



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

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

DOCUMENTO CREG-094
17 DE DICIEMBRE DE 2007

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	58
1.1	Fundamentos Legales	58
1.2	Publicación de bases metodológicas.....	59
2.	GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	61
2.1	Propuesta de Remuneración Gastos de Administración Operación y Mantenimiento	65
3.	VALORACIÓN DE ACTIVOS.....	69
3.1	Activos eléctricos	71
3.1.1	Unidades Constructivas de subestación:.....	71
3.1.2	Unidades Constructivas de Líneas.....	73
3.1.3	Unidades Constructivas de Centros de Supervisión y Maniobras y VQC	73
3.2	Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones ATUCS	73
3.3	Activos no eléctricos	75
3.4	Vida Útil	76
4.	CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN.....	76
4.1	Situación Actual	76
4.2	Información de Indisponibilidades.....	78
4.3	Análisis de la información	84
4.3.1	Eventos menores de 10 minutos	87
4.3.2	Mantenimientos Mayores	87
4.3.3	Datos NO Considerados.....	88
4.4	Propuesta	89
4.4.1	Establecimiento de metas	89
4.4.2	Indisponibilidades Excluidas	91
4.4.3	Compensaciones por incumplimiento de las metas.....	91
4.4.4	Remuneración en algunos casos de indisponibilidad	94
4.4.5	Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos.....	94
4.4.6	Manejo de la Información	96
4.5	Aplicación de la metodología	96
5.	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DEL STN.....	97
5.1	Cálculo del Ingreso Anual	98
5.2	Liquidación del Ingreso Mensual	100
5.3	Ingreso Mensual Ajustado	101
5.3.1	Límite para compensaciones.....	102
5.4	Representación ante el LAC	103
5.5	Cargo por Uso	104
5.5.1	Cargo por Uso Monomio	104
5.5.2	Cargos por Uso Monomios Horarios	105

5.6	Expansión del Sistema de Transmisión	105
5.7	Conexiones profundas	106

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Respuestas a los comentarios a la Resolución 007 de 2005.....	107
Anexo 2. Respuesta a los comentarios al estudio de Gastos AOM.....	132
Anexo 3. Respuesta a los comentarios al estudio de Unidades Constructivas....	165
Anexo 4. Unidades Constructivas.....	204
Anexo 5. Clasificación de Activos del STN.....	289
Anexo 6. Histogramas y gráficas de percentiles por grupo de Activo.....	290

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Modelo para medición de Eficiencia.....	62
Gráfica 2. Remuneración Actividad de Transmisión.....	65
Gráfica 3. Costo Anual Equivalente y AOM.....	66
Gráfica 4. Porcentaje de AOM y Reposición.....	67
Gráfica 5. Porcentaje de AOM – Reposición y Atentados.....	67
Gráfica 6. Porcentaje de AOM propuesto.....	69
Gráfica 7. Ingresos Anuales del STN y Compensaciones.....	78
Gráfica 8. Clasificación de Indisponibilidades en Excluidas y NO excluidas.....	79
Gráfica 9. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (cantidad)	80
Gráfica 10. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (duración)	81
Gráfica 11. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (cantidad).....	82
Gráfica 12. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (duración).....	82
Gráfica 13. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (cantidad).....	83
Gráfica 14. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (duración).....	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de Modelos	63
Tabla 2. Áreas Típicas UC Subestaciones de 230 kV	74
Tabla 3. Áreas Típicas UC Subestaciones de 500 kV	74
Tabla 4. Áreas Típicas UC de Compensación y Transformación.....	75
Tabla 5. Metas Actuales	77
Tabla 6. Promedios de horas anuales de Duración de Eventos	85
Tabla 7. Promedios de horas anuales de Duración de Mantenimientos	86
Tabla 8. Duraciones promedio para Líneas de 220 kV.....	87
Tabla 9. Duración y Frecuencia anuales de los Eventos menores de 10 minutos.	87
Tabla 10. Horas Anuales de Duración de Mantenimientos Mayores	88
Tabla 11. Eventos NO Considerados.....	89
Tabla 12. Duración de Mantenimientos	90
Tabla 13. Metas Propuestas	90
Tabla 14. Módulo Común Tipo 1 - Configuración 1 a 9.....	204
Tabla 15. Barraje Tipo 1 - Configuración 1	205
Tabla 16. Barraje Tipo 1 - Configuración 2, 3 y 5.....	206
Tabla 17. Barraje Tipo 1 - Configuración 4	207
Tabla 18. Barraje Tipo 1 - Configuración 6	208
Tabla 19. Barraje Tipo 1 - Configuración 8 y 9.....	209
Tabla 20. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 1	210
Tabla 21. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 2 a 9	211
Tabla 22. Módulo Común Tipo 2 - Configuración 2 a 9.....	212
Tabla 23. Barraje Tipo 2 - Configuración 2	213
Tabla 24. Barraje Tipo 2 - Configuración 3 y 5.....	214
Tabla 25. Barraje Tipo 2 - Configuración 4	215
Tabla 26. Barraje Tipo 2 - Configuración 6	216
Tabla 27. Barraje Tipo 2 - Configuración 8 y 9.....	217
Tabla 28. Diferencial de Barras Tipo 2 - Configuración 2, 3, 4, 5, 6, 8 y 9.....	218
Tabla 29. Bahía Línea - Configuración 1	219
Tabla 30. Bahía Línea - Configuración 2	220
Tabla 31. Bahía Línea - Configuración 3	221
Tabla 32. Bahía Línea - Configuración 4	222
Tabla 33. Bahía Línea - Configuración 5	223
Tabla 34. Bahía Línea - Configuración 6	224
Tabla 35. Bahía Línea - Configuración 7	225
Tabla 36. Bahía Línea - Configuración 8	226
Tabla 37. Bahía Línea - Configuración 9	227
Tabla 38. Bahía Transformador - Configuración 1	228
Tabla 39. Bahía Transformador - Configuración 2	229
Tabla 40. Bahía Transformador - Configuración 3.....	230
Tabla 41. Bahía Transformador - Configuración 4.....	231
Tabla 42. Bahía Transformador - Configuración 5.....	232
Tabla 43. Bahía Transformador - Configuración 6.....	233

Tabla 44. Bahía Transformador - Configuración 7	234
Tabla 45. Bahía Transformador - Configuración 8	235
Tabla 46. Bahía Transformador - Configuración 9	236
Tabla 47. Corte Central - Configuración 6	237
Tabla 48. Bahía Transferencia - Configuración 2	238
Tabla 49. Bahía Transferencia - Configuración 4	239
Tabla 50. Bahía Acople - Configuración 3	240
Tabla 51. Bahía Acople - Configuración 5	241
Tabla 52. Bahía Acople - Configuración 8 y 9	242
Tabla 53. Bahía de Seccionamiento - Configuración 3	243
Tabla 54. Bahía de Seccionamiento - Configuración 4	244
Tabla 55. Bahía de Seccionamiento - Configuración 5	245
Tabla 56. Bahía de Seccionamiento - Configuración 8 y 9	246
Tabla 57. Módulo Común Tipo 1 - Configuración 4 y 6	247
Tabla 58. Barraje Tipo 1 - Configuración 4	248
Tabla 59. Barraje Tipo 1 - Configuración 6	249
Tabla 60. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 4 y 6	250
Tabla 61. Módulo Común Tipo 2 - Configuración 4 y 6	251
Tabla 62. Barraje Tipo 2 - Configuración 4	252
Tabla 63. Barraje Tipo 2 - Configuración 6	253
Tabla 64. Diferencial de Barras Tipo 2 - Configuración 4 y 6	254
Tabla 65. Bahía Línea - Configuración 4	255
Tabla 66. Bahía Línea - Configuración 6	256
Tabla 67. Bahía Transformador - Configuración 4	257
Tabla 68. Bahía Transformador - Configuración 6	258
Tabla 69. Corte Central - Configuración 6	259
Tabla 70. Bahía de Acople - Configuración 4	260
Tabla 71. Autotransformador 500/230 kV 450 MVA	261
Tabla 72. Bahía y Módulo Compensación serie 3x22 MVAR	262
Tabla 73. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR – Int. y Medio	263
Tabla 74. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR – Anillo	264
Tabla 75. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR – Barra Ppal +T	265
Tabla 76. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR – Doble Barra +T	266
Tabla 77. Bahía Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR – Barra Ppal +T	267
Tabla 78. Bahía Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	268
Tabla 79. Bahía Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro	269
Tabla 80. Bahía Compensación Estática Reactiva	270
Tabla 81. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR – Int. y Medio	271
Tabla 82. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR – Anillo	272
Tabla 83. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR – Barra Ppal +T	273
Tabla 84. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR – Doble Barra +T	274

Tabla 85. Módulo Comp. Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar –Barra Ppal +T	275
Tabla 86. Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	276
Tabla 87. Módulo Compensación Reactiva Fija 28 MVar con reactor de neutro	277
Tabla 88. Módulo Compensación Estática Reactiva	278
Tabla 89. Módulo Banco Reactores para Terciario Autotransformador	279
Tabla 90. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 1	280
Tabla 91. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 2	281
Tabla 92. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 3	282
Tabla 93. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 1	283
Tabla 94. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 2	284
Tabla 95. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 3	285
Tabla 96. Línea 230 kV 2 circuito (2x1) Nivel 1, 2 y 3	286
Tabla 97. Línea 500 kV 1 circuito (4x1) Nivel 1	287
Tabla 98. Línea 500 kV 1 circuito (4x1) Nivel 2	288

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 definió 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 definió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, 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 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 continuarían rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

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.

