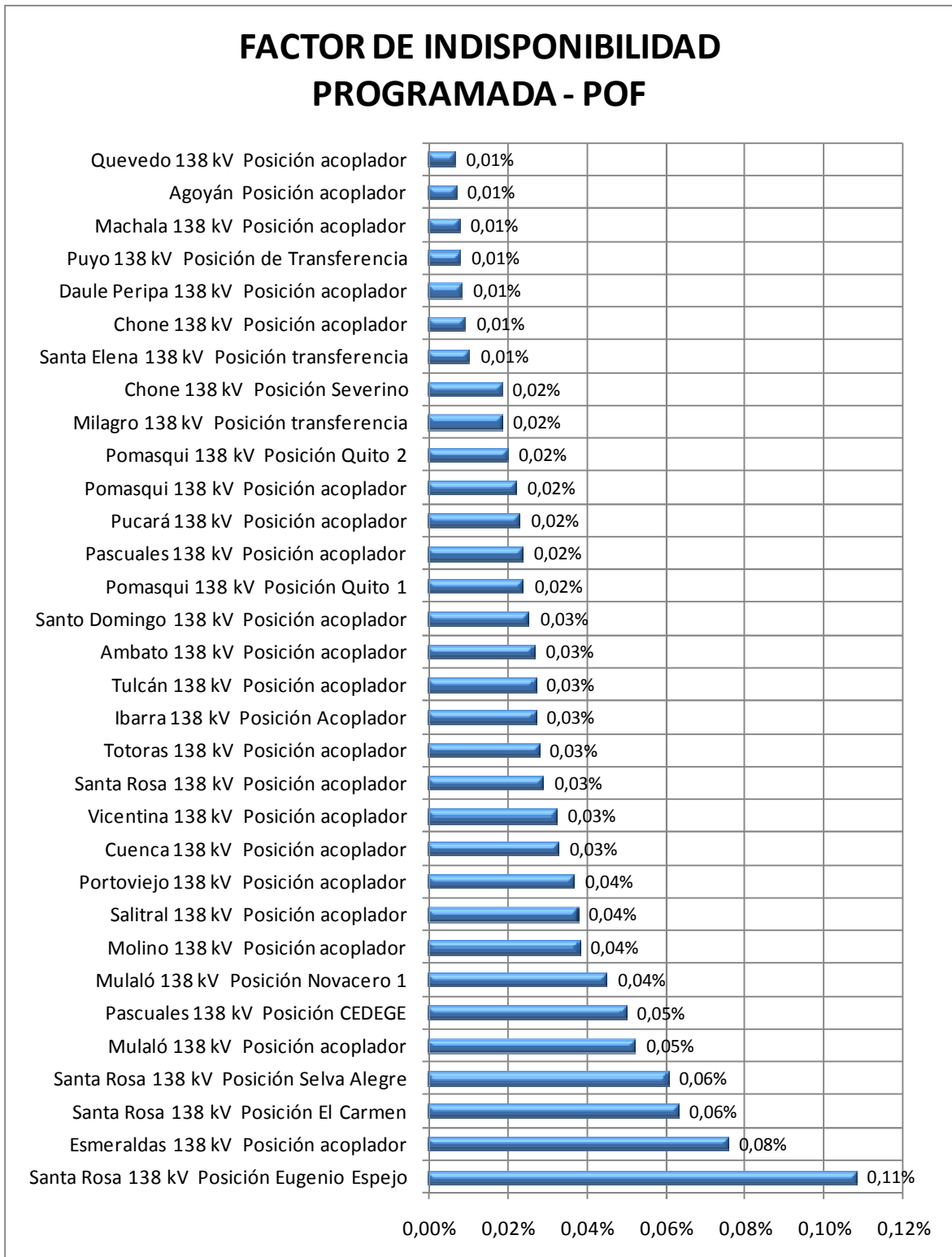
FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POF



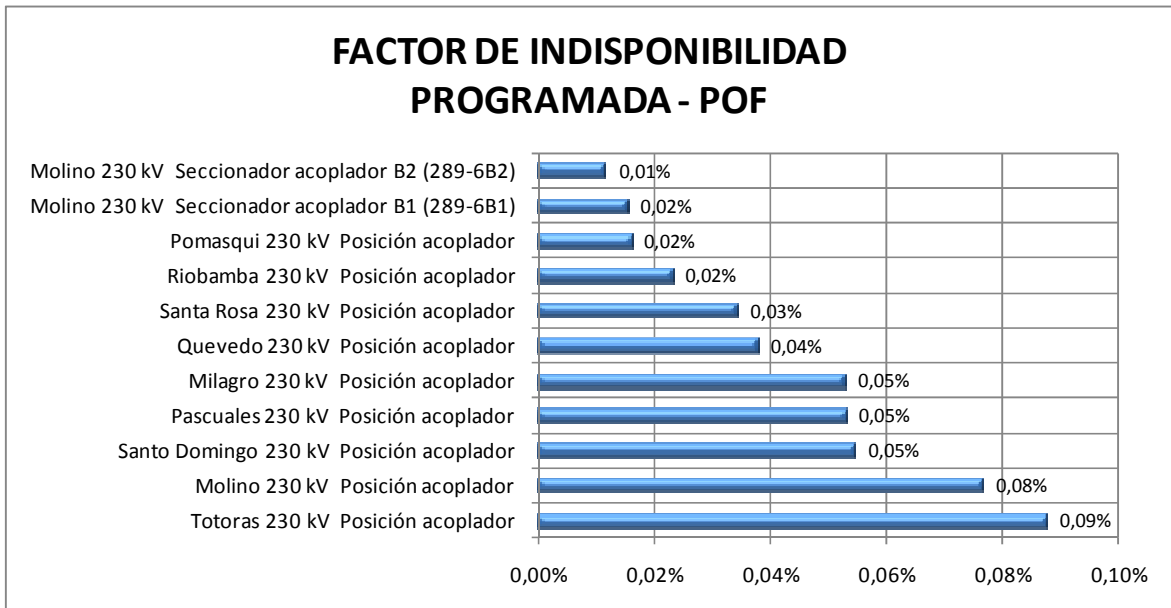
FACTOR DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POF



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



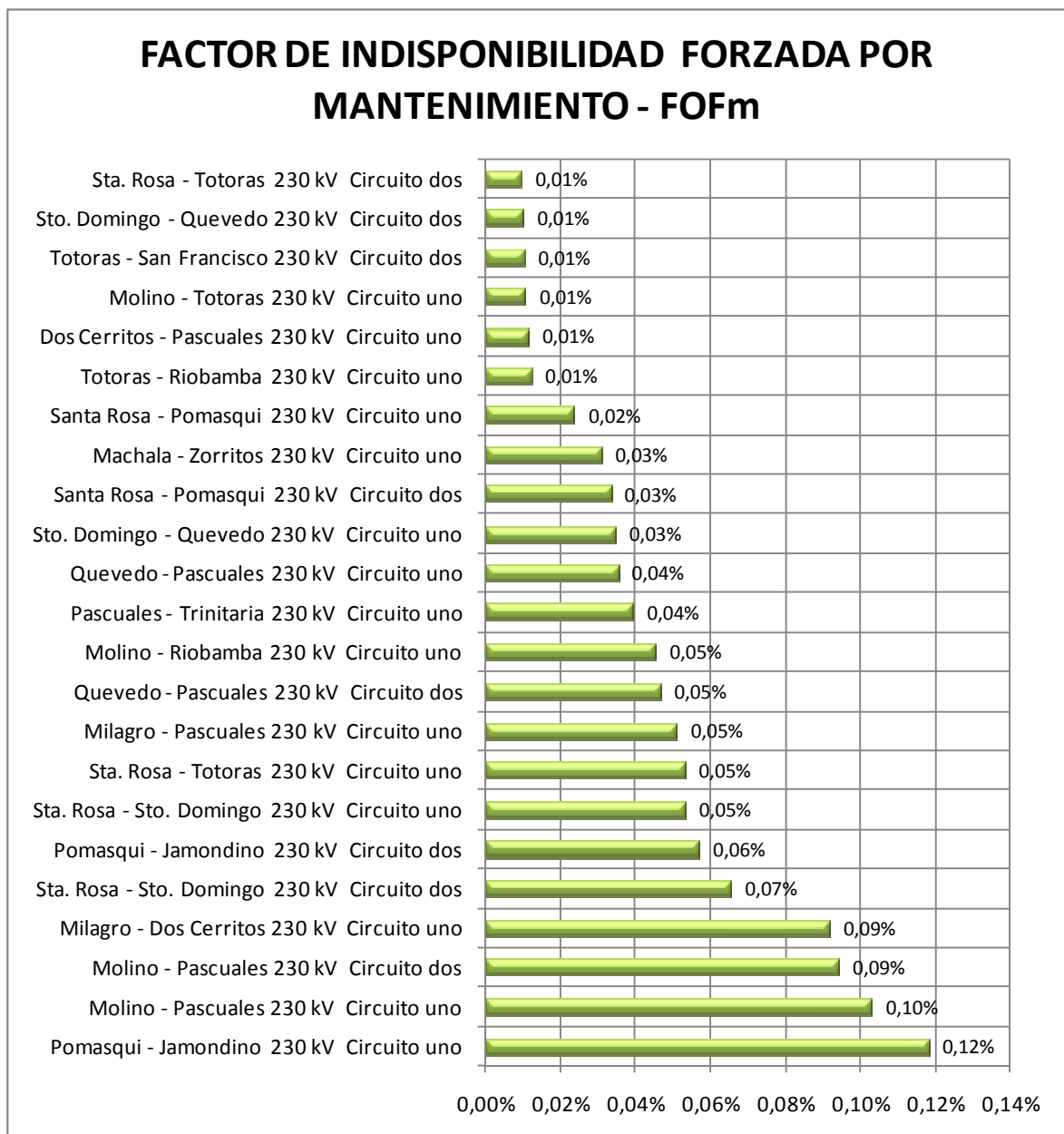
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



ANEXO 4.G.5: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOFm

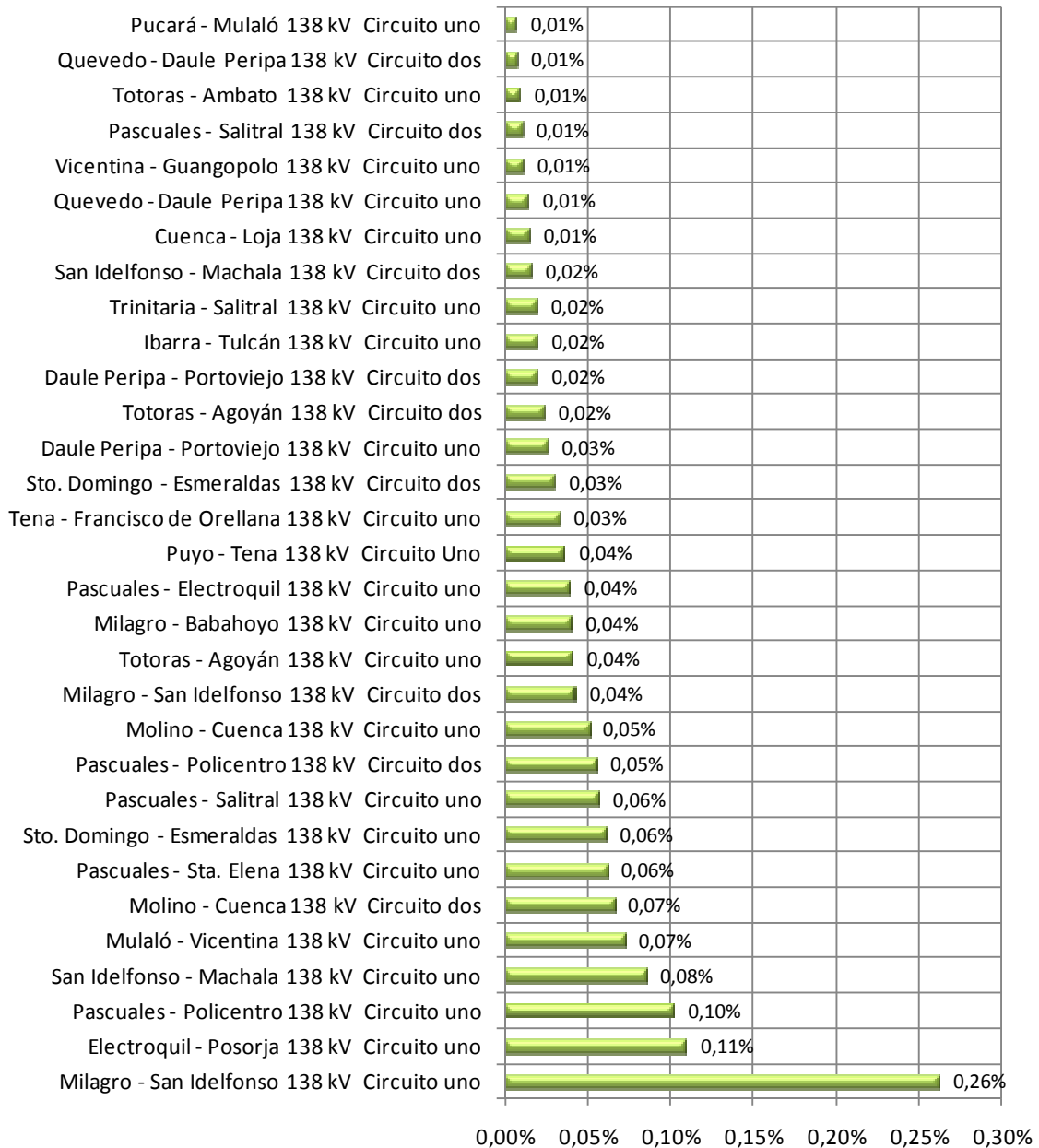
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

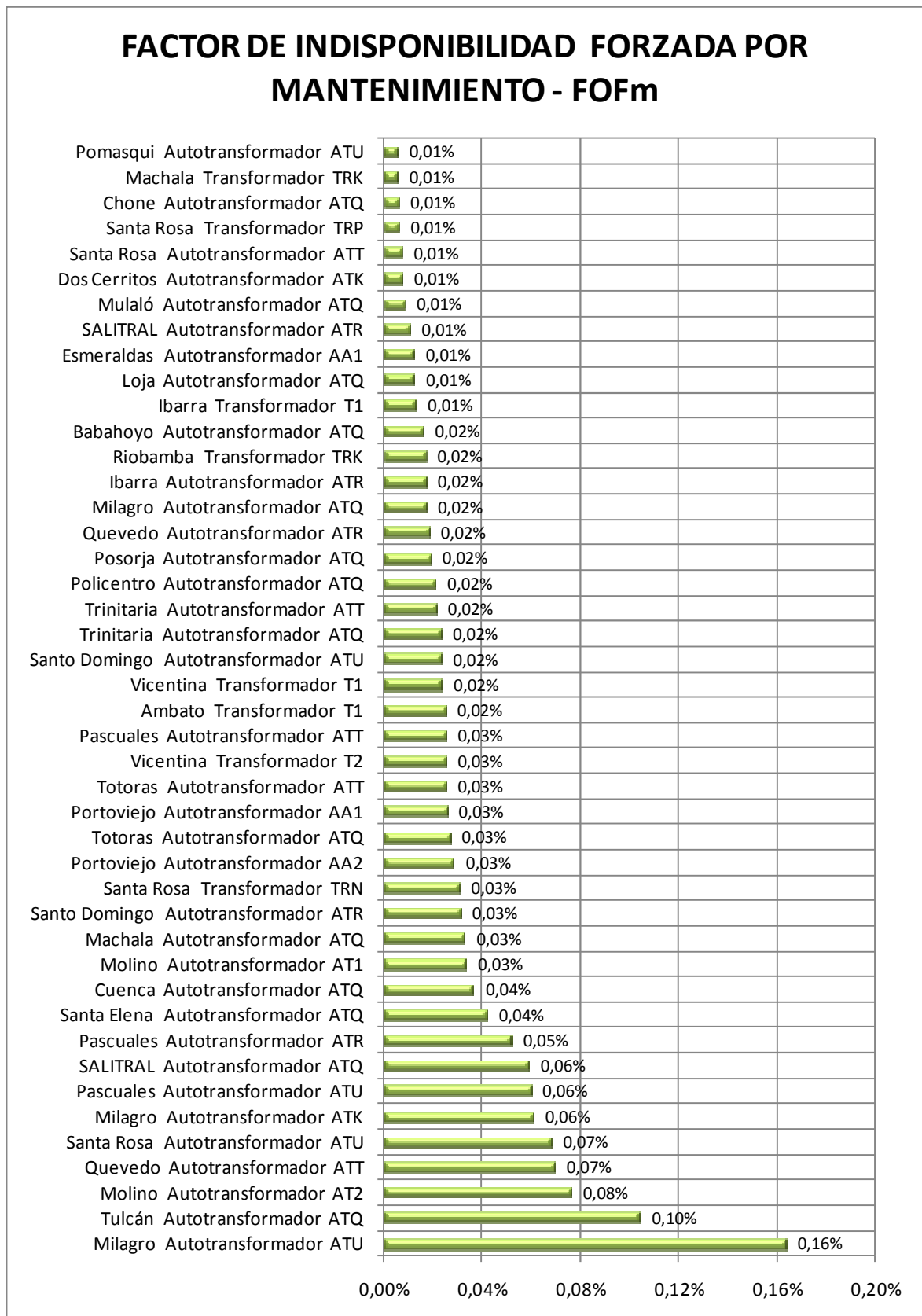


1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOFm

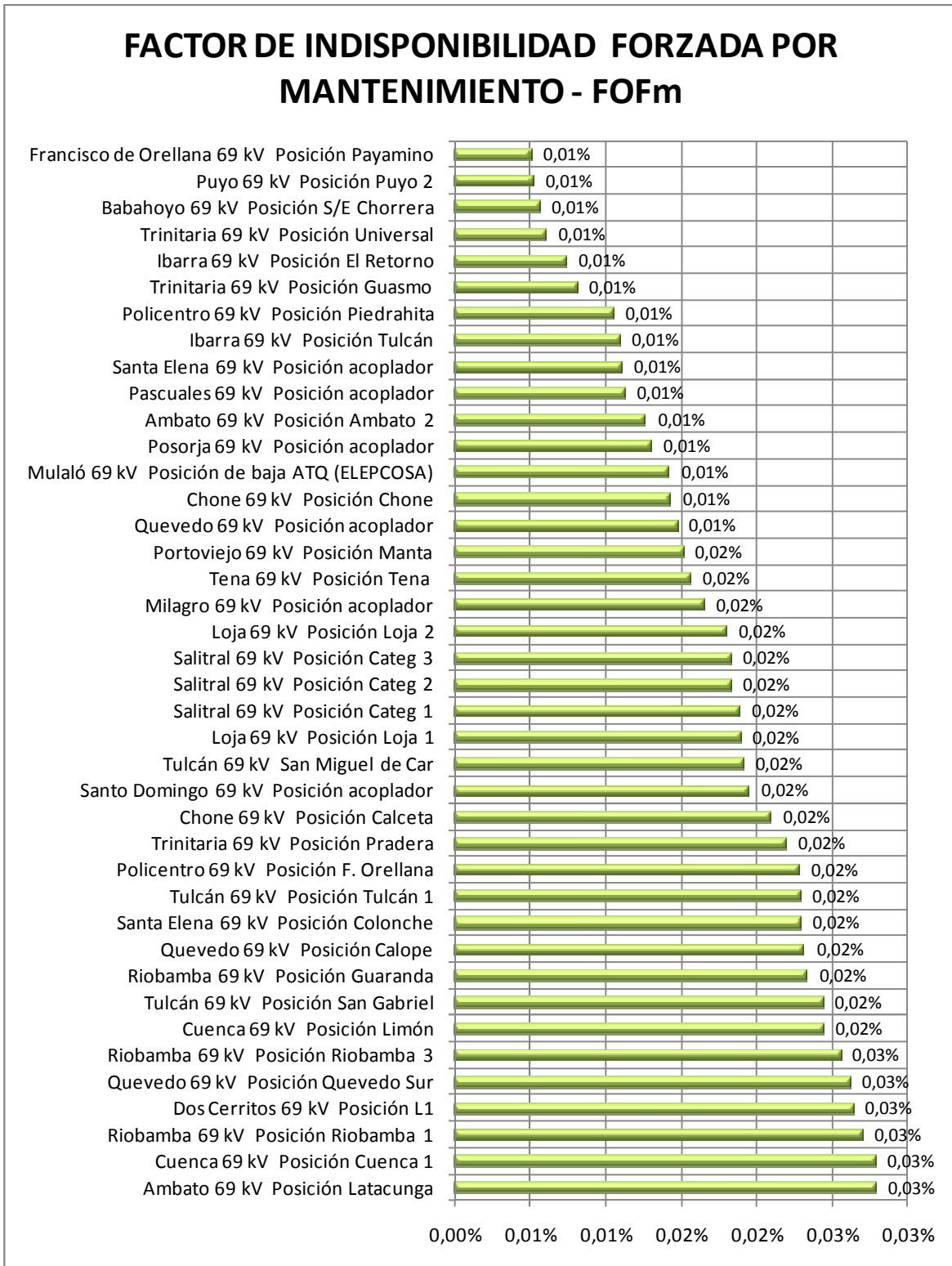


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

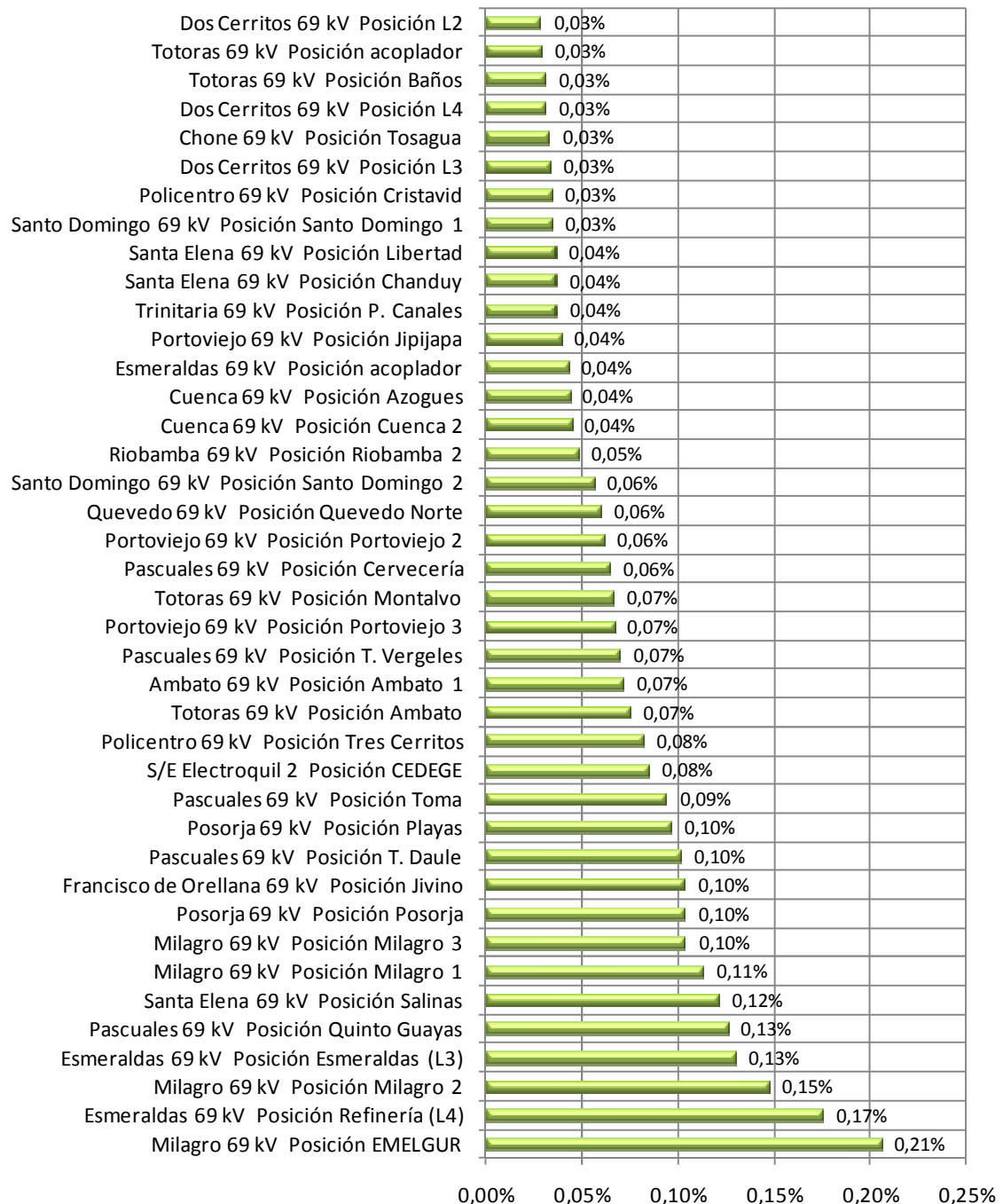


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

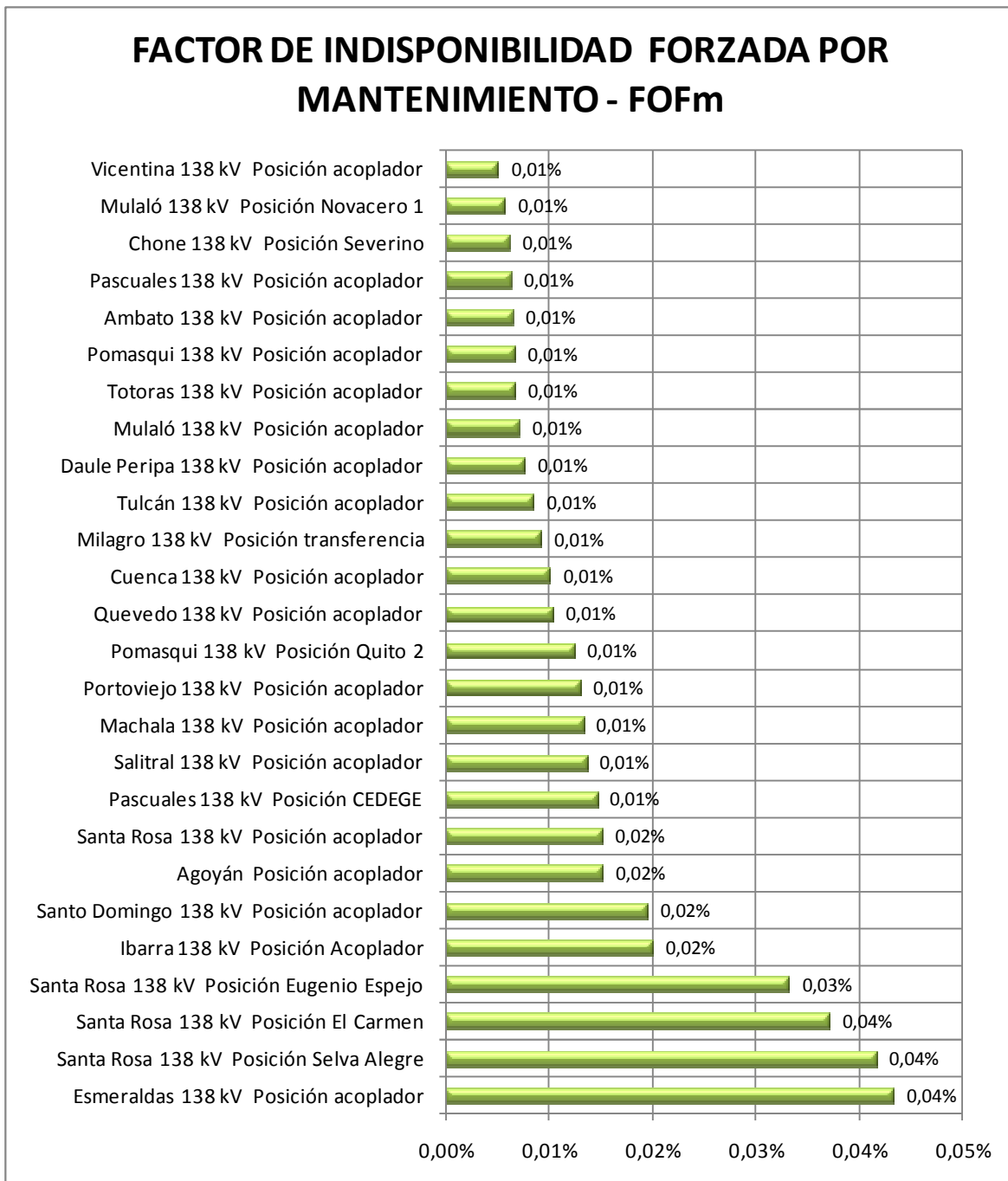
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



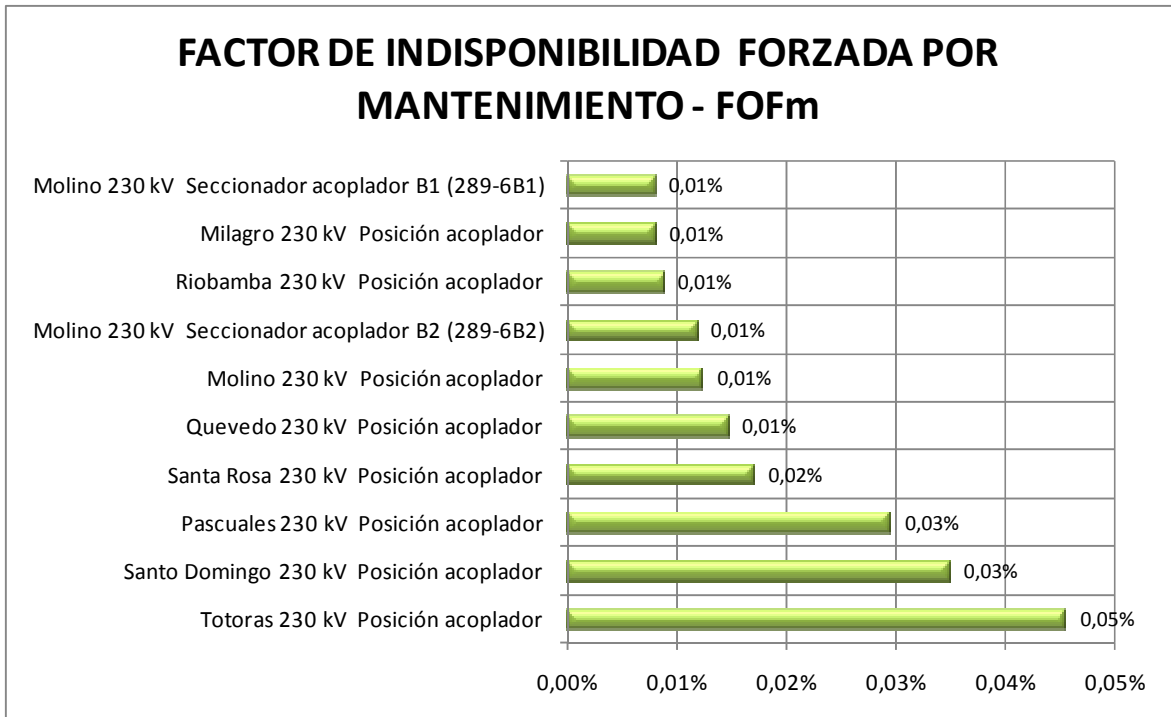
FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOFm



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



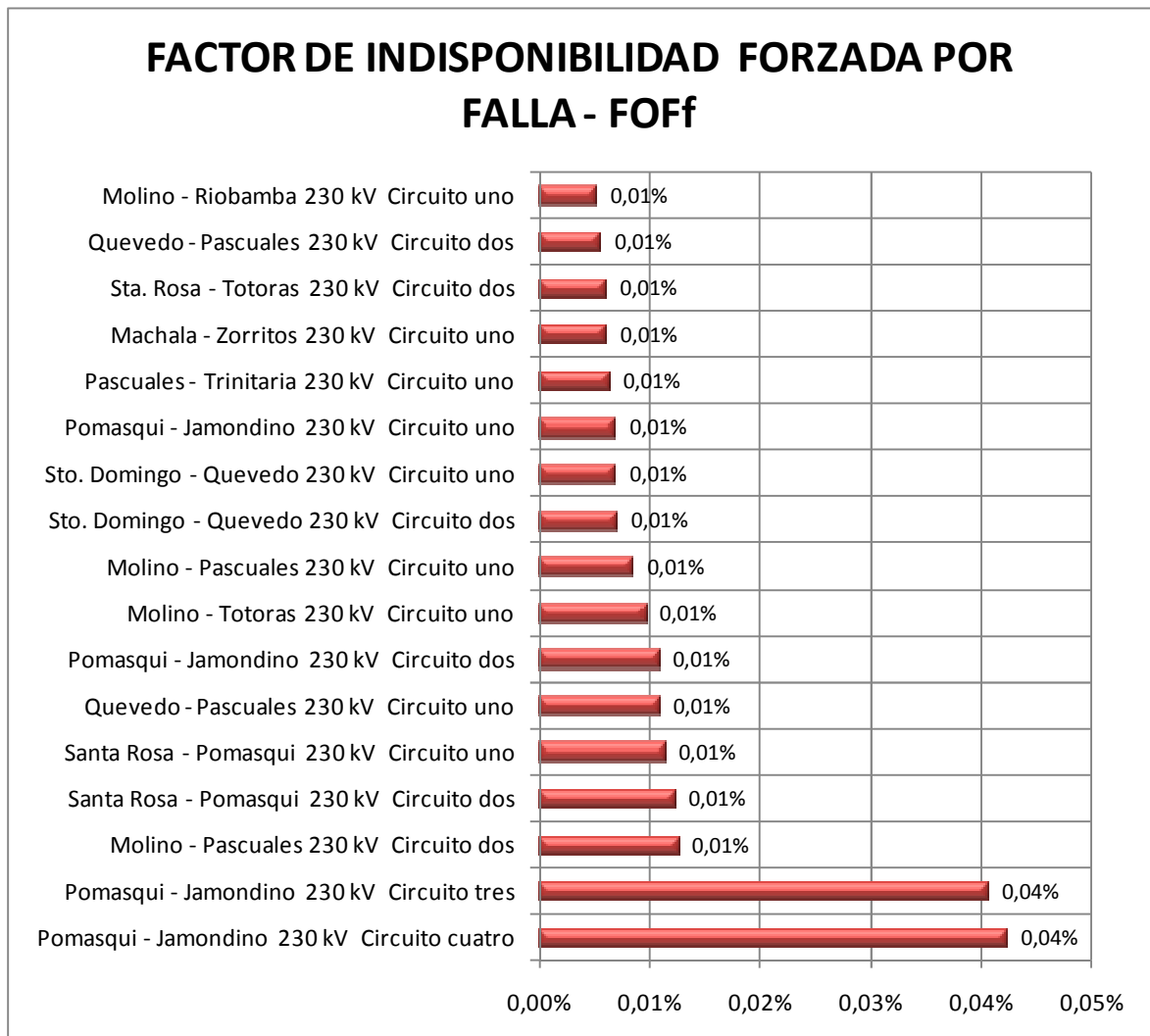
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



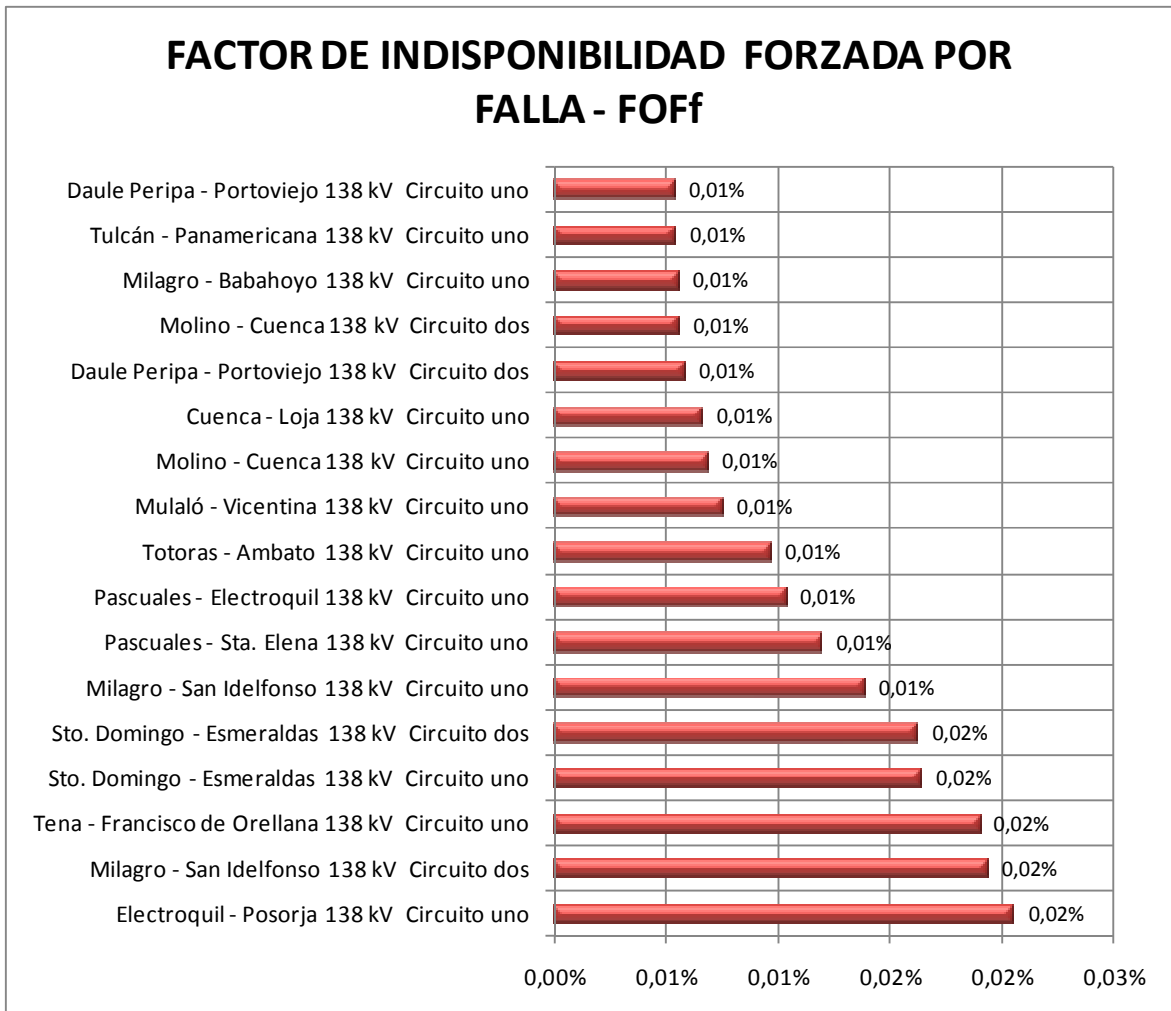
ANEXO 4.G.6: FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR FALLAS - FOFF

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

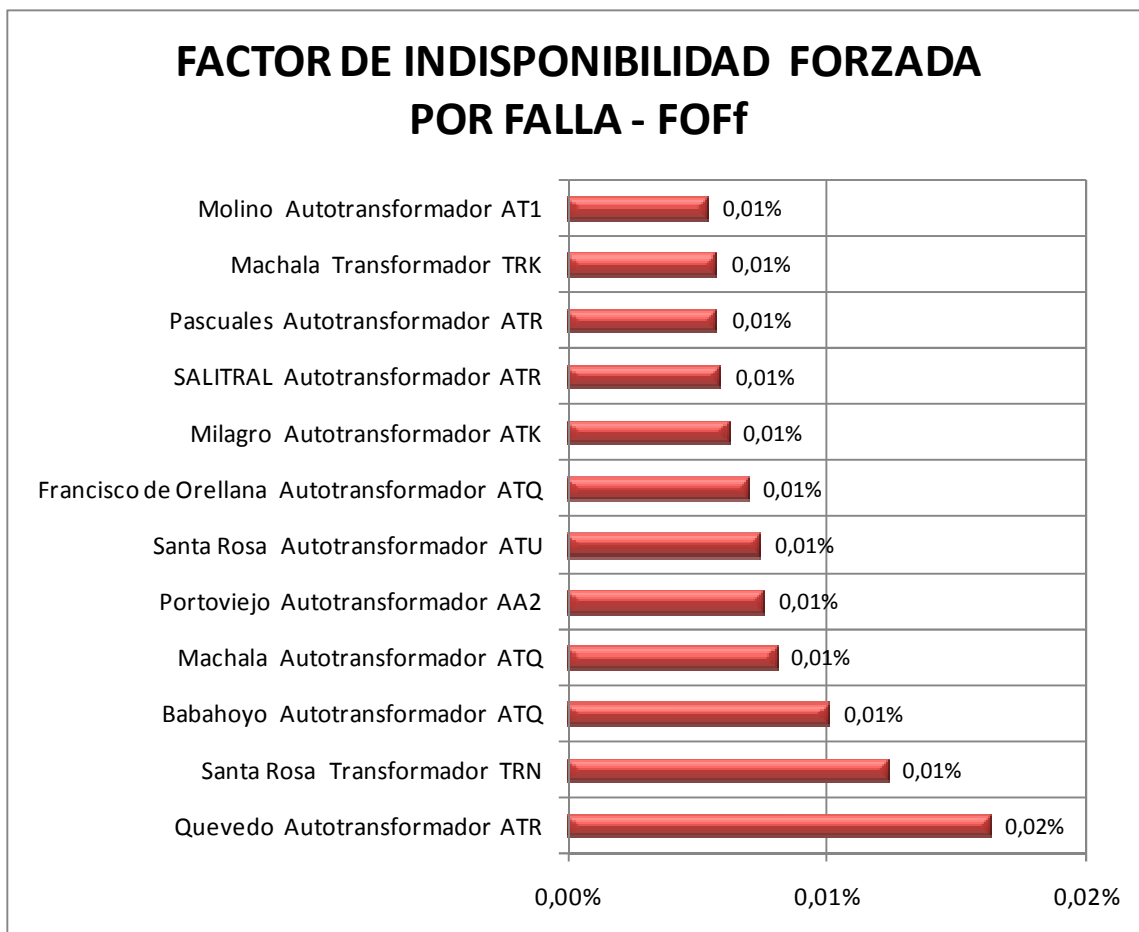
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

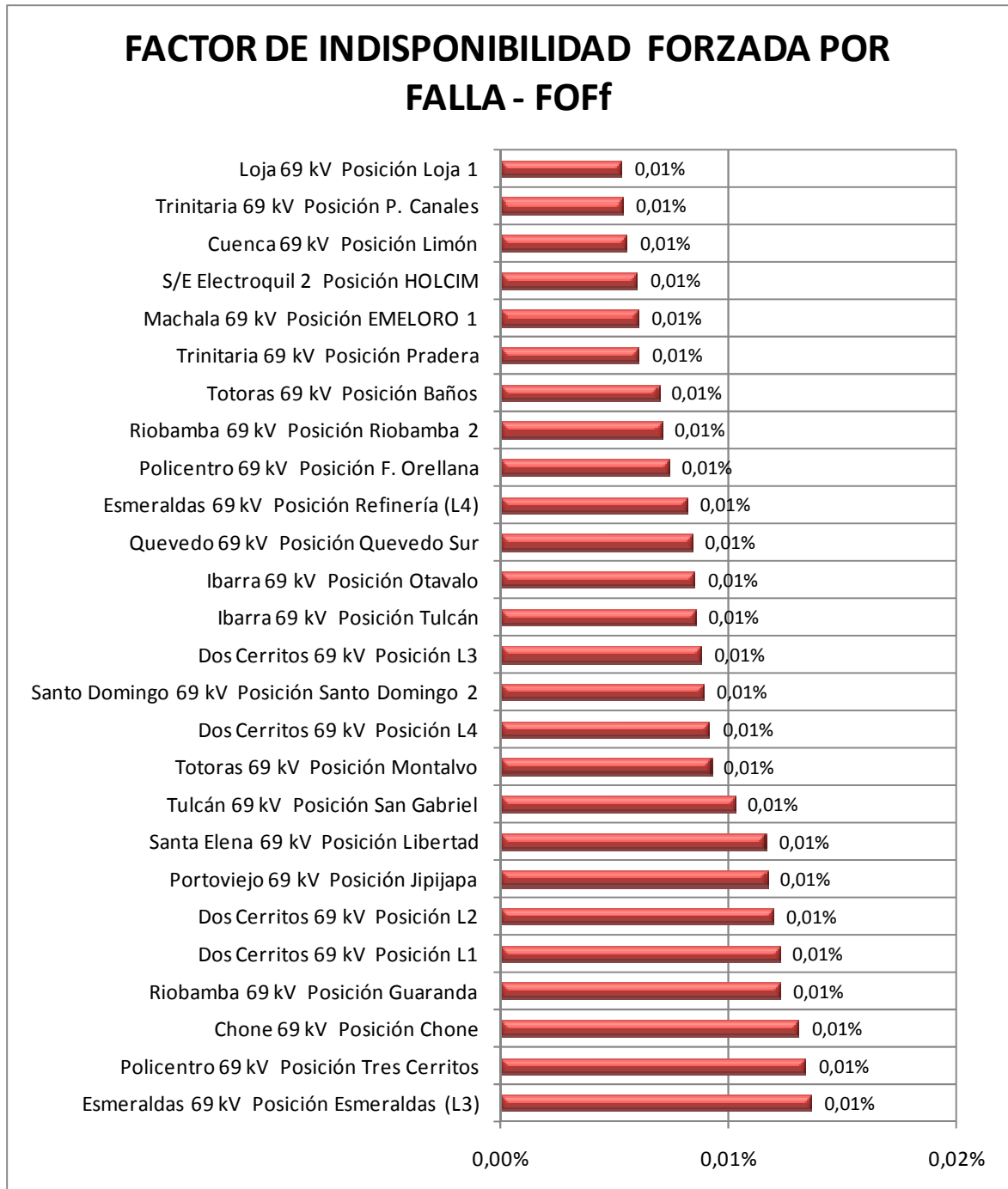


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

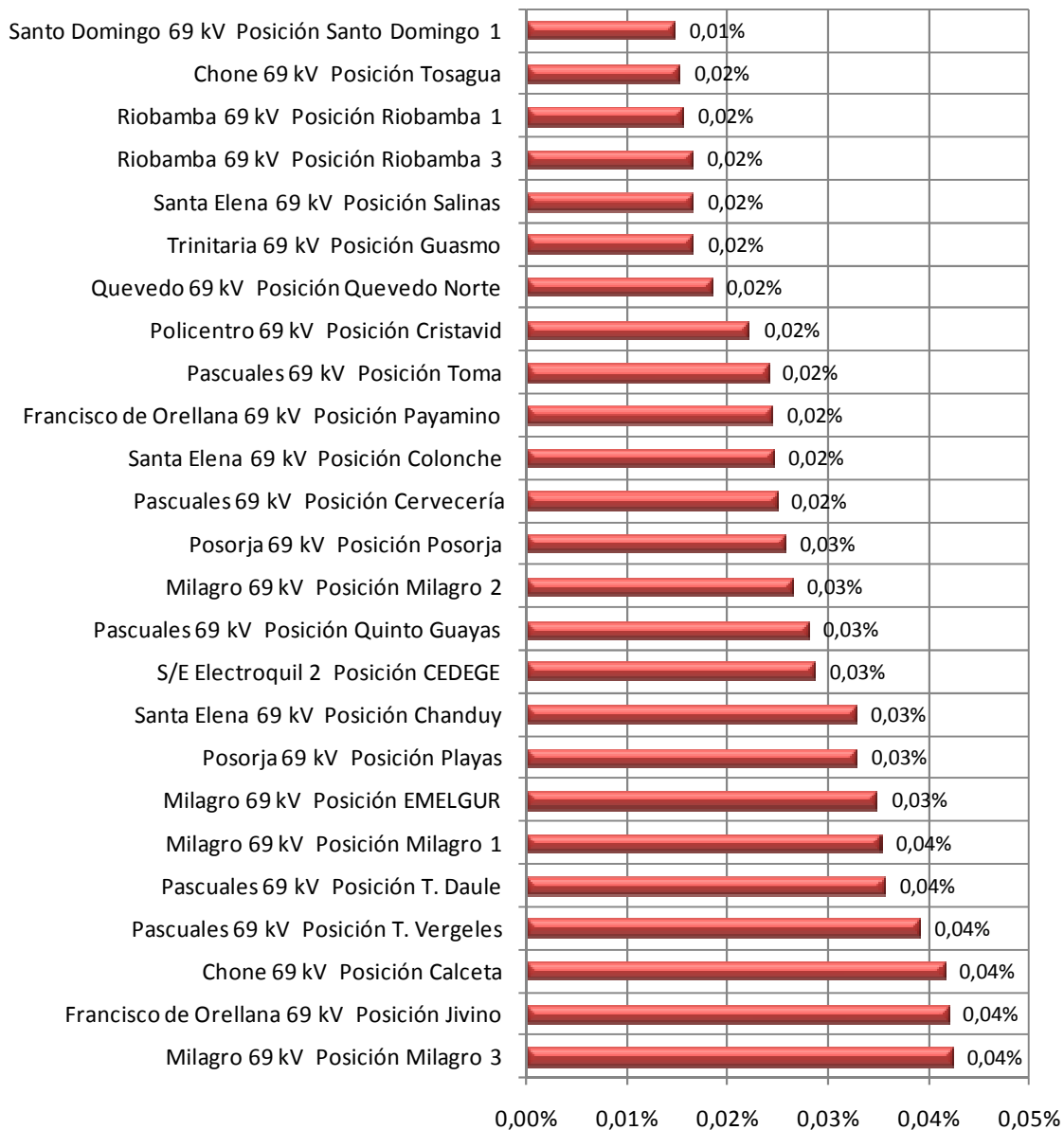


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

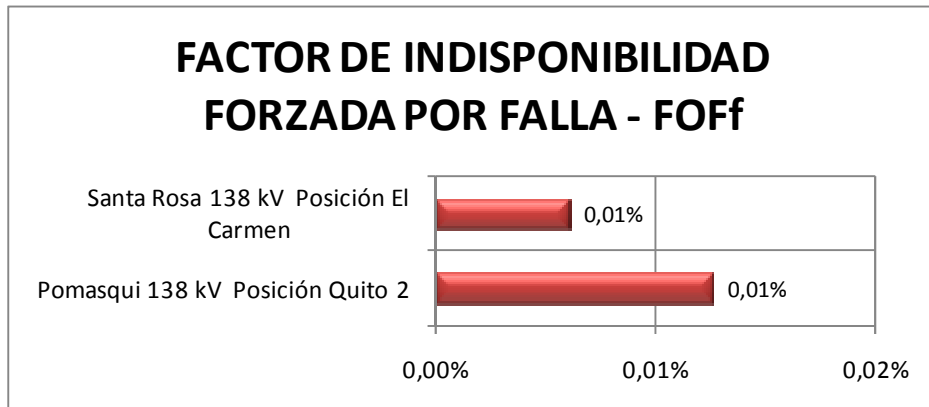
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



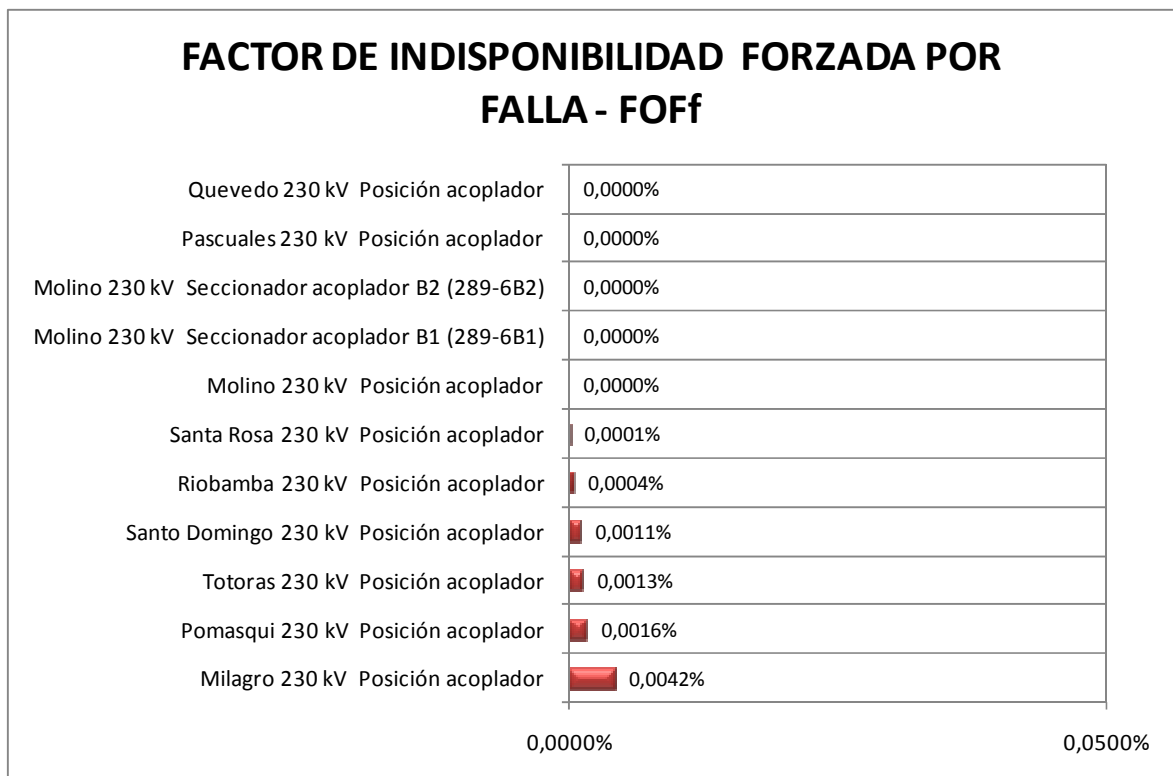
FACTOR DE INDISPONIBILIDAD FORZADA POR FALLA - FOFF



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



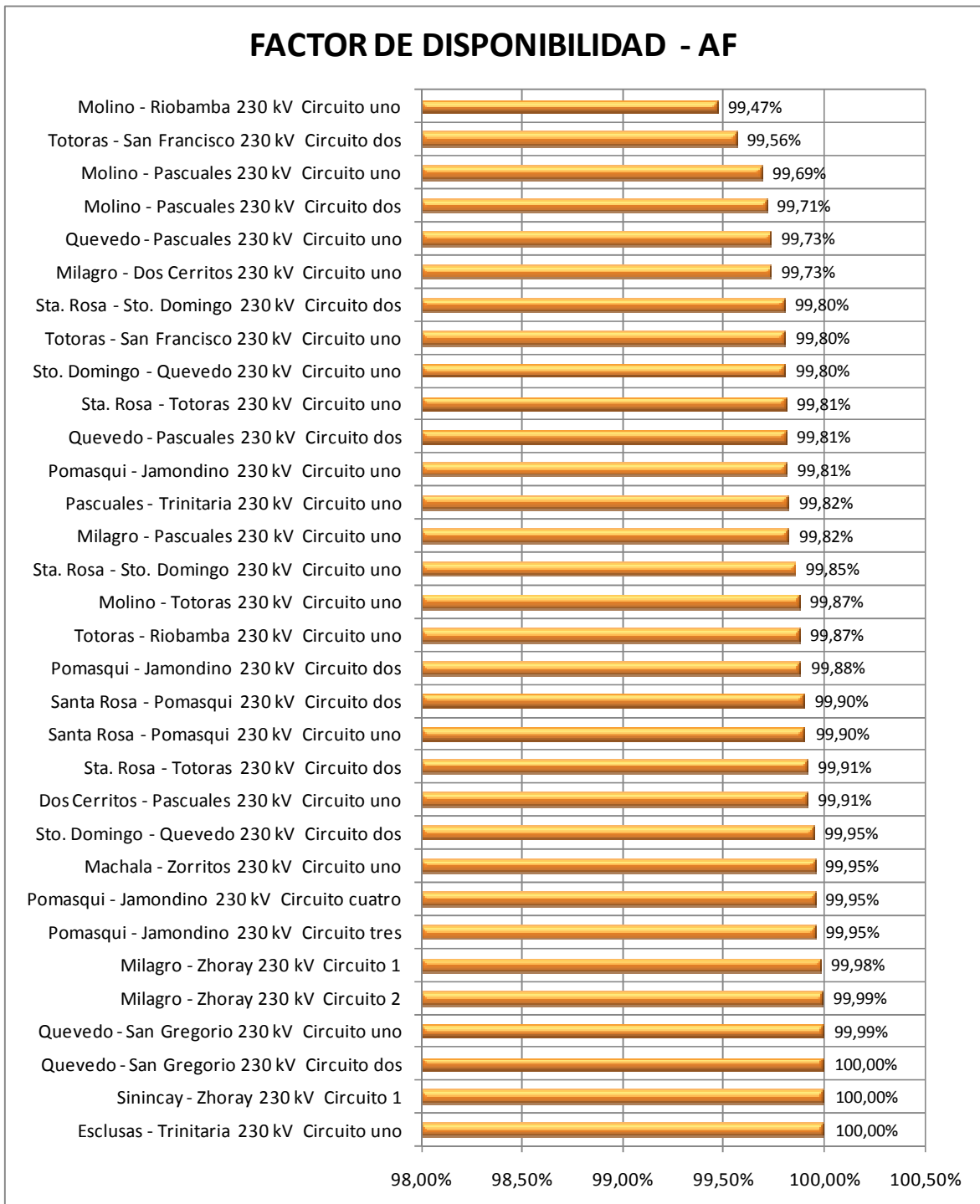
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



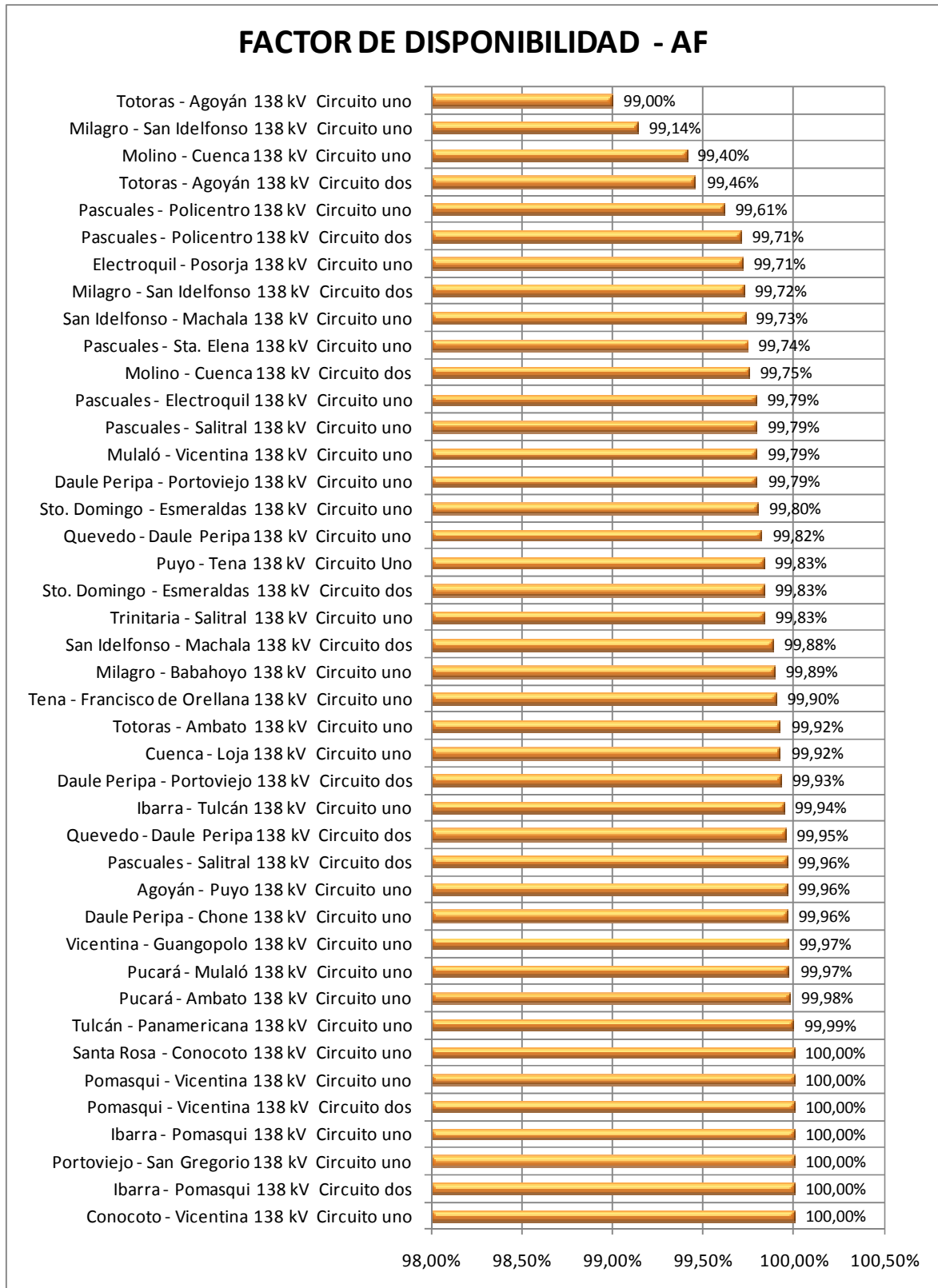
ANEXO 4.G.7: FACTOR DE DISPONIBILIDAD - AF

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

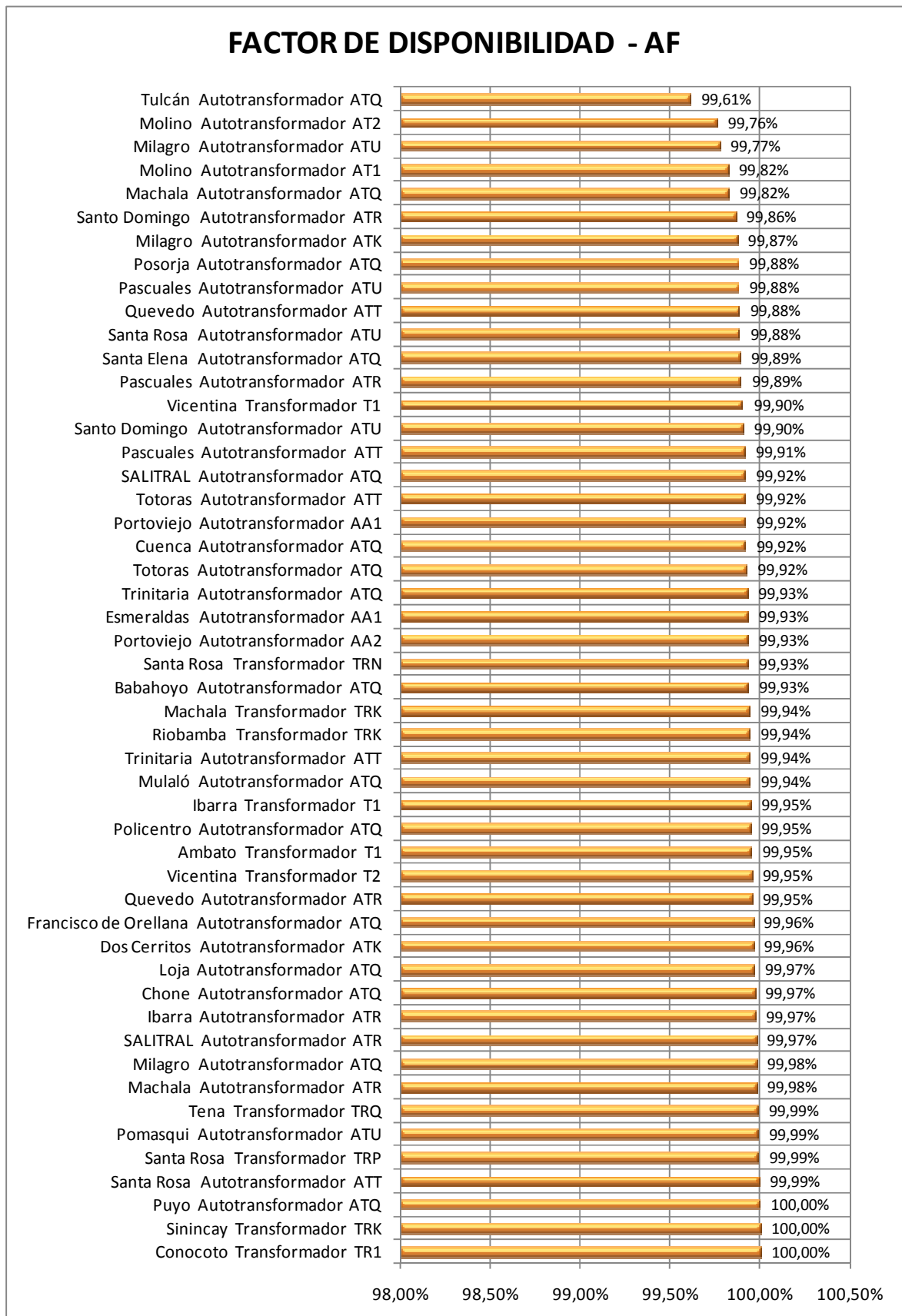
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

