



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN
DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

DOCUMENTO CREG-010
11 de Febrero de 2009

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

CPM

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE GRÁFICAS	23
LISTA DE TABLAS	24
1. ANTECEDENTES	28
1.1 Fundamentos Legales	28
1.2 Publicación de bases metodológicas.....	29
1.3 Publicación de Resolución de Consulta	30
2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	30
2.1 Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica	31
2.2 Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica.....	33
2.3 Propuesta de Remuneración Gastos de Administración Operación y Mantenimiento	35
2.3.1 Cálculo del Valor de AOM a Remunerar.....	38
2.3.2 Valor de AOM a Remunerar en los años siguientes	40
3. VALORACIÓN DE ACTIVOS.....	43
3.1 Activos eléctricos	45
3.1.1 Unidades Constructivas de subestación:.....	45
3.1.2 Unidades Constructivas de Líneas.....	46
3.1.3 Centros de Supervisión y Maniobra.....	46
3.1.4 Otras Unidades Constructivas	46
3.1.5 Vida Útil.....	47
3.1.6 Valoración de las UC.....	47
3.1.7 Comparación con Activos de Conexión al STN	56
3.2 Activos no eléctricos	57
3.3 Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones ATUCS.....	58
4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN	59
4.1 Situación Actual	59
4.2 Información de Indisponibilidades	61
4.3 Análisis de la información.....	66
4.3.1 Eventos menores de 10 minutos	69
4.3.2 Mantenimientos Mayores	69
4.3.3 Datos NO Considerados.....	70
4.4 Propuesta.....	71
4.4.1 Establecimiento de metas	72
4.4.2 Indisponibilidades Excluidas.....	74
4.4.3 Ingreso Mensual Regulado.....	74
4.4.4 Compensaciones por incumplimiento de las metas	75
4.4.5 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad.....	77
4.4.6 Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos	78
4.4.7 Manejo de la Información	80
4.5 Aplicación de la metodología.....	80

5.	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DEL STN	81
5.1	Cálculo del Ingreso Anual.....	82
5.2	Costo de Reposición	84
5.3	Valor del AOM.....	84
5.4	Liquidación del Ingreso Mensual	85
5.4.1	Valor Mensual de la Compensación.	86
5.4.2	Límite de los valores de las compensaciones.....	87
5.5	Representación ante el LAC.....	88
5.6	Cargo por Uso.....	88
5.6.1	Cargo por Uso Monomio.....	88
5.6.2	Cargos por Uso Monomios Horarios.....	89
5.7	Expansión del Sistema de Transmisión.....	90
5.8	Conexiones profundas	90
Anexo 1.	RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN 110 DE 2007 ...	92
	Definiciones	92
	Articulado	92
	Gastos de AOM	109
	Metodología	111
	Unidades Constructivas	112
	Calidad del Servicio	117
	Teledisparos	129
Anexo 2.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS	130
	Subestaciones de 230 kV.....	130
	Subestaciones de 500 kV.....	173
	Transformadores.....	187
	Compensación 230 kV	189
	Compensación 500 kV	200
	Bancos de Reactores.....	206
	Líneas de Transmisión 230 kV.....	207
	Líneas de Transmisión 500 kV.....	216
Anexo 3.	CÓDIGOS UTILIZADOS EN ESTADÍSTICAS DE CALIDAD	218
Anexo 4.	HISTOGRAMAS Y GRÁFICAS DE PERCENTILES POR GRUPO DE ACTIVO	219
	Eventos.....	219
	Mantenimientos.....	221

CRM

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Modelo para medición de Eficiencia	32
Gráfica 2. Mecanismo de Regulación por Teoría de Contratos	34
Gráfica 3. Costo Anual Equivalente y AOM	36
Gráfica 4. Valor anual del AOM remunerado cambiar gráfica	37
Gráfica 5. Valor anual del AOM gastado	38
Gráfica 6. Porcentaje de AOM de referencia, gastado y remunerado.actualizar	40
Gráfica 7. Porcentaje de AOM a reconocer	42
Gráfica 8. Comparación de valores de UC.....	57
Gráfica 9. Ingresos Anuales del STN y Compensaciones	61
Gráfica 10. Clasificación de Indisponibilidades en Excluidas y NO excluidas	62
Gráfica 11. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (cantidad).....	62
Gráfica 12. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (duración)	63
Gráfica 13. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (cantidad) ..	64
Gráfica 14. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (duración) ..	64
Gráfica 15. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (cantidad) ...	65
Gráfica 16. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (duración)...	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Configuraciones de Subestación.....	45
Tabla 2. Tipos de Subestación	45
Tabla 3. Niveles para las UC de líneas.....	46
Tabla 4. Señales por UC	46
Tabla 5. Tipos de CSM.....	46
Tabla 6. Precio DDP de las UC	48
Tabla 7. Factor de Instalación (FI) para Equipos y UC de subestación.....	50
Tabla 8. Factor de Instalación (FI) para UC de líneas.....	51
Tabla 9. UC de subestaciones de 230 kV.....	52
Tabla 10. UC de subestaciones de 500 kV.....	53
Tabla 11. UC de Autotransformadores	53
Tabla 12. UC de Compensación de 230 kV.....	54
Tabla 13. UC de Compensación de 500 kV.....	54
Tabla 14. UC de Reactores	54
Tabla 15. UC de Control de Reactivos.....	55
Tabla 16. UC de Centros de Supervisión y Maniobra	55
Tabla 17. UC de Líneas de 230 kV.....	56
Tabla 18. UC de Líneas de 500 kV.....	56
Tabla 19. Áreas Típicas UC Subestaciones de 230 kV.....	58
Tabla 20. Áreas Típicas UC Subestaciones de 500 kV.....	58
Tabla 21. Áreas Típicas UC de Compensación y Transformación	59
Tabla 22. Metas Actuales	60
Tabla 23. Promedios de horas anuales de Duración de Eventos.....	67
Tabla 24. Promedios de horas anuales de Duración de Mantenimientos.....	68
Tabla 25. Duraciones promedio para Líneas de 220 kV	69
Tabla 26. Duración y Frecuencia anuales de los Eventos menores de 10 minutos.....	69
Tabla 27. Horas Anuales de Duración de Mantenimientos Mayores	70
Tabla 28. Eventos NO Considerados.....	71
Tabla 29. Duración de Mantenimientos	72
Tabla 30. Metas Propuestas.....	73
Tabla 31. Bahía de Línea Barra Sencilla – SE201	130
Tabla 32. Bahía de Transformador Barra Sencilla – SE202.....	131
Tabla 33. Bahía Línea Barra Principal y Transferencia – SE203	132
Tabla 34. Bahía Transformador Barra Principal y Transferencia – SE204	133
Tabla 35. Bahía Línea Doble Barra – SE205.....	134
Tabla 36. Bahía Transformador Doble Barra – SE206.....	135
Tabla 37. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE207	136
Tabla 38. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE208.....	137
Tabla 39. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE209.....	138
Tabla 40. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE210....	139
Tabla 41. Bahía Línea Interruptor y Medio – SE211	140
Tabla 42. Bahía Transformador Interruptor y Medio – SE212.....	141
Tabla 43. Bahía Línea Anillo– SE213	142
Tabla 44. Bahía Transformador Anillo– SE214.....	143
Tabla 45. Bahía Línea Encapsulada Doble Barra– SE215.....	144
Tabla 46. Bahía Transformador Encapsulada Doble Barra– SE216	145

Tabla 47. Bahía Línea Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE217.....	146
Tabla 48. Bahía Transformador Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE218.....	147
Tabla 49. Corte Central Interruptor y Medio – SE219	148
Tabla 50. Bahía Transferencia Barra Principal y Transferencia – SE220.....	149
Tabla 51. Bahía Transferencia Doble Barra y Transferencia – SE221	150
Tabla 52. Bahía Acople Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE222	151
Tabla 53. Bahía Acople Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE223	152
Tabla 54. Bahía Acople Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE224	153
Tabla 55. Bahía Seccionamiento Doble Barra – SE225.....	154
Tabla 56. Bahía Seccionamiento Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE226.....	155
Tabla 57. Bahía Seccionamiento Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE227..	156
Tabla 58. Bahía Seccionamiento Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE228.....	157
Tabla 59. Módulo de Barraje Tipo 1 Barra Sencilla– SE229	158
Tabla 60. Módulo de Barraje Tipo 1 Barra Principal y Transferencia, Doble Barra y Doble Barra más Seccionador Bypass– SE230	159
Tabla 61. Módulo de Barraje Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE231.....	160
Tabla 62. Módulo de Barraje Tipo 1 Interruptor y Medio – SE232.....	161
Tabla 63. Módulo de Barraje Tipo 1 Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE233.....	162
Tabla 64. Módulo de Barraje Tipo 2 Barra Principal y Transferencia– SE234.....	163
Tabla 65. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra y Doble Barra más Seccionador Bypass– SE235	164
Tabla 66. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE236.....	165
Tabla 67. Módulo de Barraje Tipo 2 Interruptor y Medio – SE237.....	166
Tabla 68. Módulo de Barraje Tipo 2 Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE238.....	167
Tabla 69. Diferencial de Barras Tipo 1 Barra Sencilla – SE239	168
Tabla 70. Diferencial de Barras Tipo 1 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla y Anillo – SE240.....	169
Tabla 71. Diferencial de Barras Tipo 2 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla y Anillo – SE241	170
Tabla 72. Módulo Común Tipo 1 todas las configuraciones – SE243	171
Tabla 73. Módulo Común Tipo 2 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla – SE244.....	172
Tabla 74. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE501	173
Tabla 75. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE502.....	174
Tabla 76. Bahía Línea Interruptor y Medio – SE503	175
Tabla 77. Bahía Transformador Interruptor y Medio – SE504	176
Tabla 78. Corte Central Interruptor y Medio – SE505	177
Tabla 79. Bahía Acople Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE506	178

Tabla 80. Módulo de Barraje Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE507.....	179
Tabla 81. Módulo de Barraje Tipo 1 Interruptor y Medio – SE508.....	180
Tabla 82. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE509.....	181
Tabla 83. Módulo de Barraje Tipo 2 Interruptor y Medio– SE510.....	182
Tabla 84. Diferencial de Barras Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE511.....	183
Tabla 85. Diferencial de Barras Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE512.....	184
Tabla 86. Módulo Común Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE513.....	185
Tabla 87. Módulo Común Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE514.....	186
Tabla 88. Banco de Autotransformadores 500/230 kV 450 MVA – ATR01.....	187
Tabla 89. Autotransformador Monofásico de Reserva 500/230 kV 150 MVA- ATR02....	188
Tabla 90. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR Interruptor y Medio – CP201.....	189
Tabla 91. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR Interruptor y Medio – CP202.....	190
Tabla 92. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR Anillo – CP203.....	191
Tabla 93. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR Anillo – CP204.....	192
Tabla 94. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR Barra Principal y Transferencia – CP205.....	193
Tabla 95. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR Barra Principal y Transferencia – CP206.....	194
Tabla 96. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR Doble Barra más Seccionador de Transferencia – CP207.....	195
Tabla 97. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR Doble Barra más Seccionador de Transferencia – CP208.....	196
Tabla 98. Bahía de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR Barra Principal más Transferencia – CP209.....	197
Tabla 99. Módulo de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR Barra Principal más Transferencia – CP210.....	198
Tabla 100. Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVAR – CP211.....	199
Tabla 101. Bahía Comp. Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR – CP501.....	200
Tabla 102. Módulo Comp. Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR – CP502.....	201
Tabla 103. Bahía Comp. Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro – CP503.....	202
Tabla 104. Módulo Comp. Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro – CP504.....	203
Tabla 105. Bahía de Compensación Estática Reactiva – CP505.....	204
Tabla 106. Módulo de Compensación Estática Reactiva – CP506.....	205
Tabla 107. Banco Reactores para Terciario de Autotransformador 34,5 kV – REA01....	206
Tabla 108. Km de línea 1 circuito Nivel 1 – LI211.....	207
Tabla 109. km de línea 2 circuitos Nivel 1 – LI212.....	208
Tabla 110. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 1 – LI213.....	209
Tabla 111. Km de línea 1 circuito Nivel 2 – LI221.....	210
Tabla 112. km de línea 2 circuitos Nivel 2 – LI222.....	211
Tabla 113. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 2 – LI223.....	212
Tabla 114. Km de línea 1 circuito Nivel 3 – LI231.....	213

Tabla 115. km de línea 2 circuitos Nivel 3 – LI232	214
Tabla 116. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 3 – LI233	215
Tabla 117. km de línea 1 circuito 4 subconductores por fase Nivel 1 – LI511	216
Tabla 118. km de línea 1 circuito 4 subconductores por fase Nivel 2 – LI521	217

ARRM

METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. ANTECEDENTES

1.1 Fundamentos Legales

La Constitución Política, Artículo 365, estableció que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Este mismo canon constitucional señaló que los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y que, en todo caso, el Estado mantendrá su regulación.

Por otro lado, la Constitución Política atribuyó al Estado la dirección general de la economía y le ordenó intervenir, por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. (Art. 334). Esta misma norma ordena al Estado intervenir, de manera especial, para asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos.

De manera expresa la Constitución Política defirió a la Ley, la tarea de fijar el régimen tarifario “que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos”, y determinar las entidades competentes para fijar tarifas. (Art. 367).

Mediante la Ley 143 de 1994, se estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, denominadas las actividades del sector, en cuyo Capítulo VIII, se incluyeron normas especiales relativas a “LAS TARIFAS POR ACCESO Y USO DE LAS REDES”.

Por su parte, la Ley 142 de 1994, mandó la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios, definió su régimen general, entre los cuales se incluyó el servicio público domiciliario de energía eléctrica, definido como “el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición”.

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, literal d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología de cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago.

De igual forma, el Artículo 73.22 de la Ley 142 de 1994, establece que le corresponde a la CREG “establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley”, adicionalmente, el Artículo 91 de la Ley 142 de

Handwritten signature

1994, determina que para establecer dichas fórmulas tarifarias "...se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio".

Según lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta "los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo".

Igualmente, el Artículo 92 de la Ley 142 de 1994 dispuso que las Comisiones pueden corregir en las fórmulas, "los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos".

Finalmente, mediante la Resolución CREG 103 de 2000, vigente desde el 28 de diciembre del mismo año, se estableció la actual metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN). De acuerdo con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, esta metodología tendría vigencia de cinco años, contados a partir de enero 1 de 2001; al cabo de los cuales continuaría rigiendo mientras la Comisión no fije la nueva.

1.2 Publicación de bases metodológicas

El 24 de enero de 2005, la Comisión aprobó la Resolución CREG 007, "Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente periodo tarifario", la cual fue publicada en el Diario Oficial 45.850 de marzo 14 de 2005.

Con esta Resolución se dio inicio al trámite previsto en el Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, tendiente a aprobar la metodología y las fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de transmisión de electricidad que regirán durante el próximo periodo tarifario. Dentro del plazo previsto se recibieron comentarios a la Resolución 007 de 2005 de los siguientes agentes: ANDI, radicado CREG E-2005-004017, ISAGEN, radicado CREG E-2005-004205, ISA, radicado CREG E-2005-004361, ANDESCO, radicado CREG E-2005-004380, TRANSELCA, radicado CREG E-2005-004384, EPM, radicado CREG E-2005-004403, EEB, radicado CREG E-2005-004455, EPSA, radicado CREG E-2005-004477, CAPT, radicado CREG E-2005-004504, ACOLGEN, radicado CREG E-2005-004572.

En desarrollo de la Resolución CREG 007 de 2005, se adelantaron los siguientes estudios, los cuales fueron puestos a disposición de las empresas, usuarios y demás interesados en la página Web de la CREG (www.creg.gov.co). Igualmente, se llevaron a cabo reuniones con los interesados con el fin de analizar sus comentarios.

- Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia", elaborado por la firma HMV Ingenieros.

MM

- Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica", en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión, elaborado por la Universidad de Los Andes en el marco del Convenio COLCIENCIAS – CREG.

1.3 Publicación de Resolución de Consulta

La Comisión, con base en estudios internos y en el análisis de los comentarios, observaciones y sugerencias realizados a la Resolución CREG 07 de 2005 y a los estudios de Unidades Constructivas y Gastos de AOM, aprobó el 17 de diciembre de 2007, la Resolución CREG 110 de 2007, "Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica", la cual fue publicada en el Diario Oficial 46.881 de 24 de enero de 2008.

Con esta Resolución se continuó con el trámite previsto en el Artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, tendiente a aprobar la metodología y las fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de transmisión de electricidad que regirán durante el próximo periodo tarifario.

Dentro del plazo previsto se recibieron comentarios a la Resolución 110 de 2007 de los siguientes agentes: CNO, radicados CREG E-2008-005552 y E-2008-005926, XM, radicado CREG E-2008-005909, TRANSELCA, radicado CREG E-2008-005936, EEB, radicado CREG E-2008-005942, EPM, radicados CREG E-2008-005954 y E-2008-006002, ISA, radicado CREG E-2008-005966. Igualmente, se llevó a cabo un taller con los Transmisores Nacionales en el cual se presentaron comentarios a la citada resolución. En el Anexo 1 se presenta cada uno de los comentarios recibidos junto con el análisis de la Comisión.

En desarrollo de la Resolución CREG 110 de 2007, se adelantaron los siguientes estudios, los cuales fueron puestos a disposición de las empresas, usuarios y demás interesados en la página Web de la CREG (www.creg.gov.co).

- Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en empresas de distribución y transmisión eléctrica, elaborado por la Universidad EAFIT en el marco del Convenio COLCIENCIAS – CREG.
- Revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP", contratado con la Universidad EAFIT.

A continuación se presentan los diferentes temas que hacen parte de la metodología de remuneración de la actividad de Transmisión de energía eléctrica, con un resumen de los cambios que se propone incluir en la resolución que acompaña este documento, los cuales surgen de los comentarios de los agentes y análisis adicionales de la Comisión.

2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En el marco del Convenio COLCIENCIAS – CREG, se adelantaron los siguientes estudios:

- "Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica", en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión, elaborado por la Universidad de Los Andes.
- "Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica", elaborado por la Universidad EAFIT.

A continuación se presenta una descripción de estos estudios.

2.1 Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica

Como se mencionó anteriormente, la Universidad de Los Andes adelantó el estudio "Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica", en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión.

Para el desarrollo de este estudio, se solicitó a las empresas que realizan la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica, la información relacionada con el valor de activos no eléctricos y los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento. Igualmente, se solicitó a las empresas la información relacionada con el valor de reposiciones ejecutadas, el valor de nuevos proyectos o nuevas inversiones así como la identificación de las cuentas del PUC donde estaban reportados cada uno de los valores.

Mediante la Circular 02 de enero 17 de 2007, se publicó el informe final del estudio de AOM en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión y en respuesta se recibieron comentarios de los diferentes agentes, los cuales fueron analizados por la Comisión para la expedición de la Resolución CREG 110 de 2007. Teniendo en cuenta que la Universidad había realizado el estudio para la estimación de los costos eficientes de AOM con la información de las empresas de los años 2001 a 2004, se solicitó a la Universidad, en septiembre de 2007, actualizar dicho estudio incluyendo la información de los años 2005 y 2006.

A continuación se presentan los principales aspectos considerados en el estudio:

Uno de los métodos empleados es el Análisis Envolvente de Datos (DEA), basado en técnicas de optimización para calcular la eficiencia relativa de una muestra de firmas y para determinar la frontera eficiente generada por el desempeño mostrado por estas firmas. Las entidades calificadas como eficientes serán las que muestren el mejor desempeño relativo en el uso de los recursos (entradas) o en la producción de resultados (salidas). Las empresas ineficientes serán las que se vean superadas por entidades similares con un mejor desempeño; es decir, si dos entidades usan cantidades similares de recursos, la mejor será aquella que logre un mayor nivel de producción, y si dos entidades tienen el mismo nivel de producto, la mejor será la que use la menor cantidad de recursos para su elaboración.

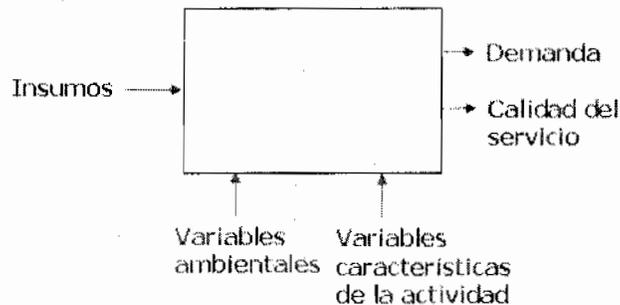
Con la aplicación de la metodología DEA, se corrieron diversos modelos en unidades físicas y monetarias, atendiendo a una caracterización microeconómica de la actividad de transmisión y considerando retornos variables y constantes a escala, para siete empresas que desarrollan la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de

RAM

Transmisión Nacional y, en forma separada, para las cuatro empresas que desarrollan exclusivamente esta actividad.

La Gráfica 1 muestra en forma esquemática el modelo utilizado para la medición de eficiencia, el cual responde a la definición de la función de producción propuesta por la Universidad. Como producto de la actividad se tiene la energía transportada (con estándares de calidad) y como insumos todos los activos (eléctricos y no eléctricos) y los gastos de la empresa. Adicionalmente, se toman en consideración los diferentes ambientes en que operan las empresas y la conformación de su infraestructura, pues esto puede producir aumentos o disminuciones en los costos de AOM.

Gráfica 1. Modelo para medición de Eficiencia



Las variables utilizadas para la aplicación de este modelo de producción teórico son las siguientes:

- i. Insumos: Corresponden al capital de la empresa, representado por los activos eléctricos (AE) y no eléctricos (ANE), junto con los costos y gastos AOM.
- ii. Variables ambientales: Como variables de entorno que influyen en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el país, están el nivel de contaminación salina y el nivel cerámico. Se asumió que esta última variable tiene una mayor incidencia en la determinación del diseño de la línea que en los gastos de AOM, por tanto en los modelos analizados solo se hace uso del nivel de contaminación salina.
- iii. Variables características de la actividad: Son algunas variables que permiten diferenciar particularidades de las empresas y que generan aumentos o disminuciones en los gastos de AOM. Para el estudio se consideraron cuatro variables de complejidad diferente: número de bahías por subestación, número de subestaciones por kilómetro, complejidad de configuración y área de operación de las empresas.
- iv. Demanda: Una de las variables de salida del modelo teórico es la demanda de energía; sin embargo en los modelos se empleó la capacidad de entrega de potencia, medida en MVA-km.
- v. Calidad del servicio. Se utilizó la disponibilidad de la red de transmisión como la otra variable de salida.

Handwritten signature or mark

Como el número de empresas que prestan la actividad de transmisión es muy pequeño (siete) en relación con el número de variables analizadas, se aumentó la muestra a través de ventanas de tiempo. De esta manera, se analizan las observaciones de las 7 empresas o de las 4 empresas durante los 6 años de análisis como un solo conjunto; con lo cual se tiene un número de 42 o de 24 empresas respectivamente, lo que permite una mayor capacidad de discriminación del modelo.

Para la utilización de la metodología DEA en el estudio de la eficiencia de gastos de AOM se tienen las siguientes consideraciones:

- i. Modelo orientado a entradas: de esta manera se realiza una medición de la eficiencia en la combinación de gastos AOM y ANE. Es decir, para un nivel dado de disponibilidad, cantidad de conductor, MVA-km y variables ambientales, se califica como eficiente a aquella entidad que presente el mínimo nivel de AOM y ANE.
- ii. Variables discrecionales: Corresponden a los gastos AOM, activos no eléctricos, ANE, y disponibilidad de las redes, únicas variables sobre las cuales la empresa tiene control.
- iii. Variables ambientales: Se considera la complejidad como variable de salida del sistema, para evidenciar su carácter de variable que dificulta la operación y, en particular, el mantenimiento de redes y equipos. De esta manera, las entidades pasan a compararse con pares que tengan al menos su mismo nivel de complejidad, permitiendo que entre dos entidades con el mismo nivel de AOM, aquella que presente una mayor complejidad se vea beneficiada en la evaluación. Este mismo principio aplica para las variables ambientales relacionadas con corrosión.

Adicionalmente, se construyeron modelos DEA con retornos constantes a escala, con el fin de observar el efecto de la eficiencia de escala sobre la productividad total de las empresas, teniendo en cuenta que las empresas que realizan la actividad de transmisión de energía en Colombia presentan grandes diferencias en la escala de trabajo.

Los resultados de las diferentes formulaciones DEA muestran que los valores promedio de AOM varían dependiendo de las variables utilizadas y de los modelos que se empleen. Así mismo, DISTASA es evaluada contra sí misma, puesto que en la muestra no se encuentra ninguna empresa de características similares. Estos análisis llevan a pensar que la remuneración de los gastos AOM puede realizarse diferenciando por empresas, ya que éstas presentan escala de operación, estructuras de integración y entornos diferentes.

2.2 Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica

El estudio de EAFIT analiza los dos problemas básicos de la regulación que son el de selección adversa causado por la asimetría de información sobre los gastos AOM de las empresas, ya que el regulador no conoce los verdaderos gastos AOM mientras que las empresas tienen información privada de los mismos (tipo oculto); y el de riesgo moral, relacionado con el hecho de que el regulador no conoce el esfuerzo de reducción de costos que pueden hacer las empresas para ganar eficiencia (acción oculta), dado que no

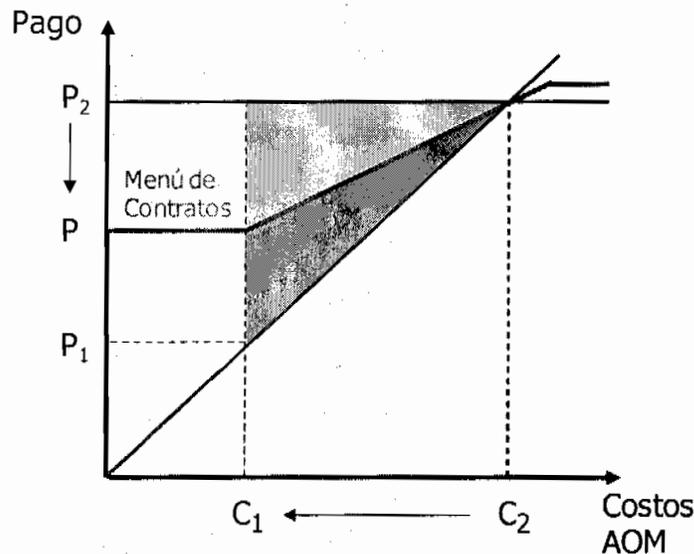
Handwritten signature or initials

existe el incentivo de la competencia que las obligaría a esforzarse permanentemente por ser más eficientes y a trasladar a los precios estas reducciones.

De acuerdo con lo anterior, el estudio propone desarrollar un esquema que permita conocer los verdaderos gastos AOM de las empresas, así como un esquema de remuneración que incentive la reducción de estos gastos tal como ocurriría en el caso de competencia, sin comprometer la calidad que debe ser inherente al servicio.

En la Gráfica 2 se muestra un mecanismo de regulación basado en Teoría de Contratos, donde el pago inicial de la empresa corresponde con su costo inicial, C_2 , y a medida que la empresa realiza un esfuerzo y disminuye sus costos hasta C_1 se le disminuye su pago pero sin que éste llegue a ser igual al Costo, de tal forma que la empresa pueda capturar una ganancia adicional y que el beneficio obtenido por la disminución de costos se comparta con los usuarios.

Gráfica 2. Mecanismo de Regulación por Teoría de Contratos



Un esquema basado en Teoría de Contratos necesita contar con la información verificada de gastos de AOM de las empresas de dos años anteriores, con el fin de comparar, mediante un análisis DEA, el desempeño de la empresa de un año al otro y darle un incentivo monetario o renta por eficiencia a la empresa sólo si ésta mejora.

Para encontrar el valor de la Renta por eficiencia para la empresa, por haber mejorado de un año a otro, el estudio de EAFIT propone desarrollar el problema de optimización que maximice el bienestar social reduciendo los gastos de AOM y transfiriendo los excedentes al usuario y a la empresa, definiendo como variables de control el costo de realizar la tarea de AOM en un nivel de eficiencia determinado y la prima por el esfuerzo realizado en dicho nivel de eficiencia. Lo anterior sujeto a la restricción de participación de la empresa que es la que debe garantizar que la empresa participe aceptando la reducción de costos, para lo cual su remuneración debe ser por lo menos igual al costo del esfuerzo realizado para reducir sus costos.

Handwritten signature

2.3 Propuesta de Remuneración Gastos de Administración Operación y Mantenimiento

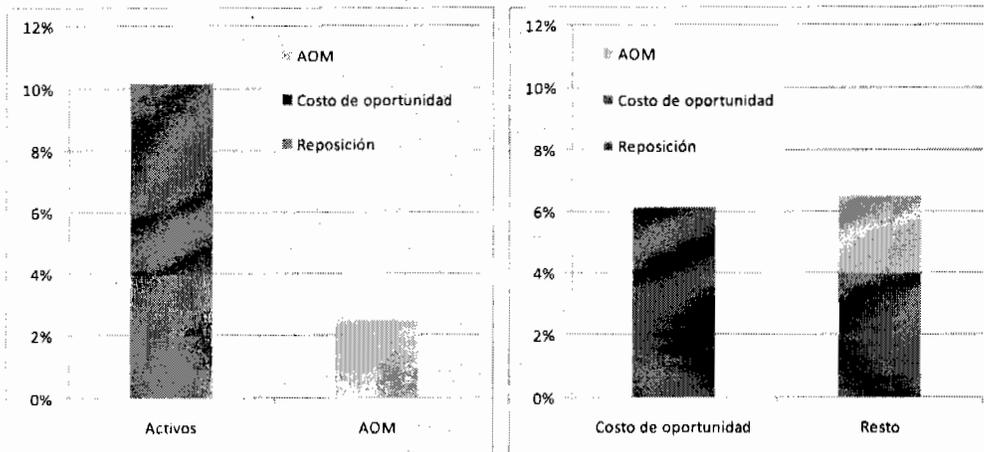
Como se presentó en el Documento soporte de la Resolución CREG 110 de 2007, debido a la imposibilidad de obtener la información de cuentas de AOM completamente diferenciada de la información de reposición y que tanto la propuesta de la Universidad de Los Andes como la de la Universidad EAFIT se basan en análisis DEA, el cual no es posible realizar de manera confiable con la información entregada por las empresas, la Comisión realizó un análisis complementario para la remuneración de los Gastos de AOM el cual tiene como uno de sus objetivos obtener un sistema de contabilidad regulatoria que debe ser auditable y debe permitir para los próximos periodos regulatorios implementar esquemas de incentivos, como los de Teoría de Contratos, para la remuneración de dichos Gastos. Igualmente, se tiene en cuenta la propuesta de la Universidad de Los Andes en cuanto a la remuneración de gastos AOM diferenciada por empresas.

Antes de desarrollar la propuesta es importante presentar algunas variables de la remuneración actual de la actividad de transmisión. El costo de oportunidad que se reconoce en dicha actividad es del 9% y se considera una vida útil de los activos de 25 años, lo cual es equivalente a una remuneración con un Costo Anual Equivalente de 10,2%, compuesto en promedio anual por un 4% de reposición y un 6,2% correspondiente al costo de oportunidad. Adicionalmente, se remuneran los gastos de AOM como un porcentaje del Costo de Reposición de los Activos, 2,5%; para el caso de las líneas, por concepto de contaminación salina, dicho porcentaje es incrementado en un 0,5% por el cociente entre el número de torres de la línea sobre las cuales se efectúa mantenimiento de lavado y el número total de torres de la línea.

De acuerdo con la información reportada por las empresas, durante el periodo 2001 – 2006, el mayor valor agregado de AOM y reposición fue 5,8 % para Distasa, el menor valor fue 2,3 % para ESSA y el valor promedio para todas las empresas fue de 3,3%. Igualmente, se observa que el mayor valor de atentados fue el reportado por ISA igual al 0,47% y el valor agregado de AOM + Reposición + Atentados promedio para todas las empresas es de 3,7%. En la Gráfica 3 se muestra que en la remuneración de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica, está incluido un 6,5% para cubrir gastos de AOM y reposición.

AOM

Gráfica 3. Costo Anual Equivalente y AOM



Una vez revisados los comentarios presentados por los agentes a la propuesta de remuneración de los gastos de AOM contenida en la Resolución CREG 110 de 2007 y de acuerdo con el análisis propio de la Comisión se presentan a continuación las principales modificaciones a la propuesta:

- Se establece un porcentaje de AOM diferente para cada TN.
- El periodo a utilizar para obtener el AOM gastado y el AOM remunerado es el comprendido entre los años 2001 – 2007.
- El valor de AOM de referencia para cada TN se obtiene como la semisuma entre el valor anual de AOM gastado y el valor anual de AOM remunerado.
- Se establece un límite superior diferente para cada TN igual al % de AOM de referencia adicionado con un 0,4%.
- Se establece un límite inferior igual para todos los TN del 1%
- No se afecta el porcentaje de AOM de referencia por la proporción de activos en ambientes corrosivos, ya que este concepto está implícito en su promedio inicial.
- Se reduce el valor reconocido de AOM y el límite superior en un 0,5% por cada año de no entrega de información, considerando el tope mínimo.
- La contratación de auditorías por parte de los TN.

A continuación se presenta la metodología para la remuneración de los gastos de AOM cuyo valor se establecerá para cada TN como un porcentaje del valor de reposición de sus activos remunerados vía cargos por uso.

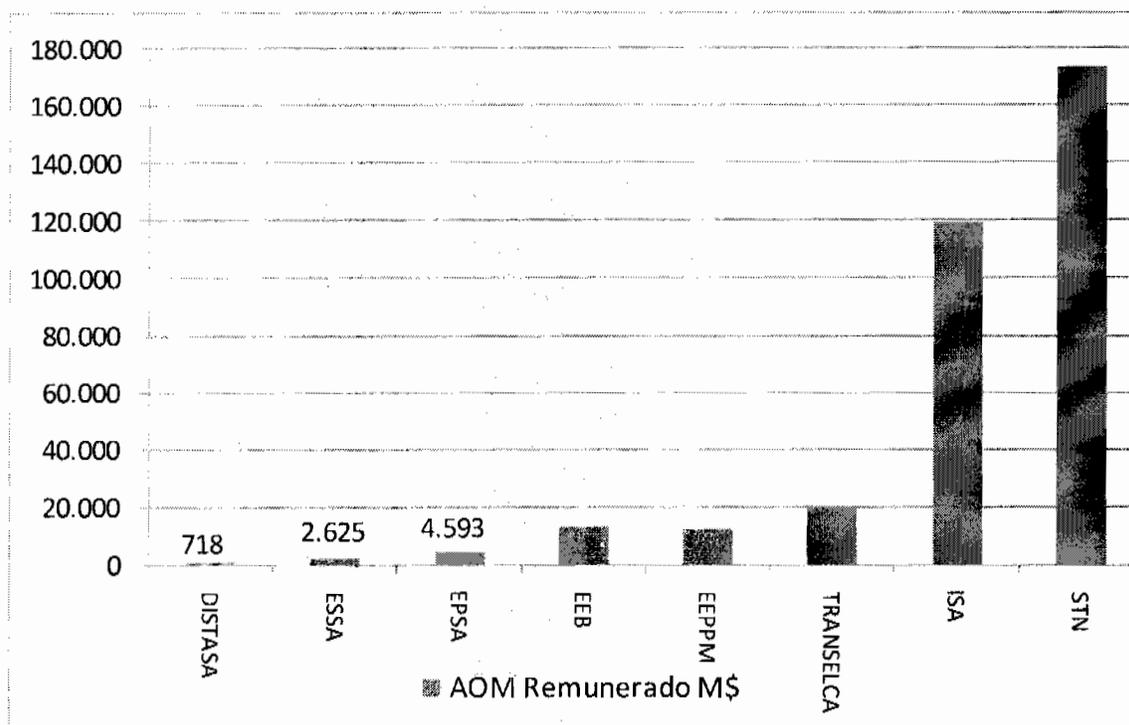
La metodología consiste en reconocer un porcentaje de AOM que a través del tiempo tienda a remunerar los gastos demostrados por las empresas para la realización de la Administración, Operación y Mantenimiento de acuerdo con la información extractada del Plan Único de Cuentas -PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior.

Para aplicar la metodología se debe definir el valor de AOM a reconocer en el inicio del periodo regulatorio, el cual se denomina AOM de referencia, $AOM_{j,ref}$. Para el cálculo de dicho valor es necesario obtener para cada TN el valor del AOM remunerado durante el año 2008, $AOMR_{j,08}$, y el valor del AOM que ha gastado durante el periodo 2001 – 2007, $AOMG_{j,01-07}$.

RRMM

En la Gráfica 4 se presenta el valor anual del AOM remunerado para cada TN, el cual se obtiene como la suma de los doce valores mensuales de AOM correspondientes al año 2008, de acuerdo con la liquidación del Ingreso Desagregado de los TN realizada por XM, dichos valores expresados en pesos de diciembre de 2008.

Gráfica 4. Valor anual del AOM remunerado



El valor de AOM Gastado se obtiene utilizando la información del Plan Único de Cuentas –PUC reportada al SUI, por el TN, durante el periodo 2001 – 2007. Dicha información debe corresponder con los gastos o movimientos que estén directamente relacionados con la actividad de administrar, operar y mantener los activos remunerados mediante cargos por uso asociados a la actividad de Transmisión. Se incluyen los impuestos y contribuciones a cargo de los transportadores; en el caso específico de ISA se incluyen las transferencias que ISA realiza a la UPME, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 143 de 1994.

De otro lado, se excluyen de los Costos y Gastos AOM los impuestos de renta, la contribución al FAER, lo relacionado con pensiones de jubilación ya reconocidas y toda clase de erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como depreciaciones y arrendamiento de infraestructura de transporte de energía eléctrica y en general se excluyen los valores de las cuentas que correspondan con los siguientes conceptos, sin limitarse a ellos.

- Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- Asociados a activos de conexión al STN o a activos de conexión de usuarios.

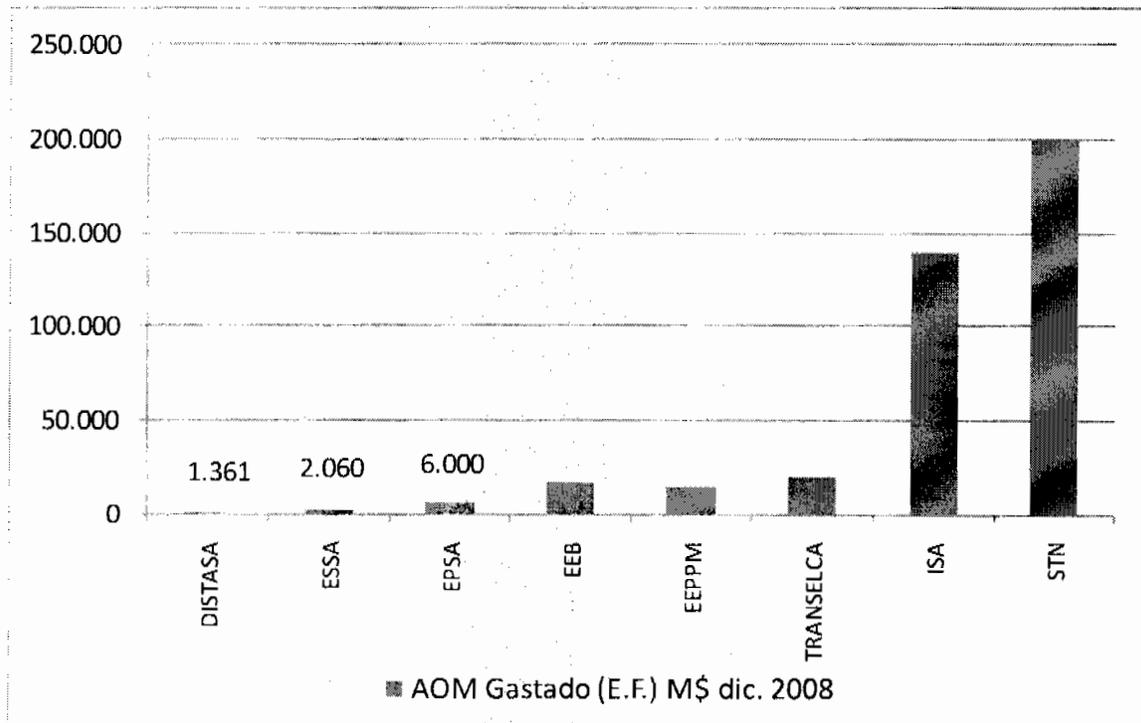
Handwritten signature

- Asociados a activos ejecutados mediante Convocatorias Públicas.
- Asociados con servicios prestados a terceros.
- Asociados con reposición de activos.
- Asociados al costo de la prima de la póliza de seguros que cubre las pérdidas por lucro cesante como consecuencia de la indisponibilidad ocasionada por fuerza mayor.

El valor anual del AOM gastado para cada TN se obtiene como la relación entre i) la suma de los valores de las cuentas consideradas como AOM de cada año del periodo 2001-2007 expresados en pesos de diciembre de 2008 y ii) el número de años del periodo considerado (7).

En la Gráfica 5 se presenta, a manera de ilustración, para cada TN el valor anual del AOM gastado, calculado con base en la información reportada por las empresas en respuesta a la Circular CREG 021 de 2005. Sin embargo, estos valores son de referencia ya que los TN deben reportar este valor en el momento de la solicitud de aprobación de la base de activos a remunerar, así como la identificación de las cuentas utilizadas, el valor total de la cuenta en pesos, el valor asociado a la actividad de transmisión en pesos, el porcentaje que representa este valor del total de la cuenta y su justificación, utilizando como referencia el listado de cuentas de la Circular 085 de 2008.

Gráfica 5. Valor anual del AOM gastado



2.3.1 Cálculo del Valor de AOM a Remunerar

Con el valor anual del AOM remunerado y el AOM gastado se obtiene el valor del AOM de referencia como la semisuma entre i) el valor promedio del AOM gastado por cada TN

Handwritten signature

durante el periodo 2001 - 2007, y ii) el valor anual del AOM reconocido durante el año 2008 a cada TN, tal como se muestra en la siguiente fórmula:

$$AOM_{j,ref} = \frac{AOMR_{j,08} + AOMG_{j,01-07}}{2}$$

Una vez obtenidos los valores de $AOMG_{j,01-07}$, $AOMR_{j,08}$ y $AOM_{j,ref}$ se determinan los respectivos porcentajes de AOM, como la relación entre i) el valor de AOM y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j, tal como se muestra en las siguientes fórmulas:

$$PAOMG_{j,01-07} = \frac{AOMG_{j,01-07}}{CRE_j} \quad PAOMR_{j,08} = \frac{AOMR_{j,08}}{CRE_j} \quad PAOM_{j,ref} = \frac{AOM_{j,ref}}{CRE_j}$$

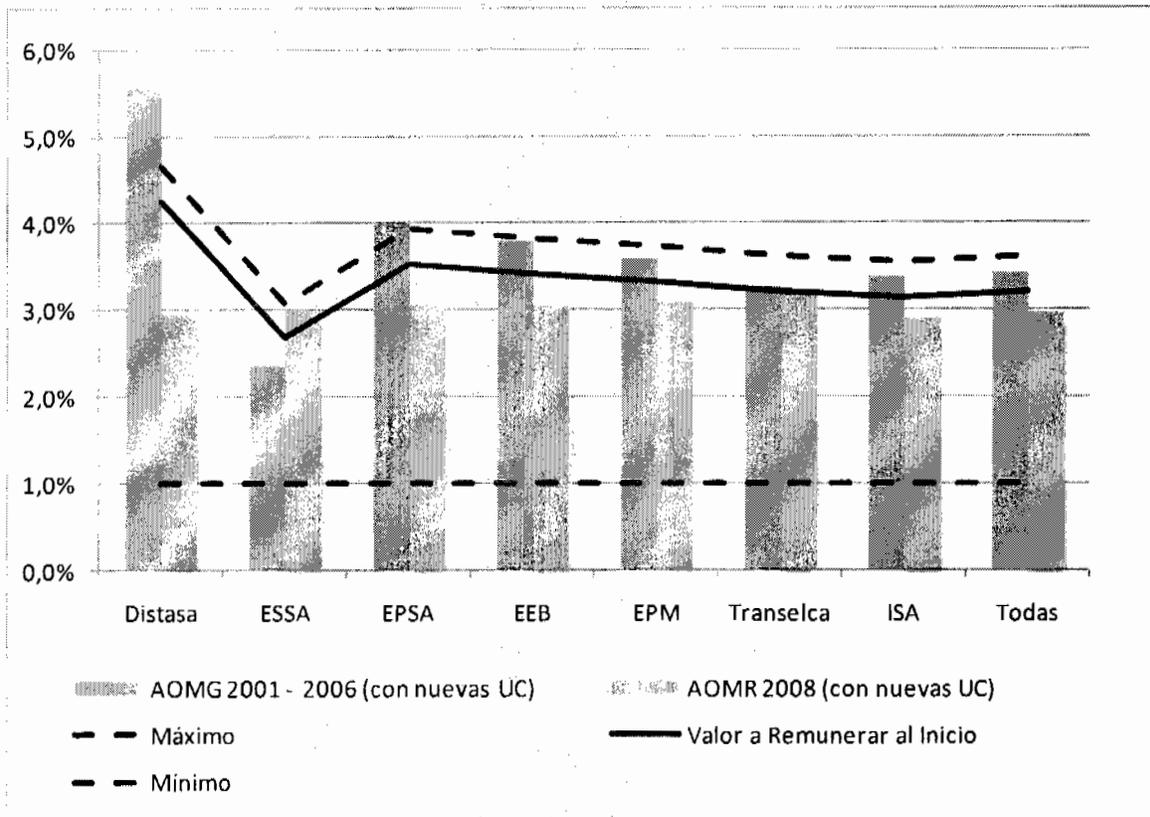
Donde:

- PAOMG_{j,01-07}: Porcentaje de AOM gastado por el TN j, en el periodo 2001-2007.
- PAOMR_{j,08}: Porcentaje de AOM remunerado al TN j, en 2008.
- PAOM_{j,ref}: Porcentaje de AOM de referencia para el TN j.
- AOMG_{j,01-07}: AOM gastado por el TN j, en el periodo 2001-2007.
- AOMR_{j,08}: AOM remunerado al TN j, en el año 2008.
- AOM_{j,ref}: AOM de referencia para el TN j.
- CRE_j: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j, para el año 2008, calculado de acuerdo con el numeral 5.2. (\$)

En la Gráfica 6 se presenta, a manera de ilustración, para cada TN los valores de estos tres porcentajes, calculados con base en la información reportada por las empresas en respuesta a la Circular CREG 021 de 2005. Estos valores son de referencia ya que los TN deben reportar estos porcentajes en el momento de la solicitud de aprobación de la base de activos a remunerar, los cuales quedarán fijos durante el periodo regulatorio.