En este sentido, la Comisión continuó con los estudios internos, así como también analizó los comentarios, observaciones y sugerencias, con el fin de determinar la metodología que será sometida a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados.

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 HVM Ingenieros.
- 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.

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 el Anexo 1 se presenta cada uno de los comentarios recibidos junto con el análisis de la Comisión.

A continuación se presenta un resumen de los cambios que se propone incluir en el proyecto de resolución que acompaña este documento, los cuales surgen de los comentarios de los agentes y análisis adicionales de la Comisión.

- Se incluye la unidad constructiva controladores de reactivos en el STN - VQ's
- Se incluyen los Centros de Supervisión y Maniobra del STN como unidades constructivas
- Se incluye la unidad constructiva módulo de barraje
- Se incluyen las definiciones de Conexión Superficial y Conexión Profunda
- Se modifica el alcance de la UPME en cuanto a que ésta define la conveniencia de incluir proyectos de transmisión remunerados a través de cargos por uso para la conexión de un nuevo generador.
- Se elimina lo correspondiente a determinación de beneficios y se establece que la UPME realizará el análisis beneficio / costo con base en los criterios de planeamiento establecidos en la Ley y en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG.

2. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Como se mencionó en el numeral 1.2, en el marco del Convenio COLCIENCIAS – CREG, 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, mediante la Circular CREG 021 de 2005, 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, la cual debía reportarse a la CREG a más tardar el día 16 de enero de 2006.

Una vez la Universidad presentó el informe final del estudio de AOM en la parte correspondiente a la actividad de Transmisión, se publicó dicho informe para comentarios de los agentes, mediante la Circular 02 de enero 17 de 2007. En respuesta, se recibieron comentarios de las siguientes entidades dentro del plazo previsto y con las comunicaciones radicadas en la CREG con los números indicados: ANDESCO E-2007-000871, CNO E-2007-000875, EPSA E-2007-000877, EEB E-2007-000878, EPM E-2007-000879, ISA E-2007-000882, TRANSELCA E-2007-000907 y CODENSA E-2007-000925. En el Anexo 2 se presenta cada uno de los comentarios recibidos junto con el análisis de la Comisión.

Por solicitud de las empresas, se envió a cada una de ellas el detalle de la información empleada en los modelos y como resultado de dicha revisión los agentes modificaron parte de la información enviada, la cual había sido utilizada en la determinación de Costos Eficientes de AOM.

Adicionalmente, en agosto de 2007 la Comisión 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. Lo anterior para cada uno de los años 2001 a 2006. 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:

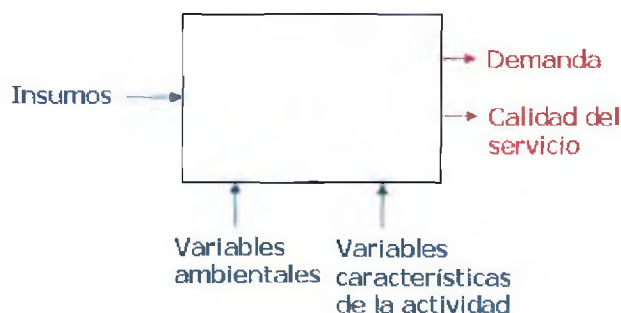
Uno de los métodos empleados es el Análisis Envoltante de Datos (DEA), basado en técnicas de optimización para calcular la eficiencia relativa de una muestra de firmas y para determinar la frontera eficiente generada por el desempeño mostrado por estas firmas. Las entidades calificadas como eficientes 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 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.

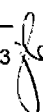
- ii. **Variables ambientales:** Como variables de entorno que influyen en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el país, están el nivel de contaminación salina y el nivel cerámico. Se asumió que esta última variable tiene una mayor incidencia en la determinación del diseño 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 diferentes: 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.

Con base en este modelo teórico, se proponen dos tipos de modelos: uno de variables físicas y otro de variables monetarias, denominados 1 y 2 respectivamente. En la Tabla 1 se presentan las variables empleadas para cada una de las categorías de estos modelos.

Tabla 1. Clasificación de Modelos

Modelo	Descripción	Entradas	Salidas	Variables ambientales
1	Variables Físicas	Cantidad Conductor	MVA-km	km circuitos en corrosión
		\$ANE	Disponibilidad	# bahías en corrosión
		AOMS		Complejidad
2	Variables Monetarias	\$AE	MVA-km	\$Corrosión
		\$ANE	Disponibilidad	Complejidad
		AOMS		

En el modelo 1 se emplean variables físicas, como cantidad de conductor para medir los activos eléctricos y kilómetros de circuito y bahías en ambiente corrosivo para medir la corrosión y en el modelo 2 se tienen las variables de activos eléctricos y corrosión valoradas en dinero, es decir, los activos eléctricos están



valorados a partir de las unidades constructivas definidas por la CREG y la variable corrosión se mide valorando los activos que están en ambiente corrosivo.

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

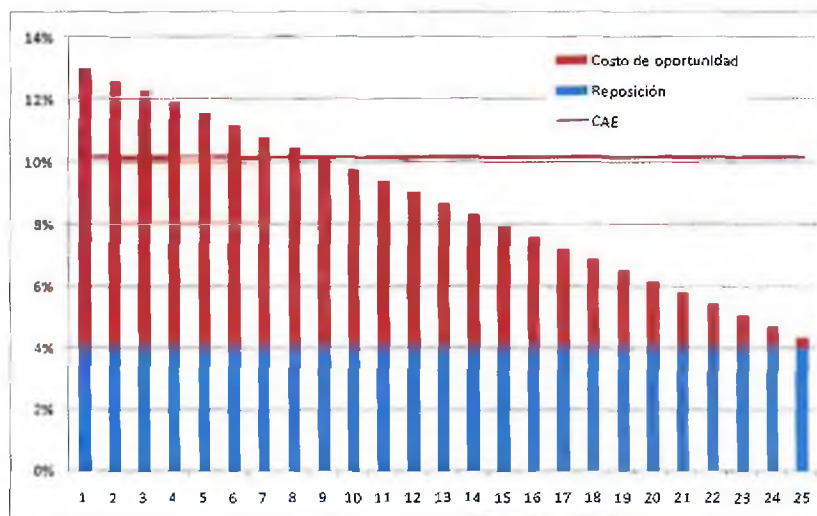
realizarse diferenciando por empresas, ya que éstas presentan escala de operación, estructuras de integración y entornos diferentes.

Teniendo en cuenta los resultados del estudio de "Remuneración de Costos Eficientes de AOM de Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica" realizado por la Universidad de Los Andes y que no fue posible obtener la información de cuentas de AOM completamente diferenciada de la información de reposición, la Comisión realizó un análisis complementario para la remuneración de los Gastos de AOM que considera la propuesta de la Universidad de Los Andes en cuanto a la remuneración diferenciada por empresas, la cual se presenta en el siguiente numeral.

2.1 Propuesta de Remuneración Gastos de Administración Operación y Mantenimiento

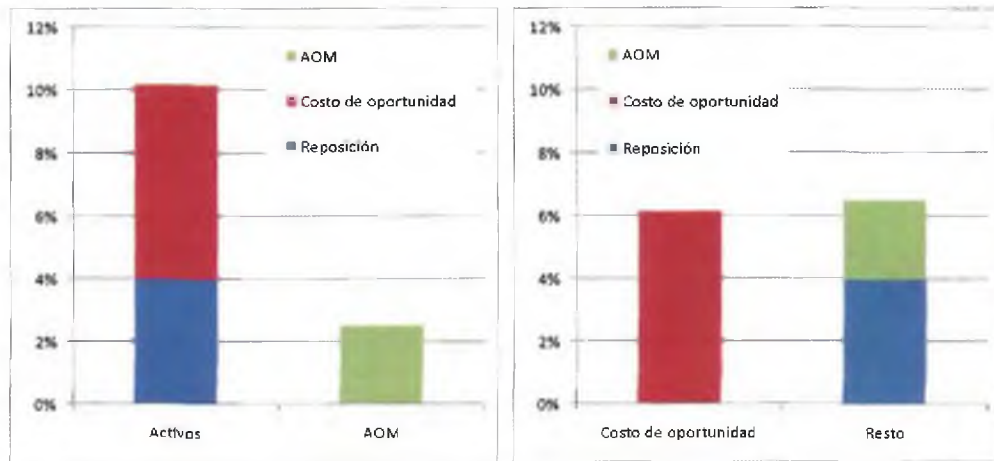
En la Gráfica 2 se muestra la remuneración actual de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el Sistema Colombiano, en la cual se reconoce el costo de oportunidad del capital, 9% y se considera una vida útil de los activos de 25 años. Lo anterior es equivalente a una remuneración con un Costo Anual Equivalente de 10,2%, que es la que se utiliza actualmente.