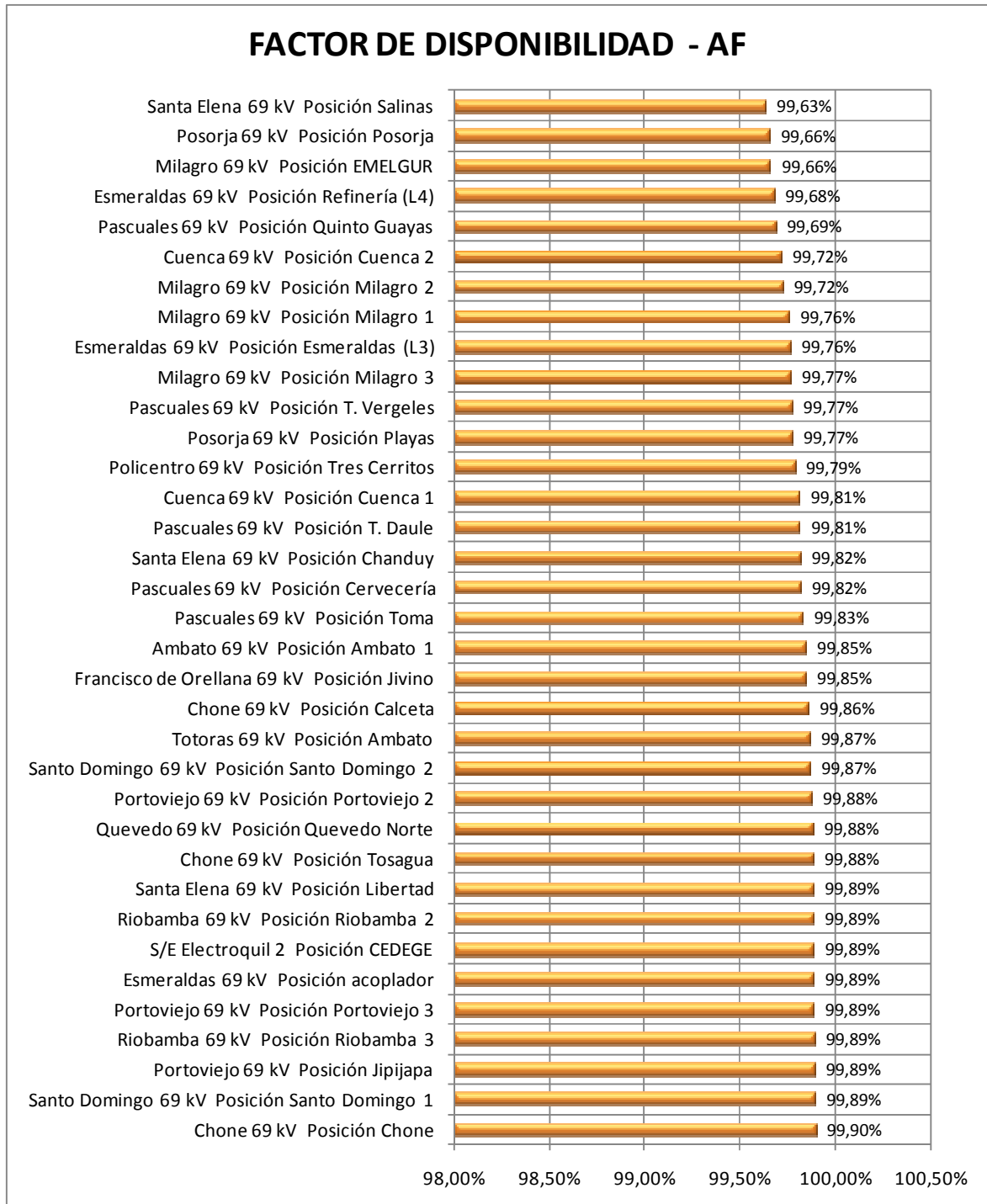


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

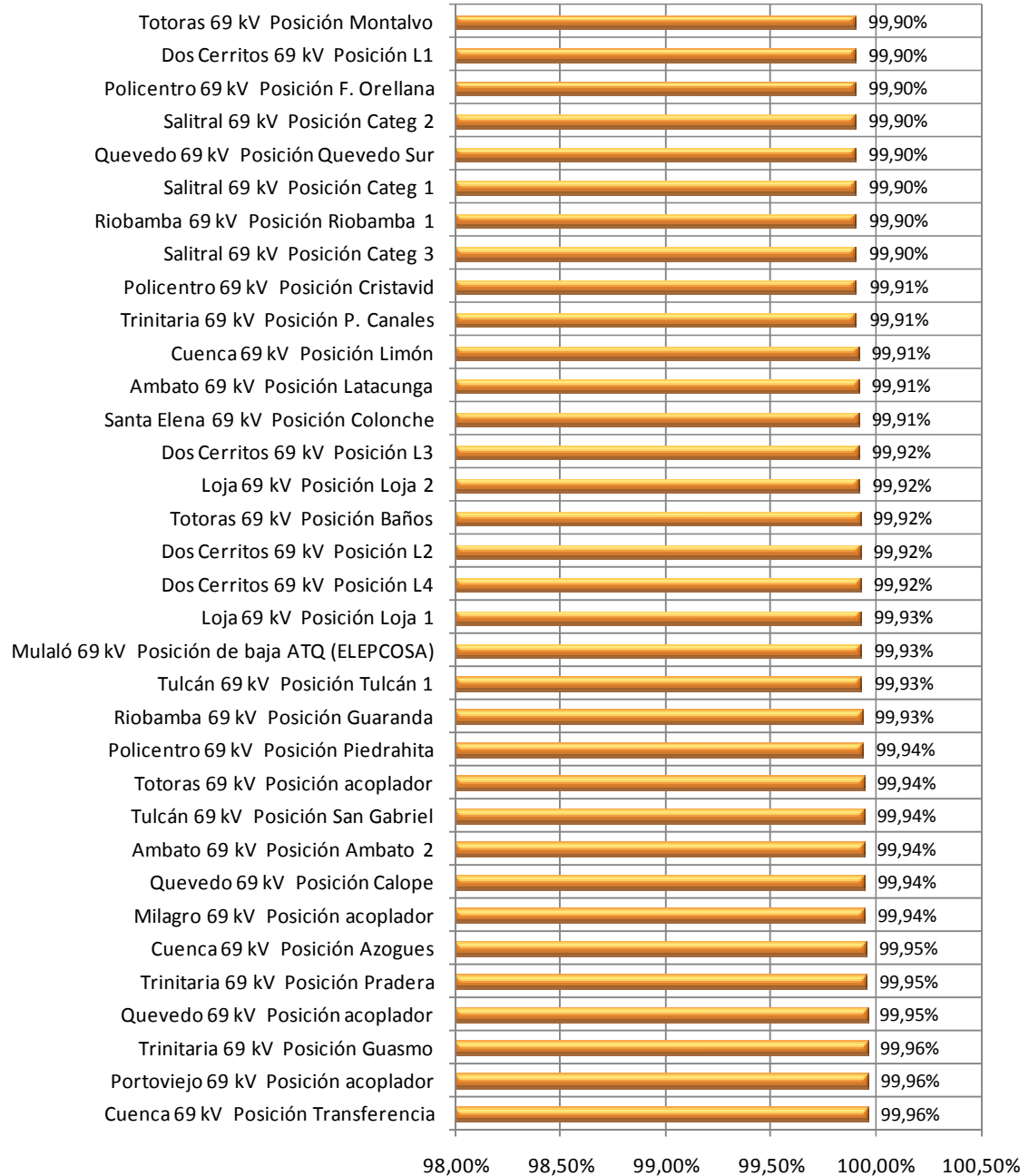


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

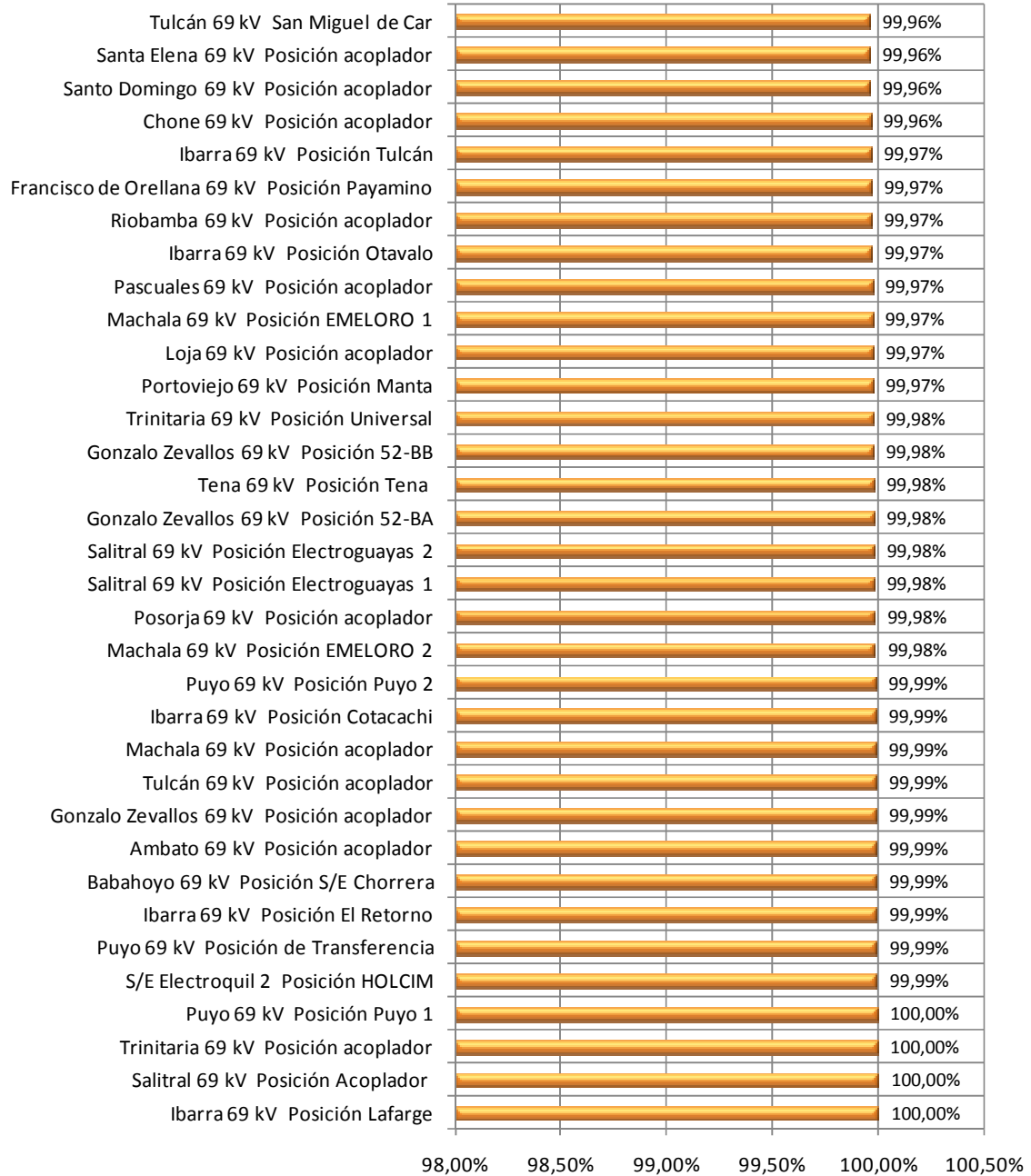
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



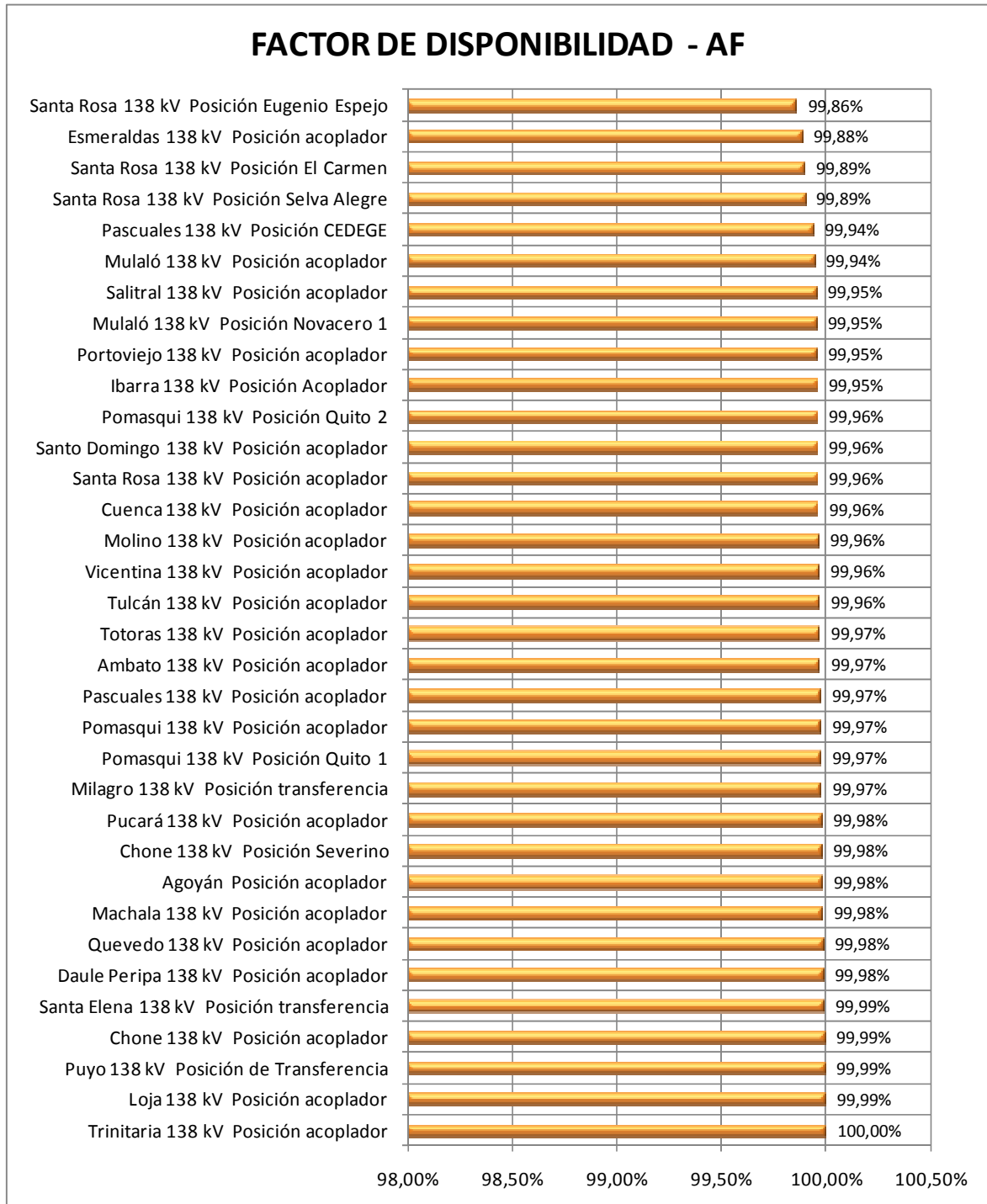
FACTOR DE DISPONIBILIDAD - AF



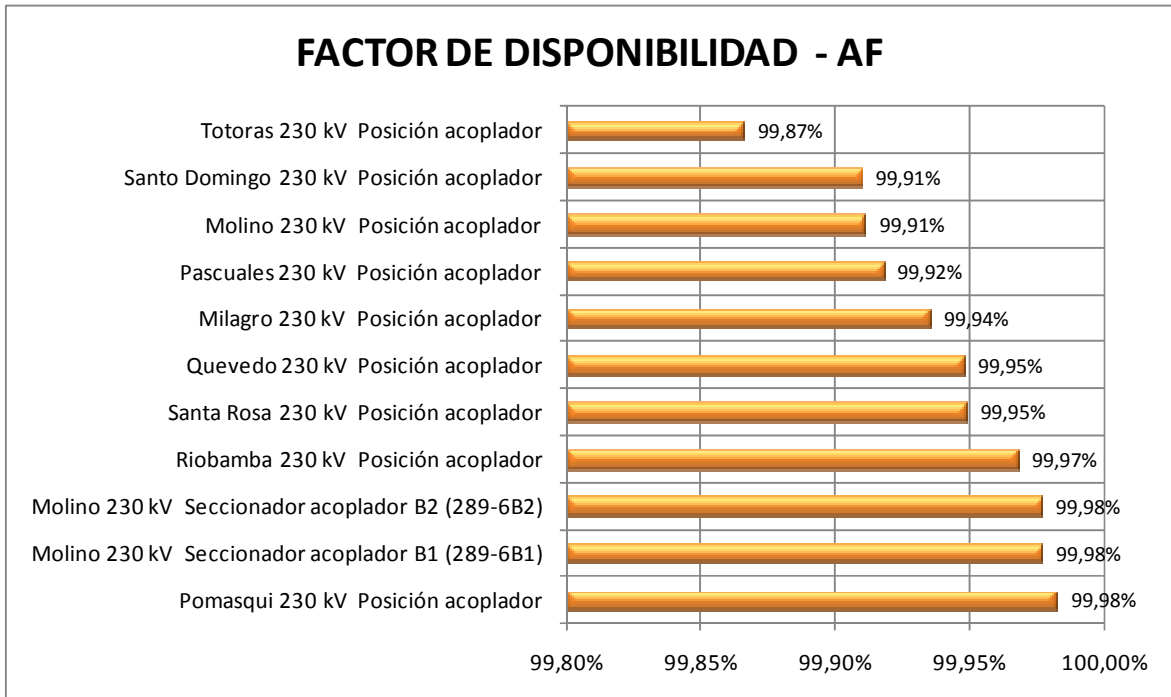
FACTOR DE DISPONIBILIDAD - AF



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



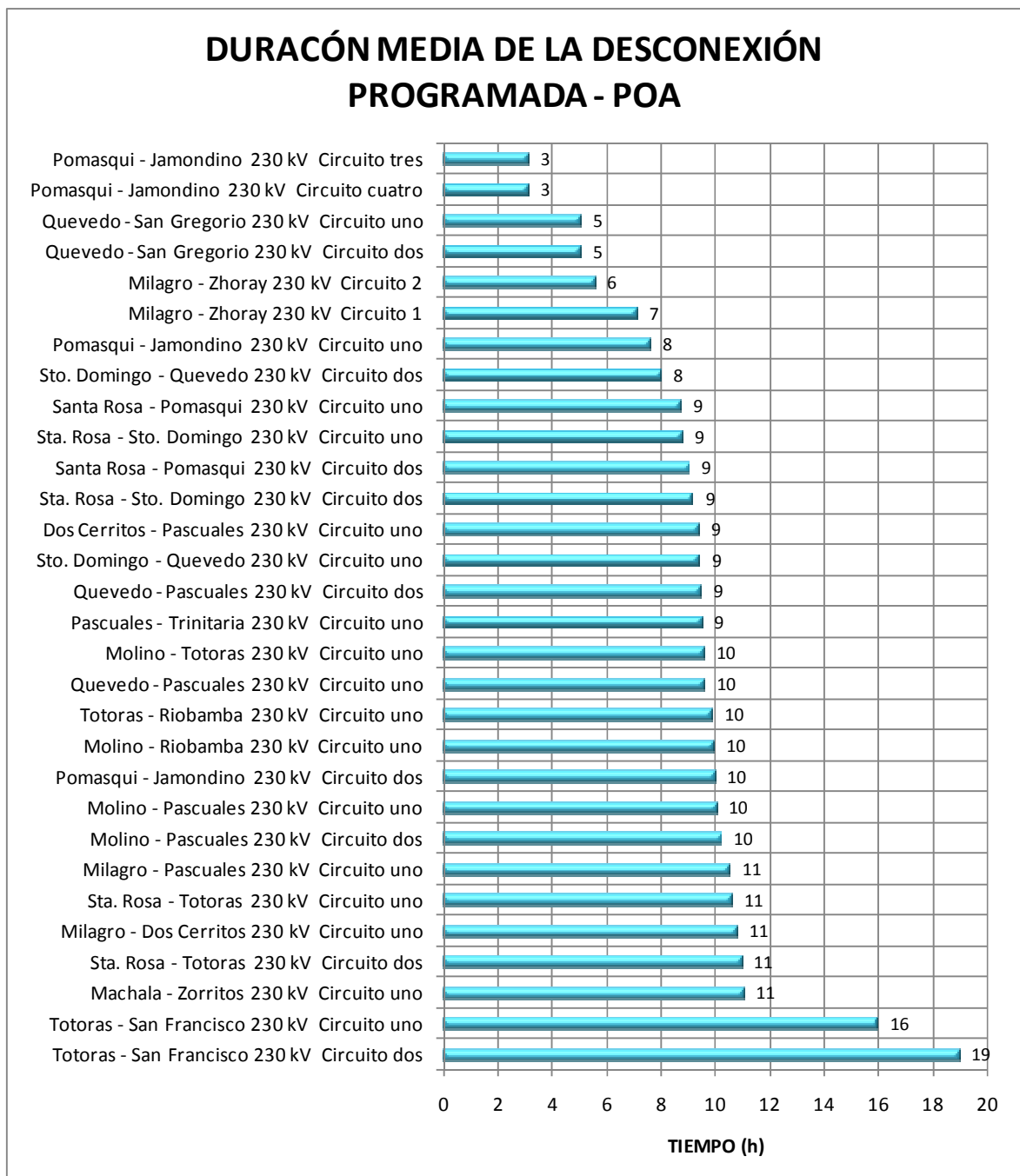
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



ANEXO 4.G.8: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA - POA

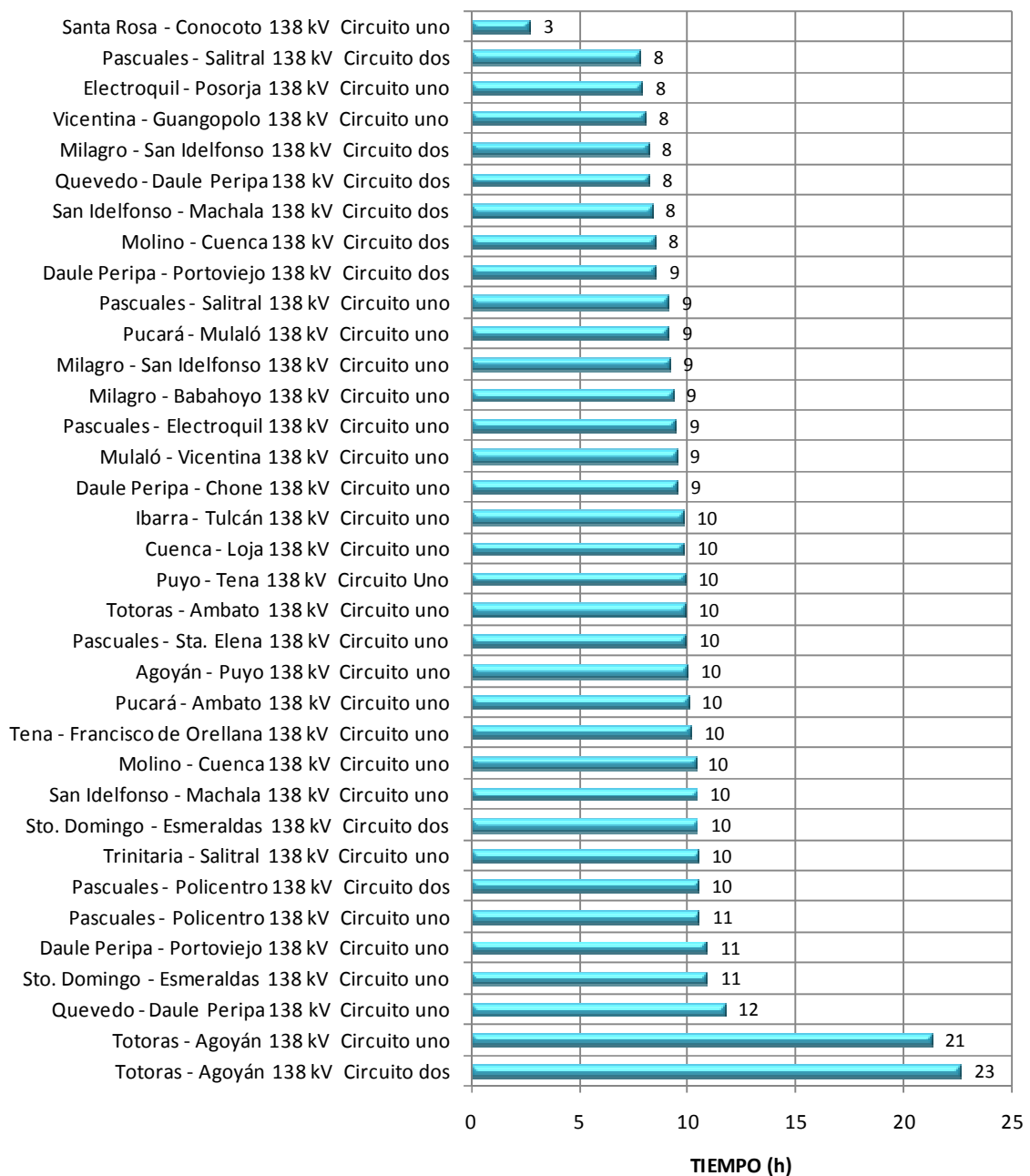
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

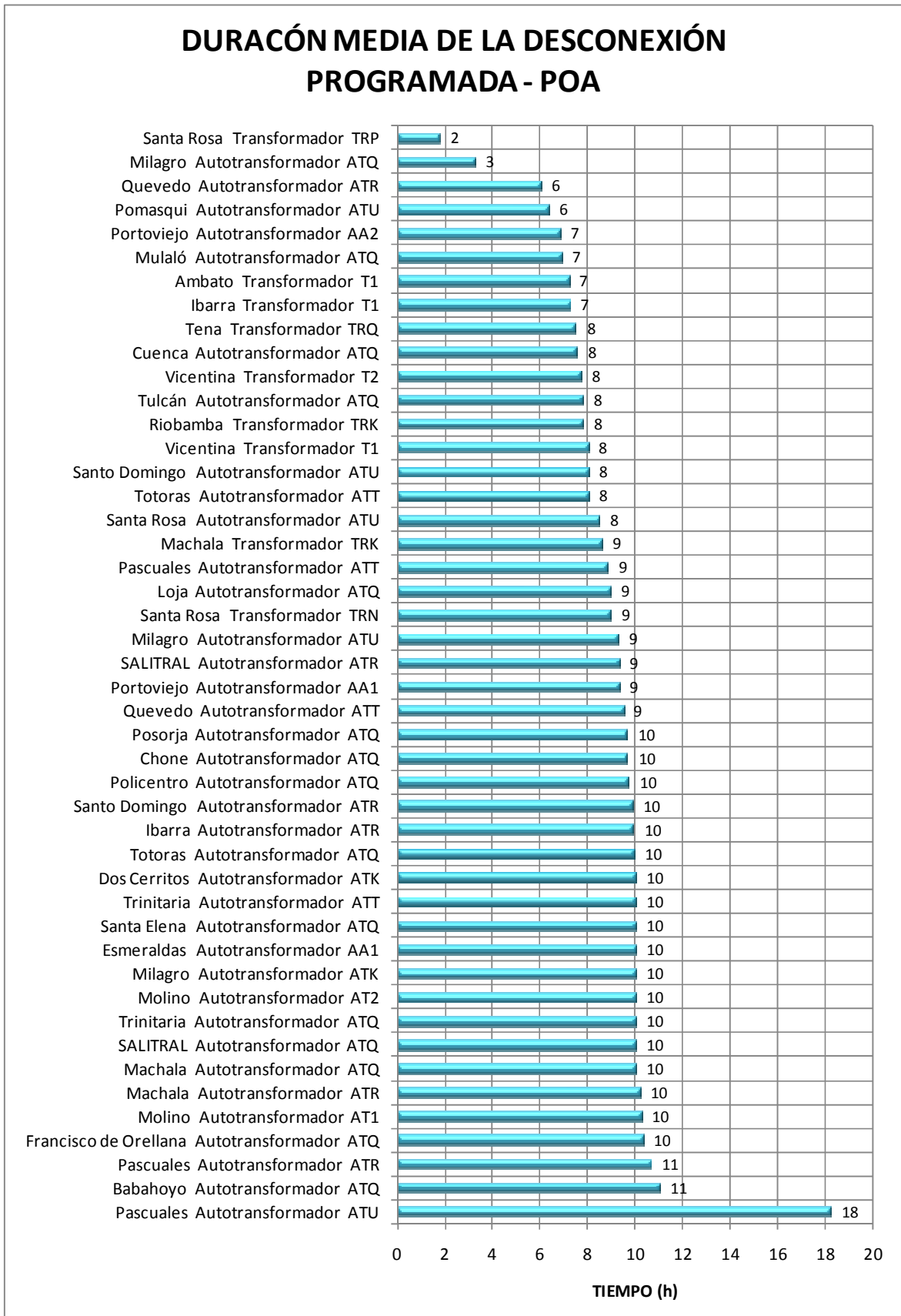


1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

DURACIÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN PROGRAMADA - POA

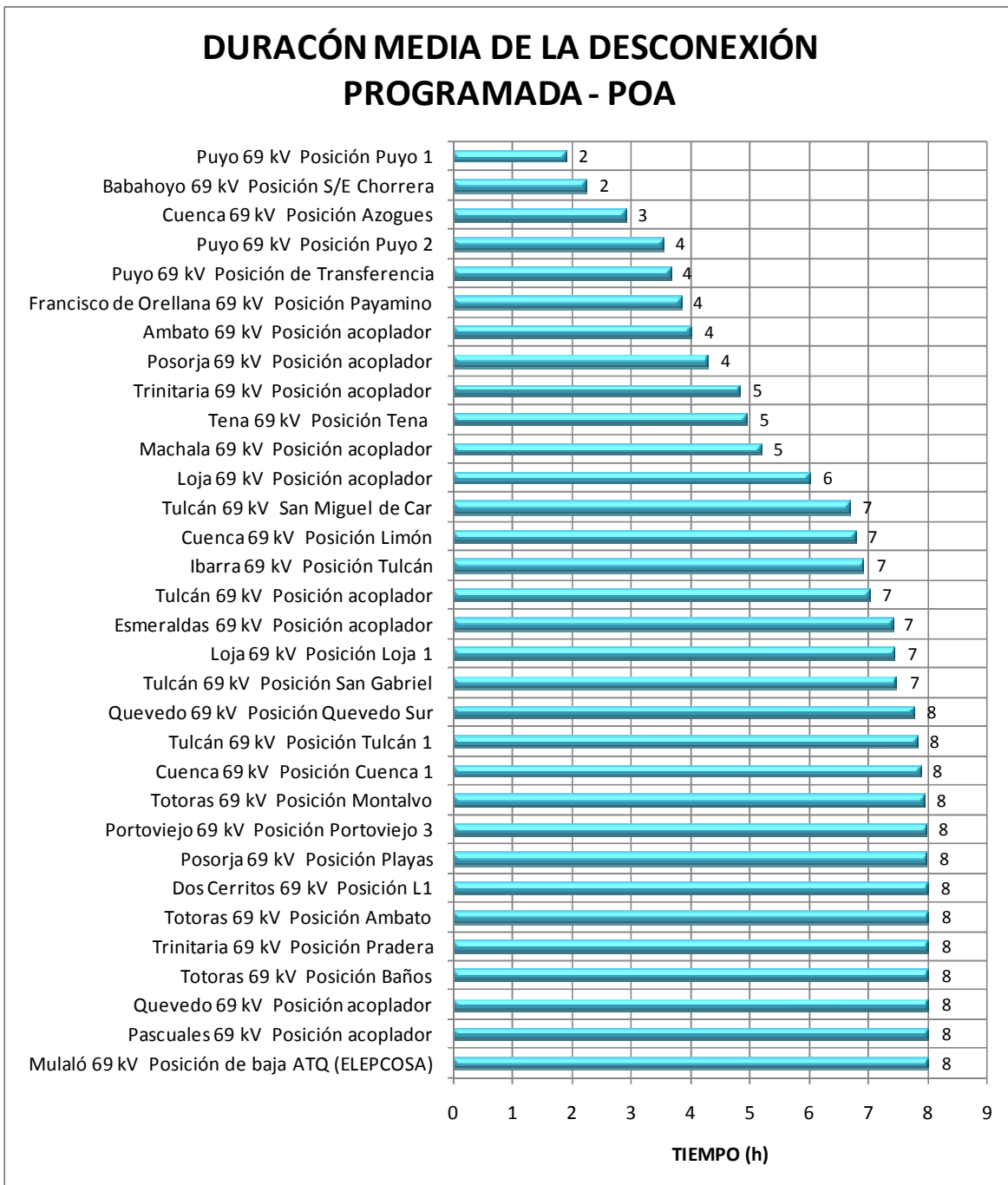


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

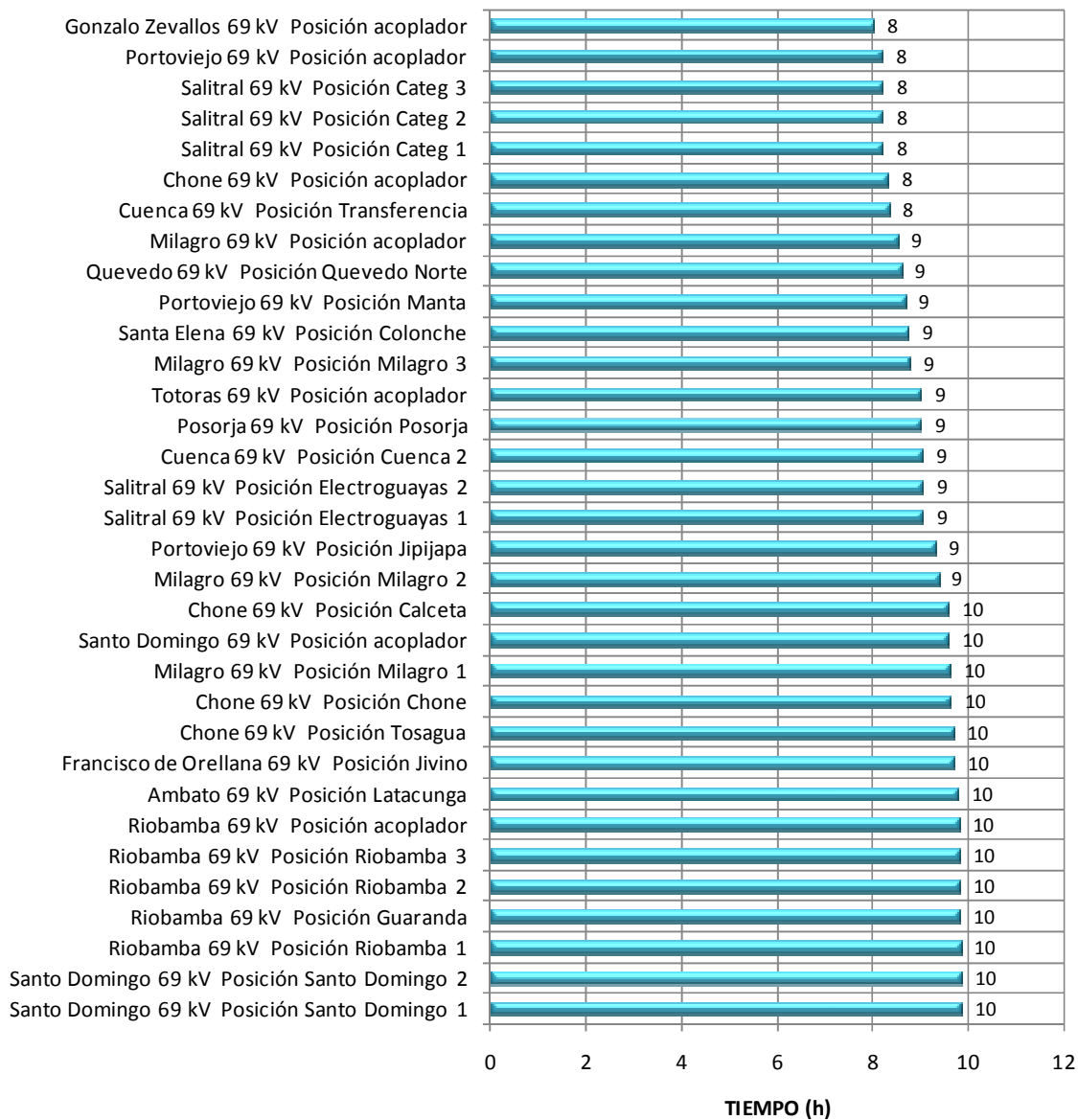


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

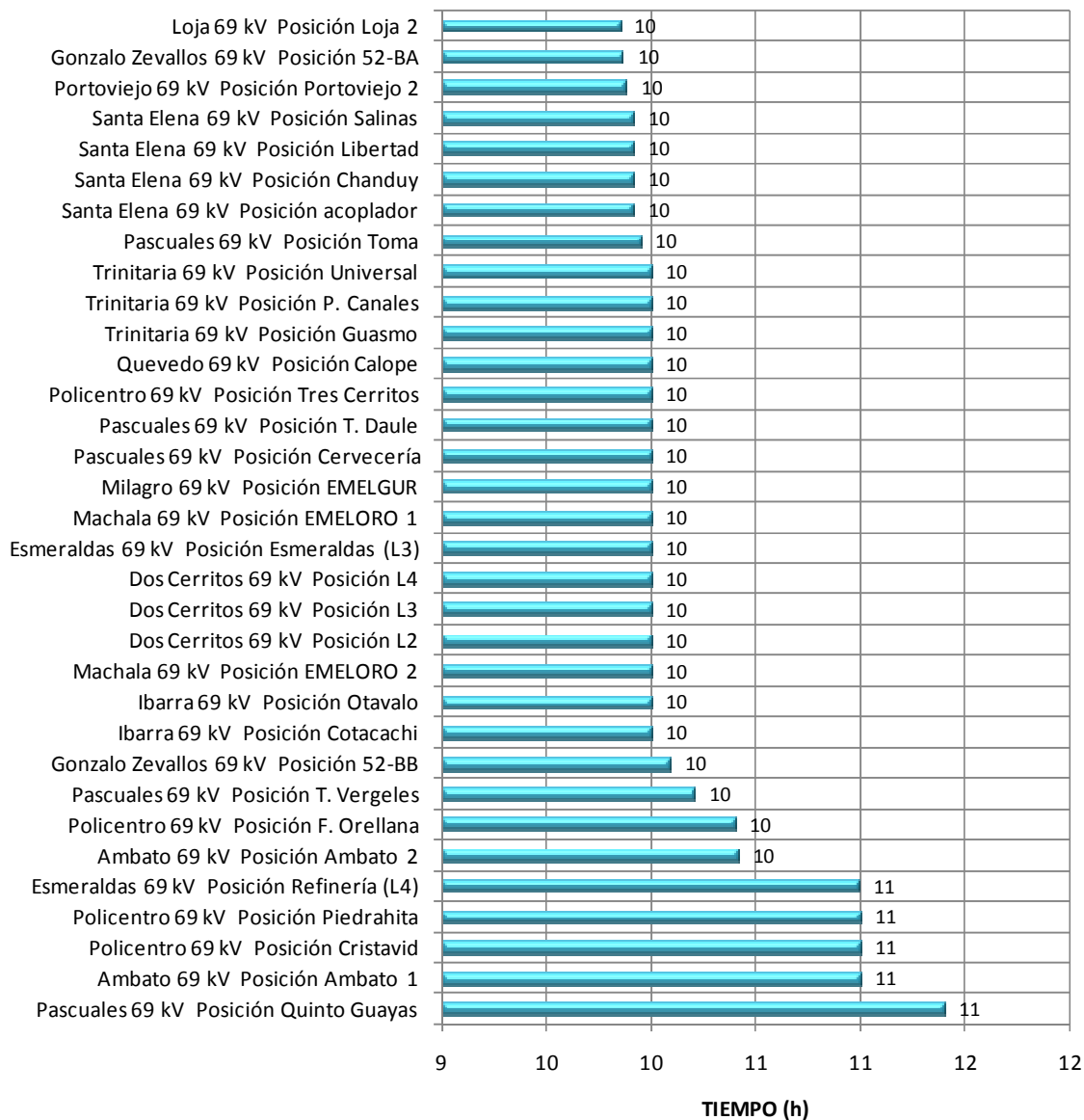
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



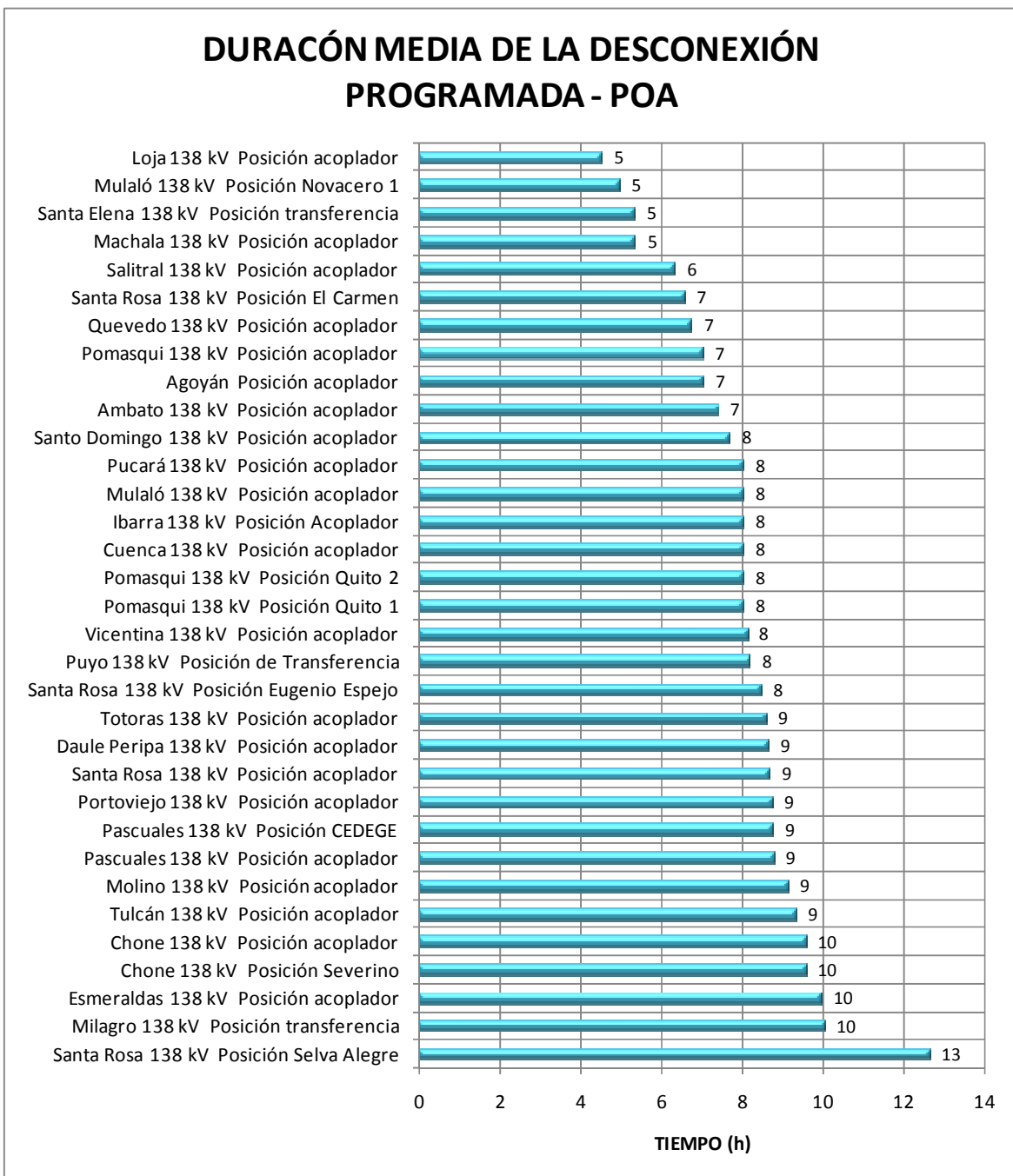
DURACÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN PROGRAMADA - POA



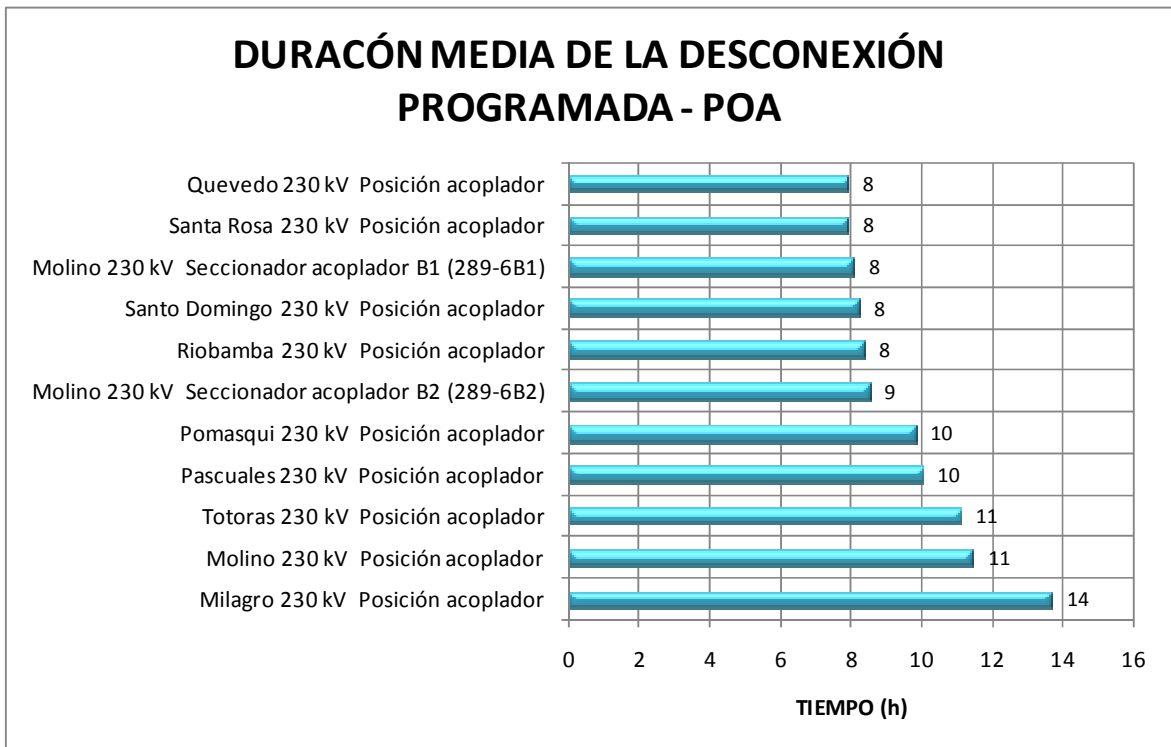
DURACÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN PROGRAMADA - POA



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



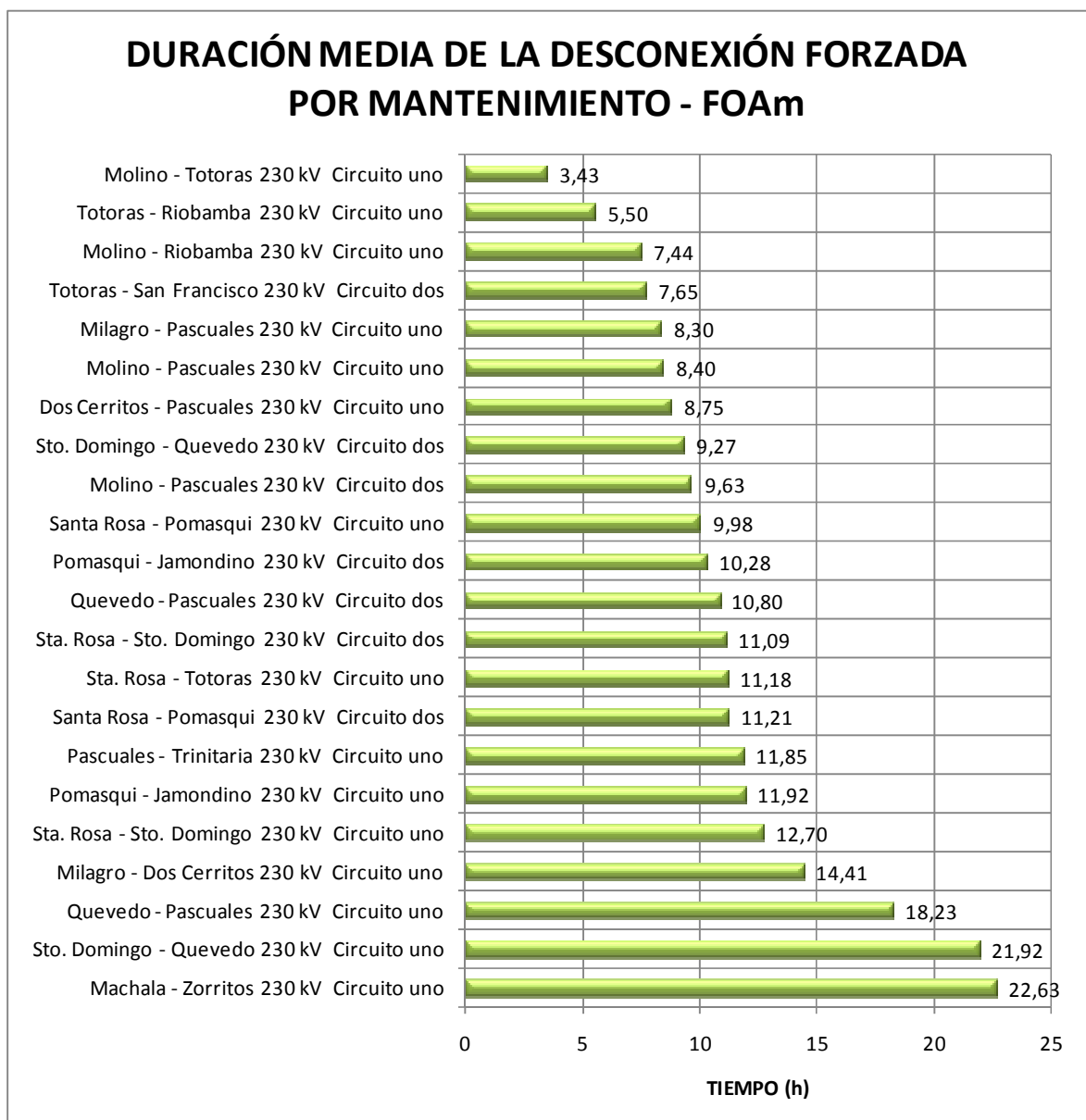
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



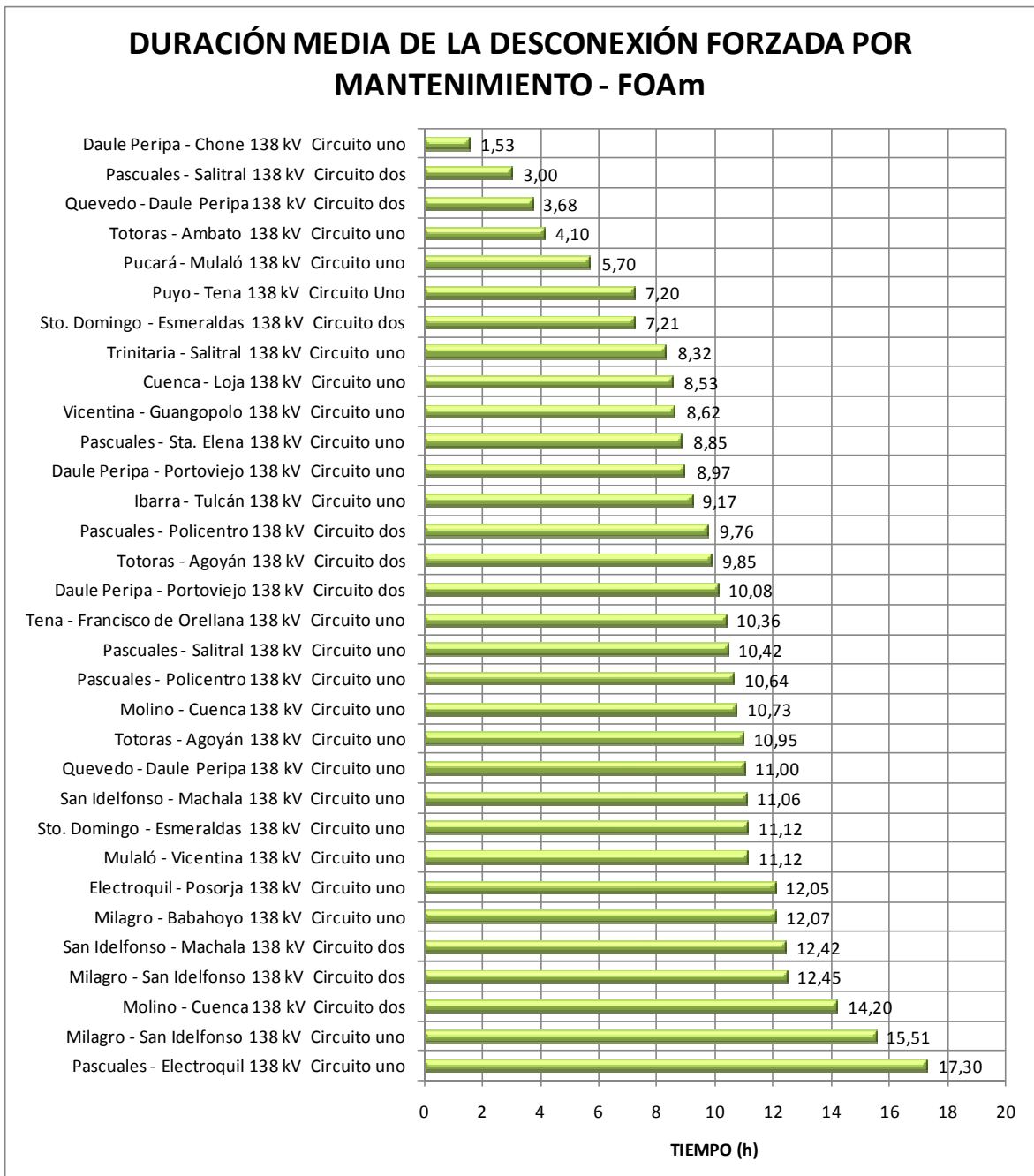
ANEXO 4.G.9: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD NO PROGRAMADA POR MANTENIMIENTO - FOAm

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

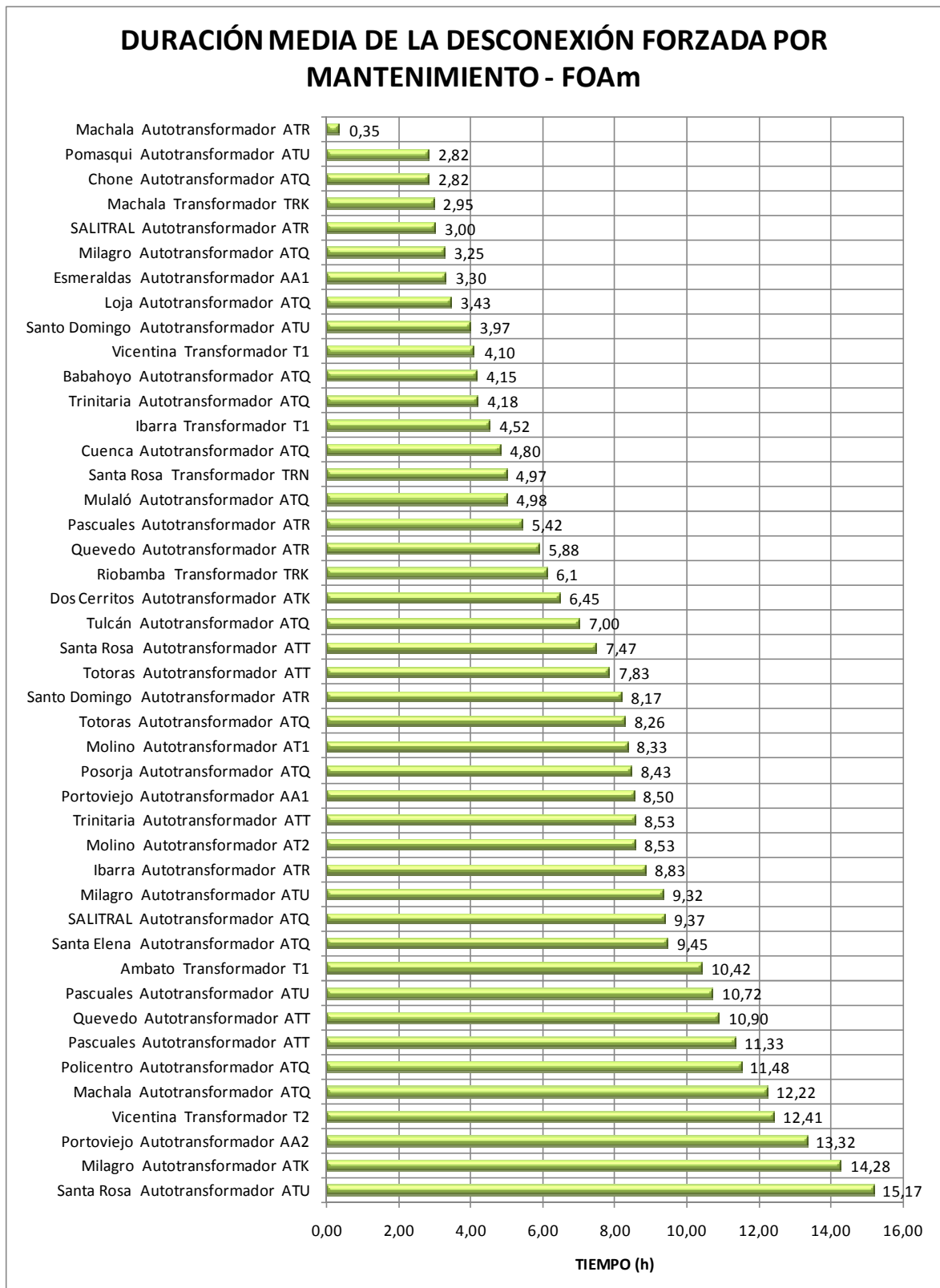
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

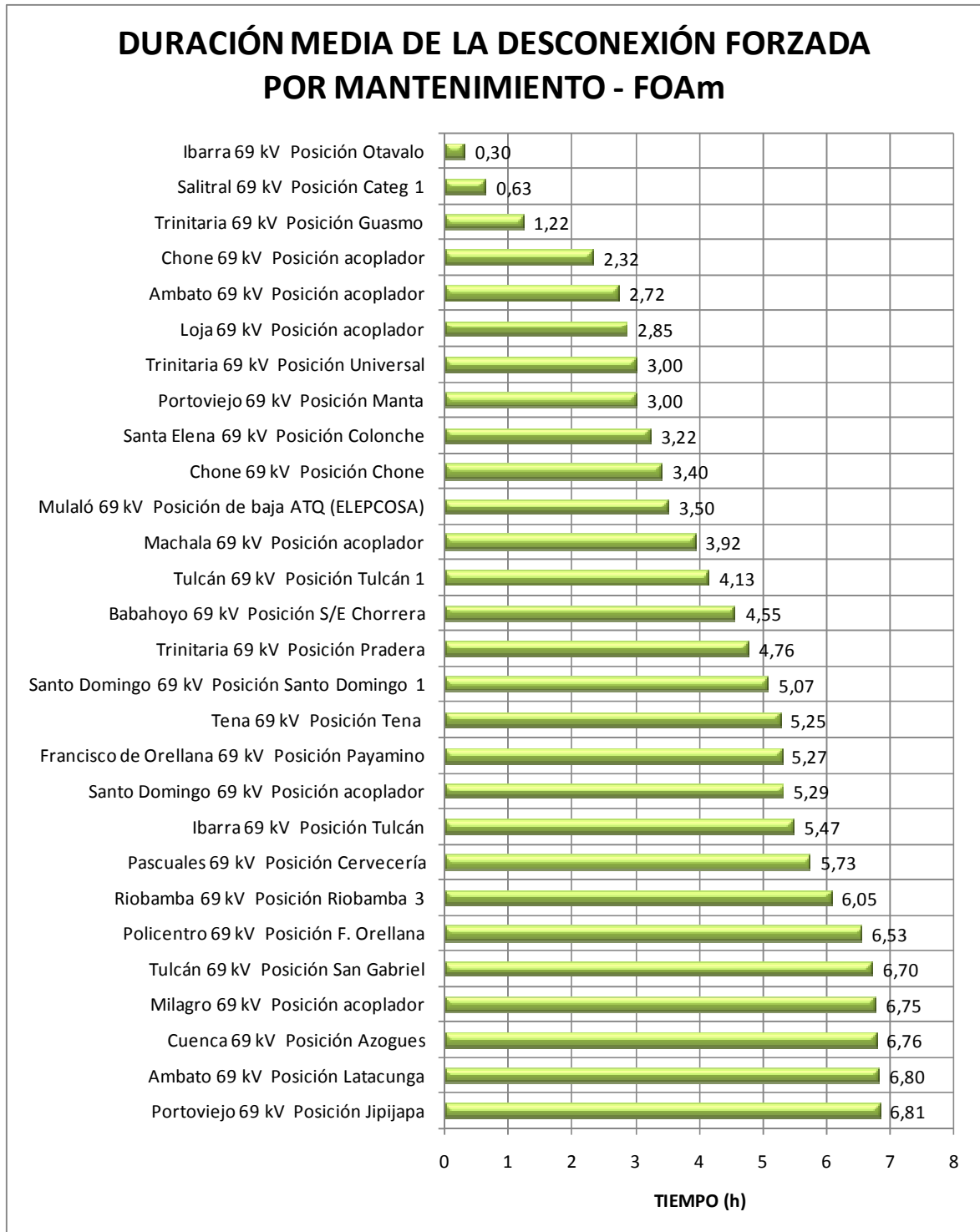


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

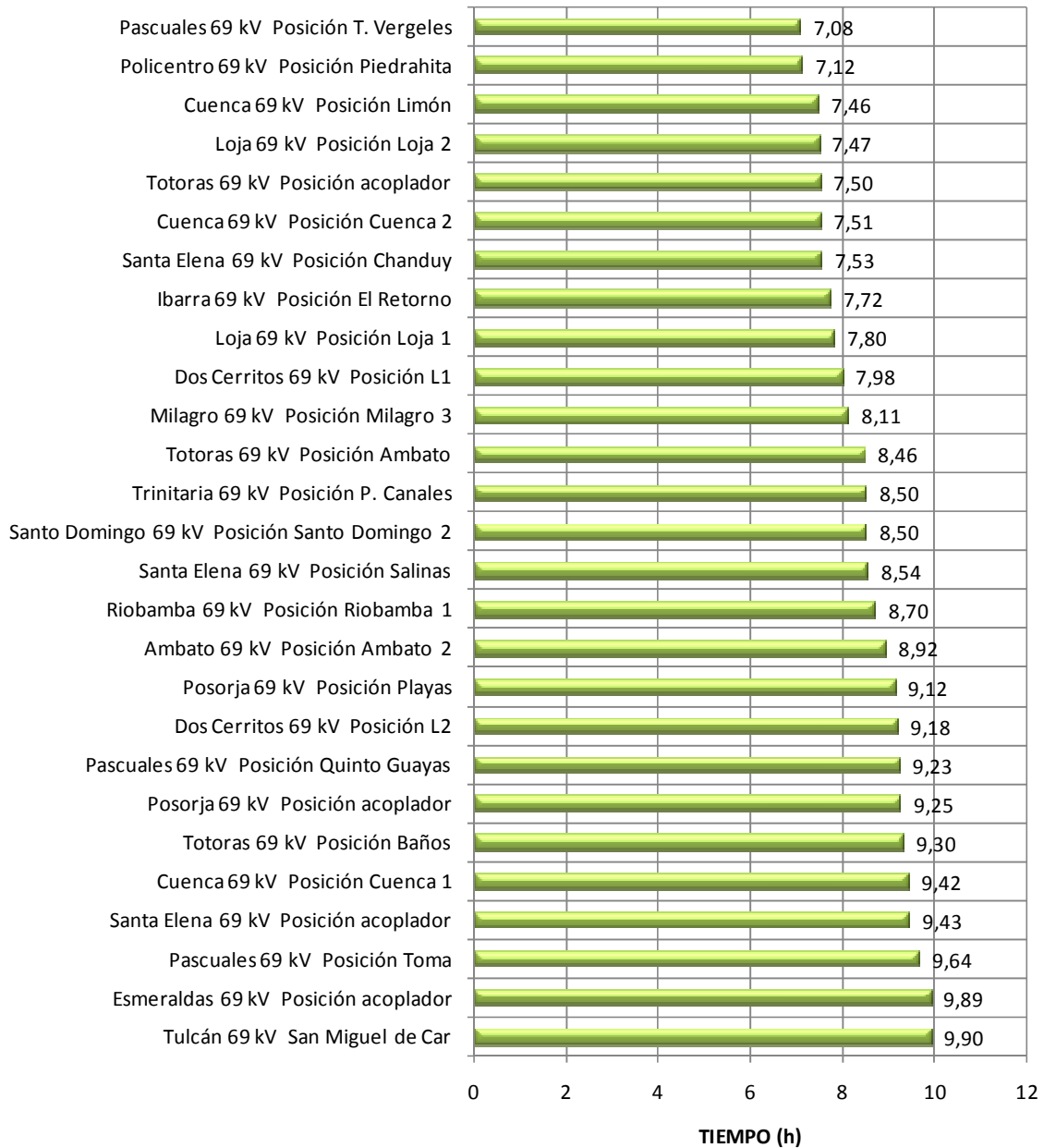


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

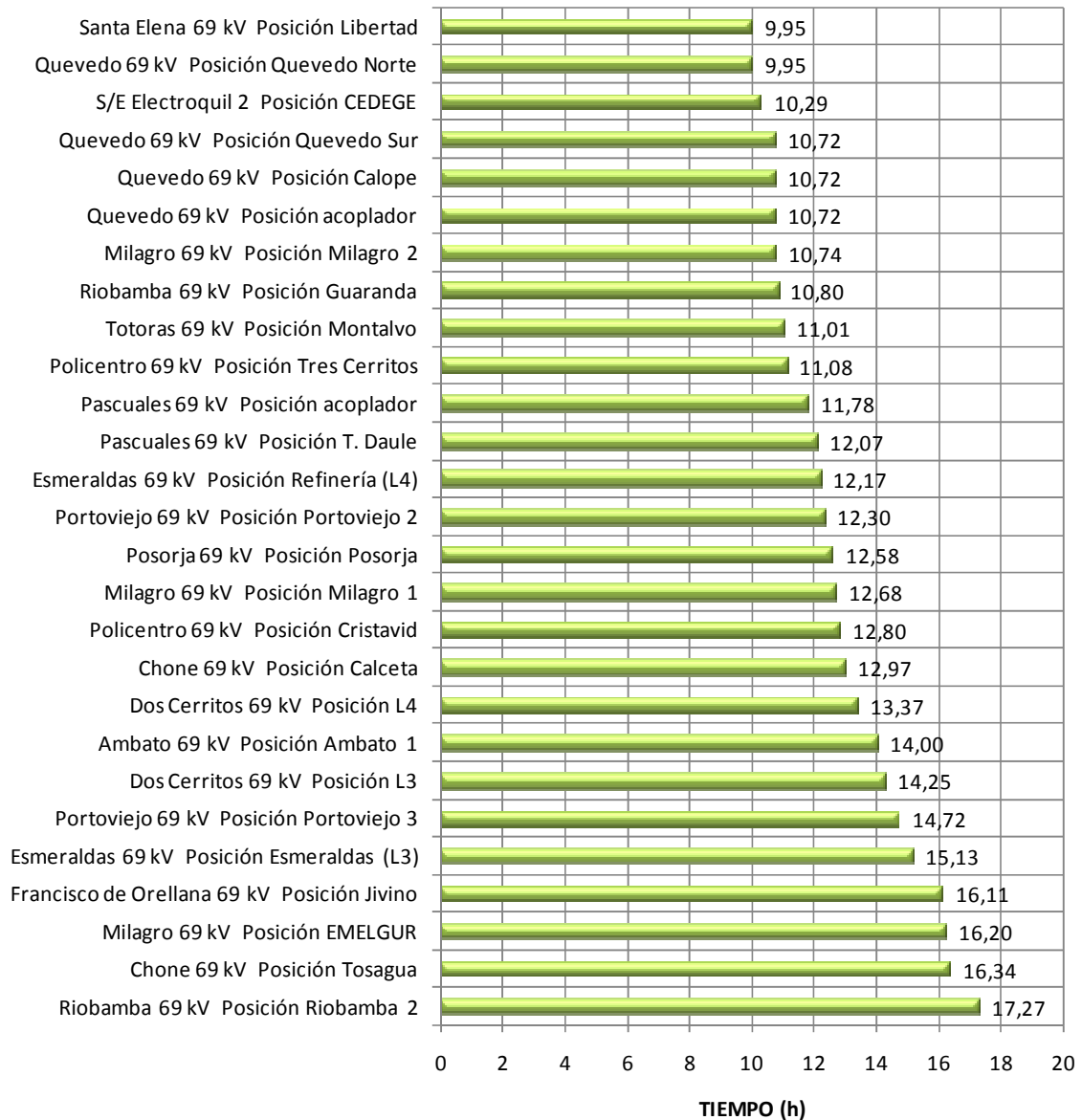
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