RAM

Gráfica 6. Porcentaje de AOM de referencia, gastado y remunerado.



Como parte de la metodología de AOM se establece un límite superior y un límite inferior para que en ningún caso el porcentaje de AOM a reconocer al TN sea mayor ni menor a estos límites, los cuales se muestran en la gráfica anterior. El límite inferior se determina igual para todos los TN del 1%. El límite superior se determina para cada TN y se calcula como su porcentaje de AOM de referencia incrementando en un 0,4%, este último valor se obtiene como el promedio de la suma de las diferencias entre el $PAOMG_{j,01-07}$ y $PAOMR_{j,08}$ de los TN. En la siguiente fórmula se muestra el cálculo del límite superior:

$$LS = PAOM_{j,ref} + \frac{1}{7} \sum_{j=1}^7 \left| \frac{PAOMR_{j,07} - PAOMG_{j,01-07}}{2} \right|$$

Como se mencionó anteriormente, el porcentaje de AOM a reconocer a cada TN durante el año 2009 es igual al porcentaje de AOM de referencia.

2.3.2 Valor de AOM a Remunerar en los años siguientes

Para calcular el porcentaje de AOM a reconocer en los años siguientes es necesario obtener el porcentaje de AOM demostrado en el año inmediatamente anterior, $PAOMD_{j,a-1}$.

Handwritten signature

Para calcular dicho porcentaje, se obtiene primero el valor de AOM demostrado con base en la información extractada del Plan Único de Cuentas -PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. Esta información debe ser enviada por los TN a la CREG cada año junto con las inversiones realizadas tanto en activos nuevos como en reposición, discriminando la parte correspondiente a los proyectos desarrollados mediante procesos de libre concurrencia.

A partir del $AOMD_{j,a-1}$ se determina el porcentaje de AOM demostrado en el año $a-1$, $PAOMD_{j,a-1}$, como la relación entre i) el $AOMD_{j,a-1}$ y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j para el año $a-1$, tal como se muestra en la siguiente fórmula:

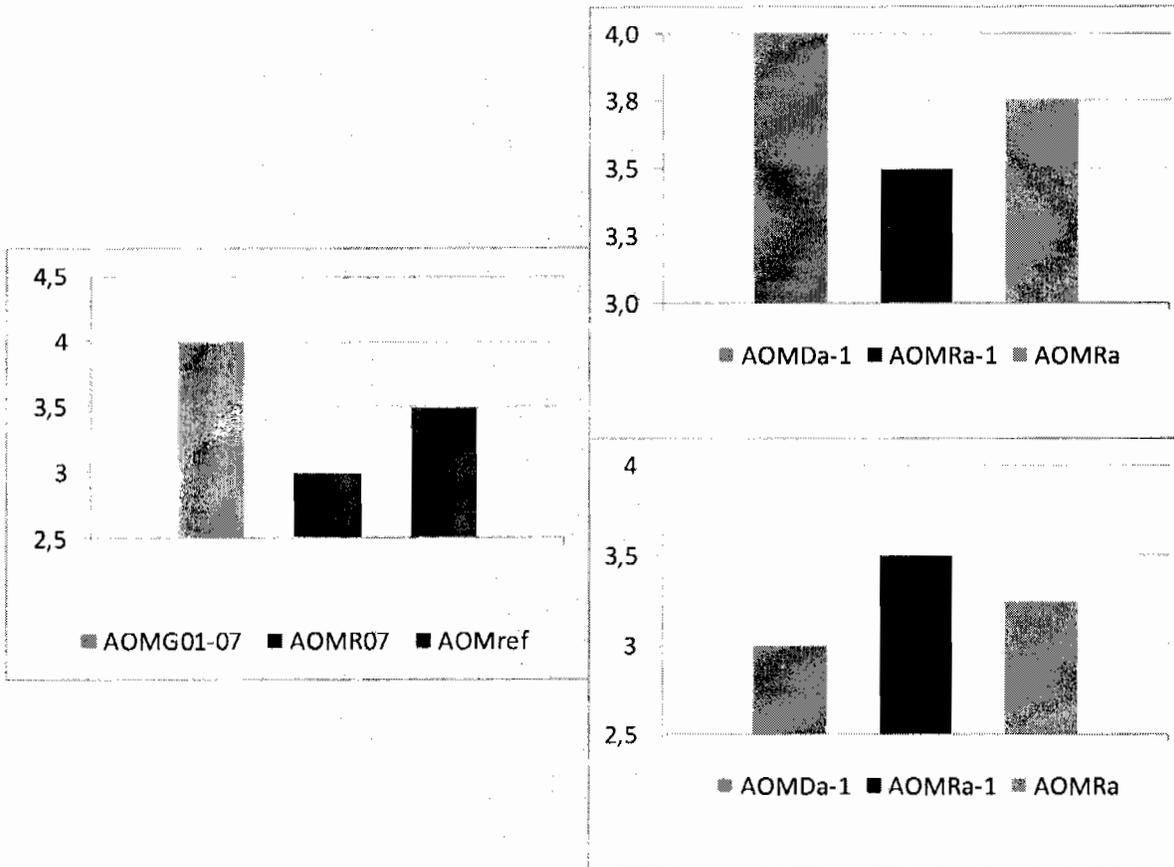
$$PAOMD_{j,a-1} = \frac{AOMD_{j,a-1}}{CRE_{j,a-1} * \frac{IPP_{a-1}}{IPP_0}}$$

Donde:

- $PAOMD_{j,a-1}$: Porcentaje de AOM demostrado por el TN j , en el año $a-1$.
- $AOMD_{j,a-1}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento demostrados por el TN j , en el año $a-1$.
- $CRE_{j,a-1}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j , a 31 de diciembre del año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)
- IPP_{a-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año $a-1$.
- IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2008.

Finalmente, el porcentaje de AOM a reconocer en el año a , $PAOMR_{j,a}$, se determina comparando el porcentaje de AOM reconocido en el año inmediatamente anterior, $PAOMR_{j,a-1}$, con el porcentaje de AOM demostrado del año inmediatamente anterior, $PAOMD_{j,a-1}$, de tal forma que cuando el $PAOMD_{j,a-1}$ sea superior o inferior $PAOMR_{j,a-1}$, el porcentaje de AOM a reconocer en el año a , $PAOMR_{j,a}$, es igual al porcentaje de AOM reconocido en el año $a-1$, $PAOMR_{j,a-1}$, ajustado con la mitad de la diferencia entre el porcentaje reconocido y el demostrado, considerando los límites establecidos, tal como se muestra en la Gráfica 7. Este porcentaje de AOM a reconocer, $PAOMR_{j,a}$, será actualizado por el LAC en el mes de abril de cada año y se aplicará a partir del mes de mayo.

Gráfica 7. Porcentaje de AOM a reconocer



En los casos en que una empresa adquiera nuevos activos de Transmisión y éstos no hayan sido resultado de los procesos de libre concurrencia se obtiene el Porcentaje de AOM Demostrado por el TN j , en el año $a-1$, $PAOMD_{j,a-1}$, como se muestra a continuación:

- i. El $AOMD_{j,a-1}$, corresponde con la información de AOM en el año $a-1$ de la empresa que adquirió los nuevos activos.
- ii. El Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j en el año $a-1$, $CRE_{j,a-1}$, se calcula ponderando su Costo de Reposición antes y después de la adquisición de los activos por la fracción del año correspondiente:

$$CRE_{j,a-1} = \frac{CRE_{j,a-1,antes} * mn + CRE_{j,a-1,despues} * (12 - mn)}{12}$$

Donde:

$CRE_{j,a-1,antes}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j en el mes anterior al de la adquisición de nuevos activos en el año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)

Handwritten signature

- CRE_{j,a-1,despues}: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del TN j , a 31 de diciembre del año $a-1$, expresado en pesos de diciembre de 2008. (\$)
- mn: Meses calendario completos del año $a-1$ anteriores a la adquisición de los nuevos activos.

Teniendo en cuenta que según la Ley la metodología para la remuneración de la actividad de Transmisión debe permitir que se compartan las mejoras de eficiencia entre la empresa y el usuario, si una empresa no entrega la información que permita conocer las respectivas mejoras en AOM, la CREG asumirá que éstas son superiores a una disminución en un 0,5% en el porcentaje del AOM reconocido.

Por lo anterior, cada año que una empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido y el límite superior establecido se disminuirán en 0,5%. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada o aquella que no corresponda con el informe de la Auditoría contratada para auditar esta información, se considerará como no entregada.

De otro lado, la información de AOM deberá ser auditada por una firma auditora antes de ser reportada, y la contratación de la auditoría estará a cargo del TN. Las firmas que realicen las auditorías deben estar legalmente constituidas y contar con experiencia en este tipo de actividades en el sector eléctrico, lo cual podrá verificarse por la CREG en cualquier momento.

3. VALORACIÓN DE ACTIVOS

En cuanto a la definición de las Unidades Constructivas y los Costos Unitarios de activos de transmisión, se mantuvieron en general los criterios establecidos en la Resolución 051 de 1998, en la cual para las líneas de transmisión se asociaron los costos con la longitud de línea. Para las subestaciones se discriminaron los costos, principalmente por bahías de línea, de transformación y de compensación, y por transformador de potencia. Además, se indican los elementos que se incluyen en la valoración de cada módulo incluyendo los terrenos y los costos asociados con la puesta en funcionamiento de los equipos.

La Comisión contrató la "Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia", la cual fue realizada por la firma HMV Ingenieros.

El alcance del estudio consistió en la revisión de la conformación de las Unidades Constructivas (UC), considerando cantidades eficientes de material y de equipos, la definición de la metodología para la determinación del costo FOB de cada uno de los elementos técnicos constituyentes de las UC y de la estimación del factor de instalación eficiente para cada una de las UC. Igualmente, se definieron y conformaron las unidades constructivas nuevas que se consideraron necesarias.

Adicionalmente, el alcance incluyó la elaboración de una propuesta para la actualización de los costos de las Unidades Constructivas y estimaciones de vida útil eficiente de las mismas.

La metodología empleada por el Consultor para la ejecución del estudio consistió en:

- Recopilación de la información actual de la CREG, de las empresas transportadoras de energía, de fabricantes de equipos para proyectos de transmisión y de archivos de la firma Consultora HVM Ingenieros Ltda. según su experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos.
- Verificación de los elementos técnicos constitutivos de las UC existentes, estableciendo los elementos técnicos eficientes requeridos en cada una de ellas, para lo cual fue necesario ajustar algunas de las actuales UC y definiendo la conformación de nuevas UC, considerando las solicitudes de los agentes y los recientes proyectos desarrollados para el STN.
- Establecimiento del Costo FOB eficiente para cada uno de los elementos técnicos constituyentes de las UC, a partir de la información recolectada y de la definición de los elementos técnicos eficientes.
- Establecimiento del valor del Factor de Instalación para cada una de las UC, tanto para subestaciones como para líneas de transmisión, a partir de la verificación de los factores actualmente considerados y de la información recolectada.
- Determinación del valor de los Costos Unitarios de las UC definidas

La Comisión mediante la Circular 36 de septiembre 1 de 2006 publicó para consideración de agentes, usuarios y terceros interesados el informe final del estudio de Unidades Constructivas y en respuesta se recibieron comentarios de los diferentes agentes, los cuales fueron analizados por la Comisión para la expedición de la Resolución CREG 110 de 2007.

Una vez revisados los comentarios presentados por los agentes a la propuesta de valoración de activos contenida en la Resolución CREG 110 de 2007 y de acuerdo con el análisis propio de la Comisión se hicieron, entre otras, las siguientes modificaciones a la propuesta:

- La metodología de actualización del costo de la unidad constructiva consiste en expresar en pesos del año de compra cada uno de los costos de los elementos que la conforman y actualizar cada uno de éstos con el IPP, desde el año de compra hasta el año 2008
- De acuerdo con el Estatuto Tributario, las empresas que realizan la transmisión de energía eléctrica en Colombia pueden descontar, del impuesto de renta, el IVA pagado con la declaración de importación de maquinaria.
- Se reconocen los costos financieros durante la etapa de construcción.
- Se incluyen como nuevas Unidades Constructivas el Módulo de Barras, el Diferencial de Barras, el Corte Central, la configuración barra doble con seccionador de transferencia en subestaciones encapsuladas en SF6, los Centros de Supervisión y Maniobra, y los Equipos de Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQ).

RRM

- Se actualizan las áreas típicas para Unidades Constructivas y se definen áreas típicas a las que no se les reconoce actualmente, como bahías y módulos de compensación y módulos de transformación.

3.1 Activos eléctricos

Con base en la propuesta del Consultor y en los análisis propios de la Comisión se definen las siguientes Unidades Constructivas (UC) a ser remuneradas durante el próximo periodo tarifario utilizadas en el STN y valoradas a pesos de diciembre de 2008. En el Anexo 2 se presenta en forma detallada la composición y la valoración de cada una de las Unidades Constructivas.

3.1.1 Unidades Constructivas de subestación:

Para agrupar las UC de subestaciones se tienen en cuenta las siguientes configuraciones de barraje:

Tabla 1. Configuraciones de Subestación

Código	Descripción
BS	Barra Sencilla
BPT	Barra Principal y Transferencia
DB	Doble Barra
DBT	Doble Barra más Seccionador de Transferencia
DBB	Doble Barra más Seccionador de By- Pass
IM	Interruptor y Medio
AN	Anillo
EDB	Encapsulada Doble Barra
EDBT	Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Dependiendo del número de bahías de la subestación se definen los siguientes tipos:

Tabla 2. Tipos de Subestación

Tipo	Descripción
1	Subestaciones con 6 bahías del STN o menos
2	Subestaciones con más de 6 bahías del STN

Adicionalmente se definen UC diferentes para cada nivel de tensión: 500 kV y 230 kV, incluyendo dentro de este segundo grupo el nivel de tensión de 220 kV.

Handwritten signature

3.1.2 Unidades Constructivas de Líneas

Las Unidades Constructivas para Líneas de Transmisión están expresadas en “km de Línea” y se adoptan diferentes tipos dependiendo del nivel de tensión. Adicionalmente, de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar donde están instaladas se agrupan en los siguientes niveles:

Tabla 3. Niveles para las UC de líneas

Nivel	Altura sobre el nivel del mar
1	Hasta 500 m
2	Desde 500 m hasta 2.000 m
3	Más de 2.000 m

3.1.3 Centros de Supervisión y Maniobra

Para la remuneración de los Centros de Supervisión y Maniobra (CSM) se propone utilizar el número de señales que se manejan desde cada uno de ellos, el cual se estima a partir de las bahías que reporta cada agente usando la siguiente tabla:

Tabla 4. Señales por UC

Unidad Constructiva	Configuración	Señales
Bahía de Línea	Todas, excepto IM y AN	108
Bahía de Línea	IM y AN	162
Bahía de Transformador	Todas, excepto IM y AN	160
Bahía de Transformador	IM y AN	240
Bahías de Acople o Transferencia		108

Una vez estimado el número de señales, el tipo de UC del Centro de Supervisión y Maniobra se determina con la siguiente tabla:

Tabla 5. Tipos de CSM

Tipo	Señales
1	Hasta 5.000
2	Desde 5.001 hasta 15.000
3	Desde 15.001 hasta 50.000
4	Más de 50.000

3.1.4 Otras Unidades Constructivas

Además de las mencionadas, se definen UC para los siguientes equipos:

- Autotransformadores
- Reactores en terciarios de Autotransformadores

MEM

- Equipos de Compensación
- Equipos para Control de Reactivos

3.1.5 Vida Útil

En el estudio presentado por el Consultor para la valoración de las unidades constructivas se propone una vida útil de 40 años para líneas, 25 años para equipos de subestación y 10 años para los sistemas de control y comunicaciones.

Internacionalmente se tienen evidencias de reconocimiento de vidas útiles de 35 y 40 años para líneas y de 30 años para equipos de las subestaciones.

De acuerdo con la información sobre reposiciones, correspondiente a seis años, entregada por las empresas, el porcentaje anual de reposición es menor al 1%, muy inferior a la estimada a partir de la vida útil reconocida actualmente de 25 años que debería ser en promedio del 4%. Con los valores obtenidos de dicha información se podría concluir que la vida útil de los activos es superior a 100 años.

Los Transmisores Nacionales presentaron a la CREG un ejercicio para mostrar que si se toman 10 años de vida útil para los elementos electrónicos y de comunicaciones que conforman un Bahía de Línea y de 40 años para los demás, la vida útil promedio de la UC debería ser de 26 años. Sin embargo, este ejercicio se hizo solamente considerando el costo FOB de la UC, es decir hace falta incluir el resto del costo de la UC, un 85% correspondiente a la instalación y montaje.

Aunque para varios de los elementos que componen el costo de instalación es razonable asumir los mismos 26 años, se debe asumir un valor mayor a la parte de montaje y una vida útil mucho mayor a 40 años para la parte relacionada con las obras civiles, sobre todo si se tiene en cuenta que algunas de las actividades que hacen parte de la instalación sólo se ejecutan una sola vez. Con este ajuste, la vida útil para la misma bahía de línea, y manteniendo los supuestos del ejercicio recibido, resulta superior a los 30 años.

Considerando lo anterior, se propone una vida útil de 10 años para los activos del STN relacionados con Centros de Supervisión y Maniobra y para las UC de Control de Reactivos VQC, de 40 años para las líneas y de 30 años para los demás activos del STN.

3.1.6 Valoración de las UC

Adicional a lo mencionado al inicio de este numeral 3 se presentan a continuación otros aspectos considerados en la valoración de las UC

3.1.6.1 Valor del acero

Con respecto al primer informe de UC entregado por el consultor algunos Transmisores hicieron comentarios acerca del valor del acero considerado en la estimación del valor de estas unidades. Posteriormente, y en respuesta a una solicitud de la CREG, los agentes hicieron llegar información sobre los costos del acero en los proyectos construidos mediante procesos de convocatoria.

PROX

Todos los datos recibidos se consideraron para definir los valores incluidos en la propuesta. Adicionalmente, como ya se mencionó, todos se convirtieron a pesos de la fecha de compra y se actualizaron con el IPP hasta diciembre de 2008.

3.1.6.2 Factor de Instalación (FI)

Como se mencionó arriba el Factor de Instalación (FI) se calcula como un porcentaje a partir del cálculo del valor del bien en el puerto de embarque, precio FOB (siglas en inglés de "Free On Board"). La primera parte de este factor se estima teniendo en cuenta los costos de transporte y seguros hasta el puerto del comprador (precio CIF), más los impuestos de nacionalización y los costos de transporte y seguros hasta las instalaciones del comprador, precio DDP (siglas en inglés de "Delivered Duty Paid"), como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. Precio DDP de las UC

	UC Subestación	UC Líneas
FOB	100,00%	100,00%
Transporte Marítimo	3,19%	3,19%
Seguro Marítimo	0,40%	0,40%
CIF	103,59%	103,59%
Bodegaje	1,66%	1,66%
Arancel	13,29%	15,53%
Transporte Terrestre	2,05%	2,05%
Seguro terrestre	0,52%	0,52%
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18,70%	19,06%
DDP	139,81%	142,41%

Para el caso de activos de transmisión, teniendo en cuenta lo establecido en el Estatuto Tributario, se propone reconocer por concepto de IVA sobre el arancel, solamente el costo en el que incurriría una empresa si financiara este valor mientras lo descuenta de su impuesto de renta, estimando que lo puede hacer en un poco más de un año. Con esto, los factores a utilizar para los precios DDP en la valoración de las UC serían: 122,60% para UC de subestaciones y 124,84% para UC de subestaciones.

Los demás porcentajes reconocidos dentro del Factor de Instalación en cada una de las UC, con respecto a su valor FOB, se estiman con base en los porcentajes considerados en la Resolución CREG 026 de 2000 y los conceptos evaluados en el estudio entregado por el Consultor.

- Obras Civiles:

Para las unidades constructivas comunes se incluyen: zonas comunes exteriores y vías, drenajes, suministro de agua para la subestación, malla de tierra, sistema de alumbrado exterior, portería, obras de servicios auxiliares comunes, cárcamo colector y el edificio de control de la subestación, considerado con un área de 200 m2.

R. P. M.

Para las bahías y unidades constructivas se incluyen: fundaciones de equipos, cárcamos y canalizaciones, casetas de control (una para dos campos), grava para acabado de patios, tramos de vía de mantenimiento, malla de tierra, fosos de transformadores o equipos de compensación, incluyendo muros cortafuegos, carrileras, tanques de recolección de aceite.

- **Gestión Ambiental**

Se considera que los costos de Gestión Ambiental de las líneas de transmisión no dependen del tipo de la línea, ni de su conformación, sino de la zona de influencia. Por esta razón se calcula un costo fijo por km: \$22,28 millones para líneas de 230 kV y \$26,52 millones para líneas de 500 kV.

- **Factores de Ingeniería**

Con los datos históricos y los suministrados por los agentes se calcularon los porcentajes, con respecto al valor FOB, que representan los costos de los componentes de diseño, estudio de impacto ambiental, gerencia del proyecto, asesorías, supervisión de construcción y montaje, pruebas de puesta en servicio, interventoría y administración.

Para el caso de las líneas se consideró que no existe mucha diferencia de estos costos para configuraciones y niveles de tensión diferentes, por lo que se propone un único valor por km de línea: \$17,88 millones para ingeniería, 23,34 millones para interventoría y 13,96 millones para asesoría y administración.

- **Servidumbre**

En una primera propuesta y con base en los valores históricos y los reportados por los agentes se estimaron valores de servidumbre por km para cada nivel de tensión. Sin embargo, teniendo en cuenta comentarios de los agentes y lo acordado en la reunión de CREG donde se aprobó la metodología de remuneración, se acordó remunerar por este concepto los costos que los agentes demostraran. Para los casos en que se hace un pago único por este concepto los agentes deben calcular un costo anual equivalente a perpetuidad y adjuntarlo en la respectiva solicitud de aprobación del inventario. Dado que estos valores se tendrán en cuenta en la determinación del valor anual del ingreso, es necesario que estén expresados en precios de la misma fecha de las demás componentes para lo cual se deberá utilizar el IPP.

- **Costos Financieros**

Se estiman los costos financieros en los que incurriría un agente simulando un cronograma de desembolsos y asumiendo una tasa de interés igual al costo de deuda reconocido en la estimación de la tasa de retorno aprobada en la Resolución CREG 083 de 2008 y tomando el promedio para todas las UC de línea y para todas las UC de subestaciones. Con un cronograma de desembolsos de 18 meses, se obtiene como resultado un porcentaje de 3,5% para subestaciones y de 4,5% para líneas, los dos con referencia a los costos FOB.

RAM

- Factores de Instalación adoptados

Para cada una de las UC de subestación una vez calculado el Factor de Instalación teniendo en cuenta todos los conceptos mencionados arriba, se adopta un factor redondeándolo al múltiplo de 5% más cercano. Para las UC de líneas, se calcula un factor para cada configuración y para cada nivel de altura sobre el nivel del mar y el adoptado corresponde al múltiplo de 5% más cercano al promedio de los valores obtenidos para los niveles de altura considerados en la definición de las UC de línea.

Con base en estos cálculos se establecen los siguientes porcentajes:

Tabla 7. Factor de Instalación (FI) para Equipos y UC de subestación

EQUIPOS	FOB	DDP	Montaje (1)	Repuestos	Obras civiles	Ingeniería (Diseño)	Interventoría	Asesoría (2)	Costos Financieros	FI
Módulos de Compensación y todas las Bahías de 230 kV	100,0%	122,60%	11,80%	3,00%	29,00%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	185,0%
Módulos de Compensación y todas las Bahías de 500 kV	100,0%	122,60%	11,48%	3,00%	20,13%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	180,0%
Módulo de compensación del terciario y autotransformadores	100,0%	122,60%	11,48%	3,00%	20,13%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	180,0%
Módulos de Barras	100,0%	122,60%	9,48%	3,00%	10,34%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	165,0%
Protección Diferencial	100,0%	122,60%	1,09%	3,00%	0,00%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	150,0%
Modulo Común de 500 kV	100,0%	122,60%	4,00%	3,00%	52,05%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	205,0%
Modulo Común de 230 kV	100,0%	122,60%	4,00%	3,00%	37,92%	6,12%	6,93%	4,46%	3,50%	185,0%

Notas: 1: Incluye pruebas y puesta en servicio
 2: Incluye administración de la ejecución

Tabla 8. Factor de Instalación (FI) para UC de líneas

LÍNEAS	FOB	DDP	Obra civil (1)	Repuestos	Gestión Ambiental	Ingeniería (2)	Interventoría	Asesoría (3)	Costos Financieros	FI
Lineas 230 kV Cto. Sencillo	100,0%	124,84%	71,39%	4,39%	19,98%	16,04%	20,93%	13,21%	4,50%	275,0%
Lineas 230 kV Cto. Doble	100,0%	124,84%	58,45%	4,54%	11,29%	9,06%	11,82%	7,07%	4,50%	230,0%
Lineas 500 kV	100,0%	124,84%	73,08%	4,14%	10,45%	7,05%	9,20%	5,50%	4,50%	240,0%

Notas: 1: Incluye montaje, pruebas y puesta en servicio
 2: Incluye Diseño, DDA y EIA
 3: Incluye administración de la ejecución

3.1.6.3 Valores de las Unidades Constructivas

Las tablas siguientes muestran las UC propuestas para la remuneración de la actividad de transmisión, incluyendo un código de identificación, el valor a remunerar (en pesos de diciembre de 2008) y la vida útil reconocida (en años) para cada una de ellas.

CCPM

Tabla 9. UC de subestaciones de 230 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE201	Bahía de Línea	BS	2.235.080	30
SE202	Bahía de Transformador	BS	1.694.181	30
SE203	Bahía de Línea	BPT	2.435.395	30
SE204	Bahía de Transformador	BPT	1.987.687	30
SE205	Bahía de Línea	DB	2.464.749	30
SE206	Bahía de Transformador	DB	1.908.239	30
SE207	Bahía de Línea	DBT	2.615.170	30
SE208	Bahía de Transformador	DBT	2.072.668	30
SE209	Bahía de Línea	DBB	2.675.374	30
SE210	Bahía de Transformador	DBB	2.133.273	30
SE211	Bahía de Línea	IM	2.569.253	30
SE212	Bahía de Transformador	IM	2.026.751	30
SE213	Bahía de Línea	AN	2.643.048	30
SE214	Bahía de Transformador	AN	2.193.975	30
SE215	Bahía de Línea	EDB	5.406.440	30
SE216	Bahía de Transformador	EDB	4.883.918	30
SE217	Bahía de Línea	EDBT	5.734.653	30
SE218	Bahía de Transformador	EDBT	5.212.131	30
SE219	Corte Central	IM	942.679	30
SE220	Bahía de Transferencia	BPT	1.086.544	30
SE221	Bahía de Transferencia	DBT	1.339.430	30
SE222	Bahía de Acople	DB y DBT	1.364.490	30
SE223	Bahía de Acople	DBB	1.395.317	30
SE224	Bahía de Acople	EDB y EDBT	2.920.330	30
SE225	Bahía de Seccionamiento	DB	1.243.434	30
SE226	Bahía de Seccionamiento	DBT	1.243.329	30
SE227	Bahía de Seccionamiento	DBB	1.259.664	30
SE228	Bahía de Seccionamiento	EDB y EDBT	627.388	30
SE229	Módulo de Barraje - Tipo 1	BS	290.354	30
SE230	Módulo de Barraje - Tipo 1	BPT, DB y DBB	600.573	30
SE231	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	401.005	30
SE232	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	457.662	30
SE233	Módulo de Barraje - Tipo 1	EDB y EDBT	1.180.657	30
SE234	Módulo de Barraje - Tipo 2	BPT	1.075.826	30
SE235	Módulo de Barraje - Tipo 2	DB y DBB	1.114.544	30
SE236	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	589.342	30
SE237	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	623.472	30
SE238	Módulo de Barraje - Tipo 2	EDB y EDBT	2.361.313	30
SE239	Diferencial de Barras - Tipo 1	BS	356.539	10
SE240	Diferencial de Barras - Tipo 1	Todas, excepto BS y AN	713.079	10
SE241	Diferencial de Barras - Tipo 2	Todas, excepto BS y AN	1.069.618	10
SE242	Módulo Común - Tipo 1	Todas	4.912.136	30
SE243	Módulo Común - Tipo 2	Todas, excepto BS	5.388.038	30

Tabla 10. UC de subestaciones de 500 kV

UC	Descripción	Configuración	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
SE501	Bahía de Línea	DBT	6.427.761	30
SE502	Bahía de Transformador	DBT	5.294.340	30
SE503	Bahía de Línea	IM	6.284.579	30
SE504	Bahía de Transformador	IM	4.972.599	30
SE505	Corte Central	IM	4.083.981	30
SE506	Bahía de Acople	DBT	3.953.457	30
SE507	Módulo de Barraje - Tipo 1	DBT	1.325.933	30
SE508	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	1.819.645	30
SE509	Módulo de Barraje - Tipo 2	DBT	1.834.714	30
SE510	Módulo de Barraje - Tipo 2	IM	2.881.856	30
SE511	Diferencial de Barras - Tipo 1	DBT e IM	713.079	10
SE512	Diferencial de Barras - Tipo 2	DBT e IM	1.069.618	10
SE513	Módulo Común - Tipo 1	DBT e IM	5.664.782	30
SE514	Módulo Común - Tipo 2	DBT e IM	6.131.031	30

Tabla 11. UC de Autotransformadores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	18.003.884	30
ATR02	Autotransformador Monofásico de Reserva, 500/230 kV, 150 MVA	5.129.692	30

AXOM

Tabla 12. UC de Compensación de 230 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP201	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar - Int. y Medio	1.944.609	30
CP202	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar - Int. y Medio	3.991.482	30
CP203	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar - Anillo	1.817.545	30
CP204	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar - Anillo	3.427.673	30
CP205	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar - Barra Ppal + T	1.874.503	30
CP206	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar - Barra Ppal + T	2.916.439	30
CP207	Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar - Doble Barra + T	1.923.135	30
CP208	Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar - Doble Barra + T	2.916.439	30
CP209	Bahía de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar - Barra Ppal + T	1.955.337	30
CP210	Módulo de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar - Barra Ppal + T	2.802.432	30
CP211	Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVar	10.983.888	30

Tabla 13. UC de Compensación de 500 kV

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CP501	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	1.957.934	30
CP502	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	4.287.415	30
CP503	Bahía de Compensación Reactiva Fija 28 MVar con reactor de neutro	546.111	30
CP504	Módulo de Compensación Reactiva Fija 28 MVar con reactor de neutro	6.116.464	30
CP505	Bahía de Compensación Estática Reactiva	5.023.585	30
CP506	Módulo de Compensación Estática Reactiva	104.109.690	30

Tabla 14. UC de Reactores

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
REA01	Banco Reactores para Terciario de Autotransformador (34,5 kV)	2.736.603	30

Tabla 15. UC de Control de Reactivos

UC	Descripción	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
VQC01	Sistemas VQ Compensación Estática	5.105.079	10
VQC02	Sistemas VQ Subestaciones 500/230 kV	543.226	10
VQC03	Sistemas VQ Subestaciones 230 kV	442.762	10

Tabla 16. UC de Centros de Supervisión y Maniobra

UC	Descripción	Tipo	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
CC101	SCADA	1	520.514	10
CC102	Sistema de Información Geográfico: GIS	1	55.230	10
CC103	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1	158.324	10
CC104	Enlace ICCP	1	8.640	10
CC105	Sistema de Comunicaciones	1	82.514	10
CC106	Edificio de Control	1	726.573	30
CC201	SCADA	2	943.050	10
CC202	Sistema de Información Geográfico: GIS	2	279.893	10
CC203	Sistema de Manejo de Energía: EMS	2	610.371	10
CC204	Enlace ICCP	2	33.309	10
CC205	Sistema de Comunicaciones	2	318.107	10
CC206	Edificio de Control	2	855.810	30
CC301	SCADA	3	5.821.803	10
CC302	Sistema de Información Geográfico: GIS	3	1.169.954	10
CC303	Sistema de Manejo de Energía: EMS	3	1.770.806	10
CC304	Enlace ICCP	3	96.635	10
CC305	Sistema de Comunicaciones	3	922.892	10
CC306	Edificio de Control	3	1.155.354	30
CC401	SCADA	4	11.151.231	10
CC402	Sistema de Información Geográfico: GIS	4	2.043.067	10
CC403	Sistema de Manejo de Energía: EMS	4	3.391.848	10
CC404	Enlace ICCP	4	185.097	10
CC405	Sistema de Comunicaciones	4	1.138.110	10
CC406	Edificio de Control	4	1.123.227	30

Tabla 17. UC de Líneas de 230 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI211	km de línea, 1 circuito	1	285.994	40
LI212	km de línea, 2 circuitos	1	421.565	40
LI213	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	1	617.042	40
LI221	km de línea, 1 circuito	2	300.396	40
LI222	km de línea, 2 circuitos	2	453.582	40
LI223	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	2	617.042	40
LI231	km de línea, 1 circuito	3	338.089	40
LI232	km de línea, 2 circuitos	3	492.049	40
LI233	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	3	617.042	40

Tabla 18. UC de Líneas de 500 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	583.314	40
LI521	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	2	637.274	40

3.1.7 Comparación con Activos de Conexión al STN

A continuación se presenta una comparación entre los costos propuestos en este documento y algunas UC similares aprobadas en la Resolución CREG 097 de 2008, que aprueba la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Las UC comparadas son las bahías de transformador a 220 kV y 500 kV y los autotransformadores:

- Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV (DBT5)¹
- Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV (BS2)
- Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV (BPT2)
- Bahía de Transformador, doble barra, 230 kV (DB2)
- Bahía de Transformador, doble barra más transferencia, 230 kV (DBT2)
- Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV (DBB2)
- Bahía de Transformador, doble barra encapsulada, 230 kV (EDB2)
- Banco autotransformador 500/230 450 MVA (ATR01)

En la siguiente gráfica se presentan tres comparaciones:

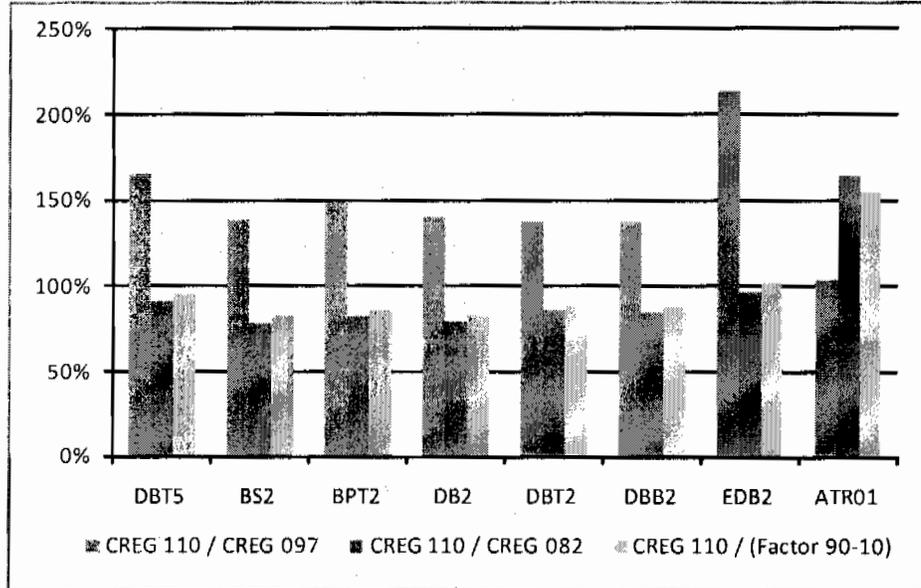
1. CREG 110 / CREG 097: Relación de valores totales aprobados en estas resoluciones, actualizados a diciembre de 2008.
2. CREG 110 / CREG 082: Relación de valores totales aprobados en estas resoluciones, actualizados a diciembre de 2008.

¹ El código entre paréntesis, aunque similar a los utilizados en el numeral 3.1.6.3 para definir las UC, sólo se utiliza en este aparte para identificación en la gráfica.

MM

3. CREG 110 / (Factor 90-10): Relación entre el valor total aprobado en la Resolución CREG 097 de 2008 y la suma del 90% del valor aprobado en la Resolución CREG 082 de 2002 más 10% de lo aprobado en la Resolución CREG 097 de 2008.

Gráfica 8. Comparación de valores de UC



Como se observa, aunque la primera comparación presenta relaciones mayores a uno, la tercera tiene valores similares a uno, con excepción del autotransformador. Esta tercera comparación es la que más cercana a lo aprobado en la Resolución CREG 097 de 2008 y a lo que se propone en este documento: en cuanto a distribución, utilizar la combinación 90-10 de los valores de unidades constructivas es similar a la metodología de remuneración propuesta en la Resolución CREG 097 de 2008, donde se aprobó estimar un costo de inversión a partir del 90% de lo reconocido en los cargos aprobados con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 y del 10% del costo de inversión incluido en los valores de las UC aprobados en la Resolución CREG 097 de 2008. En cuanto a transmisión, los valores de las UC propuestos en este documento toman como base, en gran parte, los costos de los elementos que componen las UC aprobadas en la Resolución CREG 026 de 1999.

En conclusión, las dos metodologías de remuneración reconocen valores similares a las UC comparadas.

3.2 Activos no eléctricos

En los modelos utilizados en el estudio de gastos AOM elaborado por la Universidad de los Andes, para los Activos No Eléctricos se estimó un valor anual para el periodo 2001-2006 a partir de los arrendamientos y de las depreciaciones de estos activos, incluidos en los Planes Únicos de Cuentas reportados al SUI y utilizando los porcentajes de desagregación por actividades reportados por las empresas a la CREG.

Handwritten signature

Al revisar estos valores anuales obtenidos se observan grandes variaciones de un año a otro para una misma empresa. Estas variaciones son inferiores al comparar los valores de los Activos No Eléctricos tomados del PUC para cada año.

Se propone entonces estimar el porcentaje a reconocer por Activos No Eléctricos utilizando la relación entre el valor de estos y el valor de los Activos Eléctricos reportados en el PUC. Por una parte, si se calcula esta relación para los seis años y para las cuatro empresas cuya principal actividad es la transmisión de energía eléctrica, se obtiene un valor promedio del 5,5% y, por otra parte, si se agrega el valor de los activos de las cuatro empresas, tanto eléctricos como no eléctricos, actualizados a diciembre de 2006, resulta un valor de 4,5%.

Con base en lo anterior, se propone reconocer por Activos No Eléctricos un 5% adicional. Es de anotar que este porcentaje está calculado frente al valor de los activos eléctricos reportados en el PUC y que un valor diferente se obtendría si se consideraran los activos valorados con las Unidades Constructivas propuestas.

3.3 Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones ATUCS

Con base en la revisión realizada por el Consultor se propone la actualización de las áreas típicas para las Unidades Constructivas y la definición de áreas típicas para las Unidades Constructivas de bahías y módulos de compensación y módulos de transformación. En la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 se presentan las Áreas Típicas para las Unidades Constructivas de Subestaciones de 230 kV, 500 kV y para las Unidades Constructivas de Compensación y Transformación, respectivamente.

Tabla 19. Áreas Típicas UC Subestaciones de 230 kV

Configuración UC	Áreas en m2								
	BS	BPT	DB	DBT	DBB	IM	AN	EDB	EDBT
Bahía de Línea	980	1050	1050	1050	1050	600	900	160	160
Bahía de Transformador	980	1050	1050	1050	1050	600	900	80	80
Corte Central						450			
Bahía de Acople o Transferencia		1050	1050	1050	1050			80	80
Bahía de Seccionamiento	980	1050	1050	1050	1050			80	80
Módulo Barras Tipo 1	1200	1800	1800	1800	1800	1800			
Módulo Barras Tipo 2		3600	3600	3600	3600	3600			
Módulo Común	2800	3300	3300	3300	3700	4000	4000	900	900

Tabla 20. Áreas Típicas UC Subestaciones de 500 kV

Configuración UC	Áreas en m2	
	DBT	IM
Bahía de Línea	2400	1650

Mmm

Bahía de Transformador	3000	1800
Corte Central		950
Bahía de Acople o Transferencia	2700	
Bahía de Seccionamiento	2100	
Módulo Barras Tipo 1	6750	7800
Módulo Barras Tipo 2	13500	15600
Módulo Común	6500	6500

Tabla 21. Áreas Típicas UC de Compensación y Transformación

Equipo	kV	Áreas en m ²	
		Bahía	Módulo
Compensación Serie 3x22 MVAR Bahía + Módulo	230	750	
Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR - Int. y Medio	230	880	320
Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR - Anillo	230	1140	520
Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR - Doble Barra + T	230	1050	520
Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR - Barra Ppal + T	230	1050	250
Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	500	650	370
Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro	500	650	440
Compensación Estática Reactiva	500	600	2500
Banco Reactores para Terciario Autotransformador	34,5	220	
Autotransformador Monofásico	500 / 230		225

4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

4.1 Situación Actual

Mediante la Resolución CREG 061 de 2000, se establecieron las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, la forma de medir la calidad, las metas que se debían cumplir y la metodología de cálculo de las posibles compensaciones en caso de que hubiere lugar. Las metas fueron modificadas con la Resolución CREG 011 de 2002, las cuales se resumen en la Tabla 22.