Gráfica 2. Remuneración Actividad de Transmisión



En la Gráfica 3 se muestra la desagregación del Costo Anual Equivalente, CAE, el cual está compuesto por un 4% de reposición y un 6,2% correspondiente al costo de oportunidad y, por separado, se reconoce el 2,5% para gastos de AOM. Si se separa el costo de oportunidad, se observa que en la remuneración de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica, está incluido un 6,5% para cubrir gastos AOM y Reposición.

Gráfica 3. Costo Anual Equivalente y AOM



Para el siguiente análisis de los gastos de administración, operación y mantenimiento se utilizan los valores que incluyen los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión. Asimismo, están incluidos los gastos por concepto: i) de seguros de edificios e instalaciones, ii) de los costos de operación y mantenimiento: de los vehículos, de los equipos de mantenimiento, de los talleres, de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento, y iii) de los costos y gastos de oficinas y edificaciones destinadas a la administración, operación y mantenimiento.

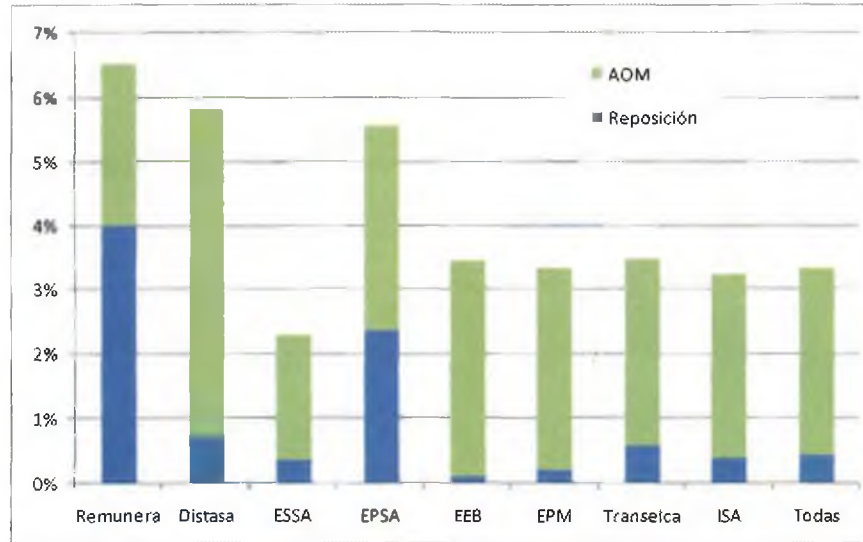
Igualmente, los valores utilizados de AOM incluyen los impuestos y contribuciones a cargo de los transportadores, excluidos el impuesto de renta y la contribución al FAER y, en el caso específico de ISA, también se incluyen las transferencias que ISA realiza a la UPME, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 143 de 1994. Finalmente, el porcentaje de AOM se obtiene considerando la propuesta de valoración de las Unidades Constructivas presentada en el Anexo 4.

Tal como lo ratifican las empresas en sus comunicaciones, la información de cuentas de AOM reportada incluye reposición. Por esta razón la Comisión agregó la información de AOM y la de reposición (informada como parte de la cuenta 1 del PUC) de cada una de las empresas, con el fin de comparar la remuneración recibida por los agentes por concepto de AOM y reposición, que es del 6,5%, contra los datos de AOM y reposición reportados por las empresas durante el periodo 2001 – 2006.

En la Gráfica 4 se observa que la empresa que realizó la mayor reposición fue EPSA con un valor de 2,3%, en promedio para los seis años, mientras que el resto de las empresas tuvo una reposición inferior al 1%. También se presenta el valor

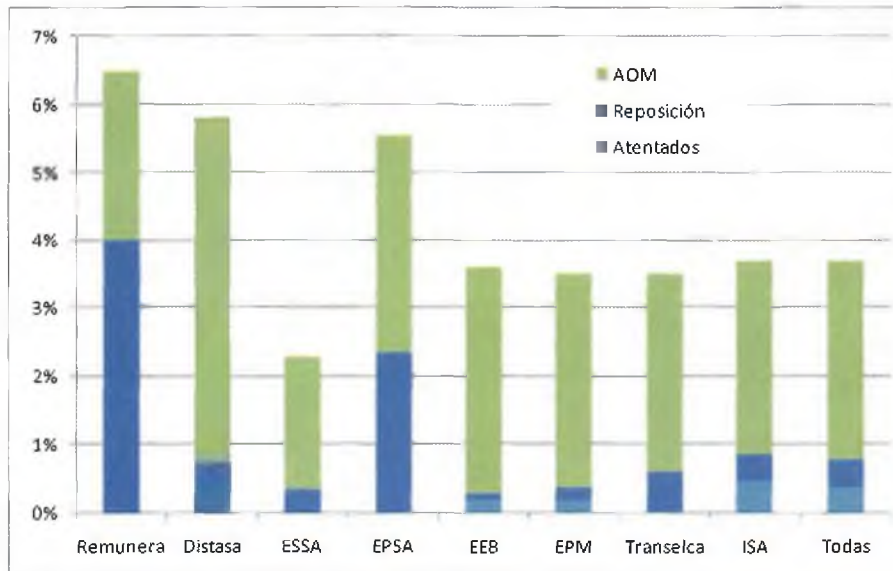
total de AOM y reposición, en la cual se muestra que el mayor valor reportado de AOM y reposición fue 5,8 % para Distasa, el menor valor fue 2,3 % para ESSA y el valor promedio para todas las empresas fue de 3,3%.

Gráfica 4. Porcentaje de AOM y Reposición



En la Gráfica 5 se adicionan los valores correspondientes a atentados reportados por las empresas. Durante el periodo 2001 – 2006 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%.

Gráfica 5. Porcentaje de AOM – Reposición y Atentados

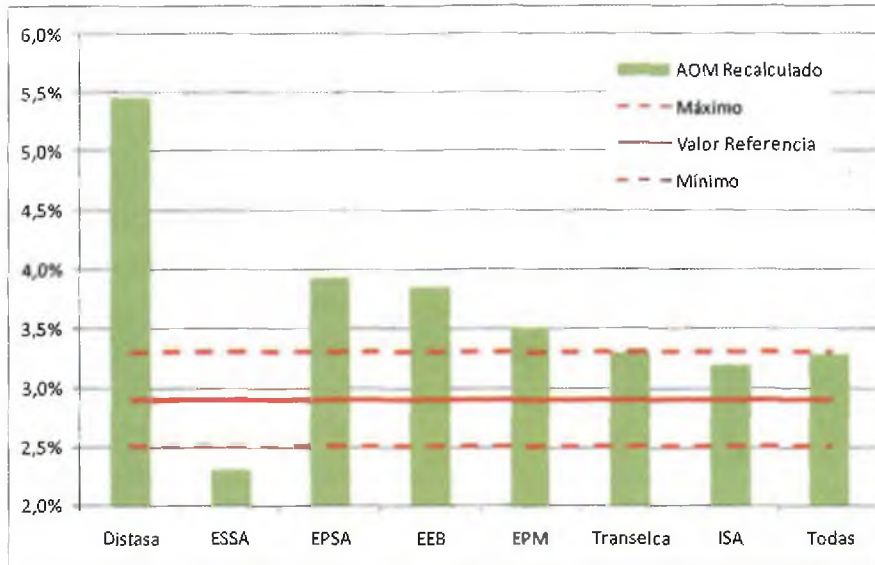


De acuerdo con el análisis anterior se propone que el valor de los gastos de AOM se establezca para cada empresa como un porcentaje del valor de reposición de sus activos, de acuerdo con la siguiente metodología:

- a. Se fija como valor de AOM un porcentaje de referencia del 2,9% del Costo de Reposición del Activo Eléctrico, CRE.
- b. Se establece como límite superior del porcentaje de AOM a reconocer un valor de 3,3% del CRE y como límite mínimo inferior el 2,5% del CRE. El límite inferior se calcula en forma separada para cada empresa reconociendo un porcentaje adicional igual a 0,4%, multiplicado por la proporción que representa el valor de los activos de cada empresa que se encuentren en ambientes corrosivos frente al valor total de sus activos.
- c. En el mes de marzo de cada año, las empresas de Transmisión deben enviar a la CREG la información extractada del Plan Único de Cuentas - PUC-, a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, debidamente certificada por el representante legal y el revisor fiscal, donde se separe de las cuentas de AOM la parte correspondiente a reposición y se informen las inversiones realizadas tanto en activos nuevos como en reposición. En el reporte se deben mostrar los gastos correspondientes a la actividad de transmisión, indicando, en particular, los asociados a los Activos de Uso.
- d. Cuando el valor de AOM demostrado por una empresa, durante cualquier año del periodo tarifario, sea superior o inferior al valor reconocido, se ajustará el porcentaje de AOM reconocido con la mitad de la diferencia entre el valor reconocido y el demostrado, considerando los límites establecidos en el literal b) anterior.
- e. Cuando la empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido se disminuirá en un 0,1% por cada año de no entrega de información. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada se considerará como no entregada.
- f. Los ajustes a los porcentajes de AOM se aplicarán a partir del mes de mayo de cada año.

En la Gráfica 6 se presenta la metodología propuesta para la remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.