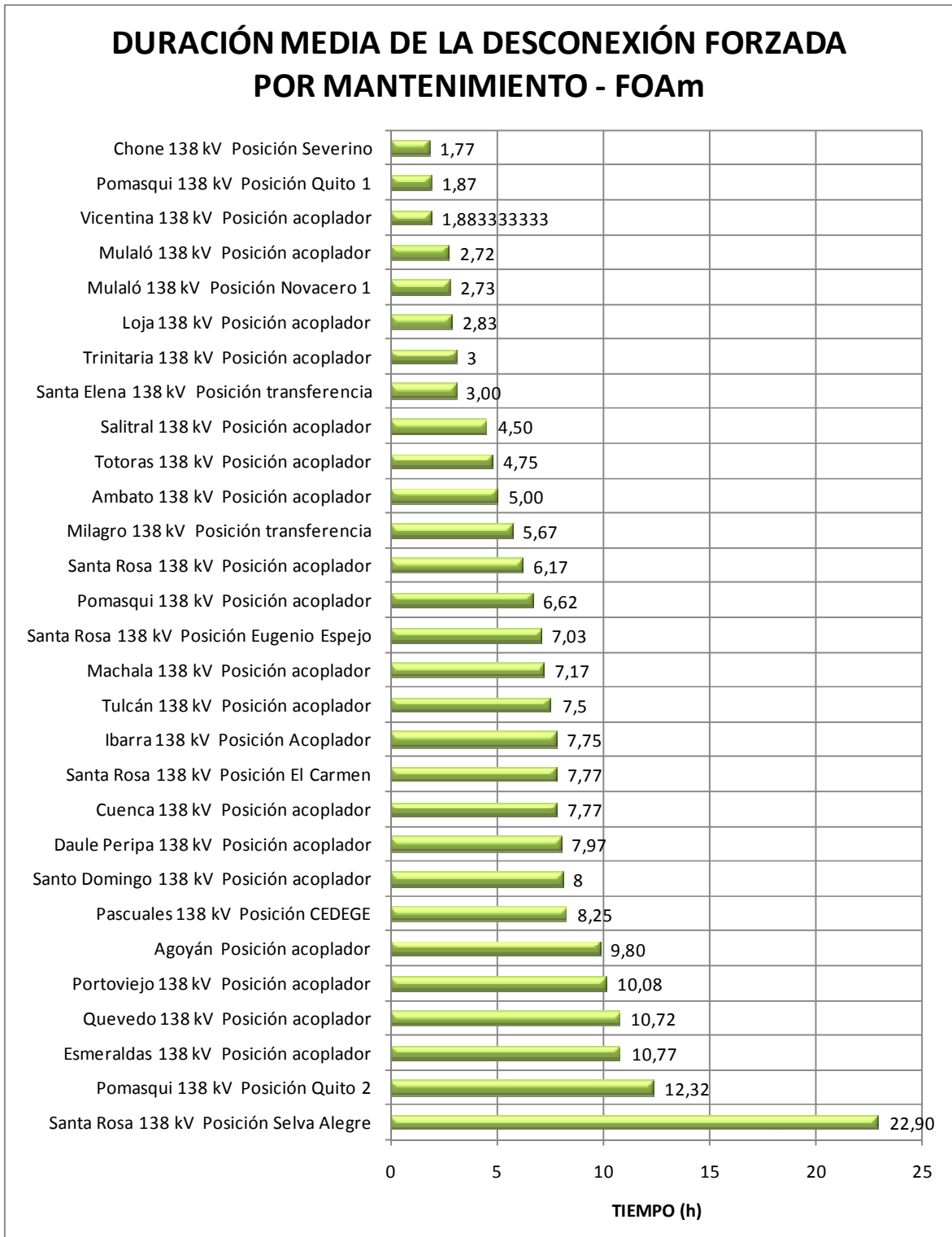
DURACIÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOAm



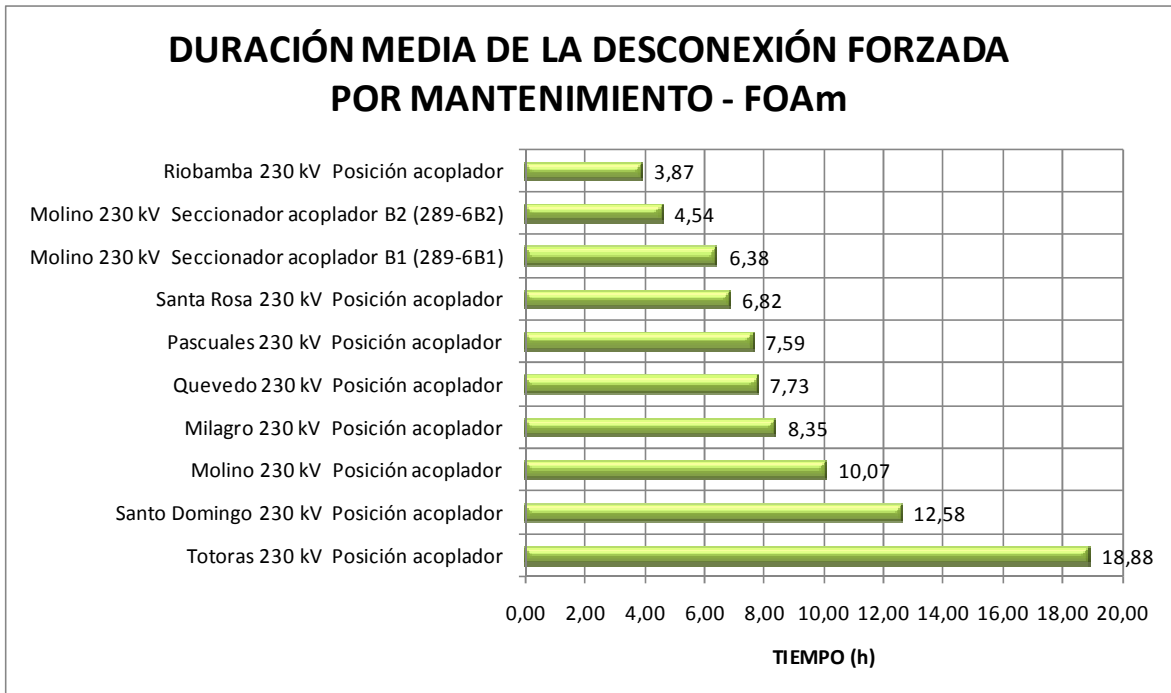
DURACIÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN FORZADA POR MANTENIMIENTO - FOAm



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



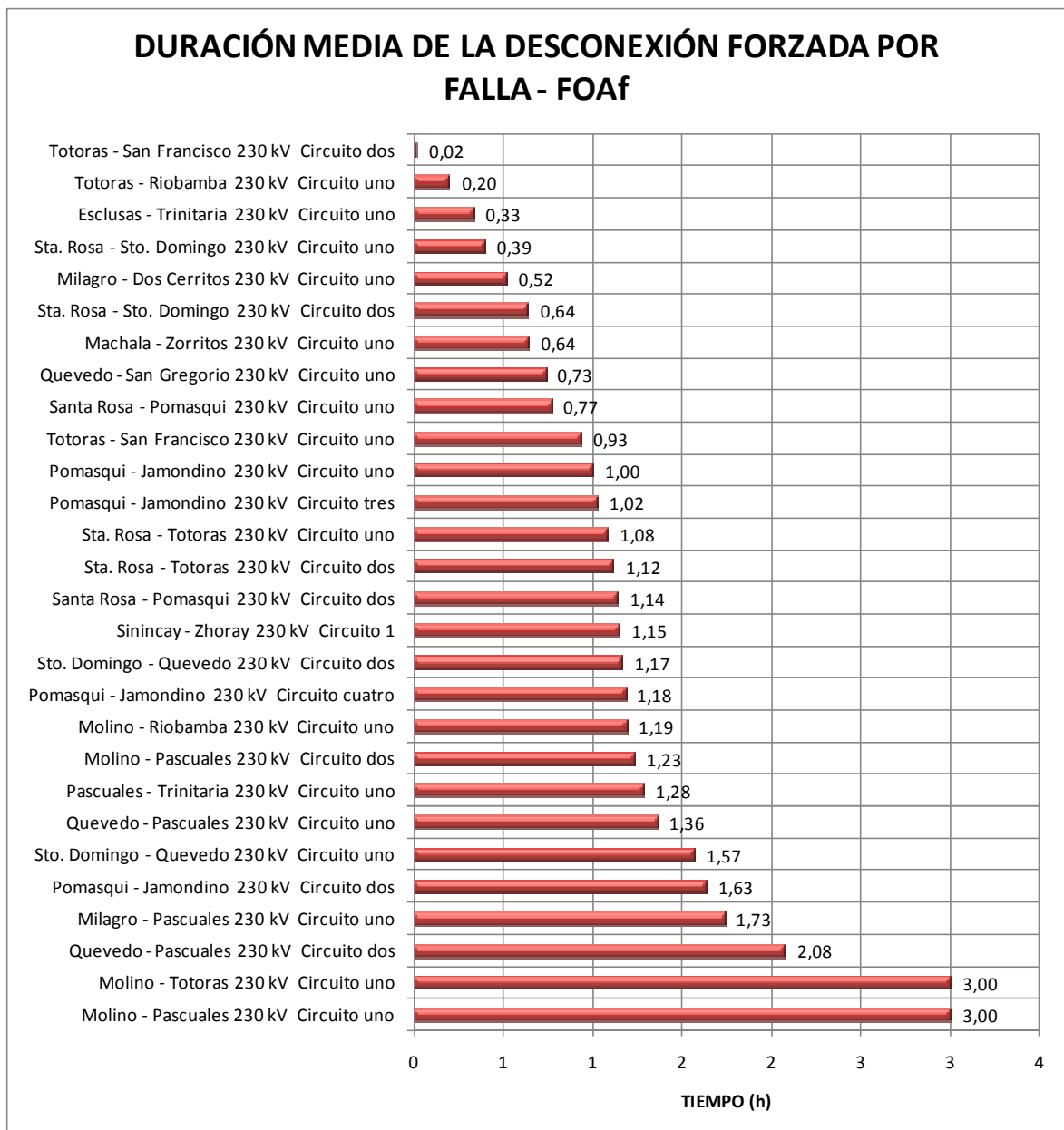
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



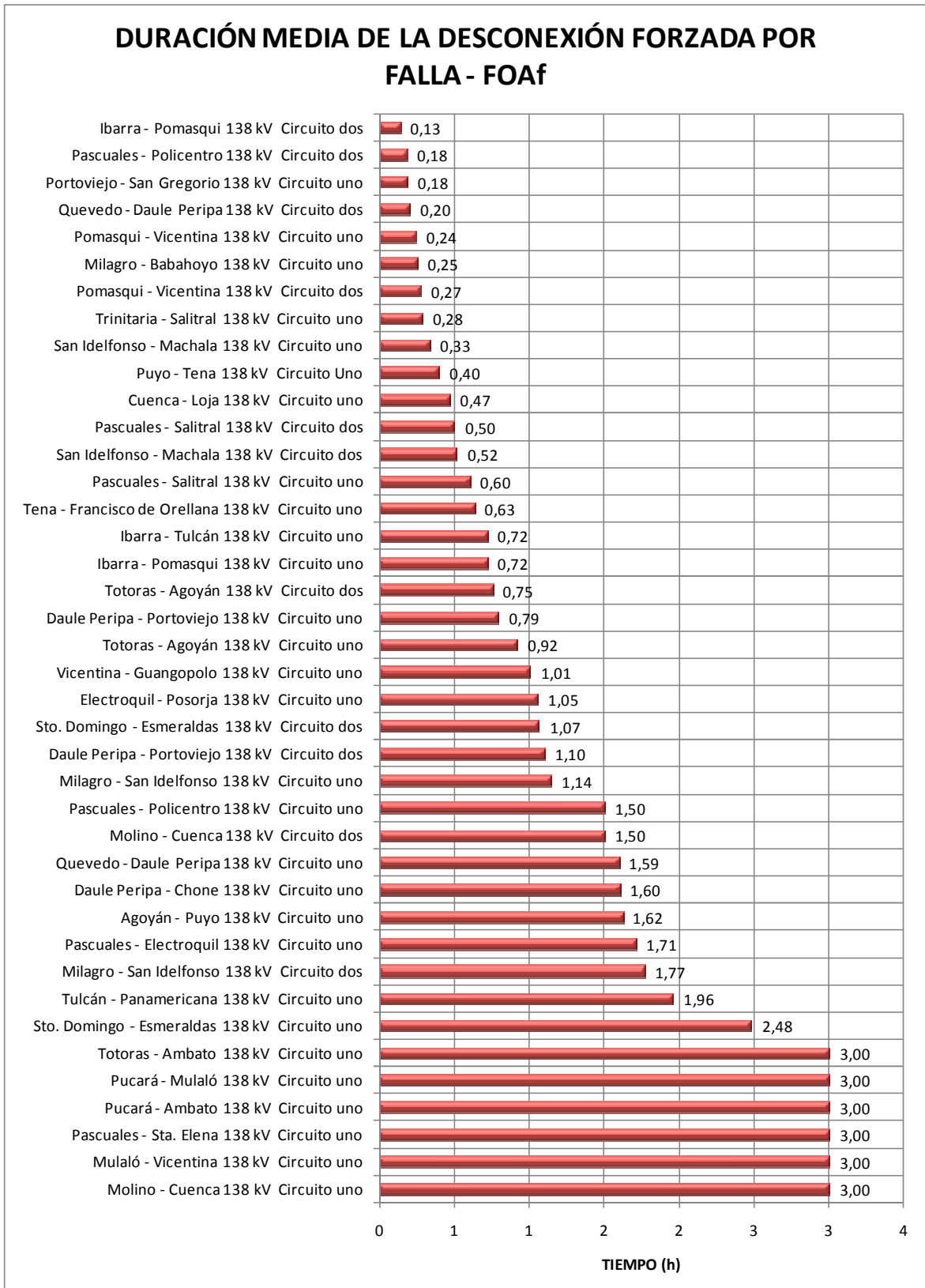
ANEXO 4.G.10: DURACIÓN MEDIA DE INDISPONIBILIDAD NO PROGRAMADA POR FALLA - FOAf

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

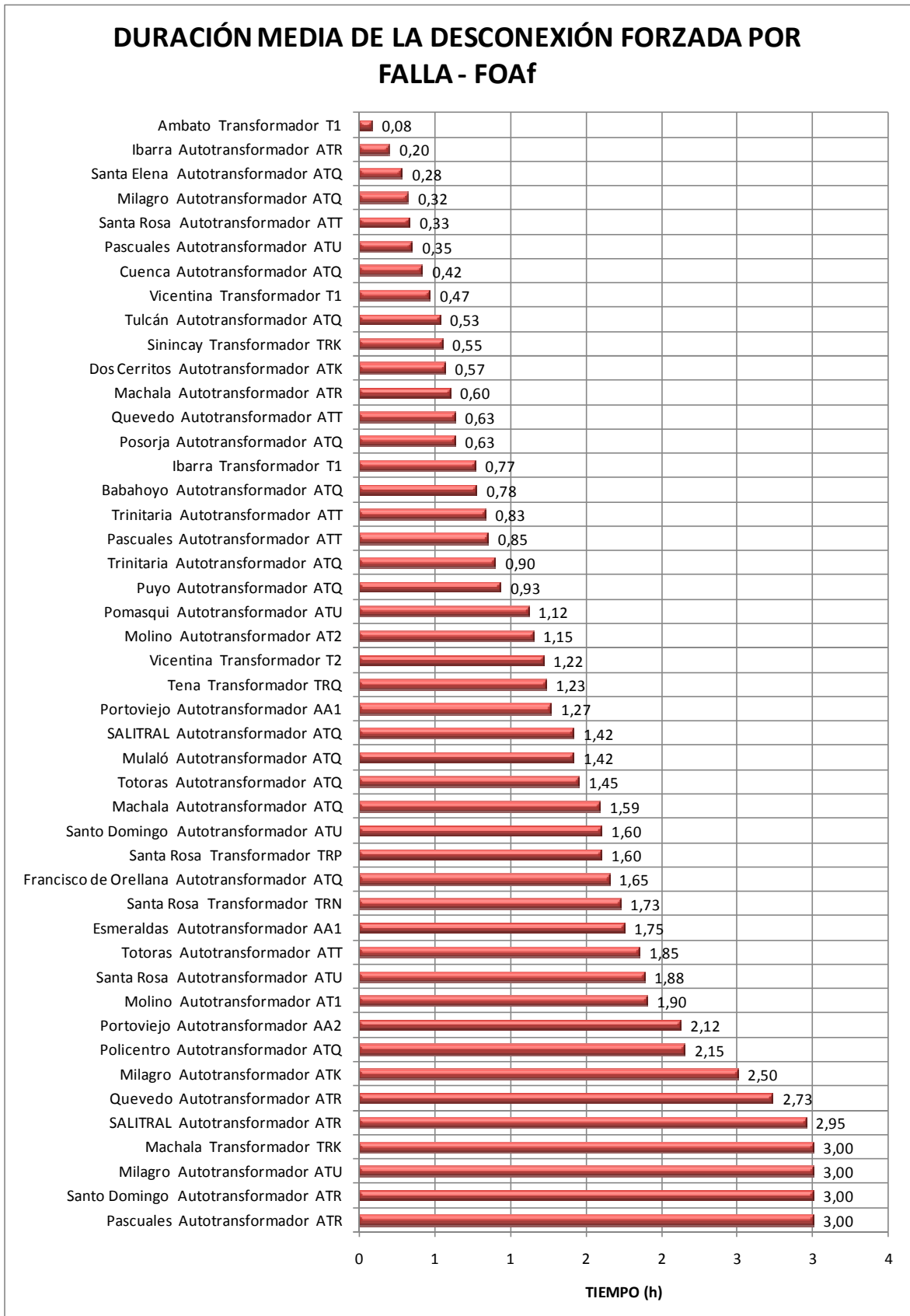
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

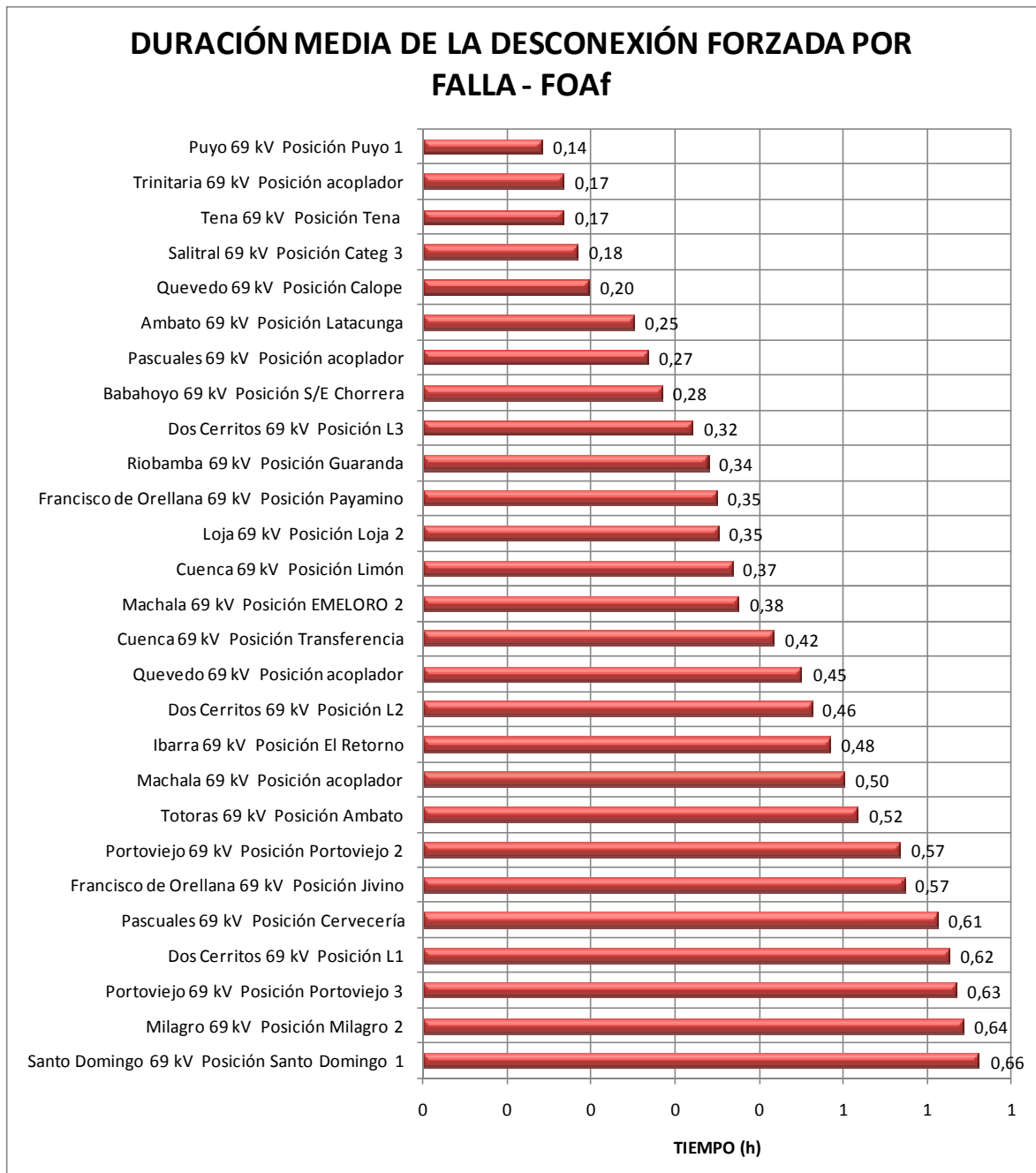


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

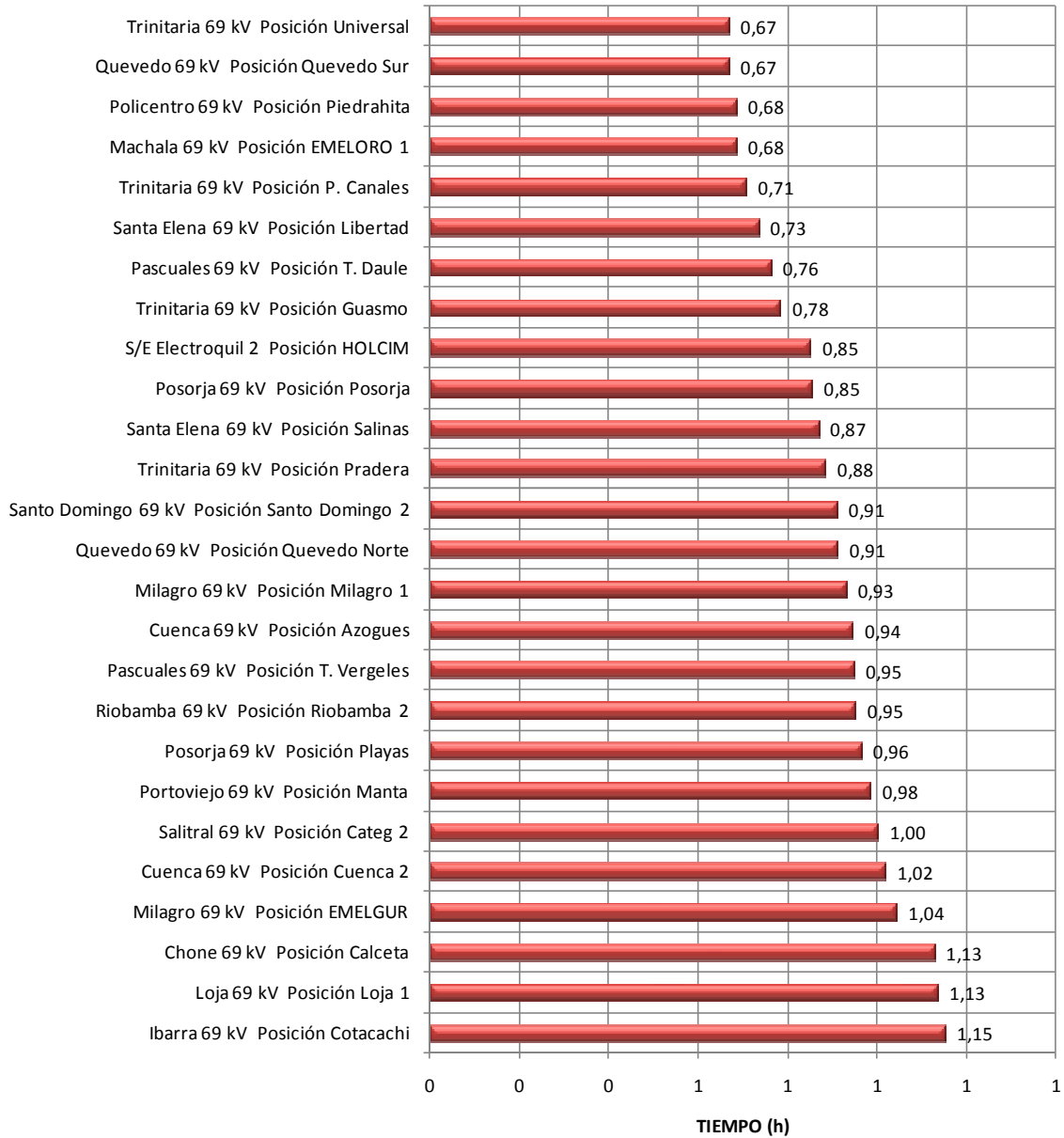


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

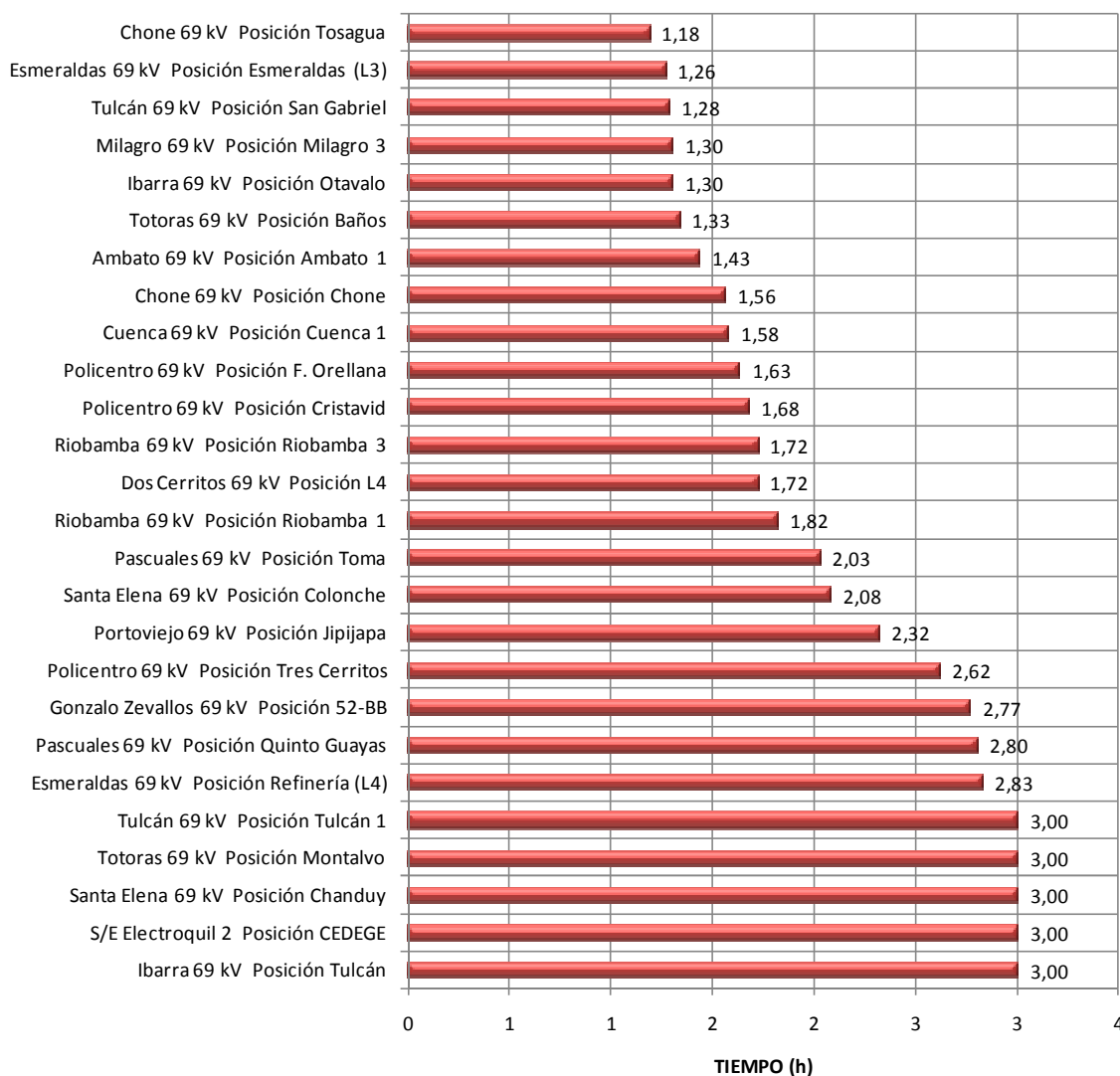
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



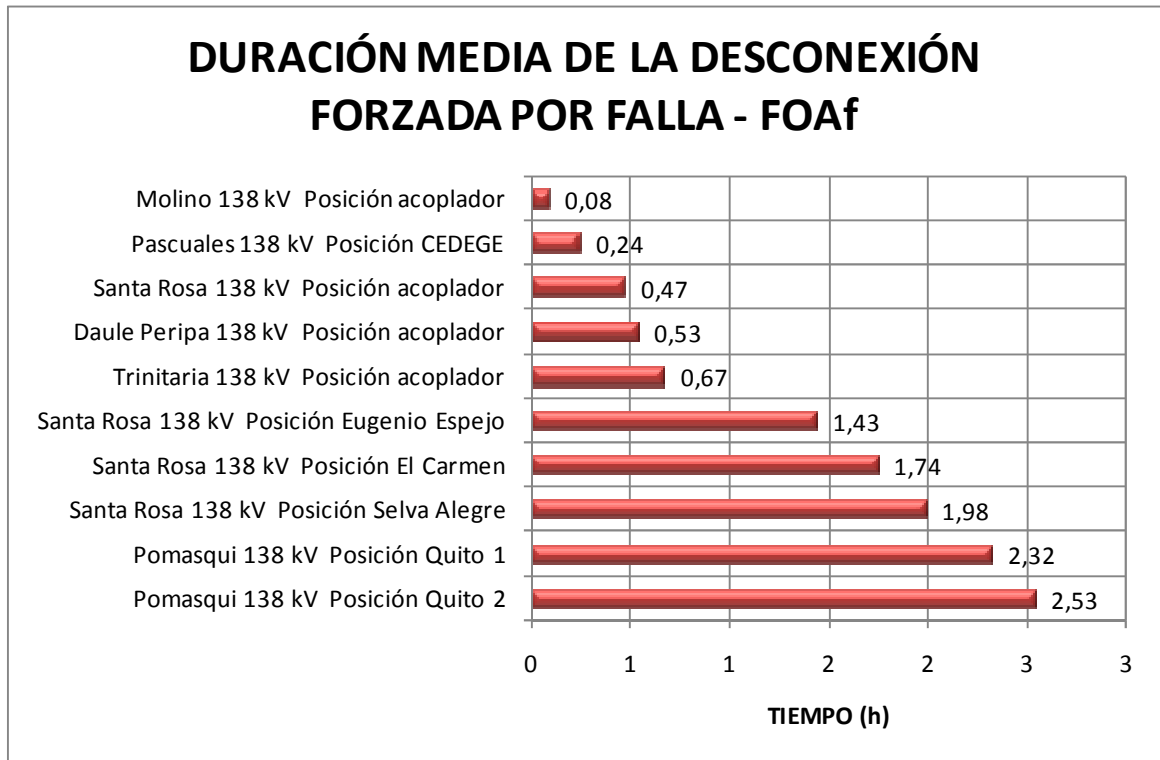
DURACIÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN FORZADA POR FALLA - FOAF



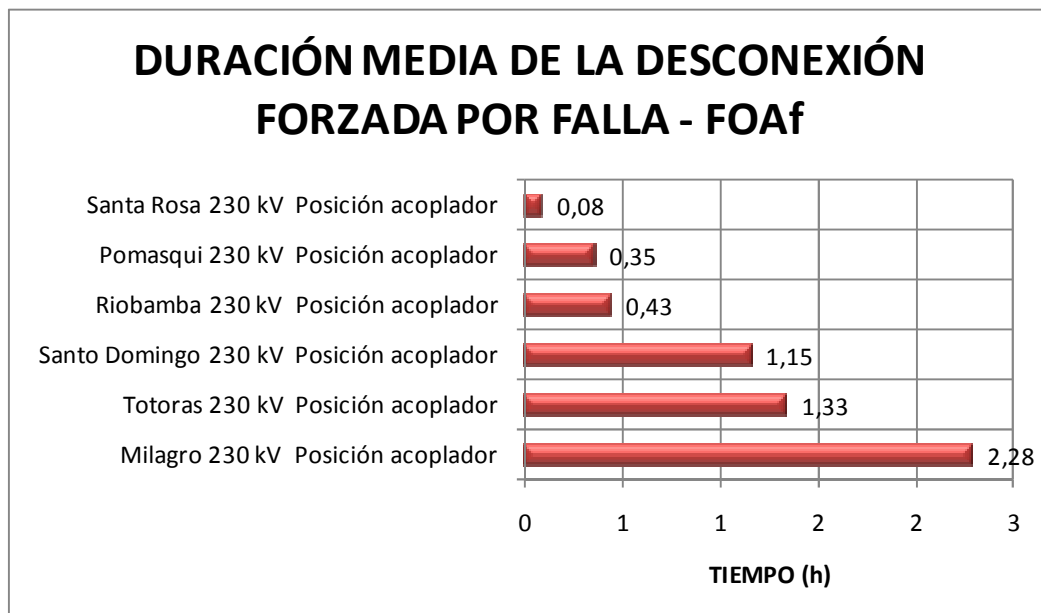
DURACIÓN MEDIA DE LA DESCONEXIÓN FORZADA POR FALLA - FOAF



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



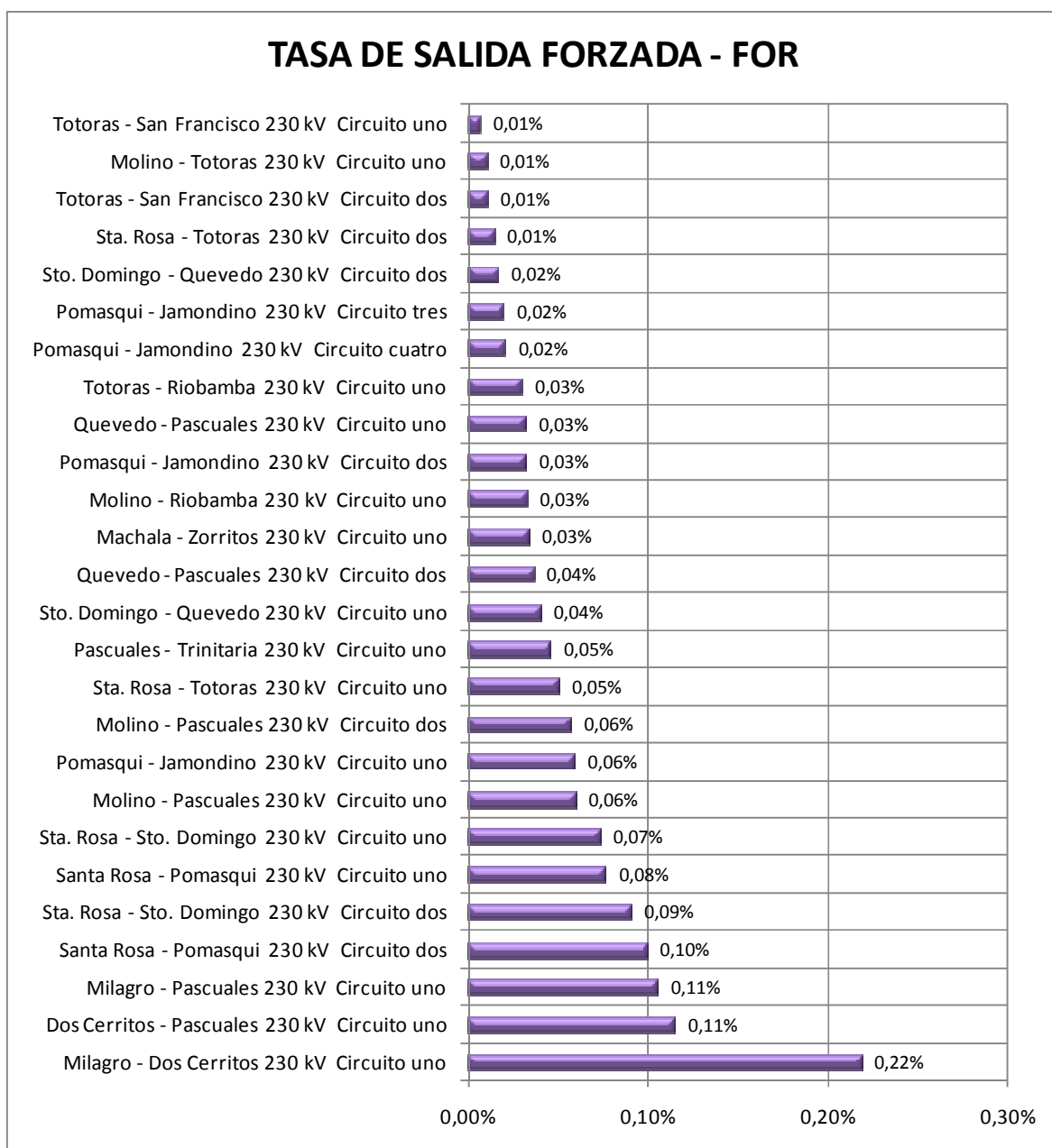
3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



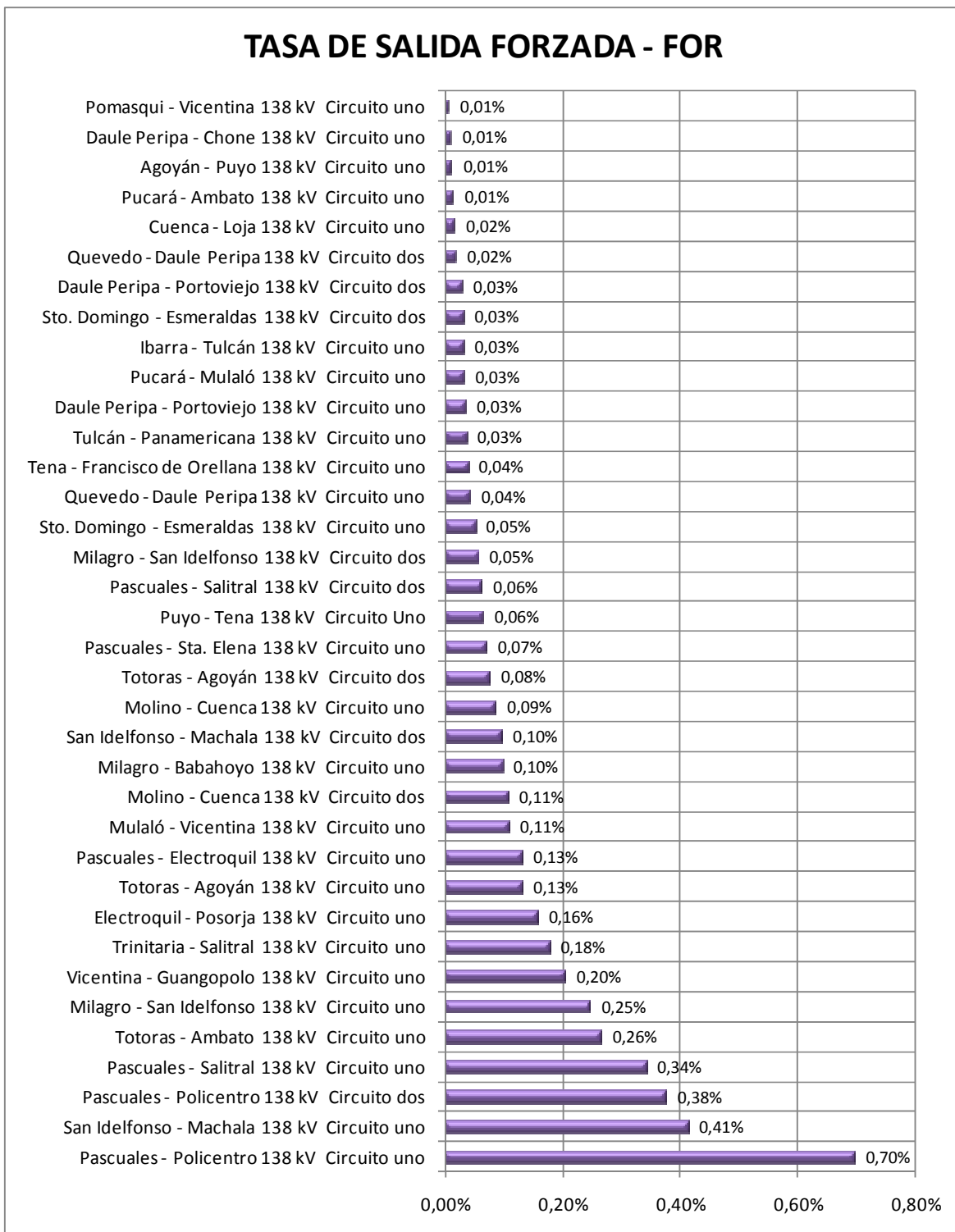
ANEXO 4.G.11: TASA DE SALIDA FORZADA - FOR

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

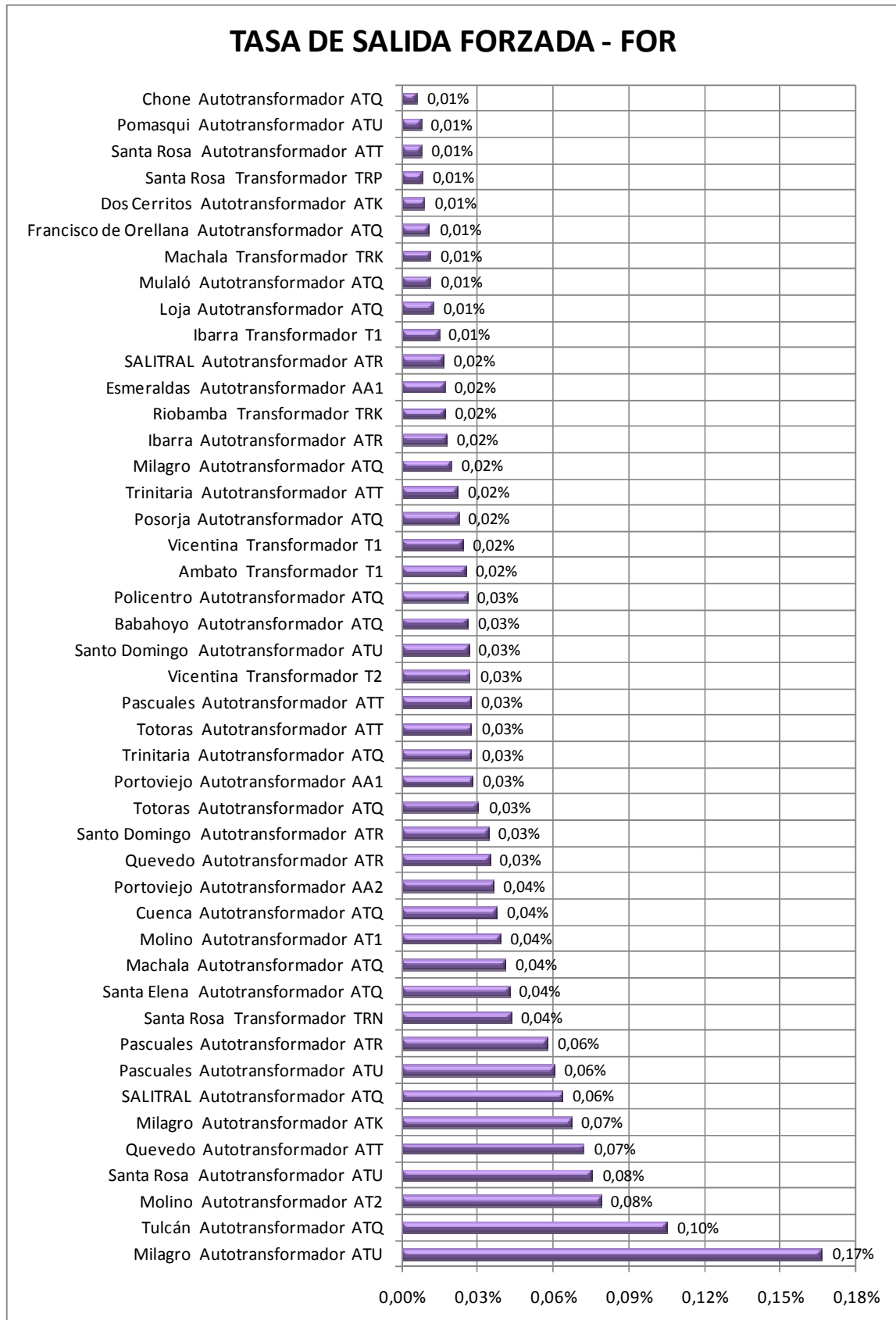
1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.



1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

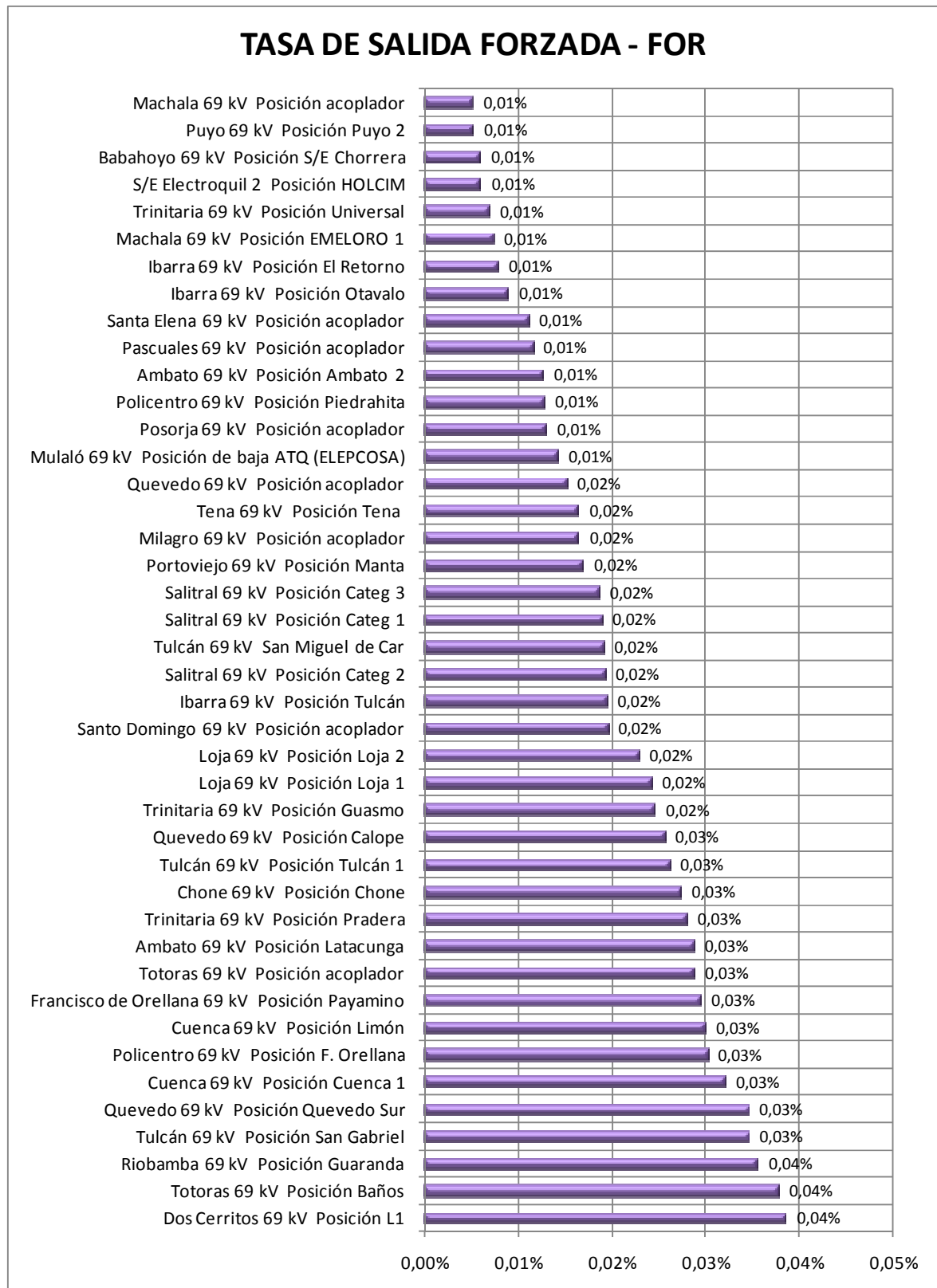


2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

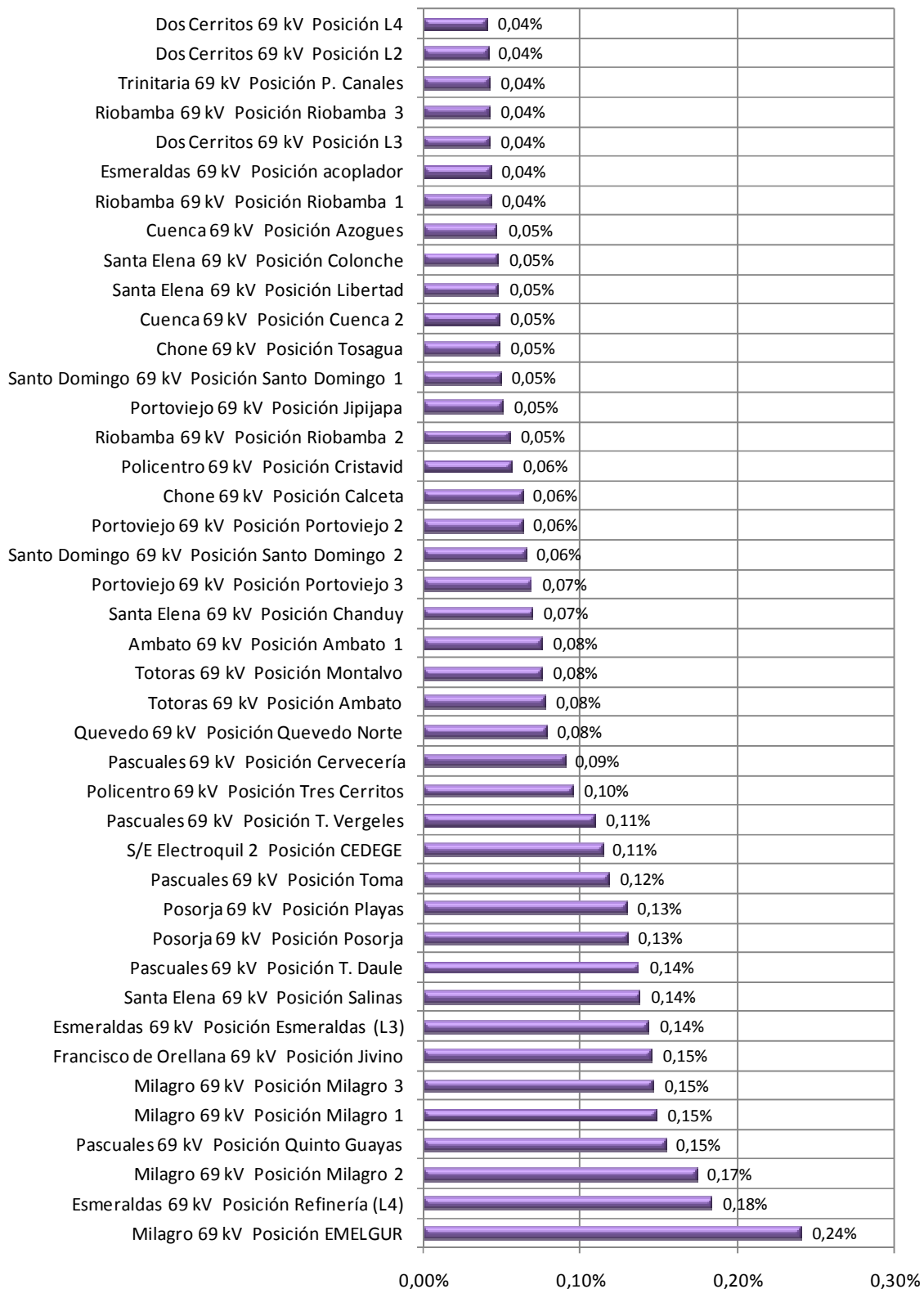


3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

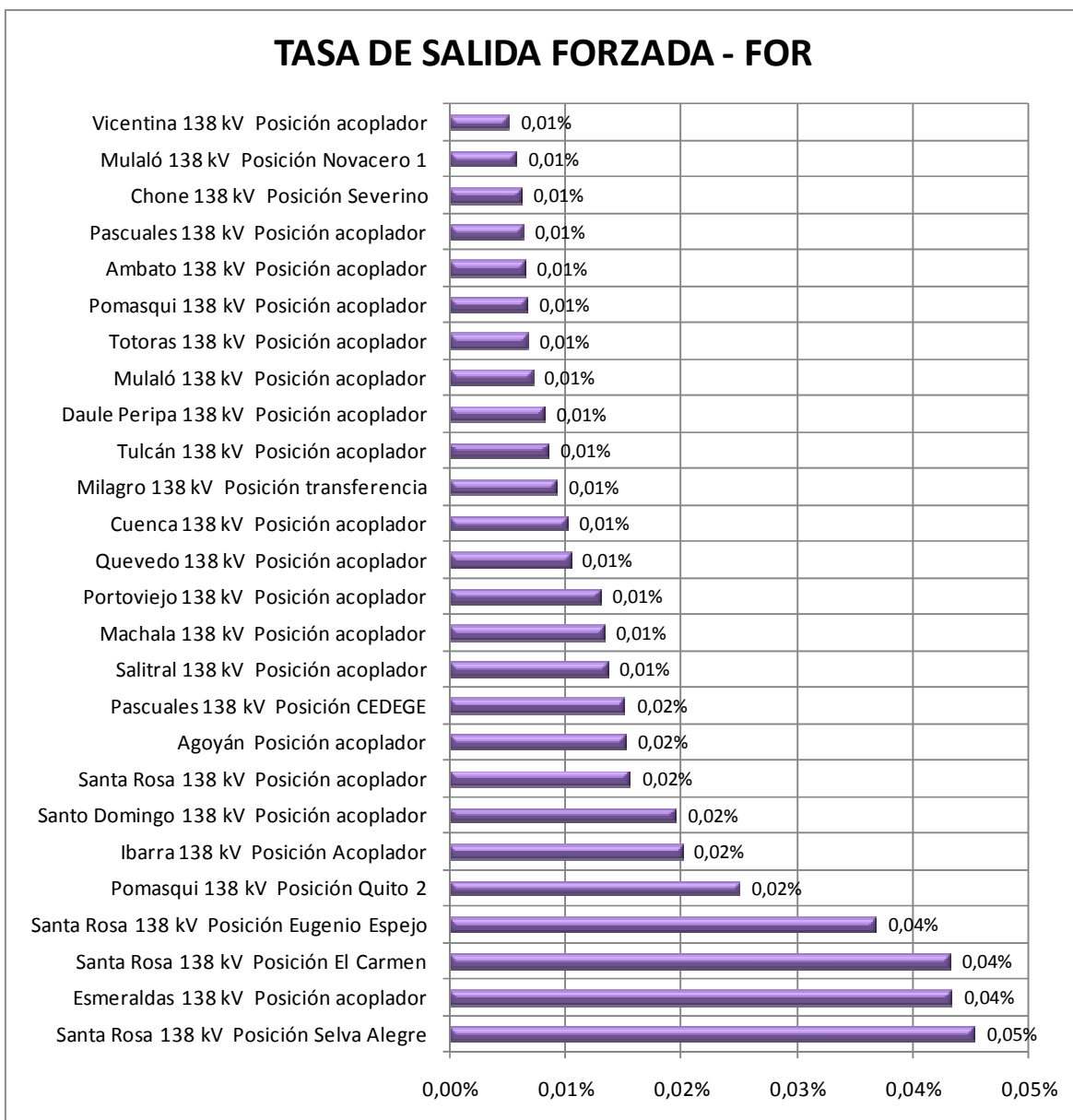
3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.



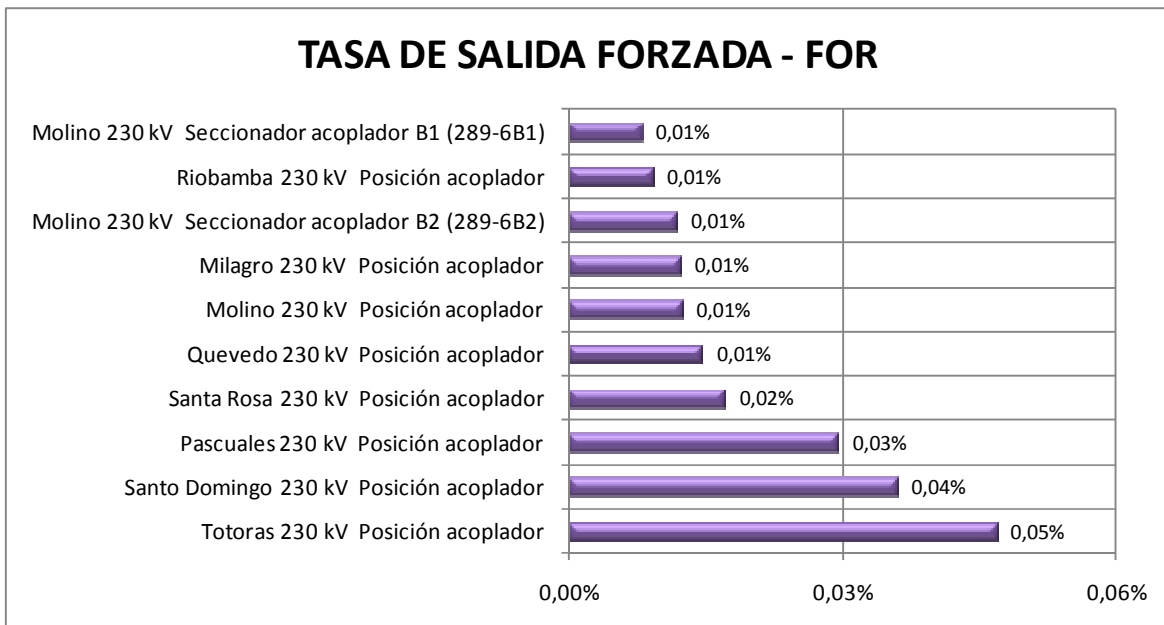
TASA DE SALIDA FORZADA - FOR



3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.