Handwritten signature

Tabla 22. Metas Actuales

Activos	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad MHA
Activos de Conexión al STN	99,45%	48
Bahías de Línea	99,83%	15
Bahías de Transformación	99,83%	15
Autotransformador	99,45%	48
Bahías de Compensación	99,83%	15
Módulos de Compensación	99,45%	48
Circuitos de 500 kV	99,18%	72
Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud > 100 km	99,59%	36
Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km	99,73%	24

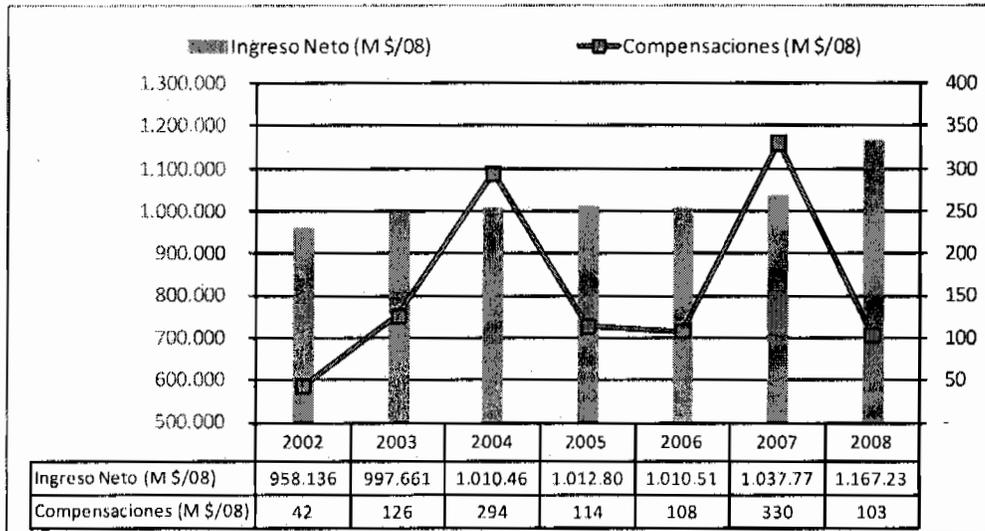
También en la Resolución CREG 061 de 2000 se identificaron algunas indisponibilidades que no se tendrían en cuenta para la verificación del cumplimiento de las metas, denominadas indisponibilidades excluidas, las cuales se resumen en:

1. Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión.
2. Indisponibilidades de Activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
3. 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.
4. Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor.
5. Indisponibilidades causadas por terceros.
6. Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originadas en Eventos de fuerza mayor.
7. Indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores.
8. Indisponibilidades asociadas con Eventos con duración igual o inferior a diez (10) minutos.

De acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 061 de 2000, los transportadores recolectan y reportan al CND la información relacionada con los eventos e indisponibilidades de los activos que conforman el STN. Con dicha información el CND calcula para cada uno de los activos los tiempos de indisponibilidad y los compara con las metas establecidas para determinar el valor de las compensaciones aplicables. La Gráfica 9 muestra los valores del Ingreso Anual para remunerar a los transportadores y el valor anual de las compensaciones para el periodo 2002 - 2008.

Handwritten signature

Gráfica 9. Ingresos Anuales del STN y Compensaciones



4.2 Información de Indisponibilidades

A continuación se muestra un resumen de la información entregada por el CND sobre el registro de los eventos en el STN ocurridos en el periodo 2001-2006, a partir de la cual en la CREG se construyó una base de datos en la que se puede identificar lo siguiente:

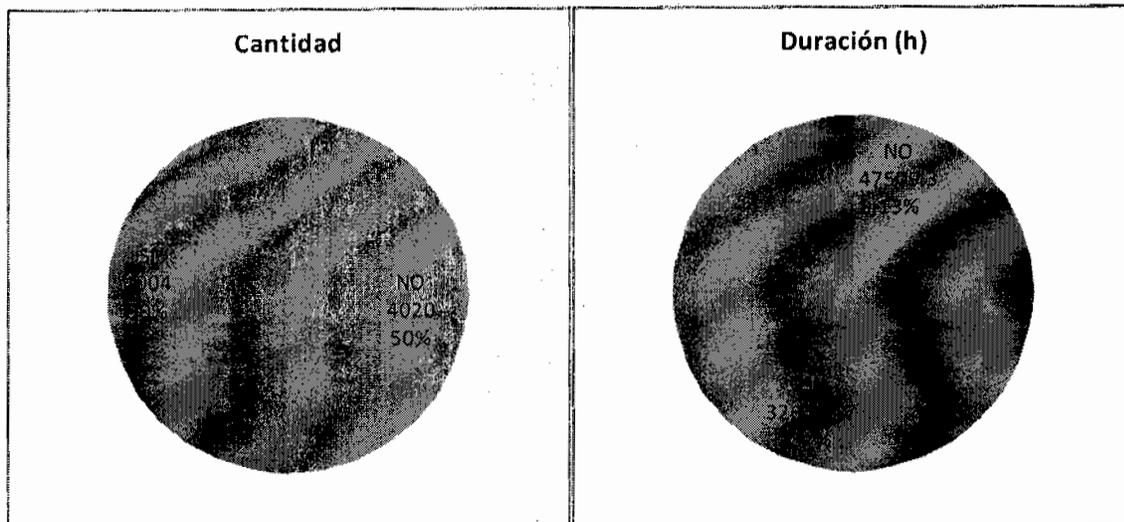
- Código del activo
- Nombre del activo
- Nombre del agente que lo representa ante el CND
- Fecha y hora de inicio y de finalización del evento
- Causa del evento según la clasificación registrada en el CND
- Descripción del evento
- Información de si el evento se clasifica o no dentro de las indisponibilidades excluidas
- Clasificación de si corresponde a un evento o a un mantenimiento

Es necesario precisar que de la información recibida del CND el 25% de los registros correspondían a Activos de Conexión al STN, bien de generadores, de Operadores de Red o de conexiones internacionales. Estos registros no son considerados en el ejercicio desarrollado en este documento.

Las gráficas a continuación muestran una comparación entre los eventos reportados como SÍ excluidos y como NO excluidos para ser considerados en el cálculo de las compensaciones.

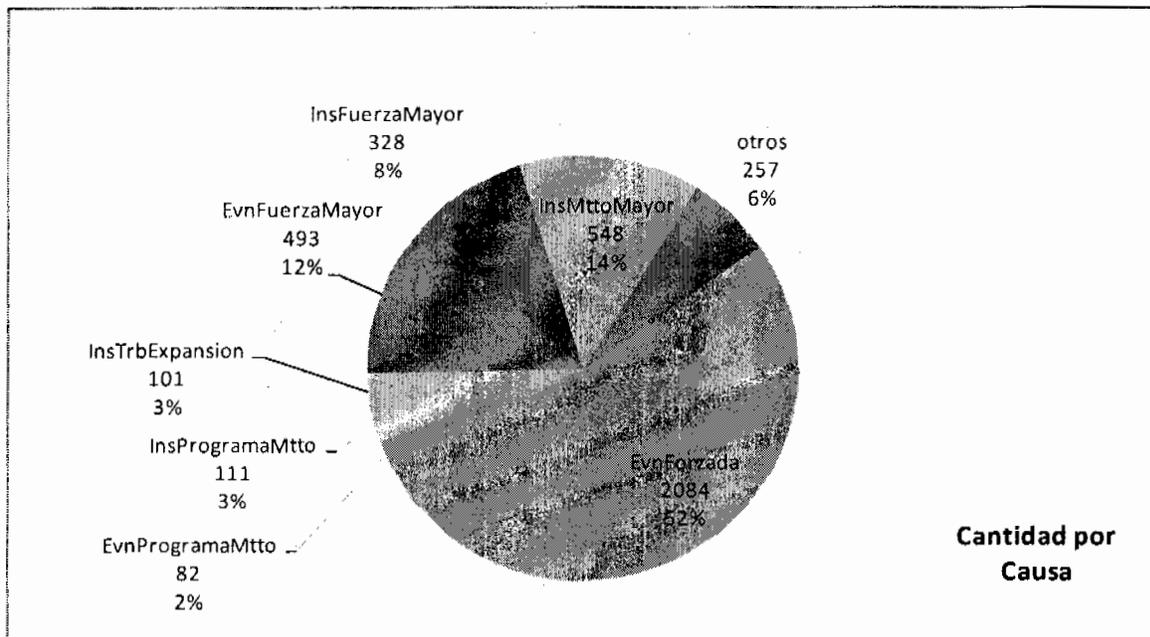
Handwritten signature or initials

Gráfica 10. Clasificación de Indisponibilidades en Excluidas y NO excluidas



En la Gráfica 10 se observa que para el cálculo de las compensaciones se toman 4020 indisponibilidades reportadas, que equivalen al 50% del total, las cuales tienen una duración de 47579 horas, equivalentes al 13% de la duración total de las indisponibilidades del STN.

Gráfica 11. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (cantidad)²

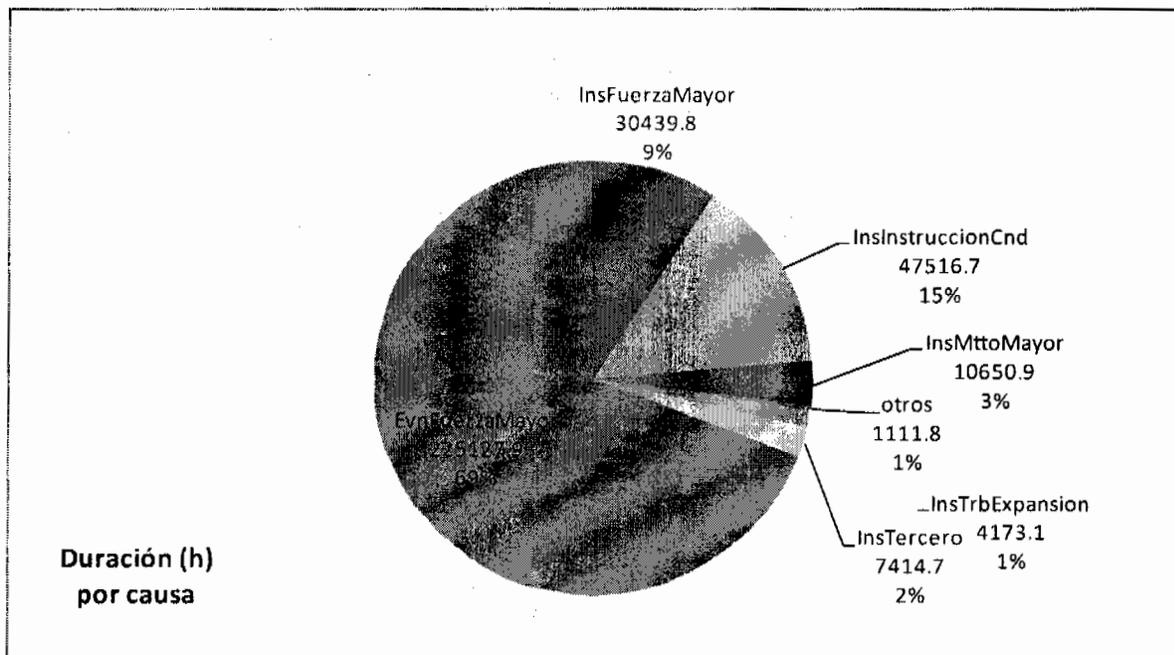


² La identificación de las siglas utilizadas en las gráficas y en las tablas se muestra en el Anexo 3.

Handwritten signature

La Gráfica 11 muestra que de la cantidad de indisponibilidades excluidas del cálculo de compensaciones el 52% corresponde a eventos menores de 10 minutos, razón por la cual cuando se muestra su duración en la Gráfica 12 aparece incluida en el grupo de otros. En comparación, los eventos registrados como fuerza mayor, que en número representan un 12% del total, en duración equivalen al 69% del total (78% si se incluyen las indisponibilidades de otros activos asociadas con dichos eventos). Otro número apreciable de indisponibilidades ocurre por mantenimientos mayores (14%), pero su duración apenas alcanza el 3% del total.

Gráfica 12. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (duración)

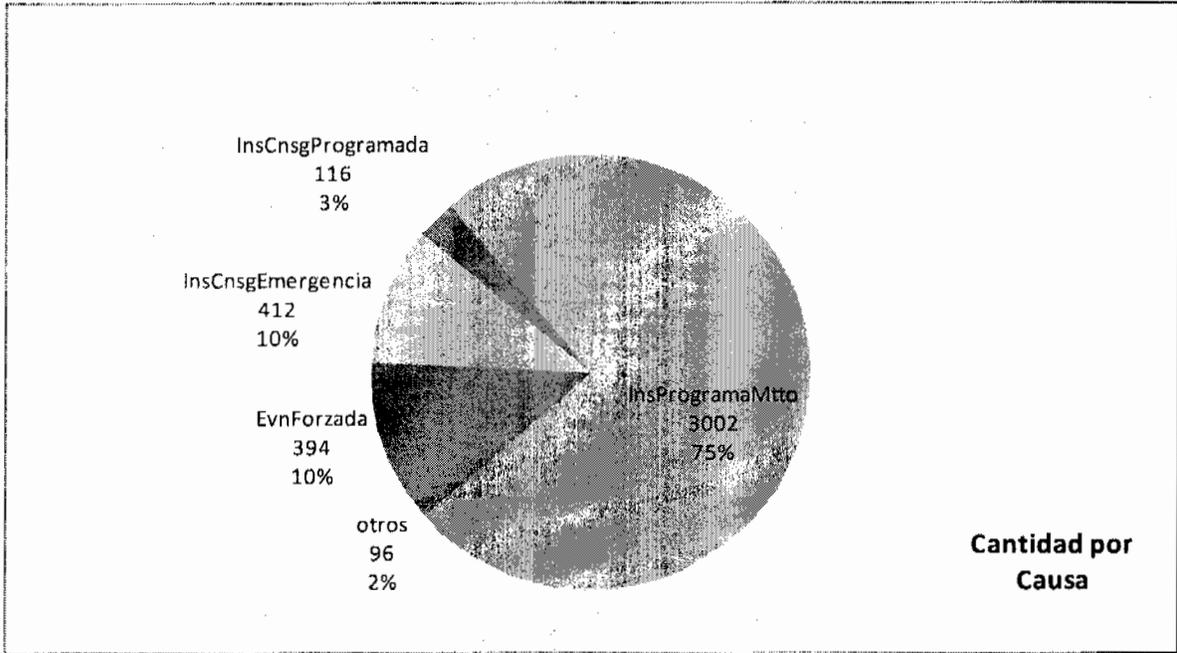


En cuanto a las indisponibilidades que NO se excluyen, es decir las que sí se tienen en cuenta para compararlas con las metas y en caso de superarlas determinar las compensaciones a que haya lugar, el mayor número está relacionado con los programas de mantenimiento. La Gráfica 13 muestra que el 75% de los eventos están relacionados con esta causa, que a su vez representa el 41% del total de la duración de las indisponibilidades NO excluidas, como puede apreciarse en la Gráfica 14.

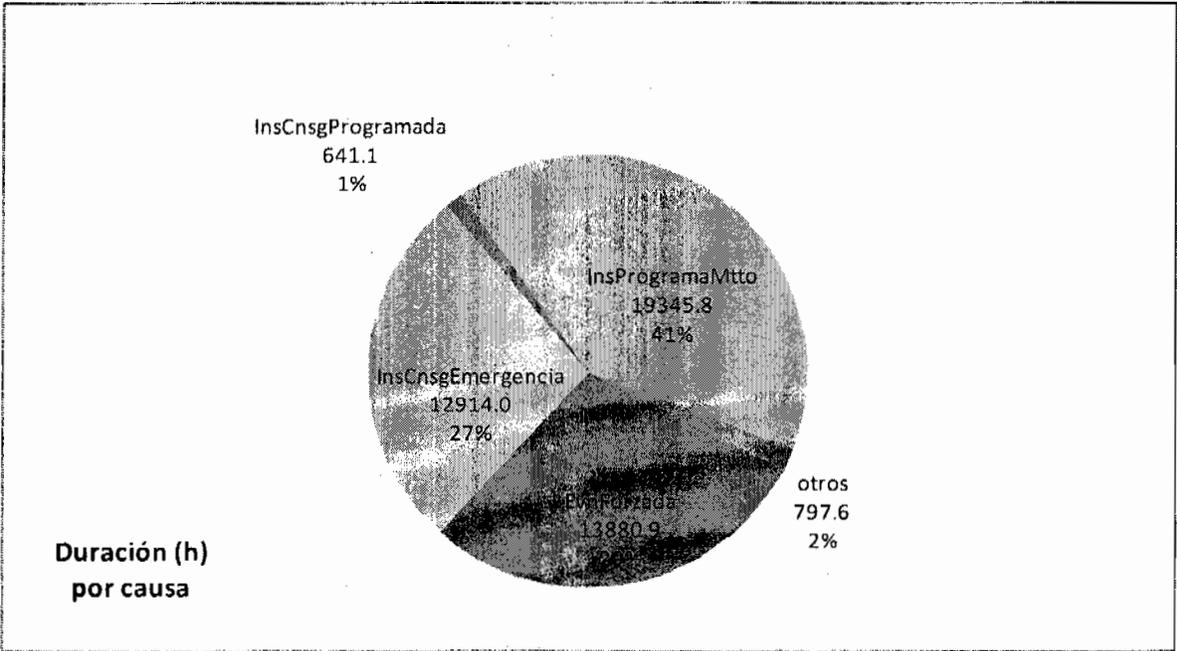
Las otras causas que más se presentan son los eventos relacionados con salidas de líneas y disparos de interruptores ("EvnForzada"), y también las consignaciones de emergencia.

MEM

Gráfica 13. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (cantidad)

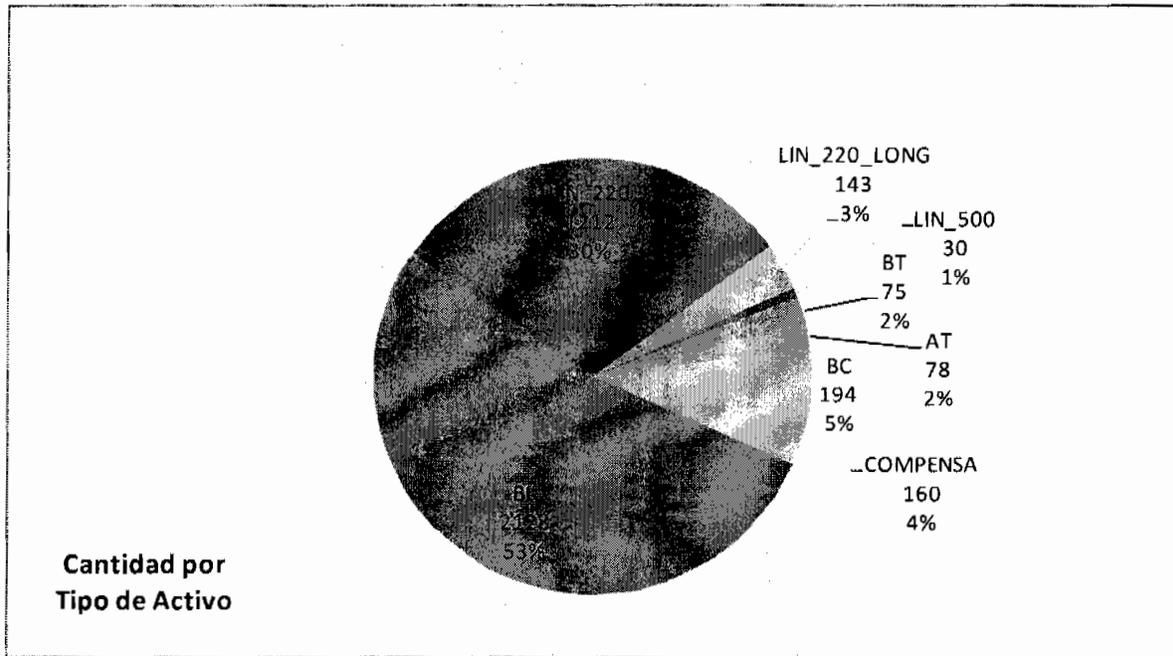


Gráfica 14. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (duración)



La Gráfica 15 muestra la cantidad de indisponibilidades NO excluidas clasificadas por activo y la Gráfica 16, su duración. En cuanto a cantidad se destacan las Bahías de Línea (53%) y en cuanto a duración las líneas de 230 kV³ menores de 100 km (39%).

Gráfica 15. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (cantidad)

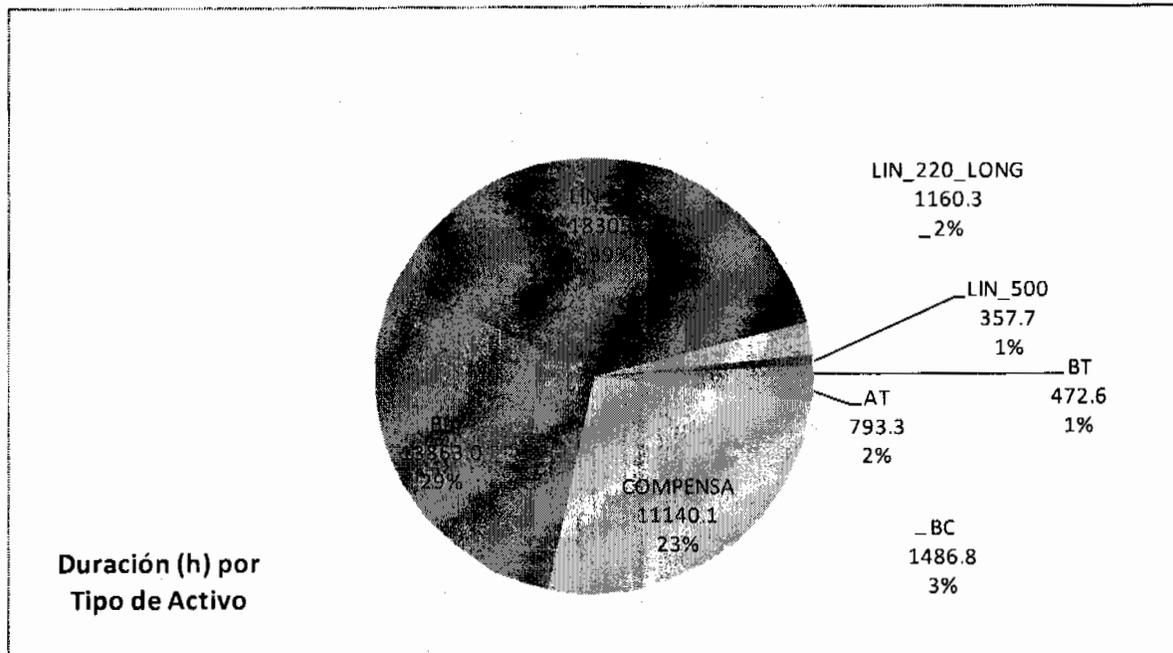


Las líneas de 500 kV y las de 230 kV mayores de 100 km tienen pocos eventos y su duración también es reducida. Aunque hay que tener en cuenta que la cantidad de líneas de 500 kV existentes es pequeña (4%), no se puede decir lo mismo de las líneas de 230 kV mayores de 100 km que equivalen al 23% del total de líneas del STN.

³ Cuando se hace referencia al nivel de tensión de 220 kV o al de 230 kV debe entenderse que están incluidos los dos.

Handwritten signature

Gráfica 16. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (duración)



Para destacar entonces de la información analizada, que el 87% de la duración de las indisponibilidades de los activos del STN no se está considerando para el cálculo de las compensaciones porque se clasifican como “Excluidas” y, de este grupo, el 78% está relacionado con “Eventos de Fuerza Mayor”

4.3 Análisis de la información

Como se mencionó en el numeral 4.2, la información de indisponibilidades recibida del CND incluye activos de conexión al STN, por lo que fue necesario excluirla ya que la propuesta se plantea sólo para los activos de uso del STN. Los aspectos relacionados con la calidad en los activos de conexión de generadores se deberán definir en los respectivos contratos de conexión y la calidad de los activos que sirven para conectar los sistemas de los Operadores de Red se define en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El análisis de la información se centra en la relacionada con los activos de uso y en las indisponibilidades NO excluidas, es decir las que sí se tienen en cuenta para el cálculo de las compensaciones. Por separado se analizan también las menores a 10 minutos y las relacionadas con mantenimiento mayor.

Con el propósito de revisar la información de indisponibilidades para compararla con las metas establecidas es necesario agruparla en ventanas de doce meses, por lo que se agrupan dichas indisponibilidades en cada uno de los seis años calendario analizados. Adicionalmente, se clasifican en eventos y en mantenimientos, para considerar estos dos casos por separado al momento de definir las nuevas metas.

Handwritten signature

En las tablas a continuación se muestran los promedios anuales de horas de duración de las indisponibilidades para cada uno de los tipos de activos del STN, clasificados en eventos y en mantenimientos.

Tabla 23. Promedios de horas anuales de Duración de Eventos

	Elementos			Horas	
	Con datos	Todos	Porcentaje	Con datos	Todos
AT	9	9	100%	5,89	5,89
BL	211	343	62%	2,04	1,26
BT	4	18	22%	2,00	0,44
BC	21	61	34%	3,04	1,05
COMPENSA	32	61	52%	2,90	1,52
LIN_220	79	143	55%	2,07	1,14
LIN_220_LONG	25	43	58%	3,50	2,04
LIN_500	5	8	63%	4,56	2,85

La Tabla 23 muestra para cada uno de los tipos de activos del STN el número de ellos que presentó eventos ("Con datos"), el número existente en el STN ("Todos") y el porcentaje que representa el primero frente al segundo. También se muestra la duración promedio de los eventos presentados en un mismo año, calculada teniendo en cuenta sólo los elementos que reportaron eventos ("Con datos") y los seis años calendario, y la calculada teniendo en cuenta todos los elementos del sistema ("Todos").

Como puede observarse: todos los autotransformadores registraron algún evento durante el periodo analizado, mientras que cerca de la cuarta parte de las bahías de transformador y la tercera parte de las bahías que conectan elementos de compensación reportaron eventos en ese mismo periodo.

En cuanto a la duración, el promedio calculado con todos los elementos obviamente es menor si se compara con el promedio obtenido usando solamente los elementos reportados. Para el caso de los autotransformadores, como se reportaron todos los existentes, el promedio es el mismo para los dos casos: 5,9 horas por año.

Tabla 24. Promedios de horas anuales de Duración de Mantenimientos

	Elementos			Horas	
	Con datos	Todos	Porcentaje	Con datos	Todos
AT	9	9	100%	8,80	8,80
BL	339	343	99%	5,55	5,48
BT	15	18	83%	4,72	3,93
BC	50	61	82%	3,68	3,01
COMPENSA	39	61	64%	3,24	2,07
LIN_220	97	143	68%	8,75	5,93
LIN_220_LONG	31	43	72%	3,41	2,46
LIN_500	4	8	50%	9,20	4,60

La Tabla 24 muestra un análisis similar al de los Eventos, pero en este caso para Mantenimientos, como se observa, es mayor el número de elementos reportados por mantenimiento (584) que por eventos (386) y las duraciones anuales promedio de los mantenimientos son mayores que las de los eventos, con excepción de las líneas de 220 kV mayores de 100 km.

En general, más de las dos terceras partes de los elementos del STN fueron reportados para mantenimiento, con excepción de las líneas de 500 kV para las cuales sólo se reportó la mitad.

Un caso particular para analizar corresponde a las líneas de 230 kV y 220 kV con longitudes mayores de 100 km donde se observa que aunque la duración promedio de los eventos de estas líneas es mayor que la de las líneas menores de 100 km, no sucede lo mismo para la duración promedio de los mantenimientos, donde para las líneas más largas equivale a menos de la mitad de la duración promedio de los mantenimientos de las líneas cortas; inclusive la suma de las dos duraciones (eventos y mantenimientos) también es menor para las líneas más largas.

Con base en lo anterior, considerando que la separación establecida en la metodología actual tiene en cuenta la mayor longitud para establecer unas metas mayores para estas líneas, pero que las evidencias muestran un resultado en sentido contrario, se propone eliminar el grupo de líneas de 230 kV mayores de 100 km y dejar uno solo para este nivel de tensión, independiente de la longitud. La Tabla 25 muestra el resultado de este agrupamiento tanto para eventos como para mantenimientos.

Tabla 25. Duraciones promedio para Líneas de 220 kV

	Elementos			Horas	
	Con datos	Todos	Porcentaje	Con datos	Todos
Eventos					
LIN_220	104	186	56%	2,41	1,35
Mantenimientos					
LIN_220	128	186	69%	7,45	5,13

4.3.1 Eventos menores de 10 minutos

De acuerdo con la metodología vigente, los eventos con duración igual o inferior a 10 minutos se excluyen para el cálculo de las compensaciones. En la Tabla 26 se muestra la suma de la duración de los eventos que se presentan en un mismo año y la frecuencia, agrupadas en percentiles.

Tabla 26. Duración y Frecuencia anuales de los Eventos menores de 10 minutos

Percentiles	Duración (h)			Frecuencia		
	50%	97%	100%	50%	97%	100%
AT	0,25	0,56	0,60	2	5	5
BL	0,08	0,35	1,83	1	4	19
BT	0,13	0,22	0,27	1	2	2
BC	0,15	0,73	1,63	1	6	19
COMPENSA	0,15	0,98	1,92	1	7	16
LIN_220	0,13	0,58	1,38	2	7	14
LIN_500	0,18	0,77	1,00	2	7	9

Como se observa en la tabla, la duración anual de los eventos en general es menor o igual a una hora (97% de los casos de bahías de compensación y de módulos de compensación, 99% de las bahías de línea y de las líneas de 220 o 230 kV, y 100% para los demás elementos) y la cantidad anual de eventos no supera 7 en el 97% de los casos.

4.3.2 Mantenimientos Mayores

En la Tabla 27 se muestran las duraciones de los mantenimientos mayores para algunos percentiles. De esta tabla se puede observar que durante el periodo analizado, solamente se le hizo mantenimiento mayor aproximadamente a la mitad de los autotransformadores y de las bahías de línea, a la tercera parte de las bahías de transformadores y a menos de la cuarta parte de los demás elementos.

Handwritten signature

Tabla 27. Horas Anuales de Duración de Mantenimientos Mayores

	Elementos			Percentiles horas		
	Con datos	Todos	Porcentaje	50%	86%	100%
AT	4	9	44%	62	83	92
BL	167	343	49%	32	81	112
BT	6	18	33%	36	43	45
BC	9	61	15%	18	91	189
COMPENSA	8	61	13%	46	79	92
LIN_220	22	186	12%	39	86	103
LIN_500	2	8	25%	33	41	44

También de la información entregada se concluye que la mayoría de los mantenimientos mayores se realizaron dentro de un mismo año (solamente 9 activos reportan mantenimiento mayor en dos años diferentes). Aunque se entiende que para un mantenimiento mayor se puedan requerir varios días, llama la atención que para algunos activos se hayan reportado 9 y 12 eventos en un mismo año. Sin embargo, la mayor parte (91%) reportan menos de 5 eventos por año.

En cuanto a la duración de los mantenimientos mayores, la información muestra que 86% de los mantenimientos a las bahías de compensación tomó menos de las 96 horas permitidas, lo mismo que el 95% de las bahías de línea y de las líneas de 220 o 230 kV; y el 100% de los demás elementos.

En la Tabla 27 están incluidos 22 mantenimientos mayores ejecutados en el año 2006 que si bien no corresponden al primer período de seis (6) años, establecido en la Resolución CREG 061 de 2000 y que finalizó el 31 de diciembre del año 2005, es posible tenerlos en cuenta para verificar las duraciones promedio anuales de tales mantenimientos.

Se propone mantener como indisponibilidad excluida la actividad de mantenimiento mayor con una duración máxima de 96 horas y para un periodo adicional de seis (6) años, contados desde enero de 2006 hasta diciembre de 2011.

4.3.3 Datos NO Considerados

En la Tabla 28 se muestran los reportes de eventos excluidos del análisis de la información, por considerar que están por fuera de los rangos de los datos que se obtienen para los demás activos. Dentro de ellos está la salida de una línea de 500 kV reportada el último día del periodo evaluado cuando acababa de entrar en operación comercial y el evento de 232 horas que se presentó para la misma línea que en el mismo año presentó el evento de 1030 horas, también excluido del análisis.

RRRM

Tabla 28. Eventos NO Considerados

Activo	Causa	Duración (horas)
LIN_500E	vnForzada	1,3
COMPENSA	EvForzada	8.256,9
COMPENSA	EvForzada	1.568,1
LIN_220I	nsCnsgEmergencia	10.183,1
LIN_220E	vnForzada	1.029,8
LIN_220E	vnForzada	232,1
LIN_220I	nsCnsgEmergencia	791,3

Aunque dentro de la revisión de la información se encontraron, para un mismo activo y en el mismo año, reportes de mantenimientos mayores coincidentes con otro tipo de mantenimiento con duraciones similares a las de los primeros, en los resultados mostrados en este documento se consideran los dos reportes.

4.4 Propuesta

Conforme a lo establecido en el Artículo 87.8 de la ley 142 de 1994, el Ingreso Regulado de cada TN calculado con la fórmula establecida en el numeral 5.1, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

- La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas.
- Las indisponibilidades máximas permitidas de un Activo 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, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.
- La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.
- A partir del momento en que las Horas de Disponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos.

La desviación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de estos cuatro literales, generará un cambio en dicho ingreso, para lo cual se aplicará una reducción o Compensación en el Ingreso del TN que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.

4.4.1 Establecimiento de metas

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en el numeral 4.3, obtenidos de la información suministrada por el CND para los años 2001 a 2006, a continuación se describe la propuesta para establecer el número de horas máximo permitido para indisponibilidades en los activos que conforman el Sistema de Transmisión Nacional y aquellos instalados en niveles de tensión inferiores a 220 kV utilizados para suplir necesidades de dicho Sistema.

En el Anexo 4 se muestra para cada uno de los grupos de activos el histograma de las duraciones y la gráfica de percentiles de las mismas, tanto para la duración de los eventos como para la de los mantenimientos. De las gráficas de percentiles relacionadas con mantenimientos se observa que las curvas muestran un punto de quiebre de su tendencia entre el percentil 75 y el percentil 90, por lo tanto se propone, para definir la meta de horas de duración de los mantenimientos, tomar el percentil 75 de los datos reportados para el período 2001 a 2006. La Tabla 29 muestra la duración de los mantenimientos para varios percentiles.

Tabla 29. Duración de Mantenimientos

Percentiles	Horas de Mantenimiento		
	50%	75%	100%
AT	10,1	20,9	58,8
BL	8,1	10,8	95,3
BT	9,4	10,6	36,5
BC	8,8	10,1	56,2
COMPENSA	8,6	10,4	41,7
LIN_220	8,9	15,9	223,0
LIN_500	21,0	30,5	53,9

Para los eventos se propone que la meta corresponda al promedio anual de las duraciones de los eventos reportados, calculado teniendo en cuenta no el total de activos (que incluiría varios valores con cero) sino sólo el número de activos reportados y los seis años del periodo evaluado.

En resumen, la meta a proponer para cada uno de los tipos de activos analizados se obtiene sumando los siguientes componentes:

- El número de horas promedio de duración de los eventos de los activos que los reportaron
- El percentil 75 de la duración de los mantenimientos
- Percentil 97 de la duración anual de los eventos menores de 10 minutos

En la Tabla 30, se muestra el resumen de la propuesta en la columna "Suma". Comparadas con las actuales, algunas de las metas quedan con un valor similar a las vigentes y otras se reducen.

Handwritten signature

Tabla 30. Metas Propuestas

	Mtto.	Eventos	< 10m	Suma	Actuales
AT	21,0	6,0	1,0	28,0	48,0
BL	11,0	3,0	1,0	15,0	15,0
BT	11,0	3,0	1,0	15,0	15,0
BC	11,0	4,0	1,0	16,0	15,0
COMPENSA	11,0	3,0	1,0	15,0	48,0
LIN 220	16,0	3,0	1,0	20,0	24,0
LIN 500	31,0	5,0	1,0	37,0	72,0

Para otras unidades constructivas se fijan las siguientes metas:

- Módulo de Barraje: 15 horas
- Equipos para control de Voltaje y Reactivos (VQC): 5 horas
- Otros Activos: 10 horas

4.4.1.1 Metas Ajustadas de Indisponibilidad

Para cada activo k, las metas se reducirán en 0,5 horas por: i) cada Consignación de Emergencia solicitada, ii) cada modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos, iii) cada retraso en Reporte de Eventos. El CND calculará mensualmente la Meta Ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,k} = MHA I_k - 0.5 \times (SCE_{m,k} + CPSM_{m,k} + ENR_{m,k})$$

Donde:

$MHAIA_{m,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo k, calculadas para el mes m. (horas)

$MHA I_k$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad. (horas)

$SCE_{m,k}$: Número Acumulado de Solicitudes de Consignaciones de Emergencia, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

$CPSM_{m,k}$: Número Acumulado de Cambios al Programa Semestral de Mantenimientos, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

$ENR_{m,k}$: Número Acumulado de Eventos o Finalización de Maniobras no Reportados en los plazos establecidos, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

Los plazos mencionados en la definición de la variable $ENR_{m,k}$, hacen referencia a lo señalado en el artículo 13 de la Resolución CREG 061 de 2000 e incluido como artículo 18 de la Resolución CREG 110 de 2007. Esto es, la obligación que tienen los agentes de informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos

RRR

siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes.

4.4.2 Indisponibilidades Excluidas

Con respecto a la Resolución CREG 061 de 2000 se propone redefinir la exclusión por fuerza mayor y no mantener como indisponibilidades excluidas las siguientes:

- Las causadas por terceros; porque el Transmisor tiene la posibilidad de repetir contra ese tercero.
- Indisponibilidades menores a 10 minutos; porque se propone que queden incluidas dentro de las metas.

Se considerarán como indisponibilidades a excluir, las 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. Para excluir este tipo de indisponibilidades se aplicarán las siguientes reglas:

- El TN afectado por el Evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y será responsable por tal declaración. Asimismo, si se prevé que el Evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios finales que puedan resultar afectados dentro de las 48 horas siguientes a la ocurrencia del Evento, a través de cualquier medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada que garantice su adecuada difusión.
- El TN afectado por el Evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos afectados, para lo cual deberá entregar al CND y al CNO un cronograma y presentarles los respectivos informes de avance del mismo.

Para este caso, el Ingreso Mensual del activo será calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4.5.

4.4.3 Ingreso Mensual Regulado

El Ingreso Mensual Regulado, para estimar las compensaciones, de un activo k del STN se calculará así:

$$IMR_{m,k} = \frac{1}{12} * \sum_{i=1}^{UR_k} (NUC_i * CU_i) * \left(\frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-vUR_k}} + PAOMR_{j,\alpha} \right) * (1 - RPP_k) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m .
- NUC_i : Cantidad de cada UC reportada por el TN. (Número real)
- CU_i : Costo Unitario de cada UC i , de acuerdo con lo establecido en el numeral 3. (\$)
- UR_k : Número de UC que conforman el activo k . (número real)
- TR : Tasa de Retorno para remuneración de la actividad de transmisión.

- VU_k : Vida útil en años, reconocida para el activo k .
- $PAOMR_{j,a}$: Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3.
- RPP_k : Esta fracción se calcula a partir de la parte del valor de la UC k que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.
- IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2008.

4.4.4 Compensaciones por incumplimiento de las metas

Tanto en la regulación vigente como en la propuesta de este documento, la remuneración del Sistema de Transmisión Nacional se basa en la metodología de ingreso regulado, el cual se factura independientemente de la cantidad de energía transportada. Por lo que la exigencia para este sistema debe ser transportar la energía eléctrica, cumpliendo con los requisitos de calidad exigidos, y que esté disponible todo el tiempo, con excepción de los periodos requeridos para los mantenimientos o para las labores de adecuación del sistema interconectado.

Considerando este objetivo: remunerar el sistema sólo cuando esté disponible, se propone no remunerar el tiempo que los activos están indisponibles por encima del número de horas del numeral 4.4.1.1. Es decir, las compensaciones se calcularán en forma directamente proporcional a la remuneración del activo y a la duración de la indisponibilidad que sobrepase las metas adoptadas.

En este sentido la propuesta consiste en determinar, para cada mes que se calcule el ingreso del STN, el número de horas que cada uno de los activos tiene que compensar y multiplicarlo por el ingreso básico que recibiría dicho activo en cada hora de ese mes, para obtener así el valor de la compensación.

4.4.4.1 Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN

La duración de las indisponibilidades de los activos del STN se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal (un número con dos cifras decimales) y se agruparán por mes calendario. Un Evento cuya duración pase de un mes calendario al siguiente, se deberá dividir en dos Eventos (o más dependiendo del número de meses de duración del evento): uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del último día del mes calendario y otro Evento que inicia a las cero (0:00) horas del primer día del nuevo mes.

La Indisponibilidad de los Activos del STN, la calcula mensualmente el Centro Nacional de Despacho, CND, mediante la siguiente expresión:

RAM

$$HID_{m,k} = \sum_{i=1}^n H_{i,k} \times \left[1 - \frac{CR_{i,k}}{CN_k} \right]$$

Donde:

- HID_{m,k}: Horas de Indisponibilidad del activo k, durante el mes m. (horas)
- i: Evento de Indisponibilidad.
- n: Número Total de Indisponibilidades del activo k durante el mes m.
- H_{i,k}: Duración de la indisponibilidad i-ésima para el activo k. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
- CR_{i,k}: Capacidad disponible del activo k durante la indisponibilidad i-ésima.
- CN_k: Capacidad Nominal del activo k.

Las dos últimas variables deben estar expresadas en la misma unidad: MVA, MVA_r, porcentaje, etc. Para el caso específico del módulo de barraje se calculará el porcentaje de bahías que quedaron disponibles con respecto al número total de bahías.

4.4.4.2 Cálculo de Compensaciones

Las compensaciones que se aplicarán al TN que represente los activos con horas de indisponibilidad acumuladas (HIDA) que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas (MHAIA), se calcularán con base en la información obtenida por el CND y conforme a las siguientes fórmulas:

$$HIDA_{m,k} = \sum_{m_a=m-11}^m HID_{m_a,k}$$

Si para el activo *k* en el mes *m* se obtiene que $HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las *MHAIA* para aplicar la compensación, $HC_{m,k}$, serán iguales a cero.

Por el contrario, si para el activo *k* en el mes *m* se obtiene que $HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las *MHAIA* para aplicar la compensación se calcularán en la siguiente forma:

$$HC_{m,k} = \max(0, HIDA_{m,k} - MHAIA_{m,k} - THC_{m-1,k})$$

$$THC_{m-1,k} = \sum_{m_a=m-11}^{m-1} HC_{m_a,k}$$

La compensación aplicable para cada activo *k* por exceder las *MHAIA* se calculará con:

Handwritten signature

$$CIM_{m,k} = \frac{HC_{m,k}}{H_m} * IMR_{m,k}$$

Donde:

- HIDA_{m,k}: Horas de Indisponibilidad Acumulada del activo *k* en un periodo de doce meses que termina en el mes *m*. (horas)
- HID_{m,k}: Horas de Indisponibilidad del activo *k*, durante el mes *m*. (horas)
- HC_{m,k}: Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la compensación por el activo *k* para el mes *m*. (horas)
- MHAIA_{m,k}: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo *k*, calculadas para el mes *m*. (horas)
- THC_{m-1,k}: Total de Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA sobre las que ya se aplicó la Compensación por el activo *k* en un periodo de once meses que termina en el mes *m-1*. (horas)
- CIM_{m,k}: Compensación por exceder las MHAIA, del activo *k* en el mes *m*. (\$)
- H_m: Horas del mes *m*. (horas)
- IMR_{m,k}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo *k*, durante el mes *m*, tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)

4.4.5 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

La remuneración del activo *k* indisponible por causa de catástrofes naturales o actos de terrorismo no se reducirá durante los primeros seis meses de indisponibilidad, contados a partir de la ocurrencia del Evento. Transcurridos estos seis meses, la indisponibilidad dará lugar a compensaciones.

Por tanto, 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, la remuneración del activo *k* en el mes *m*, para cada mes *mi* que éste se encuentre indisponible será:

$$IMRT_{m,k} = \left[1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right] * IMR_{m,k}$$

Donde:

- IMRT_{m,k}: Remuneración Temporal para el activo *k*, en el mes *m*, mientras el activo *k* esté indisponible por las causas citadas en este numeral. (\$)
- mi: Número de meses calendario completos transcurridos a partir de la ocurrencia del Evento, incluido el mes *m*, durante los cuales el activo *k* ha estado indisponible. Si al momento de iniciar la aplicación de la metodología

RAM

establecida en esta Resolución, algún activo está indisponible por las causas citadas en este numeral, se asumirá que mi es igual a 1 para el primer mes de aplicación.

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)

4.4.6 Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos

La indisponibilidad de un activo puede dejar otros activos No Operativos, cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad del primero.