Gráfica 6. Porcentaje de AOM propuesto

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, y se tuvieron en cuenta las servidumbres para su valoración. Para las subestaciones se discriminaron los costos, principalmente por bahías de línea, de transformación y de compensación, y por transformador de potencia. Además, se indicaban los elementos que se debieron incluir en la valoración de cada módulo incluyendo los terrenos y los costos asociados con la puesta en funcionamiento de los equipos.

Como se mencionó en el numeral 1.2, 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 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 HMV 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, según 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.

En respuesta a la Circular, se recibieron comentarios de los siguientes agentes: XM, radicado CREG E-2006-006883, ASOCODIS, radicado CREG E-2006-007012, ISA, radicado CREG E-2006-007034, ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE, radicado CREG E-2006-007035, EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, radicado CREG E-2006-007036, CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN, radicado CREG E-2006-007038, TRANSELCA, radicado CREG E-2006-007040, EPM, radicado CREG E-2006-007041, EPSA, radicado CREG E-2006-007067. En el **Anexo 4** se presenta cada uno de los comentarios recibidos junto con el análisis de la Comisión.

A continuación se presentan los principales aspectos que se propone incluir en el proyecto de resolución que acompaña este documento, los cuales surgen de los comentarios de los agentes y análisis adicionales de la Comisión.

- Se considera una vida útil de 40 años para líneas y subestaciones y de 10 años para Sistemas de control y comunicaciones
- 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 2006
- 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 propone reconocer por este concepto el costo en el que incurriría la empresa si financiara el valor del IVA mientras lo descuenta de su impuesto de renta, estimando que lo puede hacer en un plazo de un en un año.
- 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).
- 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 a ser remuneradas durante el próximo periodo tarifario utilizadas en el STN y valoradas a pesos de diciembre de 2006. En el Anexo 4 se presenta en forma detallada la composición y la valoración de cada una de las Unidades Constructivas.

3.1.1 Unidades Constructivas de subestación:

Las Unidades Constructivas para las diferentes configuraciones de barraje y todos los niveles de tensión de una subestación son las siguientes:

UCS01.	Módulo Común (Tipo 1 y Tipo 2).
UCS02.	Bahía de Línea.
UCS03.	Bahía de Transformación.
UCS04.	Bahía de Transferencia.

UCS05.	Bahía de Seccionamiento.
UCS06.	Bahía de Acople.
UCS07.	Módulo de Barra (Tipo 1 y Tipo 2)
UCS08	Corte Central
UCS09	Protección Diferencial de Barra (Tipo 1 y Tipo 2)
UCS10.	Bahía de Compensación.
UCS11.	Módulo de Compensación.
UCS12.	Autotransformador de Potencia.

Tipo 1:	Subestaciones con 6 Bahías o menos
Tipo 2:	Subestaciones con más de 6 Bahías

Las configuraciones tipificadas de subestaciones, para las Unidades Constructivas UCS01 a UCS08, son las siguientes:

Configuración 1:	Barra Sencilla (230 kV) ¹
Configuración 2:	Barra Principal y Transferencia (230 kV)
Configuración 3:	Doble Barra (230 kV)
Configuración 4:	Doble Barra más Seccionador de Transferencia (230 kV y 500 kV)
Configuración 5:	Doble Barra más Seccionador de By-Pass (230 kV)
Configuración 6:	Interruptor y Medio (230 kV y 500 kV)
Configuración 7:	Anillo (230 kV)
Configuración 8:	Doble Barra Encapsulada (230 kV)
Configuración 9:	Doble Barra más Seccionador de Transferencia Encapsulada (230 kV)

Para las Unidades Constructivas UCS10 y UCS11 se consideran los siguientes activos:

Activo 1:	Compensación Serie 230 kV, 3x22 MVar
Activo 2:	Compensación Capacitiva Paralela (Interruptor y Medio) 230 kV, 72 MVar
Activo 3:	Compensación Capacitiva Paralela (Anillo) 230 kV, 40 MVar
Activo 4:	Compensación Capacitiva Paralela (Barra Principal y Transferencia) 230 kV, 40 - 72 MVar
Activo 5:	Compensación Capacitiva Paralela (Doble Barra + Transferencia) 230 kV, 60 MVar
Activo 6:	Compensación Reactiva Maniobrable (Barra Principal y Transferencia) 230 kV, 12,5 - 25 MVar

¹ Cuando se hace referencia al nivel de tensión de 230 kV, se entiende incluido el nivel de tensión de 220 kV.

- Activo 7: Compensación Reactiva de Línea Maniobrable 500 kV, 20 MVar, sin reactor de neutro
- Activo 8: Compensación Reactiva Fija 500 kV, 28 MVar, con reactor de neutro
- Activo 9: Banco Reactores para Terciario Autotransformador
- Activo 10: Compensación Estática Reactiva

3.1.2 Unidades Constructivas de Líneas

Se consideran las siguientes Unidades Constructivas para Líneas de Transmisión expresadas en “km de Línea”:

UCL01	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 1
UCL02	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 2
UCL03	Circuito Sencillo 230 kV. Nivel 3
UCL04	Circuito Doble 230 kV. Nivel 1
UCL05	Circuito Doble 230 kV. Nivel 2
UCL06	Circuito Doble 230 kV. Nivel 3
UCL07	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 1
UCL08	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 2
UCL09	Circuito Doble (2x1) 230 kV. Nivel 3
UCL10	Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Nivel 1
UCL11	Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Nivel 2

Los Niveles 1 a 3 se definen de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar, tal como se muestra a continuación:

0 m	<	Nivel 1	<	500 m
500 m	<	Nivel 2	<	2000 m
2000 m	<	Nivel 3		

3.1.3 Unidades Constructivas de Centros de Supervisión y Maniobras y VQC

UCC01.	Centro de Supervisión y Maniobra
UCC02	Sistema VQ Compensación Estática
UCC03	Sistema VQ Subestaciones 500/230 kV
UCC04	Sistema VQ Subestaciones 230 kV

3.2 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 2, Tabla 3 y Tabla 4 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 2. Áreas Típicas UC Subestaciones de 230 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva								
	Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
	Barra Sencilla	980	980			980	1200		2800
	Barra Principal y Transferencia	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra más Transferencia	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3300
	Doble Barra más By-Pass	1050	1050		1050	1050	1800	3600	3700
	Interruptor y Medio	600	600	450			1800	3600	4000
	Anillo	900	900						4000
	Doble Barra Encapsulada	160	80		80	80			900

Tabla 3. Áreas Típicas UC Subestaciones de 500 kV

Áreas en m ²	Unidad Constructiva								
	Configuración	Bahía Línea	Bahía Transformador	Corte Central	Bahía Acople o Transferencia	Bahía Seccionamiento	Módulo Barras Tipo 1	Módulo Barras Tipo 2	Módulo Común
	Doble Barra más Transferencia	2400	3000		2700	2100	6750	13500	6500
	Interruptor y Medio	1650	1800	950			7800	15600	6500

Tabla 4. Áreas Típicas UC de Compensación y Transformación

Áreas en m ²	kV	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	64	220
Autotransformador	500 / 230		225

3.3 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 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.

Al revisar los valores anuales obtenidos se observan grandes variaciones de un año a otro para una misma empresa las que, aunque también se presentan, son inferiores al mirar 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, tanto eléctricos como no eléctricos, actualizados a diciembre de 2006, resulta un valor de 4,5%, por lo que 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.

3.4 Vida Útil

En el estudio presentado por el Consultor 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.

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.

Se propone una vida útil de 10 años para los activos del STN relacionados con Centros de Supervisión y Maniobras y los de Control de Reactivos VQC, y una vida útil de 40 años para los demás activos del STN.

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 5.

Tabla 5. 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	99,83%	48
Circuitos de 500 kV	99,45%	72
Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud > 100 km	99,18%	36
Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km	99,59%	24

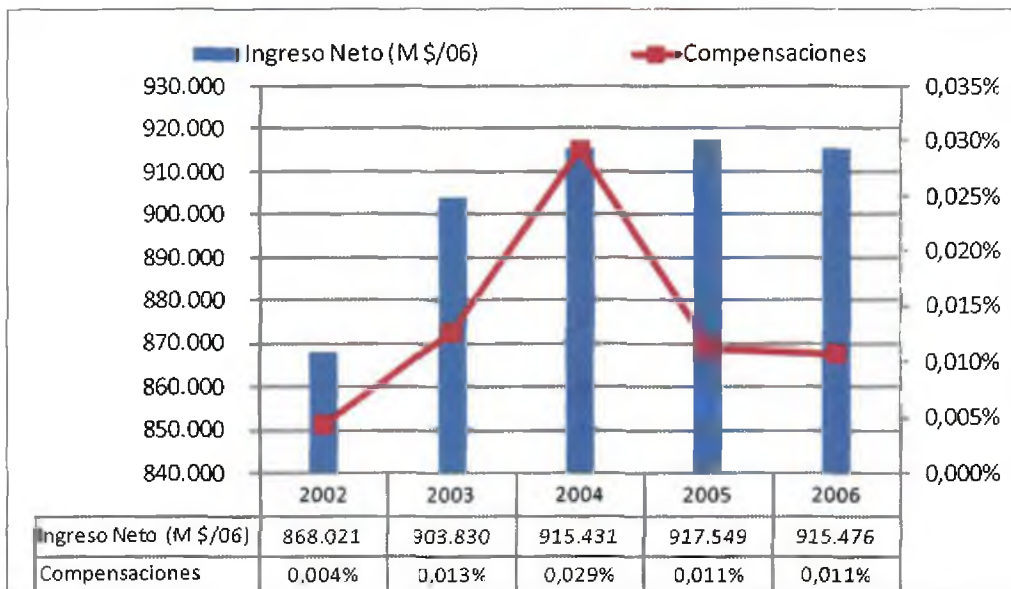
También en la Resolución CREG 061 de 2000 se identificaron algunas indisponibilidades que no se tendrían en cuenta para la verificación del cumplimiento de las metas, denominadas indisponibilidades excluidas, las cuales se resumen en:

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 7 muestra los valores del Ingreso Anual para remunerar a los transportadores y el porcentaje que representa el valor de las compensaciones para el periodo 2002 - 2006.