3.3 Puntos de Entrega 230 kV.



ANEXOS T: TABLAS

ANEXO 4.T.1: FALLAS SEGÚN SUS CAUSAS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito dos	-	2	-	-	-	2	4
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito uno	-	1	-	-	-	1	2
Electroquil 2 - Gonzalo Zevallos 69 kV Circuito uno **	1	2	-	3	-	4	10
Puyo - Tena 69 kV Circuito uno **	2	-	1	1	-	1	5
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	1	-	-	1	-	3	5
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	1	1	-	-	-	3	5
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	13	3	-	-	-	12	28
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	-	1	1	-	-	4	6
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	3	-	1	-	-	9	13
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	6	-	-	1	-	9	16
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	10	-	1	3	2	25	41
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	-	1	1
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	1	1
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	7	-	2	-	1	6	16
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	2	4	1	3	-	28	38
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	6	8	4	4	-	17	39
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	12	7	1	-	-	27	47
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	-	-	1	1	-	7	9
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	1	1	-	-	-	5	7
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	3	1	1	-	-	10	15
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	3	-	-	2	2	11	18
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	1	-	-	1	-	8	10
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	1	-	-	2	-	1	4
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	1	-	-	-	-	1	2
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	2	1	1	1	-	6	11
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	8	2	1	4	-	19	34
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	3	-	-	-	-	-	3
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	2	-	-	1	-	2	5
Portoviejo - San Gregorio 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	1	1
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	1	-	-	-	-	2	3
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	1	1	-	-	-	5	7
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	4	-	-	2	-	5	11
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	-	4	4
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	-	-	1	-	-	4	5
Quevedo - San Gregorio 138 kV Circuito uno **	-	-	-	-	-	1	1
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	3	2	1	3	1	7	17
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	3	-	1	-	-	3	7
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	3	-	-	1	-	3	7
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	12	5	2	-	-	11	30
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	15	4	2	2	-	17	40
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	25	2	2	1	2	35	67
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	-	1	-	1	-	2	4
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	-	1	-	-	-	2	3
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	-	3	1	1	-	3	8
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	1	1
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	4	-	4
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	2	-	1	-	-	4	7
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	2	-	1	1	-	5	9
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	4	1	-	-	-	6	11
SUBTOTAL 1	164	54	28	40	12	344	642

** Elemento no vigente en la actualidad

LINEAS DE TRANSMISION	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	1	2
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	1	1	1	1	7	5	16
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	-	-	-	2	-	4	6
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	2	-	1	1	-	5	9
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	1	1	1	1	-	7	11
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	-	1	1	-	1	3	6
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	5	2	-	-	-	19	26
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	4	2	1	-	-	13	20
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	3	-	-	2	-	4	9
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	1	1	1	5	-	7	15
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	2	-	-	-	-	8	10
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	13	1	2	7	36	18	77
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	3	1	1	1	3	1	10
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	11	1	3	6	38	27	86
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	3	-	-	1	5	2	11
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	1	-	-	1	-	6	8
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	4	-	-	2	-	14	20
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	1	1
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	24	-	-	1	1	3	29
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	14	1	1	1	-	4	21
Sinincay - Zhoray 230 kV Circuito 1	-	-	-	-	-	1	1
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	4	1	1	1	-	8	15
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	2	-	-	-	-	12	14
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	5	-	1	-	-	5	11
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	4	-	1	-	-	-	5
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	2	4	1	1	-	13	21
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	-	3	2	1	-	8	14
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	1	-	-	-	-	3	4
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	-	-	-	1	-	-	1
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	-	-	-	1	3	-	4
SUBTOTAL 2	110	20	19	37	95	202	483
TOTAL	274	74	47	77	107	546	1.125

** Elemento no vigente en la actualidad

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Ambato Transformador T1	-	-	1	-	-	-	1
Babahoyo Autotransformador ATQ	-	-	-	3	15	18	36
Cuenca Autotransformador ATQ	-	-	-	3	-	1	4
Dos Cerritos Autotransformador ATK	-	-	-	-	-	3	3
Esmeraldas Autotransformador AA1	1	-	1	6	-	1	9
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	-	1	-	3	1	5	10
Ibarra Autotransformador ATQ **	1	-	-	1	-	1	3
Ibarra Autotransformador ATR	-	-	-	-	-	3	3
Ibarra Transformador T1	-	-	-	-	1	2	3
Machala Autotransformador ATQ	-	-	1	6	1	4	12
Machala Autotransformador ATR	-	-	-	-	-	1	1
Machala Transformador TRK	-	-	-	1	-	1	2
Milagro Autotransformador ATK	1	-	-	2	-	3	6
Milagro Autotransformador ATQ	1	-	-	-	-	7	8
Milagro Autotransformador ATU	-	-	-	2	-	-	2
Molino Autotransformador AT1	-	1	-	2	1	-	4
Molino Autotransformador AT2	-	-	1	2	-	2	5
Mulaló Autotransformador ATQ	1	-	-	-	1	3	5
Pascuales Autotransformador ATR	1	1	2	5	1	1	11
Pascuales Autotransformador ATT	-	1	-	4	-	-	5
Pascuales Autotransformador ATU	-	-	2	-	-	-	2
Policentro Autotransformador ATQ	-	1	1	3	-	3	8
Pomasqui Autotransformador ATU	-	-	3	1	-	-	4
Portoviejo Autotransformador AA1	1	-	1	2	-	2	6
Portoviejo Autotransformador AA2	1	-	-	1	-	3	5
Portoviejo Transformador Móvil	1	-	-	2	3	1	7
Posorja Autotransformador ATQ	-	-	-	4	1	2	7
Puyo Autotransformador ATQ	-	-	-	4	-	-	4
Puyo Transformador Movil **	1	-	-	1	-	1	3
Quevedo Autotransformador ATR	1	-	1	5	-	5	12
Quevedo Autotransformador ATT	-	-	1	3	-	2	6
SALITRAL Autotransformador ATQ	1	-	3	-	2	5	11
SALITRAL Autotransformador ATR	-	1	2	-	2	2	7
Santa Elena Autotransformador ATQ	-	-	-	-	-	1	1
Santa Rosa Autotransformador ATT	-	-	-	-	-	1	1
Santa Rosa Autotransformador ATU	-	1	1	2	-	7	11
Santa Rosa Transformador TRN	3	-	4	3	2	3	15
Santa Rosa Transformador TRP	-	-	-	1	-	2	3
Santo Domingo Autotransformador ATR	-	-	-	1	-	-	1
Santo Domingo Autotransformador ATU	-	-	1	2	-	2	5
Sinincay Transformador TRK	-	-	-	1	-	-	1
Tena Transformador TRQ	-	-	1	2	2	1	6
Totoras Autotransformador ATQ	-	-	1	4	-	1	6
Totoras Autotransformador ATT	-	-	-	1	-	1	2
Trinitaria Autotransformador ATQ	-	-	1	2	-	4	7
Trinitaria Autotransformador ATT	-	-	-	1	-	-	1
Tulcán Autotransformador ATQ	-	1	-	-	-	-	1
Vicentina Transformador T1	-	-	1	-	-	-	1
Vicentina Transformador T2	1	1	-	-	1	-	3
TOTAL	16	9	30	86	34	105	280

** Elemento no vigente en la actualidad

3. PUNTOS DE ENTREGA

PUNTOS DE ENTREGA	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	1	4	-	1	14	-	20
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	1	3	-	1	8	-	13
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	2	1	-	1	3	1	8
Ambato 69 kV Posición Latacunga	3	-	-	-	2	-	5
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	-	-	-	-	1	1	2
Chone 69 kV Posición Calceta	20	6	2	4	83	2	117
Chone 69 kV Posición Chone	3	2	-	3	27	-	35
Chone 69 kV Posición Tosagua	8	6	-	4	24	1	43
Cuenca 69 kV Posición Azogues	1	1	-	-	5	-	7
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	2	2	-	1	4	-	9
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	3	2	-	1	4	-	10
Cuenca 69 kV Posición Limón	4	1	2	4	12	1	24
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	1	1	-	3	29	2	36
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	2	5	2	6	28	-	43
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	7	4	1	6	32	1	51
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	3	2	-	-	20	-	25
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	2	3	2	2	20	2	31
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	-	-	1	4	3	-	8
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	33	13	4	7	53	-	110
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	7	6	1	12	77	2	105
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	-	-	1	-	1	1	3
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	2	-	-	-	1	-	3
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	-	-	-	-	-	1	1
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	4	5	1	1	5	1	17
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	3	1	-	-	3	-	7
Loja 69 kV Posición Loja 1	1	4	1	6	4	-	16
Loja 69 kV Posición Loja 2	10	1	-	-	11	1	23
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	1	4	2	1	18	-	26
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	1	-	-	-	7	-	8
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	10	9	2	12	63	-	96
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	17	15	1	2	31	-	66
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	11	19	1	6	40	1	78
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	15	16	-	7	23	1	62
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	8	11	3	11	34	-	67
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	8	8	1	7	22	-	46
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	6	9	2	6	70	3	96
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	11	21	4	10	32	-	78
Pascuales 69 kV Posición Toma	4	5	-	3	23	1	36
Policentro 69 kV Posición Cristavid	9	5	4	12	14	-	44
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	6	3	-	5	6	-	20
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	2	1	1	2	3	-	9
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	2	4	1	5	4	-	16
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	3	7	-	-	9	-	19
Portoviejo 69 kV Posición Manta	-	-	-	-	7	-	7
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	4	-	-	1	20	2	27
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	-	-	-	2	3	-	5
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	-	-	-	1	5	-	6
SUBTOTAL 1	241	210	40	160	908	25	1.584

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Posorja 69 kV Posición Playas	20	4	-	8	62	-	94
Posorja 69 kV Posición Posorja	16	2	-	6	65	1	90
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	3	3	1	-	4	-	11
Quevedo 69 kV Posición Calope	2	1	-	1	11	3	18
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	9	13	2	2	24	1	51
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	1	6	1	2	19	-	29
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	38	-	1	2	30	-	71
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	2	4	-	2	11	-	19
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	4	6	-	-	7	-	17
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	5	6	-	1	12	-	24
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	2	1	-	1	17	-	21
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	1	3	-	2	4	-	10
Salitral 69 kV Posición Categ 2	-	1	-	-	-	-	1
Salitral 69 kV Posición Categ 3	-	-	-	1	1	-	2
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	4	2	1	12	29	-	48
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	8	3	1	7	34	1	54
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	12	-	1	6	13	-	32
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	7	3	-	3	30	-	43
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	13	-	1	8	28	-	50
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	6	6	-	2	21	-	35
Tena 69 kV Posición Tena	3	2	-	-	5	-	10
Totoras 69 kV Posición Ambato	1	4	-	1	4	-	10
Totoras 69 kV Posición Baños	1	1	-	3	1	-	6
Totoras 69 kV Posición Montalvo	4	1	-	1	6	-	12
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	9	11	1	6	19	2	48
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	2	4	2	1	8	1	18
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	3	6	-	-	10	1	20
Trinitaria 69 kV Posición Universal	-	1	-	1	1	-	3
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	16	-	-	1	15	1	33
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	3	1	-	-	2	-	6
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	1	-	-	-	2	-	3
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	-	-	-	2	1	-	3
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	-	1	-	3	5	1	10
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	5	1	-	-	1	4	11
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	-	1	1	-	5	-	7
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	2	-	-	-	2	1	5
SUBTOTAL 2	203	98	13	85	509	17	925
TOTAL	444	308	53	245	1.417	42	2.509

** Elemento no vigente en la actualidad

4. POSICIONES

PUNTOS DE ENTREGA	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Cuenca 69 kV Posición Transferencia	-	-	-	-	-	1	1
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición de alta - unidad TV3	-	-	-	1	-	1	2
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición ELECTROQUIL 2 **	2	-	-	-	-	-	2
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 1	-	-	-	-	-	2	2
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 2	-	-	-	-	-	1	1
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral ATQ **	-	-	-	-	-	2	2
Ibarra movil 69 kV Posición Movil **	-	-	-	-	1	-	1
Machala 69 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	2	3
Pascuales 69 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	-	1
Pascuales 69 kV Posición gas Pascuales	-	3	-	1	5	2	11
Puyo 69 kV Posición Tena **	1	1	-	-	1	4	7
Quevedo 69 kV Posición acoplador	-	-	-	1	-	-	1
S/E Electroquil 2 Posición de alta U1	-	-	-	1	-	-	1
S/E Electroquil 2 Posición Gonzalo Zevallos **	-	-	-	-	-	1	1
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 1	-	-	-	-	1	-	1
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 2	-	1	-	-	1	-	2
Salitral 69 kV Posición 1 G. Zevallos	-	1	-	-	-	-	1
Salitral 69 kV Posición Electroquil 1	-	-	-	-	1	-	1
Salitral 69 kV Posición Electroquil 2	-	-	-	-	1	-	1
Salitral 69 kV Posición Seccionador 89-0R1 (ATR) **	-	-	1	-	-	-	1
Tena 69 kV Posición Puyo **	1	-	1	-	1	-	3
Trinitaria 69 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	-	1
Trinitaria 69 kV POWER BARGE 1	-	1	-	-	5	-	6
Agoyán Posición de alta U1	-	-	-	1	-	1	2
Agoyán Posición de alta U2	-	-	-	-	-	1	1
Daule Peripa 138 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	-	1
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 1	-	-	-	-	-	1	1
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 2	-	-	-	1	-	-	1
Esmeraldas 138 kV Posición de alta MT1	-	-	1	-	-	-	1
Molino 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	-	1
Pascuales 138 kV Posición Salitral 2	-	-	-	1	1	-	2
S/E Electroquil 3 Posición de alta unidad 3	-	-	-	1	-	-	1
Santa Rosa 138 kV Posición acoplador	-	-	-	1	-	-	1
Santa Rosa 138 kV Posición central Santa Rosa	2	-	-	-	-	2	4
Trinitaria 138 kV Posición acoplador	-	-	-	1	-	1	2
Trinitaria 138 kV Posición central Trinitaria	-	-	1	-	-	2	3
Milagro 230 kV Posición acoplador	-	-	1	3	-	2	6
Pomasqui 230 kV Posición acoplador	2	-	2	-	-	2	6
Riobamba 230 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	-	1
Santa Rosa 230 kV Posición acoplador	-	-	1	-	-	-	1
Santo Domingo 230 kV Posición acoplador	-	-	-	-	-	1	1
Totoras 230 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	-	1
TOTAL	8	7	13	13	20	29	90

** Elemento no vigente en la actualidad

5. BARRAS

BARRA	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Chone 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Cuenca 69 kV Barra principal	-	-	-	-	1	-	1
Dos Cerritos 69 kV Barra 1	-	-	-	-	1	-	1
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BA	-	-	1	-	-	-	1
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BB	-	-	1	-	1	-	2
Machala 69 kV Barra 1	-	-	-	-	-	1	1
Machala 69 kV Barra 2	-	-	1	-	-	-	1
Manta 2 69 kV Barra 1	-	-	-	1	-	-	1
Pascuales 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	4	5
Portoviejo 69 kV Barra principal	-	-	-	-	-	1	1
Posorja 69 kV Barra principal	-	-	-	2	-	-	2
Riobamba 69 kV Barra principal	-	-	-	1	1	-	2
S/E Electroquil 2 Barra principal	-	-	-	-	1	-	1
Santa Elena 69 kV Barra principal	-	-	1	2	-	-	3
Santo Domingo 69 kV Barra principal	-	-	1	-	-	-	1
Sinincay 69 kV Barra Principal	-	-	-	1	-	-	1
Totoras 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Daule Peripa 138 kV Barra 2	-	-	-	1	-	-	1
Milagro 138 kV Barra principal	-	1	-	2	-	-	3
Molino 138 kV Barra 2	-	-	-	-	1	-	1
Pascuales 138 kV Barra principal	-	-	-	-	-	1	1
Portoviejo 138 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
S/E Electroquil 3 Barra principal	-	-	-	1	-	1	2
Santa Elena 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Santa Rosa 138 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Santo Domingo 138 kV Barra principal	-	-	-	1	-	1	2
Tulcán 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	1	1
Vicentina 138 kV Barra principal	1	-	-	1	-	-	2
Milagro 230 kV Barra 2	-	-	-	1	-	1	2
Molino 230 kV Barra 2	-	-	1	-	1	-	2
Molino 230 kV Barra 4	-	-	1	-	1	-	2
Pomasqui 230 kV Barra 1	1	-	-	-	-	1	2
Pomasqui 230 kV Barra 2	-	-	-	1	-	1	2
Santa Rosa 230 kV Barra 1	-	-	-	-	-	2	2
Santo Domingo 230 kV Barra 1	-	-	-	-	-	1	1
Santo Domingo 230 kV Barra 2	-	-	-	-	-	1	1
Totoras 230 kV Barra 1	-	-	-	-	-	1	1
TOTAL	2	1	7	21	8	18	57

6. COMPENSADORES

COMPENSADOR	FENA	EXSI	FAHU	EQMD	AMEM	OTRO	TOTAL
Machala 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	1	3	2	6
Machala 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	1	-	1
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	-	1	1
Molino 13.8 kV Reactor R1	-	-	-	1	-	-	1
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	1	3	-	4
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	1	-	-	1
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	1	-	-	1
Tulcán 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	1	-	1
Conocoto 23 kV Capacitor C1	1	-	-	-	-	-	1
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	-	-	-	-	4	1	5
Portoviejo 69 kV Capacitor C2	-	2	-	-	1	-	3
TOTAL	1	2	-	5	13	4	25

ANEXO 4.T.2: TIPO DE MANTENIMIENTOS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	APAN	PROT	CASI	CPCA	DESB	EXIN	LLAI	MEST	MLIN	MODE	PRUE	PAT	RCOM	SCON	TOTAL
CUENCA - HIDROABANICO - C1	-	-	5	-	4	-	-	5	-	-	-	-	-	-	14
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito dos	-	-	-	-	6	-	1	-	1	-	-	-	-	-	8
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito uno	-	-	-	-	6	-	1	-	-	-	-	-	-	-	7
Electroquil 2 - Gonzalo Zevallos 69 kV Circuito uno **	2	-	1	7	41	-	7	4	7	2	-	-	-	-	71
G Zevallos - Salitral 69 kV Circuito dos	-	-	-	-	5	-	3	-	-	-	-	-	-	-	8
G Zevallos - Salitral 69 kV Circuito uno	-	-	-	-	5	-	3	-	-	-	-	-	-	-	8
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	-	-	1	-	9	-	6	1	1	-	-	-	-	-	18
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	-	-	1	-	18	-	-	-	6	1	-	-	-	-	26
Conocoto - Vicentina 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	-	-	7	1	77	-	5	19	4	18	-	1	-	-	132
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	-	-	3	-	64	-	2	4	1	-	-	5	-	-	79
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	1	-	11	-	144	-	6	8	6	-	-	2	-	-	178
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	1	-	7	-	143	-	4	7	7	14	-	2	-	-	185
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	-	-	22	-	57	1	19	3	23	-	-	-	-	-	125
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	33	-	-	7	-	-	-	1	-	-	41
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	33	-	-	7	1	-	-	1	-	-	42
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	-	3	3	-	87	-	1	4	6	-	-	-	-	1	105
MACHALA POWER - San Idelfonso Circuito uno	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	1	3
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	-	-	6	2	35	4	9	8	8	-	-	-	-	-	72
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	2	-	18	-	88	3	11	15	25	1	-	-	-	-	163
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	2	1	18	-	92	7	10	18	43	24	-	-	-	-	215
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	-	1	3	1	114	-	12	20	19	1	-	1	-	-	172
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	-	1	3	1	120	-	11	20	17	36	-	1	-	-	210
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	-	-	5	-	131	-	4	35	8	-	-	15	-	-	198
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	-	-	2	1	8	-	21	10	16	-	-	-	-	-	58
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	-	-	1	1	35	-	14	3	23	7	-	-	1	-	85
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	-	-	1	1	34	-	18	5	28	-	-	-	-	1	88
SUBTOTAL 1	8	6	118	15	1.391	15	168	203	251	104	0	29	1	3	2.312

** Elemento no vigente en la actualidad

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	APAN	PROT	CASI	CPCA	DESB	EXIN	LLAI	MEST	MLIN	MODE	PRUE	PAT	RCOM	SCON	TOTAL
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	1	-	13	1	50	1	4	9	3	-	-	-	-	-	82
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	1	-	14	-	63	1	19	9	7	1	-	-	1	-	116
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	16	-	44	-	106	2	25	3	5	37	-	-	-	-	238
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	-	-	1	-	28	-	-	6	4	-	-	-	-	-	39
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	-	-	1	-	28	-	-	6	3	-	-	-	-	-	38
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	1	-	5	-	33	-	9	13	3	-	1	-	-	-	65
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	1	-	5	-	51	-	1	12	3	-	-	3	-	-	76
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	-	-	7	-	18	-	12	19	13	2	-	-	-	-	71
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	-	-	2	-	80	-	1	-	8	-	-	-	-	-	91
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	-	-	1	-	80	-	2	2	7	11	-	-	-	-	103
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	12	1	9	7	13	1	-	-	-	-	43
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	12	3	8	7	13	17	-	-	-	-	60
Santa Rosa - Conocoto 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	8	-	-	-	1	-	-	-	-	-	9
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	-	-	9	-	66	-	2	31	6	4	-	7	-	1	126
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	-	-	29	-	357	-	11	25	27	6	-	19	-	-	474
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	-	-	32	-	372	-	11	27	25	3	-	19	1	-	490
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	24	-	27	-	104	-	4	36	2	8	-	11	-	-	216
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	-	-	3	-	46	-	1	4	9	20	3	2	-	1	89
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	-	-	3	-	64	-	7	5	45	9	1	2	-	-	136
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	-	-	2	-	19	-	1	11	11	-	-	-	-	-	44
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	-	6	-	3	12	-	-	-	-	21
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	35	-	1	4	2	-	-	4	-	-	46
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	2	-	9	-	163	-	15	18	13	5	-	6	-	-	231
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	-	-	12	-	186	-	14	24	14	5	-	6	-	1	262
Dos Cerritos - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	13	1	5	-	1	5	-	-	-	-	25
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	15	-	-	1	6	1	2	-	-	1	26
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	22	1	7	-	3	24	-	-	-	-	57
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	2	-	6	-	78	3	14	5	16	-	-	-	-	1	125
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 1	-	-	-	-	-	-	4	-	-	1	-	-	-	-	5
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	2
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	3	-	12	1	152	-	9	59	17	1	-	-	-	-	254
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	3	-	10	-	157	-	10	76	19	64	-	-	-	-	339
SUBTOTAL 2	54	-	247	2	2.418	13	213	419	302	238	7	79	2	5	3.999

** Elemento no vigente en la actualidad

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	APAN	PROT	CASI	CPCA	DESB	EXIN	LLAI	MEST	MLIN	MODE	PRUE	PAT	RCOM	SCON	TOTAL
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	-	1	-	-	187	9	17	19	7	1	-	-	-	1	242
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	1	-	-	187	9	15	23	12	1	-	-	-	1	249
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	-	-	-	1	74	-	9	26	2	37	-	-	-	-	149
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	3	-	5	-	79	-	5	9	2	-	-	-	-	-	103
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	-	-	4	1	46	-	17	5	8	17	-	-	-	2	100
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	-	-	1	-	15	-	-	-	2	3	-	-	-	-	21
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	-	-	4	-	57	-	1	4	10	-	3	-	-	1	80
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	-	-	1	-	15	-	-	-	2	3	-	-	-	-	21
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	-	1	3	-	58	-	-	7	10	-	3	-	-	5	87
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	-	-	13	-	125	-	17	15	23	-	-	-	-	1	194
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	-	12	-	127	-	22	15	15	8	-	-	-	1	200
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	-	-	5	-	25	-	-	-	9	1	-	-	-	-	40
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	-	-	4	-	25	-	-	-	8	1	-	-	-	-	38
Sinincay - Zhoray 230 kV Circuito 1	-	-	-	-	4	-	-	-	9	22	-	-	-	-	35
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	-	1	18	-	337	-	11	3	9	21	-	9	-	-	409
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	1	1	11	-	346	-	12	3	6	24	-	9	-	-	413
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	-	1	18	-	245	-	13	20	1	3	-	2	-	-	303
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	-	1	16	-	244	-	13	18	2	24	-	2	-	-	320
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	-	3	3	-	310	-	9	19	36	4	-	9	-	-	393
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	-	3	4	-	312	-	9	19	35	19	-	9	-	-	410
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	-	-	1	-	53	-	9	3	3	10	-	3	-	-	82
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	2	-	1	2	4	-	18	-	-	4	31
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	4	-	1	-	2	-	6	-	-	3	16
SUBTOTAL 3	4	13	123	2	2.877	18	181	210	224	199	30	43	0	19	3.943
TOTAL	66	19	488	19	6.686	46	562	832	777	541	37	151	3	27	10.254

** Elemento no vigente en la actualidad

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	PROT	CACE	CTAP	CPCA	LLAI	LACE	MGEN	PRUE	REEL	SENF	SCON	TACE	TOTAL
Ambato Transformador T1	-	-	1	-	1	-	14	1	-	4	-	1	22
Babahoyo Autotransformador ATQ	-	-	-	3	-	1	17	3	-	1	-	-	25
Chone Autotransformador ATQ	1	-	-	-	1	-	9	-	-	1	2	1	15
Conocoto Transformador TR1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Cuenca Autotransformador ATQ	-	-	1	3	3	-	26	6	4	11	8	1	63
Dos Cerritos Autotransformador ATK	-	-	-	-	1	-	9	2	1	1	2	22	38
ELECTROQUIL Transformador TIC	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Esmeraldas Autotransformador AA1	1	-	4	2	1	2	19	1	-	1	-	1	32
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	-	-	-	1	-	1	8	-	1	1	-	-	12
Ibarra Autotransformador ATQ **	-	-	-	1	-	-	21	-	-	1	2	-	25
Ibarra Autotransformador ATR	-	-	-	-	-	-	5	-	2	-	-	-	7
Ibarra Transformador T1	-	-	-	1	-	-	27	-	-	-	-	-	28
Loja Autotransformador ATQ	-	-	-	-	1	-	8	6	-	1	-	-	16
Machala Autotransformador ATQ	-	-	3	1	4	2	44	1	2	9	-	1	67
Machala Autotransformador ATR	-	-	3	-	-	-	11	1	-	7	-	-	22
Machala Transformador TRK	1	-	-	1	1	-	9	4	1	4	3	-	24
Milagro Autotransformador ATK	-	-	1	3	-	1	21	3	5	4	2	-	40
Milagro Autotransformador ATQ	-	-	-	1	-	-	8	-	-	1	-	-	10
Milagro Autotransformador ATU	-	-	1	-	-	1	19	14	9	-	-	-	44
Molino Autotransformador AT1	-	-	2	-	6	1	28	-	6	4	-	-	47
Molino Autotransformador AT2	2	-	1	-	2	7	37	-	1	2	-	-	52
Mulaló Autotransformador ATQ	-	-	-	1	2	1	16	2	-	-	-	-	22
Pascuales Autotransformador ATR	-	-	2	5	2	-	19	3	20	9	2	2	64
Pascuales Autotransformador ATT	-	-	1	1	2	1	21	1	-	4	1	1	33
Pascuales Autotransformador ATU	-	-	2	2	3	6	22	-	2	9	6	3	55
Policentro Autotransformador ATQ	-	-	-	-	-	-	32	4	-	6	3	3	48
SUBTOTAL 1	5	-	22	26	30	24	453	52	54	81	31	36	814

** Elemento no vigente en la actualidad

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	PROT	CACE	CTAP	CPCA	LLAI	LACE	MGEN	PRUE	REEL	SENF	SCON	TACE	TOTAL
Pomasqui Autotransformador ATU	-	-	-	-	-	-	3	4	-	1	-	1	9
Portoviejo Autotransformador AA1	-	-	-	2	1	-	21	-	-	12	6	3	45
Portoviejo Autotransformador AA2	-	-	-	2	1	1	12	-	-	5	2	1	24
Portoviejo Transformador Móvil	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Posorja Autotransformador ATQ	-	-	-	-	5	-	23	2	-	2	1	5	38
Puyo Autotransformador ATQ	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Puyo Transformador Movil **	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Quevedo Autotransformador ATR	-	-	-	1	1	1	32	-	1	9	6	3	54
Quevedo Autotransformador ATT	-	-	-	-	1	3	27	4	2	10	5	2	54
Riobamba Transformador TRK	-	-	-	-	1	2	23	4	24	5	5	-	64
SALITRAL Autotransformador ATQ	-	-	1	-	-	8	26	3	-	21	-	2	61
SALITRAL Autotransformador ATR	-	-	-	2	-	1	4	1	-	2	1	-	11
Santa Elena Autotransformador ATQ	-	-	-	1	6	-	15	3	-	2	2	10	39
Santa Rosa Autotransformador ATT	-	-	-	-	-	-	3	1	-	1	1	1	7
Santa Rosa Autotransformador ATU	-	-	1	2	1	-	32	1	5	1	-	1	44
Santa Rosa Transformador TRN	-	-	2	-	1	-	20	4	-	3	1	4	35
Santa Rosa Transformador TRP	-	-	-	-	-	1	6	6	-	-	-	-	13
Santo Domingo Autotransformador ATR	-	-	5	1	5	3	24	2	-	2	3	1	46
Santo Domingo Autotransformador ATU	1	-	15	4	4	-	27	4	1	1	2	1	60
Tena Transformador TRQ	-	-	-	-	-	-	6	-	-	3	-	-	9
Totoras Autotransformador ATQ	1	-	2	-	-	-	22	2	1	2	-	-	30
Totoras Autotransformador ATT	1	-	-	-	1	-	24	-	2	4	1	22	55
Trinitaria Autotransformador ATQ	-	-	-	1	2	-	22	2	1	2	5	1	36
Trinitaria Autotransformador ATT	-	-	1	-	1	-	13	2	1	1	4	-	23
Tulcán Autotransformador ATQ	-	-	-	-	-	-	52	1	-	-	-	-	53
Vicentina Transformador T1	1	-	9	-	2	-	22	1	-	1	-	-	36
Vicentina Transformador T2	1	-	5	-	-	-	13	1	-	-	-	-	20
SUBTOTAL 2	5	-	42	16	33	20	477	48	38	90	45	58	872
TOTAL	10	-	64	42	63	44	930	100	92	171	76	94	1.686

** Elemento no vigente en la actualidad

3. PUNTOS DE ENTREGA

PUNTOS DE ENTREGA	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	4	-	-	-	14	18	-	5	4	45
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	2	-	-	1	17	24	-	2	1	47
Vicentina 46 kV T1 Ficticia Posición Baja T1	1	-	-	-	-	1	-	-	-	2
Vicentina 46 kV T2 Ficticia Posición Baja T2	1	-	-	-	-	1	-	-	-	2
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	1	-	6	-	5	12	-	2	2	28
Ambato 69 kV Posición Ambato 2	-	-	-	-	1	11	-	1	2	15
Ambato 69 kV Posición Latacunga	-	-	-	-	3	12	-	1	1	17
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	-	-	1	1	1	4	-	2	2	11
Chone 69 kV Posición Calceta	1	-	-	1	1	15	-	-	1	19
Chone 69 kV Posición Chone	1	-	-	2	2	13	-	1	1	20
Chone 69 kV Posición Tosagua	1	-	1	1	1	13	-	-	1	18
Cuenca 69 kV Posición Azogues	1	-	-	-	-	11	4	-	3	19
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	6	-	1	1	8	23	1	-	10	50
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	3	-	-	1	9	32	-	1	7	53
Cuenca 69 kV Posición Limón	3	-	1	1	5	18	-	-	7	35
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	4	-	-	-	3	12	-	-	3	22
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	5	-	-	-	1	14	-	-	5	25
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	2	-	-	1	1	10	-	-	5	19
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	1	-	1	1	1	9	-	-	5	18
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	2	-	1	-	21	19	-	5	4	52
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	-	-	1	-	28	20	1	3	3	56
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	-	-	-	-	11	2	-	-	-	13
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	-	-	1	-	-	1	-	1	1	4
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BA	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	-	-	1	-	-	2	-	-	1	4
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	-	-	-	2	-	2	-	-	4	8
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	1	-	-	-	1	1	-	-	1	4
SUBTOTAL 1	40	-	15	13	134	303	6	24	74	609

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Ibarra 69 kV Posición Lafarge	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	-	-	-	2	2	3	-	-	4	11
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	-	-	-	2	3	3	-	-	6	14
Loja 69 kV Posición Loja 1	1	-	-	1	2	18	-	-	2	24
Loja 69 kV Posición Loja 2	2	-	1	1	1	17	-	-	4	26
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	-	-	-	-	-	4	-	-	3	7
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	-	-	-	-	1	3	-	-	3	7
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	1	-	1	2	21	22	-	9	6	62
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	2	-	1	3	11	25	-	-	4	46
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	3	-	2	-	15	25	-	2	6	53
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	2	3	2	-	14	24	-	-	8	53
Mulaló 69 kV Posición de baja ATQ (ELEPCOSA)	-	-	-	-	3	11	-	3	2	19
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	2	-	1	1	12	20	-	11	5	52
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	3	2	2	1	29	23	-	-	8	68
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	6	2	3	3	17	15	-	2	3	51
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	1	-	2	1	11	17	-	12	10	54
Pascuales 69 kV Posición Toma	-	4	1	1	12	19	-	1	6	44
Policentro 69 kV Posición Cristavid	4	-	-	1	8	6	-	1	3	23
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	2	-	1	1	5	6	-	4	6	25
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	4	-	-	2	4	8	-	1	6	25
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	2	-	2	1	21	10	-	9	6	51
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	4	-	-	-	6	15	-	-	6	31
Portoviejo 69 kV Posición Manta	-	-	-	-	6	1	-	-	1	8
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	2	-	-	1	6	13	-	5	3	30
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	1	-	-	1	10	14	-	-	1	27
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	2	-	1	1	4	11	-	4	1	24
Posorja 69 kV Posición Playas	-	-	-	-	35	14	-	-	5	54
Posorja 69 kV Posición Posorja	-	1	1	1	31	15	-	-	8	57
SUBTOTAL 2	44	12	21	27	290	363	-	64	126	947

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	1	-	-	-	-	2	-	-	-	3
Puyo 69 kV Posición Puyo 2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Quevedo 69 kV Posición Calope	2	-	-	-	3	5	-	1	4	15
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	1	1	-	-	3	13	-	4	1	23
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	-	-	1	-	5	10	2	3	2	23
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	1	-	-	1	2	9	-	-	2	15
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	1	-	-	1	5	12	-	-	5	24
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	2	-	-	3	4	11	-	-	5	25
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	1	-	-	-	5	12	-	-	3	21
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	1	-	1	-	9	1	-	-	-	12
Salitral 69 kV Posición Categ 1	-	-	1	-	1	1	-	-	10	13
Salitral 69 kV Posición Categ 2	-	-	1	-	-	2	-	-	12	15
Salitral 69 kV Posición Categ 3	-	-	-	-	-	2	-	-	10	12
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 1	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	2	1	-	1	16	15	-	-	3	38
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	-	2	-	2	14	10	-	-	3	31
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	-	-	-	7	7	10	-	1	4	29
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	-	-	-	8	27	25	-	-	2	62
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	-	-	1	4	5	12	-	-	2	24
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	1	4	7	15	-	-	2	29
Tena 69 kV Posición Tena	-	-	-	-	2	3	-	-	-	5
Totoras 69 kV Posición Ambato	-	-	-	-	7	14	-	1	7	29
Totoras 69 kV Posición Baños	-	-	-	-	5	10	-	5	3	23
Totoras 69 kV Posición Montalvo	1	-	-	-	4	12	-	1	3	21
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	-	-	-	2	2	5	-	-	3	12
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	-	-	-	2	12	8	-	-	1	23
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	-	-	-	2	5	6	-	-	4	17
SUBTOTAL 3	13	4	6	37	150	231	2	16	91	550

PUNTOS DE ENTREGA	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Trinitaria 69 kV Posición Universal	2	-	-	1	-	6	-	-	2	11
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	-	-	-	-	1	10	-	1	1	13
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	-	-	-	-	5	12	-	-	2	19
Tulcán 69 kV San Miguel de Car	-	-	-	-	3	12	-	-	1	16
Chone 138 kV Posición Severino	1	-	-	1	1	45	-	-	1	49
Mulaló 138 kV Posición Novacero 1	1	-	-	-	2	10	-	4	2	19
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	-	-	-	2	6	8	-	-	6	22
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	2	-	-	-	-	7	-	-	9	18
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	1	-	-	-	1	4	-	-	8	14
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	3	-	-	1	6	15	-	-	6	31
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	8	-	-	-	10	12	-	-	5	35
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	2	-	-	-	7	11	-	1	7	28
SUBTOTAL 4	20	-	-	5	42	152	-	6	50	275
TOTAL	117	16	42	82	616	1.049	8	110	341	2.381

4. POSICIONES

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Ibarra 34.5 kV Posición de baja T1	-	-	-	-	4	7	-	-	-	11
Ambato 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	-	4	-	-	2	6
Ambato 69 kV Posición baja AT1	-	-	-	-	3	6	-	1	-	10
Chone 69 kV Posición acoplador	-	-	-	1	1	9	-	-	-	11
Chone 69 kV Posición baja ATQ	1	-	-	-	1	8	-	1	1	12
Cuenca 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	2	-	5	14	-	-	-	21
Cuenca 69 kV Posición Transferencia	-	-	-	1	3	13	-	2	1	20
Dos Cerritos 69 kV Posición baja ATK	-	-	-	1	1	23	-	-	1	26
Esmeraldas 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	14	16	-	3	2	35
Esmeraldas 69 kV Posición de baja AA1	-	-	-	1	16	17	-	9	-	43
Francisco de Orellana 69 kV Posición baja ATQ	-	-	-	-	-	2	-	1	1	4
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición de alta - unidad TV3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición ELECTROQUIL 2 **	1	-	3	-	1	5	-	-	2	12
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 1	-	-	-	1	1	-	-	-	3	5
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 2	-	-	-	1	6	-	-	-	1	8
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral ATQ **	-	-	1	-	-	4	-	-	-	5
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral ATR **	-	-	-	-	2	3	-	-	1	6
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición TG4	-	-	2	-	-	3	-	-	2	7
Ibarra 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	-	1	-	1	-	-	2	4
Ibarra 69 kV Posición de baja ATR	-	-	-	-	-	2	-	-	1	3
Ibarra movil 69 kV Posición Movil **	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2
Loja 69 kV Posición acoplador	-	-	-	2	12	30	-	-	7	51
Loja 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	-	-	1	11	-	-	2	14
Machala 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	-	2	-	-	2	4
Machala 69 kV Posición baja ATQ	-	-	-	-	-	2	-	1	3	6
Machala 69 kV Posición baja ATR	-	-	-	1	-	2	-	1	2	6
SUBTOTAL 1	2	-	8	10	73	186	-	19	37	335

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Machala 69 kV Posición baja TRK	-	-	-	-	1	12	-	-	4	17
Milagro 69 kV Posición acoplador	1	-	-	1	3	12	-	5	5	27
Milagro 69 kV Posición baja ATK	1	-	-	-	10	6	-	2	4	23
Milagro 69 kV Posición baja ATQ	1	-	-	-	3	3	-	-	4	11
Pascuales 69 kV Posición acoplador	-	1	1	-	1	6	-	-	3	12
Pascuales 69 kV Posición baja ATR	-	-	3	1	1	8	-	17	2	32
Pascuales 69 kV Posición gas Pascuales	2	1	5	4	11	15	-	1	4	43
Policentro 69 kV Posición baja ATQ	1	-	-	1	8	5	-	4	3	22
Portoviejo 69 kV Posición acoplador	-	-	-	1	2	12	-	-	1	16
Portoviejo 69 kV Posición baja AA1	-	-	-	-	5	13	-	2	2	22
Portoviejo 69 kV Posición baja AA2	-	-	-	-	4	13	-	1	-	18
Portoviejo 69 kV Posición Capacitores	-	-	-	-	2	7	-	-	-	9
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 Móvil **	-	-	-	-	1	2	-	1	-	4
Posorja 69 kV Posición acoplador	1	-	-	-	1	2	-	-	4	8
Posorja 69 kV Posición baja ATQ	1	-	-	-	2	4	-	-	6	13
Puyo 69 kV Posición de baja ATQ	1	-	-	-	-	2	-	-	1	4
Puyo 69 kV Posición de Transferencia	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Puyo 69 kV Posición Tena **	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Quevedo 69 kV Posición acoplador	1	-	-	-	3	8	-	-	-	12
Quevedo 69 kV Posición baja ATR	-	-	-	1	3	11	-	2	1	18
Riobamba 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	-	10	-	-	1	11
Riobamba 69 kV Posición baja TRK	2	-	1	-	1	10	-	-	1	15
S/E Electroquil 2 Posición Gonzalo Zevallos **	-	-	-	-	3	1	-	-	-	4
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 1	-	-	1	-	2	-	-	-	-	3
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 2	-	-	1	-	2	-	-	-	-	3
Salitral 69 kV Posición 1 G. Zevallos	-	-	-	2	-	2	-	-	1	5
Salitral 69 kV Posición 2 G. Zevallos	-	-	-	1	-	2	-	-	1	4
Salitral 69 kV Posición Acoplador	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
SUBTOTAL 2	12	2	12	12	69	171	-	35	48	361

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Salitral 69 kV Posición baja ATQ	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Salitral 69 kV Posición baja ATR	-	-	1	-	-	2	-	-	1	4
Salitral 69 kV Posición Electroquil 1	-	-	-	-	-	5	-	-	-	5
Salitral 69 kV Posición Electroquil 2	-	-	-	-	-	5	-	-	-	5
Santa Elena 69 kV Posición acoplador	-	-	-	2	1	17	-	-	5	25
Santa Elena 69 kV Posición baja ATQ	-	-	-	1	1	8	-	3	1	14
Santo Domingo 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	2	7	-	1	-	10
Santo Domingo 69 kV Posición baja ATR	-	-	1	2	3	10	-	1	1	18
Tena 69 kV Posición baja del TRQ	2	-	-	-	-	1	-	-	-	3
Tena 69 kV Posición Puyo **	2	-	-	-	2	2	-	-	-	6
Totoras 69 kV Posición acoplador	-	-	-	-	4	6	-	-	2	12
Totoras 69 kV Posición baja ATQ	-	-	-	-	2	9	-	-	1	12
Trinitaria 69 kV Posición acoplador	-	-	-	1	-	2	-	-	1	4
Trinitaria 69 kV Posición baja ATQ	-	-	1	1	-	4	-	-	4	10
Trinitaria 69 kV POWER BARGE 1	-	-	-	-	1	5	-	-	4	10
Tulcán 69 kV Posición acoplador	-	1	-	-	1	6	-	-	1	9
Tulcán 69 kV Posición baja ATQ	1	-	-	-	1	11	-	-	-	13
Agoyán Posición acoplador	-	-	-	-	1	3	27	-	-	31
Agoyán Posición de alta U2	1	-	-	-	1	-	-	-	-	2
Agoyán Posición Tena 1 **	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Agoyán Posición Totoras 1	-	-	-	-	6	9	12	-	1	28
Agoyán Posición Totoras 2 **	-	-	-	-	5	8	15	-	-	28
Ambato 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	3	8	-	-	-	11
Ambato 138 kV Posición alta AT1	-	-	-	-	2	13	-	5	-	20
Ambato 138 kV Posición Pucará	-	-	1	-	6	10	-	5	-	22
Ambato 138 kV Posición Totoras	2	-	-	-	2	12	-	-	3	19
Babahoyo 138 kV Posición Milagro	-	-	2	2	-	12	-	1	6	23
Chone 138 kV Posición acoplador	1	-	-	-	-	1	-	-	-	2
SUBTOTAL 3	9	2	6	9	44	179	54	16	31	350

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Chone 138 kV Posición alta ATQ	1	-	-	-	1	2	-	-	3	7
Chone 138 kV Posición Daule Peripa	1	-	-	-	1	2	-	-	1	5
Cuenca 138 kV Posición acoplador	-	-	-	1	3	15	-	-	3	22
Cuenca 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	1	-	6	16	-	1	2	26
Cuenca 138 kV Posición Loja 1	4	-	-	-	4	23	-	1	6	38
Cuenca 138 kV Posición Molino 1	-	-	-	-	2	22	-	-	5	29
Cuenca 138 kV Posición Molino 2	-	-	-	-	3	23	-	-	6	32
Daule Peripa 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Daule Peripa 138 kV Posición Chone	4	-	-	-	2	9	-	6	2	23
Daule Peripa 138 kV Posición Portoviejo 1	-	-	-	1	1	6	-	-	-	8
Daule Peripa 138 kV Posición Portoviejo 2	-	-	-	1	-	3	-	-	-	4
Daule Peripa 138 kV Posición Quevedo 1	-	-	-	-	1	-	-	1	-	2
Daule Peripa 138 kV Posición Quevedo 2	-	-	-	-	-	1	-	5	-	6
Esmeraldas 138 kV Posición acoplador	-	1	-	-	14	18	-	4	1	38
Esmeraldas 138 kV Posición de alta AA1	-	-	-	-	27	16	-	4	2	49
Esmeraldas 138 kV Posición de alta MT1	1	-	2	1	16	11	-	6	3	40
Esmeraldas 138 kV Posición Santo Domingo 1	4	1	-	-	21	24	-	2	2	54
Esmeraldas 138 kV Posición Santo Domingo 2	8	1	-	-	10	20	-	2	1	42
Francisco de Orellana 138 kV Posición Tena	2	-	-	-	-	-	-	-	1	3
Guangopolo 138 kV Posición Vicentina	-	-	-	-	1	2	-	-	-	3
Ibarra 138 kV Posición Acoplador	-	-	-	-	5	8	-	1	1	15
Ibarra 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	-	1	1	6	-	-	3	11
Ibarra 138 kV Posición de alta ATR	-	-	-	-	-	7	-	-	-	7
Ibarra 138 kV Posición de alta T1	-	-	-	-	5	9	-	-	-	14
Ibarra 138 kV Posición Pomasqui 1	-	-	-	-	-	2	-	-	3	5
Ibarra 138 kV Posición Pomasqui 2	-	-	-	-	-	2	-	-	2	4
SUBTOTAL 4	25	3	3	5	127	248	-	33	47	491

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Ibarra 138 kV Posición Tulcán	-	-	-	-	4	13	-	-	1	18
Ibarra 138 kV Posición Vicentina 1 **	-	-	-	-	1	12	-	-	-	13
Ibarra 138 kV Posición Vicentina 2 **	2	-	-	-	1	11	-	-	1	15
Loja 138 kV Posición acoplador	-	-	-	1	3	2	-	-	-	6
Loja 138 kV Posición Cuenca 1	-	-	-	1	3	12	-	-	2	18
Machala 138 kV Posición acoplador	1	-	-	-	1	9	-	2	5	18
Machala 138 kV Posición alta ATQ	-	-	1	-	7	8	-	4	8	28
Machala 138 kV Posición alta ATR	1	-	-	-	1	3	-	2	3	10
Machala 138 kV Posición San Idelfonso 1	-	1	-	1	1	10	-	-	8	21
Machala 138 kV Posición San Idelfonso 2	-	1	-	-	-	10	-	-	7	18
Machala Power 138 kV Posición San Idelfonso	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Milagro 138 kV Posición Babahoyo	1	-	-	3	4	33	-	3	4	48
Milagro 138 kV Posición baja ATU	1	-	-	-	-	29	-	-	5	35
Milagro 138 kV Posición San Idelfonso 1	-	-	-	-	-	10	-	-	7	17
Milagro 138 kV Posición San Idelfonso 2	-	-	-	1	-	8	-	2	4	15
Milagro 138 kV Posición transferencia	1	-	-	-	-	7	-	-	4	12
Molino 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	2	6	-	-	-	8
Molino 138 kV Posición Cuenca 1	5	-	-	1	1	17	-	-	-	24
Molino 138 kV Posición Cuenca 2	5	-	-	-	-	14	-	-	1	20
Molino 138 kV Posición de alta unidad 1	-	-	-	-	2	3	-	-	-	5
Molino 138 kV Posición de alta unidad 2	-	-	-	3	-	2	-	-	2	7
Molino 138 kV Posición de alta unidad 3	-	-	-	3	-	3	-	-	-	6
Molino 138 kV Posición de alta unidad 4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Molino 138 kV Posición de alta unidad 5	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Molino 138 kV Posición de baja AT1	-	-	-	2	-	7	-	-	-	9
Molino 138 kV Posición de baja AT2	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
Mulaló 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	10	-	-	3	14
Mulaló 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	-	-	5	9	-	3	1	18
SUBTOTAL 5	17	2	1	16	37	258	-	16	66	413

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Mulaló 138 kV Posición Pucará	-	-	-	-	7	11	-	2	6	26
Mulaló 138 kV Posición Vicentina	1	-	1	1	6	15	-	5	7	36
Pascuales 138 kV Posición acoplador	-	-	-	3	2	6	-	-	10	21
Pascuales 138 kV Posición alta ATR	-	-	2	4	1	13	-	3	8	31
Pascuales 138 kV Posición baja ATT	-	-	5	2	-	23	-	-	5	35
Pascuales 138 kV Posición baja ATU	-	-	-	1	3	8	-	-	4	16
Pascuales 138 kV Posición ELECTROQUIL 3	-	-	2	5	3	11	-	-	9	30
Pascuales 138 kV Posición Policentro 1	1	-	-	9	6	15	-	2	5	38
Pascuales 138 kV Posición Policentro 2	3	-	1	5	4	21	-	4	17	55
Pascuales 138 kV Posición Salitral 1	1	-	1	5	6	13	-	1	5	32
Pascuales 138 kV Posición Salitral 2	2	-	-	3	-	7	-	-	3	15
Pascuales 138 kV Posición Santa Elena	2	-	1	9	3	17	-	5	9	46
Policentro 138 kV Posición alta ATQ	3	-	1	3	5	6	-	3	5	26
Policentro 138 kV Posición Pascuales 1	-	-	-	5	5	8	-	3	6	27
Policentro 138 kV Posición Pascuales 2	1	-	-	3	5	6	-	4	10	29
Pomasqui 138 kV Posición acoplador	1	-	-	-	1	2	-	-	3	7
Pomasqui 138 kV Posición baja ATU	1	-	-	-	-	3	-	-	2	6
Pomasqui 138 kV Posición Ibarra 1	-	-	-	-	-	3	-	-	9	12
Pomasqui 138 kV Posición Ibarra 2	-	-	-	-	-	3	-	-	9	12
Pomasqui 138 kV Posición Vicentina 1	2	-	-	-	-	3	-	-	5	10
Pomasqui 138 kV Posición Vicentina 2	2	-	-	-	-	3	-	-	5	10
Portoviejo 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	2	5	-	1	1	9
Portoviejo 138 kV Posición alta AA1	-	-	-	1	9	16	-	2	1	29
Portoviejo 138 kV Posición alta AA2	-	-	-	1	4	10	-	-	3	18
Portoviejo 138 kV Posición alta móvil **	1	-	-	-	1	-	-	-	-	2
Portoviejo 138 kV Posición Daule 1	2	-	1	2	12	14	-	1	3	35
Portoviejo 138 kV Posición Daule 2	2	-	-	2	8	17	-	3	1	33
Portoviejo 138 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	-	12	-	-	-	12
SUBTOTAL 6	25	-	15	64	93	271	-	39	151	658

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Posorja 138 kV Posición ELECTROQUIL 3	-	-	-	-	1	9	-	2	1	13
Pucará 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	9	-	1	3	14
Pucará 138 kV Posición Ambato	-	-	-	-	1	14	-	3	2	20
Pucará 138 kV Posición de alta unidad 1	-	-	-	-	1	15	-	2	2	20
Pucará 138 kV Posición de alta unidad 2	-	-	-	-	2	10	-	3	1	16
Pucará 138 kV Posición Mulaló	-	-	-	-	2	14	-	5	2	23
Puyo 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Puyo 138 kV Posición de alta movil **	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Puyo 138 kV Posición de Transferencia	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Puyo 138 kV Posición Tena	1	-	-	-	-	1	-	-	-	2
Quevedo 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	4	8	-	-	1	13
Quevedo 138 kV Posición alta ATR	1	-	-	-	1	8	-	1	9	20
Quevedo 138 kV Posición baja ATT	1	-	-	1	3	11	-	3	3	22
Quevedo 138 kV Posición Daule 1 **	1	-	-	2	5	11	-	-	3	22
Quevedo 138 kV Posición Daule 2	-	1	-	1	4	6	-	1	1	14
Quevedo 138 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
S/E Electroquil 3 Posición Pascuales	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2
S/E Electroquil 3 Posición Posorja	-	-	-	-	3	2	-	-	-	5
Salitral 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	2	8	-	-	10	20
Salitral 138 kV Posición alta ATQ	1	-	1	6	1	10	-	1	16	36
Salitral 138 kV Posición alta ATR	-	-	1	4	4	11	-	3	8	31
Salitral 138 kV Posición Pascuales 1	1	-	1	4	3	16	-	3	7	35
Salitral 138 kV Posición Pascuales 2	-	-	-	1	2	6	-	-	2	11
Salitral 138 kV Posición Trinitaria	1	-	-	2	7	17	-	-	13	40
San Idelfonso 138 kV Posición Machala 1	-	-	-	1	2	6	-	-	4	13
San Idelfonso 138 kV Posición Machala 2	-	-	-	1	2	4	-	-	3	10
San Idelfonso 138 kV Posición MACHALA POWER	-	-	1	-	-	8	-	-	3	12
San Idelfonso 138 kV Posición Milagro 1	1	-	-	1	2	8	-	-	3	15
SUBTOTAL 7	8	1	4	24	55	218	-	28	97	435

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
San Idelfonso 138 kV Posición Milagro 2	2	-	-	1	2	4	-	-	2	11
Santa Elena 138 kV Posición Pascuales	-	-	-	6	4	13	-	27	5	55
Santa Elena 138 kV Posición transferencia	-	-	-	1	1	5	-	1	3	11
Santa Rosa 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	5	11	-	1	4	21
Santa Rosa 138 kV Posición baja ATT	-	-	-	-	-	3	-	-	3	6
Santa Rosa 138 kV Posición baja ATU	-	-	1	-	4	13	-	1	6	25
Santa Rosa 138 kV Posición Capacitores	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2
Santa Rosa 138 kV Posición central Santa Rosa	-	-	-	-	2	12	-	-	5	19
Santa Rosa 138 kV Posición Conocoto	-	-	-	-	-	2	-	1	-	3
Santa Rosa 138 kV Posición TRN	-	-	-	-	2	11	-	-	4	17
Santa Rosa 138 kV Posición TRP	2	-	-	-	1	1	-	-	2	6
Santa Rosa 138 kV Posición Vicentina **	3	-	-	1	11	10	-	2	6	33
Santo Domingo 138 kV Posición acoplador	-	-	-	2	5	9	-	-	1	17
Santo Domingo 138 kV Posición alta ATR	-	-	-	3	11	8	-	1	-	23
Santo Domingo 138 kV Posición baja ATU	-	-	-	1	7	9	-	1	2	20
Santo Domingo 138 kV Posición Esmeraldas 1	7	-	-	4	5	12	-	1	4	33
Santo Domingo 138 kV Posición Esmeraldas 2	7	-	-	4	10	9	-	1	5	36
Tena 138 kV Posición Agoyán 1 **	-	-	-	-	-	1	-	-	1	2
Tena 138 kV Posición de alta TRQ	2	-	-	-	-	3	-	-	-	5
Tena 138 kV Posición Orellana	2	-	-	-	-	2	-	-	4	8
Totoras 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	4	6	-	3	1	14
Totoras 138 kV Posición Agoyán 1	-	-	-	-	3	13	-	2	4	22
Totoras 138 kV Posición Agoyán 2	-	-	-	-	2	9	-	4	4	19
Totoras 138 kV Posición alta ATQ	-	-	-	-	3	12	-	4	1	20
Totoras 138 kV Posición Ambato	1	-	-	-	4	7	-	2	4	18
Totoras 138 kV Posición baja ATT	1	-	1	-	2	8	-	2	1	15
Trinitaria 138 kV Posición acoplador	-	-	-	1	-	1	-	1	4	7
Trinitaria 138 kV Posición alta ATQ	-	-	-	2	2	7	-	1	5	17
SUBTOTAL 8	27	-	2	26	91	202	-	56	81	485

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Trinitaria 138 kV Posición baja ATT	-	-	-	4	2	8	-	-	3	17
Trinitaria 138 kV Posición central Trinitaria	-	-	-	1	6	6	-	-	3	16
Trinitaria 138 kV Posición Salitral	3	-	-	4	1	9	-	-	2	19
Trinitaria 138 kV Posición Victoria II	-	1	-	2	3	4	-	-	2	12
Tulcán 138 kV Posición acoplador	1	-	-	-	1	8	-	-	-	10
Tulcán 138 kV Posición alta ATQ	1	-	-	-	1	9	-	-	-	11
Tulcán 138 kV Posición Ibarra	2	-	-	-	3	13	-	-	7	25
Tulcán 138 kV Posición Panamericana	2	-	-	-	5	59	-	-	8	74
Vicentina 138 kV Posición acoplador	-	-	-	-	4	11	-	2	4	21
Vicentina 138 kV Posición alta T1	2	-	-	-	6	12	-	2	2	24
Vicentina 138 kV Posición alta T2	2	-	-	-	4	13	-	2	3	24
Vicentina 138 kV Posición Guangopolo	3	-	-	-	7	13	-	2	3	28
Vicentina 138 kV Posición Ibarra 1 **	11	-	-	-	6	10	-	1	5	33
Vicentina 138 kV Posición Ibarra 2 **	10	-	-	-	-	13	-	2	7	32
Vicentina 138 kV Posición Mulaló	11	-	4	-	10	10	-	3	8	46
Vicentina 138 kV Posición Pomasqui 1	4	-	-	-	-	6	-	1	4	15
Vicentina 138 kV Posición Pomasqui 2	4	-	-	-	-	3	-	-	3	10
Vicentina 138 kV Posición Santa Rosa **	8	-	1	-	6	11	-	2	5	33
Dos Cerritos 230 kV Posición alta ATK	-	-	-	1	1	28	-	-	2	32
Dos Cerritos 230 kV Posición Milagro	-	-	1	2	-	5	-	-	4	12
Dos Cerritos 230 kV Posición Pascuales	-	-	-	1	1	5	-	-	4	11
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 1	-	-	-	-	1	1	-	-	2	4
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 2	-	-	-	-	1	1	-	-	1	3
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 4	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Machala 230 kV Posición alta TRK	43	-	-	-	1	-	-	-	7	51
Machala 230 kV Posición Zorritos	51	-	-	-	-	42	-	-	6	99
Milagro 230 kV Posición acoplador	2	-	2	1	-	4	-	2	4	15
SUBTOTAL 9	160	1	8	16	70	306	-	19	99	679

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Milagro 230 kV Posición alta ATK	1	-	1	1	4	11	-	2	9	29
Milagro 230 kV Posición alta ATU	2	-	-	1	2	28	-	-	5	38
Milagro 230 kV Posición Dos Cerritos	-	-	-	1	1	16	-	-	4	22
Milagro 230 kV Posición Molino 1 **	2	-	1	4	4	12	-	2	12	37
Milagro 230 kV Posición Molino 2 **	1	-	-	1	7	10	-	-	10	29
Milagro 230 kV Posición Pascuales	2	-	-	4	6	25	-	2	7	46
Milagro 230 kV Posición Zhoray 1	-	-	-	1	-	1	-	-	1	3
Milagro 230 kV Posición Zhoray 2	-	-	-	1	-	2	-	-	-	3
Molino 230 kV Posición acoplador	-	-	-	5	1	7	-	3	5	21
Molino 230 kV Posición de alta AT1	-	-	-	2	-	6	-	4	-	12
Molino 230 kV Posición de alta AT2	-	-	1	-	-	6	-	-	-	7
Molino 230 kV Posición de alta U06	-	-	-	1	-	6	-	-	3	10
Molino 230 kV Posición de alta U07	-	-	-	1	2	3	-	1	6	13
Molino 230 kV Posición de alta U08	-	-	-	1	-	3	-	1	5	10
Molino 230 kV Posición de alta U09	-	-	-	2	-	2	-	4	3	11
Molino 230 kV Posición de alta U10	-	-	-	-	6	5	-	6	6	23
Molino 230 kV Posición Milagro 1 **	14	-	-	4	-	4	-	-	3	25
Molino 230 kV Posición Milagro 2 **	11	-	-	5	-	4	-	-	2	22
Molino 230 kV Posición Pascuales 1	15	-	-	1	-	9	-	-	2	27
Molino 230 kV Posición Pascuales 2	15	-	-	2	1	9	-	-	2	29
Molino 230 kV Posición Riobamba	10	-	-	4	-	9	-	5	4	32
Molino 230 kV Posición Totoras	9	-	-	-	3	8	-	2	6	28
Molino 230 kV Posición Zhoray 1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Molino 230 kV Posición Zhoray 2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Molino 230 kV Seccionador acoplador B1 (289-6B1)	-	-	-	-	2	1	-	1	-	4
Molino 230 kV Seccionador acoplador B2 (289-6B2)	-	-	-	-	6	3	-	6	-	15
Pascuales 230 kV Posición acoplador	1	-	2	4	6	10	-	1	5	29
Pascuales 230 kV Posición de alta ATT	-	-	1	-	11	16	-	8	8	44
SUBTOTAL 10	83	-	6	48	62	216	-	48	108	571

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
Pascuales 230 kV Posición de alta ATU	-	-	4	1	5	9	-	2	4	25
Pascuales 230 kV Posición Dos Cerritos	1	-	-	3	1	9	-	-	5	19
Pascuales 230 kV Posición Milagro	2	-	1	6	10	20	-	2	9	50
Pascuales 230 kV Posición Molino 1	1	-	1	6	3	13	-	-	9	33
Pascuales 230 kV Posición Molino 2	2	-	1	4	6	18	-	-	7	38
Pascuales 230 kV Posición Quevedo 1	3	-	-	5	4	15	-	2	6	35
Pascuales 230 kV Posición Quevedo 2	3	-	-	6	4	10	-	5	9	37
Pascuales 230 kV Posición Trinitaria 1	1	-	4	3	4	17	-	8	21	58
Pomasqui 230 kV Posición acoplador	1	-	-	-	1	2	-	-	2	6
Pomasqui 230 kV Posición alta ATU	1	-	-	-	-	4	-	-	2	7
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 2	16	-	-	-	1	39	-	-	15	71
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 1	15	-	-	-	-	48	-	-	11	74
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 3	16	-	-	-	-	11	-	-	6	33
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 4	17	-	-	-	-	11	-	-	2	30
Pomasqui 230 kV Posición Santa Rosa 1	4	-	-	2	-	4	-	-	2	12
Pomasqui 230 kV Posición Santa Rosa 2	5	-	-	1	-	7	-	-	2	15
Quevedo 230 kV Posición acoplador	-	-	-	-	5	11	-	1	1	18
Quevedo 230 kV Posición alta ATT	1	-	-	1	8	9	-	1	5	25
Quevedo 230 kV Posición Pascuales 1	3	-	-	1	4	10	-	-	5	23
Quevedo 230 kV Posición Pascuales 2	3	-	-	4	3	12	-	2	5	29
Quevedo 230 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Quevedo 230 kV Posición Santo Domingo 1	2	-	-	1	4	9	-	1	6	23
Quevedo 230 kV Posición Santo Domingo 2	1	-	-	1	4	12	-	2	3	23
Riobamba 230 kV Posición acoplador	-	-	-	-	1	10	-	1	3	15
Riobamba 230 kV Posición alta TRK	1	-	-	-	-	13	-	-	2	16
Riobamba 230 kV Posición Molino	-	-	-	2	1	15	-	-	5	23
Riobamba 230 kV Posición Totoras	-	-	-	1	-	15	-	-	4	20
San Francisco 230 kV Posición Totoras 1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
SUBTOTAL 11	99	-	11	48	69	355	-	27	151	760