Para determinar el valor de la compensación (CANO) aplicable al TN que represente los activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otro u otros activos queden no operativos, se utilizará una de las siguientes tres condiciones, según la situación que se presente:

1. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son menores o iguales que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$) y durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por la indisponibilidad i , será igual a cero.
2. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es inferior al 2%, el valor de la compensación por dejar no operativo otro u otros activos r , $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right)$$

3. Si durante la indisponibilidad i -ésima, del activo k , para alguna de las horas de duración de la indisponibilidad, el porcentaje de Energía No Suministrada ($PENS_h$) es mayor que el 2%, el valor de la compensación, $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \max \left((PENS_h * CRO_h); \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \right)$$

Finalmente, la compensación $CANO$ del activo k para cada mes m por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos se calculará con la siguiente fórmula:

ARM

$$CANO_{m,k} = \sum_{i=1}^{ni} CANO_{i,m,k}$$

En las fórmulas de este numeral se utilizarán las siguientes variables:

- h: Período horario, dentro de las dos primeras horas de la duración de la indisponibilidad i , en el que se presenta la mayor cantidad de Energía No Suministrada.
- $PENS_h$: Porcentaje de la Energía No Suministrada al Sistema Interconectando Nacional, durante la hora h , por causa de la indisponibilidad i -ésima, del activo k . (porcentaje)
- $CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)
- $IMR_{m,r}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)
- $H_{i,k}$: Duración de la indisponibilidad i -ésima para el activo k . (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
- H_m : Horas del mes m . (horas)
- ENS_h : Energía No Suministrada en la hora h . (kWh)
- CRO_h : Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada, durante la hora h . (\$/kWh)
- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- nr: Número de activos que quedaron no operativos por causa de la indisponibilidad del activo k .
- ni: Número de indisponibilidades de un activo k en el mes m .

4.4.6.1 Determinación de la Energía No Suministrada

El CND estimará la Energía No Suministrada (ENS) para cada periodo horario h mientras persista una indisponibilidad y estimará el porcentaje ($PENS_h$) que esta energía representa frente a la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico que estima el CND de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 del Código de Operación que hace parte del Código de Redes.

Cuando el $PENS_h$ sea superior al 2% el CND enviará el respectivo informe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios quien determinará si se presentó Energía No Suministrada y el agente al que se le atribuye dicho evento.

En el mes siguiente a la fecha en que quede en firme el acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos, en que se identifique el TN al que se le atribuye

CPM

el Evento que causó la Energía No Suministrada, si la hay, se aplicará la Compensación de que trata este numeral, con el valor de energía determinado por el CND o el que se haya demostrado durante el proceso que adelante la SSPD.

4.4.6.2 Transición para adecuación del Sistema

Los TN deberán identificar e informar al LAC y a la UPME las áreas del STN que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, indisponibilidad de un elemento del STN a la vez. A partir de la fecha en que se reciba esta información en el LAC, no se aplicará para estas áreas la compensación por Energía No Suministrada.

La UPME y los TN podrán identificar proyectos que sirvan para mejorar la confiabilidad en estas áreas y en caso de que su ejecución sea recomendada en el Plan de Expansión se comenzará a aplicar la compensación por Energía No Suministrada una vez se hayan puesto en operación comercial dichos proyectos.

4.4.7 Manejo de la Información

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información estadística requerida para mantener actualizada una Base de Datos, que permita calcular los indicadores de Indisponibilidad de los Activos y Unidades Constructivas. Para Activos nuevos, las estadísticas de indicadores de Indisponibilidad se registrarán a partir del momento en el que el activo entra en operación comercial, previo cumplimiento de la normatividad vigente y la autorización del CND.

Los Transmisores Nacionales son responsables de la recolección y el reporte de la información estadística, en los términos definidos por el CND para tales fines. Dicha información, será confrontada por el CND contra la información operativa manejada por esta entidad de la siguiente manera:

- Si el CND encuentra discrepancias en el reporte de un Evento en cuanto a su duración, se asumirá el Evento de mayor duración.
- Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el Evento, o se constatan discrepancias sobre la identidad del activo reportado, el CND asumirá que la ocurrencia del Evento se presentó en todos los activos involucrados.

El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta de Reglamento para el reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información contemplada en este numeral, a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia de la Resolución propuesta.

4.5 Aplicación de la metodología

Se propone dar un plazo para empezar a aplicar la metodología de cuatro (4) meses después de la entrada en vigencia de la Resolución que la apruebe y, mientras tanto, se continúa aplicando lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000. A partir del quinto mes, el CND y el LAC aplicarán de manera integral los procedimientos para el cálculo de los indicadores de calidad y las compensaciones propuestos.

CCM

Adicionalmente, al inicio de la aplicación se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1. Las Horas de Indisponibilidad de un activo, para cada uno de los once meses anteriores al primer mes de aplicación de la metodología propuesta, se obtienen utilizando la siguiente fórmula:

$$HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} * \max \left[0, MHA_{i,k} - \max \left(0, (IDA_{p-1,k} - MIDA_{p-1,k}) * \frac{8760}{100} \right) \right]$$

$\forall i = 1, \dots, 11$

Donde:

$HID_{p-i,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k, para el mes p-i. (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)

p: Primer mes de aplicación de la metodología

i: Meses anteriores a la aplicación de la metodología

$MHA_{i,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, para el activo k, de acuerdo con el numeral 4.4.1. (horas)

$IDA_{p-1,k}$ y $MIDA_{p-1,k}$ son los índices IDA y MIDA definidos en el artículo 9 de la Resolución CREG 061 de 2000, correspondientes al activo k y evaluados para la última semana del mes p-1.

2. Las Horas a Compensar para cada mes, $HC_{p-i,k}$, en el periodo comprendido entre el mes p-11 y el mes p-1, siendo p el primer mes de aplicación de la metodología, son iguales a cero y, por consiguiente, el acumulado del total de horas compensadas por el activo k en el mes p-1, $THC_{p-1,k}$, también es igual a cero.

Si al momento de iniciar la aplicación de la metodología, algún activo está indisponible por las causas citadas en el numeral 4.4.5, se asume que la variable mi de la fórmula planteada en ese numeral es igual a 1 para el primer mes de aplicación.

5. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DEL STN

La actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional se continuará remunerando con la metodología de ingreso regulado, la cual se aplica a los Activos de Uso diferentes a:

- Los construidos por inversionistas seleccionados a través de los procesos de libre concurrencia regulados por la CREG, y
- Los activos correspondientes a las ampliaciones que se construyan en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Para la remuneración de estos Activos de Uso se tiene en cuenta: i) las Unidades Constructivas valoradas a costo eficiente de reposición; ii) el reconocimiento de Activos No Eléctricos y de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento; y iii) el reconocimiento de terrenos para las unidades constructivas de subestaciones.

Una vez revisados los comentarios presentados por los agentes a la propuesta de metodología de remuneración de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica

ARM

contenida en la Resolución CREG 110 de 2007 y de acuerdo con el análisis propio de la Comisión se presentan a continuación las principales modificaciones a la propuesta:

- La remuneración de los terrenos se hace con base en el valor catastral reportado junto con el inventario de activos.
- Los activos pueden ser representados ante el LAC y ante el CND por diferentes TN, para lo cual se debe informar los porcentajes de participación en dicho activo.
- En el cálculo del Ingreso Anual se descuenta el valor correspondiente a Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de Transmisión de Energía Eléctrica. Igualmente, se adiciona el Costo Anual Equivalente de Servidumbres para cada TN, teniendo en cuenta que el valor a reconocer por concepto de servidumbres será el valor anual que el TN demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos.
- En el cálculo del Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico se descuenta la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.
- Se aplican cargos por uso monomios horarios a los comercializadores que atienden usuarios finales.
- En el cálculo del cargo por uso monomio se descuentan los valores garantizados por las pólizas que se hacen efectivas de acuerdo con los eventos de incumplimiento establecidos en la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- No se tiene en cuenta la energía reactiva para el cálculo del cargo por uso monomio.

A continuación se presenta la metodología para la remuneración de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica.

5.1 Cálculo del Ingreso Anual

El Ingreso Anual de cada uno de los Transmisores Nacionales se calcula con base en los activos que apruebe la CREG, para lo cual cada empresa deberá reportar su inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva, informando si el activo opera en forma parcial o total y el valor o los valores pagados por concepto de servidumbre. El encargado de realizar la liquidación y facturación de estos ingresos es el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, LAC, quien calculará el Ingreso Anual para cada Transmisor Nacional j , de la siguiente forma:

$$IAT_j = CAEA_j * (1 + \%ANE) + VAOM_j + CAET_j + CAES_j - OI_j$$

$$CAEA_j = \sum_{i=1}^{UR_j} \left(NUC_i * CU_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-vU_i}} \right)$$

RAM

$$CAET_j = \%R * \sum_{i=1}^{aj} (ATUC_i * VCT_s)$$

Donde:

- IAT_j: Ingreso Anual del TN *j*, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- CAEA_j: Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, aplicando los Costos Unitarios de las UC establecidos en el Anexo. (\$)
- %ANE: 5,0%. Porcentaje reconocido por concepto de Activo No Eléctrico. (porcentaje)
- VAOM_j: Valor de los gastos de AOM, para el TN *j*, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3. (\$)
- CAET_j: Costo Anual Equivalente de Terrenos para el TN *j*. (\$)
- CAES_j: Costo Anual Equivalente de Servidumbres para el TN *j*. Este valor corresponde al entregado por el TN con el reporte del inventario. (\$)
- OI_j: Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza el 31 de diciembre anterior a la fecha de reporte del inventario. En caso de que el TN no reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los TN.
- NUC_i: Cantidad de cada UC *i* reportada por el TN. (número real)
- CU_i: Costo Unitario de cada UC *i*, de acuerdo con lo establecido en el Anexo. (\$)
- PU_{j,i}: Porcentaje remunerado al TN *j* mediante cargos por uso de la UC *i*. (porcentaje)
- RPP_{j,i}: Esta fracción se calculará a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.
- TR: Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión. (porcentaje)
- VU_i: Vida Útil de la UC *i*, de acuerdo con lo establecido en numeral 3.1.6.3.
- %R: 5,69%. Valor igual al costo real de deuda incluido en la Tasa de Retorno. (porcentaje)
- ATUC_i: Área Típica de la UC *i*, establecida en el numeral 3.3. (m²)
- VCT_s: Valor Catastral del metro cuadrado de Terreno de la subestación *s*, donde está ubicada la UC *i*. (\$/m²)
- UR_j: Número total de UC reportadas por el TN *j*.
- aj: Número de activos reportados para subestaciones por el TN *j*

El Ingreso Anual de cada uno de los Transmisores Nacionales aplicable en términos reales solo se ajustará en los casos en que la CREG modifique los valores de las Unidades Constructivas, cuando se modifique el valor del AOM reconocido o cuando, en cumplimiento de la regulación vigente, se excluyan Activos de Uso en operación o ingresen nuevos Activos de Uso por ampliaciones o sustituciones.

OCOM

Para la remuneración de un nuevo Activo de Uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una Unidad Constructiva diferente se debe cumplir lo siguiente: i) Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución; ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ampliación o sustitución de dicho activo; iii) Que el TN solicite a la CREG la inclusión de este activo dentro del inventario de activos remunerados; y iv) Que la CREG expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración, una vez el activo entre en operación.

En cuanto a la reposición de los activos se considera que ésta es responsabilidad de sus propietarios o de los TN que los representen; con este propósito el TN deberá presentar a la UPME un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva de Subestación podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso.

5.2 Costo de Reposición

El costo de reposición de los activos eléctricos remunerados mediante cargos por uso al TN j se calculará con la siguiente expresión:

$$CRE_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_i * CU_i * PU_{j,i})$$

Donde:

- CRE _{j} : Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN j expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)
- NUC _{i} : Cantidad de cada UC reportada por el TN. (número real)
- CU _{i} : Costo Unitario de cada UC i , de acuerdo con lo establecido en el Anexo. (\$)
- PU _{j,i} : Porcentaje remunerado al TN j mediante cargos por uso de la UC i . (porcentaje)
- UR _{j} : Número total de UC reportadas por el TN j .

5.3 Valor del AOM

El valor de los gastos de AOM para cada TN se calculará con la siguiente expresión:

$$VAOM_j = CRE_j * PAOMR_{j,a}$$

Donde:

- VAOM _{j} : Valor de los gastos de AOM, para el TN j . (\$)
- CRE _{j} : Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN j expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)

RAM

$PAOMR_{j,a}$ Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3.

Cuando se modifique el porcentaje de AOM a reconocer a un TN, de acuerdo con lo previsto en el numeral 2.3, el LAC determinará el nuevo valor del Ingreso Anual del Transportador (IAT_j), definido en el numeral 5.1, con la siguiente expresión:

$$IAT_{j,nuevo} = IAT_{j,anterior} + CRE_j (PAOMR_{j,a} - PAOMR_{j,a-1})$$

Donde:

$IAT_{j,nuevo}$: Ingreso Anual del TN j , calculado con el Porcentaje de AOM Reconocido en el año a , $PAOMR_{j,a}$, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)

$IAT_{j,anterior}$: Ingreso Anual del TN j , calculado con el Porcentaje de AOM Reconocido en el año $a-1$, $PAOMR_{j,a-1}$, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)

CRE_j : Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN j expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008. (\$)

$PAOMR_{j,a}$ Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3.

5.4 Liquidación del Ingreso Mensual

Para la liquidación del Ingreso Mensual de cada TN se tendrá en cuenta:

- a) El Ingreso Mensual Causado por Unidades Constructivas no construidas en desarrollo de los procesos de selección regulados por la CREG, el cual se calculará a partir del Ingreso Anual definido en el numeral 5.1. Estas Unidades Constructivas se remunerarán a partir del día uno (1) del primer mes completo en que dichas Unidades se hayan encontrado en operación comercial como Activos de Uso.

Cuando la remuneración de Unidades Constructivas nuevas implique la reclasificación de Unidades Constructivas existentes, estas últimas se remunerarán hasta el mes anterior al de inicio de la remuneración de las nuevas Unidades Constructivas.

- b) El Ingreso Mensual causado por Unidades Constructivas asociadas con proyectos ejecutados como resultado de los procesos de selección de que trata la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- c) Las Compensaciones por variaciones en las características de calidad del servicio que excedan o superen los límites, en la forma definida en esta resolución.

$$IMT_{j,m} = \frac{1}{12} * IAT_j * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} + IE_{j,m} - VMC_{j,m}$$

Donde:

$IMT_{j,m}$: Ingreso Mensual del TN j , para el mes m . (\$)

RAM

- IAT_j: Ingreso Anual del TN *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 5.1. (\$)
- IE_{j,m}: Ingreso Esperado de las convocatorias adjudicadas al TN *j*, para el mes *m*, calculado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. (\$)
- VMC_{j,m}: Valor Mensual a Compensar por el TN *j*, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 5.4.1. (\$)
- IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes *m-1*.
- IPP₀: Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre de 2008.

5.4.1 Valor Mensual de la Compensación.

El LAC calculará mensualmente el valor de la Compensación que se descontará del Ingreso Mensual Regulado de cada TN *j*, tal como se establece a continuación:

$$VMC_{j,m} = \sum_{k=1}^{a_j} (CIM_{m,k} * PU_{j,k}) + \sum_{k=1}^{a_j} [(IMR_{m,k} - IMRT_{m,k}) * PU_{j,k}] + \sum_{k=1}^{a_j} (CANO_{m,k} * PU_{j,k}) + CANOP_{m-1}$$

donde:

- VCM_{j,m}: Suma de los valores que debe compensar el TN *j* por exceder o superar los límites de las características de calidad establecidos en este Capítulo, en el mes *m*.
- CIM_{m,k}: Compensación por exceder las MHAIA, del activo *k* en el mes *m*. (\$)
- PU_{j,k}: Porcentaje remunerado al TN *j* mediante cargos por uso del activo *k*. (porcentaje)
- IMR_{m,k}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo *k*, durante el mes *m*, tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)
- IMRT_{m,k}: Remuneración Temporal para el activo *k*, durante el mes *m*, tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)
- CANO_{i,m,k}: Compensación del activo *k*, por la indisponibilidad *i*, en el mes *m*, por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- CANOP_{m-1}: Valor de la compensación por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos que quedó pendiente por descontar en el mes *m-1*.
- a_j: Número de activos del TN *j*, que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

Los propietarios de los proyectos de expansión ejecutados como resultado de procesos de selección regulados por la CREG, al momento de declarar su entrada en operación comercial deberán reportar al LAC el inventario de las Unidades Constructivas que componen dicho proyecto. De no existir la correspondiente Unidad Constructiva se asociará con aquella más parecida. Las compensaciones serán calculadas con base en el valor aprobado para cada una de las Unidades Constructivas reportadas y se descontarán del ingreso mensual del TN.

5.4.2 Límite de los valores de las compensaciones.

El valor total a reducir en el mes m por concepto de Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos, no puede superar el 60% de la suma de los ingresos antes de Compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente por descontar se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%. El valor de las Compensaciones en un año calendario por este concepto, para cada TN j , estará limitado a un valor equivalente al 10% de los ingresos estimados por el LAC para el mismo TN en ese año.

El valor acumulado en doce meses de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el incumplimiento de MHAIA, numeral 4.4.1.1, no deberá superar el 20% del acumulado para los mismos doce meses del ingreso mensual regulado estimado para un TN.

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada TN las siguientes variables:

$$IART_{j,m} = \sum_{k=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} IMR_{m-l,k}$$

$$CAIMT_{j,m} = \sum_{k=1}^{a_j} \sum_{l=0}^{n-1} CIM_{m-l,k}$$

Siendo:

- $IART_{j,m}$: Ingreso Anual Regulado para el TN j , acumulado hasta el mes m . (\$)
- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.4.3. (\$)
- $CAIMT_{j,m}$: Acumulado durante los últimos doce meses de las Compensaciones originadas en Incumplimiento de las MHAIA para el TN j , calculado hasta el mes m . (\$)
- $CIM_{m,k}$: Compensación por Incumplimiento de las MHAIA, del activo k en el mes m . (\$)
- n : Mínimo entre 12 y el número de meses completos de operación comercial del activo k , incluido el mes m .
- a_j : Número de activos del TN j .

Si para un mes m se obtiene que $CAIMT_{j,m} > 0,2 * IART_{j,m}$ el LAC liquidará al TN j , en el mes m y en los meses siguientes mientras se cumpla esta condición, un valor equivalente a mínimo el 80% del Ingreso Mensual del TN j antes de descontar el Valor Mensual a Compensar ($IMT_{j,m} + VMC_{j,m}$), y, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 59 de la Ley 142 de 1994, la SSPD lo podrá considerar como causal de toma de posesión por no prestar el servicio con la calidad debida.

5.5 Representación ante el LAC

El ingreso total por concepto de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica se asignará a cada uno de los Transmisores Nacionales en forma proporcional al valor de los ingresos de los activos que representan y del valor de las compensaciones.

Para el cálculo del ingreso de los Transmisores Nacionales se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Cada Activo de Uso deberá estar representado ante el LAC por el TN que lo opera. En el caso de que exista multipropiedad del activo entre varios TN, éstos podrán optar por encargar a uno de ellos la operación y representación del activo ante el LAC o informar los porcentajes de participación en dicho activo, los cuales también se aplicarán al ingreso correspondiente al activo.

b) Los cambios en la representación de los Activos de Uso requerirán de modificación por parte de la CREG de la base de activos aprobada al Transmisor Nacional.

En todo caso el responsable de la operación del activo, así no la efectúe directamente, será el TN que representa el activo ante el LAC.

c) Los cambios en la representación del activo y en la repartición del ingreso se harán efectivos a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de entrada en vigencia de la resolución de la CREG que apruebe los cambios.

5.6 Cargo por Uso

La remuneración del STN se facturará a los Comercializadores, en proporción a su demanda, mediante los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN.

5.6.1 Cargo por Uso Monomio

El Cargo por Uso Monomio del STN se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$T_m = \frac{\sum_{j=1}^n IMT_{j,m} - \sum_{g=1}^{ncp} PCP_{g,m-1} - \sum_{p=1}^{npe} VTG_{p,m-1}}{DTC_m}$$

Donde:

T_m : Cargo por Uso Monomio del STN para el mes m . (\$/kWh)

$IMT_{j,m}$: Ingreso Mensual del TN j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.4. (\$)

RAM

- PCP_{g,m-1}: Pago por concepto de Conexión Profunda que realiza el agente g , en el mes $m-1$. (\$)
- VTG_{p,m-1}: Valor Total Garantizado por la póliza o garantía p , que se hace efectiva en el mes $m-1$. (\$)
- DTC_m: Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m , en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV. (kWh)
- n : Número de TN en el STN.
- n_{cp} : Número de agentes que realizan pagos por concepto de Conexión Profunda.
- n_{pe} : Número de pólizas ó garantías que se hacen efectivas de acuerdo con los eventos de incumplimiento establecidos en la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Si para algún mes m , el valor de los saldos por las garantías ejecutadas supera la diferencia entre el ingreso mensual y los pagos por concepto de conexiones profundas, solo se tomará del saldo de garantías un valor igual a cero o uno que no disminuya el numerador más allá del 50% del valor calculado para el mismo numerador en el mes $m-1$. Los saldos pendientes de las garantías ejecutadas, junto con los ingresos o gastos financieros, se tendrán en cuenta para incluirlos en el cálculo del Cargo por Uso del mes siguiente.

5.6.2 Cargos por Uso Monomios Horarios

Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, que serán facturados por el LAC a los comercializadores del SIN que atienden Usuarios Finales, los calculará mensualmente el LAC a partir del Cargo por Uso Monomio del STN, utilizando las siguientes variables:

- H_x : número de horas asociado al Período de Carga Máxima
- H_d : número de horas asociado al Período de Carga Media
- H_n : número de horas asociado al Período de Carga Mínima.
- $P_{i,m}$: potencia promedio para la hora i durante el mes m , correspondiente a los consumos horarios nacionales de todos los Usuarios Finales.
- $P_{x,m}$, $P_{d,m}$ y $P_{n,m}$: potencias resultantes de promediar las potencias ($P_{i,m}$) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga para el mes m .
- T_m : Cargo por Uso Monomio del STN, para el mes m (\$/kWh).
- $T_{x,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Máxima del STN, para el mes m (\$/kWh).
- $T_{d,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Media del STN, para el mes m (\$/kWh).
- $T_{n,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Mínima del STN, para el mes m (\$/kWh).

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima ($P_{i,m}$) por tratarse de potencias promedios referidas a periodos de una hora, los Cargos por Uso Monomios Horarios para el mes m : $T_{x,m}$, $T_{d,m}$ y $T_{n,m}$ se calculan resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m} = T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m}$$

$$\frac{T_{x,m}}{T_{n,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{n,m}} \quad \text{y} \quad \frac{T_{x,m}}{T_{d,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{d,m}}$$

5.7 Expansión del Sistema de Transmisión

Se conservan los lineamientos establecidos en las Resoluciones 051 de 1998, modificada por las Resoluciones 004 de 1999, 022 de 2001, 085 de 2002 y 93 de 2007 en cuanto a que los proyectos del Plan de Expansión de la Transmisión se ejecutan mediante procesos de convocatoria, con el propósito de promover la competencia entre diferentes oferentes para ejecutarlos.

Adicionalmente, de acuerdo con la Resolución CREG 106 de 2006 cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes, remuneradas a través de cargos por uso, es la UPME la encargada, en cumplimiento de la función asignada por la Ley 143 de 1994 de elaborar el Plan de Expansión de Transmisión y Generación, de realizar los análisis técnicos y económicos de la conexión de una planta o de unidades de generación al STN, con base en los criterios establecidos en la normatividad vigente, para determinar si los beneficios del proyecto de expansión son superiores a sus costos, en cuyo caso podrá recomendar la ejecución de dicho proyecto de expansión de transmisión.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 007 de 2005 y en el Documento Soporte de la Resolución CREG 110 de 2007, no es posible establecer el compromiso de realizar la expansión del Sistema Interconectado Nacional a cualquier punto del país y en cualquier capacidad de transporte. Por lo tanto, se considera necesario verificar las condiciones particulares para el sistema de la conexión de una planta o unidades de generación.

5.8 Conexiones profundas

Las conexiones profundas se presentan cuando la UPME, de acuerdo con el resultado de la evaluación económica del proyecto de expansión de transmisión requerido para la conexión de una planta o unidades de generación, encuentra que los beneficios del proyecto son inferiores a los costos y que solo es posible recomendar la ejecución de dicho proyecto de expansión de transmisión, mediante convocatorias públicas, si el agente solicitante asume el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea igual a 1 y el agente cumple con los requisitos de garantías y remuneración que se establecerán en resolución aparte.

Handwritten signature

El porcentaje del costo del proyecto que debe asumir el agente generador para hacer viable la ejecución del proyecto de expansión, será definido por la UPME, con base en la relación Beneficio / Costo obtenida para el proyecto de expansión del STN. Este porcentaje se aplica sobre el ingreso anual esperado de la Oferta Seleccionada en las Convocatorias Públicas.

RRM

Anexo 1. RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN 110 DE 2007

Definiciones

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
1.	XM	La definición de activos de conexión al STN hace alusión únicamente a aquellos que se conectan al STN, quedando por fuera los que se conectan a los STR's y SDL's. Consideramos que debe cambiarse el concepto a Activos de Conexión al STN.	Se considera que los activos que se conectan a los STR's y SDL's no hacen parte de los activos de conexión al STN.
2.	XM	Se recomienda utilizar Transmisor Nacional en lugar de Transportador cuando se quiere aludir a quien recibe remuneración precedente de cargos por uso del STN.	Se tiene en cuenta el comentario.
3.	EEB	Aclarar en la definición de Costo de Reposición de un Activo que el concepto que realmente se utiliza es el de construir y no el de renovar y por ende se deben incluir todos los costos que se requieren en la actualidad para construir un activo con las mismas funcionalidades y estándares de calidad y servicio que las del existente.	Si bien en la definición se utiliza la palabra renovar, para la estimación de los valores de las UC se incluyen todos los costos requeridos para su construcción. Se utiliza este verbo teniendo en cuenta que los valores aplican para activos existentes.

Articulado

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
4.	EEB	Artículo 4°. Metodología de remuneración. Nos permitimos solicitar que se clarifique que esta metodología también aplica a los activos que han sido construidos mediante el proceso de selección para obras de expansión definido en la resolución CREG 022 de 2001, cuando dichos activos han cumplido 25 años de operación.	Se mantiene vigente lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001 para la remuneración de dichos activos después del año 25.
5.	CNO	"Artículo 6°. Parágrafo: La reposición de los activos es	Se aclara que las limitaciones técnicas se

		<p>responsabilidad de sus propietarios o de los Transmisores Nacionales que los representen; con este propósito el Transmisor Nacional deberá presentar a la UPME un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos. En ningún caso las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al Transmisor Nacional ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso".</p> <p>Especificar las limitaciones técnicas a las que se refiere el texto de la resolución, las cuales consideramos que deben ser exclusivamente aquellas en las que el representante del equipo limite su operación por debajo de la capacidad nominal declarada. Lo anterior porque pareciera que cuando la capacidad de una línea sea insuficiente para llevar la energía entre las dos subestaciones que interconecta, el transportador tendría la responsabilidad de construir un nuevo circuito o reemplazar la línea existente por una de mayor capacidad.</p> <p>Establecer las señales regulatorias para que los estudios de expansión den las señales para que los inversionistas puedan acondicionar la capacidad de sus equipos al crecimiento del sistema, así también como los análisis de confiabilidad asociados con las configuraciones de las subestaciones y definir un procedimiento para que los TN realicen el reporte de las reposiciones previstas en sus equipos a fin de recibir realimentación de UPME y que las inversiones en reposición no deban ser reemplazadas en un plazo</p>	<p>refieren a las presentadas en equipos o elementos de una Unidad Constructiva. En particular para el caso de las líneas se entiende que esta situación se presenta cuando en las líneas existen diferentes calibres de conductores entre las subestaciones que interconectan.</p> <p>En la Resolución se contempla que cuando el TN ajuste un activo puede solicitar la reclasificación de la UC si es del caso.</p>
--	--	---	--

	inferior a su vida útil. Así mismo, que la CREG defina un esquema que permita remunerar las inversiones realizadas cuando se reemplacen equipos que se encuentran operativos por otros de mayor capacidad.	
6.	<p>TRANSELCA</p> <p>Artículo 6º. Parágrafo</p> <p>Considerar que si bien las reposiciones de activos son responsabilidad de los TN, éstas deben obedecer a fallas permanentes o daños en los equipos. Reposiciones a cargo del Transportador por la superación de sus capacidades nominales, son circunstancias que escapan a su responsabilidad y obedecen más al ámbito de la integralidad operativa del SIN, en la medida que éste va creciendo. De esta manera, no es razonable que no habiéndose cumplido los años regulados para la recuperación de la inversión de un activo, los transmisores deban hacer renovaciones de sus equipos, sin que haya una recuperación de la Inversión.</p> <p>En caso que sea necesario reponer algún equipo del STN porque se ha excedido su capacidad nominal, el nuevo activo debe ser remunerado, por ejemplo con las condiciones regulatorias vigentes, además el Transmisor debe ser compensado por el activo a retirar, mediante una fórmula que defina la CREG y que tenga en cuenta los años faltantes para completar su vida útil.</p>	<p>En la Resolución se contempla que cuando el TN ajuste un activo puede solicitar la reclasificación de la UC, si es del caso. Lo anterior teniendo en cuenta que la definición de las UC corresponde a un promedio y por tanto hay activos contruidos con elementos técnicos de menor capacidad y otros de mayor capacidad, que se remuneraran con la UC que se asimile.</p>
7.	<p>CNO</p> <p>Artículo 7.</p> <p>En el artículo 7 se establece, como una de las causales para el ajuste en términos reales del Ingreso Anual del Transportador, la modificación de los valores de las unidades constructivas por parte de la CREG.</p> <p>Se solicita que la CREG deje claro que dicha</p>	<p>La definición de las UC y su valoración hace parte de las fórmulas tarifarias utilizadas para la remuneración de la actividad, las cuales según lo establecido en la Ley 142 de 1994 tienen una vigencia de cinco años.</p> <p>Se revisa el artículo en lo correspondiente al</p>

		<p>modificación de costos unitarios sólo es posible durante el proceso de revisión de los periodos regulatorios con el fin de no generar señales de inestabilidad en el marco regulatorio de la transmisión de energía eléctrica.</p> <p>Adicionalmente, se solicita que se deje la previsión que dicho Ingreso Anual se ajustará en términos reales como resultado de la aplicación del esquema de remuneración de los gastos AOM, o por la actualización de los valores catastrales de las subestaciones.</p>	<p>AOM, dado que para los valores catastrales se tomará únicamente el valor reportado al momento de aprobación del inventario.</p>
8.	XM	<p>Artículo 7. Parágrafo</p> <p>Se sugiere adicionar al final del texto "y será tenido en cuenta desde el mes siguiente al de su recepción en el LAC"</p>	<p>Se modifica la propuesta y se establece que los terrenos se remunerarán con base en el valor catastral reportado junto con el inventario de activos.</p>
9.	XM	<p>Artículo 9. Procedimiento en caso de una Conexión Profunda.</p> <p>En el caso de las conexiones profundas, se establece que la relación beneficio costo de las mismas debe ser superior a 1. Se omite el caso en el cual es igual a 1.</p>	<p>Se modifica la resolución indicando que se podrá ejecutar el proyecto asociado con los Activos de Uso del STN, cuando el agente solicitante asuma el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea igual a 1.</p> <p>Se incluye aclaración.</p>
10.	EEB	<p>Artículo 9. Procedimiento en caso de una Conexión Profunda.</p> <p>Importante dejar claro que el proyecto al que se refiere solo incluye la parte asociada a los activos de uso de la transmisión.</p>	
11.	CNO	<p>Artículo 11.</p> <p>Se solicita con el fin de asegurar la remuneración de todos los equipos instalados o que requieran instalarse en el sistema, permitir la definición de nuevas unidades constructivas durante la vigencia del periodo regulatorio ya que no siempre es posible la asimilación de nuevos equipos a las UC establecidas por la CREG.</p>	<p>Teniendo en cuenta que la definición de UC corresponde a un promedio y que la expansión del STN se realiza a través de procesos de libre concurrencia no se considera necesario la definición de nuevas unidades constructivas durante la vigencia del periodo regulatorio. En los casos que la expansión se realice a través de una ampliación, este proyecto debe asimilarse</p>

LRM

	TRANSELCA	<p>Artículo 11. Unidades Constructivas.</p> <p>Se sugiere excluir el texto correspondiente a la no admisión de nuevas unidades constructivas durante el período tarifario. Lo anterior, teniendo en cuenta que nuevos proyectos de expansión en el STN, que no necesariamente son proyectos de convocatorias (como es el caso de las ampliaciones) pueden incluir soluciones que deriven en activos de transmisión no asimilables a Unidades Constructivas establecidas por la CREG.</p>	<p>con las UC existentes. Ver respuesta al comentario 11.</p>
12.	CNO	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Definir claramente las normas aplicables para establecer el nivel de calidad de la forma de onda y desbalances de voltajes, y además tener en cuenta los aspectos que la Resolución 024 de 2005 definió en cuanto a CPE con el fin de que no se traslapen responsabilidades y se establezca cuál es el alcance de la responsabilidad de los transmisores.</p> <p>En cuanto a la instalación de equipos, dar claridad de sus características y prever su inclusión en las unidades constructivas, además de los sistemas necesarios para su gestión y supervisión. Igualmente, teniendo en cuenta que se requeriría instalar transformadores de potencial por fase, revisar las cantidades de estos equipos en la UC de Módulo de Barraje, para cada configuración.</p>	<p>Se especifican en la resolución las normas aplicables.</p> <p>De otro lado, se aclara que la Resolución CREG 024 de 2005 establece que los OR son los responsables por la CPE en sus sistemas mientras que la resolución que nos ocupa establece la responsabilidad de los TN por la CPE en el STN y su alcance es con los usuarios conectados al STN.</p> <p>No se considera necesario definir las características de los equipos a instalar.</p>
14.	CNO	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p>	<p>Ver respuesta al final de este numeral.</p>

		<p>La responsabilidad directa y objetiva que se coloca en cabeza del transmisor, de indemnizar los perjuicios al usuario afectado por una deficiencia en la CPE aunque ésta sea causada por otro usuario, es decir un tercero ajeno al transmisor, presume la culpa en cabeza del transmisor y se desconoce la existencia de causales eximentes de responsabilidad, por las que se rompe el nexo causal entre el hecho determinante del daño y el daño propiamente dicho, como es la fuerza mayor, el caso fortuito y el hecho de un tercero.</p> <p>Por lo anterior se solicita la definición de un esquema de CPE fundamentado en el establecimiento de una responsabilidad real, cuya sanción le sea atribuible únicamente al responsable.</p> <p>Se sugiere que el tema de CPE sea tratado en una resolución aparte, en aras de darle coherencia y mantener la unidad de materia de la Resolución 110 de 2007, que es el establecimiento de las fórmulas de remuneración de la actividad de transmisión.</p>	
15.	XM	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Se excluye a los propietarios de activos de conexión al STN de responsabilidad por la forma de onda y por desbalances de fases. Es de anotar que a pesar de que los OR son usuarios del STN y los activos de conexión sean reconocidos al OR vía cargos por uso, éstos se establecen como vínculo entre los sistemas que se conectan sin hacer parte de ninguno de ellos.</p>	<p>La norma propuesta prevé que si el daño causado a un usuario tuvo como origen una deficiencia en la calidad de la potencia causada por la carga de otro Usuario conectado al STN a través de sus activos, el Transmisor Nacional podrá repetir contra este último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil. En tanto el OR es un Usuario conectado al STN, se concluye que, contrario a lo sugerido en el comentario, no se excluye al OR, sino que precisamente el Transmisor Nacional puede repetir contra</p>

RPM

16.	XM	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Se establece que el CND podrá solicitar la instalación de los equipos que considere necesarios para registrar las variables requeridas para detectar deficiencias en la forma de onda o desbalances de fase, así como la ejecución de medidas remediales. Sugerimos incluir un incentivo a la instalación de tales equipos. Así mismo, consideramos necesario establecer a cargo de quién está esta instalación.</p>	<p>este último.</p> <p>Se aclara en la Resolución que el CND podrá solicitar al TN y éste al Usuario la instalación de dichos equipos.</p>
17.	XM	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Se define que los TN podrán proceder a la desconexión de los usuarios, cuando se incumplan los plazos para la corrección de la deficiencia; sin embargo, no se hace mención a la desconexión de equipos</p>	<p>Se incluye la desconexión de equipos.</p>
18.	CNO-TRANSELCA	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Desde el punto de vista legal, el TN no está legitimado para hacer juicios de valor y tomar decisiones que podría llevar a causar un perjuicio a un Usuario como consecuencia de su desconexión sin que medie orden de autoridad competente.</p> <p>Por lo anterior, se sugiere definir cuál es la entidad competente para autorizar las desconexiones de los usuarios del STN, cuando previo el cumplimiento del debido proceso, que debería también estar reglamentado en la Resolución, se garantice el derecho de defensa.</p> <p>Es así como el TN solo debe actuar como ejecutor en la desconexión del usuario al STN, previa la autorización</p>	<p>Ver respuesta al final de este numeral.</p>

PRM

	TRANSELCA	<p>dada u otorgada por la autoridad correspondiente y habiéndose cumplido todos los procedimientos administrativos para garantizar el derecho a la defensa.</p> <p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Debe distinguirse entre la responsabilidad de supervisión de la red y mantenimiento de la calidad del suministro de electricidad en cuanto a la forma de onda y el balance de las tensiones de fases, y la responsabilidad que se estaría atribuyendo al Transmisor sobre los perjuicios causados por un tercero conectado a la red, configurándose así una responsabilidad objetiva, sin excluyentes de responsabilidad, excediendo con ellos los parámetros establecidos dentro de la responsabilidad civil por daños. Por lo anterior, se considera que el esquema planteado debe ser revisado, ya que se estaría obligando al Transmisor a asumir responsabilidades que no le corresponden.</p> <p>Ahora, si el sentido de la propuesta es que el TN asuma el riesgo de servir de garante frente a terceros por las responsabilidades propias de un Usuario conectado al STN, la regulación debería establecer un mecanismo de garantías suficientes otorgadas al transportador que le permitan asumir este riesgo.</p>	<p>Ver respuesta a los comentarios 14 y 18. Se adiciona que en el contrato de conexión previsto en la Resolución CREG-025 de 1995, Código de Conexión, se pueden pactar las garantías que, según el comentarista, se requieren.</p>
19.	EEB	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Precisar que dentro de la definición usuario o usuario del STN comprendida en capítulo I, no debe incluirse al usuario final, toda vez que para la situación particular</p>	<p>En el tema de CPE se aclara que el usuario al que se hace mención es el Usuario del STN, dentro del cual se encuentra un usuario final conectado al STN, ya que éste no tendría relación alguna con el Distribuidor.</p>
20.			

RAM

		de este usuario podemos remitimos al artículo 8 y al anexo 6.2.2 de la resolución CREG 024 de 2005. Este comentario va encaminado a mantener y respetar el orden lógico de la reclamación en la cadena del servicio de energía eléctrica, en vista que el usuario final debe acudir ante el Distribuidor antes que acudir al Transmisor.	
21.	EEB	Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN. Consideramos que no debe darse la responsabilidad al transmisor por la calidad de la forma de onda y de repetir contra el tercero que luego el deba demostrar que fue el verdadero causante. El transmisor solo debe responder por las deficiencias en la forma de onda y desbalance que cause en valores superiores a los de las normas que se adopten para medir esas deficiencias.	Se incluye comentario.
22.	EEB	Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN. No se le debe asignar al transmisor la responsabilidad de desconectar usuarios, dado que no tiene facultades para ello.	Ver respuesta a los comentarios 14 y 18.
23.	EEB	Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN. La CREG debe tener en cuenta al reglamentar este tema el conflicto de intereses para el CND (XM), que es quien determina el origen del evento, cuando participa ISA (principal accionista de XM) como uno de los posibles causantes.	La vinculación económica que pueda existir entre XM e ISA no exime a aquélla del cumplimiento de las normas expedidas por la CREG, como se lo exigen los artículos 171 de la ley 142 de 1994 y 34 de la ley 143 de 1994.
24.	EPM	Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la	La norma propuesta no prevé que el

RPMM

		<p>potencia en el STN.</p> <p>Consideramos que la calidad de la potencia y el balance de tensiones de fase son competencia de los diferentes agentes conectados al SIN y cualquier perjuicio, acción correctiva o indemnización resultante es responsabilidad del agente en cuyo sistema se origina la anomalía. Carece de sentido entonces decir que en todos los casos, el Transmisor Nacional responderá por las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada a través de los activos que opera y que cuando deba indemnizar a un usuario por causa de una deficiencia causada por otro usuario, podrá repetir contra este último.</p>	<p>Transmisor Nacional deba responder "en todos los casos" de deficiencia en la calidad de la potencia en el SIN. Como se explicó en la respuesta a los comentarios 14 y 18, se trata de la responsabilidad que debe asumir cada Transmisor por las redes que opera.</p>
<p>25.</p>	<p>ISA</p>	<p>Artículo 13. Responsabilidad por la calidad de la potencia en el STN.</p> <p>Se solicita a la Comisión eliminar la responsabilidad impuesta al TN por la calidad de la potencia al STN, lo anterior teniendo en cuenta que:</p> <p>Para que el TN pueda ejecutar la acción de desconexión, es necesario que la Comisión establezca un procedimiento de desconexión que asegure que se preserve la confiabilidad del sistema. Debe darse al propietario del equipo el derecho de defensa y determinar las consecuencias de la desconexión para el propietario del equipo y establecer un régimen de indemnidad por parte de la CREG, el CND y el CNO para el TN tanto frente al propietario del equipo como de cualquier tercero.</p> <p>Así mismo, se debe solicitar al usuario, dueño del</p>	<p>Ver respuesta a los comentarios 14 18 y 19.</p>

CRAM

		<p>equipo involucrado, que respalde el acuerdo a suscribirse entre el TN, el CND y el usuario responsable con una garantía de cumplimiento, que deberá ser un prerequisite para suscribir el acuerdo. Igualmente, en la norma se debe establecer la forma de fijar el monto de la garantía.</p> <p>La Comisión está otorgando facultades jurisdiccionales al TN, con el fin de que desconecte el equipo causante de la deficiencia.</p> <p>La corrección de la falla que está originando las deficiencias en la CPE depende del usuario involucrado, por tanto no se puede asignar al TN una obligación que depende de un tercero.</p> <p>No se puede atribuir mediante resolución al TN la calidad de garante de un tercero, con la obligación indemnizatoria correspondiente.</p> <p>La obligación del TN de responder por el hecho de un tercero cuando cause perjuicios a otros usuarios del sistema, desconoce la normatividad básica de responsabilidad civil, ya que el hecho exclusivo de un tercero ha sido reconocido jurisprudencialmente como una causa extraña eximente de responsabilidad; así mismo no existe la certeza de que el tercero reembolse al TN lo que éste haya pagado.</p>	
26.	XM	<p>Artículo 16. Compensaciones por incumplimiento en la calidad del servicio.</p> <p>Se establece que los propietarios de los proyectos de expansión, resultados de las convocatorias de la</p>	<p>No se considera necesario que la CREG defina las UC de los proyectos desarrollados mediante convocatorias ya que esta definición es para efectos de las compensaciones y no para la aprobación del</p>

CCPM

		<p>UPME, deberán informar al LAC en el momento de su entrada en operación comercial, el listado de unidades constructivas que componen el mismo, asimilando aquellas que no existan a las más parecidas existentes. Consideramos que debe ser la CREG quien defina cuáles unidades constructivas deben ser reconocidas por el proyecto que entrará en operación comercial, teniendo en cuenta que será ella quien aprobará el inventario de activos a ser remunerados a cada transmisor nacional.</p>	<p>inventario de activos a ser remunerado.</p>
27.	XM	<p>Artículo 16. Compensaciones por incumplimiento en la calidad del servicio. En el parágrafo 3 de este artículo, se establece que ante la toma de posesión por parte de la SSPPD, se dejarán de aplicar las compensaciones por un lapso de 12 meses, después de los cuales se continuarán aplicando. Debe aclararse si las indisponibilidades ocurridas en este periodo de 12 meses se tendrán en cuenta a partir de la finalización del periodo mencionado.</p>	<p>Ante la toma de posesión por parte de la SSPPD, se dejarán de aplicar las compensaciones por un lapso de 12 meses, pero las indisponibilidades ocurridas durante este periodo de 12 meses se tendrán en cuenta, a partir del momento en el que se presenten, para el cálculo de las compensaciones después del mes 12.</p>
28.	XM	<p>"Artículo 20. Aplicación de los nuevos cargos. La metodología para determinar los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional se empezará a aplicar a partir del mes calendario siguiente a la aprobación por parte de la CREG de la base de activos de cada Transmisor Nacional".</p> <p>Se entiende que puede presentarse durante algún tiempo, la aplicación de cargos por uso con base en inventarios de activos anteriores a la aprobación de la nueva base de activos.</p>	<p>Sí.</p>

RAM

Respuesta al Comentario 14.