Gráfica 7. 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:

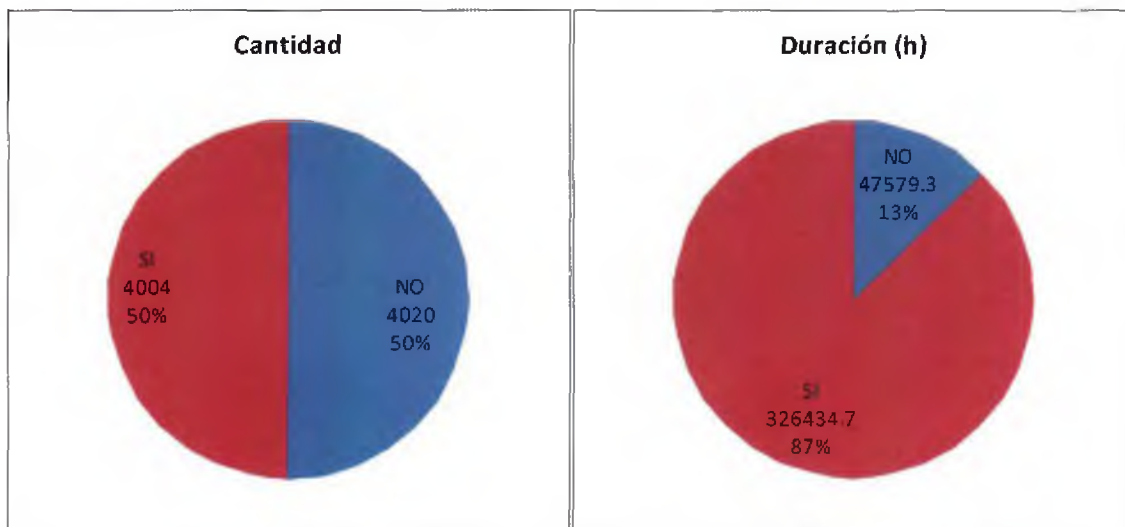
- Código del activo
- Nombre del activo
- Nombre del agente que lo representa ante el CND
- Fecha y hora de inicio y de finalización del evento

- 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.

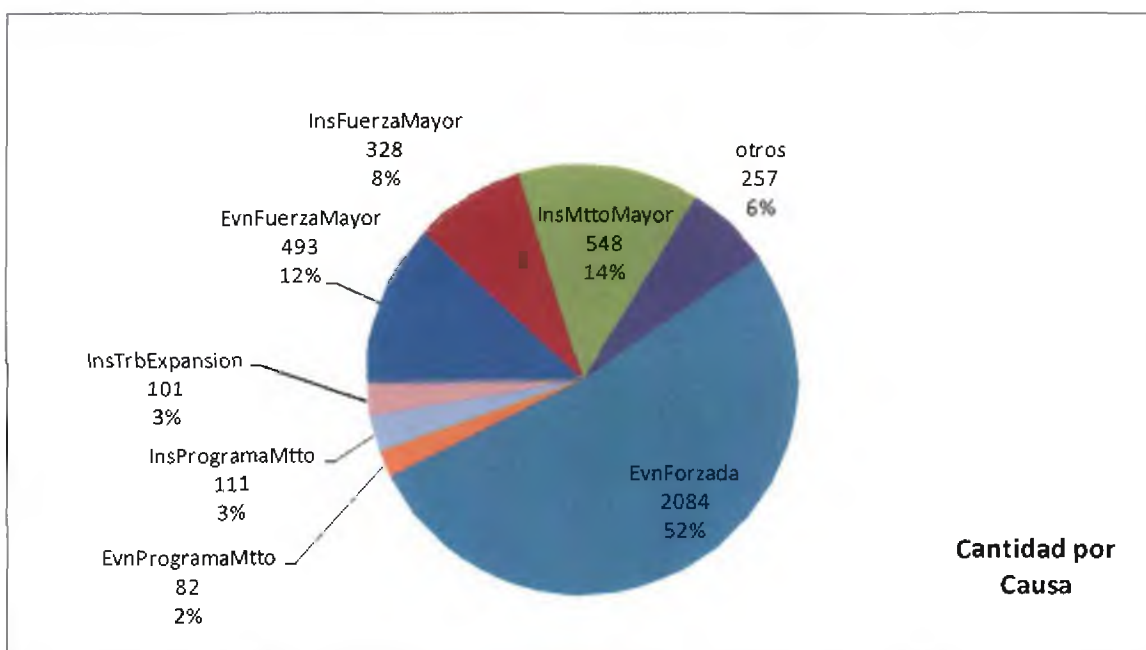
Las gráficas a continuación muestran una comparación entre los eventos reportados como SÍ excluidos y como NO excluidos para ser considerados en el cálculo de las compensaciones.

Gráfica 8. Clasificación de Indisponibilidades en Excluidas y NO excluidas



En la Gráfica 8 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.

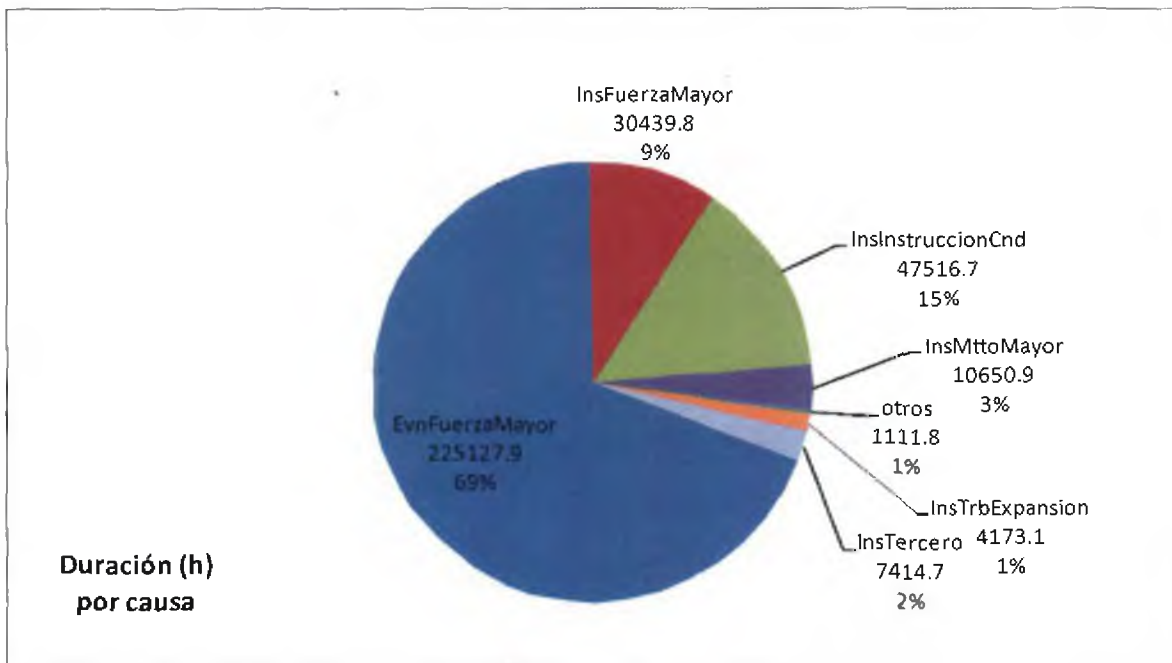
Gráfica 9. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (cantidad)²



La Gráfica 9 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 10** 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.

² La identificación de las siglas utilizadas en las gráficas y en las tablas se muestra en el Anexo 5.