POSICIONES	PROT	CASI	CPCA	LLAI	MDIS	MGEN	MODE	RAIS	SCON	TOTAL
San Francisco 230 kV Posición Totoras 2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Santa Rosa 230 kV Pomasqui 1	3	-	-	-	1	12	-	-	8	24
Santa Rosa 230 kV Pomasqui 2	3	-	-	1	1	13	-	-	6	24
Santa Rosa 230 kV Posición acoplador	-	-	-	-	2	12	-	-	8	22
Santa Rosa 230 kV Posición Alta ATT	9	-	-	-	-	3	-	-	8	20
Santa Rosa 230 kV Posición alta ATU	2	-	-	-	2	13	-	-	3	20
Santa Rosa 230 kV Posición Santo Domingo 1	1	1	-	-	3	15	-	2	7	29
Santa Rosa 230 kV Posición Santo Domingo 2	3	1	-	-	2	19	-	-	8	33
Santa Rosa 230 kV Posición Totoras 1	7	-	-	-	2	17	-	5	4	35
Santa Rosa 230 kV Posición Totoras 2	3	-	-	-	2	14	-	1	5	25
Santo Domingo 230 kV Posición acoplador	-	-	-	3	9	6	-	3	-	21
Santo Domingo 230 kV Posición alta ATU	2	-	-	4	10	11	-	3	1	31
Santo Domingo 230 kV Posición Quevedo 1	6	-	-	3	7	18	-	-	5	39
Santo Domingo 230 kV Posición Quevedo 2	8	-	-	6	11	14	-	-	6	45
Santo Domingo 230 kV Posición Santa Rosa 1	3	-	-	5	8	17	-	-	6	39
Santo Domingo 230 kV Posición Santa Rosa 2	5	-	-	4	11	19	-	-	6	45
Totoras 230 kV Posición acoplador	1	-	1	-	7	14	2	3	6	34
Totoras 230 kV Posición alta ATT	-	-	-	-	8	19	-	9	4	40
Totoras 230 kV Posición Molino	2	-	1	-	4	14	-	4	3	28
Totoras 230 kV Posición Riobamba	1	-	-	-	2	16	-	9	8	36
Totoras 230 kV Posición San Francisco 1	-	-	-	-	10	47	-	-	2	59
Totoras 230 kV Posición San Francisco 2	-	-	-	-	10	47	-	-	2	59
Totoras 230 kV Posición Santa Rosa 1	-	-	-	-	2	13	-	1	5	21
Totoras 230 kV Posición Santa Rosa 2	-	-	-	-	3	12	-	1	5	21
Trinitaria 230 kV Posición alta ATT	-	-	-	2	3	8	-	-	6	19
Trinitaria 230 kV Posición Pascuales 1	5	-	-	1	2	10	-	-	8	26
Zhoray 230 kV Posición Mazar 1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Zhoray 230 kV Posición Milagro 1	-	-	-	1	1	1	-	1	-	4
Zhoray 230 kV Posición Milagro 2	-	-	-	1	-	1	-	-	-	2
Zhoray 230 kV Posición Molino 1	-	-	-	1	1	1	-	-	-	3
Zhoray 230 kV Posición Molino 2	-	-	-	1	-	1	-	-	-	2
SUBTOTAL 12	64	2	2	33	124	408	2	42	131	808
TOTAL	531	13	78	311	914	3.018	56	378	1.047	6.346

5. BARRAS

BARRAS	PROT	CPCA	LLAI	MGEN	MODE	SCON	TOTAL
Vicentina 46 kV T2 Ficticia Barra Principal T2	-	-	-	1	-	-	1
Ambato 69 kV Barra principal	-	-	-	-	-	1	1
Chone 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Cuenca 69 kV Barra principal	-	1	-	2	-	-	3
Dos Cerritos 69 kV Barra 1	-	-	-	7	-	-	7
Esmeraldas 69 kV Barra principal	-	1	-	-	3	-	4
Esmeraldas 69 kV Barra transferencia	-	-	-	2	-	-	2
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BA	-	7	8	14	-	-	29
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BB	-	5	7	8	-	-	20
Machala 69 kV Barra 1	-	-	-	1	-	-	1
Milagro 69 kV Barra principal	-	-	-	3	-	-	3
Milagro 69 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Pascuales 69 kV Barra principal	1	2	-	-	1	1	5
Pascuales 69 kV Barra transferencia	1	-	-	2	-	-	3
Policentro 69 kV Barra principal	-	-	-	-	-	3	3
Portoviejo 69 kV Barra principal	-	1	-	-	1	-	2
Portoviejo 69 kV Barra transferencia	-	-	-	3	-	1	4
Posorja 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Quevedo 69 kV Barra principal	-	-	2	-	-	-	2
Riobamba 69 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Riobamba 69 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Salitral 138 kV Barra transferencia	-	-	-	7	-	-	7
Salitral 69 kV Barra 1	-	-	1	-	-	-	1
Totoras 69 kV Barra principal	-	-	-	-	-	1	1
Totoras 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	2	2
Trinitaria 69 kV Barra 1	-	-	-	-	-	1	1
Trinitaria 69 kV Barra 2	-	-	-	-	-	5	5
Tulcán 69 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Cuenca 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	2	3
Daule Peripa 138 kV Barra 1	-	-	-	4	-	-	4
Daule Peripa 138 kV Barra 2	-	-	-	1	-	-	1
Ibarra 138 kV Barra principal	-	-	-	1	-	-	1
Machala 138 kV Barra principal	-	-	-	1	-	1	2
Milagro 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Molino 138 kV Barra 1	-	-	-	6	-	-	6
Molino 138 kV Barra 2	-	-	-	4	-	-	4
Mulaló 138 kV Barra principal	-	-	-	1	1	-	2
Mulaló 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	1	-	2
Pascuales 138 kV Barra principal	-	3	-	4	1	2	10
Pascuales 138 kV Barra transferencia	-	-	-	5	-	1	6
Policentro 138 kV Barra principal	-	-	1	-	-	2	3
Pomasqui 138 kV Barra principal	-	1	-	1	-	-	2
Portoviejo 138 kV Barra principal	-	2	-	-	2	-	4
Portoviejo 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	1	1
Pucará 138 kV Barra principal	-	-	1	-	-	-	1
Pucará 138 kV Barra transferencia	-	-	1	-	-	-	1
Quevedo 138 kV Barra principal	-	2	-	-	-	-	2
Quevedo 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	2	3
Salitral 138 kV Barra principal	-	-	1	-	-	-	1
Santa Elena 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	-	1
Santa Rosa 138 kV Barra transferencia	-	-	-	2	-	1	3
Santo Domingo 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	2	2
Totoras 138 kV Barra principal	-	-	-	-	-	2	2
SUBTOTAL 1	2	25	22	91	10	31	181

BARRAS	PROT	CPCA	LLAI	MGEN	MODE	SCON	TOTAL
Totoras 138 kV Barra transferencia	-	-	-	3	-	1	4
Trinitaria 138 kV Barra 1	-	-	-	-	-	2	2
Trinitaria 138 kV Barra 2	-	-	-	1	-	-	1
Vicentina 138 kV Barra transferencia	-	-	-	1	-	1	2
Dos Cerritos 230 kV Barra 1	-	-	-	4	-	1	5
Milagro 230 kV Barra 1	-	-	-	4	1	-	5
Milagro 230 kV Barra 2	-	-	-	2	1	-	3
Molino 230 kV Barra 1	-	-	-	8	-	-	8
Molino 230 kV Barra 2	-	-	1	7	-	2	10
Molino 230 kV Barra 3	-	-	-	8	-	-	8
Molino 230 kV Barra 4	-	-	1	6	-	-	7
Pascuales 230 kV Barra 1	-	-	3	6	-	5	14
Pascuales 230 kV Barra 2	-	-	3	5	-	-	8
Pomasqui 230 kV Barra 1	-	-	-	3	2	-	5
Pomasqui 230 kV Barra 2	-	-	1	4	2	-	7
Quevedo 230 kV Barra 1	-	-	-	2	-	1	3
Quevedo 230 kV Barra 2	-	-	-	2	-	1	3
Santa Rosa 230 kV Barra 1	-	-	-	6	1	-	7
Santa Rosa 230 kV Barra 2	-	-	-	5	1	-	6
Santo Domingo 230 kV Barra 1	-	-	7	3	-	-	10
Santo Domingo 230 kV Barra 2	-	-	8	1	-	-	9
Totoras 230 kV Barra 1	-	-	-	-	1	-	1
Totoras 230 kV Barra 2	-	-	-	4	2	-	6
Trinitaria 230 kV Barra Principal	-	-	1	-	-	-	1
SUBTOTAL 2	-	-	25	85	11	14	135
TOTAL	2	25	47	176	21	45	316

6. COMPENSADORES

BARRAS	PROT	CPCA	LLAI	MGEN	RAIS	SCON	TOTAL
Ibarra 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	14	-	-	14
Ibarra 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	12	-	-	12
Machala 13.8 kV Capacitor C1	1	-	1	15	-	2	19
Machala 13.8 kV Capacitor C2	-	1	-	19	-	1	21
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	-	1	1	13	-	6	21
Molino 13.8 kV Reactor R1	-	-	6	14	2	-	22
Molino 13.8 kV Reactor R2	-	-	3	22	3	1	29
Pascuales 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	23	7	-	30
Pascuales 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	37	5	2	44
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	-	2	1	27	-	2	32
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	-	3	3	13	-	1	20
Quevedo 13.8 kV Reactor RCW	-	2	1	13	2	-	18
Riobamba 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	21	3	-	24
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	29	-	1	30
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	28	9	3	40
Santo Domingo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	17	6	2	25
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	1	1	-	16	-	1	19
Tulcán 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	15	-	2	17
Esmeraldas 69 kV Capacitor C1	-	-	-	1	-	-	1
Loja 69 kV Capacitor 1	-	-	-	3	-	1	4
Pascuales 69 kV Capacitor BC-1	-	-	-	2	-	1	3
Pascuales 69 kV Capacitor BC-2	-	-	-	1	-	1	2
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	-	-	-	8	1	3	12
Portoviejo 69 kV Capacitor C2	1	-	-	9	-	1	11
Portoviejo 69 kV Capacitor C3	-	-	-	4	-	-	4
Santa Elena 69 kV Capacitor C1	-	-	1	11	-	4	16
Pascuales 138 kV Capacitor BC-1	-	-	-	-	-	1	1
Pascuales 138 kV Capacitor BC-2	-	-	-	-	-	1	1
Santa Rosa 138 kV Capacitor 1	-	-	-	2	-	-	2
Santa Rosa 138 kV Capacitor 2	-	-	-	1	-	-	1
Santa Rosa 138 kV Capacitor 3	-	-	-	1	-	-	1
TOTAL	3	10	17	391	38	37	496

ANEXO 4.T.3: FRECUENCIA Y TIEMPO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG				NO PROG				
			EJEC		NO EJEC		IND		DISP		
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°
CUENCA - HIDROABANICO - C1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	109,57
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito dos	4	3,82	6	60,93	1	10,95	1	-	-	1	6,17
Electroquil - Salitral 69 kV Circuito uno	2	2,27	5	52,93	1	10,95	1	-	-	1	6,17
Electroquil 2 - Gonzalo Zevallos 69 kV Circuito uno **	10	12,52	34	292,88	13	137,15	4	17	127,12	7	21,13
G Zevallos - Salitral 69 kV Circuito dos	-	-	3	18,70	-	-	-	-	-	5	38,30
G Zevallos - Salitral 69 kV Circuito uno	-	-	3	19,28	-	-	-	-	-	5	38,30
Puyo - Tena 69 kV Circuito uno **	5	1,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	5	2,78	1	8,75	-	-	-	1	9,90	16	153,80
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	5	3,77	4	37,93	17	156,10	7	-	-	5	43,83
Conocoto - Vicentina 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	8,18	-	-	-	-	-
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	28	6,92	8	64,05	6	53,18	4	1	8,53	117	974,35
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	6	2,72	4	35,60	1	4,33	2	2	1,98	72	618,15
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	13	6,08	12	57,47	7	57,15	2	3	11,32	156	1.237,42
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	16	5,62	21	200,60	3	22,50	10	2	9,72	159	1.250,35
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	41	21,58	32	172,77	18	150,43	14	15	105,65	60	459,85
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	1	0,13	-	-	8	57,17	5	-	-	33	273,65
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito uno	1	0,72	-	-	9	65,20	5	-	-	33	273,65
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	16	3,13	5	40,85	10	77,40	6	3	17,03	87	604,72
MACHALA POWER - San Idelfonso Circuito uno	-	-	-	-	-	-	-	2	1,78	1	9,02
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	38	5,78	10	71,45	9	72,85	10	6	36,57	47	352,10
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	39	20,32	31	246,95	22	172,37	18	6	26,13	104	862,05
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	47	14,53	71	674,55	20	159,47	24	21	218,37	103	857,20
SUBTOTAL 1	277	114,30	250	2.055,70	146	1.215,38	113	79	574,10	1.026	8.189,77

** Elemento no vigente en la actualidad

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	9	5,82	27	203,48	4	36,03	-	8	53,68	133	1.041,17
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	7	7,17	63	588,87	5	46,15	26	4	30,85	138	1.076,53
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	15	7,87	19	142,47	36	269,08	40	10	67,32	133	910,95
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	18	10,83	34	180,23	14	132,52	34	6	30,67	4	13,68
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	10	1,63	34	264,48	7	70,50	6	7	43,27	37	265,60
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	4	3,10	38	312,02	1	11,58	4	11	91,80	38	268,60
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	2	0,68	6	35,15	5	37,72	1	3	7,37	68	535,92
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	11	2,95	24	176,03	4	32,02	1	8	39,68	80	628,95
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	34	12,53	24	203,78	56	453,97	59	8	56,40	150	1.223,80
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	3	0,82	-	-	18	131,05	2	-	-	21	162,30
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	5	1,20	-	-	17	127,42	2	-	-	21	162,30
Portoviejo - San Gregorio 138 kV Circuito uno	1	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	3	3,77	3	19,47	22	167,55	8	-	-	40	256,47
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	7	4,35	2	18,55	14	99,43	2	1	5,70	59	399,67
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	11	3,88	18	144,07	23	197,72	5	5	28,47	25	231,88
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	4	0,72	7	46,45	-	-	1	1	3,68	83	657,27
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	5	3,97	16	174,35	2	13,87	4	2	10,77	83	656,78
Quevedo - San Gregorio 138 kV Circuito uno **	1	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	17	4,55	14	108,83	10	78,83	4	1	9,63	18	158,22
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	7	1,58	22	203,15	12	104,08	11	8	81,80	18	158,22
Santa Rosa - Conocoto 138 kV Circuito uno	-	-	1	2,68	5	37,45	-	-	-	3	22,07
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	7	6,55	9	61,30	19	146,27	18	6	33,38	92	683,42
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	30	17,05	19	129,75	38	298,18	19	6	28,28	411	2.956,00
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	40	17,23	18	136,65	39	298,52	19	8	56,10	425	3.037,93
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	67	19,93	6	55,17	82	748,48	31	3	30,18	125	1.102,98
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	4	1,30	32	546,83	5	34,72	13	3	22,98	49	322,45
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	3	1,90	58	1.020,03	17	144,02	21	6	33,87	55	373,52
SUBTOTAL 2	325	141,75	494	4.773,80	455	3.717,15	331	115	765,88	2.309	17.306,67

** Elemento no vigente en la actualidad

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	8	10,13	7	65,72	10	85,83	5	1	4,10	26	185,53
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	1	0,28	17	164,37	2	16,57	2	2	9,57	-	-
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	4	5,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	7	3,67	3	21,07	2	13,67	-	2	10,20	39	237,92
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	9	5,10	16	122,27	22	165,88	6	5	35,25	188	1.403,78
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	11	2,70	13	98,18	20	156,92	8	5	22,28	224	1.655,18
Dos Cerritos - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	-	9	82,25	1	10,63	4	1	8,75	14	116,20
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	2	0,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	16	6,32	3	27,28	5	7,52	5	2	19,70	16	153,67
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	6	1,50	21	203,20	6	58,43	2	7	77,88	23	205,80
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	9	4,53	17	148,88	13	117,63	24	5	35,47	90	693,78
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 1	-	-	3	22,17	2	16,88	-	-	-	-	-
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 2	-	-	2	11,67	-	-	-	-	-	-	-
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	11	6,25	30	322,28	9	66,95	8	11	86,82	204	1.634,47
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	6	2,95	79	829,13	16	143,72	26	10	77,67	234	1.936,48
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	26	13,12	23	206,22	5	47,42	7	11	85,87	203	1.581,02
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	20	8,87	29	233,23	4	39,75	6	11	86,80	205	1.598,18
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	9	5,37	55	535,97	10	108,97	36	4	19,50	80	644,30
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	15	10,03	14	118,45	7	62,15	3	2	4,98	80	630,22
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	10	6,57	19	147,92	23	237,70	9	5	34,43	53	424,58
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	77	44,43	2	7,67	19	139,02	12	-	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	10	11,28	9	60,42	20	147,90	4	7	54,12	44	362,20
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	86	42,62	2	7,67	19	139,02	12	-	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	11	7,20	11	76,48	22	162,15	4	14	115,18	40	317,67
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito dos	-	-	1	5,02	2	14,45	2	-	-	-	-
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	1	0,73	1	5,02	2	14,45	2	-	-	1	8,85
SUBTOTAL 3	355	199,75	386	3.522,52	241	1.973,60	187	105	788,57	1.764	13.789,83

** Elemento no vigente en la actualidad

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
	IND		DISP		N°	t (h)		N°	t (h)		
	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	8	5,77	20	162,03	13	103,53	10	4	33,38	157	1.244,15
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	20	11,33	30	257,30	11	89,58	14	3	14,27	156	1.219,32
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	29	12,78	8	66,10	19	150,72	5	3	29,23	10	87,07
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	21	11,85	9	74,75	17	136,62	5	2	15,83	10	87,07
Sinincay - Zhoray 230 kV Circuito 1	1	1,15	-	-	23	237,12	3	-	-	12	133,18
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	15	4,82	19	146,82	34	328,52	15	7	59,63	349	2.603,12
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	14	3,67	17	110,27	35	336,83	19	6	41,00	355	2.652,48
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	11	6,28	9	85,22	39	287,22	21	-	-	255	1.914,65
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	5	2,18	14	148,23	38	292,63	13	5	50,87	263	1.959,42
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	21	7,33	6	41,00	30	273,48	2	1	8,20	356	2.546,57
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	14	7,22	22	179,85	31	276,52	21	3	18,37	354	2.542,50
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	4	0,52	14	125,73	16	130,75	4	1	5,50	51	350,80
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	1	0,02	27	455,08	3	22,70	8	1	6,67	-	-
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	4	2,78	15	202,72	1	5,73	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 4	168	77,70	210	2.055,10	310	2.671,95	140	36	282,95	2.328	17.340,32
TOTAL	1.125	533,50	1.340	12.407,12	1.152	9.578,08	771	335	2.411,50	7.427	56.626,58

** Elemento no vigente en la actualidad

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG						NO PROG		
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Ambato Transformador T1	1	0,08	5	28,88	1	1,47	1	6	23,48	10	57,95
Babahoyo Autotransformador ATQ	36	10,55	8	47,78	2	3,47	2	6	13,03	9	52,40
Chone Autotransformador ATQ	-	-	4	32,25	4	21,65	-	1	2,82	6	33,32
Conocoto Transformador TR1	-	-	-	-	1	5,52	-	-	-	-	-
Cuenca Autotransformador ATQ	4	0,93	9	48,43	8	46,07	1	11	38,23	35	230,47
Dos Cerritos Autotransformador ATK	3	1,67	4	33,63	2	19,87	-	1	6,45	31	253,72
ELECTROQUIL Transformador TIC	-	-	-	-	1	9,40	-	1	0,37	-	-
Esmeraldas Autotransformador AA1	9	4,68	11	65,30	6	33,80	4	3	4,13	12	64,07
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	10	7,25	6	36,12	2	13,75	4	-	-	4	32,92
Ibarra Autotransformador ATQ **	3	1,55	5	40,10	2	4,43	3	4	26,38	14	88,23
Ibarra Autotransformador ATR	3	0,60	2	13,02	1	4,93	-	2	17,65	2	11,27
Ibarra Transformador T1	3	1,33	7	45,38	5	32,77	3	3	10,95	13	81,47
Loja Autotransformador ATQ	-	-	3	29,87	1	9,00	-	2	6,87	10	57,98
Machala Autotransformador ATQ	12	8,40	19	159,30	16	130,13	8	6	16,77	26	147,07
Machala Autotransformador ATR	1	0,60	5	24,62	6	57,15	1	1	0,23	10	58,95
Machala Transformador TRK	2	6,00	9	54,12	2	11,33	-	1	2,67	12	73,02
Milagro Autotransformador ATK	6	6,45	13	74,70	-	-	1	9	55,62	18	105,27
Milagro Autotransformador ATQ	8	2,55	2	12,83	-	-	1	4	10,20	4	14,27
Milagro Autotransformador ATU	2	3,18	10	70,40	5	22,90	5	19	165,17	10	48,52
Molino Autotransformador AT1	4	5,63	23	156,78	6	45,72	2	5	27,75	13	95,48
Molino Autotransformador AT2	5	2,55	25	186,60	6	51,27	9	11	65,12	10	84,73
Mulaló Autotransformador ATQ	5	3,00	8	52,78	3	21,55	-	1	4,80	10	66,87
SUBTOTAL 1	117	67,02	178	1.212,90	80	546,17	45	97	498,68	259	1.657,95

** Elemento no vigente en la actualidad

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Pascuales Autotransformador ATR	11	6,02	7	53,25	13	87,63	2	14	51,65	30	209,25
Pascuales Autotransformador ATT	5	2,22	10	64,57	5	31,70	-	5	23,82	13	98,63
Pascuales Autotransformador ATU	2	0,53	13	70,80	7	46,85	4	9	57,55	26	182,45
Policentro Autotransformador ATQ	8	4,85	4	31,67	9	71,63	-	2	21,10	33	210,58
Pomasqui Autotransformador ATU	4	1,93	1	6,33	-	-	-	2	5,63	6	32,85
Portoviejo Autotransformador AA1	6	2,40	10	65,68	3	18,80	3	5	19,62	27	191,38
Portoviejo Autotransformador AA2	5	7,92	8	39,32	-	-	1	5	25,08	11	71,88
Posorja Autotransformador ATQ	7	3,32	14	114,62	5	33,68	1	2	11,47	17	81,03
Puyo Autotransformador ATQ	4	3,20	-	-	-	-	-	-	-	1	6,02
Puyo Transformador Movil **	3	2,68	-	-	1	0,38	-	-	-	-	-
Quevedo Autotransformador ATR	12	17,08	3	18,23	19	131,87	11	4	15,53	28	186,38
Quevedo Autotransformador ATT	6	2,68	9	58,13	5	19,10	3	9	61,85	31	230,13
Riobamba Transformador TRK	-	-	7	50,30	13	105,13	9	2	12,20	42	360,57
SALITRAL Autotransformador ATQ	11	4,83	3	25,98	5	39,32	2	15	58,45	38	231,23
SALITRAL Autotransformador ATR	7	6,15	1	9,45	-	-	2	4	10,80	6	36,45
Santa Elena Autotransformador ATQ	1	0,28	11	76,88	4	27,50	4	7	40,23	17	92,27
Santa Rosa Autotransformador ATT	1	0,33	-	-	3	20,15	7	1	7,47	3	9,93
Santa Rosa Autotransformador ATU	11	7,75	8	46,82	3	20,83	-	8	66,45	25	138,72
Santa Rosa Transformador TRN	15	12,92	4	29,05	11	82,17	3	6	29,83	14	94,23
Santa Rosa Transformador TRP	3	2,15	2	9,67	10	54,90	6	-	-	1	2,17
Santo Domingo Autotransformador ATR	1	3,00	17	113,40	1	0,77	-	8	29,05	20	131,43
Santo Domingo Autotransformador ATU	5	3,10	21	81,25	-	-	2	9	16,63	30	208,70
Sinincay Transformador TRK	1	0,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tena Transformador TRQ	6	2,32	2	12,88	2	19,35	3	-	-	5	30,05
Totoras Autotransformador ATQ	6	3,83	8	49,38	3	13,38	2	5	26,13	14	114,35
Totoras Autotransformador ATT	2	2,53	8	64,27	21	482,87	13	6	22,25	20	155,67
SUBTOTAL 2	143	104,58	171	1.091,93	143	1.308,02	78	128	612,80	458	3.106,37

** Elemento no vigente en la actualidad

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	FALLAS		MANTENIMIENTOS										
			PROG					NO PROG					
			EJEC						NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP		N°	t (h)		N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)			N°				
Trinitaria Autotransformador ATQ	7	4,63	6	50,87	5	17,90	2	7	20,30	18	84,70		
Trinitaria Autotransformador ATT	1	0,83	6	44,47	1	5,62	1	2	16,70	14	60,10		
Tulcán Autotransformador ATQ	1	0,53	40	394,73	1	2,30	11	3	14,40	9	45,02		
Vicentina Transformador T1	1	0,47	14	83,02	7	27,28	-	10	17,83	5	23,88		
Vicentina Transformador T2	3	1,88	5	23,90	1	2,87	-	5	25,33	9	43,30		
Portoviejo Transformador Móvil **	7	1,25	4	41,12	-	-	3	-	-	-	-		
SUBTOTAL 3	20	9,60	75	638,10	15	55,97	17	27	94,57	55	257,00		
TOTAL	280	181,20	424	2.942,93	238	1.910,15	140	252	1.206,05	772	5.021,32		

** Elemento no vigente en la actualidad

3. PUNTOS DE ENTREGA

PUNTOS DE ENTREGA	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)		N°	t (h)	N°	t (h)	
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	20	11,13	17	112,60	7	36,12	1	14	72,45	7	30,35
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	13	10,45	11	66,03	5	50,60	1	23	150,37	8	61,07
Vicentina 46 kV T1 Ficticia Posición Baja T1	-	-	1	2,93	1	3,85	-	-	-	-	-
Vicentina 46 kV T2 Ficticia Posición Baja T2	-	-	2	6,73	-	-	-	-	-	-	-
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	8	4,12	14	106,22	2	7,65	-	8	52,53	4	25,20
Ambato 69 kV Posición Ambato 2	-	-	8	59,27	3	18,00	-	1	2,72	3	15,22
Ambato 69 kV Posición Latacunga	5	0,88	9	63,53	1	6,28	-	5	25,12	2	8,42
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	2	0,37	1	2,23	4	25,82	1	2	5,85	4	17,15
Chone 69 kV Posición Calceta	117	43,65	13	88,88	1	7,78	1	3	15,53	2	8,55
Chone 69 kV Posición Chone	35	13,72	12	86,87	3	26,73	1	3	8,52	2	6,05
Chone 69 kV Posición Tosagua	43	15,95	12	75,05	2	19,60	1	2	30,83	2	8,68
Cuenca 69 kV Posición Azogues	7	4,03	2	4,43	2	17,88	4	8	44,48	7	40,92
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	9	4,42	26	168,88	5	35,23	8	6	24,12	13	82,70
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	10	4,23	32	253,38	1	10,50	6	7	40,72	13	83,85
Cuenca 69 kV Posición Limón	24	5,80	11	60,18	2	10,42	7	6	24,12	16	107,57
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	36	12,82	9	73,80	2	12,15	2	4	18,85	7	29,32
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	43	12,53	6	45,25	3	19,45	1	5	22,53	11	43,72
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	51	9,22	5	45,60	2	12,15	-	5	32,55	7	30,93
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	25	9,62	4	38,47	2	12,15	-	4	30,98	8	37,57
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	31	14,28	20	109,72	7	45,10	1	14	124,87	11	52,05
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	8	8,55	22	155,28	-	-	1	22	174,90	12	63,15
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	110	44,03	1	11,07	-	-	-	12	107,33	-	-
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	105	25,67	1	3,82	-	-	-	1	5,27	2	9,38
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BA	-	-	2	21,97	1	9,63	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 1	702	255,47	241	1.662,20	56	387,10	36	155	1.014,63	141	761,83

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	3	4,28	2	20,60	1	9,83	-	-	-	1	6,10
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	3	1,58	1	10,15	-	-	-	-	-	7	12,08
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	1	0,48	-	-	1	6,23	-	1	7,72	2	9,48
Ibarra 69 kV Posición Lafarge	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1,00
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	17	8,92	3	23,55	-	-	-	1	0,27	7	18,93
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	7	8,95	3	21,48	2	9,65	1	2	5,82	7	22,55
Loja 69 kV Posición Loja 1	16	5,55	11	55,35	-	-	2	4	16,00	9	38,97
Loja 69 kV Posición Loja 2	23	5,07	11	65,05	4	13,63	4	2	14,13	9	38,70
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	26	6,32	3	23,28	-	-	-	-	-	4	15,08
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	8	2,23	2	13,70	-	-	-	-	-	5	28,95
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	96	36,62	19	122,18	3	12,15	3	30	198,43	10	39,55
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	66	37,05	16	108,47	3	12,77	3	21	109,63	6	26,70
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	78	27,73	17	127,17	5	23,03	4	24	136,63	7	27,75
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	62	44,45	17	103,83	5	27,50	3	24	97,97	7	24,78
Mulaló 69 kV Posición de baja ATQ (ELEPCOSA)	-	-	10	70,25	1	0,92	-	2	5,50	6	26,05
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	67	26,08	17	111,92	6	44,17	5	21	53,88	8	22,57
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	46	29,42	24	184,73	6	55,93	2	24	116,25	14	42,50
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	96	37,42	11	57,95	8	50,85	7	21	99,25	11	33,85
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	78	41,07	22	137,42	3	21,17	13	18	59,95	11	37,43
Pascuales 69 kV Posición Toma	36	25,17	13	69,87	6	41,35	2	17	84,35	8	31,37
Policentro 69 kV Posición Cristavid	44	23,30	7	50,28	4	21,73	1	4	25,93	8	22,45
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	20	7,72	10	76,85	3	17,10	-	5	20,85	7	28,25
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	9	2,38	9	57,62	6	36,25	2	1	7,12	9	23,70
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	16	14,03	22	141,65	8	46,37	3	11	68,35	10	34,58
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	19	12,25	13	68,55	3	19,53	1	8	33,48	7	38,95
Portoviejo 69 kV Posición Manta	7	1,92	2	9,28	-	-	-	6	15,80	-	-
SUBTOTAL 2	844	409,98	265	1.731,18	78	470,17	56	247	1.177,32	181	652,33

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	27	7,95	11	73,32	5	19,32	1	12	101,12	2	9,25	
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	5	1,40	12	71,82	3	13,25	1	10	57,52	2	8,17	
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	6	2,17	9	51,15	1	3,78	2	10	64,58	4	22,65	
Posorja 69 kV Posición Playas	94	34,48	21	126,22	3	6,82	2	22	77,33	8	35,13	
Posorja 69 kV Posición Posorja	90	26,98	28	252,25	-	-	-	17	83,37	12	46,02	
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	11	1,47	2	3,68	1	4,90	-	-	-	-	-	
Puyo 69 kV Posición Puyo 2	-	-	2	12,18	-	-	3	-	-	-	-	
Quevedo 69 kV Posición Calope	18	2,53	4	39,72	4	21,33	12	3	17,97	4	25,67	
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	51	19,33	6	44,33	2	5,90	-	11	59,90	4	18,80	
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	29	8,78	13	69,50	1	8,08	1	6	25,78	3	12,35	
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	71	12,85	6	41,43	-	-	-	4	18,65	5	20,90	
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	19	16,35	11	61,88	4	23,42	1	4	23,60	5	19,42	
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	17	7,38	11	66,48	5	31,17	5	6	45,72	3	11,02	
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	24	17,30	10	73,77	3	20,50	1	6	23,60	2	5,93	
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	21	30,12	-	-	-	-	-	11	88,82	1	6,32	
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	10	6,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Salitral 69 kV Posición Categ 1	-	-	11	103,30	-	-	-	1	0,63	1	2,60	
Salitral 69 kV Posición Categ 2	1	1,00	11	103,40	2	6,38	-	-	-	2	10,33	
Salitral 69 kV Posición Categ 3	2	0,37	10	101,15	-	-	-	-	-	2	6,08	
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 1	-	-	2	21,00	-	-	-	-	-	-	-	
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 2	-	-	2	21,00	-	-	-	-	-	-	-	
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	48	34,40	20	127,30	4	14,88	1	9	31,55	5	19,42	
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	54	25,78	13	44,77	-	-	1	13	18,87	5	24,68	
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	32	12,20	11	71,68	2	15,25	-	8	36,53	8	43,13	
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	43	17,35	36	258,83	2	15,25	2	22	109,75	2	9,78	
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	50	15,47	9	63,45	-	-	1	8	32,80	7	34,68	
SUBTOTAL 3	723	301,93	271	1.903,62	42	210,23	34	183	918,08	87	392,33	

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	35	9,33	12	73,62	-	-	1	12	56,10	5	20,30	
Tena 69 kV Posición Tena	10	0,90	1	6,33	-	-	2	3	14,97	1	11,42	
Totoras 69 kV Posición Ambato	10	2,60	12	64,22	1	5,10	3	11	74,05	5	20,28	
Totoras 69 kV Posición Baños	6	7,23	8	43,05	1	5,10	4	8	31,22	6	15,77	
Totoras 69 kV Posición Montalvo	12	9,65	6	33,27	3	14,65	3	8	62,80	4	18,40	
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	48	17,38	4	28,48	-	-	-	1	1,22	7	31,18	
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	18	5,60	11	68,02	-	-	-	6	25,70	6	22,92	
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	20	6,35	5	25,73	-	-	-	5	19,08	7	25,28	
Trinitaria 69 kV Posición Universal	3	0,90	2	21,32	6	32,63	2	1	3,00	2	7,63	
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	33	10,75	7	29,42	1	7,15	1	4	22,15	1	3,50	
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	6	3,40	9	47,80	1	6,12	2	6	23,33	3	7,12	
Tulcán 69 kV San Miguel de Car	-	-	6	29,55	2	14,07	1	2	13,27	6	26,83	
Chone 138 kV Posición Severino	-	-	2	22,10	1	4,83	-	2	3,37	44	343,93	
Mulaló 138 kV Posición Novacero 1	-	-	10	50,33	8	73,10	2	1	2,73	-	-	
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	3	0,57	9	55,27	2	15,10	3	4	12,20	7	34,38	
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	3	2,55	5	25,72	8	57,23	1	1	1,58	4	20,47	
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	10	13,23	3	21,70	6	50,52	-	1	12,03	4	20,90	
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	11	6,35	13	73,60	8	36,33	3	7	31,40	3	15,85	
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	7	3,72	21	118,65	7	37,92	3	5	29,57	2	7,25	
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	5	3,87	13	68,80	6	53,55	3	4	38,25	5	16,23	
SUBTOTAL 4	240	104,38	159	906,97	61	413,40	34	92	478,02	122	669,65	
TOTAL	2.509	1.071,77	936	6.203,97	237	1.480,90	160	677	3.588,05	531	2.476,15	

** Elemento no vigente en la actualidad

4. POSICIONES

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)			
Ibarra 34.5 kV Posición de baja T1	-	-	8	42,93	-	-	-	3	6,28	-	-	
Ambato 69 kV Posición acoplador	-	-	2	7,17	1	5,43	-	1	2,72	2	13,22	
Ambato 69 kV Posición baja AT1	-	-	8	60,43	-	-	-	2	7,20	-	-	
Chone 69 kV Posición acoplador	-	-	5	37,00	2	10,45	-	1	1,50	3	13,65	
Chone 69 kV Posición baja ATQ	-	-	9	39,95	1	9,28	-	2	13,47	-	-	
Cuenca 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	9	69,85	2	8,25	1	5	20,33	5	24,85	
Cuenca 69 kV Posición Transferencia	1	0,42	6	42,65	2	16,00	1	-	-	12	65,67	
Dos Cerritos 69 kV Posición baja ATK	-	-	1	7,75	1	5,50	-	2	17,50	22	187,98	
Esmeraldas 69 kV Posición acoplador	-	-	13	90,83	6	35,65	1	5	27,37	11	68,22	
Esmeraldas 69 kV Posición de baja AA1	-	-	12	73,10	-	-	1	19	98,67	12	65,62	
Francisco de Orellana 69 kV Posición baja ATQ	-	-	2	21,58	-	-	2	-	-	2	8,87	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición acoplador	-	-	1	10,07	-	-	-	-	-	1	3,08	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición de alta - unidad T	2	2,92	1	13,63	-	-	-	-	-	-	-	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición ELECTROQUIL 2	2	3,27	5	20,00	1	0,07	-	6	22,87	-	-	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 1	2	3,20	5	40,30	-	-	-	-	-	-	-	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral 2	1	0,20	5	37,03	3	23,50	3	-	-	-	-	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral ATQ **	2	2,52	2	15,72	-	-	-	2	5,08	1	10,00	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición Salitral ATR **	-	-	3	30,37	1	9,68	-	2	10,82	-	-	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición TG4	-	-	3	15,10	1	10,25	-	2	3,87	1	4,63	
Ibarra 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	11,18	
Ibarra 69 kV Posición de baja ATR	-	-	1	5,00	-	-	-	-	-	2	5,60	
Ibarra movil 69 kV Posición Movil **	1	0,38	1	6,95	-	-	-	1	4,37	-	-	
Loja 69 kV Posición acoplador	-	-	5	24,77	16	148,70	13	1	2,85	29	279,20	
Loja 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	5	28,45	5	44,60	-	1	7,92	3	12,75	
SUBTOTAL 1	11	12,90	112	740,63	42	327,37	22	55	252,80	110	774,52	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Machala 69 kV Posición acoplador	3	1,03	1	5,58	1	2,33	-	1	3,92	1	3,93
Machala 69 kV Posición baja ATQ	-	-	2	18,58	2	13,42	-	-	-	2	4,20
Machala 69 kV Posición baja ATR	-	-	4	27,48	2	13,42	-	-	-	-	-
Machala 69 kV Posición baja TRK	-	-	7	60,83	4	25,23	8	3	29,05	3	17,08
Milagro 69 kV Posición acoplador	-	-	7	42,13	8	45,47	3	3	17,17	9	39,47
Milagro 69 kV Posición baja ATK	-	-	8	50,90	6	43,65	7	6	21,23	3	17,98
Milagro 69 kV Posición baja ATQ	-	-	1	7,38	3	17,27	-	3	27,43	4	17,50
Pascuales 69 kV Posición acoplador	1	0,27	4	21,52	1	6,92	1	1	8,58	6	26,03
Pascuales 69 kV Posición baja ATR	-	-	8	44,63	1	10,92	1	16	40,53	7	23,72
Pascuales 69 kV Posición gas Pascuales	11	9,33	9	45,45	4	14,63	2	15	54,58	15	87,77
Policentro 69 kV Posición baja ATQ	-	-	5	36,88	4	18,67	2	7	31,55	6	15,00
Portoviejo 69 kV Posición acoplador	-	-	7	43,52	7	36,93	3	-	-	2	13,17
Portoviejo 69 kV Posición baja AA1	-	-	9	61,37	3	16,80	1	6	37,85	4	31,22
Portoviejo 69 kV Posición baja AA2	-	-	8	25,57	-	-	3	5	24,75	5	25,03
Portoviejo 69 kV Posición Capacitores	-	-	7	45,07	-	-	2	1	2,05	1	3,83
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 Móvil **	-	-	-	-	-	-	-	2	9,25	2	12,37
Posorja 69 kV Posición acoplador	-	-	1	4,28	1	1,42	-	2	13,63	4	18,20
Posorja 69 kV Posición baja ATQ	-	-	2	16,12	1	7,58	1	3	10,88	7	35,42
Puyo 69 kV Posición de baja ATQ	-	-	2	6,13	1	4,90	-	-	-	1	3,50
Puyo 69 kV Posición de Transferencia	-	-	2	6,72	-	-	-	-	-	-	-
Puyo 69 kV Posición Tena **	7	1,20	1	10,67	-	-	-	-	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición acoplador	1	0,45	6	34,13	1	7,22	-	2	14,87	3	4,12
Quevedo 69 kV Posición baja ATR	-	-	8	63,33	1	9,05	-	6	41,12	3	15,78
Riobamba 69 kV Posición acoplador	-	-	5	34,02	3	22,88	-	-	-	3	6,82
Riobamba 69 kV Posición baja TRK	-	-	9	59,62	-	-	-	2	7,60	4	11,20
S/E Electroquil 2 Posición de alta U1	1	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 2	24	12,47	123	771,92	54	318,70	34	84	396,05	95	433,33

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
S/E Electroquil 2 Posición Gonzalo Zevallos **	1	0,05	1	2,47	-	-	-	3	22,53	-	-	
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 1	1	0,12	1	9,83	-	-	-	2	9,33	-	-	
S/E Electroquil 2 Posición Salitral 2	2	3,12	1	9,83	-	-	-	2	9,33	-	-	
Salitral 69 kV Posición 1 G. Zevallos	1	0,27	3	23,25	-	-	-	1	3,92	1	1,45	
Salitral 69 kV Posición 2 G. Zevallos	-	-	3	24,77	-	-	-	-	-	1	1,53	
Salitral 69 kV Posición Acoplador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	7,43	
Salitral 69 kV Posición baja ATQ	-	-	2	21,00	1	4,77	-	-	-	-	-	
Salitral 69 kV Posición baja ATR	-	-	3	30,17	-	-	-	1	9,45	-	-	
Salitral 69 kV Posición Electroquil 1	1	1,47	2	21,00	-	-	-	1	5,80	2	5,55	
Salitral 69 kV Posición Electroquil 2	1	1,47	2	21,00	-	-	-	1	5,82	2	6,78	
Salitral 69 kV Posición Seccionador 89-0R1 (ATR)	1	0,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Santa Elena 69 kV Posición acoplador	-	-	4	33,83	2	11,90	1	2	8,75	17	149,65	
Santa Elena 69 kV Posición baja ATQ	-	-	6	20,32	2	15,25	-	3	9,15	3	16,12	
Santo Domingo 69 kV Posición acoplador	-	-	3	25,87	1	8,00	-	3	15,88	3	9,42	
Santo Domingo 69 kV Posición baja ATR	-	-	6	39,55	1	9,02	-	6	25,42	5	12,53	
Tena 69 kV Posición baja del TRQ	-	-	-	-	2	8,55	1	-	-	1	2,93	
Tena 69 kV Posición Puyo **	3	0,35	3	14,02	1	9,90	1	1	4,00	1	3,85	
Totoras 69 kV Posición acoplador	-	-	6	40,92	1	6,00	1	3	21,63	2	4,92	
Totoras 69 kV Posición baja ATQ	-	-	9	68,50	-	-	1	2	18,97	1	4,45	
Trinitaria 69 kV Posición acoplador	1	0,17	1	4,82	-	-	-	-	-	3	14,65	
Trinitaria 69 kV Posición baja ATQ	-	-	3	29,20	-	-	-	-	-	7	27,47	
Trinitaria 69 kV POWER BARGE 1	6	6,70	1	2,83	1	7,15	-	2	17,57	6	22,13	
Tulcán 69 kV Posición acoplador	-	-	2	10,15	4	23,48	1	-	-	3	16,48	
Tulcán 69 kV Posición baja ATQ	-	-	8	39,55	1	9,63	2	3	11,37	1	3,42	
Agoyán Posición acoplador	-	-	1	7,02	13	249,13	12	4	15,90	13	311,78	
Agoyán Posición de alta U1	2	1,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SUBTOTAL 3	20	15,63	71	499,88	30	362,78	20	40	214,82	74	622,55	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Agoyán Posición de alta U2	1	0,03	-	-	-	-	-	2	7,65	-	-
Agoyán Posición Tena 1 **	-	-	-	-	-	-	-	1	16,57	-	-
Agoyán Posición Totoras 1	-	-	10	67,63	14	263,80	9	4	19,95	-	-
Agoyán Posición Totoras 2 **	-	-	6	36,93	4	14,75	5	4	25,30	14	317,95
Ambato 138 kV Posición acoplador	-	-	4	29,70	3	21,18	-	1	5,00	3	13,23
Ambato 138 kV Posición alta AT1	-	-	14	96,53	2	13,83	-	2	9,85	2	9,78
Ambato 138 kV Posición Pucará	-	-	12	99,20	-	-	-	8	40,77	2	10,10
Ambato 138 kV Posición Totoras	-	-	9	60,57	5	36,00	-	1	6,23	4	15,73
Babahoyo 138 kV Posición Milagro	-	-	8	56,63	2	11,87	1	4	13,20	9	54,70
Chone 138 kV Posición acoplador	-	-	1	9,57	1	6,47	-	-	-	-	-
Chone 138 kV Posición alta ATQ	-	-	3	23,20	1	9,55	1	-	-	3	17,97
Chone 138 kV Posición Daule Peripa	-	-	2	19,95	1	9,00	-	-	-	2	11,87
Cuenca 138 kV Posición acoplador	-	-	5	34,23	2	16,00	2	3	10,57	12	54,40
Cuenca 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	8	46,98	1	7,93	2	7	33,65	10	68,13
Cuenca 138 kV Posición Loja 1	-	-	14	93,00	5	35,07	8	5	32,58	14	84,27
Cuenca 138 kV Posición Molino 1	-	-	15	105,27	3	20,02	-	3	17,85	8	53,60
Cuenca 138 kV Posición Molino 2	-	-	14	89,80	3	15,77	2	5	22,13	10	72,57
Daule Peripa 138 kV Posición acoplador	1	0,53	1	8,62	-	-	-	1	7,97	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 1	1	0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 2	1	0,48	-	-	-	-	-	1	3,47	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición alta unidad 3	-	-	-	-	-	-	-	1	3,93	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición Chone	-	-	13	94,70	4	21,75	2	4	29,35	2	12,13
Daule Peripa 138 kV Posición Portoviejo 1	-	-	2	16,60	-	-	-	4	26,98	2	13,65
Daule Peripa 138 kV Posición Portoviejo 2	-	-	1	3,98	1	5,32	-	2	7,02	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición Quevedo 1	-	-	1	2,20	-	-	-	1	8,88	-	-
Daule Peripa 138 kV Posición Quevedo 2	-	-	4	29,60	-	-	-	2	8,52	-	-
SUBTOTAL 4	4	1,53	147	1.024,90	52	508,30	32	66	357,42	97	810,08

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Esmeraldas 138 kV Posición acoplador	-	-	15	99,18	4	26,80	1	5	25,58	14	75,53	
Esmeraldas 138 kV Posición de alta AA1	-	-	18	121,18	4	28,20	2	15	78,48	12	69,10	
Esmeraldas 138 kV Posición de alta MT1	1	3,00	16	99,77	3	26,07	2	15	90,83	6	32,18	
Esmeraldas 138 kV Posición Santo Domingo 1	-	-	33	211,60	1	7,33	11	13	79,93	7	32,27	
Esmeraldas 138 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	20	117,62	6	46,83	6	14	125,17	2	15,15	
Francisco de Orellana 138 kV Posición Tena	-	-	-	-	2	9,70	-	-	-	1	3,83	
Guangopolo 138 kV Posición Vicentina	-	-	2	12,42	-	-	-	1	10,68	-	-	
Ibarra 138 kV Posición Acoplador	-	-	5	32,90	3	19,35	1	3	16,20	4	14,83	
Ibarra 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	3	21,35	-	-	2	3	7,65	5	23,35	
Ibarra 138 kV Posición de alta ATR	-	-	1	5,53	5	53,27	3	-	-	1	9,55	
Ibarra 138 kV Posición de alta T1	-	-	6	36,00	-	-	2	4	14,50	4	24,53	
Ibarra 138 kV Posición Pomasqui 1	-	-	1	8,45	3	16,17	-	-	-	1	4,27	
Ibarra 138 kV Posición Pomasqui 2	-	-	1	8,87	2	15,17	-	-	-	1	4,22	
Ibarra 138 kV Posición Tulcán	-	-	12	86,88	-	-	2	6	30,97	-	-	
Ibarra 138 kV Posición Vicentina 1 **	-	-	7	48,12	2	11,63	-	3	17,28	1	3,58	
Ibarra 138 kV Posición Vicentina 2 **	-	-	6	47,95	7	50,28	-	2	7,30	-	-	
Loja 138 kV Posición acoplador	-	-	1	4,50	2	9,50	-	1	2,83	2	14,60	
Loja 138 kV Posición Cuenca 1	-	-	8	54,10	3	18,93	1	5	42,13	2	9,80	
Machala 138 kV Posición acoplador	-	-	2	8,27	6	30,48	-	4	13,50	6	35,47	
Machala 138 kV Posición alta ATQ	-	-	7	49,32	2	19,37	-	8	14,78	11	62,40	
Machala 138 kV Posición alta ATR	-	-	2	16,53	2	16,88	1	-	-	6	18,97	
Machala 138 kV Posición San Idelfonso 1	-	-	9	65,87	1	13,67	-	1	7,02	10	52,13	
Machala 138 kV Posición San Idelfonso 2	-	-	7	68,83	2	12,25	-	-	-	9	52,05	
Machala Power 138 kV Posición San Idelfonso	-	-	-	-	-	-	-	1	9,68	-	-	
Milagro 138 kV Posición Babahoyo	-	-	10	70,78	12	82,83	7	7	33,23	19	159,60	
Milagro 138 kV Posición baja ATU	-	-	3	8,12	11	70,93	6	3	18,08	18	163,35	
SUBTOTAL 5	1	3,00	195	1.304,13	83	585,65	47	114	645,85	142	880,77	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Milagro 138 kV Posición San Idelfonso 1	-	-	7	56,28	3	25,57	-	-	-	7	38,78
Milagro 138 kV Posición San Idelfonso 2	-	-	8	54,62	-	-	2	2	4,27	5	24,50
Milagro 138 kV Posición transferencia	-	-	3	23,17	3	15,25	2	1	5,67	5	22,88
Molino 138 kV Posición acoplador	1	0,08	7	40,32	-	-	1	-	-	1	7,30
Molino 138 kV Posición Cuenca 1	-	-	14	104,43	5	38,88	4	2	14,82	3	17,80
Molino 138 kV Posición Cuenca 2	-	-	12	100,10	5	40,93	1	2	15,08	1	7,30
Molino 138 kV Posición de alta unidad 1	-	-	2	13,12	-	-	-	2	17,10	1	4,07
Molino 138 kV Posición de alta unidad 2	-	-	1	6,42	-	-	-	-	-	6	52,60
Molino 138 kV Posición de alta unidad 3	-	-	2	18,50	-	-	-	-	-	4	32,10
Molino 138 kV Posición de alta unidad 4	-	-	2	15,75	-	-	1	-	-	-	-
Molino 138 kV Posición de alta unidad 5	-	-	2	13,93	-	-	1	-	-	1	7,30
Molino 138 kV Posición de baja AT1	-	-	5	48,98	1	8,68	-	1	10,50	2	8,45
Molino 138 kV Posición de baja AT2	-	-	3	19,52	-	-	-	-	-	1	5,93
Mulaló 138 kV Posición acoplador	-	-	8	59,33	1	5,97	-	1	2,72	4	19,40
Mulaló 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	8	47,10	-	-	1	6	18,18	4	18,90
Mulaló 138 kV Posición Pucará	-	-	9	66,38	8	60,98	1	8	51,78	1	4,35
Mulaló 138 kV Posición Vicentina	-	-	10	42,17	3	26,38	1	10	35,60	13	71,13
Pascuales 138 kV Posición acoplador	-	-	4	31,27	7	36,30	1	-	-	10	49,72
Pascuales 138 kV Posición alta ATR	-	-	11	74,52	2	15,78	-	7	40,97	11	50,93
Pascuales 138 kV Posición baja ATT	-	-	9	67,55	7	56,45	-	7	31,55	12	71,55
Pascuales 138 kV Posición baja ATU	-	-	5	33,95	-	-	-	4	12,48	7	33,02
Pascuales 138 kV Posición ELECTROQUIL 3	-	-	13	94,40	1	8,88	2	4	17,53	12	48,67
Pascuales 138 kV Posición Policentro 1	-	-	14	83,42	3	26,88	2	12	51,08	9	47,78
Pascuales 138 kV Posición Policentro 2	-	-	21	124,28	11	94,90	1	11	47,15	12	89,37
Pascuales 138 kV Posición Salitral 1	-	-	15	112,97	2	11,12	1	7	38,57	8	43,55
Pascuales 138 kV Posición Salitral 2	2	0,42	7	49,62	1	2,53	4	3	20,72	4	17,17
SUBTOTAL 6	3	0,50	202	1.402,08	63	475,50	26	90	435,77	144	794,55

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Pascuales 138 kV Posición Santa Elena	-	-	20	150,70	4	26,87	-	8	20,78	14	49,27	
Policentro 138 kV Posición alta ATQ	-	-	7	46,32	4	37,92	1	4	9,03	11	44,33	
Policentro 138 kV Posición Pascuales 1	-	-	12	81,77	3	8,60	-	4	20,63	8	39,30	
Policentro 138 kV Posición Pascuales 2	-	-	7	52,32	4	16,23	-	5	20,47	13	55,83	
Pomasqui 138 kV Posición acoplador	-	-	4	24,43	2	7,92	1	1	5,53	-	-	
Pomasqui 138 kV Posición baja ATU	-	-	2	12,13	2	17,13	6	-	-	2	8,18	
Pomasqui 138 kV Posición Ibarra 1	-	-	2	12,75	8	76,73	1	-	-	2	8,20	
Pomasqui 138 kV Posición Ibarra 2	-	-	2	9,65	8	76,73	1	-	-	2	6,32	
Pomasqui 138 kV Posición Vicentina 1	-	-	1	4,00	8	48,15	-	-	-	1	3,97	
Pomasqui 138 kV Posición Vicentina 2	-	-	1	4,40	7	47,45	-	2	5,85	-	-	
Portoviejo 138 kV Posición acoplador	-	-	7	41,92	1	4,25	-	1	10,08	-	-	
Portoviejo 138 kV Posición alta AA1	-	-	12	90,08	2	8,42	1	8	42,82	7	40,68	
Portoviejo 138 kV Posición alta AA2	-	-	5	29,90	1	1,67	-	3	6,35	9	34,02	
Portoviejo 138 kV Posición alta móvil **	-	-	-	-	1	1,33	-	-	-	1	9,80	
Portoviejo 138 kV Posición Daule 1	-	-	11	60,60	4	27,67	2	10	70,55	10	38,00	
Portoviejo 138 kV Posición Daule 2	-	-	10	58,37	4	28,22	3	15	99,60	4	22,60	
Portoviejo 138 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	12	113,65	8	-	-	-	-	
Posorja 138 kV Posición ELECTROQUIL 3	-	-	1	10,13	2	8,07	-	3	6,25	7	33,75	
Pucará 138 kV Posición acoplador	-	-	4	25,50	4	30,67	1	-	-	6	24,67	
Pucará 138 kV Posición Ambato	-	-	10	61,85	1	1,00	2	3	13,73	6	14,58	
Pucará 138 kV Posición de alta unidad 1	-	-	6	38,25	4	28,18	1	5	19,28	5	27,40	
Pucará 138 kV Posición de alta unidad 2	-	-	6	33,52	2	14,07	1	5	9,98	3	17,98	
Pucará 138 kV Posición Mulaló	-	-	13	87,00	1	1,00	2	3	20,95	6	22,40	
Puyo 138 kV Posición de alta ATQ	-	-	1	9,68	-	-	3	-	-	-	-	
Puyo 138 kV Posición de alta móvil **	-	-	2	2,78	1	0,87	-	-	-	-	-	
Puyo 138 kV Posición de Transferencia	-	-	1	8,88	-	-	-	-	-	-	-	
SUBTOTAL 7	-	-	147	956,93	90	632,78	34	80	381,90	117	501,28	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Puyo 138 kV Posición Tena	-	-	1	9,98	-	-	-	1	1,13	-	-
Quevedo 138 kV Posición acoplador	-	-	1	6,85	7	49,87	-	1	10,72	4	16,75
Quevedo 138 kV Posición alta ATR	-	-	9	61,43	5	37,67	1	4	22,15	2	9,40
Quevedo 138 kV Posición baja ATT	-	-	10	69,17	2	8,62	-	6	32,07	4	21,53
Quevedo 138 kV Posición Daule 1 **	-	-	11	66,27	1	5,28	1	4	26,05	6	23,80
Quevedo 138 kV Posición Daule 2	-	-	7	47,88	-	-	-	4	24,52	3	8,88
Quevedo 138 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	-	-	-	1	10,72	-	-
S/E Electroquil 3 Posición de alta unidad 3	1	0,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S/E Electroquil 3 Posición Pascuales	-	-	-	-	-	-	-	2	10,73	-	-
S/E Electroquil 3 Posición Posorja	-	-	1	2,88	-	-	-	4	20,30	-	-
Salitral 138 kV Posición acoplador	-	-	8	46,45	8	72,42	-	3	7,08	1	6,57
Salitral 138 kV Posición alta ATQ	-	-	10	65,82	10	94,30	1	3	10,13	13	72,12
Salitral 138 kV Posición alta ATR	-	-	10	59,57	3	33,87	1	7	35,47	11	61,78
Salitral 138 kV Posición Pascuales 1	-	-	15	99,23	6	25,62	4	3	7,90	11	58,60
Salitral 138 kV Posición Pascuales 2	-	-	6	29,32	2	6,07	-	1	10,12	2	11,00
Salitral 138 kV Posición Trinitaria	-	-	14	88,25	11	87,12	2	6	37,82	9	40,38
San Idelfonso 138 kV Posición Machala 1	-	-	4	37,08	-	-	-	-	-	9	48,78
San Idelfonso 138 kV Posición Machala 2	-	-	2	15,10	2	9,78	-	-	-	6	28,33
San Idelfonso 138 kV Posición MACHALA POWER	-	-	4	29,22	1	0,40	-	2	9,15	5	21,72
San Idelfonso 138 kV Posición Milagro 1	-	-	8	57,35	1	5,52	1	1	2,93	5	35,55
San Idelfonso 138 kV Posición Milagro 2	-	-	3	21,42	3	19,00	1	-	-	5	27,83
Santa Elena 138 kV Posición Pascuales	-	-	14	104,75	4	22,20	-	23	64,78	14	74,53
Santa Elena 138 kV Posición transferencia	-	-	2	10,68	3	24,33	-	2	3,73	4	16,68
Santa Rosa 138 kV Posición acoplador	1	0,47	5	31,92	8	47,90	4	3	14,12	5	30,92
Santa Rosa 138 kV Posición baja ATT	-	-	3	28,23	1	2,67	2	-	-	2	12,68
Santa Rosa 138 kV Posición baja ATU	-	-	8	48,62	10	73,38	4	6	29,68	1	3,77
SUBTOTAL 8	2	1,35	156	1.037,47	88	626,00	22	87	391,30	122	631,62

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Santa Rosa 138 kV Posición Capacitores	-	-	-	-	1	11,43	-	1	0,17	-	-
Santa Rosa 138 kV Posición central Santa Rosa	4	5,27	7	35,33	5	38,68	1	4	22,93	3	11,57
Santa Rosa 138 kV Posición Conocoto	-	-	1	11,80	1	0,13	1	1	3,77	-	-
Santa Rosa 138 kV Posición TRN	-	-	8	50,77	6	32,33	3	2	5,22	1	3,45
Santa Rosa 138 kV Posición TRP	-	-	2	20,60	2	6,42	2	1	3,73	1	3,53
Santa Rosa 138 kV Posición Vicentina **	-	-	11	53,07	11	81,62	2	8	56,37	3	14,75
Santo Domingo 138 kV Posición acoplador	-	-	4	26,95	4	27,18	1	3	20,00	6	38,35
Santo Domingo 138 kV Posición alta ATR	-	-	8	58,32	5	19,35	-	7	25,12	3	18,42
Santo Domingo 138 kV Posición baja ATU	-	-	6	45,07	3	19,42	1	4	16,93	7	37,85
Santo Domingo 138 kV Posición Esmeraldas 1	-	-	11	74,87	7	65,22	5	6	34,25	9	51,78
Santo Domingo 138 kV Posición Esmeraldas 2	-	-	11	78,80	15	108,67	5	5	17,82	5	29,32
Tena 138 kV Posición Agoyán 1 **	-	-	1	3,70	-	-	-	-	-	1	4,92
Tena 138 kV Posición de alta TRQ	-	-	-	-	3	8,78	1	-	-	2	11,18
Tena 138 kV Posición Orellana	-	-	1	6,55	5	31,72	1	-	-	2	8,15
Totoras 138 kV Posición acoplador	-	-	4	31,38	1	5,42	1	2	4,48	7	37,52
Totoras 138 kV Posición Agoyán 1	-	-	10	79,67	3	21,87	2	4	20,40	5	23,35
Totoras 138 kV Posición Agoyán 2	-	-	11	71,75	1	9,97	2	1	1,12	6	19,88
Totoras 138 kV Posición alta ATQ	-	-	9	65,23	2	7,90	1	6	47,52	3	14,47
Totoras 138 kV Posición Ambato	-	-	7	42,70	3	21,15	1	4	17,25	4	25,08
Totoras 138 kV Posición baja ATT	-	-	5	35,67	2	11,22	-	7	39,45	1	4,80
Trinitaria 138 kV Posición acoplador	2	1,33	-	-	-	-	-	1	3,00	6	24,23
Trinitaria 138 kV Posición alta ATQ	-	-	2	17,67	1	11,12	-	1	5,78	13	61,05
Trinitaria 138 kV Posición baja ATT	-	-	5	38,83	1	8,33	-	3	16,23	8	24,72
Trinitaria 138 kV Posición central Trinitaria	3	0,90	3	19,55	-	-	1	4	38,88	9	41,97
Trinitaria 138 kV Posición Salitral	-	-	6	39,70	5	28,58	-	1	1,12	7	30,92
Trinitaria 138 kV Posición Victoria II	-	-	4	24,40	1	12,38	-	2	10,12	5	31,78
SUBTOTAL 9	9	7,50	137	932,37	88	588,88	31	78	411,65	117	573,03

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Tulcán 138 kV Posición acoplador	-	-	5	30,28	2	11,15	1	1	6,67	2	5,20
Tulcán 138 kV Posición alta ATQ	-	-	6	39,10	-	-	-	2	11,83	3	14,33
Tulcán 138 kV Posición Ibarra	-	-	10	61,65	5	36,40	16	6	28,73	4	17,08
Tulcán 138 kV Posición Panamericana	-	-	47	449,40	5	32,55	14	13	74,48	9	57,87
Vicentina 138 kV Posición acoplador	-	-	5	37,20	6	29,92	-	1	1,88	9	46,03
Vicentina 138 kV Posición alta T1	-	-	12	84,82	1	3,85	-	5	19,10	6	23,02
Vicentina 138 kV Posición alta T2	-	-	12	72,25	-	-	-	5	28,27	7	24,80
Vicentina 138 kV Posición Guangopolo	-	-	12	84,02	4	29,80	2	4	13,17	8	32,68
Vicentina 138 kV Posición Ibarra 1 **	-	-	6	38,08	12	88,83	3	8	46,25	7	20,28
Vicentina 138 kV Posición Ibarra 2 **	-	-	7	42,02	10	79,82	3	9	29,92	6	22,00
Vicentina 138 kV Posición Mulaló	-	-	11	67,25	16	136,20	3	7	22,55	12	42,63
Vicentina 138 kV Posición Pomasqui 1	-	-	2	14,85	9	52,78	7	-	-	4	18,00
Vicentina 138 kV Posición Pomasqui 2	-	-	1	7,83	7	43,85	7	-	-	2	13,43
Vicentina 138 kV Posición Santa Rosa **	-	-	9	57,32	9	72,97	4	7	27,17	8	26,70
Dos Cerritos 230 kV Posición alta ATK	-	-	5	34,10	1	5,50	1	1	7,87	25	203,03
Dos Cerritos 230 kV Posición Milagro	-	-	5	39,20	1	0,95	-	1	2,23	5	20,67
Dos Cerritos 230 kV Posición Pascuales	-	-	3	19,83	1	4,72	1	1	0,80	6	24,83
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 1	-	-	-	-	-	-	-	3	10,57	1	4,50
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 2	-	-	-	-	-	-	-	3	10,37	-	-
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 3	-	-	-	-	-	-	-	1	6,33	-	-
Jamondino 230 kV Posición Pomasqui 4	-	-	-	-	-	-	-	1	6,13	-	-
Machala 230 kV Posición alta TRK	-	-	-	-	46	426,23	56	-	-	5	48,62
Machala 230 kV Posición Zorritos	-	-	27	259,52	57	541,80	68	1	9,63	14	138,13
Milagro 230 kV Posición acoplador	6	4,45	6	55,55	2	4,05	1	1	8,35	6	32,98
Milagro 230 kV Posición alta ATK	-	-	12	82,22	6	41,78	2	5	31,00	6	37,40
Milagro 230 kV Posición alta ATU	-	-	15	129,65	13	102,90	11	2	6,67	8	40,02
SUBTOTAL 10	6	4,45	218	1.706,13	213	1.746,05	200	88	409,97	163	914,25