La propuesta simplemente prevé que en aquellos casos en que el Transmisor Nacional deba indemnizar a un Usuario, de acuerdo con las normas comunes -se entiende-, y el daño o perjuicio haya tenido como origen una deficiencia en la calidad de la potencia causada por la carga de otro Usuario conectado al STN a través de sus activos, el Transmisor Nacional podrá repetir contra este último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil.

La propuesta no contiene una disposición que ordene que el transmisor deba indemnizar los perjuicios causados por una deficiencia en la calidad de la potencia; menos que lo haga a través de una forma de responsabilidad objetiva; y muchísimo menos tiene como fin o como efecto regular los eximientes de responsabilidad civil.

No es necesario que la propuesta ordene al transmisor indemnizar los perjuicios causados por una deficiencia en la calidad de la potencia, porque este es un asunto que está definido en las fuentes formales comunes rectoras de la responsabilidad civil extracontractual por actividad peligrosa, como lo es el transporte de energía eléctrica, según la calificación actual que la jurisprudencia y la doctrina vienen dando a las distintas actividades propias de la energía eléctrica.

En este tipo de actividades, de acuerdo con el artículo 2356 del Código Civil y la reiterada jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia, existe una presunción absoluta de culpa, es decir, que no admite prueba en contrario, en cabeza de quien tiene la guarda de la actividad, esto es quien tiene su dirección y control, lo cual se predica de quien tiene a su cargo la administración, operación y mantenimiento asociados a la actividad.

En tratándose de la transmisión de energía eléctrica quien tiene la guarda de esta actividad no es nadie distinto que el transmisor, porque, según la regulación que rige esta actividad, éste es quien realiza la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por redes del STN, así como la operación, mantenimiento y expansión de parte de dicho Sistema.

Dado que en este tipo de actividades peligrosas la culpa no es factor de imputación de la responsabilidad civil, ni se puede desvirtuar la presunción de culpa para eximirse de responsabilidad, la doctrina generalmente aceptada la clasifica como un tipo de responsabilidad objetiva.

De tal manera que si la responsabilidad civil del transmisor, por los daños y perjuicios causados con la actividad de transmisión, es objetiva, esa es una calificación derivada de la naturaleza de la actividad, conforme lo enseña la doctrina, y no de la disposición propuesta en la norma comentada, que nada prevé en torno a tal calificación jurídica.

PRM

Por otro lado, el hecho de que la responsabilidad civil sea objetiva no significa que no operen los eximentes de responsabilidad, como se sugiere en el comentario; en estricto sentido, lo que sucede en este tipo de responsabilidad es que la culpa no es factor de imputación de la responsabilidad ni eximente de la misma, sino que solamente operan como eximentes y el hecho exclusivo de la víctima y la llamada "causa extraña", como la fuerza mayor o caso fortuito, que para el caso de las actividades peligrosas debe ser un hecho imprevisible e irresistible totalmente ajeno o extraño a dicha actividad, y el hecho exclusivo del tercero.

Si la deficiencia en la calidad de la potencia en el STN que causó el daño fue originada por la conexión de un usuario a las redes de un transmisor, no es fácil concluir a primera vista, que en todos los casos se trate del hecho exclusivo de un tercero, que exima de responsabilidad al transportador, dado que, por una parte, un usuario de la red del transmisor no es alguien totalmente extraño al transportador sino que, por el contrario, se trata de una persona que se conectó y tiene acceso a la red en virtud del contrato de conexión celebrado con el mismo transportador y, por otra parte, el hecho de que el usuario esté conectado a la red del transmisor, aún si el usuario opera la conexión, no desvirtúa el hecho de que quien sigue manteniendo el control de la operación de los activos de uso de la red de transmisión, incluyendo el control de la calidad de la potencia, y por tanto la guarda de la actividad, en términos jurídicos, es el transmisor y no el usuario. En otros términos, el contrato de conexión que celebra el transmisor con el usuario, aún si se acuerda que el usuario opere la conexión, no le traslada a éste la guarda de la actividad de transmisión que se realiza a través de los activos de uso.

Pero aún en los casos en que la deficiente calidad de la potencia causada por el usuario pudiera calificarse jurídicamente como hecho exclusivo de un tercero, que exime de responsabilidad al transmisor, la norma propuesta no impide que así se califique. Dicha norma aplica en aquellos eventos en que el transmisor deba indemnizar a un usuario por las deficiencias en la calidad de la potencia que ocasionó otro de sus usuarios, esto es, cuando de acuerdo con las normas comunes no se exoneró de responsabilidad, por ejemplo, porque el hecho del usuario no fue constitutivo de hecho exclusivo de un tercero.

En este último caso, la circunstancia de no exonerarse de responsabilidad se presentaría porque, como se dijo, el hecho del usuario no reuniría los requisitos jurídicos del eximente de responsabilidad denominado "hecho exclusivo de un tercero", más no porque la norma propuesta lo impida.

La norma en comentario solamente da aplicación a las normas comunes que rigen la responsabilidad civil y, especialmente, al artículo 11 de la ley 142 de 1994, según el cual "las empresas de servicios serán civilmente responsables por los perjuicios ocasionados a los usuarios..."

Finalmente, el hecho de incluir la regulación de la calidad de la potencia en las normas que regulan la remuneración de la actividad de transmisión no le quita coherencia a esta última, dado que según el artículo 87.8 de la ley 142 de 1994, "Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad (...) del servicio".

Respuesta al Comentario 18.

Las leyes 142 y 143 de 1994 sometieron la prestación del servicio de transmisión a la libre iniciativa (Ley 142, Arts. 10 y 22; Ley 143, Art. 7); la construcción y operación de redes para el transporte de electricidad está exclusivamente sometida a lo dispuesto por estas Leyes, las cuales facultan a las empresas para operar las redes (Ley 142, Art. 28; Ley 143, Art 28); igualmente, les asignó la responsabilidad civil por los perjuicios ocasionados (Ley 142, art. 11.9; Ley 143, Art. 85); las facultó para celebrar contratos con otros prestadores de servicios públicos o con usuarios para regular el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos (L. 142, Art. 39.4); y sometió todos sus actos y contratos al régimen jurídico del derecho privado (L. 142, Art. 32; L. 143, Art. 8).

Como se observa, bajo el régimen jurídico establecido en las leyes 142 y 143 de 1994, la actividad de transmisión de energía eléctrica no constituye una función administrativa de tal manera que la desconexión de un usuario solamente proceda por orden de autoridad administrativa, como se sostiene en el comentario, y menos que solamente proceda por orden de autoridad judicial.

La función judicial se ejerce cuando el derecho no se realiza espontáneamente y, en este sentido, es subsidiaria, porque lo que se espera es que las empresas cumplan sus derechos y ejerzan sus obligaciones sin la intervención judicial.

Específicamente, los artículos 174 y 30 de las leyes 142 y 143, respectivamente, pusieron en cabeza de las empresas el deber de permitir la conexión y acceso a sus redes, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio. De tal manera que, según estas normas, son las empresas operadoras de las redes de transmisión quienes jurídicamente tienen la facultad de decidir sobre la conexión y el acceso a sus redes, así como el deber de verificar el cumplimiento de las normas técnicas por parte de quienes desean conectarse y acceder a sus redes.

Entre otras, por estas razones legales es que el numeral 11.1 del Código de Conexión adoptado mediante la Resolución CREG-025 de 1995, tiene establecido que "las responsabilidades por la construcción, montaje **y puesta en servicio son asumidas por el Transportador y el Usuario según la propiedad que cada uno tenga sobre los equipos en el Sitio de Conexión**, y por el CND o CRD y por el Transportador y el Usuario por las consignaciones, libranzas y por la coordinación de maniobras que se deriven de las anteriores actividades". (Destacamos).

RRPM

Por otra parte, el artículo 139 de la ley 142 de 1994, expresamente autorizó a las empresas para hacer suspensiones en interés del servicio, como las necesarias para efectuar reparaciones técnicas y mantenimientos periódicos, sin que ello constituya falla del servicio que dé lugar a la indemnización de perjuicios.

La norma propuesta contiene una medida preventiva orientada a que el transmisor identifique oportunamente el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, y establezca conjuntamente con el CND y los involucrados, un plazo máximo, razonable de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería, para la corrección de la deficiencia identificada, y si no se efectúa la corrección proceda a la desconexión, precisamente para que se efectúen las reparaciones técnicas necesarias.

Habiendo puesto las leyes 142 y 143 de 1994 la responsabilidad por la operación de la redes y habiéndolas facultado expresamente para suspender el servicio preventivamente o en interés del servicio para hacer las reparaciones técnicas que sean necesarias, jurídicamente carece de fundamento el argumento en el sentido de que en estos casos la suspensión del servicio solamente procede por orden de autoridad competente.

Precisamente la suspensión en interés del servicio prevista en el artículo 139 de la ley 142 de 1994 lo que busca es que no se ponga en peligro la prestación del servicio por razones técnicas que están bajo el control del operador de la red. Por esta razón, resulta absurdo e infundado que ante una falla técnica en las redes del Sistema de Transmisión Nacional ocasionada por la conexión de un usuario efectuada con el consentimiento del transmisor, que amenaza poner en grave peligro las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente, gestionable por el transmisor, este pretenda escudarse en la espera de la decisión de una autoridad competente que le ordene dicha suspensión, cuando la ley no previó este tipo de intervención de autoridades competentes, sino que, por el contrario, puso la operación de las redes en cabeza del prestador del servicio, lo autorizó para suspenderlo cuando sea necesario para reparar las fallas técnicas, y le atribuyó la responsabilidad civil por los daños causados.

Esta responsabilidad incluye no solamente los daños causados por acción, como lo sería el evento en que la empresa permita el acceso a sus redes de un usuario que no cumpla las normas técnicas como reiteradamente lo exigen los artículos 30 y 169 de la ley 142 de 1994, o que la empresa opere sus redes en forma contraria a las condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad exigidas según el artículo 33 de la ley 143; sino también los causados por omisión en la toma de medidas preventivas para evitar el daño, como la que le autoriza el artículo 139 de la ley 142 de 1994 y que ordena la norma propuesta por la CREG,

Además de lo anterior, pretender que el transmisor no debe suspender el servicio al usuario causante de la deficiencia en la calidad de la potencia mientras no haya orden de autoridad competente, no solo es contrario al artículo 139 de la ley 142 de

RAM

1994 y a los artículos 28 y 33 de la ley 143 de 1994, sino que también desconoce abiertamente que las normas expedidas por la CREG son de obligatorio cumplimiento, tal como expresamente lo establecieron los artículos 3, in fine, y 169 de la ley 142 de 1994 y 28 de la ley 143 de 1994, y que constituyen mandatos de autoridad competente que deben cumplir los prestadores.

Por tal razón, para la CREG resulta desconcertante que ante el mandato contenido en la norma propuesta en el sentido de que "el TN deberá proceder inmediatamente a la desconexión del equipo causante de la deficiencia", se pretenda que esta orden no es suficiente para proceder a la suspensión, sino que por el contrario se requiera la orden de otra "autoridad competente" distinta de la CREG, que es por excelencia la autoridad competente en esta materia.

En adición, debe tenerse en cuenta que según la Resolución CREG-025 de 1995, Anexo "Código de Conexión", Numeral 6, todo usuario que se conecte a las redes de transmisión debe celebrar con el transmisor un contrato de conexión en el cual, entre otras cosas, se debe "Convenir la responsabilidad y las **condiciones técnicas de la operación y mantenimiento**, programado y **correctivo**, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas", y que, de conformidad con esta misma normatividad, también hacen parte del Contrato y rigen su interpretación y alcance, "las Leyes Nos. 142, 143 de 1994 y sus decretos regulatorios", así como "las resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía emitidas por la CREG".

En conclusión, no solamente la ley 142 de 1994, artículo 139, permite la suspensión en interés del servicio para hacer las reparaciones técnicas y la regulación propuesta por la CREG ordena la suspensión del servicio para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia, sino que, en adición, en el contrato de conexión entre el transmisor y el usuario debieron haberse previsto las condiciones pertinentes para efectuar los mantenimientos preventivos y correctivos.

En cuanto a la afirmación en el sentido de que la propuesta "está legitimando para hacer juicios de valor y tomar decisiones que podría llevar a causar un perjuicio a un Usuario", se responde que de ninguna manera la norma está autorizando tales aspectos.

Por una parte, la norma no está autorizando al transmisor para hacer juicios de valor, sino está exigiendo que cumpla lo que legalmente debe cumplir en su calidad de transmisor, esto es, que identifique el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, lo cual no depende de un juicio de valor, sino de una condición técnica objetiva que afecta la operación de las redes que tiene el transmisor a su cargo y que están bajo su control tal como lo establecen los artículos 28, 30 y 33 de la ley 143 de 1994, y 168 y 169 de la ley 142 del mismo año.

Tampoco está autorizando la norma propuesta que el transmisor tome decisiones que podría llevar a causar un perjuicio a un Usuario. Es la propia ley, en las normas atrás citadas, la que prevé que el acceso a las redes solamente la puede permitir el

6/2/21

propietario u operador a un usuario que cumpla los requisitos técnicos, luego la suspensión por el incumplimiento de tales requisitos es una causal válida de suspensión en interés del servicio como lo prevé el artículo 139 de la ley 142 de 1994 y como también debió preverse en el contrato de conexión, es decir, se trata de una suspensión por causas imputables al usuario que no genera responsabilidad para quien suspende, como está previsto en la misma norma.

Finalmente, en cuanto a la falta de "los procedimientos administrativos", debe tenerse en cuenta que la suspensión en interés del servicio, como la que se ordena en la norma propuesta, no es una sanción y, por tanto, no es el resultado de un procedimiento administrativo.

Tratándose de una suspensión en interés del servicio, lo único que el artículo 139 de la ley 142 de 1994 exige es que se trate de una suspensión necesaria para hacer reparaciones técnicas o mantenimientos y se dé aviso amplio y oportuno a los usuarios.

Para el efecto la norma propuesta específicamente prevé que conjuntamente con el CND y el usuario, esto es, que no es una tarea que recae exclusivamente sobre el transmisor ni depende enteramente de su arbitrio, se identifique el equipo o equipos causantes de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase se identifiquen los equipos, y se defina el plazo máximo dentro del cual el usuario debe corregir la falla, y vencido el plazo sin que lo haya hecho se desconecte el equipo, y si no se ha podido identificar el equipo, se desconecte la carga que está causando tal deficiencia o desbalance.

Gastos de AOM

No.	Remite	Comentario	Respuesta
29.	CNO-TRANSELCA	Incrementar los porcentajes de AOM de referencia reconocido para el primer año y de los límites inferior y superior establecidos con base en la proporción de activos que se encuentran en contaminación ambiental.	Se modifica la metodología para la obtención del porcentaje de AOM, determinando un porcentaje diferente para cada TN con base en la información de AOM reportada por cada uno. Por lo anterior, no se afecta el porcentaje de AOM a reconocer ni los límites con la proporción de activos en ambientes corrosivos ya que está implícito en su promedio inicial.
30.	EEPPM	El proyecto de resolución propone presentar la información de AOM extraída del PUC. Actualmente EEPPM dispone de la información hasta el nivel 4 del	Para el AOM se debe utilizar la información del PUC reportada al SUJ hasta el nivel 6 y la información presentada deberá estar

EEPPM

		<p>PUC en el sistema de costos ABC, sin embargo, en caso de requerirse un mayor nivel de detalle, ése sería elaborado a través de un ejercicio administrativo, el cual no sería extraído directamente de los sistemas de información oficiales.</p>	<p>auditada, por tanto la empresa puede realizar un ejercicio administrativo para obtener la información al nivel 6.</p>
31.	ISA	<p>El valor propuesto de AOM no incorpora de manera directa los costos en que incurren las empresas para recuperar la infraestructura afectada por atentados. Por lo tanto se reitera la solicitud de que los costos por recuperación de infraestructura afectada por atentados se reconozcan en un 100% sin aplicar el esquema de productividad implícito en el proyecto de resolución 110 de 2007.</p>	<p>De acuerdo con la información reportada por los TN la suma de lo gastado en recuperación de infraestructura afectada por atentados y lo reportado por reposición representan un porcentaje inferior al promedio anual de reposición reconocido.</p>
32.	ISA	<p>Adicional a los costos de recuperación existen otros impactos en el AOM como resultado de los atentados:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Incremento de las pólizas de seguros. ii. Incremento en los costos de mantenimiento por las medidas de seguridad requeridas para el personal ejecutor. iii. Mayor valor de recuperación por refuerzos necesarios para mejorar la soportabilidad de la infraestructura ante estas situaciones. iv. Pérdida de vida útil de cables, aisladores, herrajes y equipos de subestación. 	<p>Estos conceptos se incluyen teniendo en cuenta que se determinará un porcentaje de AOM diferente para cada TN, con base en la información de AOM reportada por cada uno.</p>
33.	ISA	<p>Ajustar el valor de AOM como porcentaje del activo eléctrico, una vez sean definidos los nuevos costos unitarios.</p>	<p>Se ajusta el valor de AOM con los nuevos costos unitarios.</p>
34.	ISA	<p>En el proyecto de resolución solo se mencionan los activos ubicados en ambientes corrosivos se solicita considerar una referencia más amplia como lo es el término atmósferas contaminadas, la cual hace referencia a los activos afectados por contaminantes agresivos y no agresivos, incluyendo los gases emitidos a la atmósfera por los volcanes, las industrias y</p>	<p>Ver respuesta al comentario 29.</p>

	vehículos que también son perjudiciales y favorecen la formación de la lluvia ácida.
--	--

Metodología

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
35.	XM	<p>Numeral 1.2. En la definición del valor catastral, VTCs, se sugiere adicionar al final del texto "y será tenido en cuenta desde el mes siguiente al de su recepción en el LAC"</p>	Ver respuesta al comentario 8
36.	XM	<p>Numeral 1.3. Se debe incluir dentro de los activos a tener en cuenta para la liquidación del ingreso, aquellas unidades constructivas resultantes de las ampliaciones reguladas mediante el Artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001; tal como se estableció en el Artículo 4.</p>	Se incluye este comentario en la Resolución.
37.	XM	<p>Numeral 1.4. Representación de activos ante el LAC Se establece que cada activo de uso estará representando ante el LAC por el TN que lo opera. Sugerimos que se permita que los activos puedan ser representados ante el LAC y ante el CND por diferentes TN.</p>	Se tiene en cuenta el comentario.
38.	ISA	<p>Numeral 1.4. Representación de activos ante el LAC. "Cada activo de uso estará representado ante el LAC por el Transmisor Nacional que lo opera" En los casos en que el activo es propiedad de un tercero, que no necesariamente es un transmisor, éste lo puede operar y encargar a un transmisor para recibir la remuneración. Por lo anterior, se debe precisar que la responsabilidad ante un evento que ocasione una interrupción en la prestación del servicio, corresponde a quien opera el activo, que no necesariamente es el transmisor que lo representa ante el LAC para efectos de remuneración.</p>	<p>De acuerdo con la Resolución quien representa los activos ante el LAC es el TN que lo opera, es decir el TN que tiene la responsabilidad ante el sistema de la operación de dicho activo, sin importar si ésta es realizada por un tercero.</p> <p>En este sentido, es el TN que representa dicho activo el responsable ante un evento que ocasione interrupción en la prestación del servicio.</p>
39.	XM	Numeral 1.5	No se tiene en cuenta la energía reactiva

	<p>Se establece que para calcular los cargos por uso monomios se requiere la energía reactiva cuando ésta exceda el 50% de la activa, para cada periodo horario, registrada en las fronteras comerciales de los comercializadores. Entendemos que esta información deberá ser reportada mensualmente por los comercializadores y se refiere a las fronteras comerciales con el STN, lo cual consideramos debe aclararse en el texto de la resolución. Así mismo, debe definirse si se requiere el reporte del exceso sobre el 50% de la activa o el total de reactiva.</p> <p>Incluir explícitamente en la definición $P_{i,m}$ (cálculo del cargo monomio horario) la energía reactiva reportada por el Comercializador.</p>	<p>para el cálculo de los cargos por uso monomios.</p>
--	--	--

Unidades Constructivas

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
40.	CNO-EPM-ISA	<p>Se solicita revisar los porcentajes reconocidos para los costos financieros, de modo que éstos sean como mínimo del 22,59% del costo FOB para las líneas de transmisión y del 16,77% para subestaciones. Los costos financieros se deben obtener con el WACC ya que ésta es la tasa que combina los intereses de la deuda y los costos de oportunidad del capital propio y con 24 meses como tiempo de construcción de los proyectos.</p>	<p>Los costos reconocidos en la resolución aplican para todos los proyectos en operación cuya duración de construcción en promedio ha sido menor a 24 meses. Se considera apropiado reconocer el costo de la deuda para calcular los costos financieros.</p>
41.	CNO	<p>Aun cuando la UC CSM fue considerada para ser remunerada en el proyecto de resolución, solicitamos revisar las propuestas presentadas en lo relacionado con los componentes necesarios para que un CSM cumpla con las responsabilidades asignadas a los transportadores según las resoluciones existentes y por</p>	<p>La propuesta considera diferentes tamaños de CSM de acuerdo con los activos supervisados.</p>

		otra parte con los tipos de CSM de acuerdo con el dimensionamiento de activos a supervisar y maniobrar.	
42.	CON-EPM	Teniendo en cuenta que el 8,4% de las subestaciones del STN a 220/230 kV tienen más de 12 bahías, el cual es un valor significativo, se solicita la definición del Módulo Común Tipo 3 y Módulo de Barraje Tipo 3 como UC típicas, para las subestaciones que cumplen esta condición.	El promedio de número de bahías de las subestaciones que tiene más de 6 bahías es inferior a 12, por lo que se considera apropiado solo definir hasta el tipo 2.
43.	CON - XM	Se solicita definir la UC "Línea 500 kV 1 circuito (4x1) Nivel 3" con las cantidades indicadas en el documento de comentarios enviado por el CNO.	La cantidad de UC de este tipo no es representativo, por lo tanto no se define una nueva UC.
44.	CNO	Se solicita definir la UC "Línea doble circuito 230 kV, 2 conductores por fase, zona 3 en poste" con las cantidades indicadas en el documento de comentarios enviado por el CNO.	Ver respuesta al comentario 43.
45.	CNO-EPM	Se solicita definir las UC Módulo Común y Protección Diferencial de Barras Tipo 2 para la configuración de barra sencilla, extendiendo el Módulo Común y la Protección Diferencial de Barras Tipo 2 de las demás configuraciones. Así mismo, se solicita definir la UC Módulo de Barraje Tipo 2 para dicha configuración con las cantidades indicadas en el documento de comentarios enviado por el CNO.	Las unidades constructivas a remunerar deben ser consecuentes con la normatividad existente, por lo tanto la propuesta es no crear una nueva unidad constructiva.
46.	CON-EPM	Se solicita mantener la vida útil de 25 años utilizado actualmente en la regulación para las líneas de transmisión y los equipos de subestación, ya que es un valor que en promedio busca asegurar la tasa de retorno esperada (WACC) con el nivel de reposición actual, el cual incluso se irá incrementando en la medida en que la edad de la red se vaya haciendo mayor.	Teniendo en cuenta los niveles de reposición calculados a partir de la información entregada por los TN y las vidas útiles utilizadas en otros países se ajustó la vida útil de las líneas y subestaciones, reconociendo vidas útiles cortas para equipos electrónicos.
47.	CNO-TRANSELCA	Teniendo en cuenta que las UC Protección Diferencial de Barras y Módulo Común están conformadas fundamentalmente por equipos electrónicos, se solicita	Ver respuesta al comentario 46.

Handwritten signature or mark

		definir para ellas una vida útil de 10 años.	
48.	XM	Se sugiere incorporar la configuración anillo encapsulada (230 kV), y sus respectivos efectos en cuanto al establecimiento de UC y costos unitarios, ya que esta configuración la tienen las subestaciones Occidente y La Tasajera de Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P., que se vienen remunerando por asimilación a la configuración barra doble encapsulada.	Ver respuesta al comentario 43.
49.	XM	En el numeral 2.2.1 del Anexo 2, no se incluyeron los valores de Áreas Típicas de las UC de subestaciones – ATUCS – correspondientes a la configuración doble barra más transferencia encapsulada.	Se incluye
50.	XM	En el numeral 2.1.3 anexo 2 no aparece el costo unitario para la Bahía de Acopie de la configuración barra doble más transferencia.	Se incluye
51.	TRANSELCA	Se solicita reconsiderar la propuesta con relación al aumento en las vidas útiles de los activos basado en el bajo nivel de reposiciones realizadas en el periodo evaluado, ya que como lo manifestamos, con la remuneración obtenida, el inversionista espera recuperar la inversión inicialmente realizada y las reposiciones para mantener el equipo en operación continua y permanente sólo deben comenzar a ser significativas cuando los equipos se van acercando a su vida útil.	Ver respuesta al comentario 46.
52.	TRANSELCA	Establecer una vida útil diferencial para los activos en zonas con contaminación salina (la cual debería ser incluso menor de 25 años), considerando el efecto de la contaminación ambiental en los activos de la Costa Atlántica.	Ver respuesta al comentario 46.
53.	TRANSELCA	Se solicita incluir la UC especial que permita remunerar los tramos de líneas que cruzan el río Magdalena, por tratarse de torres que tienen mayores exigencias en la obra civil y en la altura de las estructuras, tal como se	Ver respuesta al comentario 43.

		describe en el documento de comentarios de TRANSELCA.	
EEB		Para las subestaciones que se encuentran a más de 2200 msnm se solicita que se contemplen unidades constructivas de bahías de línea, transformador, compensación y barraje para las configuraciones 1, 3 y 5, que se obtengan incrementando en un 7,5% el valor de interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de corriente, pararrayos, transformadores de tensión, aisladores de soporte, estructuras metálicas para pórticos así como también la ampliación en un 10% del área requerida para las unidades constructivas correspondientes.	Ver respuesta al comentario 43.
54.	EEB	Se solicita incluir en los costos reportados por EEB para el CSM otros costos de modernización en los que se incurrió durante el año 2007 como son: i) Ingeniería de BD, ii) Mímico, iii) Software y Hardware EMS, iv) Ampliación del Front End, v) Consola y Planta Telefónica y vi) Módulo Común.	Ver respuesta al comentario 41. Adicionalmente, en la propuesta se los CSM se desagregaron en varias UC.
55.		Adicionalmente, se solicita que para la conformación del valor final de esta Unidad Constructiva, se incluyan los valores de EEB como dato adicional para obtener el promedio junto con los costos presentados por otras empresas y el Comité de Transmisión.	
	EEB	Se solicita revisar las sumas de los siguientes costos FOB de equipos ya que se encontraron algunas diferencias:	Se revisó.
56.		<ul style="list-style-type: none"> En la tabla 19 del documento 094 de 2007, Barraje tipo 1 - configuración 8 y 9 la suma presentada es de COP miles 314.000. La suma de los 3 ítems nos da COP miles 648.251. 	

CCAW

		<ul style="list-style-type: none"> En la tabla 27 del documento 094 de 2007, Barraje tipo 1 - configuración 8 y 9, la suma presentada es de COP miles 628.000, pero la suma de los 3 ítems nos da COP miles 1.296.501. 	
57.	EEB	<p>En la tabla 14 módulo común tipo 1 – configuración 1 a 9 y en la tabla 22 módulo común tipo 2 – configuración 1 a 9 falta incluir los costos financieros.</p> <p>Debido a que se requiere un incremento en las distancias de seguridad se recomienda adicionar en un 10% el valor de remuneración para los terrenos de las subestaciones ubicadas a una altura superior de los 2200 msnm.</p>	Se revisó. Ver respuesta al comentario 43.
58.			
59.	EEB	<p>El nivel de reposición en los equipos de subestaciones y en las líneas sustenta una vida útil que se acerca más a los 25 años que a los 40 años que propone la CREG.</p>	Ver respuesta al comentario 46. Adicionalmente, al revisar el ejercicio entregado por los TN, se observa que no se tiene en cuenta la parte correspondiente a la instalación para obtener el promedio de vida útil.
60.	EPM	<p>Se solicita revisar los costos de las cadenas de aisladores de suspensión y de retención, del cable de guarda y del acero de las estructuras, pues su valoración está muy por debajo de los valores de mercado.</p>	El costo de estos elementos corresponde al promedio de los datos suministrados por los TN.
61.	EPM	<p>Se solicita revisar y ajustar el valor de la obra civil del Módulo Común, ya que tomando como referencia costos recientes de EPM, expresados en pesos del 2006, éste es un 106% superior al costo propuesto por la Comisión, aún asimilando el módulo común del STN, con uno de 4 bahías de una subestación de 115 kV que es de menores especificaciones.</p>	Ver respuesta al comentario 60. Adicionalmente, para el cálculo del promedio se incluyeron valores de firmas de ingeniería.
62.	EPM	<p>EPM considera que los argumentos presentados por el CNO en el documento "Nuevas Unidades Constructivas y sus Costos Unitarios – Sistema de Transmisión Nacional", con fecha 24 de junio de 2004, elaborado y</p>	Ver respuesta al comentario 55.

CCAM

		emitido por el (CNO), para justificar la conformación de los diferentes tipos de la Unidad Constructiva CSM, siguen siendo válidos. Por lo anterior, estimamos que los valores a reconocer por la CREG deben ser coherentes con las Unidades Constructivas propuestas por el CNO, tomando como referencia datos de contratos o cotizaciones recientes.	
63.	ISA	Se solicita revisar el costo propuesto para la estructura de líneas ya que éste no refleja costos eficientes de mercado. Se propone 3.864 KCOL/Ton (pesos de dic. 2006)	Ver respuesta al comentario 60.
64.	ISA	Se solicita revisar el costo del IVA a reconocer en los costos unitarios ya que los supuestos asumidos para la definición de estos costos no pueden aplicarse estrictamente en las empresas de Transmisión. Se propone utilizar un valor del 9% del FOB que corresponde a una financiación de 3 años y no del 1,5% presentado en la resolución que se asume corresponde a una financiación de 1 año.	Se considera apropiado incluir solo la financiación correspondiente a un año.
65.	ISA	Se solicita no incrementar la vida útil de los equipos de subestación por encima de 25 años y reconocer una vida útil menor para las bahías cuyos equipos de interrupción requieren más operaciones de lo normal, como resultado de la implementación del esquema de control de tensión y potencia reactiva. Se solicita no incrementar la vida útil de las líneas de transmisión por encima de 30 años	Ver respuesta al comentario 59.

Calidad del Servicio

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
66.	CNO	Incluir en la definición de trabajos de expansión, los proyectos asociados con la entrada en operación de	Se incluye que los trabajos de expansión consideraran la entrada en operación de

RRR

		activos de los STR o SDL aprobados por la UPME o por quien la CREG designe, así como también los trabajos asociados con la reposición o cambio de equipos por el crecimiento del sistema, reportados por la UPME.	proyectos del Plan de Expansión, Activos de conexión o de Uso del STN, la conexión de un generador o de un usuario al STN y los asociados con la reposición o cambio de equipos en activos del STN.
67.	CNO-TRANSELCA-ISA	Establecer unos tiempos mayores de indisponibilidad de los activos inmersos en zonas afectadas por fenómenos de contaminación ambiental, para lo cual se proponen como metas para BL = 22 h, LIN_220 = 38 h, LIN_500 = 41 h.	Las máximas horas anuales de indisponibilidad se establecieron como un promedio de los datos suministrados por los TN, dentro de los cuales se incluyen los tiempos para este tipo de activos.
68.	CNO	No definir límite al número de días consecutivos para la ejecución de los mantenimientos mayores y permitir los casos en que por razones de seguridad o confiabilidad del SIN o por requerimientos técnicos de los mantenimientos mayores sea necesario suspender y reprogramar posteriormente la continuidad del mismo.	Se mantiene la propuesta en cuanto al establecimiento de un límite al número de días consecutivos, ya que en caso contrario se perdería el concepto de mantenimiento mayor. Sin embargo, se incluye que el Mantenimiento mayor se puede suspender por instrucción del CND o de una autoridad competente.
69.	CNO-TRANSELCA-EPM-ISA	Se solicita mantener la exclusión de los eventos con duración menor a 10 minutos y extender el tiempo, con el fin de que los transportadores dispongan del tiempo suficiente para realizar el análisis y poder tomar las decisiones operativas adecuadamente. Los 10 minutos de holgura son necesarios para el correcto análisis del evento y para poder tomar la decisión de la declaración de disponibilidad en forma segura.	Se mantiene la propuesta de incluir una hora en la estimación de las máximas horas anuales de indisponibilidad con el fin de cobijar los eventos menores de 10 minutos.
70.	CNO	Regular la indisponibilidad del Módulo de Barraje en forma similar al concepto de indisponibilidad parcial ya que éste no se debe considerar indisponible totalmente cuando deba sacarse de servicio una de las barras en las configuraciones que tienen doble barra. Adicionalmente, en los casos en que se tiene seccionamiento de barras, cuando deba sacarse de servicio una de las secciones tampoco debe	Para el módulo de barraje se calculará el porcentaje de bahías que quedaron disponibles con respecto al número total de bahías.

71.	CNO-TRANSELCA-EPM-ISA	<p>considerarse indisponible el barraje.</p> <p>Extender la exclusión de indisponibilidades por fuerza mayor o caso fortuito a los activos de subestación, a fin de que el transportador no asuma responsabilidad por compensaciones por hechos que estarían por fuera de su control y debida diligencia.</p> <p>No se puede discutir si las pólizas cubren las compensaciones que se generen por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, ya que estos eventos por su naturaleza deben ser excluidos.</p>	<p>Se incluye comentario y se establece que se excluye del AOM los valores de las cuentas que correspondan con el costo de la prima por lucro cesante por efecto de indisponibilidad ocasionada por fuerza mayor.</p>
72.	CNO-EPM	<p>Para los casos de indisponibilidades de líneas originadas en eventos que constituyan fuerza mayor o de cualquier activo ocasionadas por alteración del orden público, establecer un mecanismo de seguimiento y control al cronograma de trabajo del transportador, para la puesta en servicio del activo, a fin de asegurar su desempeño diligente, sin reducir su ingreso por situaciones o circunstancias que estén por fuera de su control y debida diligencia; y que sólo en caso de que se compruebe que indisponibilidades superiores a seis meses son debidas a una gestión ineficiente y no diligente por parte del transportador, se aplique la reducción en la remuneración del transportador.</p>	<p>Dado que los usuarios tampoco tienen control de la situación, se comparte la remuneración entre agentes y usuarios.</p>
73.	CNO-TRANSELCA-EPM-ISA	<p>Se solicita que el esquema de compensaciones que se defina para los transportadores no sea función de la ENS, sino que sea función del ingreso que por éste recibe, para lo cual podrían incluirse factores que amplifiquen el valor de la misma, como se utiliza en otros países, y que dependan del impacto que tendría dicha indisponibilidad sobre la ENS, pero manteniendo siempre el equilibrio económico de la actividad.</p> <p>Acotar estas compensaciones con un valor que sea una porción del ingreso total que recibe la empresa, a fin de asegurar la sostenibilidad de la misma.</p>	<p>La compensación se mantiene en función de la ENS pero se calcula solo para el periodo horario, dentro de las dos primeras horas de duración de la indisponibilidad en el que se obtuvo el máximo valor de la Energía No Suministrada.</p> <p>Lo compensado en un mes m por este concepto, para cada TN j, estará limitado al 60% de la suma de los ingresos antes de compensaciones.</p>

74.	CNO-ISA	<p>Entre las acciones de mejoramiento del sistema hay unas que son competencia de los transportadores como son la revisión de consignas operativas, otras se salen de su control como la necesidad de fortalecer el sistema, mejorar las configuraciones de las subestaciones estratégicas del mismo, revisión de los códigos técnicos, mejoramiento de los sistemas de comunicaciones, implementación de un esquema de arranque autónomo, etc.</p> <p>Dado el carácter estructural de estos aspectos, se solicita que el establecimiento del esquema de compensaciones que se defina, que debería ser función del ingreso, asegure la solución previa de todos los problemas identificados, así como la implementación de las acciones que resulten del estudio que adelanta la UPME sobre subestaciones estratégicas del STN, que en todo caso también deberían ser consideradas como exclusiones.</p>	Ver respuesta al comentario 66.
75.	CNO-ISA	<p>El esquema de compensaciones como función de la ENS, solo debe ser aplicable en aquellos casos en que el activo indisponible esté excediendo las horas de indisponibilidad establecidas por el regulador. Así mismo, las exclusiones aplicables para el cálculo de los índices de indisponibilidad de los activos igualmente deben ser tratadas como exclusiones para la aplicación del esquema de compensaciones que finalmente se defina, que debería ser función de los ingresos.</p>	Se considera que la compensación por ENS debe aplicarse sin importar si el activo está excediendo las máximas horas anuales de indisponibilidad. De otro lado, se entiende que las exclusiones aplicables para el cálculo de los índices de indisponibilidad de los activos también aplican para el esquema de compensaciones de ENS y CANO.
76.	CNO	<p>El costo con el cual se valora la compensación como función de la ENS no debería ser el Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de ENS, el cual podría ser muy alto, se propone utilizar el costo del primer escalón de racionamiento, aunque la compensación no debería ser</p>	Se mantiene el valor de la compensación asociado con el escalón del Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía donde se encuentre el PENS, pero se limitan las horas a compensar a una hora correspondiente a la que obtuvo el máximo valor de la Energía No Suministrada

77.	CNO-ISA	<p>definida de esta forma sino en función de los ingresos.</p> <p>Se solicita que el esquema de compensaciones en función de ENS, en caso de definirlo, no aplique a las desconexiones programadas de elementos del sistema de transmisión ni a las redes que hacen parte de un sistema radial o de un sistema deficiente en términos de la confiabilidad del suministro.</p>	<p>Se incluye comentario. Se entiende que si la desconexión es programada la posible demanda que este activo hubiera podido suplir no está incluida en la proyección de demanda.</p>
78.	CNO-ISA	<p>El aplicar una compensación en función de los activos no operativos, conllevaría a que el transportador esté pagando compensaciones no sólo por sus activos indisponibles, sino por los demás activos que queden en condición de no operativo, por razón de una característica que es esencial, natural e inevitable de los sistemas y subsistemas eléctricos, y que no depende de una decisión particular que esté en cabeza del transportador. Adicionalmente, la pérdida de un sistema o subsistema en serie normalmente tiene el mismo impacto que la pérdida de todos los demás elementos de ese sistema, lo cual no debería dar lugar a la aplicación de una compensación adicional a la propia del activo que ha quedado indisponible.</p> <p>Por lo anterior, se solicita no definir un esquema de compensación que sea función de los activos que quedan no operativos por la indisponibilidad de otro activo del sistema de transmisión.</p>	<p>Tal como se presentó en la propuesta esta compensación aplica solo cuando las Horas Anuales de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.</p> <p>En el STN se remunera la disponibilidad de los activos. El usuario no debe asumir la remuneración de los activos que están disponibles pero no pueden operar.</p>
79.	XM	<p>El CND debe determinar el activo causante de la ENS, lo cual no es un cálculo que se pueda hacer de una manera matemática y objetiva, entre otros, por cuanto los eventos generalmente obedecen a una sucesión de hechos o a hechos simultáneos, en los cuales pueden participar varios agentes Transmisores, generadores, OR e incluso el propio CND así como pueden contribuir las condiciones propias del sistema en el momento de ocurrencia del mismo. Adicionalmente, el CND podría</p>	<p>Se modifica la propuesta y se establece que con base en el procedimiento que el CND someta a aprobación de la CREG para el cálculo de la ENS, se determinará el PENS.</p> <p>El CND enviará cuando sea el caso el informe a la SSPD para que dicha entidad sea quien determine si se presentó ENS y el agente responsable.</p>

		<p>estar actuando como juez y parte. Se propone que el informe técnico que realice el CND, con base en la información que recopile sobre el evento, sea entregado a un tercero que se encargue de realizar la investigación, quien finalmente ordene aplicar la compensación.</p>	
80.	XM	<p>El procedimiento que se establezca para la determinación del activo causante, debe tener en cuenta los plazos para la liquidación de cargos por uso del STN, evitando ajustes a la facturación.</p>	<p>Se tiene en cuenta comentario.</p>
81.	XM	<p>Si ocurren varios eventos simultáneos que desemboquen en ENS, debe incluirse una regla de asignación. Así mismo, establecer el procedimiento si el evento es ocasionado por un agente diferente de un transmisor nacional, o si no existe información suficiente y/o contundente para determinar el causante del evento.</p>	<p>Cuando no sea posible identificar el causante del evento, se entiende que no habrá lugar a compensación por ENS. Así mismo, la asignación dependerá del porcentaje de representación de los activos.</p>
82.	XM	<p>Definir cuál es el periodo de tiempo que debe ser empleado para determinar la magnitud de la ENS, teniendo en cuenta los tiempos que se requieren para ejecutar maniobras para el restablecimiento, así como el hecho de que un activo disponible puede permanecer abierto por un largo periodo de tiempo, si las condiciones del SIN así lo ameritan.</p>	<p>Ver respuesta al comentario 73.</p>
83.	XM	<p>Establecer el tratamiento de los mantenimientos en cuanto al cálculo de la ENS. En general, establecer un procedimiento para el cálculo de la ENS.</p>	<p>Ver respuesta al comentario 77.</p>
84.	XM	<p>Establecer procedimiento (formulación) para el cálculo del PENS.</p>	<p>Ver respuesta al comentario 83.</p>
85.	XM	<p>Se establece que la ENS se calcula con base en la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico "que estima el CND". Es de anotar que el pronóstico de demanda utilizado en el despacho es responsabilidad de los OR.</p>	<p>De acuerdo con el Código de Operación la predicción de demanda de potencia la efectúa el CND y la envía a las empresas semanalmente el día miércoles y recibe comentarios o modificaciones hasta el día viernes a las 13:00</p>

PRAM

86.	XM	Establecer incentivos a la instalación de esquemas suplementarios en el STN, así como la coordinación de éstos entre los TN, los OR y los generadores.	No es claro el comentario.
87.	XM	Establecer incentivos que posibiliten la reconfiguración provisional de activos en falla, con el fin de evitar racionamientos.	Si es un proyecto adicional debería ir por UPME si es una reconfiguración el CND la determinará.
88.	XM	En la exclusión de las indisponibilidades debidas a trabajos de expansión, incluir aquellos activos que aunque no estén en el Plan de Expansión de referencia, se requieren para conectar un generador o un usuario al STN.	Ver respuesta al comentario 66.
89.	XM	Tener en cuenta como causal de exclusión lo dispuesto en el RETIE	La definición de este aspecto hará parte del reglamento.
90.	XM	Establecer metas para el activo módulo común ya que su indisponibilidad ocasiona que resulten no operativos sus activos asociados.	Se definen máximas horas anuales de indisponibilidad para todos los activos.
91.	XM	Definir el término "Activo No Operativo" y se propone: "Estado en el que se encuentra un activo que estando disponible y listo para operar (funcionar) no lo puede hacer porque una falla o mantenimiento en otro Activo (elemento) del sistema lo ha dejado fuera de servicio"	Se incluye una definición de Activo no Operativo.
92.	XM	Definir el término "Mantiobra" y se propone: "acciones ejecutadas sobre los elementos de corte y de regulación, manual o automáticamente, de manera local o remota".	Hará parte del reglamento.
93.	XM	Incorporar las definiciones IDA y MIDA, dado que la resolución definitiva derogaría a la Resolución CREG 061 de 2000.	Se tiene en cuenta el comentario.
94.	XM	En las indisponibilidades excluidas, numeral v, no se incluyó la alteración del orden público para las consignaciones de emergencia, lo cual no parece consecuente con las exclusiones establecidas en el numeral iv en el cual se incluye esta causal.	Se tiene en cuenta el comentario.
95.	XM	La capacidad para el cálculo del HID no necesariamente se expresa en MVA (sólo en transformadores). Se	Se elimina la unidad de medida para las variables CR_{ik} y CN_k .