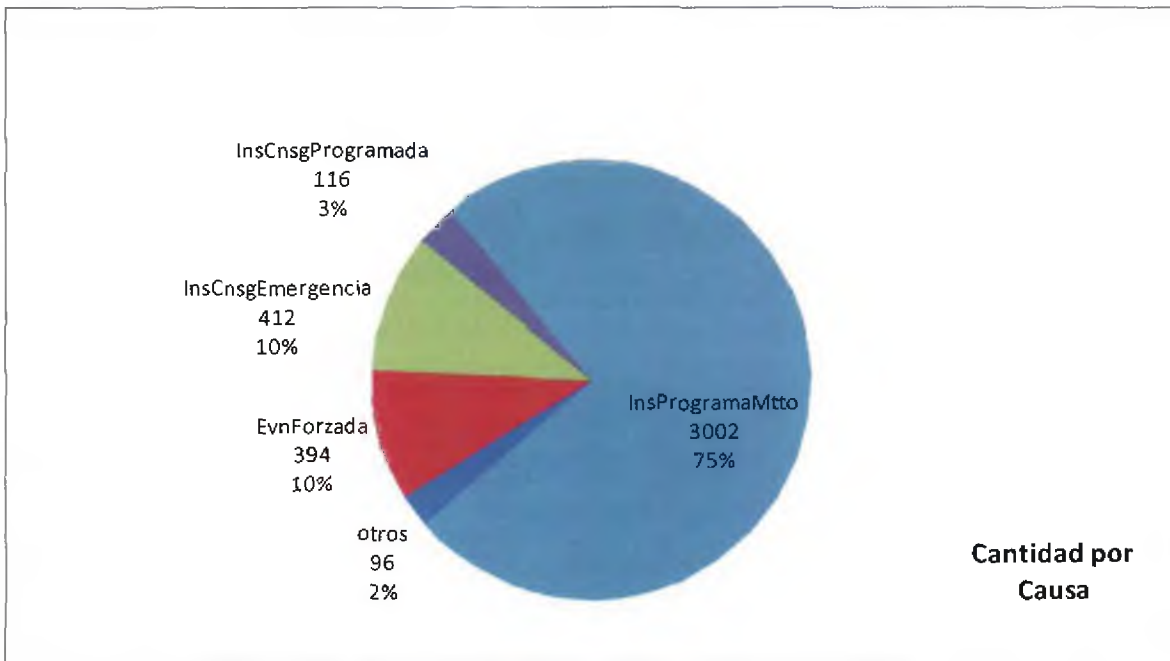
Gráfica 10. Clasificación de las Indisponibilidades Excluidas por Causa (duración)



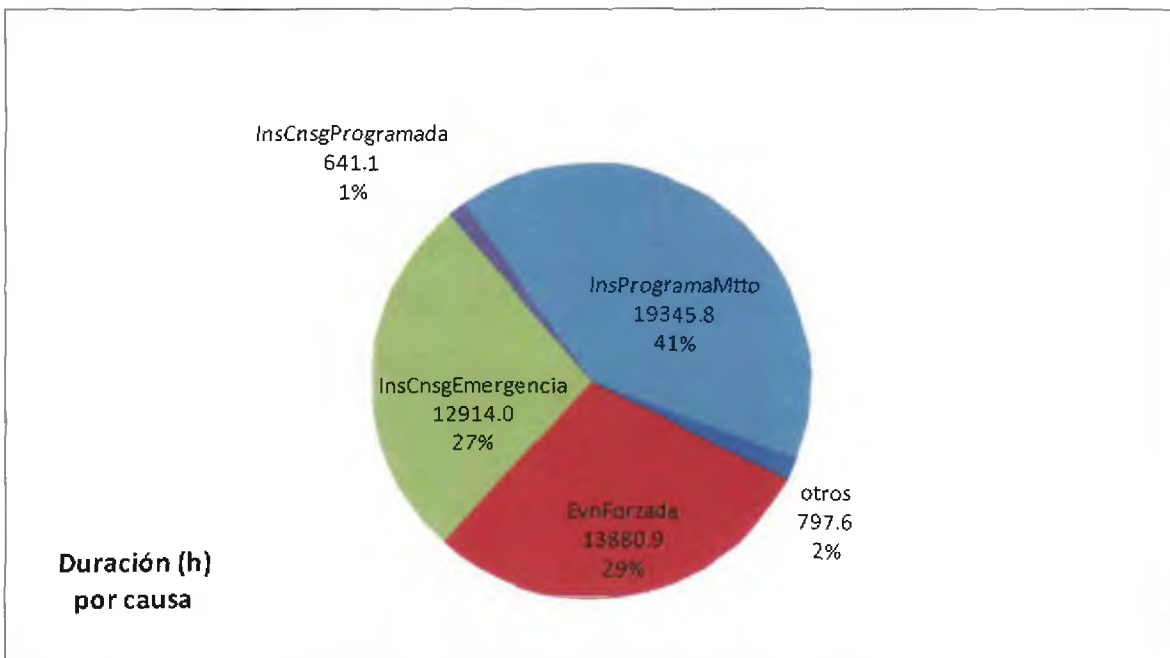
En cuanto a las indisponibilidades que NO se excluyen, es decir las que sí se tienen en cuenta para compararlas con las metas y en caso de superarlas determinar las compensaciones a que haya lugar, el mayor número está relacionado con los programas de mantenimiento. La Gráfica 11 muestra que el 75% de 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 12.

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.

Gráfica 11. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (cantidad)

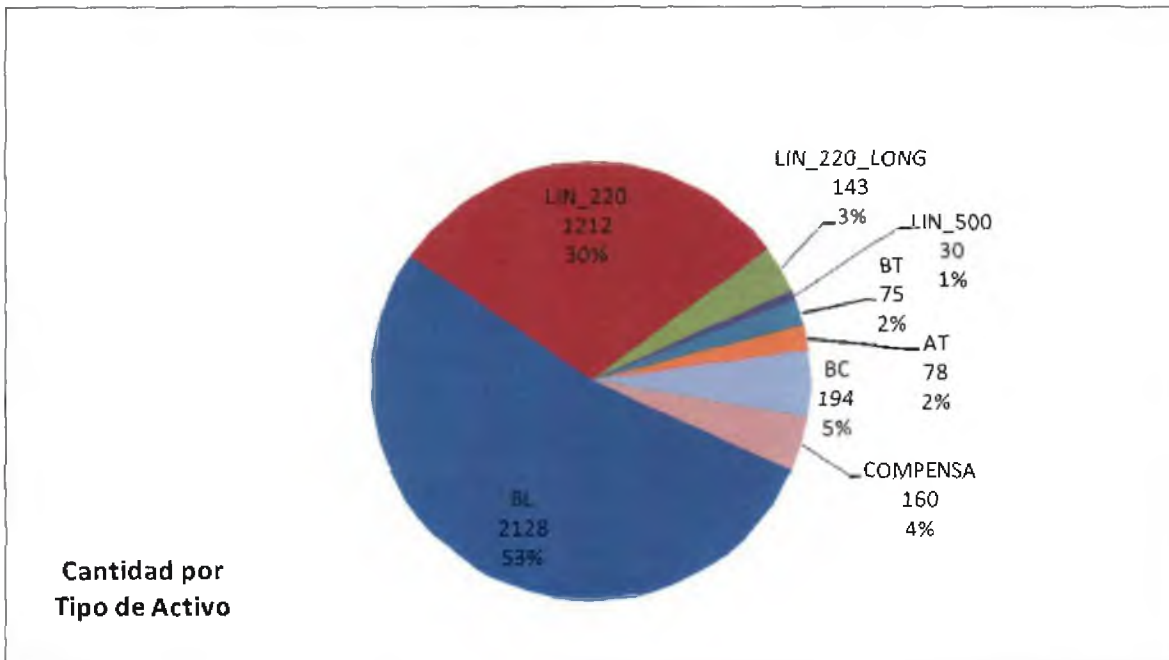


Gráfica 12. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Causa (duración)



La **Gráfica 13** muestra la cantidad de indisponibilidades NO excluidas clasificadas por activo y la Gráfica 14, 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%).

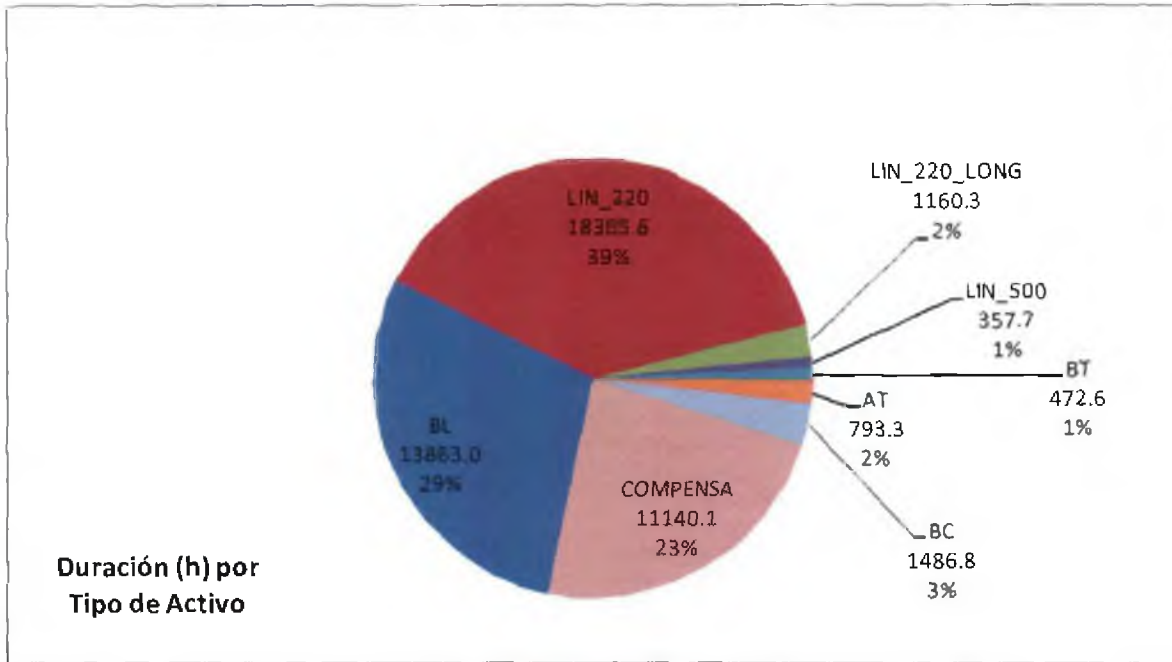
Gráfica 13. Clasificación de las Indisponibilidades NO Excluidas por Activo (cantidad)



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.