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Milagro 230 kV Posición Dos Cerritos	-	-	14	102,35	3	31,17	-	1	8,50	4	20,43	
Milagro 230 kV Posición Molino 1 **	-	-	12	85,52	7	35,72	-	7	34,25	11	61,93	
Milagro 230 kV Posición Molino 2 **	-	-	6	49,23	5	25,05	-	8	43,10	10	72,07	
Milagro 230 kV Posición Pascuales	-	-	16	122,68	11	79,43	10	7	56,67	12	66,83	
Milagro 230 kV Posición Zhoray 1	-	-	1	9,68	-	-	-	1	10,25	1	2,30	
Milagro 230 kV Posición Zhoray 2	-	-	1	14,38	-	-	-	1	9,18	1	5,73	
Molino 230 kV Posición acoplador	-	-	10	80,55	2	8,07	2	3	12,97	6	36,88	
Molino 230 kV Posición de alta AT1	-	-	7	63,22	3	24,35	1	-	-	2	10,75	
Molino 230 kV Posición de alta AT2	-	-	4	29,03	-	-	1	-	-	3	17,03	
Molino 230 kV Posición de alta U06	-	-	3	27,20	4	26,28	-	1	1,47	2	16,45	
Molino 230 kV Posición de alta U07	-	-	5	30,27	5	22,75	3	1	8,00	2	7,63	
Molino 230 kV Posición de alta U08	-	-	3	18,50	4	31,77	1	-	-	3	15,13	
Molino 230 kV Posición de alta U09	-	-	4	28,88	2	21,00	2	-	-	5	36,75	
Molino 230 kV Posición de alta U10	-	-	3	16,92	12	68,95	1	4	4,63	4	22,77	
Molino 230 kV Posición Milagro 1 **	-	-	2	13,88	11	76,82	1	-	-	12	100,82	
Molino 230 kV Posición Milagro 2 **	-	-	3	21,20	7	49,00	1	2	10,28	10	65,17	
Molino 230 kV Posición Pascuales 1	-	-	9	66,75	8	65,73	4	-	-	10	73,58	
Molino 230 kV Posición Pascuales 2	-	-	7	55,93	8	58,65	1	3	10,93	11	85,93	
Molino 230 kV Posición Riobamba	-	-	13	83,90	6	41,50	6	4	17,93	9	75,85	
Molino 230 kV Posición Totoras	-	-	5	45,37	15	113,67	2	6	35,15	2	7,55	
Molino 230 kV Posición Zhoray 1	-	-	1	8,78	-	-	-	-	-	-	-	
Molino 230 kV Posición Zhoray 2	-	-	1	7,58	-	-	-	-	-	-	-	
Molino 230 kV Seccionador acoplador B1 (289-6B1)	-	-	2	16,12	-	-	-	2	8,28	-	-	
Molino 230 kV Seccionador acoplador B2 (289-6B2)	-	-	2	12,27	3	17,48	-	4	12,35	6	22,17	
Pascuales 230 kV Posición acoplador	-	-	9	55,65	3	21,17	-	7	30,98	10	50,83	
Pascuales 230 kV Posición de alta ATT	-	-	13	101,08	5	43,65	6	16	107,28	10	89,15	
SUBTOTAL 11	-	-	156	1.166,93	124	862,20	42	78	422,22	146	963,75	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Pascuales 230 kV Posición de alta ATU	-	-	9	59,27	7	53,05	2	4	7,12	5	31,12	
Pascuales 230 kV Posición Dos Cerritos	-	-	6	46,42	2	17,42	1	3	16,50	8	42,12	
Pascuales 230 kV Posición Milagro	-	-	13	99,88	6	36,73	5	14	78,72	17	81,25	
Pascuales 230 kV Posición Molino 1	-	-	16	127,33	2	14,60	3	4	10,35	11	55,80	
Pascuales 230 kV Posición Molino 2	-	-	15	120,75	2	19,00	2	9	47,33	12	62,13	
Pascuales 230 kV Posición Quevedo 1	-	-	16	113,18	4	17,87	2	7	26,42	8	38,18	
Pascuales 230 kV Posición Quevedo 2	-	-	15	112,55	4	15,62	1	7	39,12	11	63,77	
Pascuales 230 kV Posición Trinitaria 1	-	-	18	140,83	13	133,68	2	13	75,48	14	79,37	
Pomasqui 230 kV Posición acoplador	6	1,73	2	16,73	3	16,00	-	-	-	1	3,47	
Pomasqui 230 kV Posición alta ATU	-	-	4	21,10	3	19,78	-	-	-	-	-	
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 2	-	-	22	200,13	26	160,82	8	15	117,78	8	61,90	
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 1	-	-	22	193,23	30	175,17	13	14	117,37	8	61,48	
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 3	-	-	5	27,08	11	79,63	1	1	1,27	16	131,90	
Pomasqui 230 kV Posición Jamondino 4	-	-	4	25,98	9	45,18	2	1	5,85	16	131,58	
Pomasqui 230 kV Posición Santa Rosa 1	-	-	5	34,58	3	20,65	-	1	5,00	3	17,68	
Pomasqui 230 kV Posición Santa Rosa 2	-	-	6	46,92	6	38,68	1	1	1,83	2	9,40	
Quevedo 230 kV Posición acoplador	-	-	6	39,72	2	9,05	2	3	15,35	7	45,43	
Quevedo 230 kV Posición alta ATT	-	-	9	67,60	4	20,05	-	6	29,32	6	27,10	
Quevedo 230 kV Posición Pascuales 1	-	-	8	57,07	4	22,52	1	1	4,53	10	50,32	
Quevedo 230 kV Posición Pascuales 2	-	-	9	63,37	3	18,12	1	8	29,63	9	58,02	
Quevedo 230 kV Posición San Gregorio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3,75	
Quevedo 230 kV Posición Santo Domingo 1	-	-	9	52,80	3	10,88	3	4	25,33	7	39,72	
Quevedo 230 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	9	52,45	5	32,03	2	4	15,68	5	24,05	
Riobamba 230 kV Posición acoplador	1	0,43	4	24,22	3	22,47	-	3	9,17	5	25,60	
Riobamba 230 kV Posición alta TRK	-	-	6	48,20	1	9,62	-	1	6,23	8	29,87	
Riobamba 230 kV Posición Molino	-	-	10	72,18	2	11,83	1	3	23,68	8	33,48	
SUBTOTAL 12	7	2,17	248	1.863,58	158	1.020,45	53	127	709,07	206	1.208,48	

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Riobamba 230 kV Posición Totoras	-	-	7	38,80	3	16,00	-	3	17,62	7	38,03
San Francisco 230 kV Posición Totoras 1	-	-	1	7,78	-	-	-	-	-	-	-
San Francisco 230 kV Posición Totoras 2	-	-	1	8,37	-	-	-	-	-	-	-
Santa Rosa 230 kV Pomasqui 1	-	-	8	45,53	10	61,20	1	3	8,07	3	16,70
Santa Rosa 230 kV Pomasqui 2	-	-	10	79,75	7	45,77	1	3	8,07	4	19,72
Santa Rosa 230 kV Posición acoplador	1	0,08	5	36,07	5	42,67	1	6	17,87	6	36,58
Santa Rosa 230 kV Posición Alta ATT	-	-	5	54,68	12	49,75	3	-	-	3	10,72
Santa Rosa 230 kV Posición alta ATU	-	-	7	57,12	4	29,18	3	5	32,63	4	26,28
Santa Rosa 230 kV Posición Santo Domingo 1	-	-	12	71,48	5	26,10	1	3	5,05	9	36,55
Santa Rosa 230 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	13	100,13	10	74,68	2	3	20,72	7	35,45
Santa Rosa 230 kV Posición Totoras 1	-	-	17	128,82	9	71,12	3	5	20,80	4	31,85
Santa Rosa 230 kV Posición Totoras 2	-	-	8	44,67	9	69,25	2	6	24,10	2	8,13
Santo Domingo 230 kV Posición acoplador	1	1,15	8	57,40	2	13,38	1	4	36,62	7	32,48
Santo Domingo 230 kV Posición alta ATU	-	-	10	73,13	3	6,70	3	8	49,47	10	49,45
Santo Domingo 230 kV Posición Quevedo 1	-	-	14	87,90	4	12,57	1	6	29,75	15	76,80
Santo Domingo 230 kV Posición Quevedo 2	-	-	14	84,97	9	74,92	2	6	24,95	16	86,57
Santo Domingo 230 kV Posición Santa Rosa 1	-	-	11	81,73	6	33,45	13	10	55,30	12	60,95
Santo Domingo 230 kV Posición Santa Rosa 2	-	-	11	77,97	14	100,02	6	9	53,58	11	50,52
Totoras 230 kV Posición acoplador	1	1,33	12	92,10	6	59,03	3	7	47,82	9	33,45
Totoras 230 kV Posición alta ATT	-	-	15	106,48	3	24,85	1	11	74,75	11	61,75
Totoras 230 kV Posición Molino	-	-	7	73,97	8	63,93	11	12	68,37	1	4,23
Totoras 230 kV Posición Riobamba	-	-	14	99,48	7	56,98	5	5	28,62	10	65,33
Totoras 230 kV Posición San Francisco 1	-	-	13	144,30	1	12,78	2	42	450,82	3	9,52
Totoras 230 kV Posición San Francisco 2	-	-	12	134,62	2	16,35	2	42	450,82	3	8,73
Totoras 230 kV Posición Santa Rosa 1	-	-	8	63,25	3	23,77	2	1	2,92	9	29,02
Totoras 230 kV Posición Santa Rosa 2	-	-	7	44,60	4	29,15	1	3	26,98	7	46,33
SUBTOTAL 13	3	2,57	250	1.895,10	146	1.013,60	70	203	1.555,67	173	875,15

** Elemento no vigente en la actualidad

POSICIONES	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG					NO PROG				
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°					t (h)
Trinitaria 230 kV Posición alta ATT	-	-	4	30,27	1	8,33	-	4	16,83	10	49,63	
Trinitaria 230 kV Posición Pascuales 1	-	-	5	42,50	4	14,73	1	3	14,18	14	68,03	
Zhoray 230 kV Posición Mazar 1	-	-	1	9,28	-	-	-	-	-	-	-	
Zhoray 230 kV Posición Milagro 1	-	-	2	11,63	-	-	-	2	9,00	-	-	
Zhoray 230 kV Posición Milagro 2	-	-	1	2,78	-	-	-	1	7,83	-	-	
Zhoray 230 kV Posición Molino 1	-	-	3	17,32	-	-	-	-	-	-	-	
Zhoray 230 kV Posición Molino 2	-	-	1	2,78	-	-	-	1	6,75	-	-	
SUBTOTAL 14	-	-	17	116,57	5	23,07	1	11	54,60	24	117,67	
TOTAL	90	64,07	2.179	15.418,63	1.236	9.091,33	634	1.201	6.639,07	1.730	10.101,03	

** Elemento no vigente en la actualidad

5. BARRAS

BARRAS	FALLAS		MANTENIMIENTOS									
			PROG						NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP		
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)	
N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)		N°	t (h)	N°	t (h)		
Vicentina 46 kV T2 Ficticia Barra Principal T2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4,98
Ambato 69 kV Barra principal	-	-	-	-	1	6,28	-	-	-	-	-	-
Chone 69 kV Barra principal	1	0,95	1	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuenca 69 kV Barra principal	1	0,37	2	7,28	-	-	-	1	3,60	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Barra 1	1	1,92	5	47,13	-	-	2	1	0,23	1	9,07	-
Esmeraldas 69 kV Barra principal	-	-	1	4,85	3	26,02	-	-	-	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	1	2,28	-	1	3,33	-	-	-
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BA	1	0,65	22	137,88	-	-	2	7	38,12	-	-	-
Gonzalo Zevallos 69 kV Barra principal - BB	2	0,53	15	109,42	1	6,95	2	4	17,90	-	-	-
Machala 69 kV Barra 1	1	2,20	-	-	-	-	-	1	1,00	-	-	-
Machala 69 kV Barra 2	1	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manta 2 69 kV Barra 1	1	0,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Milagro 69 kV Barra principal	-	-	1	8,75	-	-	-	2	4,08	-	-	-
Milagro 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	1	1,30	-	-	-
Pascuales 69 kV Barra principal	5	1,82	3	15,18	2	9,28	-	-	-	-	-	-
Pascuales 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	1	5,25	-	-	-	2	8,57	-
Policentro 69 kV Barra principal	-	-	2	8,05	-	-	-	1	2,07	-	-	-
Portoviejo 69 kV Barra principal	1	0,67	1	5,95	1	6,57	1	-	-	-	-	-
Portoviejo 69 kV Barra transferencia	-	-	1	8,90	-	-	-	2	8,20	1	2,65	-
Posorja 69 kV Barra principal	2	0,93	-	-	-	-	-	1	9,48	-	-	-
Quevedo 69 kV Barra principal	-	-	-	-	2	21,85	-	-	-	-	-	-
Riobamba 69 kV Barra principal	2	1,48	1	10,57	-	-	-	-	-	-	-	-
Riobamba 69 kV Barra transferencia	-	-	1	7,23	-	-	-	-	-	-	-	-
S/E Electroquil 2 Barra principal	1	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 1	20	12,52	56	371,90	12	84,48	7	22	89,32	5	25,27	

BARRAS	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Salitral 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	6	51,28	1	3,00
Salitral 69 kV Barra 1	-	-	1	7,42	-	-	-	-	-	-	-
Santa Elena 69 kV Barra principal	3	0,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santo Domingo 69 kV Barra principal	1	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinincay 69 kV Barra Principal	1	0,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totoras 69 kV Barra principal	1	0,32	-	-	-	-	-	-	-	1	3,50
Totoras 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	1	5,25	1	7,50
Trinitaria 69 kV Barra 1	-	-	1	8,73	-	-	-	-	-	-	-
Trinitaria 69 kV Barra 2	-	-	5	49,23	-	-	-	-	-	-	-
Tulcán 69 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2,25
Cuenca 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	16,17
Daule Peripa 138 kV Barra 1	-	-	3	22,85	-	-	-	1	0,18	-	-
Daule Peripa 138 kV Barra 2	1	0,63	1	7,57	-	-	1	-	-	-	-
Ibarra 138 kV Barra principal	-	-	-	-	-	-	-	1	5,00	-	-
Machala 138 kV Barra principal	-	-	1	2,93	-	-	-	-	-	1	1,28
Milagro 138 kV Barra principal	3	1,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Milagro 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3,83
Molino 138 kV Barra 1	-	-	5	32,65	1	3,83	-	-	-	-	-
Molino 138 kV Barra 2	1	0,08	3	9,23	1	4,42	-	-	-	-	-
Mulaló 138 kV Barra principal	-	-	2	20,93	-	-	1	-	-	-	-
Mulaló 138 kV Barra transferencia	-	-	2	20,93	-	-	1	-	-	-	-
Pascuales 138 kV Barra principal	1	0,12	5	21,20	-	-	1	4	15,62	1	10,28
Pascuales 138 kV Barra transferencia	-	-	1	10,45	-	-	-	3	10,67	2	9,53
Policentro 138 kV Barra principal	-	-	1	7,27	1	6,63	-	1	1,08	-	-
Pomasqui 138 kV Barra principal	-	-	2	14,42	-	-	-	-	-	-	-
Portoviejo 138 kV Barra principal	1	3,00	3	29,02	-	-	-	1	2,53	-	-
SUBTOTAL 2	13	7,17	36	264,83	3	14,88	4	18	91,62	12	57,35

BARRAS	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)		
Portoviejo 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	1	4,68	-	-
Pucará 138 kV Barra principal	-	-	1	6,42	-	-	3	-	-	-	-
Pucará 138 kV Barra transferencia	-	-	1	7,92	-	-	1	-	-	-	-
Quevedo 138 kV Barra principal	-	-	1	3,90	-	-	-	-	-	1	3,28
Quevedo 138 kV Barra transferencia	-	-	1	7,90	-	-	1	-	-	2	8,82
S/E Electroquil 3 Barra principal	2	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salitral 138 kV Barra principal	-	-	1	7,52	-	-	-	-	-	-	-
Santa Elena 138 kV Barra transferencia	1	0,08	-	-	-	-	-	-	-	1	6,08
Santa Rosa 138 kV Barra principal	1	0,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Barra transferencia	-	-	1	12,42	2	16,80	-	-	-	-	-
Santo Domingo 138 kV Barra principal	2	0,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santo Domingo 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	7,23
Totoras 138 kV Barra principal	-	-	-	-	-	-	-	1	4,53	1	1,75
Totoras 138 kV Barra transferencia	-	-	3	28,02	-	-	-	-	-	1	4,42
Trinitaria 138 kV Barra 1	-	-	2	20,03	-	-	3	-	-	-	-
Trinitaria 138 kV Barra 2	-	-	-	-	-	-	-	1	0,83	-	-
Tulcán 138 kV Barra transferencia	1	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vicentina 138 kV Barra principal	2	0,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vicentina 138 kV Barra transferencia	-	-	-	-	-	-	-	2	9,88	-	-
Dos Cerritos 230 kV Barra 1	-	-	1	7,75	-	-	-	-	-	4	22,10
Milagro 230 kV Barra 1	-	-	4	34,92	-	-	-	1	1,68	-	-
Milagro 230 kV Barra 2	2	0,57	2	5,22	-	-	-	1	1,72	-	-
Molino 230 kV Barra 1	-	-	4	31,03	-	-	-	4	20,45	-	-
Molino 230 kV Barra 2	2	4,12	4	19,05	-	-	-	6	38,42	-	-
Molino 230 kV Barra 3	-	-	4	25,33	-	-	-	4	20,45	-	-
Molino 230 kV Barra 4	2	4,12	2	9,47	-	-	-	5	30,97	-	-
SUBTOTAL 3	15	12,05	32	226,88	2	16,80	8	26	133,62	12	53,68

BARRAS	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Pascuales 230 kV Barra 1	-	-	5	23,45	3	21,33	2	5	24,53	1	10,28
Pascuales 230 kV Barra 2	-	-	5	28,82	1	10,10	-	2	13,62	-	-
Pomasqui 230 kV Barra 1	2	1,48	3	20,68	-	-	-	1	6,57	1	0,15
Pomasqui 230 kV Barra 2	2	0,70	5	32,27	-	-	-	2	6,55	-	-
Quevedo 230 kV Barra 1	-	-	2	10,80	-	-	-	1	8,22	-	-
Quevedo 230 kV Barra 2	-	-	2	10,28	-	-	-	1	8,07	-	-
Santa Rosa 230 kV Barra 1	2	1,43	2	13,75	2	2,87	4	3	9,23	-	-
Santa Rosa 230 kV Barra 2	-	-	-	-	2	9,95	3	3	8,05	1	6,22
Santo Domingo 230 kV Barra 1	1	0,90	5	33,35	1	5,35	-	2	11,53	2	10,27
Santo Domingo 230 kV Barra 2	1	0,25	6	36,33	1	5,35	-	-	-	2	10,57
Totoras 230 kV Barra 1	1	0,57	-	-	1	11,15	-	-	-	-	-
Totoras 230 kV Barra 2	-	-	2	15,30	1	6,80	-	1	9,85	2	8,27
Trinitaria 230 kV Barra Principal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2,33
SUBTOTAL 4	9	5,33	37	225,03	12	72,90	9	21	106,22	10	48,08
TOTAL	57	37,07	161	1.088,65	29	189,07	28	87	420,77	39	184,38

6. COMPENSADORES

COMPENSADORES	FALLAS		MANTENIMIENTOS								
			PROG					NO PROG			
			EJEC				NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP			N°	t (h)	N°	t (h)
			N°	t (h)	N°	t (h)	N°				
Ibarra 13.8 kV Capacitor C1	-	-	8	53,33	-	-	-	4	24,72	2	8,98
Ibarra 13.8 kV Capacitor C2	-	-	7	48,97	-	-	-	4	28,87	1	4,13
Machala 13.8 kV Capacitor C1	6	1,82	12	77,38	-	-	-	5	19,57	2	12,05
Machala 13.8 kV Capacitor C2	1	0,38	14	68,15	-	-	-	5	21,88	2	9,33
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	1	3,00	11	88,22	-	-	1	8	30,08	2	9,83
Molino 13.8 kV Reactor R1	1	1,22	12	101,78	-	-	2	10	81,57	-	-
Molino 13.8 kV Reactor R2	-	-	23	208,67	-	-	6	6	34,90	-	-
Pascuales 13.8 kV Reactor RCW	-	-	14	94,38	1	2,98	3	14	81,75	1	11,62
Pascuales 13.8 kV Reactor RCX	-	-	16	110,80	2	13,88	-	25	153,98	1	3,97
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	4	1,67	15	70,55	-	-	-	13	51,80	4	16,83
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	1	0,82	11	42,33	-	-	-	6	27,68	3	10,35
Quevedo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	12	68,92	-	-	-	5	17,10	1	8,97
Riobamba 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	8	50,95	-	-	-	16	108,77	-	-
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCW	-	-	14	106,32	-	-	1	15	79,40	1	8,37
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCX	-	-	13	73,00	-	-	2	26	128,25	1	8,57
Santo Domingo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	8	63,88	-	-	-	14	94,03	3	13,28
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	1	3,00	9	67,62	1	5,35	2	8	72,75	1	4,23
Tulcán 13.8 kV Capacitor C1	1	0,03	6	26,98	2	5,42	1	9	45,62	-	-
Conocoto 23 kV Capacitor C1	1	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Capacitor C1	-	-	-	-	-	-	-	1	8,18	-	-
Loja 69 kV Capacitor 1	-	-	1	14,23	1	4,33	2	1	3,77	1	4,00
Pascuales 69 kV Capacitor BC-1	-	-	3	11,55	-	-	-	-	-	-	-
Pascuales 69 kV Capacitor BC-2	-	-	2	14,60	-	-	-	-	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	5	1,07	7	42,23	-	-	1	4	29,37	1	2,97
SUBTOTAL 1	22	13,15	226	1.504,85	7	31,97	21	199	1.144,03	27	137,48

COMPENSADORES	FALLAS		MANTENIMIENTOS										
			PROG					NO PROG					
			EJEC						NO EJEC	IND		DISP	
			IND		DISP		N°	IND		DISP			
			N°	t (h)	N°	t (h)		N°	t (h)	N°	t (h)	N°	t (h)
Portoviejo 69 kV Capacitor C2	3	0,85	7	45,75	-	-	1	3	20,05	1	2,75		
Portoviejo 69 kV Capacitor C3	-	-	4	14,17	-	-	2	-	-	-	-		
Santa Elena 69 kV Capacitor C1	-	-	10	58,68	2	6,90	3	2	19,83	2	11,02		
Pascuales 138 kV Capacitor BC-1	-	-	1	2,28	-	-	-	-	-	-	-		
Pascuales 138 kV Capacitor BC-2	-	-	1	2,28	-	-	-	-	-	-	-		
Santa Rosa 138 kV Capacitor 1	-	-	1	1,08	-	-	-	1	6,40	-	-		
Santa Rosa 138 kV Capacitor 2	-	-	1	10,00	-	-	-	-	-	-	-		
Santa Rosa 138 kV Capacitor 3	-	-	1	11,05	-	-	-	-	-	-	-		
SUBTOTAL 2	3	0,85	26	145,30	2	6,90	6	6	46,28	3	13,77		
TOTAL	25	14,00	252	1.650,15	9	38,87	27	205	1.190,32	30	151,25		

ANEXO 4.T.4: PERCENTILES DE FALLAS

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Fallas</i>
1	1	100,00%	86
2	2	96,50%	77
3	3	93,10%	29
4	4	89,60%	26
5	5	82,70%	21
6	5	82,70%	21
7	7	75,80%	20
8	7	75,80%	20
9	9	72,40%	16
10	10	65,50%	15
11	10	65,50%	15
12	12	58,60%	14
13	12	58,60%	14
14	14	48,20%	11
15	14	48,20%	11
16	14	48,20%	11
17	17	41,30%	10
18	17	41,30%	10
19	19	34,40%	9
20	19	34,40%	9
21	21	31,00%	8
22	22	24,10%	6
23	22	24,10%	6
24	24	20,60%	5
25	25	13,70%	4
26	25	13,70%	4
27	27	10,30%	2
28	28	0,00%	1
29	28	0,00%	1
30	28	0,00%	1

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Fallas
1	1	100,00%	67
2	2	97,70%	47
3	3	95,40%	41
4	4	93,10%	40
5	5	90,90%	39
6	6	88,60%	38
7	7	86,30%	34
8	8	84,00%	30
9	9	81,80%	28
10	10	79,50%	18
11	11	77,20%	17
12	12	72,70%	16
13	12	72,70%	16
14	14	70,40%	15
15	15	68,10%	13
16	16	61,30%	11
17	16	61,30%	11
18	16	61,30%	11
19	19	59,00%	10
20	20	54,50%	9
21	20	54,50%	9
22	22	52,20%	8
23	23	40,90%	7
24	23	40,90%	7
25	23	40,90%	7
26	23	40,90%	7
27	23	40,90%	7
28	28	38,60%	6
29	29	29,50%	5
30	29	29,50%	5
31	29	29,50%	5
32	29	29,50%	5
33	33	20,40%	4
34	33	20,40%	4
35	33	20,40%	4
36	33	20,40%	4
37	37	13,60%	3
38	37	13,60%	3
39	37	13,60%	3
40	40	11,30%	2
41	41	0,00%	1
42	41	0,00%	1
43	41	0,00%	1
44	41	0,00%	1
45	41	0,00%	1

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Fallas</i>
1	1	100,00%	36
2	2	97,80%	15
3	3	93,60%	12
4	3	93,60%	12
5	5	87,20%	11
6	5	87,20%	11
7	5	87,20%	11
8	8	85,10%	10
9	9	82,90%	9
10	10	78,70%	8
11	10	78,70%	8
12	12	72,30%	7
13	12	72,30%	7
14	12	72,30%	7
15	15	61,70%	6
16	15	61,70%	6
17	15	61,70%	6
18	15	61,70%	6
19	15	61,70%	6
20	20	51,00%	5
21	20	51,00%	5
22	20	51,00%	5
23	20	51,00%	5
24	20	51,00%	5
25	25	42,50%	4
26	25	42,50%	4
27	25	42,50%	4
28	25	42,50%	4
29	29	27,60%	3
30	29	27,60%	3
31	29	27,60%	3
32	29	27,60%	3
33	29	27,60%	3
34	29	27,60%	3
35	29	27,60%	3
36	36	19,10%	2
37	36	19,10%	2
38	36	19,10%	2
39	36	19,10%	2
40	40	0,00%	1
41	40	0,00%	1
42	40	0,00%	1
43	40	0,00%	1
44	40	0,00%	1
45	40	0,00%	1
46	40	0,00%	1
47	40	0,00%	1
48	40	0,00%	1

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Fallas</i>
3	1	100,00%	117
2	2	98,70%	110
16	3	97,40%	105
5	4	94,90%	96
7	4	94,90%	96
8	6	93,60%	94
13	7	92,40%	90
4	8	89,80%	78
12	8	89,80%	78
29	10	88,60%	71
14	11	87,30%	67
6	12	86,00%	66
1	13	84,80%	62
15	14	83,50%	54
19	15	81,00%	51
38	15	81,00%	51
25	17	79,70%	50
9	18	77,20%	48
20	18	77,20%	48
11	20	75,90%	46
18	21	74,60%	44
21	22	70,80%	43
24	22	70,80%	43
31	22	70,80%	43
17	25	68,30%	36
30	25	68,30%	36
28	27	65,80%	35
37	27	65,80%	35
34	29	64,50%	33
33	30	63,20%	32
26	31	62,00%	31
41	32	60,70%	29
43	33	59,40%	27
48	34	58,20%	26
36	35	56,90%	25
22	36	54,40%	24
50	36	54,40%	24
53	38	53,10%	23
10	39	51,80%	21
44	40	49,30%	20

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Fallas
47	40	49,30%	20
23	42	46,80%	19
32	42	46,80%	19
51	44	44,30%	18
61	44	44,30%	18
40	46	41,70%	17
45	46	41,70%	17
27	48	39,20%	16
52	48	39,20%	16
35	50	37,90%	12
67	51	36,70%	11
49	52	31,60%	10
56	52	31,60%	10
60	52	31,60%	10
71	52	31,60%	10
54	56	29,10%	9
62	56	29,10%	9
42	58	25,30%	8
57	58	25,30%	8
63	58	25,30%	8
39	61	21,50%	7
58	61	21,50%	7
65	61	21,50%	7
46	64	17,70%	6
59	64	17,70%	6
64	64	17,70%	6
68	67	15,10%	5
73	67	15,10%	5
55	69	10,10%	3
66	69	10,10%	3
69	69	10,10%	3
72	69	10,10%	3
77	73	7,50%	2
78	73	7,50%	2
70	75	0,00%	1
74	75	0,00%	1
75	75	0,00%	1
76	75	0,00%	1
79	75	0,00%	1
80	75	0,00%	1

3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Fallas</i>
1	1	100%	11
2	2	90%	10
3	3	80%	7
4	4	70%	5
5	5	50%	3
6	5	50%	3
7	7	30%	2
8	7	30%	2
9	9	0%	1
10	9	0%	1
11	9	0%	1

3.3 Posiciones 230 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Fallas</i>
1	1	80%	6
2	1	80%	6
3	3	0%	1
4	3	0%	1
5	3	0%	1
6	3	0%	1

ANEXO 4.T.5: PERCENTILES DE TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD POR FALLAS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100,00%	44,43
2	2	96,50%	42,62
3	3	93,10%	13,12
4	4	89,60%	12,78
5	5	86,20%	11,85
6	6	82,70%	11,33
7	7	79,30%	11,28
8	8	75,80%	10,03
9	9	72,40%	8,87
10	10	68,90%	7,33
11	11	65,50%	7,22
12	12	62,00%	7,20
13	13	58,60%	6,57
14	14	55,10%	6,32
15	15	51,70%	6,28
16	16	48,20%	6,25
17	17	44,80%	5,77
18	18	41,30%	5,37
19	19	37,90%	4,82
20	20	34,40%	4,53
21	21	31,00%	3,67
22	22	27,50%	2,95
23	23	24,10%	2,78
24	24	20,60%	2,18
25	25	17,20%	1,50
26	26	13,70%	1,15
27	27	10,30%	0,73
28	28	6,80%	0,52
29	29	3,40%	0,43
30	30	0,00%	0,02

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo (h)</i>
1	1	100,00%	21,58
2	2	97,70%	20,32
3	3	95,40%	19,93
4	4	93,10%	17,23
5	5	90,90%	17,05
6	6	88,60%	14,53
7	7	86,30%	12,53
8	8	84,00%	10,83
9	9	81,80%	10,13
10	10	79,50%	7,87
11	11	77,20%	7,17
12	12	75,00%	6,92
13	13	72,70%	6,55
14	14	70,40%	6,08
15	15	68,10%	5,82
16	16	65,90%	5,78
17	17	63,60%	5,67
18	18	61,30%	5,62
19	19	59,00%	5,10
20	20	56,80%	4,55
21	21	54,50%	4,35
22	22	52,20%	3,97
23	23	50,00%	3,88
24	24	47,70%	3,77
25	25	45,40%	3,77
26	26	43,10%	3,67
27	27	40,90%	3,13
28	28	38,60%	3,10
29	29	36,30%	2,95
30	30	34,00%	2,78
31	31	31,80%	2,72
32	32	29,50%	2,70
33	33	27,20%	1,90
34	34	25,00%	1,63
35	35	22,70%	1,58
36	36	20,40%	1,30
37	37	18,10%	1,20
38	38	15,90%	0,82
39	39	13,60%	0,72
40	40	11,30%	0,72
41	41	9,00%	0,68
42	42	6,80%	0,28
43	43	2,20%	0,18
44	43	2,20%	0,18
45	45	0,00%	0,13

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100,00%	17,08
2	2	97,80%	12,92
3	3	95,70%	10,55
4	4	93,60%	8,40
5	5	91,40%	7,92
6	6	89,30%	7,75
7	7	87,20%	7,25
8	8	85,10%	6,45
9	9	82,90%	6,15
10	10	80,80%	6,02
11	11	78,70%	6,00
12	12	76,50%	5,63
13	13	74,40%	4,85
14	14	72,30%	4,83
15	15	70,20%	4,68
16	16	68,00%	4,63
17	17	65,90%	3,83
18	18	63,80%	3,32
19	19	61,70%	3,20
20	20	59,50%	3,18
21	21	57,40%	3,10
22	22	55,30%	3,00
23	23	53,10%	3,00
24	24	51,00%	2,68
25	25	48,90%	2,68
26	26	44,60%	2,55
27	26	44,60%	2,55
28	28	42,50%	2,53
29	29	40,40%	2,40
30	30	38,20%	2,32
31	31	36,10%	2,22
32	32	34,00%	2,15
33	33	31,90%	1,93
34	34	29,70%	1,88
35	35	27,60%	1,67
36	36	25,50%	1,55
37	37	23,40%	1,33
38	38	21,20%	0,93
39	39	19,10%	0,83
40	40	14,80%	0,60
41	40	14,80%	0,60
42	42	12,70%	0,55
43	43	8,50%	0,53
44	43	8,50%	0,53
45	45	6,30%	0,47
46	46	4,20%	0,33
47	47	2,10%	0,28
48	48	0,00%	0,08

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100,00%	44,45
2	2	98,70%	44,03
3	3	97,40%	43,65
4	4	96,20%	41,07
5	5	94,90%	37,42
6	6	93,60%	37,05
7	7	92,40%	36,62
8	8	91,10%	34,48
9	9	89,80%	34,40
10	10	88,60%	30,12
11	11	87,30%	29,42
12	12	86,00%	27,73
13	13	84,80%	26,98
14	14	83,50%	26,08
15	15	82,20%	25,78
16	16	81,00%	25,67
17	17	79,70%	25,17
18	18	78,40%	23,30
19	19	77,20%	19,33
20	20	75,90%	17,38
21	21	74,60%	17,35
22	22	73,40%	17,30
23	23	72,10%	16,35
24	24	70,80%	15,95
25	25	69,60%	15,47
26	26	68,30%	14,28
27	27	67,00%	14,03
28	28	65,80%	13,72
29	29	64,50%	12,85
30	30	63,20%	12,82
31	31	62,00%	12,53
32	32	60,70%	12,25
33	33	59,40%	12,20
34	34	58,20%	10,75
35	35	56,90%	9,65
36	36	55,60%	9,62
37	37	54,40%	9,33
38	38	53,10%	9,22
39	39	51,80%	8,95
40	40	50,60%	8,92

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo
41	41	49,30%	8,78
42	42	48,10%	8,55
43	43	46,80%	7,95
44	44	45,50%	7,72
45	45	44,30%	7,38
46	46	43,00%	7,23
47	47	41,70%	6,35
48	48	40,50%	6,32
49	49	39,20%	6,27
50	50	37,90%	5,80
51	51	36,70%	5,60
52	52	35,40%	5,55
53	53	34,10%	5,07
54	54	32,90%	4,42
55	55	31,60%	4,28
56	56	30,30%	4,23
57	57	29,10%	4,12
58	58	27,80%	4,03
59	59	26,50%	3,40
60	60	25,30%	2,60
61	61	24,00%	2,53
62	62	22,70%	2,38
63	63	21,50%	2,23
64	64	20,20%	2,17
65	65	18,90%	1,92
66	66	17,70%	1,58
67	67	16,40%	1,47
68	68	15,10%	1,40
69	69	13,90%	1,03
70	70	12,60%	1,00
71	71	11,30%	0,90
72	72	10,10%	0,90
73	73	8,80%	0,88
74	74	7,50%	0,48
75	75	6,30%	0,45
76	76	5,00%	0,42
77	77	3,70%	0,37
78	78	2,50%	0,37
79	79	1,20%	0,27
80	80	0,00%	0,17

3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100%	13,23
2	2	90%	6,35
3	3	80%	3,87
4	4	70%	3,72
5	5	60%	2,55
6	6	50%	1,33
7	7	40%	0,57
8	8	30%	0,53
9	9	20%	0,47
10	10	10%	0,42
11	11	0%	0,08

3.3 Posiciones 230 kV.

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100%	4,45
2	2	80%	1,73
3	3	60%	1,33
4	4	40%	1,15
5	5	20%	0,43
6	6	0%	0,08

ANEXO 4.T.6: PERCENTILES Y ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE MANTENIMIENTOS EJECUTADOS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

- Percentiles de mantenimientos ejecutados (programados y no programados)

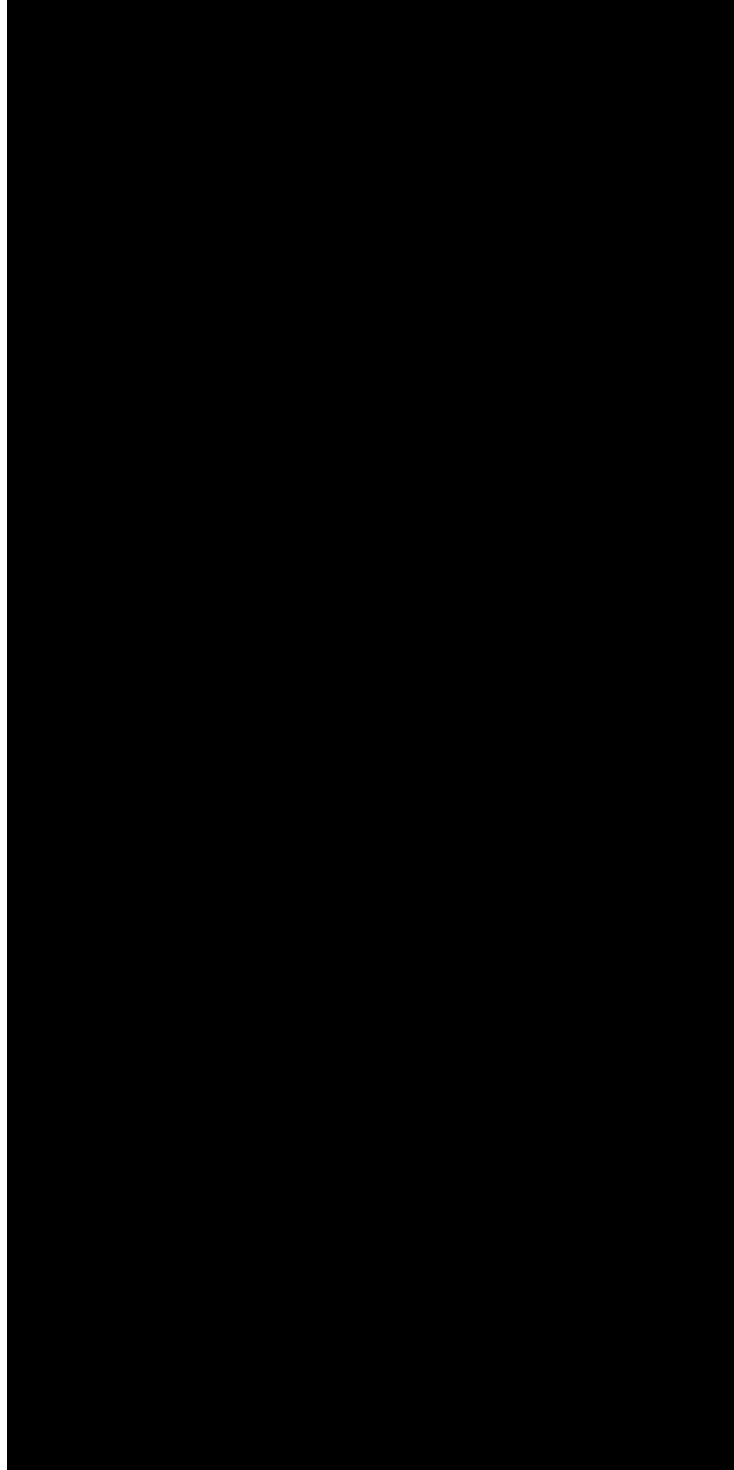
<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mantenimientos</i>
1	1	100,00%	413
2	2	96,80%	410
3	3	93,70%	409
4	4	90,60%	393
5	5	87,50%	339
6	6	84,30%	320
7	7	81,20%	303
8	8	78,10%	254
9	9	75,00%	249
10	10	71,80%	242
11	11	68,70%	200
12	12	65,60%	194
13	13	62,50%	149
14	14	59,30%	125
15	15	56,20%	103
16	16	53,10%	100
17	17	50,00%	87
18	18	46,80%	82
19	19	43,70%	80
20	20	40,60%	57
21	21	37,50%	40
22	22	34,30%	38
23	23	31,20%	35
24	24	28,10%	31
25	25	25,00%	26
26	26	21,80%	25
27	27	15,60%	21
28	27	15,60%	21
29	29	12,50%	16
30	30	9,30%	5
31	31	6,20%	4
32	32	3,10%	3
33	33	0,00%	2

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de líneas de transmisión – 230 kV.

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Líneas de Transmisión 230 kV		MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	31,36	Media	113,36
Error típico	3,43	Error típico	21,99
Mediana	31	Mediana	56
Moda	33	Moda	0
Desviación estándar	19,71	Desviación estándar	126,30
Varianza de la muestra	388,30	Varianza de la muestra	15.950,74
Curtosis	2,12	Curtosis	-0,67
Coefficiente de asimetría	0,96	Coefficiente de asimetría	0,87
Rango	93	Rango	361
Mínimo	2	Mínimo	0
Máximo	95	Máximo	361
Suma	1.035	Suma	3.741
Cuenta	33	Cuenta	33
Nivel de confianza(95,0%)	6,99	Nivel de confianza(95,0%)	44,78

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

- Percentiles de mantenimientos ejecutados (programados y no programados)



- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de líneas de transmisión – 138 kV.

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Líneas de Transmisión 138 kV		MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	31,61	Media	90,18
Error típico	3,56	Error típico	13,99
Mediana	25	Mediana	64
Moda	19	Moda	33
Desviación estándar	23,58	Desviación estándar	92,78
Varianza de la muestra	556,10	Varianza de la muestra	8.608,06
Curtosis	0,21	Curtosis	6,26
Coefficiente de asimetría	0,94	Coefficiente de asimetría	2,26
Rango	90	Rango	433
Mínimo	1	Mínimo	0
Máximo	91	Máximo	433
Suma	1.391	Suma	3.968
Cuenta	44	Cuenta	44
Nivel de confianza(95,0%)	7,17	Nivel de confianza(95,0%)	28,21

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

- Percentiles de mantenimientos ejecutados (programados y no programados)

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mantenimientos</i>
1	1	100,00%	67
2	2	96,00%	64
3	2	96,00%	64
4	4	94,00%	63
5	5	92,00%	61
6	6	90,00%	60
7	7	86,00%	55
8	7	86,00%	55
9	9	82,00%	54
10	9	82,00%	54
11	11	80,00%	53
12	12	78,00%	52
13	13	76,00%	48
14	14	74,00%	47
15	15	72,00%	46
16	16	70,00%	45
17	17	66,00%	44
18	17	66,00%	44
19	19	64,00%	40
20	20	62,00%	39
21	21	58,00%	38
22	21	58,00%	38
23	23	54,00%	36
24	23	54,00%	36
25	25	52,00%	35
26	26	50,00%	33
27	27	48,00%	32
28	28	46,00%	30
29	29	44,00%	28
30	30	40,00%	25
31	30	40,00%	25
32	32	36,00%	24
33	32	36,00%	24
34	34	34,00%	23
35	35	28,00%	22
36	35	28,00%	22
37	35	28,00%	22
38	38	26,00%	20
39	39	24,00%	16
40	40	22,00%	15
41	41	20,00%	13
42	42	18,00%	12
43	43	16,00%	11
44	44	14,00%	10

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Mantenimientos
45	45	10,00%	9
46	45	10,00%	9
47	47	6,00%	7
48	47	6,00%	7
49	49	0,00%	1
50	49	0,00%	1
51	49	0,00%	1

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de elementos de transformación.

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Elementos de transformación		MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS Elementos de transformación	
Media	12,88	Media	20,06
Error típico	1,28	Error típico	1,85
Mediana	12	Mediana	21
Moda	11	Moda	32
Desviación estándar	9,11	Desviación estándar	13,22
Varianza de la muestra	83,03	Varianza de la muestra	174,90
Curtosis	1,06	Curtosis	-0,43
Coefficiente de asimetría	0,98	Coefficiente de asimetría	0,51
Rango	41	Rango	53
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	41	Máximo	53
Suma	657	Suma	1.023
Cuenta	51	Cuenta	51
Nivel de confianza(95,0%)	2,56	Nivel de confianza(95,0%)	3,72

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.

- Percentiles de mantenimientos ejecutados de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega (programados y no programados).

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mantenimientos</i>
1	1	100,00%	68
2	2	98,00%	62
3	2	98,00%	62
4	4	97,00%	57
5	5	96,00%	56
6	6	94,10%	54
7	6	94,10%	54
8	8	91,10%	53
9	8	91,10%	53
10	8	91,10%	53
11	11	89,20%	52
12	11	89,20%	52
13	13	86,20%	51
14	13	86,20%	51
15	13	86,20%	51
16	16	85,20%	50
17	17	84,30%	46
18	18	83,30%	44
19	19	82,30%	38
20	20	80,30%	35
21	20	80,30%	35
22	22	78,40%	31
23	22	78,40%	31
24	24	77,40%	30
25	25	74,50%	29
26	25	74,50%	29
27	25	74,50%	29
28	28	73,50%	28
29	29	71,50%	27
30	29	71,50%	27
31	31	70,50%	26
32	32	65,60%	25
33	32	65,60%	25
34	32	65,60%	25
35	32	65,60%	25
36	32	65,60%	25
37	37	61,70%	24
38	37	61,70%	24
39	37	61,70%	24
40	37	61,70%	24

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Mantenimientos
41	41	56,80%	23
42	41	56,80%	23
43	41	56,80%	23
44	41	56,80%	23
45	41	56,80%	23
46	46	55,80%	22
47	47	53,90%	21
48	47	53,90%	21
49	49	51,90%	20
50	49	51,90%	20
51	51	47,00%	19
52	51	47,00%	19
53	51	47,00%	19
54	51	47,00%	19
55	51	47,00%	19
56	56	45,00%	18
57	56	45,00%	18
58	58	43,10%	17
59	58	43,10%	17
60	60	41,10%	16
61	60	41,10%	16
62	62	37,20%	15
63	62	37,20%	15
64	62	37,20%	15
65	62	37,20%	15
66	66	36,20%	14
67	67	33,30%	13
68	67	33,30%	13
69	67	33,30%	13
70	70	27,40%	12
71	70	27,40%	12
72	70	27,40%	12
73	70	27,40%	12
74	70	27,40%	12
75	70	27,40%	12
76	76	22,50%	11
77	76	22,50%	11
78	76	22,50%	11
79	76	22,50%	11
80	76	22,50%	11
81	81	21,50%	10
82	82	20,50%	9
83	83	17,60%	8
84	83	17,60%	8
85	83	17,60%	8
86	86	15,60%	7
87	86	15,60%	7
88	88	14,70%	6
89	89	13,70%	5

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Mantenimientos
90	90	8,80%	4
91	90	8,80%	4
92	90	8,80%	4
93	90	8,80%	4
94	90	8,80%	4
95	95	6,80%	3
96	95	6,80%	3
97	97	0,90%	2
98	97	0,90%	2
99	97	0,90%	2
100	97	0,90%	2
101	97	0,90%	2
102	97	0,90%	2
103	103	0,00%	1

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega

MANTENIMIENTO PROGRAMADO		MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO	
Media	11,12	Media	11,68
Error típico	0,83	Error típico	0,94
Mediana	10	Mediana	9
Moda	2	Moda	12
Desviación estándar	8,45	Desviación estándar	9,49
Varianza de la muestra	71,48	Varianza de la muestra	90,10
Curtosis	0,42	Curtosis	0,46
Coefficiente de asimetría	0,89	Coefficiente de asimetría	1,03
Rango	38	Rango	40
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	38	Máximo	40
Suma	1.145	Suma	1.203
Cuenta	103	Cuenta	103
Nivel de confianza(95,0%)	1,65	Nivel de confianza(95,0%)	1,86

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

MANTENIMIENTOS	
Media	10,81
Error típico	1,28
Mediana	8
Moda	4
Desviación estándar	8,77
Varianza de la muestra	76,98
Curtosis	2,90
Coficiente de asimetría	1,54
Rango	42
Mínimo	1
Máximo	43
Suma	508
Cuenta	47
Nivel de confianza(95,0%)	2,58

3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.

- Percentiles de mantenimientos ejecutados de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega (programados y no programados).

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mantenimientos</i>
1	1	100,00%	49
2	2	96,90%	38
3	3	93,90%	35
4	4	87,80%	31
5	4	87,80%	31
6	6	84,80%	28
7	7	78,70%	22
8	7	78,70%	22
9	9	69,60%	21
10	9	69,60%	21
11	9	69,60%	21
12	12	66,60%	20
13	13	63,60%	19
14	14	57,50%	18
15	14	57,50%	18
16	16	54,50%	17
17	17	51,50%	15
18	18	39,30%	14
19	18	39,30%	14
20	18	39,30%	14
21	18	39,30%	14
22	22	36,30%	13
23	23	33,30%	12
24	24	27,20%	11
25	24	27,20%	11
26	26	24,20%	10
27	27	21,20%	9
28	28	18,10%	8
29	29	12,10%	7
30	29	12,10%	7
31	31	9,00%	6
32	32	3,00%	2
33	32	3,00%	2
34	34	0,00%	1

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega.

MANTENIMIENTO PROGRAMADO		MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO	
Media	7,68	Media	9,41
Error típico	1,41	Error típico	1,08
Mediana	6	Mediana	8
Moda	1	Moda	8
Desviación estándar	8,21	Desviación estándar	6,28
Varianza de la muestra	67,44	Varianza de la muestra	39,40
Curtosis	14,31	Curtosis	1,11
Coefficiente de asimetría	3,27	Coefficiente de asimetría	0,99
Rango	46	Rango	28
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	46	Máximo	28
Suma	261	Suma	320
Cuenta	34	Cuenta	34
Nivel de confianza(95,0%)	2,87	Nivel de confianza(95,0%)	2,19

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

MANTENIMIENTOS	
Media	20,55
Error típico	1,22
Mediana	19
Moda	20
Desviación estándar	13,74
Varianza de la muestra	188,87
Curtosis	1,10
Coefficiente de asimetría	0,88
Rango	73
Mínimo	1
Máximo	74
Suma	2589
Cuenta	126
Nivel de confianza(95,0%)	2,42

3.3 Posiciones 230 kV.

- Percentiles de mantenimientos ejecutados de posiciones de acopladores (programados y no programados).

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Mantenimientos</i>
11	1	100,00%	34
5	2	90,00%	29
9	3	80,00%	22
2	4	60,00%	21
10	4	60,00%	21
7	6	50,00%	18
1	7	20,00%	15
4	7	20,00%	15
8	7	20,00%	15
6	10	10,00%	6
3	11	0,00%	4

- Estadística descriptiva de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

MANTENIMIENTOS	
Media	18,18
Error típico	2,66
Mediana	18
Moda	15
Desviación estándar	8,82
Varianza de la muestra	77,76
Curtosis	0,06
Coefficiente de asimetría	0,10
Rango	30
Mínimo	4
Máximo	34
Suma	200
Cuenta	11
Nivel de confianza(95,0%)	5,92

ANEXO 4.T.7: PERCENTILES Y ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE TIEMPO DE EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos (programados y no programados)

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo (h)
1	1	100,00%	3.140,58
2	2	96,80%	3.138,08
3	3	93,70%	3.017,23
4	4	90,60%	2.987,00
5	5	87,50%	2.869,25
6	6	84,30%	2.451,15
7	7	81,20%	2.287,08
8	8	78,10%	2.110,52
9	9	75,00%	1.957,97
10	10	71,80%	1.920,52
11	11	68,70%	1.580,47
12	12	65,60%	1.543,10
13	13	62,50%	1.308,73
14	14	59,30%	995,77
15	15	56,20%	844,63
16	16	53,10%	815,80
17	17	50,00%	671,48
18	18	46,80%	624,63
19	19	43,70%	612,78
20	20	40,60%	545,32
21	21	37,50%	484,45
22	22	34,30%	370,30
23	23	31,20%	333,12
24	24	28,10%	314,27
25	25	25,00%	217,83
26	26	21,80%	208,45
27	27	18,70%	208,17
28	28	12,50%	146,68
29	28	12,50%	146,68
30	30	9,30%	39,05
31	31	6,20%	28,32
32	32	3,10%	19,47
33	33	0,00%	11,67

- Estadística descriptiva del tiempo de ejecución de mantenimientos con indisponibilidad y disponibilidad de líneas de transmisión – 230 kV.

TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON INDISPONIBILIDAD Líneas de Transmisión 230 kV		TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON DISPONIBILIDAD Líneas de Transmisión 230 kV	
Media	184,73	Media	965,29
Error típico	32,82	Error típico	173,94
Mediana	151,27	Mediana	510,1
Moda	7,67	Moda	139,02
Desviación estándar	188,52	Desviación estándar	999,21
Varianza de la muestra	35.539,78	Varianza de la muestra	998.420,15
Curtosis	5,88	Curtosis	-0,63
Coefficiente de asimetría	2,07	Coefficiente de asimetría	0,87
Rango	906,80	Rango	2.989,32
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	906,80	Máximo	2.989,32
Suma	6.096,13	Suma	31.854,42
Cuenta	33	Cuenta	33
Nivel de confianza(95,0%)	66,85	Nivel de confianza(95,0%)	354,30

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos (programados y no programados)

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo (h)</i>
1	1	100,00%	3.529,20
2	2	97,60%	3.412,22
3	3	95,30%	1.937,95
4	4	93,00%	1.936,82
5	5	90,60%	1.932,57
6	6	88,30%	1.909,58
7	7	86,00%	1.742,40
8	8	83,70%	1.727,18
9	9	81,30%	1.571,43
10	10	79,00%	1.483,17
11	11	76,70%	1.389,82
12	12	74,40%	1.363,35
13	13	72,00%	1.334,37
14	14	69,70%	1.307,50
15	15	67,40%	1.100,12
16	16	65,10%	926,98
17	17	62,70%	924,37
18	18	60,40%	888,70
19	19	58,10%	876,68
20	20	55,80%	855,77
21	21	53,40%	740,00
22	22	51,10%	707,40
23	23	48,80%	684,00
24	24	46,50%	660,07
25	25	44,10%	643,85
26	26	41,80%	616,15
27	27	39,50%	602,13
28	28	37,20%	547,25
29	29	34,80%	532,97
30	30	32,50%	523,35
31	31	30,20%	443,48
32	32	27,90%	357,10
33	33	25,50%	355,52
34	34	23,20%	341,18
35	35	20,90%	338,85
36	36	18,60%	330,82
37	37	16,20%	293,35
38	38	13,90%	289,72
39	39	11,60%	282,85
40	40	9,30%	237,87
41	41	6,90%	190,50
42	42	4,60%	172,45
43	43	2,30%	62,20
44	44	0,00%	8,18

- Estadística descriptiva de mantenimientos ejecutados con indisponibilidad y disponibilidad de líneas de transmisión – 138 kV.

TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON INDISPONIBILIDAD Líneas de Transmisión 138 kV		TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON DISPONIBILIDAD Líneas de Transmisión 138 kV	
Media	185,20	Media	771,88
Error típico	33,92	Error típico	111,34
Mediana	119,47	Mediana	545,58
Moda		Moda	
Desviación estándar	225,01	Desviación estándar	738,53
Varianza de la muestra	50.630,37	Varianza de la muestra	545.421,74
Curtosis	6,10	Curtosis	4,60
Coefficiente de asimetría	2,33	Coefficiente de asimetría	1,99
Rango	1.053,90	Rango	3.328,27
Mínimo	0	Mínimo	8,18
Máximo	1.053,90	Máximo	3.336,45
Suma	8.148,85	Suma	33.962,55
Cuenta	44	Cuenta	44
Nivel de confianza(95,0%)	68,41	Nivel de confianza(95,0%)	224,53

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos (programados y no programados)

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo (h)
1	1	100,00%	725,05
2	2	98,00%	528,20
3	3	96,00%	456,45
4	4	94,00%	453,27
5	5	92,00%	401,78
6	6	90,00%	387,72
7	7	88,00%	369,22
8	8	86,00%	363,20
9	9	84,00%	357,65
10	10	82,00%	354,98
11	11	80,00%	352,02
12	12	78,00%	334,98
13	13	76,00%	325,73
14	14	74,00%	313,67
15	15	72,00%	306,98
16	16	70,00%	306,58
17	17	68,00%	295,48
18	18	66,00%	274,65
19	19	64,00%	272,82
20	20	62,00%	240,80
21	21	60,00%	236,88
22	22	58,00%	235,58
23	23	56,00%	235,28
24	24	54,00%	218,72
25	25	52,00%	203,25
26	26	50,00%	173,77
27	27	48,00%	170,57
28	28	46,00%	167,30
29	29	44,00%	159,15
30	30	42,00%	152,02
31	31	40,00%	146,00
32	32	38,00%	141,13
33	33	36,00%	140,95
34	34	34,00%	136,28
35	35	32,00%	126,88
36	36	30,00%	116,68
37	37	28,00%	111,78
38	38	26,00%	103,72
39	39	24,00%	95,40
40	40	22,00%	90,03
41	41	20,00%	82,78
42	42	18,00%	66,73
43	43	16,00%	62,28
44	44	14,00%	56,70

- Estadística descriptiva de mantenimientos ejecutados con indisponibilidad y disponibilidad de elementos de transformación.

TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON INDISPONIBILIDAD		TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON DISPONIBILIDAD	
Elementos de transformación		Elementos de transformación	
Media	80,54	Media	135,73
Error típico	10,20	Error típico	17,26
Mediana	62,50	Mediana	102,60
Moda	0,00	Moda	0,00
Desviación estándar	72,84	Desviación estándar	123,28
Varianza de la muestra	5.305,13	Varianza de la muestra	15.198,45
Curtosis	7,72	Curtosis	4,82
Coefficiente de asimetría	2,30	Coefficiente de asimetría	1,89
Rango	409,13	Rango	638,15
Mínimo	0	Mínimo	0,38333333
Máximo	409,13	Máximo	638,53
Suma	4.107,50	Suma	6.922,07
Cuenta	51	Cuenta	51
Nivel de confianza(95,0%)	20,49	Nivel de confianza(95,0%)	34,67

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega (programados y no programados).

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Tiempo</i>
1	1	100,00%	455,52
2	2	99,00%	399,42
3	3	98,00%	393,62
4	4	97,00%	393,33
5	5	96,00%	388,45
6	6	95,00%	381,63
7	7	94,10%	372,32
8	8	93,10%	331,73
9	9	92,10%	314,58
10	10	91,10%	310,93
11	11	90,10%	290,95
12	12	89,20%	257,57
13	13	88,20%	255,97
14	14	87,20%	254,08
15	15	86,20%	245,50
16	16	85,20%	241,90
17	17	84,30%	232,53
18	18	83,30%	226,93
19	19	82,30%	222,07
20	20	81,30%	204,13
21	21	80,30%	203,00
22	22	79,40%	202,28
23	23	78,40%	193,15
24	24	77,40%	191,60
25	25	76,40%	166,60
26	26	75,40%	163,65
27	27	74,50%	160,52
28	28	73,50%	154,38
29	29	72,50%	150,75
30	30	71,50%	150,02
31	31	70,50%	144,23
32	32	69,60%	143,05
33	33	68,60%	142,17
34	34	67,60%	134,17
35	35	66,60%	134,12
36	36	65,60%	131,52
37	37	64,70%	130,95
38	38	63,70%	130,93
39	39	62,70%	129,12
40	40	61,70%	128,93

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo
41	41	60,70%	128,32
42	42	59,80%	128,17
43	43	58,80%	124,68
44	44	57,80%	124,32
45	45	56,80%	123,80
46	46	55,80%	121,23
47	47	54,90%	120,75
48	48	53,90%	120,40
49	49	52,90%	120,12
50	50	51,90%	119,17
51	51	50,90%	118,40
52	52	50,00%	116,63
53	53	49,00%	115,72
54	54	48,00%	110,32
55	55	47,00%	107,72
56	56	46,00%	107,23
57	57	45,00%	106,53
58	58	44,10%	104,68
59	59	43,10%	103,35
60	60	42,10%	102,72
61	61	41,10%	95,20
62	62	39,20%	95,13
63	62	39,20%	95,13
64	64	38,20%	93,62
65	65	37,20%	88,32
66	66	36,20%	84,37
67	67	35,20%	83,72
68	68	34,30%	80,98
69	69	33,30%	73,47
70	70	32,30%	70,10
71	71	31,30%	64,58
72	72	30,30%	63,72
73	73	29,40%	63,05
74	74	28,40%	62,60
75	75	27,40%	62,22
76	76	26,40%	60,88
77	77	25,40%	60,33
78	78	24,50%	59,50
79	79	23,50%	59,17
80	80	22,50%	51,05
81	81	21,50%	50,12
82	82	20,50%	42,75
83	83	19,60%	42,65
84	84	18,60%	38,37
85	85	17,60%	37,53
86	86	16,60%	36,53
87	87	15,60%	32,72
88	88	14,70%	31,60
89	89	13,70%	28,53

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo
90	90	12,70%	25,08
91	91	11,70%	23,43
92	92	10,70%	22,23
93	93	8,80%	21,00
94	93	8,80%	21,00
95	95	7,80%	19,47
96	96	6,80%	18,47
97	97	5,80%	15,77
98	98	4,90%	13,15
99	99	3,90%	12,18
100	100	2,90%	8,58
101	101	1,90%	7,43
102	102	0,90%	6,72
103	103	0,00%	1,00

- Estadística descriptiva de tiempo de mantenimientos ejecutados con indisponibilidad y disponibilidad de puntos de entrega y posiciones de 69 kV.

TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON INDISPONIBILIDAD		TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON DISPONIBILIDAD	
Media	91,97	Media	40,13
Error típico	8,17	Error típico	4,79
Mediana	74,27	Mediana	29,70
Moda	21	Moda	0
Desviación estándar	82,87	Desviación estándar	48,65
Varianza de la muestra	6.866,79	Varianza de la muestra	2.366,57
Curtosis	1,87	Curtosis	39,62
Coficiente de asimetría	1,45	Coficiente de asimetría	5,31
Rango	368,58	Rango	427,90
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	368,58	Máximo	427,90
Suma	9.472,43	Suma	4.133,57
Cuenta	103	Cuenta	103
Nivel de confianza(95,0%)	16,20	Nivel de confianza(95,0%)	9,51

- Estadística descriptiva de tiempo de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h)	
Media	63,36
Error típico	7,51
Mediana	50,87
Moda	19,17
Desviación estándar	51,46
Varianza de la muestra	2.648,20
Curtosis	2,84
Coficiente de asimetría	1,60
Rango	226,78
Mínimo	10,60
Máximo	237,38
Suma	2.977,77
Cuenta	47
Nivel de confianza(95,0%)	15,11

3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos de posiciones de acopladores, transferencia y puntos de entrega (programados y no programados).

Posición	Jerarquía	Porcentaje	Tiempo
1	1	100,00%	583,83
2	2	96,90%	374,23
3	3	93,90%	227,10
4	4	90,90%	193,38
5	5	87,80%	176,83
6	6	84,80%	157,18
7	7	81,80%	132,52
8	8	78,70%	126,17
9	9	75,70%	124,85
10	10	72,70%	117,28
11	11	69,60%	116,95
12	12	66,60%	115,20
13	13	63,60%	115,03
14	14	60,60%	112,48
15	15	57,50%	105,15
16	16	54,50%	105,00
17	17	51,50%	87,72
18	18	48,40%	87,42
19	19	45,40%	84,18
20	20	42,40%	83,28
21	21	39,30%	80,83
22	22	36,30%	78,80
23	23	33,30%	69,12
24	24	30,30%	66,97
25	25	27,20%	56,25
26	26	24,20%	55,43
27	27	21,20%	53,30
28	28	18,10%	47,62
29	29	15,10%	37,88
30	30	12,10%	31,43
31	31	9,00%	27,23
32	32	6,00%	16,58
33	33	3,00%	16,03
34	34	0,00%	8,88

- Estadística descriptiva de tiempo de mantenimientos ejecutados con indisponibilidad y disponibilidad de puntos de entrega y posiciones de 138 kV.

TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON INDISPONIBILIDAD		TIEMPO DE MANTENIMIENTO CON DISPONIBILIDAD	
Media	70,62	Media	43,27
Error típico	17,96	Error típico	5,73
Mediana	50,83	Mediana	35,28
Moda	0	Moda	
Desviación estándar	104,74	Desviación estándar	33,40
Varianza de la muestra	10.970,79	Varianza de la muestra	1.115,86
Curtosis	16,01	Curtosis	2,73
Coefficiente de asimetría	3,84	Coefficiente de asimetría	1,66
Rango	560,92	Rango	145,22
Mínimo	0	Mínimo	3
Máximo	560,92	Máximo	148,22
Suma	2.401,12	Suma	1.471,05
Cuenta	34	Cuenta	34
Nivel de confianza(95,0%)	36,55	Nivel de confianza(95,0%)	11,66

- Estadística descriptiva de tiempo de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h)	
Media	127,76
Error típico	8,53
Mediana	118,19
Moda	9,68
Desviación estándar	96,51
Varianza de la muestra	9.314,78
Curtosis	4,41
Coefficiente de asimetría	1,52
Rango	610,65
Mínimo	3,65
Máximo	614,30
Suma	16.353,52
Cuenta	128
Nivel de confianza(95,0%)	16,88

3.3 Posiciones 230 kV.

- Percentiles del tiempo de ejecución de mantenimientos de posiciones de acopladores (programados y no programados).

<i>Posición</i>	<i>Jerarquía</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>TIEMPO</i>
11	1	100,00%	232,40
5	2	90,00%	158,63
10	3	80,00%	139,88
2	4	70,00%	138,47
9	5	60,00%	133,18
7	6	50,00%	109,55
1	7	40,00%	100,93
8	8	30,00%	81,45
4	9	20,00%	64,27
6	10	10,00%	36,20
3	11	0,00%	24,40

- Estadística descriptiva de tiempo de mantenimientos (ejecutados) programados y no programados de posiciones.

TIEMPO DE EJECUCIÓN (h)	
Media	110,85
Error típico	17,92
Mediana	109,55
Moda	
Desviación estándar	59,45
Varianza de la muestra	3534,27
Curtosis	0,49
Coefficiente de asimetría	0,45
Rango	208,00
Mínimo	24,4
Máximo	232,40
Suma	1219,37
Cuenta	11
Nivel de confianza(95,0%)	39,94

ANEXO 4.T.8: ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS CON INDISPONIBILIDAD.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS L/T 230 kV		TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) POR MANTENIMIENTO	
Media	3,82	Media	30,00
Error típico	0,70	Error típico	5,76
Mediana	3	Mediana	18,37
Moda	0	Moda	0
Desviación estándar	4	Desviación estándar	33,11
Varianza de la muestra	15,97	Varianza de la muestra	1.095,99
Curtosis	0,06	Curtosis	-0,04
Coefficiente de asimetría	0,99	Coefficiente de asimetría	1,02
Rango	14	Rango	115,18
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	14	Máximo	115,18
Suma	126	Suma	990,12
Cuenta	33	Cuenta	33
Nivel de confianza(95,0%)	1,42	Nivel de confianza(95,0%)	11,74

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS L/T 230 kV		TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) POR MANTENIMIENTO	
Media	4,32	Media	29,37
Error típico	0,66	Error típico	5,88
Mediana	3	Mediana	19,66
Moda		Moda	
Desviación estándar	4,35	Desviación estándar	38,99
Varianza de la muestra	18,92	Varianza de la muestra	1.519,95
Curtosis	4,11	Curtosis	12,35
Coefficiente de asimetría	1,69	Coefficiente de asimetría	3,02
Rango	21	Rango	218,37
Mínimo	0	Mínimo	0,00
Máximo	21	Máximo	218,37
Suma	190	Suma	1.292,48
Cuenta	44	Cuenta	44
Nivel de confianza(95,0%)	1,32	Nivel de confianza(95,0%)	11,85

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

MTO. NO PROGRAMADOS Elementos de Transformación		TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) Elementos de Transformación	
Media	4,92	Media	23,64
Error típico	0,59	Error típico	3,85
Mediana	4	Mediana	17
Moda	2	Moda	
Desviación estándar	4,23	Desviación estándar	27,49
Varianza de la muestra	17,87	Varianza de la muestra	755,49
Curtosis	1,51	Curtosis	13,31
Coefficiente de asimetría	1,16	Coefficiente de asimetría	3,03
Rango	19	Rango	165,17
Mínimo	0	Mínimo	0
Máximo	19	Máximo	165,17
Suma	251	Suma	1.205,68
Cuenta	51	Cuenta	51
Nivel de confianza(95,0%)	1,19	Nivel de confianza(95,0%)	7,73

3. PUNTOS DE ENTREGA Y POSICIONES

3.1 Puntos de entrega y posiciones 69 kV.

MANTENIMIENTOS NO PROGRAMADOS		TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (h) POR MANTENIMIENTO	
Media	7,71	Media	40,64
Error típico	0,78	Error típico	4,51
Mediana	5	Mediana	24,12
Moda	1	Moda	2,72
Desviación estándar	7,06	Desviación estándar	41,07
Varianza de la muestra	49,89	Varianza de la muestra	1.686,42
Curtosis	0,83	Curtosis	2,74
Coefficiente de asimetría	1,29	Coefficiente de asimetría	1,64
Rango	29	Rango	198,17
Mínimo	1	Mínimo	0,27
Máximo	30	Máximo	198,43
Suma	640	Suma	3.372,97
Cuenta	83	Cuenta	83
Nivel de confianza(95,0%)	1,54	Nivel de confianza(95,0%)	8,97

ANEXO 4.T.9: ENERGÍA NO SUMINISTRADA AL SISTEMA POR FALLAS Y MANTENIMIENTOS.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	ENS - FALLA (MWh)
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	89,44
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	251,67
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	0,80
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	326,17
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	18,87
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	18,87
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	473,86
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	478,85
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	134,64
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	2.932,10
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	1,71
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	2.932,10
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	1,71
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	3.297,95
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	2.387,15
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	0,50
TOTAL	13.346,40

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	ENS - FALLA (MWh)	ENS - MTO (MWh)
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	137,86	-
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	403,82	28,90
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	321,10	376,25
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	98,86	417,83
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	677,64	-
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	579,35	-
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	287,18	1.669,85
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	26,63	-
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	49,80	332,29
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	578,44	1.799,24
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	886,59	-
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	802,53	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	25,96	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	25,96	-
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	99,37	-
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	231,82	183,49
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	33,33	-
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	48,15	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	23,00	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	495,54	-
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	444,80	3.572,13
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	27,33	-
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	27,33	-
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	43,87	-
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	181,97	763,66
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	213,33	-
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	145,82	-
Quevedo - San Gregorio 138 kV Circuito uno **	14,07	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	153,78	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	72,71	-
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	183,05	33,92
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	344,55	11,85
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	390,62	14,90
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	803,25	198,57
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	0,13	-
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	7,71	-
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	378,98	-
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	45,54	-
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	44,64	-
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	77,83	1,33
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	53,08	-
TOTAL	9487,32	9404,20

** Elemento no vigente en la actualidad

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	ENS - FALLA (MWh)	ENS - MTO (MWh)
Ambato Transformador T1	4,18	-
Babahoyo Autotransformador ATQ	758,85	1.125,13
Chone Autotransformador ATQ	-	484,16
Cuenca Autotransformador ATQ	188,76	401,19
Dos Cerritos Autotransformador ATK	68,47	-
Esmeraldas Autotransformador AA1	284,45	1.089,54
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	1.289,59	145,84
Ibarra Autotransformador ATQ **	29,03	540,86
Ibarra Autotransformador ATR	25,19	79,80
Ibarra Transformador T1	25,42	137,04
Machala Autotransformador ATQ	487,48	1.065,53
Machala Autotransformador ATR	36,99	188,10
Machala Transformador TRK	46,62	164,00
Milagro Autotransformador ATK	512,67	2.100,53
Milagro Autotransformador ATQ	69,50	-
Milagro Autotransformador ATU	469,82	-
Mulaló Autotransformador ATQ	113,43	30,43
Pascuales Autotransformador ATR	1.236,28	1.444,22
Pascuales Autotransformador ATU	367,90	-
Policentro Autotransformador ATQ	855,66	-
Portoviejo Autotransformador AA1	228,69	496,80
Portoviejo Autotransformador AA2	179,42	357,04
Posorja Autotransformador ATQ	30,66	679,33
Puyo Autotransformador ATQ	20,79	-
Puyo Transformador Movil **	4,34	-
Quevedo Autotransformador ATR	568,95	430,65
Quevedo Autotransformador ATT	741,10	508,26
Riobamba Transformador TRK	-	297,99
SALITRAL Autotransformador ATQ	1.067,24	-
SALITRAL Autotransformador ATR	1.554,77	-
Santa Elena Autotransformador ATQ	17,87	1.186,15
Santa Rosa Autotransformador ATU	2.838,45	121,25
Santa Rosa Transformador TRN	66,65	199,37
Santa Rosa Transformador TRP	7,35	-
Santo Domingo Autotransformador ATR	222,53	2.684,79
Santo Domingo Autotransformador ATU	50,41	117,63
Tena Transformador TRQ	11,72	103,31
Totoras Autotransformador ATQ	148,88	84,00
Totoras Autotransformador ATT	9,31	-
Trinitaria Autotransformador ATQ	621,63	207,62
Trinitaria Autotransformador ATT	96,43	-
Tulcán Autotransformador ATQ	2,88	59,27
Vicentina Transformador T1	30,99	-
Vicentina Transformador T2	202,61	82,67
TOTAL	15.593,97	16.612,50

** Elemento no vigente en la actualidad

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y puntos de entrega 69 kV.

- Posiciones

POSICIONES	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWh)	
	FALLA	MTO
Machala 69 kV Posición acoplador	23,57	-
Pascuales 69 kV Posición acoplador	17,99	-
Quevedo 69 kV Posición acoplador	11,32	-
TOTAL	52,88	-

- Puntos de entrega

PUNTOS DE ENTREGA	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWh)	
	FALLA	MTO
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	29,89	26,67
Ambato 69 kV Posición Latacunga	9,07	0,28
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	33,38	26,13
Chone 69 kV Posición Calceta	665,17	296,03
Chone 69 kV Posición Chone	155,16	79,25
Chone 69 kV Posición Tosagua	587,32	32,14
Cuenca 69 kV Posición Azogues	50,54	90,87
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	308,45	33,05
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	117,15	-
Cuenca 69 kV Posición Limón		26,60
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	345,16	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	294,12	11,76
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	509,99	52,35
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	104,45	102,20
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	626,32	39,30
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	25,11	176,82
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	903,89	445,87
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	3.939,74	28,18
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	4,58	-
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	35,91	-
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	174,57	105,80
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	20,65	2,15
Loja 69 kV Posición Loja 1	130,71	13,55
Loja 69 kV Posición Loja 2	57,37	-
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	400,44	34,75
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	352,37	105,58
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	1.099,07	818,81
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	654,94	406,21
SUBTOTAL 1	11.635,53	2.954,34

** Elemento no vigente en la actualidad

PUNTOS DE ENTREGA	ENERGIA NO SUMINISTRADA (MWh)	
	FALLA	MTO
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	706,34	390,82
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	1.486,92	968,69
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	1.853,92	12,06
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	1.072,51	143,07
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	1.298,92	544,70
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	3.160,05	101,98
Pascuales 69 kV Posición Toma	662,65	310,57
Policentro 69 kV Posición Cristavid	1.753,60	204,53
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	495,24	52,43
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	104,32	111,80
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	375,95	129,11
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	820,00	40,18
Portoviejo 69 kV Posición Manta	100,00	85,25
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	328,13	155,86
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	170,17	135,14
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	243,22	120,74
Posorja 69 kV Posición Playas	296,69	170,68
Posorja 69 kV Posición Posorja	203,67	225,10
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	25,55	-
Quevedo 69 kV Posición Calope	-	139,32
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	456,12	101,36
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	272,72	488,37
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	464,79	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	118,71	3,55
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	49,15	9,38
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	216,06	109,81
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	12,92	49,52
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	573,82	-
Salitral 69 kV Posición Categ 3	163,68	-
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	219,59	57,89
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	434,88	108,00
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	179,40	5,14
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	142,00	194,95
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	303,99	210,51
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	621,59	293,07
Tena 69 kV Posición Tena	15,31	0,72
Totoras 69 kV Posición Ambato	56,77	10,64
Totoras 69 kV Posición Baños	157,91	39,84
Totoras 69 kV Posición Montalvo	71,89	1,32
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	1.140,21	24,80
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	224,02	14,30
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	544,15	-
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	86,45	7,27
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	8,67	59,70
Tulcán 69 kV San Miguel de Car	-	9,13
SUBTOTAL 2	21.692,64	5.841,28
TOTAL	33.328,17	8.795,62

** Elemento no vigente en la actualidad

3.2 Posiciones y puntos de entrega 138 kV.

- Posiciones

POSICIÓN	ENERGIA NO SUMINISTRADA (MWh)	
	FALLA	MTO
Pascuales 138 kV Posición Salitral 2	93,72	-

- Puntos de entrega

PUNTOS DE ENTREGA	ENERGIA NO SUMINISTRADA (MWh)	
	FALLA	MTO
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	82,60	-
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	440,70	198,53
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	19,48	132,04
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	-	22,05
TOTAL	542,78	352,62

**ANEXO 4.T.10: TIPO DE MANTENIMIENTOS QUE
EVALÚA LA REGULACIÓN CONELEC No. 003/08 (1.999 –
2.010)**

1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN – 230 kV.

TIPO DE MTO.	CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 230 kV.	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
APAN	Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	1	3,22	283,00
MLIN	Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	1	2,28	0,37
TOTAL		2	5,50	283,37

** Elemento no vigente en la actualidad

2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN – 138 kV.

TIPO DE MTO.	CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 138 kV.	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
CASI	Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	2	28,88	200,16
DESB	Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	1	1,53	74,93
	Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	4	28,28	211,30
	Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	1	4,42	85,63
	Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	1	8,10	103,22
LLAI	Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	1	12,07	325,60
MEST	Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	1	1,18	25,89
	Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	1	10,50	22,08
MLIN	Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	5	25,92	110,34
	Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	3	17,03	199,50
	Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	1	1,30	26,13
	Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	1	7,85	120,84
	Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	3	8,00	126,82
	Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	1	4,55	33,92
	Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	1	6,58	11,85
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	1	0,25	1,33	
TOTAL		28	166,45	1.679,52

** Elemento no vigente en la actualidad

3. TRANSFORMADORES

TIPO DE MTO.	TRANSFORMADOR	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
CTAP	Esmeraldas Autotransformador AA1	2	0,83	45,97
CPCA	Babahoyo Autotransformador ATQ	2	1,80	77,32
	Cuenca Autotransformador ATQ	2	3,32	95,20
	Esmeraldas Autotransformador AA1	1	3,30	102,30
	Ibarra Autotransformador ATQ **	1	2,57	35,68
	Machala Autotransformador ATQ	1	2,53	38,00
	Milagro Autotransformador ATK	2	9,20	515,23
	Santo Domingo Autotransformador ATR	1	2,45	70,07
LACE	Quevedo Autotransformador ATT	1	12,43	435,17
MGEN	Babahoyo Autotransformador ATQ	1	2,33	68,96
	Cuenca Autotransformador ATQ	3	9,88	156,23
	Machala Autotransformador ATQ	1	12,22	389,20
	Pascuales Autotransformador ATR	2	13,08	601,34
	Portoviejo Autotransformador AA2	1	2,00	23,37
	Posorja Autotransformador ATQ	2	11,47	73,46
	Quevedo Autotransformador ATR	1	3,58	55,73
	Santa Elena Autotransformador ATQ	1	0,42	25,67
	Santa Rosa Autotransformador ATU	1	7,50	121,25
	Totoras Autotransformador ATQ	1	2,62	26,50
Vicentina Transformador T2	1	20,03	19,80	
SENF	Chone Autotransformador ATQ	1	2,82	3,42
TACE	Santa Elena Autotransformador ATQ	3	14,65	350,14
TOTAL		32	141,03	3.329,99

4. CAMPOS DE CONEXIÓN

TIPO DE MTO.	CAMPO DE CONEXIÓN	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
CASI	Milagro 69 kV Posición Milagro 3	1	1,47	13,32
	Pascuales 69 kV Posición Toma	2	7,55	97,40
	Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	1	1,57	4,76
	Santa Elena 69 kV Posición Colonche	1	1,62	13,55
CPCA	Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	1	1,30	26,13
	Milagro 69 kV Posición Milagro 3	1	2,85	14,50
	Pascuales 69 kV Posición T. Daule	1	2,75	37,13
	Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	1	3,88	93,61
	Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	1	1,92	29,65
LLAI	Milagro 69 kV Posición Milagro 1	1	17,60	21,80
	Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	1	2,38	5,48
MGEN	Chone 69 kV Posición Calceta	1	1,33	6,00
	Chone 69 kV Posición Chone	1	4,32	28,46
	Cuenca 69 kV Posición Azogues	2	9,00	90,87
	Cuenca 69 kV Posición Limón	1	1,53	13,50
	Dos Cerritos 69 kV Posición L2	1	2,33	5,96
	Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	1	8,80	8,55
	Milagro 69 kV Posición EMELGUR	1	8,23	66,53
	Milagro 69 kV Posición Milagro 1	1	3,57	28,63
	Milagro 69 kV Posición Milagro 3	3	7,65	238,73
	Pascuales 69 kV Posición T. Daule	2	17,67	39,29
	Pascuales 69 kV Posición Toma	2	5,13	65,51
	Posorja 69 kV Posición Playas	2	7,62	48,24
	Posorja 69 kV Posición Posorja	2	9,05	31,82
	Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	2	6,97	101,36
	Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	1	6,15	159,90
	Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	2	9,75	33,85
	Santa Elena 69 kV Posición Colonche	2	5,15	29,01
Totoras 69 kV Posición Baños	1	2,97	30,24	
RAIS	Pascuales 69 kV Posición Cervecería	1	0,25	7,50
	Policentro 69 kV Posición F. Orellana	1	2,45	17,33
SCON	Pascuales 69 kV Posición Toma	1	1,95	19,17
SUBTOTAL 1		43	166,75	1.427,76

TIPO DE MTO.	CAMPO DE CONEXIÓN	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
MDIS	Ambato 69 kV Posición Ambato 1	1	2,30	7,07
	Ambato 69 kV Posición Latacunga	1	5,48	0,28
	Chone 69 kV Posición Calceta	1	12,73	50,40
	Chone 69 kV Posición Chone	1	1,20	6,42
	Chone 69 kV Posición Tosagua	1	10,67	32,14
	Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	1	3,77	0,29
	Dos Cerritos 69 kV Posición L2	1	0,78	5,80
	Dos Cerritos 69 kV Posición L3	1	13,50	52,35
	Dos Cerritos 69 kV Posición L4	1	12,62	102,20
	Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	1	3,43	54,51
	Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	9	75,30	309,09
	Ibarra 69 kV Posición Otavalo	1	0,27	15,28
	Milagro 69 kV Posición EMELGUR	2	17,37	231,41
	Milagro 69 kV Posición Milagro 1	5	6,82	50,02
	Milagro 69 kV Posición Milagro 2	2	3,63	33,79
	Milagro 69 kV Posición Milagro 3	4	19,43	252,94
	Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	2	7,82	104,38
	Pascuales 69 kV Posición T. Daule	7	23,78	275,20
	Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	3	13,42	101,98
	Pascuales 69 kV Posición Toma	1	3,00	68,76
	Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	1	12,03	198,53
	Portoviejo 69 kV Posición Manta	4	10,85	85,25
	Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	2	19,72	144,34
	Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	1	6,80	121,04
	Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	1	6,78	120,74
	Posorja 69 kV Posición Playas	1	0,58	1,80
	Posorja 69 kV Posición Posorja	3	14,33	79,57
	Quevedo 69 kV Posición Calope	1	10,72	139,32
	Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	2	13,67	177,28
	Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	1	0,57	3,55
	Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	2	30,95	3,90
	Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	3	7,13	50,59
	S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	1	18,88	49,52
	Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	2	9,08	32,47
	Santa Elena 69 kV Posición Colonche	5	5,20	13,20
	Santa Elena 69 kV Posición Salinas	1	4,28	3,41
	Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	1	3,32	4,79
	Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	1	5,90	40,35
	Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	2	9,42	122,11
	Tena 69 kV Posición Tena	1	6,25	0,72
	Totoras 69 kV Posición Ambato	1	0,40	10,64
	Totoras 69 kV Posición Baños	1	1,88	9,60
	Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	1	1,22	24,80
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	1	3,18	2,16	
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	1	8,33	49,17	
SUBTOTAL 2		87	448,80	3.243,12
TOTAL		130	615,55	4.670,89

** Elemento no vigente en la actualidad

5. COMPENSADORES

TIPO DE MTO.	CAPACITOR	MTO.	TIEMPO (h)	ENSs (MWh)
MGEN	Machala 13.8 kV Capacitor C1	1	0,37	2,16
	Machala 13.8 kV Capacitor C2	1	0,32	2,76
TOTAL		2	0,68	4,92

ANEXO 4.T.11: PARÁMETROS QUE EVALÚA LA REGULACIÓN CONELEC No. 003/08.

1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 230 kV.

- Primer semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	1	0,10	-	7,03	-	-	-	-	1,00
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	2	0,27	-	58,70	-	-	-	-	1,00
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	2	2,80	312,81	401,45	1	3,22	283,00	430,07	1,24
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	1	0,23	-	33,37	-	-	-	-	1,00
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	1	0,22	-	27,34	-	-	-	-	1,00
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	9	2,55	2,01	265,15	-	-	-	-	1,50
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	8	2,32	7,00	232,83	-	-	-	-	1,50
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	1	0,22	-	20,09	-	-	-	-	1,00
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	3	1,30	-	103,49	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	3	0,90	58,38	65,45	-	-	-	-	1,00
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	6	5,12	-	135,46	-	-	-	-	1,04
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	5	2,30	-	97,89	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	4	1,72	-	121,30	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	4	3,60	-	227,63	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	6	1,87	-	9,72	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	8	2,23	-	31,58	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	4	3,83	910,80	373,42	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	1	0,32	-	17,75	-	-	-	-	1,00
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	7	0,88	-	72,73	-	-	-	-	1,00
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	4	0,92	0,50	16,27	-	-	-	-	1,00
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	2	0,37	-	15,32	-	-	-	-	1,00
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	1	0,02	-	-	-	-	-	-	1,00
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	1	0,88	-	48,14	-	-	-	-	1,00
TOTAL	84	34,95	1.291,51	2.382,09	1	3,22	283,00	430,07	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	4	1,23	0,80	112,95	-	-	-	-	1,00
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	5	1,08	3,68	36,37	-	-	-	-	1,50
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	7	3,53	18,87	347,84	1	2,28	0,37	10,05	1,00
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	2	0,88	18,87	119,30	-	-	-	-	1,00
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	10	5,43	-	385,56	-	-	-	-	1,00
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	6	1,75	-	63,31	-	-	-	-	1,00
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	5	4,22	-	1.275,77	-	-	-	-	1,50
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	9	4,88	-	1.327,73	-	-	-	-	2,00
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	5	2,52	76,26	3.570,22	-	-	-	-	1,00
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	1	0,13	-	7,80	-	-	-	-	1,00
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	11	5,37	-	199,07	-	-	-	-	1,50
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	1	0,73	-	38,94	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	2	2,87	-	138,67	-	-	-	-	1,00
Sinincay - Zhoray 230 kV Circuito 1	1	1,15	-	31,86	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	3	0,87	-	13,28	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	4	0,83	-	12,25	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	2	0,18	-	27,32	-	-	-	-	1,00
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	7	2,05	-	85,15	-	-	-	-	1,50
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	7	1,07	-	24,38	-	-	-	-	1,50
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	1	0,05	-	7,54	-	-	-	-	1,00
TOTAL	93	40,83	118,47	7.825,29	1	2,28	0,37	10,05	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 138 kV.

- Primer semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	1	0,17	10,06	3,77	-	-	-	-	1,00
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	2	0,37	38,23	8,70	-	-	-	-	1,00
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	6	1,67	41,23	26,27	-	-	-	-	1,00
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	5	1,12	73,26	41,31	1	1,53	74,93	24,53	1,50
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	7	3,28	389,74	200,48	-	-	-	-	1,00
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	5	2,30	112,06	94,53	-	-	-	-	1,00
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	12	5,72	132,85	122,82	6	36,10	159,41	202,33	4,93
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito uno	1	0,72	-	13,26	-	-	-	-	1,00
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	5	0,82	9,41	4,21	-	-	-	-	2,00
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	14	2,43	213,70	64,94	1	1,30	26,13	26,13	1,50
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	16	6,17	316,99	113,09	-	-	-	-	2,50
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	20	3,23	182,20	162,55	-	-	-	-	3,00
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	4	3,02	-	115,70	-	-	-	-	1,00
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	4	0,78	30,00	75,31	-	-	-	-	1,50
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	4	3,55	75,91	26,74	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	5	0,88	1,07	19,90	-	-	-	-	1,50
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	3	2,98	47,10	165,73	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	4	0,93	439,37	70,68	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	17	6,30	194,14	446,00	1	7,85	120,84	151,51	5,50
Portoviejo - San Gregorio 138 kV Circuito uno	1	0,18	-	0,55	-	-	-	-	1,00
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	3	3,35	40,22	131,15	-	-	-	-	1,00
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	-	-	-	-	1	1,47	5,27	4,99	1,00
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	4	0,72	213,33	36,25	-	-	-	-	1,00
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	2	0,33	145,82	26,25	-	-	-	-	1,00
Quevedo - San Gregorio 138 kV Circuito uno **	1	0,18	14,07	4,40	-	-	-	-	1,00
SUBTOTAL 1	146	51,20	2.720,73	1.974,59	10	48,25	386,58	409,48	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	5	0,78	2,68	23,53	-	-	-	-	2,50
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	3	0,63	28,70	30,82	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	1	2,33	-	149,57	-	-	-	-	1,00
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	9	4,47	164,86	93,12	-	-	-	-	1,50
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	17	8,42	227,75	278,86	-	-	-	-	2,00
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	16	2,97	155,16	40,26	1	10,50	22,08	21,74	3,00
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	2	0,38	-	3,36	-	-	-	-	1,00
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	1	0,15	0,13	19,50	-	-	-	-	1,00
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	1	0,28	378,98	1,96	-	-	-	-	1,00
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	2	2,35	-	115,62	-	-	-	-	1,00
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	2	1,32	24,75	44,30	1	0,25	1,33	8,50	1,00
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	3	0,47	-	3,74	-	-	-	-	1,00
SUBTOTAL 2	62	24,55	983,00	804,63	2	10,75	23,41	30,24	-
TOTAL	208	75,75	3.703,73	2.779,22	12	59,00	409,98	439,72	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	3	2,40	108,57	73,13	-	-	-	-	1,50
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	1	0,23	29,62	7,54	-	-	-	-	1,00
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	6	2,02	67,94	39,80	-	-	-	-	1,50
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	3	1,02	104,13	40,83	-	-	-	-	1,00
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	5	1,22	212,68	56,39	-	-	-	-	1,50
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	17	11,92	110,52	102,17	6	48,17	388,27	947,58	7,32
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	1	0,13	26,63	2,68	-	-	-	-	1,00
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	3	0,90	14,72	11,06	3	17,03	199,50	127,88	2,29
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	17	2,28	253,42	53,41	2	16,48	411,23	402,92	4,61
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	9	3,07	70,90	77,16	-	-	-	-	1,50
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	8	2,28	39,11	60,40	-	-	-	-	1,00
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	5	2,80	25,96	70,60	-	-	-	-	1,00
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	5	1,17	25,96	25,69	-	-	-	-	1,50
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	4	1,40	8,38	27,52	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	8	3,97	40,61	97,76	-	-	-	-	2,00
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	4	0,57	32,27	34,89	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	1	0,50	-	15,40	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	4	1,35	-	73,92	-	-	-	-	1,00
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	7	1,17	66,45	33,01	1	8,10	103,22	89,10	2,03
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	3	0,57	-	5,12	-	-	-	-	1,50
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	1	0,60	-	43,22	-	-	-	-	1,00
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	2	0,37	3,65	19,86	-	-	-	-	1,00
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	7	3,20	129,09	61,96	2	6,53	121,55	114,63	2,05
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	3	3,63	-	42,31	-	-	-	-	1,00
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	6	2,12	-	62,24	-	-	-	-	2,00
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	1	0,20	-	6,66	-	-	-	-	1,00
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	3	0,87	52,15	58,15	1	4,55	33,92	147,88	1,14
SUBTOTAL 1	137	51,93	1.422,76	1.202,89	15	100,87	1.257,69	1.829,99	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	4	3,32	-	140,94	1	6,58	11,85	64,52	1,65
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	3	3,87	-	523,37	-	-	-	-	1,00
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	22	8,63	353,37	155,88	-	-	-	-	2,50
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	1	0,17	-	5,50	-	-	-	-	1,00
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	1	0,92	-	67,28	-	-	-	-	1,00
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	3	3,53	-	148,99	-	-	-	-	1,00
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	3	0,82	-	45,75	-	-	-	-	1,00
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	5	2,75	9,71	616,45	-	-	-	-	1,50
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	2	0,73	9,71	6,70	-	-	-	-	1,00
SUBTOTAL 2	44	24,73	372,80	1.710,86	1	6,58	11,85	64,52	-
TOTAL	181	76,67	1.795,57	2.913,75	16	107,45	1.269,54	1.894,51	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

3. TRANSFORMADORES

- Primer semestre

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato Transformador T1	1	0,08	4,18	1,61	-	-	-	-	1,00
Babahoyo Autotransformador ATQ	12	2,63	214,07	70,02	3	4,13	146,27	103,79	4,00
Chone Autotransformador ATQ	-	-	-	-	1	2,82	3,42	3,38	1,00
Cuenca Autotransformador ATQ	2	0,23	66,21	7,85	1	3,43	39,00	34,33	1,00
Dos Cerritos Autotransformador ATK	1	0,63	5,30	3,80	-	-	-	-	1,00
Esmeraldas Autotransformador AA1	3	2,40	171,97	92,46	1	3,30	102,30	102,30	2,26
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	2	2,78	1.212,25	22,71	-	-	-	-	1,00
Ibarra Autotransformador ATQ **	-	-	-	-	1	2,57	35,68	35,68	1,00
Ibarra Transformador T1	1	0,77	15,25	9,35	-	-	-	-	1,00
Machala Autotransformador ATQ	7	6,40	395,81	309,67	1	12,22	389,20	684,13	7,25
Machala Autotransformador ATR	1	0,60	36,99	18,12	-	-	-	-	1,00
Milagro Autotransformador ATK	2	2,17	184,41	171,47	2	9,20	515,23	530,07	2,00
Milagro Autotransformador ATQ	5	1,43	42,60	32,25	-	-	-	-	3,00
Molino Autotransformador AT1	1	1,47	-	162,80	-	-	-	-	1,00
Molino Autotransformador AT2	1	0,47	-	103,88	-	-	-	-	1,00
Mulaló Autotransformador ATQ	2	0,98	43,91	20,41	-	-	-	-	1,00
Pascuales Autotransformador ATR	4	1,35	124,14	94,57	2	13,08	601,34	710,44	3,93
Pascuales Autotransformador ATT	3	1,15	-	130,07	-	-	-	-	1,00
Pascuales Autotransformador ATU	1	0,35	168,83	99,75	-	-	-	-	1,00
Policentro Autotransformador ATQ	6	3,95	584,46	388,62	-	-	-	-	2,00
Pomasqui Autotransformador ATU	1	0,40	-	44,24	-	-	-	-	1,00
Portoviejo Autotransformador AA1	3	0,72	81,42	26,14	-	-	-	-	1,00
Portoviejo Autotransformador AA2	3	6,28	32,15	2.677,02	1	2,00	23,37	79,80	2,50
Posorja Autotransformador ATQ	1	0,62	11,43	4,32	-	-	-	-	1,00
Puyo Autotransformador ATQ	1	1,15	10,89	8,74	-	-	-	-	1,00
SUBTOTAL 1	64	39,02	3.406,28	4.499,88	13	52,75	1.855,82	2.283,92	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Quevedo Autotransformador ATR	4	3,50	134,17	105,67	-	-	-	-	2,00
Quevedo Autotransformador ATT	2	1,10	212,45	130,94	-	-	-	-	2,00
SALITRAL Autotransformador ATQ	4	2,53	357,09	153,58	-	-	-	-	1,00
SALITRAL Autotransformador ATR	3	1,87	844,62	161,65	-	-	-	-	1,00
Santa Elena Autotransformador ATQ	1	0,28	17,87	9,52	1	0,42	25,67	14,58	2,00
Santa Rosa Autotransformador ATU	9	6,63	2.461,02	1.574,54	1	7,50	121,25	609,75	2,00
Santa Rosa Transformador TRN	8	5,78	11,78	419,53	-	-	-	-	4,17
Santa Rosa Transformador TRP	2	0,55	7,35	20,92	-	-	-	-	1,00
Santo Domingo Autotransformador ATR	-	-	-	-	1	2,45	70,07	70,07	1,00
Tena Transformador TRQ	2	0,50	2,64	1,70	-	-	-	-	1,00
Totoras Autotransformador ATQ	1	0,43	18,12	12,05	-	-	-	-	1,00
Totoras Autotransformador ATT	1	1,85	9,31	15,00	-	-	-	-	1,00
Trinitaria Autotransformador ATQ	4	3,83	575,70	447,81	-	-	-	-	3,00
Trinitaria Autotransformador ATT	1	0,83	96,43	36,58	-	-	-	-	1,00
Vicentina Transformador T1	1	0,47	30,99	15,49	-	-	-	-	1,00
Vicentina Transformador T2	-	-	-	-	1	20,03	19,80	961,60	5,01
SUBTOTAL 2	43	30,17	4.779,54	3.105,00	4	30,40	236,79	1.656,00	-
TOTAL	107	69,18	8.185,81	7.604,88	17	83,15	2.092,60	3.939,92	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Babahoyo Autotransformador ATQ	9	3,67	209,53	111,01	-	-	-	-	4,00
Cuenca Autotransformador ATQ	2	0,70	122,55	33,51	4	9,77	212,43	198,70	2,61
Dos Cerritos Autotransformador ATK	2	1,03	63,17	44,68	-	-	-	-	1,00
Esmeraldas Autotransformador AA1	5	0,92	78,88	27,93	2	0,83	45,97	19,83	2,00
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	6	2,75	56,89	25,88	-	-	-	-	5,00
Ibarra Autotransformador ATQ **	2	0,72	18,77	11,88	-	-	-	-	1,00
Ibarra Autotransformador ATR	3	0,60	25,19	5,63	-	-	-	-	3,00
Ibarra Transformador T1	1	0,40	4,67	4,32	-	-	-	-	1,00
Machala Autotransformador ATQ	4	1,72	65,16	38,84	1	2,53	38,00	38,00	3,00
Machala Transformador TRK	2	6,00	46,62	435,96	-	-	-	-	1,00
Milagro Autotransformador ATK	3	1,78	174,23	85,76	-	-	-	-	2,00
Milagro Autotransformador ATQ	2	0,72	19,42	16,44	-	-	-	-	2,00
Milagro Autotransformador ATU	2	3,18	469,82	63,46	-	-	-	-	1,00
Molino Autotransformador AT1	1	1,22	-	16,18	-	-	-	-	1,00
Molino Autotransformador AT2	4	2,08	-	128,72	-	-	-	-	2,00
Mulaló Autotransformador ATQ	1	0,50	15,57	7,30	-	-	-	-	1,00
Pascuales Autotransformador ATR	4	3,77	989,60	194,19	-	-	-	-	1,00
Pascuales Autotransformador ATT	1	0,22	-	28,80	-	-	-	-	1,00
Pascuales Autotransformador ATU	1	0,18	199,07	5,08	-	-	-	-	1,00
Policentro Autotransformador ATQ	1	0,32	53,82	28,41	-	-	-	-	1,00
Pomasqui Autotransformador ATU	3	1,53	-	82,69	-	-	-	-	2,00
Portoviejo Autotransformador AA1	2	1,37	140,02	93,82	-	-	-	-	1,00
Portoviejo Autotransformador AA2	1	1,27	140,02	91,83	-	-	-	-	1,00
Posorja Autotransformador ATQ	3	1,62	12,68	10,41	2	11,47	73,46	63,91	2,11
Puyo Autotransformador ATQ	3	2,05	9,90	8,09	-	-	-	-	2,00
SUBTOTAL 1	68	40,30	2.915,57	1.600,80	9	24,60	369,86	320,44	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Puyo Transformador Movil **	2	2,58	2,78	62,28	-	-	-	-	2,00
Quevedo Autotransformador ATR	7	12,47	385,50	315,78	1	3,58	55,73	54,47	5,75
Quevedo Autotransformador ATT	4	1,58	528,66	147,56	1	12,43	435,17	435,17	3,11
SALITRAL Autotransformador ATQ	4	1,28	-	47,92	-	-	-	-	3,00
SALITRAL Autotransformador ATR	1	0,58	-	33,25	-	-	-	-	1,00
Santa Elena Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	14,65	350,14	350,14	5,66
Santa Rosa Autotransformador ATT	1	0,33	-	51,47	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa Autotransformador ATU	1	0,77	261,43	261,43	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa Transformador TRN	1	0,47	-	-	-	-	-	-	1,00
Santo Domingo Autotransformador ATR	1	3,00	222,53	190,44	-	-	-	-	1,00
Santo Domingo Autotransformador ATU	5	3,10	50,41	139,37	-	-	-	-	1,00
Sinincay Transformador TRK	1	0,55	-	21,07	-	-	-	-	1,00
Tena Transformador TRQ	2	1,48	6,64	11,93	-	-	-	-	1,00
Totoras Autotransformador ATQ	5	3,40	130,76	107,54	1	2,62	26,50	86,66	4,09
Trinitaria Autotransformador ATQ	3	0,80	45,93	36,64	-	-	-	-	2,00
SUBTOTAL 2	38	32,40	1.634,63	1.426,66	6	33,28	867,53	926,43	-
TOTAL	106	72,70	4.550,20	3.027,46	15	57,88	1.237,39	1.246,87	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

4. CAMPOS DE CONEXIÓN

- Primer semestre

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	-	-	-	-	1	1,30	26,13	26,13	1,00
Chone 69 kV Posición Calceta	1	0,08	1,18	0,49	-	-	-	-	1,00
Chone 69 kV Posición Tosagua	-	-	-	-	1	10,67	32,14	154,67	5,33
Cuenca 69 kV Posición Azogues	-	-	-	-	1	3,82	31,20	29,77	1,91
Cuenca 69 kV Posición Limón	1	0,13	0,83	0,83	1	1,53	13,50	11,50	1,00
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	2	0,53	13,56	9,87	-	-	-	-	2,00
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	1	1,90	43,81	30,40	2	3,12	11,76	10,53	1,17
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	1	0,05	5,83	0,90	1	13,50	52,35	203,85	7,78
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	-	-	-	-	1	12,62	102,20	102,20	6,31
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	2	1,83	10,27	9,17	1	3,43	54,51	53,22	1,72
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	1	0,17	5,94	0,65	7	32,93	190,36	272,05	12,69
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	1	0,08	1,87	0,27	-	-	-	-	1,00
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	1	1,22	-	-	-	-	-	-	1,00
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	1	0,17	18,46	3,55	1	0,27	15,28	4,61	1,00
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	1	0,05	5,83	1,15	1	9,17	102,67	102,67	4,58
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	-	-	-	-	5	8,98	64,78	66,81	1,78
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	-	-	-	-	1	1,82	10,90	10,90	1,00
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	2	2,33	48,09	43,62	5	11,03	227,06	297,72	2,59
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	1	0,20	-	14,40	1	0,25	7,50	7,50	1,00
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	1	0,08	3,33	3,33	-	-	-	-	1,00
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	2	0,13	17,68	8,78	7	39,98	258,83	600,29	8,31
SUBTOTAL 1	19	8,97	176,68	127,40	37	154,42	1.201,15	1.954,40	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	-	-	-	-	1	11,15	59,54	59,10	5,58
Pascuales 69 kV Posición Toma	-	-	-	-	5	15,40	204,53	234,44	4,42
Policentro 69 kV Posición Cristavid	3	5,73	99,53	98,94	-	-	-	-	3,75
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	-	-	-	-	1	2,45	17,33	15,44	1,23
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	1	2,62	4,50	4,50	1	3,88	93,61	91,65	1,94
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	1	0,18	-	2,95	1	12,03	198,53	580,01	6,02
Portoviejo 69 kV Posición Manta	-	-	-	-	3	9,00	76,00	99,25	4,00
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	1	0,02	-	0,41	-	-	-	-	1,00
Posorja 69 kV Posición Playas	-	-	-	-	1	0,45	1,44	1,44	1,00
Posorja 69 kV Posición Posorja	-	-	-	-	3	11,10	27,22	27,00	5,87
Quevedo 69 kV Posición Calope	3	0,28	-	4,80	-	-	-	-	2,00
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	1	0,03	-	-	1	2,97	44,85	40,94	1,48
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	-	-	-	-	2	4,87	74,04	68,89	3,43
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	-	-	-	-	1	16,27	3,51	63,44	8,13
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	-	-	-	-	1	1,57	4,76	4,39	1,00
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	1	0,18	12,22	0,95	7	10,03	49,97	47,78	6,60
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	-	-	-	-	1	4,28	3,41	26,56	2,14
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	2	0,52	-	3,97	1	3,32	4,79	4,68	1,66
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	1	1,98	-	199,92	-	-	-	-	1,00
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	1	0,88	-	-	-	-	-	-	1,00
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	-	-	1	1,37	0,45	0,55	1,00
SUBTOTAL 2	15	12,43	116,25	316,44	31	110,13	863,97	1.365,53	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Tena 69 kV Posición Tena	-	-	-	-	1	6,25	0,72	26,88	3,13
Totoras 69 kV Posición Ambato	-	-	-	-	1	0,40	10,64	9,68	1,00
Totoras 69 kV Posición Baños	1	1,33	20,38	18,32	1	2,97	30,24	28,18	1,48
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	2	0,68	55,36	17,55	-	-	-	-	1,00
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	1	0,45	14,59	14,07	-	-	-	-	1,00
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	-	-	-	-	1	8,33	49,17	49,17	4,17
SUBTOTAL 3	4	2,47	90,33	49,94	4	17,95	90,77	113,91	-
TOTAL	38	23,87	383,25	493,78	72	282,50	2.155,89	3.433,84	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	1	0,15	3,45	2,22	1	2,30	7,07	13,57	1,15
Ambato 69 kV Posición Latacunga	-	-	-	-	1	5,48	0,28	18,64	2,74
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	1	0,08	8,00	2,39	-	-	-	-	1,00
Chone 69 kV Posición Calceta	2	0,47	3,85	3,58	2	14,07	56,40	74,09	7,47
Chone 69 kV Posición Chone	-	-	-	-	2	5,52	34,87	35,60	3,76
Chone 69 kV Posición Tosagua	2	1,33	22,31	14,03	-	-	-	-	1,00
Cuenca 69 kV Posición Azogues	-	-	-	-	1	5,18	59,67	58,73	2,59
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	1	0,23	31,12	7,26	1	3,77	0,29	13,18	1,88
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	1	0,17	31,12	5,19	-	-	-	-	1,00
Cuenca 69 kV Posición Limón	1	0,42	-	8,63	-	-	-	-	1,00
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	1	0,08	5,83	2,08	-	-	-	-	1,00
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	2	0,23	61,24	13,90	-	-	-	-	2,00
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	1	0,30	-	1,02	-	-	-	-	1,00
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	1	0,30	3,28	1,44	3	51,17	127,28	215,02	21,41
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	1	0,15	1,05	0,68	-	-	-	-	1,00
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	1	0,48	35,91	6,89	-	-	-	-	1,00
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	1	1,30	31,00	26,00	-	-	-	-	1,00
Loja 69 kV Posición Loja 1	1	0,05	-	-	-	-	-	-	1,00
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	3	0,30	20,97	6,32	-	-	-	-	2,00
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	-	-	-	-	2	16,43	195,27	194,61	4,12
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	-	-	-	-	2	19,00	35,67	192,48	8,80
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	1	0,13	29,35	2,44	1	1,82	22,89	22,89	1,00
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	-	-	-	-	4	20,37	292,43	290,07	5,38
SUBTOTAL 1	22	6,18	288,48	104,06	20	145,10	832,13	1.128,88	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	2	0,63	21,85	10,33	-	-	-	-	1,00
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	-	-	-	-	2	7,82	104,38	83,95	3,42
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	4	1,03	37,19	20,57	3	4,22	92,79	88,91	4,83
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	-	-	-	-	2	2,27	42,44	25,19	1,00
Pascuales 69 kV Posición Toma	1	1,60	18,90	14,40	1	2,23	46,31	33,72	1,12
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	1	2,32	-	41,50	-	-	-	-	1,16
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	2	3,98	-	95,70	-	-	-	-	1,15
Portoviejo 69 kV Posición Manta	-	-	-	-	1	1,85	9,25	9,25	1,00
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	1	0,22	12,90	6,71	2	19,72	144,34	144,22	6,34
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	-	-	-	-	1	6,80	121,04	121,04	3,40
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	-	-	-	-	1	6,78	120,74	120,74	3,39
Posorja 69 kV Posición Playas	1	0,60	-	2,88	2	7,75	48,60	46,73	3,58
Posorja 69 kV Posición Posorja	1	0,05	5,56	0,24	2	12,28	84,17	83,88	4,28
Quevedo 69 kV Posición Calope	-	-	-	-	1	10,72	139,32	139,32	5,36
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	-	-	-	-	1	4,00	56,51	39,20	2,00
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	-	-	-	-	2	16,87	292,79	292,79	5,36
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	1	0,12	0,48	0,48	-	-	-	-	1,00
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	-	-	-	-	1	0,57	3,55	1,64	1,00
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	-	-	-	-	2	17,07	5,87	118,54	7,34
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	-	-	-	-	5	16,88	84,44	79,56	7,05
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	-	-	-	-	1	18,88	49,52	45,32	9,44
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	1	0,37	-	11,48	-	-	-	-	1,00
SUBTOTAL 2	15	10,92	96,89	204,28	30	156,70	1.446,05	1.473,99	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	1	0,08	-	0,01	2	9,08	32,47	38,44	5,54
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	-	-	-	-	1	1,93	5,79	5,65	1,00
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	1	1,87	18,67	18,67	-	-	-	-	1,00
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	1	0,15	0,90	0,90	-	-	-	-	1,00
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	2	3,22	19,48	21,86	-	-	-	-	1,50
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	-	-	-	-	1	5,90	40,35	40,12	2,95
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	-	-	-	-	1	8,05	121,66	106,26	4,03
Totoras 69 kV Posición Baños	-	-	-	-	1	1,88	9,60	9,04	1,00
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	1	0,42	-	8,51	1	1,22	24,80	21,05	1,00
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	1	0,42	-	4,25	-	-	-	-	1,00
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	1	0,40	-	8,17	-	-	-	-	1,00
Trinitaria 69 kV Posición Universal	1	0,67	-	-	-	-	-	-	1,00
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	1	0,07	1,19	0,34	1	3,18	2,16	15,28	1,59
SUBTOTAL 3	10	7,28	40,24	62,71	8	31,25	236,82	235,83	-
TOTAL	47	24,38	425,61	371,04	58	333,05	2.515,00	2.838,69	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

5. COMPENSADORES

- Primer semestre

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Machala 13.8 kV Capacitor C1	2	0,12	-	-	-	-	-	-	1,00
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	1	3,00	-	-	-	-	-	-	1,50
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	1	0,82	-	-	-	-	-	-	1,00
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	1	0,82	-	-	-	-	-	-	1,00
TOTAL	5	4,75	-	-	-	-	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Machala 13.8 kV Capacitor C1	1	1,45	-	-	1	0,37	2,16	-	1,00
Machala 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	1	0,32	2,76	-	1,00
Molino 13.8 kV Reactor R1	1	1,22	-	-	-	-	-	-	1,00
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	1	0,02	-	-	-	-	-	-	1,00
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	1	3,00	-	-	-	-	-	-	1,50
TOTAL	4	5,68	-	-	2	0,68	4,92	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad.

ENS (MWh)

ANEXO 4.T.12: PARÁMETROS QUE NO EVALÚA LA REGULACIÓN CONELEC No. 003/08.

1. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 230 kV.

- Primer semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	1	0,33	89,44	209,04	-	-	-	-	-
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	13	4,90	216,37	86,71	1	12,12	-	-	-
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	2	0,65	9,68	14,18	4	33,25	-	-	-
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	3	2,48	-	309,53	18	206,35	-	-	-
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	1	1,07	-	132,27	28	292,98	-	-	-
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	4	3,63	471,85	669,72	7	72,23	-	-	-
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	3	3,37	471,85	612,18	6	43,92	-	-	-
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	1	0,30	-	25,20	53	505,28	-	-	-
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	1	0,67	-	55,33	8	54,58	-	-	-
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	9	56,13	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	40	18,57	2.708,01	2.461,45	-	-	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	3	4,53	-	1.741,42	6	37,12	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	41	18,53	2.708,01	2.356,74	-	-	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	4	5,15	-	1.806,41	8	53,13	-	-	-
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	2	15,23	-	-	-
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	3	3,23	-	387,79	3	14,07	-	-	-
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	15	6,80	-	471,67	10	89,12	-	-	-
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	10	4,17	-	211,99	9	72,10	-	-	-
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	2	0,30	-	6,60	11	84,08	-	-	-
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	2	0,60	-	19,48	10	70,08	-	-	-
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	2	1,30	2.007,31	217,83	8	77,47	-	-	-
SUBTOTAL 1	151	80,58	8.682,53	11.795,53	201	1.789,25	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	2	1,25	2.007,31	212,25	18	193,25	-	-	-
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	4	2,82	-	69,79	3	16,87	-	-	-
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	3	5,23	-	115,71	3	13,43	-	-	-
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	1	0,10	-	7,10	12	106,63	-	-	-
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	24	436,50	-	-	-
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	1	0,93	-	98,93	9	157,78	-	-	-
SUBTOTAL 2	11	10,33	2.007,31	503,78	69	924,47	-	-	-
TOTAL	162	90,92	10.689,83	12.299,32	270	2.713,72	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Dos Cerritos - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	10	91,00	-	-	-
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	3	1,42	35,30	18,00	4	34,87	-	-	-
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	28	281,08	-	-	-
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	17	147,88	-	-	-
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 1	-	-	-	-	3	22,17	-	-	-
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 2	-	-	-	-	2	11,67	-	-	-
Molino - Milagro 230 kV Circuito dos **	-	-	-	-	22	200,47	-	-	-
Molino - Milagro 230 kV Circuito uno **	2	0,78	-	172,40	61	613,82	-	-	-
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	3	1,50	-	242,41	27	219,85	-	-	-
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	3	1,43	-	232,87	34	276,12	-	-	-
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	2	0,63	-	46,69	6	50,18	-	-	-
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	2	3,18	-	324,12	8	68,85	-	-	-
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	2	3,15	-	65,31	15	126,22	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	37	25,87	224,09	2.480,99	2	7,67	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	7	6,75	1,71	703,01	10	77,42	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	45	24,08	224,09	2.461,01	2	7,67	-	-	-
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	7	2,05	1,71	124,01	17	138,53	-	-	-
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	1	0,52	-	14,88	22	180,18	-	-	-
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	1	0,43	-	13,26	30	257,50	-	-	-
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	1	5,02	-	-	-
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	5,02	-	-	-
SUBTOTAL 1	115	71,80	486,90	6.898,97	322	2.823,17	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	10	4,27	-	399,24	1	6,22	-	-	-
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	5	1,22	-	58,04	2	18,48	-	-	-
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	4	1,78	-	47,71	15	122,37	-	-	-
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	13	81,18	-	-	-
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	3	0,97	379,85	57,99	1	7,75	-	-	-
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	2	0,62	379,85	47,27	1	5,85	-	-	-
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	3	1,58	-	36,97	4	32,33	-	-	-
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	22	184,78	-	-	-
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	-	-	-	-	3	24,60	-	-	-
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	-	-	-	-	4	25,25	-	-	-
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	2	0,97	-	41,65	6	44,93	-	-	-
SUBTOTAL 2	29	11,40	759,70	688,87	72	553,75	-	-	-
TOTAL	144	83,20	1.246,59	7.587,84	394	3.376,92	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

2. CIRCUITO DE TRANSMISIÓN 138 kV.

- Primer semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	1	0,22	19,24	8,60	1	8,75	-	-	-
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	2	3,17	335,98	701,79	3	28,03	-	-	-
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	5	1,05	109,79	24,18	1	0,73	11,11	9,97	-
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	1	1,60	25,60	25,60	4	24,92	-	-	-
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	2	1,35	77,57	62,64	5	15,50	-	-	-
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	5	1,88	254,61	102,64	2	2,20	-	-	-
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	5	1,38	17,93	26,39	12	38,55	131,99	118,54	-
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	3	0,48	8,79	2,92	3	22,82	49,17	18,21	-
MACHALA POWER - San Idelfonso Circuito uno	-	-	-	-	1	1,58	-	-	-
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	3	0,42	42,95	10,51	3	13,53	95,33	58,67	-
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	7	1,28	48,65	52,79	15	113,48	-	-	-
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	10	2,10	61,58	49,38	21	193,42	-	-	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	14	91,08	-	-	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	1	3,00	-	80,01	46	457,90	-	-	-
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	3	3,40	2,12	59,16	16	130,40	-	-	-
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	3	2,68	115,31	86,33	13	32,68	-	-	-
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	1	0,18	-	4,33	17	153,63	-	-	-
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	1	0,12	1,05	3,18	25	222,05	-	-	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	3	6,90	-	-	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	2	0,48	46,55	14,68	6	25,83	-	-	-
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	9	4,85	180,77	282,48	8	60,10	1.080,56	904,01	-
SUBTOTAL 1	64	29,65	1.348,46	1.597,61	219	1.644,10	1.368,16	1.109,41	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	1	3,00	-	14,43	2	9,33	-	-	-
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	1	0,28	-	2,66	1	8,42	-	-	-
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	1	0,13	15,83	2,33	14	116,63	207,42	204,91	-
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	1	9,67	-	-	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	4	0,97	8,81	27,12	2	15,70	-	-	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	3	0,75	44,01	36,98	2	14,35	-	-	-
Santa Rosa - Conocoto 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	2,68	-	-	-
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	-	-	-	-	10	62,60	-	-	-
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	10	3,13	134,08	144,02	9	75,38	-	-	-
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	14	3,33	92,00	132,81	12	116,38	-	-	-
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	9	4,00	116,66	60,48	5	51,40	20,89	20,47	-
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	1	0,75	-	20,48	7	44,42	-	-	-
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	1	0,83	-	22,75	17	140,20	-	-	-
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	5	6,60	7,71	91,48	5	48,77	-	-	-
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	11	118,48	-	-	-
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	2	4,08	26,20	21,50	-	-	-	-	-
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	8,62	-	-	-
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	-	-	-	-	9	77,42	-	-	-
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	1	0,08	-	2,18	11	85,22	-	-	-
SUBTOTAL 2	53	27,95	445,29	579,22	120	1.005,67	228,31	225,38	-
TOTAL	117	57,60	1.793,76	2.176,83	339	2.649,77	1.596,47	1.334,79	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Agoyán - Puyo - Tena 138 kV Circuito uno **	-	-	-	-	1	9,90	-	-	-
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	9,90	28,90	28,61	-
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	11	2,18	102,14	37,14	8	71,85	365,14	349,68	-
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	1	11,13	342,90	337,34	-
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	1	0,43	106,20	35,62	10	53,28	-	-	-
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	1	0,22	-	11,05	21	208,12	-	-	-
Electroquil - Posorja 138 kV Circuito uno	7	2,57	25,88	16,78	23	155,60	990,18	888,25	-
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	5	0,93	16,89	4,71	2	18,03	83,63	78,38	-
MACHALA POWER - San Idelfonso Circuito uno	-	-	-	-	1	0,20	-	-	-
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	4	0,65	68,37	19,30	10	76,70	1.266,54	1.246,34	-
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	7	9,80	450,04	558,85	22	159,60	-	-	-
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	9	6,92	519,64	465,07	71	699,50	-	-	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	21	166,08	-	-	-
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	1	3,00	-	36,72	21	161,82	-	-	-
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	4	2,28	58,87	113,49	13	79,38	-	-	-
Pascuales - Electroquil 138 kV Circuito uno	3	0,63	-	19,47	27	178,22	183,49	181,98	-
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	24	154,12	-	-	-
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	24	181,77	-	-	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	1	0,18	23,00	22,73	6	35,62	-	-	-
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	1	0,18	9,63	2,22	26	189,88	-	-	-
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	1	0,22	3,45	4,72	22	184,13	2.267,52	2.253,71	-
SUBTOTAL 1	56	30,20	1.384,11	1.347,86	355	2.804,83	5.528,29	5.364,29	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CIRCUITO DE TRANSMISIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	3	0,82	27,33	5,82	-	-	-	-	-
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	2	0,63	27,33	5,26	-	-	-	-	-
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	1	0,17	-	0,98	1	10,13	-	-	-
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	1	0,35	-	3,26	2	15,83	-	-	-
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	3	0,55	37,04	10,59	6	47,90	429,43	417,55	-
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	7	40,47	-	-	-
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	18	185,12	-	-	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	2	0,68	142,29	42,44	13	102,77	-	-	-
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	28	270,60	-	-	-
Sta. Rosa - Vicentina 138 kV Circuito uno **	3	3,35	130,90	85,45	4	27,53	-	-	-
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	7	6,13	45,60	200,45	15	76,07	-	-	-
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	6	1,62	70,87	30,05	14	76,37	14,90	76,56	-
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito un	20	4,33	178,07	67,81	3	23,45	155,60	155,60	-
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	-	-	-	-	28	525,40	-	-	-
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	47	913,70	-	-	-
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	3	21,05	-	-	-
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	-	-	-	-	8	55,45	-	-	-
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	2	1,58	19,34	19,13	-	-	-	-	-
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	2	0,50	44,64	11,44	4	22,65	-	-	-
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito dos **	2	1,03	43,37	15,91	11	79,85	-	-	-
Vicentina - Ibarra 138 kV Circuito uno **	5	1,42	43,37	19,67	7	35,25	-	-	-
SUBTOTAL 2	59	23,17	810,17	518,26	219	2.529,58	599,93	649,72	-
TOTAL	115	53,37	2.194,27	1.866,12	574	5.334,42	6.128,22	6.014,01	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

3. TRANSFORMADORES

- Primer semestre

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato Transformador T1	-	-	-	-	3	9,50	-	-	-
Babahoyo Autotransformador ATQ	7	2,25	186,21	52,06	4	10,65	87,28	84,87	-
Chone Autotransformador ATQ	-	-	-	-	1	0,70	29,87	15,68	-
Cuenca Autotransformador ATQ	-	-	-	-	10	50,28	77,39	76,16	-
Dos Cerritos Autotransformador ATK	-	-	-	-	1	10,70	-	-	-
Esmeraldas Autotransformador AA1	-	-	-	-	4	21,53	-	-	-
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	-	-	-	-	1	3,27	33,14	31,69	-
Ibarra Autotransformador ATQ **	1	0,83	10,27	9,17	2	13,97	-	-	-
Ibarra Autotransformador ATR	-	-	-	-	2	17,65	-	-	-
Ibarra Transformador T1	1	0,17	5,51	0,60	8	44,52	20,04	20,81	-
Loja Autotransformador ATQ	-	-	-	-	2	6,87	-	-	-
Machala Autotransformador ATQ	1	0,28	26,51	14,08	7	27,87	-	-	-
Machala Autotransformador ATR	-	-	-	-	3	1,15	-	-	-
Machala Transformador TRK	-	-	-	-	5	32,38	-	-	-
Milagro Autotransformador ATK	-	-	-	-	6	33,98	78,01	63,46	-
Milagro Autotransformador ATQ	1	0,40	7,48	6,82	5	19,78	-	-	-
Milagro Autotransformador ATU	-	-	-	-	27	216,63	-	-	-
Molino Autotransformador AT1	2	2,95	-	405,62	16	93,53	-	-	-
Molino Autotransformador AT2	-	-	-	-	16	83,25	-	-	-
Mulaló Autotransformador ATQ	1	0,10	14,50	1,14	4	28,45	-	-	-
Pascuales Autotransformador ATR	3	0,90	122,54	279,82	9	34,60	-	-	-
Pascuales Autotransformador ATT	-	-	-	-	3	20,97	-	-	-
Pascuales Autotransformador ATU	-	-	-	-	10	47,52	-	-	-
Policentro Autotransformador ATQ	1	0,58	217,38	45,56	1	11,48	-	-	-
SUBTOTAL 1	18	8,47	590,39	814,86	150	841,23	325,74	292,67	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pomasqui Autotransformador ATU	-	-	-	-	1	3,03	-	-	-
Portoviejo Autotransformador AA1	1	0,32	7,25	14,50	11	51,40	376,80	368,38	-
Portoviejo Autotransformador AA2	1	0,37	7,25	14,50	7	26,07	-	-	-
Posorja Autotransformador ATQ	1	0,30	4,02	3,00	3	17,90	48,69	43,38	-
Quevedo Autotransformador ATR	1	1,12	49,28	41,80	1	5,88	-	-	-
Quevedo Autotransformador ATT	-	-	-	-	4	23,03	-	-	-
SALITRAL Autotransformador ATQ	3	1,02	710,15	86,07	7	33,08	-	-	-
SALITRAL Autotransformador ATR	2	0,75	710,15	70,27	2	7,77	-	-	-
Santa Elena Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	12,52	27,59	18,15	-
Santa Rosa Autotransformador ATT	-	-	-	-	1	7,47	-	-	-
Santa Rosa Autotransformador ATU	-	-	-	-	4	30,20	-	-	-
Santa Rosa Transformador TRN	6	6,67	54,87	139,84	4	21,83	-	-	-
Santa Rosa Transformador TRP	1	1,60	-	74,40	-	-	-	-	-
Santo Domingo Autotransformador ATR	-	-	-	-	9	51,08	443,66	435,28	-
Santo Domingo Autotransformador ATU	-	-	-	-	10	27,38	23,78	18,88	-
Totoras Autotransformador ATQ	-	-	-	-	10	58,50	-	-	-
Totoras Autotransformador ATT	1	0,68	-	10,52	4	20,42	-	-	-
Trinitaria Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	17,40	-	-	-
Trinitaria Autotransformador ATT	-	-	-	-	1	8,17	-	-	-
Tulcán Autotransformador ATQ	1	0,53	2,88	1,33	40	397,88	32,82	31,46	-
Vicentina Transformador T1	-	-	-	-	11	50,32	-	-	-
Vicentina Transformador T2	1	0,30	6,60	21,60	2	0,43	-	-	-
SUBTOTAL 2	19	13,65	1.552,45	477,84	138	871,77	953,33	915,52	-
TOTAL	37	22,12	2.142,84	1.292,70	288	1.713,00	1.279,07	1.208,19	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato Transformador T1	-	-	-	-	8	42,87	-	-	-
Babahoyo Autotransformador ATQ	8	2,00	149,03	57,40	7	46,03	891,58	875,92	-
Chone Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	31,55	450,88	431,05	-
Cuenca Autotransformador ATQ	-	-	-	-	5	23,18	72,37	72,37	-
Dos Cerritos Autotransformador ATK	-	-	-	-	4	29,38	-	-	-
Esmeraldas Autotransformador AA1	1	1,37	33,60	32,80	7	43,77	941,27	884,87	-
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	2	1,72	20,46	14,59	5	32,85	112,70	225,60	-
Ibarra Autotransformador ATQ **	-	-	-	-	6	49,95	505,18	498,19	-
Ibarra Autotransformador ATR	-	-	-	-	2	13,02	79,80	76,38	-
Ibarra Transformador T1	-	-	-	-	2	11,82	117,00	104,17	-
Loja Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	29,87	-	-	-
Machala Autotransformador ATQ	-	-	-	-	16	133,45	638,33	615,00	-
Machala Autotransformador ATR	-	-	-	-	3	23,70	188,10	185,10	-
Machala Transformador TRK	-	-	-	-	5	24,40	164,00	162,33	-
Milagro Autotransformador ATK	1	2,50	154,03	105,30	14	87,13	1.507,29	1.358,30	-
Milagro Autotransformador ATQ	-	-	-	-	1	3,25	-	-	-
Milagro Autotransformador ATU	-	-	-	-	2	18,93	-	-	-
Molino Autotransformador AT1	-	-	-	-	12	91,00	-	-	-
Molino Autotransformador AT2	-	-	-	-	20	168,47	-	-	-
Mulaló Autotransformador ATQ	1	1,42	39,44	79,26	5	29,13	30,43	142,73	-
Pascuales Autotransformador ATR	-	-	-	-	10	57,22	842,88	828,13	-
Pascuales Autotransformador ATT	1	0,85	-	22,10	12	67,42	-	-	-
Pascuales Autotransformador ATU	-	-	-	-	12	80,83	-	-	-
Policentro Autotransformador ATQ	-	-	-	-	5	41,28	-	-	-
SUBTOTAL 1	14	9,85	396,56	311,45	169	1.180,50	6.541,80	6.460,14	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

TRANSFORMADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pomasqui Autotransformador ATU	-	-	-	-	2	8,93	-	-	-
Portoviejo Autotransformador AA1	-	-	-	-	4	33,90	120,00	119,20	-
Portoviejo Autotransformador AA2	-	-	-	-	5	36,33	333,67	330,33	-
Posorja Autotransformador ATQ	2	0,78	2,54	5,68	11	96,72	557,19	571,56	-
Puyo Transformador Movil **	1	0,10	1,57	0,47	-	-	-	-	-
Quevedo Autotransformador ATR	-	-	-	-	5	24,30	374,92	257,90	-
Quevedo Autotransformador ATT	-	-	-	-	13	84,52	73,10	70,54	-
Riobamba Transformador TRK	-	-	-	-	9	62,50	297,99	279,69	-
SALITRAL Autotransformador ATQ	-	-	-	-	11	51,35	-	-	-
SALITRAL Autotransformador ATR	1	2,95	-	184,97	3	12,48	-	-	-
Santa Elena Autotransformador ATQ	-	-	-	-	11	89,53	782,76	776,04	-
Santa Rosa Autotransformador ATU	1	0,35	116,00	98,35	11	75,57	-	-	-
Santa Rosa Transformador TRN	-	-	-	-	6	37,05	199,37	152,82	-
Santa Rosa Transformador TRP	-	-	-	-	2	9,67	-	-	-
Santo Domingo Autotransformador ATR	-	-	-	-	15	88,92	2.171,07	2.098,51	-
Santo Domingo Autotransformador ATU	-	-	-	-	20	70,50	93,85	39,36	-
Tena Transformador TRQ	2	0,33	2,44	0,99	2	12,88	103,31	97,55	-
Totoras Autotransformador ATQ	-	-	-	-	2	14,40	57,50	222,33	-
Totoras Autotransformador ATT	-	-	-	-	10	66,10	-	-	-
Trinitaria Autotransformador ATQ	-	-	-	-	10	53,77	207,62	204,73	-
Trinitaria Autotransformador ATT	-	-	-	-	7	53,00	-	-	-
Tulcán Autotransformador ATQ	-	-	-	-	3	11,25	26,45	25,88	-
Vicentina Transformador T1	-	-	-	-	13	50,53	-	-	-
Vicentina Transformador T2	2	1,58	196,01	65,19	7	28,77	62,87	138,00	-
SUBTOTAL 2	9	6,10	318,56	355,66	182	1.072,97	5.461,65	5.384,43	-
TOTAL	23	15,95	715,12	667,11	351	2.253,47	12.003,44	11.844,57	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

4. CAMPOS DE CONEXIÓN

- Primer semestre

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	3	1,58	17,80	12,81	4	25,12	19,60	19,35	-
Ambato 69 kV Posición Ambato 2	-	-	-	-	2	13,75	-	-	-
Ambato 69 kV Posición Latacunga	3	0,65	5,34	3,94	2	13,53	-	-	-
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	1	0,28	25,39	12,69	1	2,23	-	-	-
Chone 138 kV Posición Severino	-	-	-	-	1	1,77	-	-	-
Chone 69 kV Posición Calceta	60	23,92	367,68	161,22	2	11,57	-	-	-
Chone 69 kV Posición Chone	15	6,47	54,76	34,52	2	19,60	-	-	-
Chone 69 kV Posición Tosagua	20	8,13	271,20	101,73	2	30,27	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Azogues	5	2,17	26,23	20,81	6	36,67	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	2	0,33	2,17	6,31	14	87,63	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	3	1,52	10,92	9,32	11	74,95	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Limón	10	1,67	110,33	46,36	7	39,65	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	17	8,00	196,15	132,34	5	35,82	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	16	5,08	81,81	47,23	5	28,32	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	27	5,23	285,82	119,42	4	19,33	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	13	4,72	51,15	35,07	2	9,77	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	12	9,93	300,85	233,61	14	91,92	39,30	39,30	-
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	2	3,62	-	79,80	22	145,32	122,31	121,53	-
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	48	19,57	542,84	137,62	1	20,48	-	-	-
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	39	9,08	3.678,12	74,54	1	5,27	-	-	-
SUBTOTAL 1	296	111,95	6.028,55	1.269,35	108	712,95	181,21	180,18	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BA	-	-	-	-	1	10,13	-	-	-
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	1	0,30	-	34,98	-	-	-	-	-
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	9	7,72	60,14	40,83	25	138,23	-	-	-
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	2	0,47	2,35	0,92	26	142,65	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	2	1,28	2,25	1,99	-	-	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	-	-	-	-	1	7,72	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	11	6,45	72,40	65,58	1	6,53	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	6	8,75	19,85	12,25	2	5,82	-	-	-
Loja 69 kV Posición Loja 1	8	4,43	95,65	28,89	1	1,90	-	-	-
Loja 69 kV Posición Loja 2	8	1,50	13,19	7,65	-	-	-	-	-
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	16	2,87	129,45	56,63	-	-	-	-	-
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	8	2,23	352,37	112,66	-	-	-	-	-
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	57	19,42	814,15	197,42	21	112,63	166,20	163,89	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	34	18,15	275,74	229,85	10	58,85	295,37	288,51	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	47	15,77	322,75	169,99	21	150,83	357,03	353,91	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	28	20,98	727,73	650,94	13	57,95	449,20	431,30	-
Mulaló 138 kV Posición Novacero 1	-	-	-	-	2	6,90	-	-	-
Mulaló 69 kV Posición de baja ATQ (ELEPCOSA)	-	-	-	-	2	9,58	-	-	-
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	1	0,35	-	19,95	6	39,03	-	-	-
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	38	17,10	1.170,07	550,33	24	101,35	4,56	4,56	-
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	26	12,22	597,71	109,03	26	163,95	-	-	-
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	50	21,40	613,12	518,71	10	40,57	142,52	140,76	-
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	34	16,17	1.836,56	615,73	20	85,02	-	-	-
SUBTOTAL 2	386	177,55	7.105,48	3.424,34	212	1.139,65	1.414,88	1.382,92	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Pascuales 69 kV Posición Toma	23	13,82	314,39	181,52	15	85,00	9,73	9,73	-
Policentro 69 kV Posición Cristavid	20	7,75	493,01	226,99	4	32,25	-	-	-
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	7	2,42	208,32	64,49	8	52,10	35,10	35,10	-
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	6	1,58	88,70	31,13	5	37,08	-	-	-
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	14	11,05	362,24	397,84	16	110,10	35,49	34,49	-
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	-	-	-	-	3	11,90	-	-	-
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	3	5,65	289,75	326,78	1	5,73	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	10	9,07	413,97	126,58	10	55,38	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Manta	4	0,35	35,79	9,70	2	11,65	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	14	3,77	177,00	105,27	12	89,33	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	4	1,27	126,22	34,07	12	63,05	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	4	1,40	152,72	47,93	7	43,67	-	-	-
Posorja 69 kV Posición Playas	61	22,07	194,62	110,02	18	53,08	-	-	-
Posorja 69 kV Posición Posorja	51	18,32	98,75	56,76	10	56,47	27,40	27,15	-
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	6	0,53	14,79	2,37	-	-	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Calope	12	1,88	-	29,92	1	6,03	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	30	10,08	212,54	326,51	6	29,23	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	21	6,48	222,39	90,43	4	20,53	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	33	4,68	250,63	241,04	6	32,62	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	4	2,00	27,71	12,09	9	57,08	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	9	5,82	31,35	14,27	9	45,07	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	5	1,68	22,54	8,97	8	58,02	-	-	-
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	13	21,03	7,20	19,45	5	33,28	-	-	-
SUBTOTAL 3	354	152,70	3.744,64	2.464,14	171	988,67	107,73	106,47	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS (MWh)		N°	t (h)	ENS (MWh)		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	5	2,90	201,89	46,56	-	-	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Categ 1	-	-	-	-	2	2,78	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Categ 2	-	-	-	-	1	2,25	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Categ 3	1	0,15	62,25	1,82	-	-	-	-	-
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	30	18,37	135,09	93,63	8	8,17	5,05	8,47	-
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	26	19,12	204,43	156,27	11	16,77	23,76	22,79	-
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	13	7,20	88,27	67,34	4	4,60	-	-	-
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	24	10,30	91,99	78,02	30	188,32	38,94	26,22	-
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	2	0,65	-	5,90	5	30,32	127,25	126,00	-
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	7	3,72	-	205,49	14	82,48	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	3	1,78	-	65,84	5	11,77	-	-	-
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	22	5,87	155,42	78,93	7	33,48	18,02	16,32	-
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	15	5,10	206,84	92,90	7	33,73	18,81	18,13	-
Tena 69 kV Posición Tena	4	0,47	10,15	1,63	2	8,72	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Ambato	6	1,33	36,66	20,12	13	83,15	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Baños	2	1,18	19,94	11,27	9	45,18	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Montalvo	8	6,13	32,84	38,29	7	45,83	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	17	6,35	390,22	192,07	1	3,22	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	7	2,73	97,69	56,33	8	31,28	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	8	3,65	195,02	123,48	3	5,28	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición Universal	1	0,15	-	5,13	-	-	-	-	-
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	11	2,28	25,87	8,41	3	10,70	5,11	5,11	-
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	1	3,00	0,99	0,99	2	4,35	-	-	-
SUBTOTAL 4	213	102,43	1.955,55	1.350,42	142	652,38	236,95	223,05	-
TOTAL	1.249	544,63	18.834,22	8.508,26	633	3.493,65	1.940,76	1.892,62	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	4	2,38	8,64	5,06	17	131,33	-	-	-
Ambato 69 kV Posición Ambato 2	-	-	-	-	7	48,23	-	-	-
Ambato 69 kV Posición Latacunga	2	0,23	3,73	2,54	11	69,63	-	-	-
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	-	-	-	-	1	4,55	-	-	-
Chone 138 kV Posición Severino	-	-	-	-	3	23,70	-	-	-
Chone 69 kV Posición Calceta	54	19,18	292,46	102,90	12	78,78	239,63	239,63	-
Chone 69 kV Posición Chone	20	7,25	100,40	965,32	11	70,27	44,38	41,89	-
Chone 69 kV Posición Tosagua	21	6,48	293,81	86,02	11	64,95	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Azogues	2	1,87	24,31	20,98	2	3,25	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	6	3,85	275,16	194,20	17	101,60	32,76	32,94	-
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	6	2,55	75,11	40,89	28	219,15	-	-	-
Cuenca 69 kV Posición Limón	12	3,58	265,69	48,83	9	43,12	13,10	19,15	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	17	4,28	135,45	86,47	8	56,83	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	26	5,55	168,50	68,45	4	36,35	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	22	3,85	212,50	71,31	5	45,32	-	-	-
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	12	4,90	53,30	34,29	5	47,07	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	17	4,12	264,24	119,18	20	142,67	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	3	2,80	14,84	17,27	21	181,43	-	-	-
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivine	60	24,00	351,83	113,03	2	13,82	128,23	121,29	-
Francisco de Orellana 69 kV Posición Paya	64	16,35	258,70	90,37	1	3,82	28,18	20,23	-
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BA	-	-	-	-	1	11,83	-	-	-
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	1	2,77	-	158,25	2	20,60	-	-	-
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	11	3,42	37,98	21,94	6	46,82	-	-	-
SUBTOTAL 1	360	119,42	2.836,65	2.247,30	204	1.465,12	486,28	475,12	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ibarra 34.5 kV Posición Selva Alegre **	11	9,98	16,77	390,98	8	73,75	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	1	0,30	2,33	0,60	1	10,15	-	-	-
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	4	1,00	52,71	13,71	2	17,02	90,52	88,58	-
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	1	0,20	0,80	0,80	3	21,48	2,15	2,07	-
Loja 69 kV Posición Loja 1	7	1,07	35,06	13,27	14	69,45	13,55	14,31	-
Loja 69 kV Posición Loja 2	15	3,57	44,18	25,46	13	79,18	-	-	-
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	7	3,15	250,02	54,64	3	23,28	34,75	34,75	-
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	-	-	-	-	2	13,70	105,58	105,58	-
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	38	17,15	279,08	183,97	25	182,38	354,67	354,67	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	32	18,90	379,20	1.114,03	20	131,27	10,40	9,45	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	30	11,83	354,25	341,19	18	109,33	-	-	-
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	32	21,13	711,11	428,72	19	112,45	-	-	-
Mulaló 138 kV Posición Novacero 1	-	-	-	-	9	46,17	-	-	-
Mulaló 69 kV Posición de baja ATQ (ELEPCOSA)	-	-	-	-	10	66,17	-	-	-
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	2	0,22	-	-	7	28,43	-	-	-
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	26	8,15	662,00	236,90	13	64,20	-	-	-
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	19	17,12	471,47	342,56	20	129,22	38,69	33,21	-
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	40	14,85	630,93	285,29	12	72,43	50,57	46,87	-
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	44	24,90	1.323,49	773,83	17	98,93	-	-	-
Pascuales 69 kV Posición Toma	12	9,75	329,37	172,99	9	51,58	50,00	43,83	-
Policentro 69 kV Posición Cristavid	21	9,82	1.161,06	256,61	7	43,97	204,53	201,07	-
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	13	5,30	286,92	159,01	6	43,15	-	-	-
SUBTOTAL 2	355	178,38	6.990,73	4.794,55	238	1.487,70	955,40	934,38	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	3	0,80	15,62	13,80	5	27,65	111,80	110,07	-
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	1	0,37	9,22	3,56	16	96,02	-	-	-
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	2	0,23	82,60	18,19	3	15,40	-	-	-
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	4	3,42	150,95	82,08	2	15,97	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	9	3,18	406,03	39,07	11	46,65	40,18	36,49	-
Portoviejo 69 kV Posición Manta	3	1,57	64,21	54,59	2	2,58	-	-	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 1 **	11	3,95	138,22	76,33	9	65,38	11,51	9,02	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	1	0,13	43,95	3,97	9	59,48	14,10	13,78	-
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	2	0,77	90,50	29,27	11	65,28	-	-	-
Posorja 69 kV Posición Playas	32	11,82	102,07	46,30	22	142,27	120,64	114,06	-
Posorja 69 kV Posición Posorja	38	8,62	99,36	47,28	30	255,77	86,31	80,07	-
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	5	0,93	10,75	4,72	2	3,68	-	-	-
Puyo 69 kV Posición Puyo 2	-	-	-	-	2	12,18	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Calope	3	0,37	-	2,21	5	40,93	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	20	9,22	243,58	156,84	9	68,03	-	-	-
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	8	2,30	50,33	43,87	11	53,02	121,55	100,87	-
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	37	8,05	213,69	35,86	4	27,47	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	15	14,35	91,00	68,80	5	27,83	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	8	1,57	17,80	5,97	5	33,80	-	-	-
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	19	15,62	193,52	108,85	3	22,47	25,38	25,17	-
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	8	9,08	5,72	180,28	5	36,65	-	-	-
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	4	3,00	371,93	73,68	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 3	233	99,33	2.401,03	1.095,50	171	1.118,52	531,47	489,52	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

CAMPOS DE CONEXIÓN	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Salitral 69 kV Posición Categ 1	-	-	-	-	10	101,15	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Categ 2	1	1,00	-	80,90	10	101,15	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Categ 3	1	0,22	101,43	17,59	10	101,15	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 1	-	-	-	-	2	21,00	-	-	-
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 2	-	-	-	-	2	21,00	-	-	-
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	17	15,95	84,50	68,78	18	140,03	15,62	15,07	-
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	27	6,48	218,23	48,69	7	34,90	28,47	27,37	-
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	18	3,13	72,47	31,57	15	103,62	5,14	4,99	-
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	18	6,90	49,11	30,52	27	175,98	152,60	129,44	-
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	5	1,97	-	20,29	14	71,37	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	-	-	-	-	12	65,73	22,05	21,00	-
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	1	0,10	-	2,51	12	95,28	-	-	-
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	27	8,72	148,56	90,54	9	56,87	152,15	150,54	-
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	20	4,23	414,74	115,09	15	86,57	152,15	150,54	-
Tena 69 kV Posición Tena	6	0,43	5,16	1,79	1	6,33	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Ambato	4	1,27	20,11	15,51	9	54,72	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Baños	3	4,72	117,59	90,32	5	24,23	-	-	-
Totoras 69 kV Posición Montalvo	4	3,52	39,05	91,65	7	50,23	1,32	1,23	-
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	28	9,93	694,63	329,39	3	25,27	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	9	2,00	111,74	69,14	9	62,43	14,30	14,30	-
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	11	2,30	349,13	73,95	7	39,53	-	-	-
Trinitaria 69 kV Posición Universal	1	0,08	-	-	3	24,32	-	-	-
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	21	8,40	59,39	30,98	7	37,68	-	-	-
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	5	0,40	7,68	1,43	12	58,45	10,53	10,53	-
Tulcán 69 kV San Miguel de Car	-	-	-	-	8	42,82	9,13	9,13	-
SUBTOTAL 4	227	81,75	2.493,53	1.210,66	234	1.601,82	563,45	534,13	-
TOTAL	1.175	478,88	14.721,95	9.348,01	847	5.673,15	2.536,60	2.433,15	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

5. COMPENSADORES

- Primer semestre

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Ibarra 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	9	58,60	-	-	-
Ibarra 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	1	7,92	-	-	-
Loja 69 kV Capacitor 1	-	-	-	-	1	3,77	-	-	-
Machala 13.8 kV Capacitor C1	3	0,25	-	-	11	66,48	-	-	-
Machala 13.8 kV Capacitor C2	1	0,38	-	-	10	51,18	-	-	-
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	11	52,62	-	-	-
Molino 13.8 kV Reactor R1	-	-	-	-	12	105,20	-	-	-
Molino 13.8 kV Reactor R2	-	-	-	-	21	187,80	-	-	-
Pascuales 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	13	75,27	-	-	-
Pascuales 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	-	27	179,93	-	-	-
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	2	0,75	-	-	16	66,88	-	-	-
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	8	32,87	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	3	0,95	-	-	9	63,70	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C2	3	0,85	-	-	8	55,47	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C3	-	-	-	-	1	4,50	-	-	-
Quevedo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	4	24,77	-	-	-
Riobamba 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	-	8	60,43	-	-	-
Santa Elena 69 kV Capacitor C1	-	-	-	-	8	48,67	-	-	-
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	11	52,57	-	-	-
SUBTOTAL 1	12	3,18	-	-	189	1.198,62	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	-	20	88,27	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Capacitor 1	-	-	-	-	2	7,48	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Capacitor 2	-	-	-	-	1	10,00	-	-	-
Santa Rosa 138 kV Capacitor 3	-	-	-	-	1	11,05	-	-	-
Santo Domingo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	11	76,13	-	-	-
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	-	4	39,80	-	-	-
Tulcán 13.8 kV Capacitor C1	1	0,03	-	-	8	40,05	-	-	-
SUBTOTAL 2	1	0,03	-	-	47	272,78	-	-	-
TOTAL	13	3,22	-	-	236	1.471,40	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

- Segundo semestre

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Conocoto 23 kV Capacitor C1	1	0,15	-	0,68	-	-	-	-	-
Esmeraldas 69 kV Capacitor C1	-	-	-	-	1	8,18	-	-	-
Ibarra 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	3	19,45	-	-	-
Ibarra 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	10	69,92	-	-	-
Loja 69 kV Capacitor 1	-	-	-	-	1	14,23	-	-	-
Machala 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	5	30,10	-	-	-
Machala 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	8	38,53	-	-	-
Milagro 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	8	65,68	-	-	-
Molino 13.8 kV Reactor R1	-	-	-	-	10	78,15	-	-	-
Molino 13.8 kV Reactor R2	-	-	-	-	8	55,77	-	-	-
Pascuales 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	15	100,87	-	-	-
Pascuales 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	-	14	84,85	-	-	-
Pascuales 138 kV Capacitor BC-1	-	-	-	-	1	2,28	-	-	-
Pascuales 138 kV Capacitor BC-2	-	-	-	-	1	2,28	-	-	-
Pascuales 69 kV Capacitor BC-1	-	-	-	-	3	11,55	-	-	-
Pascuales 69 kV Capacitor BC-2	-	-	-	-	2	14,60	-	-	-
Policentro 13.8 kV Capacitor C1	1	0,10	-	-	12	55,47	-	-	-
Policentro 13.8 kV Capacitor C2	-	-	-	-	9	37,15	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C1	1	0,10	-	-	2	7,90	-	-	-
Portoviejo 69 kV Capacitor C2	-	-	-	-	2	10,33	-	-	-
SUBTOTAL 1	3	0,35	-	0,68	115	707,30	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

COMPENSADORES	FALLA				MANTENIMIENTO				FCS
	N°	t (h)	ENS		N°	t (h)	ENS		
			SIST	TRAN			SIST	TRAN	
Portoviejo 69 kV Capacitor C3	-	-	-	-	3	9,67	-	-	-
Quevedo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	13	61,25	-	-	-
Riobamba 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	-	16	99,28	-	-	-
Santa Elena 69 kV Capacitor C1	-	-	-	-	4	29,85	-	-	-
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	18	133,15	-	-	-
Santa Rosa 13.8 kV Reactor RCX	-	-	-	-	19	112,98	-	-	-
Santo Domingo 13.8 kV Reactor RCW	-	-	-	-	11	81,78	-	-	-
Totoras 13.8 kV Reactor RCQ	-	-	-	-	13	100,57	-	-	-
Tulcán 13.8 kV Capacitor C1	-	-	-	-	7	32,55	-	-	-
SUBTOTAL 2	-	-	-	-	104	661,08	-	-	-
TOTAL	3	0,35	-	0,68	219	1.368,38	-	-	-

** Elemento no vigente en la actualidad

ENS (MWh)

ANEXO 4.T.13: INDICES.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Líneas de Transmisión 230 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA (h)	FOAm (h)	FOAf (h)	FOR
Dos Cerritos - Pascuales 230 kV Circuito uno	0,08%	0,01%	0,00%	99,91%	9,36	8,75	0,00	0,11%
Esclusas - Trinitaria 230 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,33	0,00%
Machala - Zorritos 230 kV Circuito uno	0,01%	0,03%	0,01%	99,95%	11,00	22,63	0,64	0,03%
Milagro - Dos Cerritos 230 kV Circuito uno	0,18%	0,09%	0,00%	99,73%	10,75	14,41	0,52	0,22%
Milagro - Pascuales 230 kV Circuito uno	0,12%	0,05%	0,00%	99,82%	10,50	8,30	1,73	0,11%
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 1	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	7,09	0,00	0,00	0,00%
Milagro - Zhoray 230 kV Circuito 2	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	5,53	0,00	0,00	0,00%
Molino - Pascuales 230 kV Circuito dos	0,18%	0,09%	0,01%	99,71%	10,18	9,63	1,23	0,06%
Molino - Pascuales 230 kV Circuito uno	0,20%	0,10%	0,01%	99,69%	10,00	8,40	3,00	0,06%
Molino - Riobamba 230 kV Circuito uno	0,48%	0,05%	0,01%	99,47%	9,92	7,44	1,19	0,03%
Molino - Totoras 230 kV Circuito uno	0,11%	0,01%	0,01%	99,87%	9,55	3,43	3,00	0,01%
Pascuales - Trinitaria 230 kV Circuito uno	0,13%	0,04%	0,01%	99,82%	9,47	11,85	1,28	0,05%
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito cuatro	0,01%	0,00%	0,04%	99,95%	3,09	0,00	1,18	0,02%
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito dos	0,05%	0,06%	0,01%	99,88%	9,93	10,28	1,63	0,03%
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito tres	0,01%	0,00%	0,04%	99,95%	3,09	0,00	1,02	0,02%
Pomasqui - Jamondino 230 kV Circuito uno	0,06%	0,12%	0,01%	99,81%	7,57	11,92	1,00	0,06%
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito dos	0,14%	0,05%	0,01%	99,81%	9,45	10,80	2,08	0,04%
Quevedo - Pascuales 230 kV Circuito uno	0,22%	0,04%	0,01%	99,73%	9,56	18,23	1,36	0,03%
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito dos	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	5,02	0,00	0,00	0,00%
Quevedo - San Gregorio 230 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	5,02	0,00	0,73	0,00%
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito dos	0,06%	0,03%	0,01%	99,90%	9,00	11,21	1,14	0,10%
Santa Rosa - Pomasqui 230 kV Circuito uno	0,06%	0,02%	0,01%	99,90%	8,70	9,98	0,77	0,08%
Sinincay - Zhoray 230 kV Circuito 1	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	1,15	0,00%
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito dos	0,13%	0,07%	0,00%	99,80%	9,17	11,09	0,64	0,09%
Sta. Rosa - Sto. Domingo 230 kV Circuito uno	0,09%	0,05%	0,00%	99,85%	8,75	12,70	0,39	0,07%
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito dos	0,07%	0,01%	0,01%	99,91%	10,92	0,00	1,12	0,01%
Sta. Rosa - Totoras 230 kV Circuito uno	0,14%	0,05%	0,00%	99,81%	10,57	11,18	1,08	0,05%
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito dos	0,04%	0,01%	0,01%	99,95%	7,97	9,27	1,17	0,02%
Sto. Domingo - Quevedo 230 kV Circuito uno	0,15%	0,03%	0,01%	99,80%	9,39	21,92	1,57	0,04%
Totoras - Riobamba 230 kV Circuito uno	0,11%	0,01%	0,00%	99,87%	9,85	5,50	0,20	0,03%
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito dos	0,43%	0,01%	0,00%	99,56%	18,91	7,65	0,02	0,01%
Totoras - San Francisco 230 kV Circuito uno	0,19%	0,00%	0,00%	99,80%	15,93	0,00	0,93	0,01%
GRUPO DE ELEMENTOS	3,50%	1,05%	0,23%	95,23%	12,89	27,18	0,81	0,04%

1.2 Líneas de Transmisión 138 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Agoyán - Puyo 138 kV Circuito uno	0,03%	0,00%	0,00%	99,96%	9,95	0,00	1,62	0,01%
Conocoto - Vicentina 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00%
Cuenca - Loja 138 kV Circuito uno	0,05%	0,01%	0,01%	99,92%	9,80	8,53	0,47	0,02%
Daule Peripa - Chone 138 kV Circuito uno	0,03%	0,00%	0,00%	99,96%	9,48	1,53	1,60	0,01%
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito dos	0,05%	0,02%	0,01%	99,93%	8,50	10,08	1,10	0,03%
Daule Peripa - Portoviejo 138 kV Circuito uno	0,17%	0,03%	0,01%	99,79%	10,86	8,97	0,79	0,03%
Electroquill - Posorja 138 kV Circuito uno	0,16%	0,11%	0,02%	99,71%	7,86	12,05	1,05	0,16%
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito dos	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,13	0,00%
Ibarra - Pomasqui 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,72	0,00%
Ibarra - Tulcán 138 kV Circuito uno	0,04%	0,02%	0,00%	99,94%	9,77	9,17	0,72	0,03%
Milagro - Babahoyo 138 kV Circuito uno	0,06%	0,04%	0,01%	99,89%	9,28	12,07	0,25	0,10%
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito dos	0,22%	0,04%	0,02%	99,72%	8,14	12,45	1,77	0,05%
Milagro - San Idelfonso 138 kV Circuito uno	0,59%	0,26%	0,01%	99,14%	9,13	15,51	1,14	0,25%
Molino - Cuenca 138 kV Circuito dos	0,18%	0,07%	0,01%	99,75%	8,45	14,20	1,50	0,11%
Molino - Cuenca 138 kV Circuito uno	0,54%	0,05%	0,01%	99,40%	10,28	10,73	3,00	0,09%
Mulaló - Vicentina 138 kV Circuito uno	0,13%	0,07%	0,01%	99,79%	9,45	11,12	3,00	0,11%
Pascuales - Electroquill 138 kV Circuito uno	0,16%	0,04%	0,01%	99,79%	9,43	17,30	1,71	0,13%
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito dos	0,24%	0,05%	0,00%	99,71%	10,46	9,76	0,18	0,38%
Pascuales - Policentro 138 kV Circuito uno	0,28%	0,10%	0,00%	99,61%	10,50	10,64	1,50	0,70%
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito dos	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	7,77	3,00	0,50	0,06%
Pascuales - Salitral 138 kV Circuito uno	0,15%	0,06%	0,00%	99,79%	9,08	10,42	0,60	0,34%
Pascuales - Sta. Elena 138 kV Circuito uno	0,19%	0,06%	0,01%	99,74%	9,88	8,85	3,00	0,07%
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito dos	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,27	0,00%
Pomasqui - Vicentina 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,24	0,01%
Portoviejo - San Gregorio 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,18	0,00%
Pucará - Ambato 138 kV Circuito uno	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	10,00	0,00	3,00	0,01%
Pucará - Mulaló 138 kV Circuito uno	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	9,10	5,70	3,00	0,03%
Puyo - Tena 138 kV Circuito Uno	0,13%	0,04%	0,00%	99,83%	9,83	7,20	0,40	0,06%
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito dos	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	8,17	3,68	0,20	0,02%
Quevedo - Daule Peripa 138 kV Circuito uno	0,16%	0,01%	0,00%	99,82%	11,69	11,00	1,59	0,04%
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito dos	0,10%	0,02%	0,00%	99,88%	8,31	12,42	0,52	0,10%
San Idelfonso - Machala 138 kV Circuito uno	0,19%	0,08%	0,00%	99,73%	10,37	11,06	0,33	0,41%
Santa Rosa - Conocoto 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	2,68	0,00	0,00	0,00%
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito dos	0,12%	0,03%	0,02%	99,83%	10,42	7,21	1,07	0,03%
Sto. Domingo - Esmeraldas 138 kV Circuito uno	0,12%	0,06%	0,02%	99,80%	10,88	11,12	2,48	0,05%
Tena - Francisco de Orellana 138 kV Circuito uno	0,05%	0,03%	0,02%	99,90%	10,12	10,36	0,63	0,04%
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito dos	0,52%	0,02%	0,00%	99,46%	22,60	9,85	0,75	0,08%
Totoras - Agoyán 138 kV Circuito uno	0,96%	0,04%	0,00%	99,00%	21,24	10,95	0,92	0,13%
Totoras - Ambato 138 kV Circuito uno	0,06%	0,01%	0,01%	99,92%	9,85	4,10	3,00	0,26%
Trinitaria - Salitral 138 kV Circuito uno	0,15%	0,02%	0,00%	99,83%	10,45	8,32	0,28	0,18%
Tulcán - Panamericana 138 kV Circuito uno	0,00%	0,00%	0,01%	99,99%	0,00	0,00	1,96	0,03%
Vicentina - Guangopolo 138 kV Circuito uno	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	8,00	8,62	1,01	0,20%
GRUPO DE ELEMENTOS	5,93%	1,44%	0,23%	92,39%	14,53	15,51	0,77	0,08%

2. ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Conocoto Transformador TR1	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00%
Ibarra Transformador T1	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	7,22	4,52	0,77	0,01%
Santa Rosa Transformador TRN	0,03%	0,03%	0,01%	99,93%	8,95	4,97	1,73	0,04%
Santa Rosa Transformador TRP	0,00%	0,01%	0,00%	99,99%	1,75	0,00	1,60	0,01%
Vicentina Transformador T1	0,07%	0,02%	0,00%	99,90%	7,98	4,10	0,47	0,02%
Vicentina Transformador T2	0,02%	0,03%	0,00%	99,95%	7,70	12,41	1,22	0,03%
Ambato Transformador T1	0,02%	0,02%	0,00%	99,95%	7,16	10,42	0,08	0,02%
Babahoyo Autotransformador ATQ	0,04%	0,02%	0,01%	99,93%	11,00	4,15	0,78	0,03%
Chone Autotransformador ATQ	0,03%	0,01%	0,00%	99,97%	9,67	2,82	0,00	0,01%
Cuenca Autotransformador ATQ	0,05%	0,04%	0,00%	99,92%	7,53	4,80	0,42	0,04%
Esmeraldas Autotransformador AA1	0,05%	0,01%	0,00%	99,93%	10,00	3,30	1,75	0,02%
Francisco de Orellana Autotransformador ATQ	0,03%	0,00%	0,01%	99,96%	10,30	0,00	1,65	0,01%
Ibarra Autotransformador ATR	0,01%	0,02%	0,00%	99,97%	9,92	8,83	0,20	0,02%
Loja Autotransformador ATQ	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	8,93	3,43	0,00	0,01%
Machala Autotransformador ATQ	0,13%	0,03%	0,01%	99,82%	10,00	12,22	1,59	0,04%
Machala Autotransformador ATR	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	10,17	0,35	0,60	0,00%
Milagro Autotransformador ATQ	0,00%	0,02%	0,00%	99,98%	3,23	3,25	0,32	0,02%
Mulaló Autotransformador ATQ	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	6,88	4,98	1,42	0,01%
Pascuales Autotransformador ATR	0,05%	0,05%	0,01%	99,89%	10,64	5,42	3,00	0,06%
Policentro Autotransformador ATQ	0,03%	0,02%	0,00%	99,95%	9,72	11,48	2,15	0,03%
Portoviejo Autotransformador AA1	0,06%	0,03%	0,00%	99,92%	9,28	8,50	1,27	0,03%
Portoviejo Autotransformador AA2	0,03%	0,03%	0,01%	99,93%	6,80	13,32	2,12	0,04%
Posorja Autotransformador ATQ	0,10%	0,02%	0,00%	99,88%	9,64	8,43	0,63	0,02%
Puyo Autotransformador ATQ	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,93	0,00%
Quevedo Autotransformador ATR	0,01%	0,02%	0,02%	99,95%	6,00	5,88	2,73	0,03%
SALITRAL Autotransformador ATQ	0,02%	0,06%	0,00%	99,92%	10,00	9,37	1,42	0,06%
SALITRAL Autotransformador ATR	0,01%	0,01%	0,01%	99,97%	9,28	3,00	2,95	0,02%
Santa Elena Autotransformador ATQ	0,07%	0,04%	0,00%	99,89%	10,00	9,45	0,28	0,04%
Santo Domingo Autotransformador ATR	0,10%	0,03%	0,00%	99,86%	9,87	8,17	3,00	0,03%
Tena Transformador TRQ	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	7,50	0,00	1,23	0,00%
Totoras Autotransformador ATQ	0,05%	0,03%	0,00%	99,92%	9,93	8,26	1,45	0,03%
Trinitaria Autotransformador ATQ	0,04%	0,02%	0,00%	99,93%	10,00	4,18	0,90	0,03%
Tulcán Autotransformador ATQ	0,28%	0,10%	0,00%	99,61%	7,78	50,16	0,53	0,10%
Milagro Autotransformador ATU	0,06%	0,16%	0,00%	99,77%	9,27	9,32	3,00	0,17%
Molino Autotransformador AT1	0,14%	0,03%	0,01%	99,82%	10,22	8,33	1,90	0,04%
Molino Autotransformador AT2	0,16%	0,08%	0,00%	99,76%	10,00	8,53	1,15	0,08%
Pascuales Autotransformador ATT	0,06%	0,03%	0,00%	99,91%	8,83	11,33	0,85	0,03%
Pascuales Autotransformador ATU	0,06%	0,06%	0,00%	99,88%	18,20	10,72	0,35	0,06%
Pomasqui Autotransformador ATU	0,01%	0,01%	0,00%	99,99%	6,33	2,82	1,12	0,01%
Quevedo Autotransformador ATT	0,04%	0,07%	0,00%	99,88%	9,45	10,90	0,63	0,07%
Santa Rosa Autotransformador ATT	0,00%	0,01%	0,00%	99,99%	0,00	7,47	0,33	0,01%
Santa Rosa Autotransformador ATU	0,04%	0,07%	0,01%	99,88%	8,47	15,17	1,88	0,08%
Santo Domingo Autotransformador ATU	0,07%	0,02%	0,00%	99,90%	8,00	3,97	1,60	0,03%
Totoras Autotransformador ATT	0,06%	0,03%	0,00%	99,92%	8,00	7,83	1,85	0,03%
Trinitaria Autotransformador ATT	0,04%	0,02%	0,00%	99,94%	10,00	8,53	0,83	0,02%
Dos Cerritos Autotransformador ATK	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	10,00	6,45	0,57	0,01%
Machala Transformador TRK	0,05%	0,01%	0,01%	99,94%	8,57	2,95	3,00	0,01%
Milagro Autotransformador ATK	0,06%	0,06%	0,01%	99,87%	10,00	14,28	2,50	0,07%
Riobamba Transformador TRK	0,04%	0,02%	0,00%	99,94%	7,78	6,10	0,00	0,02%
Sinincay Transformador TRK	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,55	0,00%
GRUPO DE ELEMENTOS	2,43%	1,41%	0,17%	95,99%	7,90	8,83	0,85	1,62%

3. POSICIONES Y PUNTOS DE ENTREGA

3.1 Posiciones y Puntos de Entrega 69 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Ambato 69 kV Posición acoplador	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	4,00	2,72	0,00	0,00%
Ambato 69 kV Posición Ambato 1	0,08%	0,07%	0,00%	99,85%	11,00	28,88	1,43	0,08%
Ambato 69 kV Posición Ambato 2	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	10,42	8,92	0,00	0,01%
Ambato 69 kV Posición Latacunga	0,06%	0,03%	0,00%	99,91%	9,77	6,80	0,25	0,03%
Babahoyo 69 kV Posición S/E Chorrera	0,00%	0,01%	0,00%	99,99%	2,23	4,55	0,28	0,01%
Chone 69 kV Posición acoplador	0,03%	0,00%	0,00%	99,96%	8,31	2,32	0,00	0,00%
Chone 69 kV Posición Calceta	0,08%	0,02%	0,04%	99,86%	9,57	12,97	1,13	0,06%
Chone 69 kV Posición Chone	0,08%	0,01%	0,01%	99,90%	9,62	3,40	1,56	0,03%
Chone 69 kV Posición Tosagua	0,07%	0,03%	0,02%	99,88%	9,67	16,34	1,18	0,05%
Cuenca 69 kV Posición Azogues	0,00%	0,04%	0,00%	99,95%	2,88	6,76	0,94	0,05%
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 1	0,16%	0,03%	0,00%	99,81%	7,85	9,42	1,58	0,03%
Cuenca 69 kV Posición Cuenca 2	0,24%	0,04%	0,00%	99,72%	9,03	7,51	1,02	0,05%
Cuenca 69 kV Posición Limón	0,06%	0,02%	0,01%	99,91%	6,76	7,46	0,37	0,03%
Cuenca 69 kV Posición Transferencia	0,04%	0,00%	0,00%	99,96%	8,32	0,00	0,42	0,00%
Dos Cerritos 69 kV Posición L1	0,06%	0,03%	0,01%	99,90%	7,99	7,98	0,62	0,04%
Dos Cerritos 69 kV Posición L2	0,04%	0,03%	0,01%	99,92%	10,00	9,18	0,46	0,04%
Dos Cerritos 69 kV Posición L3	0,04%	0,03%	0,01%	99,92%	10,00	14,25	0,32	0,04%
Dos Cerritos 69 kV Posición L4	0,04%	0,03%	0,01%	99,92%	10,00	13,37	1,72	0,04%
Esmeraldas 69 kV Posición acoplador	0,07%	0,04%	0,00%	99,89%	7,37	9,89	0,00	0,04%
Esmeraldas 69 kV Posición Esmeraldas (L3)	0,09%	0,13%	0,01%	99,76%	10,00	15,13	1,26	0,14%
Esmeraldas 69 kV Posición Refinería (L4)	0,14%	0,17%	0,01%	99,68%	10,99	12,17	2,83	0,18%
Francisco de Orellana 69 kV Posición Jivino	0,01%	0,10%	0,04%	99,85%	9,68	16,11	0,57	0,15%
Francisco de Orellana 69 kV Posición Payamino	0,00%	0,01%	0,02%	99,97%	3,82	5,27	0,35	0,03%
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BA	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	9,87	0,00	0,00	0,00%
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición 52-BB	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	10,09	0,00	2,77	0,00%
Gonzalo Zevallos 69 kV Posición acoplador	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	8,00	0,00	0,00	0,00%
Ibarra 69 kV Posición Cotacachi	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	10,00	0,00	1,15	0,00%
Ibarra 69 kV Posición El Retorno	0,00%	0,01%	0,00%	99,99%	0,00	7,72	0,48	0,01%
Ibarra 69 kV Posición Lafarge	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00%
Ibarra 69 kV Posición Otavalo	0,02%	0,00%	0,01%	99,97%	10,00	0,30	1,30	0,01%
Ibarra 69 kV Posición Tulcán	0,02%	0,01%	0,01%	99,97%	6,91	5,47	3,00	0,02%
Loja 69 kV Posición acoplador	0,02%	0,00%	0,00%	99,97%	6,00	2,85	0,00	0,00%
Loja 69 kV Posición Loja 1	0,05%	0,02%	0,01%	99,93%	7,43	7,80	1,13	0,02%
Loja 69 kV Posición Loja 2	0,06%	0,02%	0,00%	99,92%	9,85	7,47	0,35	0,02%
Machala 69 kV Posición acoplador	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	5,17	3,92	0,50	0,01%
Machala 69 kV Posición EMELORO 1	0,02%	0,00%	0,01%	99,97%	10,00	0,00	0,68	0,01%
Machala 69 kV Posición EMELORO 2	0,01%	0,00%	0,00%	99,98%	10,00	0,00	0,38	0,00%
Milagro 69 kV Posición acoplador	0,04%	0,02%	0,00%	99,94%	8,50	6,75	0,00	0,02%
Milagro 69 kV Posición EMELGUR	0,10%	0,21%	0,03%	99,66%	10,00	16,20	1,04	0,24%
Milagro 69 kV Posición Milagro 1	0,09%	0,11%	0,04%	99,76%	9,60	12,68	0,93	0,15%
Milagro 69 kV Posición Milagro 2	0,10%	0,15%	0,03%	99,72%	9,35	10,74	0,64	0,17%
Milagro 69 kV Posición Milagro 3	0,09%	0,10%	0,04%	99,77%	8,76	8,11	1,30	0,15%
Mulaló 69 kV Posición de baja ATQ (ELEPCOSA)	0,06%	0,01%	0,00%	99,93%	8,00	3,50	0,00	0,01%
Pascuales 69 kV Posición acoplador	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	8,00	11,78	0,27	0,01%
Pascuales 69 kV Posición Cervecería	0,09%	0,06%	0,02%	99,82%	10,00	5,73	0,61	0,09%
Pascuales 69 kV Posición Quinto Guayas	0,16%	0,13%	0,03%	99,69%	11,40	9,23	2,80	0,15%
Pascuales 69 kV Posición T. Daule	0,05%	0,10%	0,04%	99,81%	10,00	12,07	0,76	0,14%
Pascuales 69 kV Posición T. Vergeles	0,12%	0,07%	0,04%	99,77%	10,21	7,08	0,95	0,11%
Pascuales 69 kV Posición Toma	0,05%	0,09%	0,02%	99,83%	9,95	9,64	2,03	0,12%
Policentro 69 kV Posición Cristavid	0,04%	0,03%	0,02%	99,91%	11,00	12,80	1,68	0,06%
Policentro 69 kV Posición F. Orellana	0,07%	0,02%	0,01%	99,90%	10,40	6,53	1,63	0,03%
Policentro 69 kV Posición Piedrahita	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	11,00	7,12	0,68	0,01%

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Policentro 69 kV Posición Tres Cerritos	0,12%	0,08%	0,01%	99,79%	10,00	11,08	2,62	0,10%
Portoviejo 69 kV Posición acoplador	0,04%	0,00%	0,00%	99,96%	8,18	0,00	0,00	0,00%
Portoviejo 69 kV Posición Jipijapa	0,06%	0,04%	0,01%	99,89%	9,28	6,81	2,32	0,05%
Portoviejo 69 kV Posición Manta	0,01%	0,02%	0,00%	99,97%	8,65	3,00	0,98	0,02%
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 2	0,06%	0,06%	0,00%	99,88%	9,88	12,30	0,57	0,06%
Portoviejo 69 kV Posición Portoviejo 3	0,04%	0,07%	0,00%	99,89%	7,95	14,72	0,63	0,07%
Posorja 69 kV Posición acoplador	0,00%	0,01%	0,00%	99,98%	4,28	9,25	0,00	0,01%
Posorja 69 kV Posición Playas	0,10%	0,10%	0,03%	99,77%	7,97	9,12	0,96	0,13%
Posorja 69 kV Posición Posorja	0,22%	0,10%	0,03%	99,66%	9,00	12,58	0,85	0,13%
Puyo 69 kV Posición de Transferencia	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	3,63	0,00	0,00	0,00%
Puyo 69 kV Posición Puyo 1	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	1,88	0,00	0,14	0,00%
Puyo 69 kV Posición Puyo 2	0,01%	0,01%	0,00%	99,99%	3,52	0,00	0,00	0,01%
Quevedo 69 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,95%	8,00	10,72	0,45	0,02%
Quevedo 69 kV Posición Calope	0,03%	0,02%	0,00%	99,94%	10,00	10,72	0,20	0,03%
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Norte	0,04%	0,06%	0,02%	99,88%	8,58	9,95	0,91	0,08%
Quevedo 69 kV Posición Quevedo Sur	0,06%	0,03%	0,01%	99,90%	7,75	10,72	0,67	0,03%
Riobamba 69 kV Posición acoplador	0,03%	0,00%	0,00%	99,97%	9,78	0,00	0,00	0,00%
Riobamba 69 kV Posición Guaranda	0,03%	0,02%	0,01%	99,93%	9,80	10,80	0,34	0,04%
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 1	0,05%	0,03%	0,02%	99,90%	9,82	8,70	1,82	0,04%
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 2	0,06%	0,05%	0,01%	99,89%	9,80	17,27	0,95	0,05%
Riobamba 69 kV Posición Riobamba 3	0,07%	0,03%	0,02%	99,89%	9,80	6,05	1,72	0,04%
S/E Electroquil 2 Posición CEDEGE	0,00%	0,08%	0,03%	99,89%	0,00	10,29	3,00	0,11%
S/E Electroquil 2 Posición HOLCIM	0,00%	0,00%	0,01%	99,99%	0,00	0,00	0,85	0,01%
Salitral 69 kV Posición Acoplador	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00%
Salitral 69 kV Posición Categ 1	0,08%	0,02%	0,00%	99,90%	8,20	0,63	0,00	0,02%
Salitral 69 kV Posición Categ 2	0,08%	0,02%	0,00%	99,90%	8,20	0,00	1,00	0,02%
Salitral 69 kV Posición Categ 3	0,08%	0,02%	0,00%	99,90%	8,20	0,00	0,18	0,02%
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 1	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	9,04	0,00	0,00	0,00%
Salitral 69 kV Posición Electroguayas 2	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	9,04	0,00	0,00	0,00%
Santa Elena 69 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	9,92	9,43	0,00	0,01%
Santa Elena 69 kV Posición Chanduy	0,11%	0,04%	0,03%	99,82%	9,92	7,53	3,00	0,07%
Santa Elena 69 kV Posición Colonche	0,04%	0,02%	0,02%	99,91%	8,73	3,22	2,08	0,05%
Santa Elena 69 kV Posición Libertad	0,07%	0,04%	0,01%	99,89%	9,92	9,95	0,73	0,05%
Santa Elena 69 kV Posición Salinas	0,23%	0,12%	0,02%	99,63%	9,92	8,54	0,87	0,14%
Santo Domingo 69 kV Posición acoplador	0,02%	0,02%	0,00%	99,96%	9,57	5,29	0,00	0,02%
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 1	0,06%	0,03%	0,01%	99,89%	9,83	5,07	0,66	0,05%
Santo Domingo 69 kV Posición Santo Domingo 2	0,07%	0,06%	0,01%	99,87%	9,83	8,50	0,91	0,06%
Tena 69 kV Posición Tena	0,00%	0,02%	0,00%	99,98%	4,93	5,25	0,17	0,02%
Totoras 69 kV Posición acoplador	0,03%	0,03%	0,00%	99,94%	9,00	7,50	0,00	0,03%
Totoras 69 kV Posición Ambato	0,06%	0,07%	0,00%	99,87%	8,00	8,46	0,52	0,08%
Totoras 69 kV Posición Baños	0,04%	0,03%	0,01%	99,92%	8,00	9,30	1,33	0,04%
Totoras 69 kV Posición Montalvo	0,03%	0,07%	0,01%	99,90%	7,92	11,01	3,00	0,08%
Trinitaria 69 kV Posición acoplador	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	4,82	0,00	0,17	0,00%
Trinitaria 69 kV Posición Guasmo	0,02%	0,01%	0,02%	99,96%	10,00	1,22	0,78	0,02%
Trinitaria 69 kV Posición P. Canales	0,05%	0,04%	0,01%	99,91%	10,00	8,50	0,71	0,04%
Trinitaria 69 kV Posición Pradera	0,02%	0,02%	0,01%	99,95%	8,00	4,76	0,88	0,03%
Trinitaria 69 kV Posición Universal	0,02%	0,01%	0,00%	99,98%	10,00	3,00	0,67	0,01%
Tulcán 69 kV Posición acoplador	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	7,00	0,00	0,00	0,00%
Tulcán 69 kV Posición San Gabriel	0,02%	0,02%	0,01%	99,94%	7,47	6,70	1,28	0,03%
Tulcán 69 kV Posición Tulcán 1	0,04%	0,02%	0,00%	99,93%	7,80	4,13	3,00	0,03%
Tulcán 69 kV San Miguel de Car	0,02%	0,02%	0,00%	99,96%	6,67	9,90	0,00	0,02%
GRUPO DE ELEMENTOS	5,16%	3,68%	0,96%	90,20%	8,31	11,08	0,65	4,90%

3.2 Posiciones y Puntos de Entrega 138 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Chone 138 kV Posición Severino	0,02%	0,01%	0,00%	99,98%	9,53	1,77	0,00	0,01%
Mulaló 138 kV Posición Novacero 1	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	4,94	2,73	0,00	0,01%
Pascuales 138 kV Posición CEDEGE	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	8,73	8,25	0,24	0,02%
Pomasqui 138 kV Posición Quito 1	0,02%	0,00%	0,00%	99,97%	8,00	1,87	2,32	0,00%
Pomasqui 138 kV Posición Quito 2	0,02%	0,01%	0,01%	99,96%	8,00	12,32	2,53	0,02%
Santa Rosa 138 kV Posición El Carmen	0,06%	0,04%	0,01%	99,89%	6,55	7,77	1,74	0,04%
Santa Rosa 138 kV Posición Eugenio Espejo	0,11%	0,03%	0,00%	99,86%	8,44	7,03	1,43	0,04%
Santa Rosa 138 kV Posición Selva Alegre	0,06%	0,04%	0,00%	99,89%	12,60	22,90	1,98	0,05%
Agoyán Posición acoplador	0,01%	0,02%	0,00%	99,98%	7,02	9,80	0,00	0,02%
Ambato 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,97%	7,38	5,00	0,00	0,01%
Chone 138 kV Posición acoplador	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	9,53	0,00	0,00	0,00%
Cuenca 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	8,00	7,77	0,00	0,01%
Daule Peripa 138 kV Posición acoplador	0,01%	0,01%	0,00%	99,98%	8,62	7,97	0,53	0,01%
Esmeraldas 138 kV Posición acoplador	0,08%	0,04%	0,00%	99,88%	9,93	10,77	0,00	0,04%
Ibarra 138 kV Posición Acoplador	0,03%	0,02%	0,00%	99,95%	8,00	7,75	0,00	0,02%
Loja 138 kV Posición acoplador	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	4,50	2,83	0,00	0,00%
Machala 138 kV Posición acoplador	0,01%	0,01%	0,00%	99,98%	5,33	7,17	0,00	0,01%
Milagro 138 kV Posición transferencia	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	10,00	5,67	0,00	0,01%
Molino 138 kV Posición acoplador	0,04%	0,00%	0,00%	99,96%	9,10	0,00	0,08	0,00%
Mulaló 138 kV Posición acoplador	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	8,00	2,72	0,00	0,01%
Pascuales 138 kV Posición acoplador	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	8,75	0,00	0,00	0,01%
Pomasqui 138 kV Posición acoplador	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	7,00	6,62	0,00	0,01%
Portoviejo 138 kV Posición acoplador	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	8,72	10,08	0,00	0,01%
Pucará 138 kV Posición acoplador	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	8,00	0,00	0,00	0,00%
Puyo 138 kV Posición de Transferencia	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	8,17	0,00	0,00	0,00%
Quevedo 138 kV Posición acoplador	0,01%	0,01%	0,00%	99,98%	6,73	10,72	0,00	0,01%
Salitral 138 kV Posición acoplador	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	6,31	4,50	0,00	0,01%
Santa Elena 138 kV Posición transferencia	0,01%	0,00%	0,00%	99,99%	5,32	3,00	0,00	0,00%
Santa Rosa 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,02%	0,00%	99,96%	8,65	6,17	0,47	0,02%
Santo Domingo 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,02%	0,00%	99,96%	7,67	8,00	0,00	0,02%
Totoras 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,97%	8,57	4,75	0,00	0,01%
Trinitaria 138 kV Posición acoplador	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00	3,00	0,67	0,00%
Tulcán 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	9,30	7,50	0,00	0,01%
Vicentina 138 kV Posición acoplador	0,03%	0,01%	0,00%	99,96%	8,08	1,88	0,00	0,01%
GRUPO DE ELEMENTOS	1,00%	0,40%	0,03%	98,57%	8,07	22,57	1,88	0,44%

3.3 Puntos de Entrega 230 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Milagro 230 kV Posición acoplador	0,05%	0,01%	0,00%	99,94%	13,67	8,35	2,28	0,01%
Molino 230 kV Posición acoplador	0,08%	0,01%	0,00%	99,91%	11,43	10,07	0,00	0,01%
Molino 230 kV Seccionador acoplador B1 (289-6B1)	0,02%	0,01%	0,00%	99,98%	8,06	6,38	0,00	0,01%
Molino 230 kV Seccionador acoplador B2 (289-6B2)	0,01%	0,01%	0,00%	99,98%	8,50	4,54	0,00	0,01%
Pascuales 230 kV Posición acoplador	0,05%	0,03%	0,00%	99,92%	10,00	7,59	0,00	0,03%
Pomasqui 230 kV Posición acoplador	0,02%	0,00%	0,00%	99,98%	9,80	0,00	0,35	0,00%
Quevedo 230 kV Posición acoplador	0,04%	0,01%	0,00%	99,95%	7,88	7,73	0,00	0,01%
Riobamba 230 kV Posición acoplador	0,02%	0,01%	0,00%	99,97%	8,35	3,87	0,43	0,01%
Santa Rosa 230 kV Posición acoplador	0,03%	0,02%	0,00%	99,95%	7,90	6,82	0,08	0,02%
Santo Domingo 230 kV Posición acoplador	0,05%	0,03%	0,00%	99,91%	8,21	12,58	1,15	0,04%
Totoras 230 kV Posición acoplador	0,09%	0,05%	0,00%	99,87%	11,08	18,88	1,33	0,05%
GRUPO DE ELEMENTOS	0,46%	0,19%	0,01%	99,34%	8,41	12,58	2,28	0,20%

3.4 Puntos de Entrega 34,5 kV.

ELEMENTO	POF	FOFm	FOFf	AF	POA	FOAm	FOAf	FOR
Ibarra 34.5 kV Posición Ambi	0,10%	0,08%	0,01%	99,81%	8,83	7,52	1,04	0,09%

ANEXO 4.T.14: CARGABILIDAD DE ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN

ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN	CARGABILIDAD (%)												2011	
	2010												ENE	FEB
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB
AMBATO AT1 138/69 kV	75,43	78,04	79,77	82,26	79,71	54,37	52,48	36,11	33,05	34,17	83,08	98,74	92,61	90,28
BABAHOYO ATQ 138/69 kV	86,13	69,86	62,57	66,72	81,27	65,97	60,79	60,62	77,93	82,20	80,73	88,96	84,55	83,03
CHONE ATQ 138/69 kV	96,19	92,59	96,27	99,60	102,35	94,62	98,45	100,00	99,52	106,83	101,46	93,20	92,82	92,37
CUENCA ATQ 138/69 kV	91,17	89,02	97,88	97,98	99,23	91,25	81,52	80,80	78,54	76,09	76,80	63,30	62,27	58,02
DOS CERRITOS ATK 230/69 kV	58,03	59,81	60,37	63,31	61,02	57,00	53,97	64,14	61,77	55,89	54,44	60,78	66,19	65,43
ESMERALDAS AA1 138/69 kV	88,74	93,84	91,47	87,21	88,01	97,87	93,04	93,99	96,12	96,72	101,91	102,60	98,05	102,42
IBARRA ATR 138/69 kV	43,73	36,55	37,69	32,28	44,03	39,73	43,34	36,31	41,73	85,97	88,95	87,41	92,40	93,30
IBARRA T1 138/34.5 kV	20,25	22,13	22,09	18,64	20,28	23,18	17,40	16,60	16,97	23,20	22,63	30,92	17,18	20,18
LOJA ATQ 138/69 kV	56,15	60,31	63,05	66,45	67,27	65,64	66,91	67,27	70,23	68,44	70,33	72,44	69,54	70,28
MACHALA ATQ 138/69 kV	47,29	52,97	60,27	68,70	56,92	53,78	79,23	52,46	52,47	54,58	56,98	56,81	59,04	60,17
MACHALA ATR 138/69 kV	96,13	106,97	103,62	100,24	58,39	61,03	64,76	53,78	53,77	55,97	54,84	58,27	60,54	61,46
MACHALA TRK 230/69 kV	46,11	43,86	48,09	46,05	6,69	6,80	6,95	6,72	6,61	6,68	6,65	6,79	6,58	6,87
MILAGRO ATK 230/69 kV	69,15	68,72	73,88	72,08	68,29	67,46	62,39	56,46	58,79	63,54	57,93	66,56	70,89	72,45
MILAGRO ATU 230/138 kV	63,08	53,65	65,25	55,15	41,57	56,25	41,85	45,17	50,93	44,75	67,25	67,53	29,48	59,87
MOLINO AT1 230/138 kV	46,46	61,16	98,13	58,52	56,74	61,64	61,93	67,61	55,07	54,19	44,16	55,75	57,37	68,02
MOLINO AT2 230/138 kV	88,90	61,78	53,63	59,71	57,33	62,21	62,42	63,67	55,77	54,80	44,80	55,84	57,55	62,14
MULALO ATQ 138/69 kV	74,08	63,53	67,27	62,43	68,52	64,61	64,40	59,66	66,01	69,08	69,88	64,77	65,48	65,41
ORELLANA ATQ 138/69 kV	74,72	76,81	80,38	78,82	71,42	73,18	72,92	72,64	73,12	79,23	76,01	80,64	87,05	82,16
PASCUALES ATR 138/69 kV	47,95	80,21	58,55	91,17	80,32	79,85	83,38	73,07	71,79	80,23	81,92	85,81	87,33	79,10
PASCUALES ATT 230/138 kV	61,35	66,56	55,95	64,19	63,40	61,29	63,89	65,48	70,24	51,58	57,78	58,88	62,30	59,37
PASCUALES ATU 230/138 kV	39,48	55,81	33,90	53,50	53,06	62,50	54,08	90,35	41,96	42,81	52,25	53,39	56,26	53,76
POLICENTRO ATQ 138/69 kV	101,17	99,38	104,30	102,53	100,78	94,99	95,73	96,16	90,78	96,46	90,42	87,47	92,39	97,89
POMASQUI ATU 230/138 kV	64,92	61,45	59,79	111,07	55,33	61,01	60,53	65,57	60,06	73,59	78,14	104,44	83,35	84,33
PORTOVIEJO AA1 138/69 kV	83,10	83,66	92,62	85,23	87,33	77,31	77,46	78,35	73,61	82,69	77,40	93,28	88,96	94,44
PORTOVIEJO AA2 138/69 kV	74,02	82,40	77,53	76,94	75,47	66,60	70,21	70,64	66,07	69,82	65,93	81,26	77,82	90,17
POSORJA ATQ 138/69 kV	56,87	58,92	59,02	58,32	59,84	58,45	68,84	59,09	59,45	59,22	59,58	67,39	73,52	71,19
PUYO ATQ 138/69 kV	38,93	38,15	45,81	37,03	57,01	41,76	46,60	27,18	60,53	27,29	60,53	31,98	31,99	26,71
QUEVEDO ATR 138/69 kV	51,97	54,29	94,23	99,87	101,12	96,60	90,13	118,31	86,96	83,41	82,01	82,11	85,14	42,14
QUEVEDO ATT 230/138 kV	102,21	100,95	114,51	109,35	92,39	84,97	67,21	69,09	70,67	63,38	77,12	84,49	94,98	61,63
RIOBAMBA TRK 230/69 kV	59,20	54,91	57,30	55,87	55,79	64,55	55,36	55,56	58,34	61,06	63,65	63,42	62,69	68,27
SALITRAL ATQ 138/69 kV	76,32	83,84	64,38	66,07	69,59	98,45	76,43	69,46	89,99	88,50	61,80	56,80	71,61	71,09
SALITRAL ATR 138/69 kV	62,05	66,35	89,43	66,73	70,41	97,57	76,89	69,87	87,53	61,73	64,39	59,31	66,65	71,39
SAN GREGORIO ATT 230/138 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,40	38,92	47,63	44,24	42,30	48,96	43,49	38,04	40,65
SANTA ELENA ATQ 138/69 kV	81,89	73,09	70,47	37,43	39,99	62,51	84,46	86,47	84,54	86,19	80,90	85,61	77,67	90,84
SANTA ROSA ATT 230/138 kV	49,07	52,70	53,30	51,82	74,14	51,00	54,13	73,76	55,83	58,78	58,13	54,00	52,04	55,72
SANTA ROSA ATU 230/138 kV	42,36	46,04	45,10	71,32	45,05	44,02	46,76	68,38	47,92	50,39	49,81	45,78	44,08	47,69
SANTA ROSA TRN 138/46 kV	85,15	69,41	69,57	79,79	97,33	68,64	72,18	71,87	80,57	83,62	78,98	72,85	73,72	78,18
SANTA ROSA TRP 138/46 kV	89,34	73,29	73,58	99,86	93,85	71,31	75,39	74,86	84,08	90,19	82,23	76,51	76,95	81,19
SANTO DOMINGO ATR 138/69 kV	66,92	82,88	70,68	72,09	71,95	72,09	69,59	71,81	73,23	71,78	72,36	93,39	74,61	72,54
SANTO DOMINGO ATU 230/138 kV	74,88	65,21	84,28	88,09	88,48	89,85	88,83	90,78	89,69	51,89	83,40	38,85	79,57	86,56
SININCAI TRK 230/69 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,31	32,92	38,55	32,95	33,72	33,13
TENA TRQ 138/69 kV	18,94	20,06	20,22	21,10	21,66	20,38	22,34	21,67	21,62	21,85	27,21	22,18	39,64	40,08
TOTORAS ATQ 138/69 kV	45,13	46,88	53,12	48,96	70,08	58,60	66,39	68,48	71,28	73,05	72,49	52,45	68,70	70,64
TOTORAS ATT 230/138 kV	115,91	107,69	88,62	112,18	106,78	91,06	106,24	93,65	93,89	104,83	106,18	92,22	97,27	98,71
TRINITARIA ATQ 138/69 kV	92,18	94,17	94,59	96,06	95,62	90,16	87,48	86,16	84,36	96,52	87,98	94,02	81,97	91,14
TRINITARIA ATT 230/138 kV	78,94	43,14	38,50	34,29	38,70	38,76	75,08	62,49	41,97	56,08	33,30	41,05	53,39	46,98
TULCAN ATQ 138/69 kV	53,11	60,15	56,69	54,29	54,78	58,50	55,48	58,85	60,51	60,79	57,18	59,44	56,46	60,68
VICENTINA T1 138/46 kV	95,14	71,82	71,32	95,43	73,86	72,79	79,66	76,17	72,36	85,47	98,82	72,47	68,94	69,32
VICENTINA T2 138/46 kV	76,63	62,71	69,30	70,27	67,78	64,39	75,60	75,83	79,54	82,41	75,96	71,78	65,84	67,83