RABM

		sugiere que no se establezca expresamente la unidad de medida. Debe establecerse cómo se determinará la indisponibilidad de la unidad constructiva módulo de barraje.	Ver respuesta al comentario 70.
96.	TRANSELCA	Las compensaciones en función de la ENS o por dejar no operativos otros activos es una sanción por falla del servicio dado que en este caso no hay una relación directa entre la compensación regulada y el servicio prestado, reflejando con ello que se trata de una "sanción" y no de un componente tarifario deducido de acuerdo con la Ley, y en el cual no se está considerando el rol pasivo de la transmisión, ni el desequilibrio económico que una sanción de este tipo podría implicar para una empresa de transmisión. Adicionalmente, en relación con el esquema de ENS, la CREG le estaría atribuyendo funciones jurisdiccionales sancionatorias al CND, sin considerar el ordenamiento legal en materia de responsabilidad civil y el derecho fundamental al debido proceso, al tiempo que termina asumiendo facultades sancionatorias que van más allá de su potestad delegada.	De acuerdo con lo establecido en el artículo 87.8 de la ley 142 de 1994, el Ingreso Regulado de cada TN supone una calidad con las características definidas en la regulación y las variaciones que excedan o superen los límites allí definidos darán lugar a reducción de dicho Ingreso a través de la aplicación de las Compensaciones. Adicionalmente, ver respuesta al comentario 79.
97.	TRANSELCA- EPM-ISA	Mantener las exclusiones de las indisponibilidades que se originan en el hecho de un tercero.	El TN es el legitimado para ejercer las acciones contra el tercero causante de daños en su red.
98.	EEB	Dado que actualmente el CND presenta semanalmente los cálculos parciales de indisponibilidad, solicitamos que quede como obligación del CND el publicar semanalmente cálculos parciales de indisponibilidad, con el fin que los agentes y el CND lleven un seguimiento de las indisponibilidades en una ventana de tiempo más corta.	La propuesta considera los cálculos mensuales y no semanales.
99.	EEB	Debe mantenerse el incentivo de la programación semestral de mantenimientos y considerar estas	No se excluyen las indisponibilidades originadas en mantenimientos consignados

CPAM

		<p>indisponibilidades excluidas bien sea para la indisponibilidad de los activos o la que se tenga en cuenta para determinar la compensación del ingreso.</p>	<p>en el programa semestral. Adicionalmente, se establece como incentivo para cumplir la programación semanal contar las horas de indisponibilidad del programa semanal que no sean utilizadas para el activo.</p>
100.	EEB	<p>La programación y ejecución de las reparaciones para los equipos de subestaciones normalmente toman 6 meses dada la necesidad en algunos casos tener que importar equipos. Por esta razón se propone que en general o al menos en los casos de subestaciones, el tiempo para empezar a disminuir el ingreso sea de 12 meses.</p>	<p>Se considera 6 meses como tiempo adecuado para empezar a disminuir el ingreso.</p>
101.	EEB	<p>Las compensaciones de los proyectos de expansión resultantes de las convocatorias no deberían calcularse sobre el ingreso asociado al valor de las Unidades Constructivas sino sobre el porcentaje respectivo del ingreso del proyecto, pues se estaría ocasionando un desequilibrio económico para las convocatorias ya adjudicadas.</p>	<p>Se continúa con la propuesta de mantener como referencia el valor de las UC definidas para la actividad de Transmisión.</p>
102.	EEB	<p>Se solicita modificar la fórmula para el cálculo del $HID_{p-i,k}$ ya que con la fórmula propuesta en la Resolución se obtienen resultados que no son lógicos. De otro lado, el IDA y el MIDA incluyen los eventos de 1 año atrás y por ende se estarían incluyendo en el cálculo de HID eventos de casi dos años y pagando compensación por dichos eventos. Esto conllevaría la aplicación retroactiva de las compensaciones. Pensamos que lo correcto es que al aplicar la fórmula del numeral 3.7.1 del anexo 3 a los activos que hayan tenido una indisponibilidad superior a las metas en el valor de THC se incluya el promedio de las horas adicionales de indisponibilidad a las metas. Se proponen las siguientes fórmulas:</p> $HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} \max \left(0, \max \left(0, (MIDA_{p-1,k} - IDA_{p-1,k}) * \frac{8760}{100} \right) - MHAI_k \right)$	<p>Ver respuesta al comentario 111.</p>

		$THC_{m0,k} = \sum_{i=m0-1}^{m0-1} HID_{i,k}$	
103.	<p>EEB</p>	<p>Al reglamentar el tema de compensaciones por ENS o por dejar no operativos otros activos se debe tener en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El TN no tiene injerencia en el desarrollo del STN. • Las configuraciones de las S/E han sido definidas buscando minimizar los costos de las mismas y las modificaciones de éstas así como la topología de la red son definidas por la UPME y no por iniciativa del TN. • Al realizar determinadas actividades de mantenimiento es necesario interrumpir el flujo de energía por otros activos. • Conflicto de intereses para el CND que es quien determina el origen del evento, cuando participa ISA (principal accionista de XM) como uno de los posibles causantes. 	<p>Se entiende que si la desconexión es programada la posible demanda que este activo hubiera podido suplir no está incluida en la proyección de demanda.</p> <p>Ver respuesta al comentario 79.</p>
104.	<p>EEB</p>	<p>En la definición de los tiempos máximos de indisponibilidad permitida no se incluyeron los tiempos en que un activo estaría sin flujo de energía debido a la indisponibilidad de otro activo.</p>	<p>Los activos que están sin flujo de energía debido a la indisponibilidad de otro activo están disponibles por lo tanto este tiempo no hace parte de los tiempos máximos de indisponibilidad permitida.</p> <p>Entendiendo que el comentario hace referencia a la identificación del causante de ENS ver respuesta al comentario 79.</p>
105.	<p>ISA</p>	<p>Se solicita establecer un procedimiento que permita definir en forma técnica y objetiva la información a utilizar en caso de discrepancias que puedan presentarse en el contexto operativo, utilizando otra información disponible de los agentes y del CND a partir de la cual puede hacerse una validación de las bases de datos como son los registros de los relés de protección, los registros de falla, el secuenciador de eventos (SOE) y las grabaciones de las salas de control. Lo anterior, teniendo</p>	

106.	ISA	<p>en cuenta que la solución propuesta en la Resolución 110 es la situación más desfavorable para el TN.</p> <p>Utilizar la información estadística de las bahías de los transformadores tanto del STN como de conexión a dicho sistema, con el fin de que la meta que se adopte sea el resultado de ponderar adecuadamente las metas de ambos tipos de activos.</p>	<p>Teniendo en cuenta que las bahías de conexión al STN son remuneradas en la actividad de Distribución, a excepción de unas configuraciones de subestaciones, esta información fue considerada para el establecimiento de las máximas horas anuales de indisponibilidad de activos del STR.</p>
107.	ISA	<p>Se solicita mantener la meta de disponibilidad de la Resolución 11 de 2002 para los módulos de compensación, y más específicamente para el SVC de Chinú 500 kV; esto es de 48 horas anuales. Lo anterior, ya que los tiempos de indisponibilidad del módulo del SVC no estarían cubiertos por la meta propuesta de 15 h.</p> <p>Adicionalmente, se solicita definir una meta mayor para las bahías de compensación que son maniobradas por controles VQ, ya que éstas son sometidas a accionamientos diarios que los hacen más susceptibles a falla y a más intervenciones de mantenimiento.</p>	<p>Ver respuesta al comentario 67.</p>
108.	ISA	<p>El buen comportamiento y los esfuerzos y mejoras que vienen implementando las empresas en sus procesos de operación y mantenimiento, no deben ser castigados con reducción de metas. Por lo anterior, se solicita implementar un esquema similar al propuesto para los gastos AOM para la definición de las metas de calidad, de modo que la meta actualmente vigente para cada activo sea el valor de referencia para determinar las metas para el nuevo marco regulatorio. Así cuando la meta calculada con la estadística 2001-2006 sea diferente a la meta vigente, ésta se ajuste con la mitad de la diferencia entre la meta vigente y la meta</p>	<p>La propuesta se basa en los datos estadísticos.</p>

CSAM

		calculada, de modo que las empresas tengan un incentivo a mejorar sus tiempos de indisponibilidad por debajo de la meta regulada, sin que dicha mejora se traslade en un 100% a la meta para el siguiente periodo tarifario.	
109.	ISA	<p>Para los casos de indisponibilidades de líneas originadas en eventos que constituyan fuerza mayor o de cualquier activo ocasionadas por alteración del orden público, no se debe afectar su remuneración si mediante el cronograma acordado y los informes de avance periódicos se puede controlar la ejecución eficiente de los trabajos.</p> <p>Por otro lado, solo debería comprometerse la componente asociada con el AOM, sería el único concepto en el que en teoría se dejaría de incurrir mientras la línea se encuentra fuera de servicio, aunque se deba seguir incurriendo en los costos de las personas y medios logísticos necesarios para el mantenimiento.</p>	Ver respuesta al comentario 72.
110.	ISA	<p>Se solicita la segmentación de los mantenimientos mayores en días no consecutivos y hasta en 4 programas semestrales de mantenimiento.</p>	Ver respuesta al comentario 68.
111.		<p>Se solicita modificar la fórmula para el cálculo del $HID_{p-i,k}$ de modo que los activos que tuvieron un desempeño adecuado ($IDA > MIDA$) tengan un HID bajo, pero aquellos activos cuyo desempeño estuvo por debajo de la meta de disponibilidad se obtenga un valor de HID alto.</p> $HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} \max \left(0, MHA_{i,k} - \max \left(0, (IDA_{p-i,k} - MIDA_{p-i,k}) * \frac{8760}{100} \right) \right)$	Se modifica la fórmula.

PPM

Teledisparos

No.	Remitente	Comentario	Respuesta
112.	CNO	<p>Se solicita definir un esquema regulatorio para el tratamiento de los esquemas suplementarios de protección que considere los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Temporalidad. Estos esquemas no deben atrasar ni ocultar señales de expansión en el SIN y por tanto deben ser considerados con carácter transitorio, mientras se adelantan los proyectos de expansión. b) Responsabilidades. El agente beneficiario del teledisparo debe ser el responsable de su instalación, operación y mantenimiento. En los casos de varios agentes beneficiarios, el responsable deberá ser el agente más beneficiado. En los casos en que sea difícil identificar el agente beneficiario, el teledisparo podría definirse como una UC, en cuyo el TN seleccionado respondería por la operación adecuada o inadecuada de los mismos, mediante un esquema de compensación que sea función del ingreso asociado con dichos equipos, a fin de mantener siempre el equilibrio económico en la ejecución y operación de los mismos. c) Remuneración. Establecer un régimen remuneratorio para estos esquemas mediante el tratamiento de unidades constructivas. 	<p>Este tema se analizará en la revisión del código de operación.</p>

CCPM

Anexo 2. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Subestaciones de 230 kV

Tabla 31. Bahía de Línea Barra Sencilla – SE201

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	1,00	34.380
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (Ton)	8.289	6,47	53.663
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	17.327	1,00	17.327
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.208.152

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	38.514
Seguro Marítimo	0,40%	4.858
Costo CIF (USD)		1.251.524
Bodegaje	1,66%	20.018
Arancel	13,29%	160.559
Transporte Terrestre	2,05%	24.743
Seguro terrestre	0,52%	6.298
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	18.082
Costo DDP (USD)		1.481.224
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	142.521
Repuestos	3,00%	36.245
Obras civiles	29,00%	350.365
Costo Directo (USD)		2.010.354
Ingeniería (Diseño)	6,12%	73.906
Interventoría	6,93%	83.754
Administración de la ejecución	4,46%	53.823
Costo Indirecto (USD)		211.483
Costos Financieros	3,50%	42.285
Costo Total con costos financieros (USD)		2.264.122
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.235.080

Tabla 32. Bahía de Transformador Barra Sencilla – SE202

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	1,00	34.380
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (Ton)	8.289	6,47	53.663
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	15.239	1,00	15.239
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			915.773

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	29.194
Seguro Marítimo	0,40%	3.682
Costo CIF (USD)		948.649
Bodegaje	1,66%	15.174
Arancel	13,29%	121.703
Transporte Terrestre	2,05%	18.755
Seguro terrestre	0,52%	4.774
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	13.706
Costo DDP (USD)		1.122.761
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	108.030
Repuestos	3,00%	27.473
Obras civiles	29,00%	265.575
Costo Directo (USD)		1.523.839
Ingeniería (Diseño)	6,12%	56.020
Interventoría	6,93%	63.485
Administración de la ejecución	4,46%	40.798
Costo Indirecto (USD)		160.303
Costos Financieros	3,50%	32.052
Costo Total con costos financieros (USD)		1.716.195
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.694.181

Tabla 33. Bahía Línea Barra Principal y Transferencia – SE203

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	2,00	5.771
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,95	90.764
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	51.240	1,00	51.240
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.316.430

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	41.966
Seguro Marítimo	0,40%	5.294
Costo CIF (USD)		1.363.690
Bodegaje	1,66%	21.812
Arancel	13,29%	174.949
Transporte Terrestre	2,05%	26.961
Seguro terrestre	0,52%	6.862
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	19.702
Costo DDP (USD)		1.613.976
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	155.294
Repuestos	3,00%	39.493
Obras civiles	29,00%	381.766
Costo Directo (USD)		2.190.528
Ingeniería (Diseño)	6,12%	80.530
Interventoría	6,93%	91.260
Administración de la ejecución	4,46%	58.647
Costo Indirecto (USD)		230.437
Costos Financieros	3,50%	46.075
Costo Total con costos financieros (USD)		2.467.040
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.435.395

Tabla 34. Bahía Transformador Barra Principal y Transferencia – SE204

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	2,00	5.771
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,95	90.764
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	51.240	1,00	51.240
Accesorios de conexión AT Tipo 2	48.285	1,00	48.285
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.074.425

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	34.251
Seguro Marítimo	0,40%	4.320
Costo CIF (USD)		1.112.997
Bodegaje	1,66%	17.803
Arancel	13,29%	142.787
Transporte Terrestre	2,05%	22.004
Seguro terrestre	0,52%	5.601
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.080
Costo DDP (USD)		1.317.272
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	126.745
Repuestos	3,00%	32.233
Obras civiles	29,00%	311.584
Costo Directo (USD)		1.787.835
Ingeniería (Diseño)	6,12%	65.725
Interventoría	6,93%	74.484
Administración de la ejecución	4,46%	47.866
Costo Indirecto (USD)		188.075
Costo Total sin costos financieros (USD)		1.975.909
Costos Financieros	3,50%	37.605
Costo Total con costos financieros (USD)		2.013.514
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.987.687

Tabla 35. Bahía Línea Doble Barra – SE205

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	2,00	5.771
Acero Estructural (Ton)	8.289	11,77	97.561
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	60.310	1,00	60.310
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.332.297

FACTOR DE INSTALACION	% FOB ^{Cd}	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	42.472
Seguro Marítimo	0,40%	5.357
Costo CIF (USD)		1.380.126
Bodegaje	1,66%	22.075
Arancel	13,29%	177.057
Transporte Terrestre	2,05%	27.286
Seguro terrestre	0,52%	6.945
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	19.940
Costo DDP (USD)		1.633.429
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	167.165
Repuestos	3,00%	39.969
Obras civiles	29,00%	386.367
Costo Directo (USD)		2.216.931
Ingeniería (Diseño)	6,12%	81.500
Interventoría	6,93%	92.360
Administración de la ejecución	4,46%	59.354
Costo Indirecto (USD)		233.215
Costos Financieros	3,50%	46.630
Costo Total con costos financieros (USD)		2.496.776
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.464.749

EPRM

Tabla 36. Bahía Transformador Doble Barra – SE206

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	2,00	5.771
Acero Estructural (Ton)	8.289	11,77	97.561
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	49.783	1,00	49.783
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.031.481

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	32.882
Seguro Marítimo	0,40%	4.148
Costo CIF (USD)		1.068.510
Bodegaje	1,66%	17.091
Arancel	13,29%	137.080
Transporte Terrestre	2,05%	21.125
Seguro terrestre	0,52%	5.377
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.438
Costo DDP (USD)		1.264.621
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	121.679
Repuestos	3,00%	30.944
Obras civiles	29,00%	299.130
Costo Directo (USD)		1.716.375
Ingeniería (Diseño)	6,12%	63.098
Interventoría	6,93%	71.507
Administración de la ejecución	4,46%	45.953
Costo Indirecto (USD)		180.558
Costos Financieros	3,50%	36.102
Costo Total con costos financieros (USD)		1.933.034
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.908.239

Tabla 37. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE207

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	3,00	103.139
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	7,00	20.198
Acero Estructural (Ton)	8.289	16,52	136.950
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	53.422	1,00	53.422
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.413.605

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	45.064
Seguro Maritimo	0,40%	5.684
Costo CIF (USD)		1.464.354
Bodegaje	1,66%	23.422
Arancel	13,29%	187.863
Transporte Terrestre	2,05%	28.951
Seguro terrestre	0,52%	7.369
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.157
Costo DDP (USD)		1.733.115
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	166.757
Repuestos	3,00%	42.408
Obras civiles	29,00%	409.947
Costo Directo (USD)		2.352.227
Ingeniería (Diseño)	6,12%	86.474
Interventoría	6,93%	97.997
Administración de la ejecución	4,46%	62.976
Costo Indirecto (USD)		247.447
Costos Financieros	3,50%	49.476
Costo Total con costos financieros (USD)		2.649.151
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.615.170

Tabla 38. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE208

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	3,00	103.139
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	7,00	20.198
Acero Estructural (Ton)	8.289	16,52	136.950
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	50.468	1,00	50.468
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.120.361

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Maritimo	3,19%	35.716
Seguro Maritimo	0,40%	4.505
Costo CIF (USD)		1.160.582
Bodegaje	1,66%	18.564
Arancel	13,29%	148.892
Transporte Terrestre	2,05%	22.945
Seguro terrestre	0,52%	5.840
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.768
Costo DDP (USD)		1.373.591
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	132.164
Repuestos	3,00%	33.611
Obras civiles	29,00%	324.906
Costo Directo (USD)		1.864.271
Ingeniería (Diseño)	6,12%	68.535
Interventoría	6,93%	77.668
Administración de la ejecución	4,46%	49.912
Costo Indirecto (USD)		196.116
Costos Financieros	3,50%	39.213
Costo Total con costos financieros (USD)		2.099.600
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.072.668

Tabla 39. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE209

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	4,00	137.518
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	5,00	14.427
Acero Estructural (Ton)	8.289	16,33	135.358
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	58.948	1,00	58.948
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.446.148

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Maritimo	3,19%	46.101
Seguro Maritimo	0,40%	5.815
Costo CIF (USD)		1.498.064
Bodegaje	1,66%	23.962
Arancel	13,29%	192.188
Transporte Terrestre	2,05%	29.617
Seguro terrestre	0,52%	7.539
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.644
Costo DDP (USD)		1.773.013
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	170.596
Repuestos	3,00%	43.384
Obras civiles	29,00%	419.384
Costo Directo (USD)		2.406.378
Ingeniería (Diseño)	6,12%	88.465
Interventoría	6,93%	100.253
Administración de la ejecución	4,46%	64.426
Costo Indirecto (USD)		253.144
Costos Financieros	3,50%	50.615
Costo Total con costos financieros (USD)		2.710.137
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.675.374

RAM

Tabla 40. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE210

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	,00	175.478
Seccionador	34.380	4,00	137.518
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	5,00	14.427
Acero Estructural (Ton)	8.289	16,33	135.358
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	56.210	1,00	56.210
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			1.153.120

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	36.760
Seguro Marítimo	0,40%	4.637
Costo CIF (USD)		1.194.517
Bodegaje	1,66%	19.106
Arancel	13,29%	153.245
Transporte Terrestre	2,05%	23.616
Seguro terrestre	0,52%	6.011
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	17.258
Costo DDP (USD)		1.413.754
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	136.029
Repuestos	3,00%	34.594
Obras civiles	29,00%	334.406
Costo Directo (USD)		1.918.782
Ingeniería (Diseño)	6,12%	70.539
Interventoría	6,93%	79.939
Administración de la ejecución	4,46%	51.372
Costo Indirecto (USD)		201.850
Costos Financieros	3,50%	40.359
Costo Total con costos financieros (USD)		2.160.992
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.133.273

Tabla 41. Bahía Línea Interruptor y Medio – SE211

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (1on)	8.289	8,88	73.639
Gabineta Medida	49.852	0,50	24.926
Gabinete protección línea	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	60.020	1,00	60.020
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
Gabinete Protección Diámetro	197.021	0,50	98.511
Total FOB			1.388.785

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	44.273
Seguro Marítimo	0,40%	5.585
Costo CIF (USD)		1.438.642
Bodegaje	1,66%	23.011
Arancel	13,29%	184.564
Transporte Terrestre	2,05%	28.443
Seguro terrestre	0,52%	7.240
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	20.785
Costo DDP (USD)		1.702.685
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	163.829
Repuestos	3,00%	41.664
Obras civiles	29,00%	402.749
Costo Directo (USD)		2.310.927
Ingeniería (Diseño)	6,12%	84.956
Interventoría	6,93%	96.276
Administración de la ejecución	4,46%	61.871
Costo Indirecto (USD)		243.103
Costo Total sin costos financieros (USD)		2.554.030
Costos Financieros	3,50%	48.607
Costo Total con costos financieros (USD)		2.602.637
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.569.253

RAM

Tabla 42. Bahía Transformador Interruptor y Medio – SE212

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (Ton)	8.289	8,88	73.639
Gabineta Medida	49.852	0,50	24.926
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	57.066	1,00	57.066
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
Gabinete Protección Diámetro	197.021	,50	98.511
Total FOB			1.095.541

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	34.924
Seguro Marítimo	0,40%	4.405
Costo CIF (USD)		1.134.871
Bodegaje	1,66%	18.152
Arancel	13,29%	145.593
Transporte Terrestre	2,05%	22.437
Seguro terrestre	0,52%	5.711
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.396
Costo DDP (USD)		1.343.161
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	129.236
Repuestos	3,00%	32.866
Obras civiles	29,00%	317.708
Costo Directo (USD)		1.822.971
Ingeniería (Diseño)	6,12%	67.017
Interventoría	6,93%	75.947
Administración de la ejecución	4,46%	48.807
Costo Indirecto (USD)		191.771
Costo Total sin costos financieros (USD)		2.014.742
Costos Financieros	3,50%	38.344
Costo Total con costos financieros (USD)		2.053.086
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.026.751

A. P. M.

Tabla 43. Bahía Línea Anillo- SE213

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	2.885	6,00	17.313
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,43	86.454
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección línea	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	47.742	1,00	47.742
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
Gabinete Protección Diámetro	197.021	0,50	98.511
Total FOB			1.428.674

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	45.544
Seguro Marítimo	0,40%	5.745
Costo CIF (USD)		1.479.963
Bodegaje	1,66%	23.672
Arancel	13,29%	189.865
Transporte Terrestre	2,05%	29.260
Seguro terrestre	0,52%	7.448
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.382
Costo DDP (USD)		1.751.590
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	168.535
Repuestos	3,00%	42.860
Obras civiles	29,00%	414.317
Costo Directo (USD)		2.577.302
Ingeniería (Diseño)	6,12%	87.396
Interventoría	6,93%	99.042
Administración de la ejecución	4,46%	63.648
Costo Indirecto (USD)		250.085
Costos Financieros	3,50%	50.004
Costo Total con costos financieros (USD)		2.677.391
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.643.048

RRAM

Tabla 44. Bahía Transformador Anillo- SE214

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Seccionador con cuchilla	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aislador poste	2.885	6,00	17.313
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,43	86.454
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	44.138	1,00	44.138
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
Gabinete Protección Diámetro	197.021	0,50	98.511
Total FOB			1.185.932

FACTOR DE INSTALACION	% FOB ^C	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	37.806
Seguro Marítimo	0,40%	4.769
Costo CIF (USD)		1.228.507
Bodegaje	1,66%	19.650
Arancel	13,29%	157.606
Transporte Terrestre	2,05%	24.288
Seguro terrestre	0,52%	6.182
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	17.749
Costo DDP (USD)		1.453.982
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	139.899
Repuestos	3,00%	35.578
Obras civiles	29,00%	343.921
Costo Directo (USD)		1.973.381
Ingeniería (Diseño)	6,12%	72.547
Interventoría	6,93%	82.214
Administración de la ejecución	4,46%	52.834
Costo Indirecto (USD)		207.594
Costos Financieros	3,50%	41.508
Costo Total con costos financieros (USD)		2.222.483
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.193.975

Tabla 45. Bahía Línea Encapsulada Doble Barra-- SE215

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	553.873	1,00	553.873
Seccionador	120.848	3,00	362.545
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	3,00	204.752
Transformador de Corriente	26.499	3,00	79.496
Acople Aire - SF6	210.081	3,00	630.242
Ductos de conexión	307.460	1,00	307.460
Fuelles amortiguación Vibraciones	27.695	3,00	83.085
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (P.L.P o FO)	223.388	1,00	223.388
Acero Estructural (Ton)	8.289	5,39	44.644
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabineta protección línea	120.418	1,00	120.418
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.561	1,00	4.561
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
TOTAL FOB			3.003.578

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	95.750
Seguro Marítimo	0,40%	12.078
Costo CIF (USD)		3.111.406
Bodegaje	1,66%	49.767
Arancel	13,29%	399.164
Transporte Terrestre	2,05%	61.514
Seguro terrestre	0,52%	15.657
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	44.953
Costo DDP (USD)		3.682.461
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	344.728
Repuestos	3,00%	90.107
Obras civiles	20,13%	604.519
Costo Directo (USD)		4.721.815
Ingeniería (Diseño)	6,12%	183.737
Interventoría	6,93%	208.221
Administración de la ejecución	4,46%	133.810
Costo Indirecto (USD)		525.768
Costos Financieros	3,50%	105.125
Costo Total con costos financieros (USD)		5.352.708
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.406.440

RPM

Tabla 46. Bahía Transformador Encapsulada Doble Barra- SE216

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	553.873	1,00	553.873
Seccionador	120.848	3,00	362.545
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	3,00	204.752
Transformador de Corriente	26.499	3,00	79.496
Acople Aire - SF6	210.081	3,00	630.242
Ductos de conexión	307.460	1,00	307.460
Fuelles amortiguación Vibraciones	27.695	3,00	83.085
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aceros Estructural (Ton)	8.289	5,39	44.644
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.561	1,00	4.561
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
TOTAL FOB			2.713.288

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	86.496
Seguro Marítimo	0,40%	10.911
Costo CIF (USD)		2.810.694
Bodegaje	1,66%	44.957
Arancel	13,29%	360.586
Transporte Terrestre	2,05%	55.569
Seguro terrestre	0,52%	14.144
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	40.608
Costo DDP (USD)		3.326.559
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	311.410
Repuestos	3,00%	81.399
Obras civiles	20,13%	546.093
Costo Directo (USD)		4.265.461
Ingeniería (Diseño)	6,12%	165.979
Interventoría	6,93%	188.093
Administración de la ejecución	4,46%	120.878
Costo Indirecto (USD)		474.953
Costos Financieros	3,50%	94.965
Costo Total con costos financieros (USD)		4.835.379
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.883.918

Tabla 47. Bahía Línea Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia-SE217

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	553.873	1,00	553.873
Seccionador	120.848	4,00	483.393
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	3,00	204.752
Transformador de Corriente	26.499	3,00	79.496
Acople Aire - SF6	210.081	3,00	630.242
Ductos de conexión	368.952	1,00	368.952
Fuelles amortiguación Vibraciones	27.695	3,00	83.085
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Trampa de onda de 230 kV	19.785	2,00	39.571
telecomunicaciones (PLP o F/O)	223.388	1,00	223.388
Acero Estructural (Ton)	8.289	5,39	44.644
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección línea	120.418	1,00	120.418
SCC controlador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.561	1,00	4.561
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
TOTAL FOB			3.185.918

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	101.563
Seguro Marítimo	0,40%	12.811
Costo CIF (USD)		3.300.292
Bodegaje	1,66%	52.789
Arancel	13,29%	423.397
Transporte Terrestre	2,05%	65.248
Seguro terrestre	0,52%	16.608
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	47.682
Costo DDP (USD)		3.906.016
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	365.655
Repuestos	3,00%	95.578
Obras civiles	20,13%	641.218
Costo Directo (USD)		5.008.466
Ingeniería (Diseño)	6,12%	194.891
Interventoría	6,93%	220.861
Administración de la ejecución	4,46%	141.933
Costo Indirecto (USD)		557.685
Costos Financieros	3,50%	111.507
Costo Total con costos financieros (USD)		5.677.659
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.734.653

Tabla 48. Bahía Transformador Encapsulada Doble Barra más Seccionador de Transferencia- SE218

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	553.873	1,00	553.873
Seccionador	120.848	4,00	483.393
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	3,00	204.752
Transformador de Corriente	26.499	3,00	79.496
Acople Aire - SF6	210.081	3,00	630.242
Ductos de conexión	368.952	1,00	368.952
Fuelles amortiguación Vibraciones	27.695	3,00	83.085
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión 230 kV	10.150	3,00	30.451
Aceros Estructural (Ton)	8.289	5,39	44.644
Gabineta Medida	49.852	1,00	49.852
Gabinete protección para el lado de 230 kV	93.086	1,00	93.086
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.561	1,00	4.561
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
TOTAL FOB			2.895.628

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Maritimo	3,19%	92.309
Seguro Maritimo	0,40%	11.644
Costo CIF (USD)		2.999.581
Bodegaje	1,66%	47.979
Arancel	13,29%	384.818
Transporte Terrestre	2,05%	59.303
Seguro terrestre	0,52%	15.095
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	43.337
Costo DDP (USD)		3.550.112
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	332.338
Repuestos	3,00%	86.869
Obras civiles	20,13%	582.792
Costo Directo (USD)		4.552.112
Ingeniería (Diseño)	6,12%	177.133
Interventoría	6,93%	200.737
Administración de la ejecución	4,46%	129.001
Costo Indirecto (USD)		506.871
Costos Financieros	3,50%	101.347
Costo Total con costos financieros (USD)		5.160.330
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.212.131

CCPMM

Tabla 49. Corte Central Interruptor y Medio – SE219

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Acero Estructural (Ton)	8.289	6,72	55.710
SCC contratador de campo	115.486	0,50	57.743
Accesorios de conexión AT Tipo 1	60.020	1,00	60.020
Total FOB			509.556

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Maritimo	3,19%	16.244
Seguro Maritimo	0,40%	2.049
Costo CIF (USD)		527.849
Bodegaje	1,66%	8.443
Arancel	13,29%	67.718
Transporte Terrestre	2,05%	10.436
Seguro terrestre	0,52%	2.656
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	7.626
Costo DDP (USD)		624.729
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	60.110
Repuestos	3,00%	15.287
Obras civiles	29,00%	147.772
Costo Directo (USD)		847.897
Ingeniería (Diseño)	6,12%	31.171
Interventoría	6,93%	35.325
Administración de la ejecución	4,46%	22.701
Costo Indirecto (USD)		89.196
Costo Total sin costos financieros (USD)		937.094
Costos Financieros	3,50%	17.834
Costo Total con costos financieros (USD)		954.928
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		942.679

Tabla 50. Bahía Transferencia Barra Principal y Transferencia – SE220

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Aislador poste	2.885	5,00	14.427
Acero Estructural (Ton)	8.289	5,30	43.931
SCC contratador de campo	115.486	1,00	115.486
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	51.240	1,00	51.240
Accesorios de conexión AT Tipo 3	12.692	1,00	12.692
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			587.321

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	18.723
Seguro Marítimo	0,40%	2.362
Costo CIF (USD)		608.406
Bodegaje	1,66%	9.732
Arancel	13,29%	78.053
Transporte Terrestre	2,05%	12.028
Seguro terrestre	0,52%	3.062
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	8.790
Costo DDP (USD)		720.070
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	69.284
Repuestos	3,00%	17.620
Obras civiles	29,00%	170.324
Costo Directo (USD)		977.297
Ingeniería (Diseño)	6,12%	35.928
Interventoría	6,93%	40.716
Administración de la ejecución	4,46%	26.165
Costo Indirecto (USD)		102.809
Costo Total sin costos financieros (USD)		1.080.106
Costos Financieros	3,50%	20.556
Costo Total con costos financieros (USD)		1.100.662
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.086.544

Tabla 51. Bahía Transferencia Doble Barra y Transferencia – SE221

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,27	85.127
SCC controlador de campo	115.486	1,00	115.486
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 3	27.975	1,00	27.975
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			724.016

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	23.081
Seguro Marítimo	0,40%	2.911
Costo CIF (USD)		750.008
Bodegaje	1,66%	11.996
Arancel	13,29%	96.219
Transporte Terrestre	2,05%	14.825
Seguro terrestre	0,52%	3.774
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.836
Costo DDP (USD)		887.662
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	85.409
Repuestos	3,00%	21.720
Obras civiles	29,00%	209.965
Costo Directo (USD)		1.204.757
Ingeniería (Diseño)	6,12%	44.290
Interventoría	6,93%	50.192
Administración de la ejecución	4,46%	32.255
Costo Indirecto (USD)		126.737
Costos Financieros	3,50%	25.341
Costo Total con costos financieros (USD)		1.356.834
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.339.430

ARPM

Tabla 52. Bahía Acople Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE222

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/03)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Aislador poste	2.885	2,00	5.771
Acero Estructural (Ton)	8.289	10,50	87.034
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 3	36.729	1,00	36.729
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			737.562

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	23.512
Seguro Marítimo	0,40%	2.966
Costo CIF (USD)		764.040
Bodegaje	1,66%	12.221
Arancel	13,29%	98.019
Transporte Terrestre	2,05%	15.105
Seguro terrestre	0,52%	3.845
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	11.039
Costo DDP (USD)		904.269
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	87.007
Repuestos	3,00%	22.127
Obras civiles	29,00%	213.894
Costo Directo (USD)		1.227.297
Ingeniería (Diseño)	6,12%	45.119
Interventoría	6,93%	51.131
Administración de la ejecución	4,46%	32.859
Costo Indirecto (USD)		129.108
Costos Financieros	3,50%	26.815
Costo Total con costos financieros (USD)		1.382.220
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.364.490

Tabla 53. Bahía Acople Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE223

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.345
Aislador poste	2.885	1,00	2.885
Acero Estructural (Ton)	8.289	11,80	97.809
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 3	36.758	1,00	36.758
Cables módulo	48.500	1,00	43.500
Total FOB			754.225

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	24.044
Seguro Marítimo	0,40%	3.033
Costo CIF (USD)		781.302
Bodegaje	1,66%	12.497
Arancel	13,29%	100.234
Transporte Terrestre	2,05%	15.147
Seguro terrestre	0,52%	3.932
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	11.288
Costo DDP (USD)		924.699
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	83.973
Repuestos	3,00%	22.627
Obras civiles	29,00%	218.726
Costo Directo (USD)		1.255.024
Ingeniería (Diseño)	6,12%	46.138
Interventoría	6,93%	52.286
Administración de la ejecución	4,46%	33.801
Costo Indirecto (USD)		132.025
Costos Financieros	3,50%	26.398
Costo Total con costos financieros (USD)		1.413.447
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.395.317

RAM

Tabla 54. Bahía Acople Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia- SE224

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	553.873	1,00	553.873
Seccionador	120.848	2,00	241.697
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	2,00	136.501
Transformador de Corriente	26.499	6,00	158.992
Ductos de conexión	307.460	1,00	307.460
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
TOTAL FOB			1.622.406

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	51.720
Seguro Marítimo	0,40%	6.524
Costo CIF (USD)		1.680.650
Bodegaje	1,66%	26.882
Arancel	13,29%	215.612
Transporte Terrestre	2,05%	33.227
Seguro terrestre	0,52%	8.457
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	24.281
Costo DDP (USD)		1.989.110
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	186.207
Repuestos	3,00%	48.672
Obras civiles	20,13%	326.536
Costo Directo (USD)		2.550.525
Ingeniería (Diseño)	6,12%	99.247
Interventoría	6,93%	112.472
Administración de la ejecución	4,46%	72.279
Costo Indirecto (USD)		283.997
Costos Financieros	3,50%	56.784
Costo Total con costos financieros (USD)		2.891.306
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		2.920.330

FROM

Tabla 55. Bahía Seccionamiento Doble Barra – SE225

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	6,00	183.691
Acero Estructural (Ton)	8.289	2,27	18.816
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Accesorios de conexión AT Tipo 4	10.245	1,00	10.245
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Protección campo de acople o seccionamiento	51.152	1,00	51.152
Total FOB			672.126

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	21.426
Seguro Marítimo	0,40%	2.703
Costo CIF (USD)		696.256
Bodegaje	1,66%	11.137
Arancel	13,29%	89.323
Transporte Terrestre	2,05%	13.765
Seguro terrestre	0,52%	3.504
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.059
Costo DDP (USD)		824.044
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	79.288
Repuestos	3,00%	20.164
Obras civiles	29,00%	194.917
Costo Directo (USD)		1.118.413
Ingeniería (Diseño)	6,12%	41.116
Interventoría	6,93%	46.595
Administración de la ejecución	4,46%	29.943
Costo Indirecto (USD)		117.654
Costos Financieros	3,50%	23.524
Costo Total con costos financieros (USD)		1.259.591
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.243.434

Tabla 56. Bahía Seccionamiento Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE226

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	6,00	183.691
Acero Estructural (Ton)	8.289	2,27	18.816
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Accesorios de conexión AT Tipo 4	10.188	1,00	10.188
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			672.070

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	21.425
Seguro Marítimo	0,40%	2.703
Costo CIF (USD)		696.197
Bodegaje	1,66%	11.136
Arancel	13,29%	89.316
Transporte Terrestre	2,05%	13.764
Seguro terrestre	0,52%	3.503
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.058
Costo DDP (USD)		823.974
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	79.281
Repuestos	3,00%	20.162
Obras civiles	29,00%	194.901
Costo Directo (USD)		1.118.318
Ingeniería (Diseño)	6,12%	41.112
Interventoría	6,93%	46.591
Administración de la ejecución	4,46%	29.941
Costo Indirecto (USD)		117.644
Costos Financieros	3,50%	23.522
Costo Total con costos financieros (USD)		1.259.484
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.243.329

Tabla 57. Bahía Seccionamiento Doble Barra más Seccionador de By Pass – SE227

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	6,00	183.691
Acero Estructural (Ton)	8.289	2,27	18.816
SCC contralador de campo	115.486	1,00	115.486
Accesorios de conexión AT Tipo 4	10.273	1,00	10.273
Cables módulo	48.500	1,00	48.500
Total FOB			680.900

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Maritimo	3,19%	21.706
Seguro Maritimo	0,40%	2.738
Costo CIF (USD)		705.344
Bodegaje	1,66%	11.282
Arancel	13,29%	90.489
Transporte Terrestre	2,05%	13.945
Seguro terrestre	0,52%	3.549
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.191
Costo DDP (USD)		834.800
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	80.323
Repuestos	3,00%	20.427
Obras civiles	29,00%	197.461
Costo Directo (USD)		1.133.011
Ingeniería (Diseño)	6,12%	41.652
Interventoría	6,93%	47.203
Administración de la ejecución	4,46%	30.334
Costo Indirecto (USD)		119.189
Costos Financieros	3,50%	23.831
Costo Total con costos financieros (USD)		1.276.032
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.259.664

Tabla 58. Bahía Seccionamiento Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia- SE228

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Seccionador	120.848	1,00	120.848
Cuchilla de Puesta a tierra	68.251	2,00	136.501
Ductos de conexión Bahía Seccionamiento	91.199	1,00	91.199
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
TOTAL FOB			348.549

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	11.111
Seguro Marítimo	0,40%	1.402
Costo CIF (USD)		361.062
Bodegaje	1,66%	5.775
Arancel	13,29%	46.321
Transporte Terrestre	2,05%	7.138
Seguro terrestre	0,52%	1.817
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	5.217
Costo DDP (USD)		427.330
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	40.004
Repuestos	3,00%	10.456
Obras civiles	20,13%	70.151
Costo Directo (USD)		547.941
Ingeniería (Diseño)	6,12%	21.322
Interventoría	6,93%	24.163
Administración de la ejecución	4,46%	15.528
Costo Indirecto (USD)		61.012
Costos Financieros	3,50%	12.199
Costo Total con costos financieros (USD)		621.153
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		627.388

RAM

Tabla 59. Módulo de Barraje Tipo 1 Barra Sencilla- SE229

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	14,02	101.342
Accesorios de conexión AT	52.155	1,00	52.155
Transformador de potencial + soporte	22.475	1,00	22.475
Total			175.972

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	5.610
Seguro Marítimo	0,40%	708
Costo CIF (USD)		182.290
Bodegaje	1,66%	2.916
Arancel	13,29%	23.386
Transporte Terrestre	2,05%	3.604
Seguro terrestre	0,52%	917
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.634
Costo DDP (USD)		215.746
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	16.682
Repuestos	3,00%	5.279
Obras civiles	10,34%	18.198
Costo Directo (USD)		255.905
Ingeniería (Diseño)	6,12%	10.765
Interventoría	6,93%	12.199
Administración de la ejecución	4,46%	7.840
Costo Indirecto (USD)		30.803
Costos Financieros	3,50%	6.159
Costo Total con costos financieros (USD)		292.868
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		290.354

AARW

Tabla 60. Módulo de Barraje Tipo 1 Barra Principal y Transferencia, Doble Barra y Doble Barra más Seccionador Bypass- SE230

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	21,86	158.034
Accesorios de conexión AT	160.999	1,00	160.999
Transformador de potencial + soporte	22.475	2,00	44.950
Total			363.983

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	11.603
Seguro Marítimo	0,40%	1.464
Costo CIF (USD)		377.050
Bodegaje	1,66%	6.031
Arancel	13,29%	48.372
Transporte Terrestre	2,05%	7.454
Seguro terrestre	0,52%	1.897
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	5.448
Costo DDP (USD)		446.253
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	34.504
Repuestos	3,00%	10.920
Obras civiles	10,34%	37.641
Costo Directo (USD)		529.318
Ingeniería (Diseño)	6,12%	22.266
Interventoría	6,93%	25.233
Administración de la ejecución	4,46%	16.216
Costo Indirecto (USD)		63.714
Costos Financieros	3,50%	12.739
Costo Total con costos financieros (USD)		605.771
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		600.573

CCRM

Tabla 61. Módulo de Barraje Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia-SE231

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 KV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	12,86	92.957
Accesorios de conexión AT	105.126	1,00	105.126
Transformador de potencial + soporte	22.475	2,00	44.950
Total			243.033

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	7.748
Seguro Marítimo	0,40%	977
Costo CIF (USD)		251.758
Bodegaje	1,66%	4.027
Arancel	13,29%	32.298
Transporte Terrestre	2,05%	4.977
Seguro terrestre	0,52%	1.267
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.637
Costo DDP (USD)		297.965
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	23.039
Repuestos	3,00%	7.291
Obras civiles	10,34%	25.133
Costo Directo (USD)		353.427
Ingeniería (Diseño)	6,12%	14.867
Interventoría	6,93%	16.848
Administración de la ejecución	4,46%	10.827
Costo Indirecto (USD)		42.542
Costos Financieros	3,50%	8.506
Costo Total con costos financieros (USD)		404.476
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		401.005

Tabla 62. Módulo de Barraje Tipo 1 Interruptor y Medio – SE232

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	17,90	129.410
Accesorios de conexión AT	103.011	1,00	103.011
Transformador de potencial + soporte	22.475	2,00	44.950
Total			277.371

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	8.842
Seguro Marítimo	0,40%	1.115
Costo CIF (USD)		287.329
Bodegaje	1,66%	4.596
Arancel	13,29%	36.862
Transporte Terrestre	2,05%	5.681
Seguro terrestre	0,52%	1.446
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.151
Costo DDP (USD)		340.064
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	26.294
Repuestos	3,00%	8.321
Obras civiles	10,34%	28.684
Costo Directo (USD)		403.363
Ingeniería (Diseño)	6,12%	16.968
Interventoría	6,93%	19.229
Administración de la ejecución	4,46%	12.357
Costo Indirecto (USD)		48.553
Costos Financieros	3,50%	9.708
Costo Total con costos financieros (USD)		461.624
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		457.662

Tabla 63. Módulo de Barraje Tipo 1 Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia- SE233

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 KV			
Equipo Encapsulado			
Transformador de Potencial	105.048	2,00	210.097
Cuchilla puesta a tierra de barras	68.251	2,00	136.501
Ductos de barras principales	368.952	1,00	368.952
Total			715.549