Gráfica 14. 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 será tema a considerar en la revisión que actualmente se adelanta de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El análisis de la información se centrará 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.

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 6. 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 6 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 sólo 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 7. 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 7 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 duración 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 8** muestra el resultado de este agrupamiento tanto para eventos como para mantenimientos.

Tabla 8. 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 9** se muestra la suma de la duración de los eventos que se presentan en un mismo año y la frecuencia, agrupadas en percentiles.

Tabla 9. 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 10** 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 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.

Tabla 10. 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 10** 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 11** 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.

Tabla 11. Eventos NO Considerados

Activo	Causa	Duración (horas)
LIN_500	EvnForzada	1,3
COMPENSA	EvnForzada	8.256,9
COMPENSA	EvnForzada	1.568,1
LIN_220	InsCnsgEmergencia	10.183,1
LIN_220	EvnForzada	1.029,8
LIN_220	EvnForzada	232,1
LIN_220	InsCnsgEmergencia	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

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 6 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 65 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 12** muestra la duración de los mantenimientos para varios percentiles.

Tabla 12. 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 13**, 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.

Tabla 13. 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 las unidades constructivas nuevas se fijan las siguientes metas:

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

4.4.2 Indisponibilidades Excluidas

Con respecto a la Resolución CREG 061 de 2000 se propone no mantener como indisponibilidades excluidas las siguientes:

- Fuerza Mayor, con excepción de las relacionadas con líneas, porque se considera que es posible asegurar estos eventos para los demás elementos del Sistema.
- 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.

4.4.3 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. 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.

4.4.3.1 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 en esta resolución, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m. (número entero)

4.4.3.2 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 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:

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

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. (MVA)
 CN_k: Capacidad Nominal del activo k. (MVA)

4.4.3.3 Cálculo de Compensaciones

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el Transportador 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:

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

Si para el activo k en el mes m, $HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$, las horas a compensar, $HC_{m,k}$, son iguales a cero, en caso contrario, se obtienen las horas a compensar, en la siguiente forma:

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

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

La compensación por incumplimiento de las metas se calcula con:

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

Donde:

- CIM_{m,k}: Compensación por incumplimiento de metas, del activo k en el mes m. (\$)
 HC_{m,k}: Horas a compensar por el activo k para el mes m. (horas)
 H_m: Horas del mes m. (horas)
 HIDA_{m,k}: Horas de Indisponibilidad Acumulada del activo k en un periodo de doce meses que termina en el mes m. (horas)
 HID_{t,k}: Horas de Indisponibilidad del activo k, durante el mes t. (horas)
 IMR_{m,k}: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)
 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 compensadas por el activo k en un periodo de once meses que termina en el mes m-1. (horas)

4.4.4 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades de líneas originadas en Eventos imprevisibles e irresistibles que constituyan caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo definido en el artículo 1 de la ley 95 de 1890, o de indisponibilidades de cualquier activo causadas por alteración del orden público, la remuneración del activo k en el mes m, para cada mes n que éste se encuentre indisponible será:

$$IOP_{m,k} = \left(1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (n - 6) \right) \right) \right) * IMR_{m,k}$$

$IOP_{m,k}$: Remuneración para el activo k, en el mes m, mientras el activo k esté indisponible por las causas citadas en este numeral. (\$)

n: 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.

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)

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

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el Transportador que represente activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otros activos queden no operativos, se calcularán con base en lo descrito en este numeral.

El CND estimará la Energía No Suministrada (ENS) para cada una de las horas de duración de la indisponibilidad y estimará el porcentaje ($PENS_h$) que ella 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.

Para determinar el valor de la compensación se utilizará una de las siguientes tres condiciones, según el caso:

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 para la indisponibilidad i , es 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 operativos otros activos r , $CANO_{i,m,k}$, se obtiene de la siguiente forma:

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

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 obtiene de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \max \left(\sum_{q=1}^{HD_{i,k}} (ENS_q \times CRO_q); \sum_{r=1}^n IMR_{m,r} \times \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \right)$$

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

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

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

- $CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k , en el mes m , por Energía No Suministrada y/o por dejar no operativos otros activos. (\$)
- CRO_q : 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 q . (\$/kWh)
- ENS_q : Energía No Suministrada en la hora q ocasionada por la indisponibilidad i -ésima, del activo k . (kWh)

$H_{i,k}$:	Duración de la indisponibilidad i -ésima para el activo k . (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)
H_m :	Horas del mes m . (horas)
$HD_{i,k}$:	Número de horas del despacho horario afectadas por la indisponibilidad i del activo k . (número entero)
$IMR_{m,r}$:	Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r , durante el mes m . (\$)
$PENS_h$:	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)

4.4.6 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 de contemplada en este numeral, a más tardar dentro de los dos (2) 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 tres 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 cuarto mes, el CND y el LAC aplicarán de manera integral los procedimientos para el cálculo de los indicadores de calidad y las compensaciones propuestos.

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:

$$HID_{p-i,k} = \frac{1}{12} \max \left(0, MHA_{i,k} - \max \left(0, (MIDA_{p-1,k} - IDA_{p-1,k}) * \frac{8760}{100} \right) \right) \quad \forall i = 1 \dots 11$$

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 4.4.4, se asume que la variable n 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 mediante procesos regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y aquellas que la

modifiquen, adicionen o sustituyan, teniendo 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.

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 de activos, clasificados por Unidad Constructiva y discriminando los que se encuentran en operación, los que están indisponibles y la causa de la indisponibilidad. 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:

$$CRE_{a,j} = \sum_{k=1}^{aj} (UC_k * CU_{UC}) * \frac{IPP_{dic-1}}{IPP_0}$$

$$CAET_{a,j} = \%R * \sum_{k=1}^{aj} (ATUC_k * VCT_s)$$

$$CAEA_{a,j} = \sum_{k=1}^{aj} \left(UC_k * CU_{UC} * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-VU_k}} \right) * \frac{IPP_{dic-1}}{IPP_0}$$

$$IAT_{a,j} = CAEA_{a,j} + \%ANE * CAEA_{a,j} + \%AOM_j * CRE_{a,j} + CAET_{a,j}$$

Donde:

$CRE_{a,j}$: Costo de Reposición del Activo Eléctrico del Transportador j, para el año a. (\$)

UC_k : Cantidad de Unidades Constructivas que constituyen el activo k. (número real)

CU_{UC} : Costo Unitario de cada Unidad Constructiva UC. (\$ del mes para el cual se definieron los valores de las Unidades Constructivas)

$CAET_{a,j}$: Costo Anual Equivalente de los Terrenos, corresponderá a la remuneración que recibirá en el año a, el Transportador j. (\$)

- %R:** 5,0%⁴. Valor igual al costo real de deuda incluido en la Tasa de Retorno. (porcentaje)
- ATUC_k:** Área Típica de la Unidad Constructiva k, establecida en el numeral 3.2. (m²)
- VCT_s:** Valor Catastral del metro cuadrado de Terreno de la subestación s, donde está ubicada la Unidad Constructiva k, tomado de la última evidencia de valor catastral entregada al LAC, donde se pueda determinar el valor por metro cuadrado. (\$/m²)
- CAEA_{a,j}:** Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, aplicando los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas establecidos en el Anexo 4. (\$)
- VU_k:** Vida Útil del activo k, 10 años para Centros de Supervisión y Maniobras y para los activos de Control de Reactivos VQC, y 40 años para los demás activos del STN. (años)
- TR:** Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión. (porcentaje)
- IAT_{a,j}:** Ingreso Anual del Transportador j, para el año a. (\$)
- %AOM_j:** Porcentaje reconocido de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para el agente j, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1. (porcentaje)
- %ANE:** 5%. Porcentaje reconocido por concepto de Activo No Eléctrico. (porcentaje)
- IPP_{dic-1}:** Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre del año a-1.
- IPP₀:** Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes para el cual se definieron los valores de las Unidades Constructivas.
- aj:** Número total de activos de transportador 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 o cuando, en cumplimiento de la regulación vigente, ingresen nuevos Activos de Uso por ampliaciones o sustituciones.

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 Transmisor Nacional que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica su ejecución ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ejecución de dicho activo iii) Que el

⁴ Tomada del Documento CREG 081 de 2007. Se actualizará cuando se expida la resolución definitiva que defina la Tasa de Retorno para la actividad de transmisión de energía eléctrica.