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	22.811
Seguro Marítimo	0,40%	2.877
Costo CIF (USD)		741.237
Bodegaje	1,66%	11.856
Arancel	13,29%	95.094
Transporte Terrestre	2,05%	14.655
Seguro terrestre	0,52%	3.730
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.709
Costo DDP (USD)		877.281
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	67.832
Repuestos	3,00%	21.466
Obras civiles	10,34%	73.998
Costo Directo (USD)		1.040.577
Ingeniería (Diseño)	6,12%	43.772
Interventoría	6,93%	49.605
Administración de la ejecución	4,46%	31.878
Costo Indirecto (USD)		125.255
Costos Financieros	3,50%	25.044
Costo Total con costos financieros (USD)		1.190.876
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.180.657

LRPM

Tabla 64. Módulo de Barraje Tipo 2 Barra Principal y Transferencia- SE234

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	38,06	275.134
Accesorios de conexión AT	331.931	1,00	331.931
Transformador de potencial + soporte	22.475	2,00	44.950
Total			652.016

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	20.785
Seguro Marítimo	0,40%	2.622
Costo CIF (USD)		675.423
Bodegaje	1,66%	10.803
Arancel	13,29%	86.650
Transporte Terrestre	2,05%	13.353
Seguro terrestre	0,52%	3.399
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.758
Costo DDP (USD)		799.387
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	61.809
Repuestos	3,00%	19.560
Obras civiles	10,34%	67.427
Costo Directo (USD)		948.184
Ingeniería (Diseño)	6,12%	39.886
Interventoría	6,93%	45.200
Administración de la ejecución	4,46%	29.047
Costo Indirecto (USD)		114.133
Costos Financieros	3,50%	22.821
Costo Total con costos financieros (USD)		1.085.138
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.075.826

RAM

Tabla 65. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra y Doble Barra más Seccionador Bypass- SE235

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	38,20	276.124
Accesorios de conexión AT	331.931	1,00	331.931
Transformador de potencial + soporte	22.475	3,00	67.425
Total			675.481

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	21.533
Seguro Marítimo	0,40%	2.716
Costo CIF (USD)		699.731
Bodegaje	1,66%	11.192
Arancel	13,29%	89.769
Transporte Terrestre	2,05%	13.834
Seguro terrestre	0,52%	3.521
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.109
Costo DDP (USD)		828.157
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	64.033
Repuestos	3,00%	20.264
Obras civiles	10,34%	69.854
Costo Directo (USD)		982.308
Ingeniería (Diseño)	6,12%	41.321
Interventoría	6,93%	46.827
Administración de la ejecución	4,46%	30.093
Costo Indirecto (USD)		118.241
Costos Financieros	3,50%	23.642
Costo Total con costos financieros (USD)		1.124.191
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.114.544

Tabla 66. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia-SE236

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	17,19	124.256
Accesorios de conexión AT	165.496	1,00	165.496
Transformador de potencial + soporte	22.475	3,00	67.425
Total			357.177

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	11.386
Seguro Marítimo	0,40%	1.436
Costo CIF (USD)		370.000
Bodegaje	1,66%	5.918
Arancel	13,29%	47.468
Transporte Terrestre	2,05%	7.315
Seguro terrestre	0,52%	1.862
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	5.346
Costo DDP (USD)		437.908
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	33.859
Repuestos	3,00%	10.715
Obras civiles	10,34%	36.937
Costo Directo (USD)		519.420
Ingeniería (Diseño)	6,12%	21.849
Interventoría	6,93%	24.761
Administración de la ejecución	4,46%	15.912
Costo Indirecto (USD)		62.523
Costos Financieros	3,50%	12.501
Costo Total con costos financieros (USD)		594.444
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		589.342

SRM

Tabla 67. Módulo de Barraje Tipo 2 Interruptor y Medio – SE237

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	23,78	171.913
Accesorios de conexión AT	160.999	1,00	160.999
Transformador de potencial + soporte	22.475	2,00	44.950
Total			377.862

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	12.046
Seguro Marítimo	0,40%	1.519
Costo CIF (USD)		391.427
Bodegaje	1,66%	6.261
Arancel	13,29%	50.216
Transporte Terrestre	2,05%	7.739
Seguro terrestre	0,52%	1.970
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	5.655
Costo DDP (USD)		463.268
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	35.820
Repuestos	3,00%	11.336
Obras civiles	10,34%	39.076
Costo Directo (USD)		549.500
Ingeniería (Diseño)	6,12%	23.115
Interventoría	6,93%	26.195
Administración de la ejecución	4,46%	16.834
Costo Indirecto (USD)		66.144
Costos Financieros	3,50%	13.225
Costo Total con costos financieros (USD)		628.869
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		623.472

RRM

Tabla 68. Módulo de Barraje Tipo 2 Encapsulada Doble Barra y Doble Barra más Seccionador de Transferencia– SE238

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Equipo Encapsulado			
Transformador de Potencial	105.048	4,00	420.193
Cuchilla puesta a tierra de barras	68.251	4,00	273.003
Ductos de barras principales	368.952	2,00	737.903
Total			1.431.099

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	45.621
Seguro Marítimo	0,40%	5.755
Costo CIF (USD)		1.482.475
Bodegaje	1,66%	23.712
Arancel	13,29%	190.188
Transporte Terrestre	2,05%	29.309
Seguro terrestre	0,52%	7.460
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.418
Costo DDP (USD)		1.754.563
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	135.664
Repuestos	3,00%	42.933
Obras civiles	10,34%	147.995
Costo Directo (USD)		2.081.154
Ingeniería (Diseño)	6,12%	87.544
Interventoría	6,93%	99.210
Administración de la ejecución	4,46%	63.756
Costo Indirecto (USD)		250.510
Costos Financieros	3,50%	50.088
Costo Total con costos financieros (USD)		2.381.753
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,00%	
Costo Total adoptado		2.361.313

Tabla 69. Diferencial de Barras Tipo 1 Barra Sencilla – SE239

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	237.693	1,00	237.693
Total			237.693

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	7.577
Seguro Maritimo	0,40%	956
Costo CIF (USD)		246.226
Bodegaje	1,66%	3.938
Arancel	13,29%	31.588
Transporte Terrestre	2,05%	4.868
Seguro terrestre	0,52%	1.239
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.557
Costo DDP (USD)		291.417
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	2.597
Repuestos	3,00%	7.131
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		301.146
Ingeniería (Diseño)	6,12%	14.540
Interventoría	6,93%	16.478
Administración de la ejecución	4,46%	10.589
Costo Indirecto (USD)		41.607
Costos Financieros	3,50%	8.319
Costo Total con costos financieros (USD)		351.072
Factor neto de instalación sin costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		356.539

RRM

Tabla 70. Diferencial de Barras Tipo 1 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla y Anillo – SE240

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	237.693	2,00	475.386
Total			475.386

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	15.155
Seguro Marítimo	0,40%	1.912
Costo CIF (USD)		492.452
Bodegaje	1,66%	7.877
Arancel	13,29%	63.177
Transporte Terrestre	2,05%	9.736
Seguro terrestre	0,52%	2.478
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	7.115
Costo DDP (USD)		582.835
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	5.195
Repuestos	3,00%	14.262
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		602.291
Ingeniería (Diseño)	6,12%	29.081
Interventoría	6,93%	32.956
Administración de la ejecución	4,46%	21.179
Costo Indirecto (USD)		83.215
Costos Financieros	3,50%	16.639
Costo Total con costos financieros (USD)		702.144
Factor neto de instalación sin costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		713.079

Tabla 71. Diferencial de Barras Tipo 2 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla y Anillo – SE241

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	237.693	3,00	713.079
Total			713.079

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	22.732
Seguro Marítimo	0,40%	2.867
Costo CIF (USD)		738.678
Bodegaje	1,66%	11.815
Arancel	13,29%	94.765
Transporte Terrestre	2,05%	14.604
Seguro terrestre	0,52%	3.717
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.672
Costo DDP (USD)		874.252
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	7.792
Repuestos	3,00%	21.392
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		903.437
Ingeniería (Diseño)	6,12%	43.621
Interventoría	6,93%	49.434
Administración de la ejecución	4,46%	31.768
Costo Indirecto (USD)		124.822
Costos Financieros	3,50%	24.958
Costo Total con costos financieros (USD)		1.053.217
Factor neto de instalación sin costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		1.069.618

FRM

Tabla 72. Módulo Común Tipo 1 todas las configuraciones – SE243

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	95.651	1,00	95.651
SCC equipo Común	1.689.517	1,00	1.689.517
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 1	570.242	1,00	570.242
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	142.006	1,00	142.006
Sistema gestión protecciones	85.919	1,00	85.919
Sistema gestión registradores	71.874	1,00	71.874
Total			2.655.209

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	84.644
Seguro Marítimo	0,40%	10.677
Costo CIF (USD)		2.750.530
Bodegaje	1,66%	43.995
Arancel	13,29%	352.867
Transporte Terrestre	2,05%	54.379
Seguro terrestre	0,52%	13.841
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	39.739
Costo DDP (USD)		3.255.352
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	106.208
Repuestos	3,00%	79.656
Obras civiles	37,92%	1.006.723
Costo Directo (USD)		4.447.939
Ingeniería (Diseño)	6,12%	162.426
Interventoría	6,93%	184.070
Administración de la ejecución	4,46%	118.290
Costo Indirecto (USD)		464.786
Costos Financieros	3,50%	92.932
Costo Total con costos financieros (USD)		5.005.658
Factor neto de instalación sin costos financieros	188,5%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,00%	
Costo Total adoptado		4.912.136

RPM

Tabla 73. Módulo Común Tipo 2 todas las configuraciones excepto Barra Sencilla – SE244

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	95.651	1,00	95.651
SCC equipo Comun	1.689.517	1,00	1.689.517
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 2	827.486	1,00	827.486
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	142.006	1,00	142.006
Sistema gestion protecciones	85.919	1,00	85.919
Sistema gestion registradores	71.874	1,00	71.874
Total			2.912.453

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	92.845
Seguro Maritimo	0,40%	11.711
Costo CIF (USD)		3.017.010
Bodegaje	1,66%	48.257
Arancel	13,29%	387.054
Transporte Terrestre	2,05%	59.648
Seguro terrestre	0,52%	15.182
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	43.589
Costo DDP (USD)		3.570.740
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	116.498
Repuestos	3,00%	87.374
Obras civiles	37,92%	1.104.257
Costo Directo (USD)		4.878.869
Ingeniería (Diseño)	6,12%	178.163
Interventoría	6,93%	201.903
Administración de la ejecución	4,46%	129.750
Costo Indirecto (USD)		509.816
Costos Financieros	3,50%	101.936
Costo Total con costos financieros (USD)		5.490.621
Factor neto de instalación sin costos financieros	188,5%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,00%	
Costo Total adoptado		5.388.038

Subestaciones de 500 kV

Tabla 74. Bahía Línea Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE501

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	977.417	1,00	977.417
Seccionador tripolar	125.908	3,00	377.724
Seccionador tripolar con cuchilla	150.192	1,00	150.192
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Transformador de tensión 500 kV	38.650	3,00	115.950
Descargador de sobretensión 500 kV	34.561	3,00	103.682
Trampa de onda de 500 kV	58.707	2,00	117.413
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	7.871	12,00	94.455
Acero Estructural (Ton)	8.289	49,48	410.103
Gabineta Medida	89.680	1,00	89.680
Gabinete protección línea	186.908	1,00	186.908
SCC contralador de campo	141.620	1,00	141.620
Sistema Registro de fallas	136.895	0,50	68.447
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	203.047	1,00	203.047
Cables módulo	38.500	1,00	38.500
TOTAL			3.570.978

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	113.838
Seguro Marítimo	0,40%	14.360
Costo CIF (USD)		3.699.176
Bodegaje	1,66%	59.169
Arancel	13,29%	474.570
Transporte Terrestre	2,05%	73.134
Seguro terrestre	0,52%	18.615
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	53.445
Costo DDP (USD)		4.378.108
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	409.850
Repuestos	3,00%	107.129
Obras civiles	20,13%	718.718
Costo Directo (USD)		5.613.805
Ingeniería (Diseño)	6,12%	218.446
Interventoría	6,93%	247.555
Administración de la ejecución	4,46%	159.088
Costo Indirecto (USD)		625.089
Costos Financieros	3,50%	124.984
Costo Total con costos financieros (USD)		6.363.878
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		6.427.761

A.P.M.

Tabla 75. Bahía Transformador Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE502

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	789.449	1,00	789.449
Seccionador tripolar	125.908	3,00	377.724
Seccionador tripolar con cuchilla	150.192	1,00	150.192
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Transformador de tensión 500 kV	38.650	3,00	115.950
Descargador de sobretensión 500 kV	34.561	3,00	103.682
Aislador poste	7.871	12,00	94.455
Acero Estructural (Ton)	8.289	49,48	410.103
Gabineta Medida	89.680	1,00	89.680
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	92.798	1,00	92.798
SCC contralador de campo	141.620	1,00	141.620
Sistema Registro de fallas	136.895	0,50	68.447
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	196.248	1,00	196.248
Cables módulo	38.500	1,00	38.500
TOTAL			2.941.300

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	93.765
Seguro Maritimo	0,40%	11.827
Costo CIF (USD)		3.046.892
Bodegaje	1,66%	48.735
Arancel	13,29%	390.888
Transporte Terrestre	2,05%	60.239
Seguro terrestre	0,52%	15.333
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	44.021
Costo DDP (USD)		3.606.107
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	337.580
Repuestos	3,00%	88.239
Obras civiles	20,13%	591.984
Costo Directo (USD)		4.623.910
Ingeniería (Diseño)	6,12%	179.927
Interventoría	6,93%	203.903
Administración de la ejecución	4,46%	131.036
Costo Indirecto (USD)		514.866
Costos Financieros	3,50%	102.945
Costo Total con costos financieros (USD)		5.241.722
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.294.340

RRM

Tabla 76. Bahía Línea Interruptor y Medio – SE503

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	977.417	1,00	977.417
Seccionador tripolar	125.908	2,00	251.816
Seccionador tripolar con cuchilla	150.192	1,00	150.192
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Transformador de tensión 500 kV	38.650	3,00	115.950
Descargador de sobretensión 500 kV	34.561	3,00	103.682
Trampa de onda de 500 kV	58.707	2,00	117.413
telecomunicaciones (PLP o FO)	223.388	1,00	223.388
Aislador poste	7.871	3,00	23.614
Acero Estructural (Ton)	8.289	44,44	368.319
Gabineta Medida	89.680	0,50	44.840
Gabinete protección línea	186.908	1,00	186.908
Gabinete protección diámetro	197.021	0,50	98.511
SCC contralador de campo	141.620	1,00	141.620
Sistema Registro de fallas	136.895	0,50	68.447
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 1	288.365	1,00	288.365
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
TOTAL			3.491.433

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	111.302
Seguro Marítimo	0,40%	14.040
Costo CIF (USD)		3.616.775
Bodegaje	1,66%	57.851
Arancel	13,29%	463.998
Transporte Terrestre	2,05%	71.505
Seguro terrestre	0,52%	18.201
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	52.254
Costo DDP (USD)		4.280.584
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	400.720
Repuestos	3,00%	104.743
Obras civiles	20,13%	702.708
Costo Directo (USD)		5.488.754
Ingeniería (Diseño)	6,12%	213.580
Interventoría	6,93%	242.041
Administración de la ejecución	4,46%	155.544
Costo Indirecto (USD)		611.165
Costos Financieros	3,50%	122.200
Costo Total con costos financieros (USD)		6.222.119
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		6.284.579

PPM

Tabla 77. Bahía Transformador Interruptor y Medio – SE504

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	789.449	1,00	789.449
Seccionador tripolar	125.908	2,00	251.816
Seccionador tripolar con cuchilla	150.192	1,00	150.192
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Transformador de tensión 500 kV	38.650	3,00	115.950
Descargador de sobretensión 500 kV	34.561	3,00	103.682
Aislador poste	7.871	3,00	23.614
Acero Estructural (Ton)	8.289	44,44	368.319
Gabineta Medida	89.680	0,50	44.840
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	92.798	1,00	92.798
Gabinete protección diámetro	197.021	0,50	98.511
SCC contralador de campo	141.620	0,50	70.810
Sistema Registro de fallas	136.895	0,50	68.447
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 2	253.175	1,00	253.175
Cables módulo	58.500	1,00	58.500
TOTAL			2.762.555

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	88.066
Seguro Marítimo	0,40%	11.109
Costo CIF (USD)		2.861.730
Bodegaje	1,66%	45.774
Arancel	13,29%	367.133
Transporte Terrestre	2,05%	56.578
Seguro terrestre	0,52%	14.401
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	41.345
Costo DDP (USD)		3.386.961
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	317.065
Repuestos	3,00%	82.877
Obras civiles	20,13%	556.009
Costo Directo (USD)		4.342.912
Ingeniería (Diseño)	6,12%	168.993
Interventoría	6,93%	191.512
Administración de la ejecución	4,46%	123.072
Costo Indirecto (USD)		483.577
Costos Financieros	3,50%	96.689
Costo Total con costos financieros (USD)		4.923.178
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.972.599

Tabla 78. Corte Central Interruptor y Medio – SE505

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	977.417	1,00	977.417
Seccionador tripolar	125.908	2,00	251.816
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Acero Estructural (Ton)	8.289	56,08	464.827
SCC contralador de campo	141.620	0,50	70.810
Accesorios de conexión AT Tipo 1	288.365	1,00	288.365
TOTAL			2.268.878

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	72.329
Seguro Marítimo	0,40%	9.124
Costo CIF (USD)		2.350.331
Bodegaje	1,66%	37.594
Arancel	13,29%	301.525
Transporte Terrestre	2,05%	46.467
Seguro terrestre	0,52%	11.828
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	33.957
Costo DDP (USD)		2.781.701
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	260.405
Repuestos	3,00%	68.066
Obras civiles	20,13%	456.649
Costo Directo (USD)		3.566.821
Ingeniería (Diseño)	6,12%	138.793
Interventoría	6,93%	157.288
Administración de la ejecución	4,46%	101.079
Costo Indirecto (USD)		397.161
Costos Financieros	3,50%	79.411
Costo Total con costos financieros (USD)		4.043.392
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.083.981

Tabla 79. Bahía Acople Doble Barra más Seccionador de Transferencia – SE506

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	789.449	1,00	789.449
Seccionador tripolar con cuchilla	150.192	2,00	300.385
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Aislador poste	7.871	9,00	70.841
Acero Estructural (Ton)	8.289	39,36	326.253
Protección campo de transformador o acople de barras	59.154	1,00	59.154
SCC contralador de campo	141.620	1,00	141.620
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Accesorios de conexión AT Tipo 3	197.712	1,00	197.712
Cables módulo	38.500	1,00	38.500
TOTAL			2.196.365

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	70.017
Seguro Maritimo	0,40%	8.832
Costo CIF (USD)		2.275.214
Bodegaje	1,66%	36.392
Arancel	13,29%	291.889
Transporte Terrestre	2,05%	44.982
Seguro terrestre	0,52%	11.450
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	32.872
Costo DDP (USD)		2.692.798
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	252.082
Repuestos	3,00%	65.891
Obras civiles	20,13%	442.054
Costo Directo (USD)		3.452.825
Ingeniería (Diseño)	6,12%	134.358
Interventoría	6,93%	152.261
Administración de la ejecución	4,46%	97.849
Costo Indirecto (USD)		384.467
Costos Financieros	3,50%	76.873
Costo Total con costos financieros (USD)		3.914.165
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		3.953.457

Tabla 80. Módulo de Barraje Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia-SE507

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	52,52	379.635
Accesorios de conexión AT	314.281	1,00	314.281
Transformador de potencial + soporte	54.840	2,00	109.680
Total			803.596

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	25.618
Seguro Marítimo	0,40%	3.231
Costo CIF (USD)		832.445
Bodegaje	1,66%	13.315
Arancel	13,29%	106.795
Transporte Terrestre	2,05%	16.458
Seguro terrestre	0,52%	4.189
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	12.027
Costo DDP (USD)		985.228
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	76.178
Repuestos	3,00%	24.108
Obras civiles	10,34%	83.103
Costo Directo (USD)		1.168.617
Ingeniería (Diseño)	6,12%	49.158
Interventoría	6,93%	55.709
Administración de la ejecución	4,46%	35.800
Costo Indirecto (USD)		140.667
Costos Financieros	3,50%	28.126
Costo Total con costos financieros (USD)		1.337.410
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.325.933

Tabla 81. Módulo de Barraje Tipo 1 Interruptor y Medio – SE508

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	98,78	714.020
Accesorios de conexión AT	279.115	1,00	279.115
Transformador de potencial	54.840	2,00	109.680
Total			1.102.815

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	35.156
Seguro Marítimo	0,40%	4.435
Costo CIF (USD)		1.142.406
Bodegaje	1,66%	18.273
Arancel	13,29%	146.560
Transporte Terrestre	2,05%	22.586
Seguro terrestre	0,52%	5.749
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.505
Costo DDP (USD)		1.352.079
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	104.543
Repuestos	3,00%	33.084
Obras civiles	10,34%	114.046
Costo Directo (USD)		1.603.752
Ingeniería (Diseño)	6,12%	67.462
Interventoría	6,93%	76.452
Administración de la ejecución	4,46%	49.131
Costo Indirecto (USD)		193.045
Costos Financieros	3,50%	38.599
Costo Total con costos financieros (USD)		1.835.395
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.819.645

APM

Tabla 82. Módulo de Barraje Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia-SE509

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	69,78	504.397
Accesorios de conexión AT	497.872	1,00	497.872
Transformador de potencial + soporte	54.840	2,00	109.680
Total			1.111.948

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	35.447
Seguro Marítimo	0,40%	4.471
Costo CIF (USD)		1.151.866
Bodegaje	1,66%	18.424
Arancel	13,29%	147.774
Transporte Terrestre	2,05%	22.773
Seguro terrestre	0,52%	5.797
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.642
Costo DDP (USD)		1.363.276
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	105.409
Repuestos	3,00%	33.358
Obras civiles	10,34%	114.991
Costo Directo (USD)		1.617.034
Ingeniería (Diseño)	6,12%	68.021
Interventoría	6,93%	77.085
Administración de la ejecución	4,46%	49.538
Costo Indirecto (USD)		194.643
Costos Financieros	3,50%	38.918
Costo Total con costos financieros (USD)		1.850.595
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		1.834.714

Tabla 83. Módulo de Barraje Tipo 2 Interruptor y Medio- SE510

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	7.228	164,14	1.186.467
Accesorios de conexión AT	450.433	1,00	450.433
Transformador de potencial	54.840	2,00	109.680
Total			1.746.580

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	55.679
Seguro Marítimo	0,40%	7.023
Costo CIF (USD)		1.809.281
Bodegaje	1,66%	28.940
Arancel	13,29%	232.114
Transporte Terrestre	2,05%	35.770
Seguro terrestre	0,52%	9.105
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	26.140
Costo DDP (USD)		2.141.350
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,48%	165.570
Repuestos	3,00%	52.397
Obras civiles	10,34%	180.620
Costo Directo (USD)		2.539.938
Ingeniería (Diseño)	6,12%	106.843
Interventoría	6,93%	121.080
Administración de la ejecución	4,46%	77.811
Costo Indirecto (USD)		305.734
Costos Financieros	3,50%	61.130
Costo Total con costos financieros (USD)		2.906.802
Factor neto de instalación sin costos financieros	166,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	165,0%	
Costo Total adoptado		2.881.856

Tabla 84. Diferencial de Barras Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE511

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	237.693	2,00	475.386
Total			475.386

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	15.155
Seguro Marítimo	0,40%	1.912
Costo CIF (USD)		492.452
Bodegaje	1,66%	7.877
Arancel	13,29%	63.177
Transporte Terrestre	2,05%	9.736
Seguro terrestre	0,52%	2.478
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	7.115
Costo DDP (USD)		582.835
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	5.195
Repuestos	3,00%	14.262
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		602.291
Ingeniería (Diseño)	6,12%	29.081
Interventoría	6,93%	32.956
Administración de la ejecución	4,46%	21.179
Costo Indirecto (USD)		83.215
Costos Financieros	3,50%	16.639
Costo Total con costos financieros (USD)		702.144
Factor neto de instalación sin costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		713.079

Tabla 85. Diferencial de Barras Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE512

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	237.693	3,00	713.079
Total			713.079

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	22.732
Seguro Marítimo	0,40%	2.867
Costo CIF (USD)		738.678
Bodegaje	1,66%	11.815
Arancel	13,29%	94.765
Transporte Terrestre	2,05%	14.604
Seguro terrestre	0,52%	3.717
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.672
Costo DDP (USD)		874.252
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	7.792
Repuestos	3,00%	21.392
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		903.437
Ingeniería (Diseño)	6,12%	43.621
Interventoría	6,93%	49.434
Administración de la ejecución	4,46%	31.768
Costo Indirecto (USD)		124.822
Costos Financieros	3,50%	24.958
Costo Total con costos financieros (USD)		1.053.217
Factor neto de instalación sin costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		1.069.618

Tabla 86. Módulo Común Tipo 1 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE513

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	95.651	1,00	95.651
SCC equipo Comun	1.689.517	1,00	1.689.517
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 3	678.341	1,00	678.341
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	142.006	1,00	142.006
Sistema gestion protecciones	85.919	1,00	85.919
Sistema gestion registradores	71.874	1,00	71.874
Total			2.763.308

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	88.090
Seguro Marítimo	0,40%	11.112
Costo CIF (USD)		2.862.511
Bodegaje	1,66%	45.786
Arancel	13,29%	367.233
Transporte Terrestre	2,05%	56.593
Seguro terrestre	0,52%	14.405
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	41.357
Costo DDP (USD)		3.387.885
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	110.532
Repuestos	3,00%	82.899
Obras civiles	52,05%	1.438.242
Costo Directo (USD)		5.019.558
Ingeniería (Diseño)	6,12%	169.039
Interventoría	6,93%	191.564
Administración de la ejecución	4,46%	123.106
Costo Indirecto (USD)		483.709
Costos Financieros	3,50%	96.716
Costo Total con costos financieros (USD)		5.599.983
Factor neto de instalación sin costos financieros	202,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	205,0%	
Costo Total adoptado		5.664.782

Tabla 87. Módulo Común Tipo 2 Doble Barra más Seccionador de Transferencia e Interruptor y Medio – SE514

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	95.651	1,00	95.651
SCC equipo Comun	1.689.517	1,00	1.689.517
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 4	905.780	1,00	905.780
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	142.006	1,00	142.006
Sistema gestion protecciones	85.919	1,00	85.919
Sistema gestion registradores	71.874	1,00	71.874
Total			2.990.747

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	95.341
Seguro Marítimo	0,40%	12.026
Costo CIF (USD)		3.098.114
Bodegaje	1,66%	49.555
Arancel	13,29%	397.459
Transporte Terrestre	2,05%	61.251
Seguro terrestre	0,52%	15.591
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	44.761
Costo DDP (USD)		3.666.730
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	119.630
Repuestos	3,00%	89.722
Obras civiles	52,05%	1.556.618
Costo Directo (USD)		5.432.701
Ingeniería (Diseño)	6,12%	182.952
Interventoría	6,93%	207.331
Administración de la ejecución	4,46%	133.238
Costo Indirecto (USD)		523.521
Costos Financieros	3,50%	104.676
Costo Total con costos financieros (USD)		6.060.898
Factor neto de instalación sin costos financieros	202,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	205,0%	
Costo Total adoptado		6.131.031

Transformadores

Tabla 88. Banco de Autotransformadores 500/230 kV 450 MVA – ATR01

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
AUTOTRANSFORMADORES MONOFASICOS			
Autotransformador monofásico de 150 MVA	2.849.829	3,00	8.549.487
Sistema de 34.5 para formación de Delta del transformador	1.256.527	1,00	1.256.527
Accesorios de conexión A.T.	52.644	1,00	52.644
Cables módulo	143.500	1,00	143.500
TOTAL			10.002.158

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	318.855
Seguro Marítimo	0,40%	40.220
Costo CIF (USD)		10.361.233
Bodegaje	1,66%	165.729
Arancel	13,29%	1.329.249
Transporte Terrestre	2,05%	204.847
Seguro terrestre	0,52%	52.141
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	149.696
Costo DDP (USD)		12.262.894
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	1.147.971
Repuestos	3,00%	300.065
Obras civiles	20,13%	2.013.097
Costo Directo (USD)		15.724.027
Ingeniería (Diseño)	6,12%	611.859
Interventoría	6,93%	693.391
Administración de la ejecución	4,46%	445.598
Costo Indirecto (USD)		1.750.848
Costos Financieros	3,50%	350.076
Costo Total con costos financieros (USD)		17.824.951
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		18.003.884

RPM

Tabla 89. Autotransformador Monofásico de Reserva 500/230 kV 150 MVA- ATR02

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
AUTOTRANSFORMADORES MONOFASICOS			
Autotransformador monofásico de 150 MVA	2.849.829	1,00	2.849.829
TOTAL			2.849.829

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	90.849
Seguro Marítimo	0,40%	11.460
Costo CIF (USD)		2.952.137
Bodegaje	1,66%	47.220
Arancel	13,29%	378.732
Transporte Terrestre	2,05%	58.365
Seguro terrestre	0,52%	14.856
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	42.652
Costo DDP (USD)		3.493.961
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	327.082
Obras civiles	20,13%	573.574
Costo Directo (USD)		4.394.617
Ingeniería (Diseño)	6,12%	174.332
Interventoría	6,93%	197.562
Administración de la ejecución	4,46%	126.961
Costo Indirecto (USD)		498.854
Costos Financieros	3,50%	99.744
Costo Total con costos financieros (USD)		4.993.215
Factor neto de instalación sin costos financieros	175,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.129.692

Compensación 230 kV

Tabla 90. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar Interruptor y Medio – CP201

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	2,00	68.759
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión	10.150	3,00	30.451
Aislador de poste	2.885	1,00	2.885
Gabinete de proteccion diámetro	197.021	1,00	197.021
Gabinete Medida	49.852	0,50	24.926
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Sistema de control coordinado	115.486	1,00	115.486
Ton. de Acero Estructural	8.289	8,43	69.859
Cables Módulo	9.500	1,00	9.500
Accesorios de conexión AT	60.020	1,00	60.020
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			1.051.140

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	33.509
Seguro Marítimo	0,40%	4.227
Costo CIF (USD)		1.088.876
Bodegaje	1,66%	17.417
Arancel	13,29%	139.693
Transporte Terrestre	2,05%	21.528
Seguro terrestre	0,52%	5.480
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.732
Costo DDP (USD)		1.288.724
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	123.999
Repuestos	3,00%	31.534
Obras civiles	29,00%	304.831
Costo Directo (USD)		1.749.088
Ingeniería (Diseño)	6,12%	64.301
Interventoría	6,93%	72.869
Administración de la ejecución	4,46%	46.829
Costo Indirecto (USD)		183.999
Costos Financieros	3,50%	36.790
Costo Total con costos financieros (USD)		1.969.877
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.944.609

P2014

**Tabla 91. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR Interruptor y Medio
- CP202**

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	1,00	34.380
Transformador de corriente tipo 1 230 kV	30.615	3,00	91.845
Seccionador de puesta a tierra	32.784	1,00	32.784
Descargador de sobretensión tipo 1	10.150	3,00	30.451
Accesorios de conexión AT	38.297	1,00	38.297
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 72 MVAR	873.163	1,00	873.163
Gabinete de control de Banco tipo 1	65.567	1,00	65.567
Gabinete protección del Banco tipo 1	815.592	1,00	815.592
Total Equipo de patio			2.157.558

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	68.780
Seguro Marítimo	0,40%	8.676
Costo CIF (USD)		2.235.014
Bodegaje	1,66%	35.749
Arancel	13,29%	286.731
Transporte Terrestre	2,05%	44.187
Seguro terrestre	0,52%	11.247
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	32.291
Costo DDP (USD)		2.645.219
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	254.518
Repuestos	3,00%	64.727
Obras civiles	29,00%	625.693
Costo Directo (USD)		3.590.158
Ingeniería (Diseño)	6,12%	131.984
Interventoría	6,93%	149.571
Administración de la ejecución	4,46%	96.120
Costo Indirecto (USD)		377.674
Costos Financieros	3,50%	75.515
Costo Total con costos financieros (USD)		4.043.346
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		3.991.482

Tabla 92. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVar Anillo – CP203

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	2,00	68.759
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Gabinete de protección tipo 1	175.912	1,00	175.912
Gabinete Medida	49.852	1,00	49.852
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Sistema de control coordinado	115.486	1,00	115.486
Ton. de Acero Estructural	8.289	10,70	88.692
Cables Módulo	9.500	1,00	9.500
Accesorios de conexión AT	44.871	1,00	44.871
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			982.457

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	31.319
Seguro Marítimo	0,40%	3.951
Costo CIF (USD)		1.017.727
Bodegaje	1,66%	16.279
Arancel	13,29%	130.565
Transporte Terrestre	2,05%	20.121
Seguro terrestre	0,52%	5.121
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.704
Costo DDP (USD)		1.204.517
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	115.896
Repuestos	3,00%	29.474
Obras civiles	29,00%	284.913
Costo Directo (USD)		1.634.800
Ingeniería (Diseño)	6,12%	60.100
Interventoría	6,93%	68.108
Administración de la ejecución	4,46%	43.769
Costo Indirecto (USD)		171.976
Costos Financieros	3,50%	34.386
Costo Total con costos financieros (USD)		1.841.162
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.817.545

Tabla 93. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR Anillo – CP204

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	1,00	34.380
Transformador de corriente tipo 1 230 kV	30.615	3,00	91.845
Seccionador de puesta a tierra	32.784	1,00	32.784
Descargador de sobretensión tipo 1	10.150	3,00	30.451
Accesorios de conexión AT	31.552	1,00	31.552
Accesorios de conexión AT	12.042	1,00	12.042
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 40 MVAR	563.104	1,00	563.104
Gabinete de control de Banco tipo 1	65.567	1,00	65.567
Gabinete protección del Banco tipo 1	815.592	1,00	815.592
Total Equipo de patio			1.852.796

FACTOR DE INSTALACION	% FOB ^C	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	59.065
Seguro Marítimo	0,40%	7.450
Costo CIF (USD)		1.919.311
Bodegaje	1,66%	30.700
Arancel	13,29%	246.230
Transporte Terrestre	2,05%	37.946
Seguro terrestre	0,52%	9.659
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	27.730
Costo DDP (USD)		2.271.574
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	218.566
Repuestos	3,00%	55.584
Obras civiles	29,00%	537.312
Costo Directo (USD)		3.083.037
Ingeniería (Diseño)	6,12%	113.340
Interventoría	6,93%	128.444
Administración de la ejecución	4,46%	82.542
Costo Indirecto (USD)		324.327
Costos Financieros	3,50%	64.848
Costo Total con costos financieros (USD)		3.472.211
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		3.427.673

Tabla 94. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar Barra Principal y Transferencia – CP205

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	2,00	68.759
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	42.845	3,00	128.536
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Descargador de sobretensión	10.150	3,00	30.451
Aislador de poste	2.885	2,00	5.771
Gabinete de proteccion tipo 2	93.086	1,00	93.086
Gabinete Medida	49.852	1,00	49.852
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Sistema de control coordinado	115.486	1,00	115.486
Ton. de Acero Estructural	8.289	10,70	88.692
Cables Módulo	9.500	1,00	9.500
Accesorios de conexión AT	49.935	1,00	49.935
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			1.013.245

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	32.301
Seguro Maritimo	0,40%	4.074
Costo CIF (USD)		1.049.620
Bodegaje	1,66%	16.789
Arancel	13,29%	134.656
Transporte Terrestre	2,05%	20.751
Seguro terrestre	0,52%	5.282
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.165
Costo DDP (USD)		1.242.263
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	119.528
Repuestos	3,00%	30.397
Obras civiles	29,00%	293.842
Costo Directo (USD)		1.686.031
Ingeniería (Diseño)	6,12%	61.983
Interventoria	6,93%	70.242
Administración de la ejecución	4,46%	45.140
Costo Indirecto (USD)		177.366
Costos Financieros	3,50%	35.464
Costo Total con costos financieros (USD)		1.898.860
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.874.503

Tabla 95. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR Barra Principal y Transferencia – CP206

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Accesorios de conexión AT	12.042	1,00	12.042
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 60 MVAR	725.791	1,00	725.791
Gabinete de control de Banco tipo 2	93.393	1,00	93.393
Gabinete protección del Banco tipo 2	745.227	1,00	745.227
Total Equipo de patio			1.576.453

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	50.255
Seguro Marítimo	0,40%	6.339
Costo CIF (USD)		1.633.048
Bodegaje	1,66%	26.121
Arancel	13,29%	209.505
Transporte Terrestre	2,05%	32.286
Seguro terrestre	0,52%	8.218
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	23.594
Costo DDP (USD)		1.932.771
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	185.968
Repuestos	3,00%	47.294
Obras civiles	29,00%	457.173
Costo Directo (USD)		2.623.205
Ingeniería (Diseño)	6,12%	96.436
Interventoría	6,93%	109.286
Administración de la ejecución	4,46%	70.231
Costo Indirecto (USD)		275.954
Costos Financieros	3,50%	55.176
Costo Total con costos financieros (USD)		2.954.334
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.916.439

Tabla 96. Bahía de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAr Doble Barra más Seccionador de Transferencia – CP207

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	3,00	103.139
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	42.845	1,00	42.845
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Transformador de tensión 230 kV	18.736	3,00	56.209
Descargador de sobretensión	10.150	3,00	30.451
Aislador de poste	2.885	7,00	20.198
Gabinete de proteccion tipo 2	93.086	1,00	93.086
Gabinete Medida	49.852	1,00	49.852
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Sistema de control coordinado	115.486	1,00	115.486
Ton. de Acero Estructural	8.289	11,54	95.654
Cables Módulo	9.500	1,00	9.500
Accesorios de conexión AT	49.935	1,00	49.935
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			1.039.532

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	33.139
Seguro Marítimo	0,40%	4.180
Costo CIF (USD)		1.076.851
Bodegaje	1,66%	17.224
Arancel	13,29%	138.150
Transporte Terrestre	2,05%	21.290
Seguro terrestre	0,52%	5.419
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.558
Costo DDP (USD)		1.274.492
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	122.629
Repuestos	3,00%	31.186
Obras civiles	29,00%	301.465
Costo Directo (USD)		1.729.773
Ingeniería (Diseño)	6,12%	63.591
Interventoría	6,93%	72.065
Administración de la ejecución	4,46%	46.311
Costo Indirecto (USD)		181.967
Costos Financieros	3,50%	36.384
Costo Total con costos financieros (USD)		1.948.124
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.923.135

Tabla 97. Módulo de Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR Doble Barra más Seccionador de Transferencia – CP208

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Accesorios de conexión AT	12.042	1,00	12.042
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 60 MVAR	725.791	1,00	725.791
Gabinete de control de Banco tipo 2	93.393	1,00	93.393
Gabinete protección del Banco tipo 2	745.227	1,00	745.227
Total Equipo de patio			1.576.453

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	50.255
Seguro Marítimo	0,40%	6.339
Costo CIF (USD)		1.633.048
Bodegaje	1,66%	26.121
Arancel	13,29%	209.505
Transporte Terrestre	2,05%	32.286
Seguro terrestre	0,52%	8.218
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	23.594
Costo DDP (USD)		1.932.771
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	185.968
Repuestos	3,00%	47.294
Obras civiles	29,00%	457.173
Costo Directo (USD)		2.623.205
Ingeniería (Diseño)	6,12%	96.436
Interventoría	6,93%	109.286
Administración de la ejecución	4,46%	70.231
Costo Indirecto (USD)		275.954
Costos Financieros	3,50%	55.176
Costo Total con costos financieros (USD)		2.954.334
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.916.439

Tabla 98. Bahía de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar Barra Principal más Transferencia – CP209

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	175.478	1,00	175.478
Seccionador tripolar	34.380	3,00	103.139
Seccionador de puesta a tierra	32.784	3,00	98.351
Transformador de corriente 230 kV	30.615	3,00	91.845
Descargador de sobretensión	10.150	3,00	30.451
Aislador de poste	2.885	2,00	5.771
Gabinete de proteccion tipo 2	93.086	1,00	93.086
Gabinete Medida	49.852	1,00	49.852
Sistema Registro de fallas	98.092	0,50	49.046
Sistema de control coordinado	115.486	1,00	115.486
Ton. De Acero Estructural	8.289	10,70	88.692
Cables Módulo	49.000	1,00	49.000
Accesorios de conexión AT	49.935	1,00	49.935
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			1.056.939

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	33.694
Seguro Marítimo	0,40%	4.250
Costo CIF (USD)		1.094.883
Bodegaje	1,66%	17.513
Arancel	13,29%	140.463
Transporte Terrestre	2,05%	21.646
Seguro terrestre	0,52%	5.510
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.819
Costo DDP (USD)		1.295.833
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	124.683
Repuestos	3,00%	31.708
Obras civiles	29,00%	306.513
Costo Directo (USD)		1.758.737
Ingeniería (Diseño)	6,12%	64.656
Interventoría	6,93%	73.271
Administración de la ejecución	4,46%	47.087
Costo Indirecto (USD)		185.014
Costos Financieros	3,50%	36.993
Costo Total con costos financieros (USD)		1.980.744
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		1.955.337

Tabla 99. Módulo de Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR Barra Principal más Transferencia – CP210

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Banco de reactores			
Reactor de línea 25 MVAR	1.220.179	1,00	1.220.179
Gabinete protección del reactor	291.374	1,00	291.374
Accesorios de conexión AT	3.274	1,00	3.274
Total Equipos			1.514.828

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	48.291
Seguro Marítimo	0,40%	6.091
Costo CIF (USD)		1.569.210
Bodegaje	1,66%	25.100
Arancel	13,29%	201.315
Transporte Terrestre	2,05%	31.024
Seguro terrestre	0,52%	7.897
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	22.671
Costo DDP (USD)		1.857.217
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	178.698
Repuestos	3,00%	45.445
Obras civiles	29,00%	439.301
Costo Directo (USD)		2.520.661
Ingeniería (Diseño)	6,12%	92.666
Interventoría	6,93%	105.014
Administración de la ejecución	4,46%	67.486
Costo Total sin costos financieros (USD)		2.785.827
Costos Financieros	3,50%	53.019
Costo Total con costos financieros (USD)		2.838.846
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		2.802.432

CPM

Tabla 100. Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVAR – CP211

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	175.478	1,00	175.478
Seccionador monopolar	15.438	3,00	46.313
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	26.147	6,00	156.882
Aislador poste	2.885	6,00	17.313
Cables módulo	51.000	1,00	51.000
Servicios auxiliares caseta control	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			503.794
EQUIPOS DE COMPENSACION CAPACITIVA SERIE			
Bateria de condensadores serie 3x22 MVAR	3.985.207	1,00	3.985.207
Sistema de protección y control	1.391.304	1,00	1.391.304
Cable fibra óptica	29.105	1,00	29.105
Medidor capacidad condensadores	11.194	1,00	11.194
Microcomputador portatil	16.632	1,00	16.632
Total compensacion capacitiva			5.433.443
TOTAL EQUIPOS FOB			5.937.237

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	189.271
Seguro Marítimo	0,40%	23.875
Costo CIF (USD)		6.150.382
Bodegaje	1,66%	98.376
Arancel	13,29%	789.037
Transporte Terrestre	2,05%	121.596
Seguro terrestre	0,52%	30.950
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	88.859
Costo DDP (USD)		7.279.200
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,80%	700.391
Repuestos	3,00%	178.117
Obras civiles	29,00%	1.721.803
Costo Directo (USD)		9.879.511
Ingeniería (Diseño)	6,12%	363.197
Interventoría	6,93%	411.594
Administración de la ejecución	4,46%	264.505
Costo Indirecto (USD)		1.039.296
Costos Financieros	3,50%	207.803
Costo Total con costos financieros (USD)		11.126.610
Factor neto de instalación sin costos financieros	187,4%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,0%	
Costo Total adoptado		10.983.888

Compensación 500 kV

Tabla 101. Bahía Comp. Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar – CP501

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Interrupor tripolar (mando monopolar)	789.449	1,00	789.449
Seccionador	125.908	1,00	125.908
Descargador de sobretensión	34.561	3,00	103.682
Cables bahía	49.000	1,00	49.000
Accesorios de conexión AT	19.701	1,00	19.701
Total Equipo de patio			1.087.741

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	34.676
Seguro Maritimo	0,40%	4.374
Costo CIF (USD)		1.126.790
Bodegaje	1,66%	18.023
Arancel	13,29%	144.557
Transporte Terrestre	2,05%	22.277
Seguro terrestre	0,52%	5.670
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.280
Costo DDP (USD)		1.333.597
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	124.843
Repuestos	3,00%	32.632
Obras civiles	20,13%	218.926
Costo Directo (USD)		1.709.998
Ingeniería (Diseño)	6,12%	66.540
Interventoría	6,93%	75.407
Administración de la ejecución	4,46%	48.459
Costo Indirecto (USD)		190.406
Costos Financieros	3,50%	38.071
Costo Total con costos financieros (USD)		1.938.474
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		1.957.934

Tabla 102. Módulo Comp. Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR – CP502

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de compensación			
Reactor de línea 20 MVAR t2	731.313	3,00	2.193.938
Gabinete protección de reactor tipo 2	128.019	1,00	128.019
Accesorios de conexión AT	8.940	1,00	8.940
Cables módulo	51.000	1,00	51.000
Total Equipo de patio			2.381.897

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	75.932
Seguro Marítimo	0,40%	9.578
Costo CIF (USD)		2.467.407
Bodegaje	1,66%	39.466
Arancel	13,29%	316.545
Transporte Terrestre	2,05%	48.782
Seguro terrestre	0,52%	12.417
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	35.648
Costo DDP (USD)		2.920.265
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	273.376
Repuestos	3,00%	71.457
Obras civiles	20,13%	479.396
Costo Directo (USD)		3.744.493
Ingeniería (Diseño)	6,12%	145.707
Interventoría	6,93%	165.123
Administración de la ejecución	4,46%	106.114
Costo Indirecto (USD)		416.944
Costos Financieros	3,50%	83.366
Costo Total con costos financieros (USD)		4.244.804
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.287.415

Tabla 103. Bahía Comp. Reactiva Fija 28 MVAr con reactor de neutro – CP503

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Seccionador	125.908	1,00	125.908
Descargador de sobretensión	34.561	3,00	103.682
Cables bahía	49.000	1,00	49.000
Total Equipo de patio			303.395

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	9.672
Seguro Marítimo	0,40%	1.220
Costo CIF (USD)		314.287
Bodegaje	1,66%	5.027
Arancel	13,29%	40.320
Transporte Terrestre	2,05%	6.214
Seguro terrestre	0,52%	1.582
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.541
Costo DDP (USD)		371.970
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	34.821
Repuestos	3,00%	9.102
Obras civiles	20,13%	61.063
Costo Directo (USD)		476.956
Ingeniería (Diseño)	6,12%	18.559
Interventoría	6,93%	21.033
Administración de la ejecución	4,46%	13.516
Costo Indirecto (USD)		53.108
Costos Financieros	3,50%	10.619
Costo Total con costos financieros (USD)		540.684
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		546.111

Tabla 104. Módulo Comp. Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro – CP504

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de compensación			
Reactor de línea 28 MVAR	934.884	3,00	2.804.653
Reactor de neutro	343.130	1,00	343.130
Gabinete protección de reactor tipo 2	128.019	1,00	128.019
Seccionador de puesta a tierra del neutro	42.094	1,00	42.094
Descargador de sobretensión del neutro	18.228	1,00	18.228
Accesorios de conexión AT	8.940	0,00	0
Accesorios de conexión AT	10.912	1,00	10.912
Cables módulo	51.000	1,00	51.000
Total Equipo de patio			3.398.036

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	108.325
Seguro Marítimo	0,40%	13.664
Costo CIF (USD)		3.520.024
Bodegaje	1,66%	56.303
Arancel	13,29%	451.586
Transporte Terrestre	2,05%	69.593
Seguro terrestre	0,52%	17.714
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	50.856
Costo DDP (USD)		4.166.076
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	390.001
Repuestos	3,00%	101.941
Obras civiles	20,13%	683.910
Costo Directo (USD)		5.341.928
Ingeniería (Diseño)	6,12%	207.867
Interventoría	6,93%	235.566
Administración de la ejecución	4,46%	151.383
Costo Indirecto (USD)		594.816
Costos Financieros	3,50%	118.931
Costo Total con costos financieros (USD)		6.055.675
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		6.116.464

Tabla 105. Bahía de Compensación Estática Reactiva – CP505

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio 500 KV			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	789.449	1,00	789.449
Seccionador tripolar	125.908	2,00	251.816
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	150.192	1,00	150.192
Transformador de corriente 500 kV	71.881	3,00	215.643
Transformador de tensión 500 kV	38.650	3,00	115.950
Descargador de sobretensión	34.561	3,00	103.682
Aislador de poste	7.871	3,00	23.614
Gabinete de protección Bahías de Autotraf	93.393	1,00	93.393
Gabinete Medida	89.680	0,50	44.840
Gabinete Protección Diámetro	197.021	0,50	98.511
Sistema Registro de fallas	136.895	0,50	68.447
Sistema de control coordinado	141.620	0,50	70.810
Ton. de Acero Estructural	8.289	44,44	368.360
Cables Módulo	51.000	1,00	51.000
Accesorios de conexión AT	288.365	1,00	288.365
Servicios auxiliares caseta control Tipo	113.616	0,50	56.808
Total Equipo de patio			2.790.881

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	88.969
Seguro Marítimo	0,40%	11.223
Costo CIF (USD)		2.891.073
Bodegaje	1,66%	46.243
Arancel	13,29%	370.898
Transporte Terrestre	2,05%	57.158
Seguro terrestre	0,52%	14.549
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	41.769
Costo DDP (USD)		3.421.689
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	320.316
Repuestos	3,00%	83.726
Obras civiles	20,13%	561.710
Costo Directo (USD)		4.387.442
Ingeniería (Diseño)	6,12%	170.726
Interventoría	6,93%	193.476
Administración de la ejecución	4,46%	124.334
Costo Indirecto (USD)		488.535
Costos Financieros	3,50%	97.681
Costo Total con costos financieros (USD)		4.973.658
Factor neto de instalación con costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.023.585

Tabla 106. Módulo de Compensación Estática Reactiva – CP506

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipos de patio			
Transformador Monofásico 250 MVA	4.423.388	3,00	13.270.165
Reactor controlado por tiristores	1.903.048	2,00	3.806.097
Banco de capacitores operado por tiristores	1.477.661	2,00	2.955.322
Filtro de armónicos	511.744	3,00	1.535.232
Válvula de tiristores para TCR	2.414.793	2,00	4.829.585
Válvula de tiristores para TSC	4.554.523	2,00	9.109.045
Barraje rígido con soportes conectores y cable para T. secundaria	3.895.652	1,00	3.895.652
Descargador de sobretensión en la tensión secundaria	534.133	1,00	534.133
Cuchilla de puesta a tierra en la tensión secundaria	33.583	9,00	302.249
Transformador de tensión para medida y protección en tensión sec.	24.948	2,00	49.895
Transformador de corriente para medida y protección en tens. sec.	30.615	38,00	1.163.376
Tablero de protección de conexión + p. barraje comp + p. traf de A	411.954	1,00	411.954
Tablero de protección de los TSC	896.512	1,00	896.512
Tablero de protección de los TCR	230.285	1,00	230.285
Tablero Registrador de Fallas	486.157	1,00	486.157
Computador de control del sistema de compensación	5.159.020	1,00	5.159.020
Sistema de control del Compensador	1.530.435	1,00	1.530.435
Estación de trabajo	527.736	1,00	527.736
Computador de comunicación (Gateway) e interfase para sincron	826.787	1,00	826.787
Unidad de entradas/salidas remotas	313.443	1,00	313.443
Red de área local con los manejadores	140.730	1,00	140.730
Interfase para el sistema de protecciones	167.596	1,00	167.596
Red de área local para el sistema de protecciones	329.435	1,00	329.435
Sistema de refrigeración para válvulas de tiristores	2.168.516	2,00	4.337.031
Bandeja metálica portacable con pernos de anclaje, herrajes y P. A T.	63.968	1,00	63.968
Transformador de 400 KVA, seccionador fusible, Equipo de Medida	111.944	1,00	111.944
Banco de baterías de 125 Vcc	133.053	1,00	133.053
Cargador de baterías de 125 Vcc	123.138	2,00	246.277
Inversor	90.195	1,00	90.195
Planta diesel de 350 KVA con tablero de control, protección y medida	209.495	1,00	209.495
Tablero de distribución	175.912	1,00	175.912
Total Equipos FOB			57.838.717

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	1.843.817
Seguro Marítimo	0,40%	232.579
Costo CIF (USD)		59.915.113
Bodegaje	1,66%	958.348
Arancel	13,29%	7.686.549
Transporte Terrestre	2,05%	1.184.551
Seguro terrestre	0,52%	301.509
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	865.635
Costo DDP (USD)		70.911.706
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	6.638.285
Repuestos	3,00%	1.735.161
Obras civiles	20,13%	11.640.983
Costo Directo (USD)		90.926.136
Ingeniería (Diseño)	6,12%	3.538.149
Interventoría	6,93%	4.009.621
Administración de la ejecución	4,46%	2.576.728
Costo Indirecto (USD)		10.124.498
Costos Financieros	3,50%	2.024.355
Costo Total con costos financieros (USD)		103.074.988
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		104.109.690

RAM

Bancos de Reactores**Tabla 107. Banco Reactores para Terciario de Autotransformador 34,5 kV – REA01**

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/08)
Equipo de compensación			
Banco de reactores de 50 MVAR, 38 kV	1.198.690	1,00	1.198.690
Celda interruptor extraíble 2500 A y 34.5 kV	275.645	1,00	275.645
Cables módulo	46.000	1,00	46.000
Total Equipo de patio			1.520.335

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	48.466
Seguro Marítimo	0,40%	6.114
Costo CIF (USD)		1.574.914
Bodegaje	1,66%	25.191
Arancel	13,29%	202.047
Transporte Terrestre	2,05%	31.137
Seguro terrestre	0,52%	7.925
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	22.754
Costo DDP (USD)		1.863.968
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,48%	174.492
Repuestos	3,00%	45.610
Obras civiles	20,13%	305.992
Costo Directo (USD)		2.390.063
Ingeniería (Diseño)	6,12%	93.003
Interventoría	6,93%	105.396
Administración de la ejecución	4,46%	67.731
Costo Indirecto (USD)		266.130
Costos Financieros	3,50%	53.212
Costo Total con costos financieros (USD)		2.709.405
Factor neto de instalación sin costos financieros	178,2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		2.736.603

Líneas de Transmisión 230 kV

Tabla 108. Km de línea 1 circuito Nivel 1 – LI211

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	13,13	48.300
Cadenas de aisladores suspensión	828	5,20	4.307
Cadenas de aisladores retención	984	3,84	3.782
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	4,87	39.896
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.998	1,00	4.998
Cable de guarda	2.662	1,02	2.716
Costo FOB [100%] (USD/km)			103.998

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	3.315
Seguro Marítimo	0,40%	418
Costo CIF (USD/km)		107.731
Bodegaje	1,66%	1.723
Arancel	15,53%	16.151
Transporte Terrestre	2,05%	2.130
Seguro terrestre	0,52%	542
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.556
Costo DDP (USD/km)		129.834
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	74.242
Repuestos	4,39%	4.561
Gestion Ambiental	21,42%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		230.919
Ingeniería (Diseño)	17,20%	17.884
Interventoría	22,44%	23.337
Administración de la ejecución	13,42%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	4.680
Costo Total con costos financieros (USD/km)		290.780
Factor neto de instalación sin costos financieros	279,6%	
Factor adoptado (Tabla 2)	275,0%	
Costo Total adoptado		285.994

MAM

Tabla 109. km de línea 2 circuitos Nivel 1 – LI212

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	18,77	69.053
Cadenas de aisladores suspensión	828	10,72	8.880
Cadenas de aisladores retención	984	7,68	7.564
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	10,33	84.676
Accesorios para conductor y cable de guardia	7.685	1,00	7.685
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			183.289

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	5.843
Seguro Marítimo	0,40%	737
Costo CIF (USD/km)		189.869
Bodegaje	1,66%	3.037
Arancel	15,53%	28.465
Transporte Terrestre	2,05%	3.754
Seguro terrestre	0,52%	955
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.743
Costo DDP (USD/km)		228.823
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	107.129
Repuestos	4,54%	8.313
Gestion Ambiental	12,16%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		366.547
Ingeniería (Diseño)	9,76%	17.884
Interventoría	12,73%	23.337
Administración de la ejecución	7,62%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	8.248
Costo Total con costos financieros (USD/km)		429.976
Factor neto de instalación sin costos financieros	234,6%	
Factor adoptado (Tabla 2)	230,0%	
Costo Total adoptado		421.565

Tabla 110. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 1 – LI213

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	22,53	82.864
Cadenas de aisladores suspensión	1.657	10,72	17.759
Cadenas de aisladores retención	1.969	7,68	15.127
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	17,38	142.446
Accesorios para conductor y cable de guardia	16.846	1,00	16.846
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			280.474

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	8.941
Seguro Marítimo	0,40%	1.128
Costo CIF (USD/km)		290.543
Bodegaje	1,66%	4.647
Arancel	15,53%	43.558
Transporte Terrestre	2,05%	5.744
Seguro terrestre	0,52%	1.462
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.198
Costo DDP (USD/km)		350.151
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	163.932
Repuestos	4,54%	12.720
Gestion Ambiental	7,94%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		549.085
Ingeniería (Diseño)	6,38%	17.884
Interventoría	8,32%	23.337
Administración de la ejecución	4,98%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	12.621
Costo Total con costos financieros (USD/km)		616.888
Factor neto de instalación sin costos financieros	219,9%	
Factor adoptado (Tabla 2)	220,0%	
Costo Total adoptado		617.042

Tabla 111. Km de línea 1 circuito Nivel 2 – LI221

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	13,52	49.749
Cadenas de aisladores suspensión	828	5,20	4.307
Cadenas de aisladores retención	984	3,84	3.782
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	5,33	43.684
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.998	1,00	4.998
Cable de guarda	2.662	1,02	2.716
Costo FOB [100%] (USD/km)			109.235

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	3.482
Seguro Maritimo	0,40%	439
Costo CIF (USD/km)		113.157
Bodegaje	1,66%	1.810
Arancel	15,53%	16.964
Transporte Terrestre	2,05%	2.237
Seguro terrestre	0,52%	569
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.635
Costo DDP (USD/km)		136.372
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	77.981
Repuestos	4,39%	4.791
Gestion Ambiental	20,40%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		241.425
Ingeniería (Diseño)	16,37%	17.884
Interventoría	21,36%	23.337
Administración de la ejecución	12,78%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	4.916
Costo Total con costos financieros (USD/km)		301.523
Factor neto de instalación sin costos financieros	276,0%	
Factor adoptado (Tabla 2)	275,0%	
Costo Total adoptado		300.396

R/RM

Tabla 112. km de línea 2 circuitos Nivel 2 – LI222

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	19,34	71.125
Cadenas de aisladores suspensión	828	10,72	8.880
Cadenas de aisladores retención	984	7,68	7.564
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	11,78	96.525
Accesorios para conductor y cable de guardia	7.685	1,00	7.685
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			197.209

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	6.287
Seguro Marítimo	0,40%	793
Costo CIF (USD/km)		204.289
Bodegaje	1,66%	3.268
Arancel	15,53%	30.627
Transporte Terrestre	2,05%	4.039
Seguro terrestre	0,52%	1.028
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.952
Costo DDP (USD/km)		246.202
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	115.266
Repuestos	4,54%	8.944
Gestion Ambiental	11,30%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		392.693
Ingeniería (Diseño)	9,07%	17.884
Interventoría	11,83%	23.337
Administración de la ejecución	7,08%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	8.874
Costo Total con costos financieros (USD/km)		456.749
Factor neto de instalación sin costos financieros	231,6%	
Factor adoptado (Tabla 2)	230,0%	
Costo Total adoptado		453.582

Tabla 113. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 2 – LI223

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	22,53	82.864
Cadenas de aisladores suspensión	1.657	10,72	17.759
Cadenas de aisladores retención	1.969	7,68	15.127
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	17,38	142.446
Accesorios para conductor y cable de guardia	16.846	1,00	16.846
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			280.474

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	8.941
Seguro Marítimo	0,40%	1.128
Costo CIF (USD/km)		290.543
Bodegaje	1,66%	4.647
Arancel	15,53%	43.558
Transporte Terrestre	2,05%	5.744
Seguro terrestre	0,52%	1.462
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.198
Costo DDP (USD/km)		350.151
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	163.932
Repuestos	4,54%	12.720
Gestion Ambiental	7,94%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		549.085
Ingeniería (Diseño)	6,38%	17.884
Interventoría	8,32%	23.337
Administración de la ejecución	4,98%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	12.621
Costo Total con costos financieros (USD/km)		616.888
Factor neto de instalación sin costos financieros	219,9%	
Factor adoptado (Tabla 2)	220,0%	
Costo Total adoptado		617.042

Tabla 114. Km de línea 1 circuito Nivel 3 – LI231

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	14,57	53.613
Cadenas de aisladores suspensión	828	5,20	4.307
Cadenas de aisladores retención	984	3,84	3.782
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	6,53	53.524
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.998	1,00	4.998
Cable de guarda	2.662	1,02	2.718
Costo FOB [100%] (USD/km)			122.941

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	3.919
Seguro Marítimo	0,40%	494
Costo CIF (USD/km)		127.355
Bodegaje	1,66%	2.037
Arancel	15,53%	19.093
Transporte Terrestre	2,05%	2.518
Seguro terrestre	0,52%	641
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.840
Costo DDP (USD/km)		153.484
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	87.766
Repuestos	4,39%	5.392
Gestion Ambiental	18,12%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		268.922
Ingeniería (Diseño)	14,55%	17.884
Interventoría	18,98%	23.337
Administración de la ejecución	13,42%	16.504
Costo Directo (USD/km)		57.725
Costos Financieros	4,50%	5.532
Costo Total con costos financieros (USD/km)		332.180
Factor neto de instalación sin costos financieros	270,2%	
Factor adoptado (Tabla 2)	275,0%	
Costo Total adoptado		338.089

Tabla 115. km de línea 2 circuitos Nivel 3 – LI232

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	20,84	76.649
Cadenas de aisladores suspensión	828	10,72	8.880
Cadenas de aisladores retención	984	7,68	7.564
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	13,14	107.726
Accesorios para conductor y cable de guardia	7.685	1,00	7.685
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			213.935

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	6.820
Seguro Marítimo	0,40%	860
Costo CIF (USD/km)		221.615
Bodegaje	1,66%	3.545
Arancel	15,53%	33.224
Transporte Terrestre	2,05%	4.381
Seguro terrestre	0,52%	1.115
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.202
Costo DDP (USD/km)		267.082
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	125.041
Repuestos	4,54%	9.703
Gestion Ambiental	10,41%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		424.107
Ingeniería (Diseño)	8,36%	17.884
Interventoría	10,91%	23.337
Administración de la ejecución	6,53%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	9.627
Costo Total con costos financieros (USD/km)		488.916
Factor neto de instalación sin costos financieros	228,5%	
Factor adoptado (Tabla 2)	230,0%	
Costo Total adoptado		492.049

Tabla 116. km de línea 2 circuitos 2 subconductores por fase Nivel 3 – LI233

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	22,53	82.864
Cadenas de aisladores suspensión	1.657	10,72	17.759
Cadenas de aisladores retención	1.969	7,68	15.127
Conductor (Toneladas de cond. por km)	8.196	17,38	142.446
Accesorios para conductor y cable de guardia	16.846	1,00	16.846
Cable de guarda	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			280.474

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	8.941
Seguro Marítimo	0,40%	1.128
Costo CIF (USD/km)		290.543
Bodegaje	1,66%	4.647
Arancel	15,53%	43.558
Transporte Terrestre	2,05%	5.744
Seguro terrestre	0,52%	1.462
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.198
Costo DDP (USD/km)		350.151
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	163.932
Repuestos	4,54%	12.720
Gestion Ambiental	7,94%	22.281
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		549.085
Ingeniería (Diseño)	6,38%	17.884
Interventoría	8,32%	23.337
Administración de la ejecución	4,98%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	12.621
Costo Total con costos financieros (USD/km)		616.888
Factor neto de instalación sin costos financieros	219,9%	
Factor adoptado (Tabla 2)	220,0%	
Costo Total adoptado		617.042

Líneas de Transmisión 500 kV

Tabla 117. km de línea 1 circuito 4 subconductores por fase Nivel 1 – LI511

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	25,93	95.369
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	3.263	5,45	17.797
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	5.067	3,78	19.173
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	8.196	11,60	95.081
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	10.197	1,00	10.197
Cable de guarda para líneas 500 kV	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			243.048

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	7.748
Seguro Marítimo	0,40%	977
Costo CIF (USD/km)		251.773
Bodegaje	1,66%	4.027
Arancel	15,53%	37.745
Transporte Terrestre	2,05%	4.978
Seguro terrestre	0,52%	1.267
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.638
Costo DDP (USD/km)		303.428
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73,08%	177.621
Repuestos	4,14%	10.074
Gestion Ambiental	10,91%	26.521
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		517.643
Ingeniería (Diseño)	7,36%	17.884
Interventoría	9,60%	23.337
Administración de la ejecución	5,74%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	10.937
Costo Total con costos financieros (USD/km)		583.762
Factor neto de instalación sin costos financieros	240,2%	
Factor adoptado (Tabla 2)	240,0%	
Costo Total adoptado		583.314

Tabla 118. km de línea 1 circuito 4 subconductores por fase Nivel 2 – LI521

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/08)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.679	26,70	98.230
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	3.263	5,45	17.797
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	5.067	3,78	19.173
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	8.196	14,00	114.703
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	10.197	1,00	10.197
Cable de guarda para líneas 500 kV	2.662	2,04	5.431
Costo FOB [100%] (USD/km)			265.531

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/08)
Transporte Marítimo	3,19%	8.465
Seguro Marítimo	0,40%	1.068
Costo CIF (USD/km)		275.064
Bodegaje	1,66%	4.400
Arancel	15,53%	41.237
Transporte Terrestre	2,05%	5.438
Seguro terrestre	0,52%	1.384
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.974
Costo DDP (USD/km)		331.496
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73,08%	194.052
Repuestos	4,14%	11.006
Gestion Ambiental	9,99%	26.521
Servidumbres	0,00%	0
Costo Directo (USD/km)		563.075
Ingeniería (Diseño)	6,74%	17.884
Interventoría	8,79%	23.337
Administración de la ejecución	5,26%	13.961
Costo Directo (USD/km)		55.182
Costos Financieros	4,50%	11.949
Costo Total con costos financieros (USD/km)		630.206
Factor neto de instalación sin costos financieros	237,3%	
Factor adoptado (Tabla 2)	240,0%	
Costo Total adoptado		637.274

Anexo 3. CÓDIGOS UTILIZADOS EN ESTADÍSTICAS DE CALIDAD

AT:	Autotransformador
BL:	Bahía de Línea
BT:	Bahía de Transformador
BC:	Bahía de Compensación
COMPENSA:	Módulos de Compensación
LIN_200:	Líneas de 220 kV o 230 kV menores o iguales a 100 km ⁴
LIN_200_LONG:	Líneas de 220 kV o 230 kV mayores de 100 km
LIN_500:	Líneas de 500 kV

Clasificación de los eventos reportados para los activos del STN

Referente a las primeras tres letras:

Ins: Instrucción
Evn: Evento

Para las demás letras

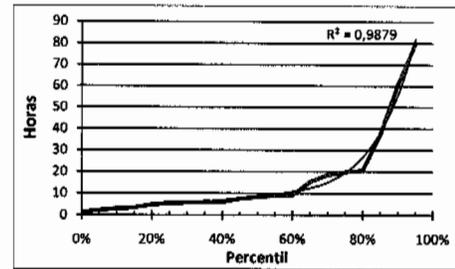
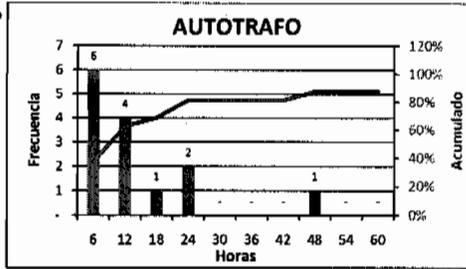
CnsgEmergencia: Consignación de Emergencia
CnsgProgramada: Consignación Programada
CondOperativa: Condición Operativa
Disponibilidad: Disponibilidad
Forzada: Salida Forzada
ForzadoExterno: Salida
FuerzaMayor: Fuerza Mayor
InstruccionCnd: Instrucción del CND
MttoMayor: Mantenimiento Mayor
ProgramaMtto: Programa de Mantenimiento
Tercero: Causada por un tercero
TrbExpansion: Necesaria para trabajos de expansión

⁴ Una vez dejado de considerar el grupo LIN_220_LONG, se asume que el grupo LIN_220 incluye todas las líneas de 220 kV y 230 kV.

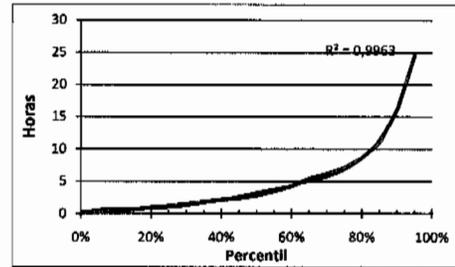
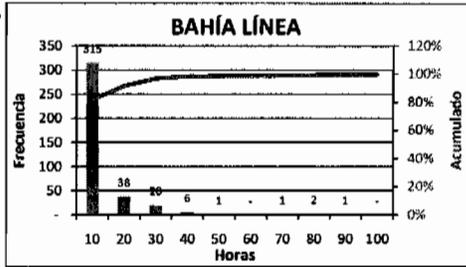
Anexo 4. HISTOGRAMAS Y GRÁFICAS DE PERCENTILES POR GRUPO DE ACTIVO

Eventos

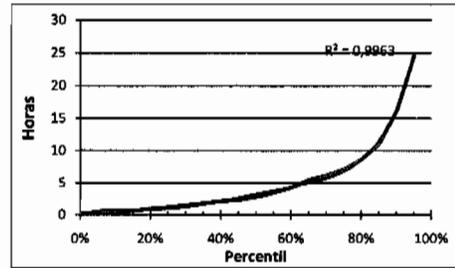
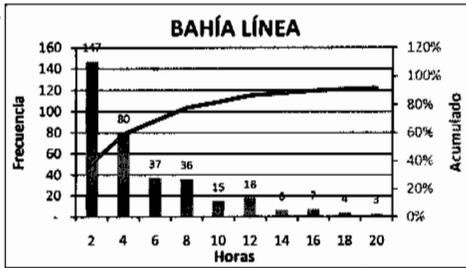
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	6	38%
12	4	63%
18	1	69%
24	2	81%
30	-	81%
36	-	81%
42	-	81%
48	1	88%
54	-	88%
60	-	88%
90	2	100%



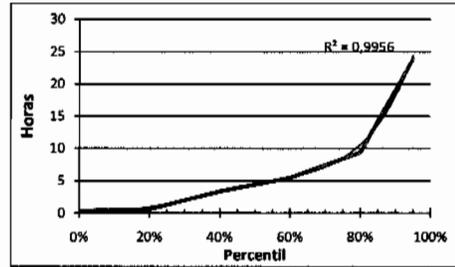
Horas	Frecuencia	Acumulado
10	315	82%
20	38	92%
30	20	97%
40	6	98%
50	1	99%
60	-	99%
70	1	99%
80	2	99%
90	1	100%
100	-	100%
130	1	100%



Horas	Frecuencia	Acumulado
2	147	38%
4	80	59%
6	37	69%
8	36	78%
10	15	82%
12	18	86%
14	6	88%
16	7	90%
18	4	91%
20	3	92%
130	32	100%

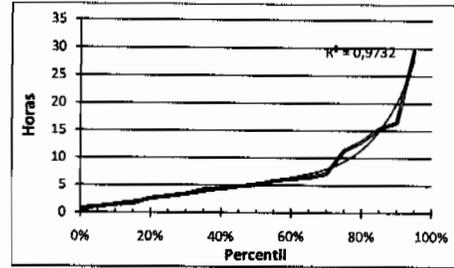
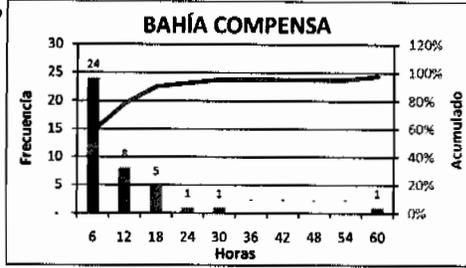


Horas	Frecuencia	Acumulado
3	2	33%
6	2	67%
9	-	67%
12	1	83%
15	-	83%
18	-	83%
21	-	83%
24	-	83%
27	-	83%
30	1	100%
-	-	100%

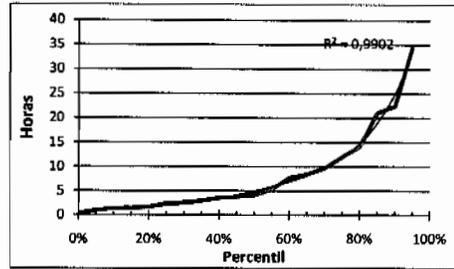
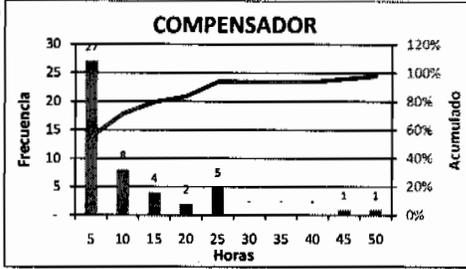


CSM

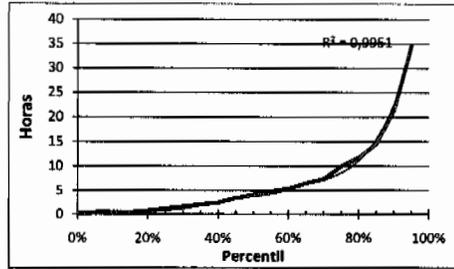
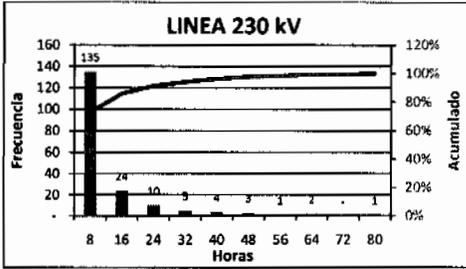
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	24	59%
12	8	78%
18	5	90%
24	1	93%
30	1	95%
36	-	95%
42	-	95%
48	-	95%
54	-	95%
60	1	98%
70	1	100%



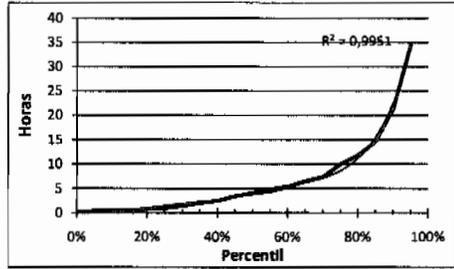
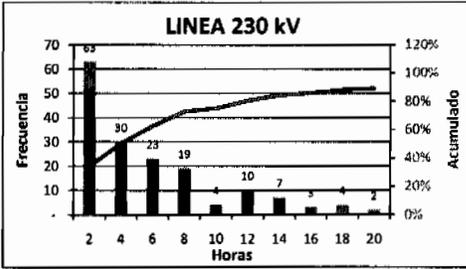
Horas	Frecuencia	Acumulado
5	27	55%
10	8	71%
15	4	80%
20	2	84%
25	5	94%
30	-	94%
35	-	94%
40	-	94%
45	1	96%
50	1	98%
150	1	100%



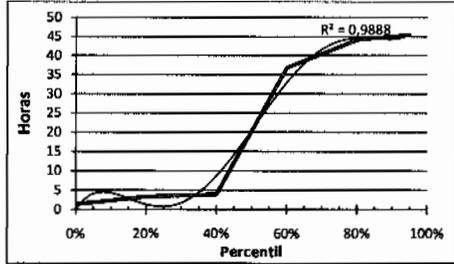
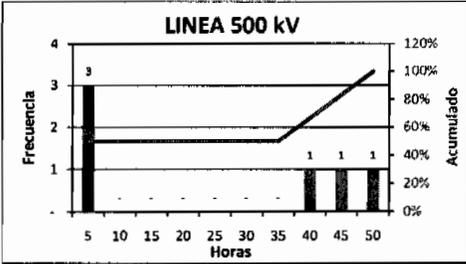
Horas	Frecuencia	Acumulado
8	135	73%
16	24	86%
24	10	91%
32	5	94%
40	4	96%
48	3	98%
56	1	98%
64	2	99%
72	-	99%
80	1	100%
-	-	100%



Horas	Frecuencia	Acumulado
2	63	34%
4	30	50%
6	23	63%
8	19	73%
10	4	75%
12	10	81%
14	7	84%
16	3	86%
18	4	88%
20	2	89%
80	20	100%

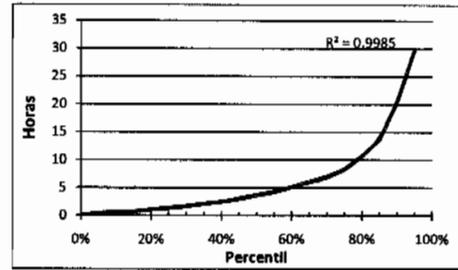
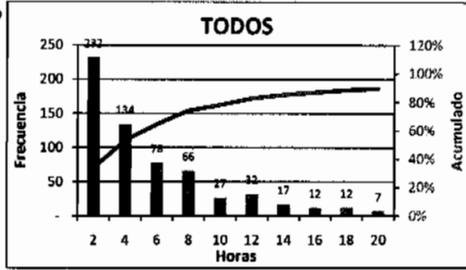


Horas	Frecuencia	Acumulado
5	3	50%
10	-	50%
15	-	50%
20	-	50%
25	-	50%
30	-	50%
35	-	50%
40	1	67%
45	1	83%
50	1	100%
-	-	100%



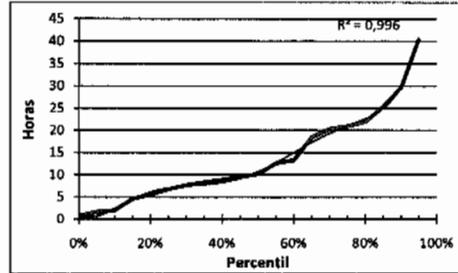
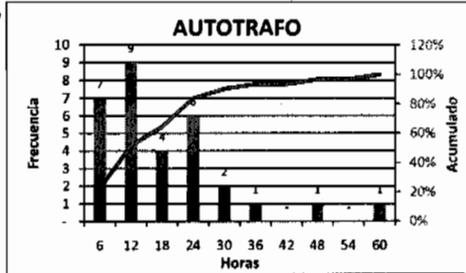
Handwritten signature

Horas	Frecuencia	Acumulado
2	232	34%
4	134	53%
6	78	65%
8	66	74%
10	27	78%
12	32	83%
14	17	85%
16	12	87%
18	12	89%
20	7	90%
150	71	100%

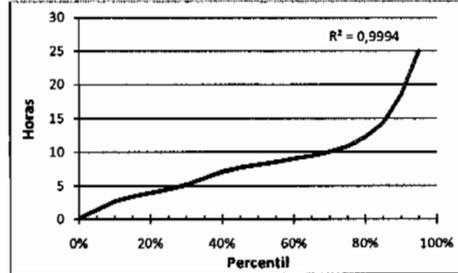
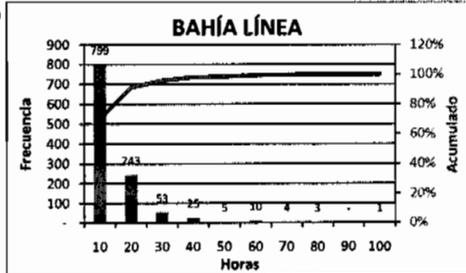


Mantenimientos

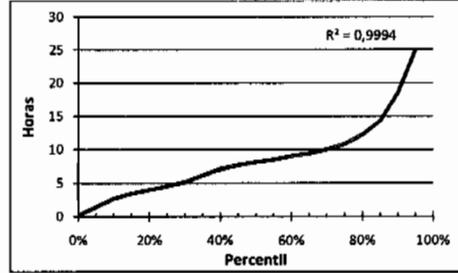
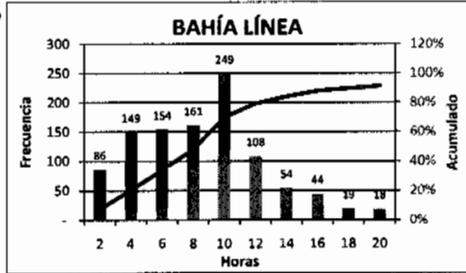
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	7	23%
12	9	52%
18	4	65%
24	6	84%
30	2	90%
36	1	94%
42	-	94%
48	1	97%
54	-	97%
60	1	100%
-	-	100%



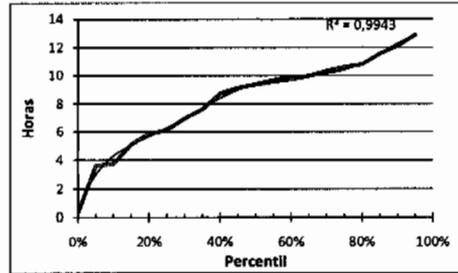
Horas	Frecuencia	Acumulado
10	799	70%
20	243	91%
30	53	96%
40	25	98%
50	5	98%
60	10	99%
70	4	100%
80	3	100%
90	-	100%
100	1	100%
-	-	100%



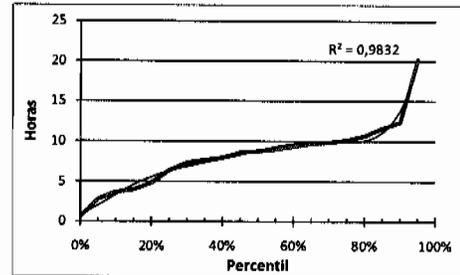
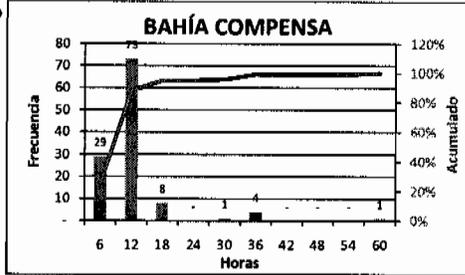
Horas	Frecuencia	Acumulado
2	86	8%
4	149	21%
6	154	34%
8	161	48%
10	249	70%
12	108	79%
14	54	84%
16	44	88%
18	19	90%
20	18	91%
100	101	100%



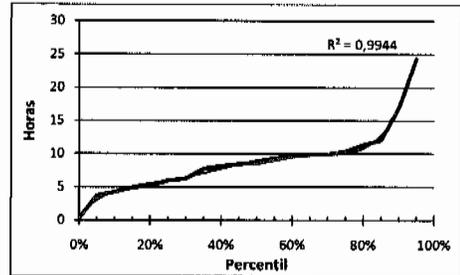
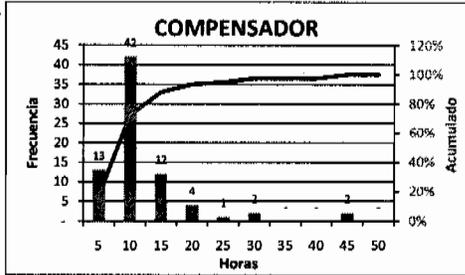
Horas	Frecuencia	Acumulado
3	2	4%
6	8	21%
9	11	45%
12	21	89%
15	4	98%
18	-	98%
21	-	98%
24	-	98%
27	-	98%
30	-	98%
40	1	100%



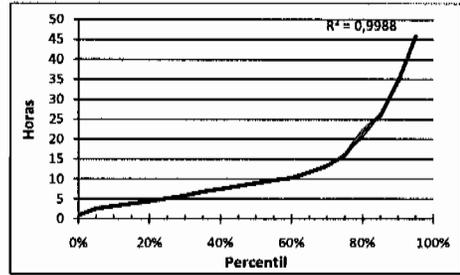
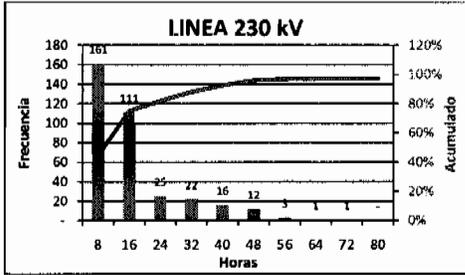
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	29	25%
12	73	88%
18	8	95%
24	-	95%
30	1	96%
36	4	99%
42	-	99%
48	-	99%
54	-	99%
60	1	100%
-	-	100%



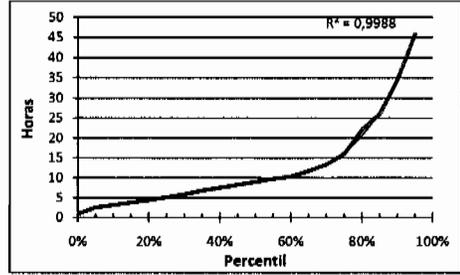
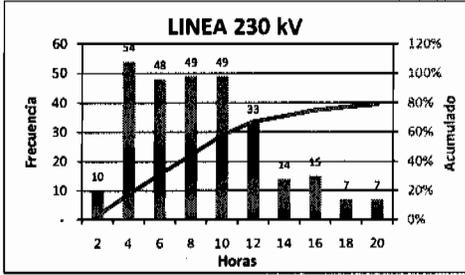
Horas	Frecuencia	Acumulado
5	13	17%
10	42	72%
15	12	88%
20	4	93%
25	1	95%
30	2	97%
35	-	97%
40	-	97%
45	2	100%
50	-	100%
-	-	100%



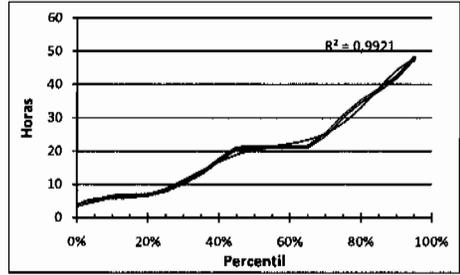
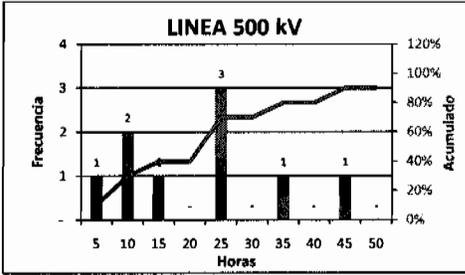
Horas	Frecuencia	Acumulado
8	161	44%
16	111	75%
24	25	82%
32	22	88%
40	16	93%
48	12	96%
56	3	97%
64	1	97%
72	1	97%
80	-	97%
230	10	100%



Horas	Frecuencia	Acumulado
2	10	3%
4	54	18%
6	48	31%
8	49	44%
10	49	58%
12	33	67%
14	14	71%
16	15	75%
18	7	77%
20	7	79%
230	76	100%

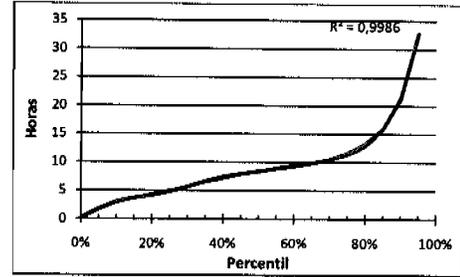
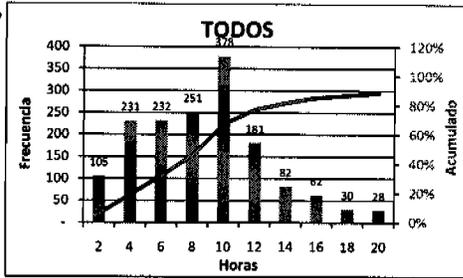


Horas	Frecuencia	Acumulado
5	1	10%
10	2	30%
15	1	40%
20	-	40%
25	3	70%
30	-	70%
35	1	80%
40	-	80%
45	1	90%
50	-	90%
60	1	100%



C. P. P. A. U.

Horas	Frecuencia	Acumulado
2	105	6%
4	231	19%
6	232	32%
8	251	46%
10	378	67%
12	181	77%
14	82	82%
16	62	85%
18	30	87%
20	28	89%
230	205	100%



Handwritten signature