Transmisor Nacional solicite a la CREG la remuneración de este activo iv) Que la CREG, una vez el activo entre en operación, expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración.

En cuanto a la reposición de los activos se considera que ésta es responsabilidad de sus propietarios o de los Transmisores Nacionales que los representen; con este propósito se recomienda que el Transmisor Nacional presente a la UPME un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos. Las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva no pueden limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponde al Transmisor Nacional ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso.

5.2 Liquidación del Ingreso Mensual

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

- a) El Ingreso Mensual Causado por Unidades Constructivas Existentes, que no fueron construidas en desarrollo de los procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, 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.

Para calcular el Ingreso Mensual Regulado del Transportador j , se utiliza el ingreso anual IAT , actualizado con el Índice de Precios al Productor Total Nacional, agregándole los Ingresos Esperados de las convocatorias adjudicadas al mismo transportador:

$$IMR_{m,j} = \frac{1}{12} IAT_{a,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{dic-1}} + IConv_{m,j}$$

Donde:

$IAT_{a,j}$: Ingreso Anual del Transportador j , para el año a , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 5.1. (\$)

$IMR_{m,j}$: Ingreso Mensual Regulado del Transportador j , para el mes m . (\$)

$IConv_{m,j}$: Ingreso Esperado de las convocatorias adjudicadas al Transportador 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. (\$)

IPP_{dic-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes de diciembre del año $a-1$.

IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional para el mes $m-1$.

5.3 Ingreso Mensual Ajustado

El LAC calculará mensualmente el Ingreso Mensual Ajustado, $IMA_{m,k}$, para cada activo k , que no se encuentre en las condiciones señaladas en el numeral 4.4.4, con la siguiente fórmula:

$$IMA_{m,k} = IMR_{m,k} - CIM_{m,k}$$

$IMA_{m,k}$: Ingreso Mensual Ajustado para remunerar el activo k , durante el mes m . (\$)

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m . (\$)

$CIM_{m,k}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo k en el mes m . (\$)

El ingreso mensual del Transportador j correspondiente a todos sus activos se calculará, teniendo en cuenta que el valor total a descontar en el mes m por concepto de compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos, no podrá superar el 60% de la suma de los ingresos ajustados de sus activos. 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%:

$$IMAT_{m,j} = \sum_{k=1}^{aj} IMA_{m,k} + \sum_{k=1}^{aj} IOP_{m,k} - \sum_{k=1}^{aj} CANO_{m,k} - CANOP_{m-1}$$

jb

- $CANO_{m,k}$: Compensación del activo k, 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. (\$)
- $IMA_{m,k}$: Ingreso Mensual Ajustado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)
- $IMAT_{m,j}$: Ingreso Mensual Ajustado para el Transportador j, durante el mes m. (\$)
- $IOP_{m,k}$: Remuneración para el activo k, en el mes m, mientras el activo k esté indisponible por las causas citadas en el numeral 4.4.4. (\$)
- a_j : Número de activos del Transmisor j.

Los propietarios de los proyectos de expansión ejecutados como resultado de procesos de selección regulados mediante la Resolución CREG 022 de 2001, 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 transportador.

5.3.1 Límite para compensaciones.

El valor acumulado, durante doce meses, de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el incumplimiento de las metas, no deberá superar el 20% del acumulado para los mismos doce meses del ingreso mensual regulado estimado para un Transmisor Nacional.

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

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

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

Siendo:

$IART_{m,j}$: Ingreso Anual Regulado para el Transmisor Nacional j, calculado hasta el mes m. (\$)

- $IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k, durante el mes m. (\$)
- $CAIMT_{m,j}$: Acumulado durante los últimos doce meses de las Compensaciones originadas en incumplimiento de metas para el agente j, calculado hasta el mes m. (\$)
- $CIM_{m,k}$: Compensación por incumplimiento de metas, 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 Transmisor j.

Si para un mes m se obtiene que $CAIMT_{m,j} > 0.2 * IART_{m,j}$ el LAC liquidará al Transmisor Nacional 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 Regulado, $IMR_{m,j}$ 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.

5.4 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 ajustados de los activos que representan, calculados en la forma prevista en el numeral 5.3.

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

- a) Cada Activo de Uso estará representado ante el LAC por el Transmisor Nacional que lo opera. En el caso de que exista multipropiedad del activo entre varios Transmisores Nacionales, estos tendrán la opción de encargar a uno de ellos para la operación y representación del activo ante el LAC y podrán reportarle al LAC, mediante comunicación escrita debidamente firmada por el representante legal de cada uno de ellos, los porcentajes de participación que habrán de aplicarse para repartir el ingreso correspondiente a dicho activo. El LAC continuará liquidando el ingreso al Transportador que represente el activo hasta que los copropietarios envíen la citada comunicación.
- 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.

- c) Los cambios en la repartición del ingreso de los Activos de Uso ante el LAC solo se harán efectivos a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de la comunicación mediante la cual los agentes oficializan ante el LAC dicho cambio. Los cambios deberán ser suscritos por los Representantes Legales de las partes.

5.5 Cargo por Uso

La remuneración del STN se facturará a los Comercializadores, en proporción a su demanda, mediante el Cargo por Uso del STN, éste se liquidará para las demandas de energía de Usuarios No Regulados, referidas al STN, con los Cargos por Uso Monomios Horarios y para la energía facturada a Usuarios Regulados con los Cargos por Uso Monomios.

5.5.1 Cargo por Uso Monomio

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

$$CUM_m = \frac{\sum_{j=1}^n IMAT_{m,j} - \sum_{g=1}^{ncp} SCCP_{m,g}}{DTC_m + ER_m}$$

Donde:

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

$IMAT_{m,j}$: Ingreso Mensual Ajustado para el Transportador j, durante el mes m, calculado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 5.3. (\$)

$SCCP_{m,g}$: Pago por concepto de Conexión Profunda que realiza el agente g, en el mes m. (\$)

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)

$ER_{m,t}$: Energía reactiva registrada por los Comercializadores del SIN en el mes m, en cada una de sus fronteras comerciales, cuando para cada periodo horario sobrepase el 50% de la energía activa tomada en dicha frontera en esa misma hora. (kWh)

n: Número de Transmisores Nacionales en el STN.

ncp: Número de agentes que realizan pagos por concepto de conexión profunda.

5.5.2 Cargos por Uso Monomios Horarios

Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, para los Usuarios No Regulados, serán calculados por el LAC a partir del Cargo por Uso Monomio, 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 los Usuarios No Regulados
$P_{x,m}$, $P_{d,m}$ 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 .
CUM_m :	Cargo por Uso Monomio del STN, para el mes m (\$/kWh).
$CUM_{x,m}$:	Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Máxima del STN, para el mes m (\$/kWh).
$CUM_{d,m}$:	Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Media del STN, para el mes m (\$/kWh).
$CUM_{n,m}$:	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 períodos de una hora, los Cargos por Uso Monomios Horarios para el mes m : $CUM_{x,m}$, $CUM_{d,m}$ y $CUM_{n,m}$ se calculan resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_{x,m} \times P_{x,m} \times CUM_{x,m} + H_{d,m} \times P_{d,m} \times CUM_{d,m} + H_{n,m} \times P_{n,m} \times CUM_{n,m} = CUM_m \times \sum_{i=1}^{24} P_{i,m}$$

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

5.6 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, 105 de

2006 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 2007 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, 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.

5.7 Conexiones profundas

De acuerdo con los análisis realizados por la Comisión y con los comentarios enviados por los agentes, en el proyecto de Resolución se incluye la definición de conexiones profundas, las cuales 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 se compromete a pagar el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea superior a 1 y el agente cumple con los requisitos de garantías y remuneración que se establecerán en resolución aparte.

Se establece que 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.

Anexo 1. Respuestas a los comentarios a la Resolución 007 de 2005

ANDI – E-2005 – 004017

1. *“La revisión metodológica contempla una nueva revisión del inventario y la valoración de las unidades constructivas a remunerar. No compartimos esta nueva revisión del inventario de unidades constructivas, puesto que para nosotros es claro que todas las unidades constructivas existentes antes del año 2002, se debieron incluir en su momento para el cálculo del ingreso regulado, y no deben ser diferentes a las que se están remunerando actualmente, y posteriormente del año 2002, los nuevos proyectos de expansión del sistema se han adjudicado mediante convocatoria de la UPME, con unos ingresos ya definidos para esos proyectos, que serán adicionados cuando entren en operación.*

Por otro lado, consideramos que la revaloración de las unidades constructivas deberá ser llevada a cabo solamente para modificar aquellas, que por efecto de los avances tecnológicos generan mayores eficiencias, con menores valores unitarios de las mismas unidades constructivas. Los resultados de los procesos de convocatoria para la expansión del sistema de transmisión nacional, han demostrado que los nuevos proyectos de ensanche se han logrado asignar a propuestas más eficientes, cuyos costos han estado por debajo de los presupuestos base. Dichos proyectos deberán ser las guías para la revaloración de las unidades constructivas, lo que debe conducir a unos menores valores con beneficio para todos los usuarios”.

- R: En cuanto el inventario de unidades constructivas estamos de acuerdo en que se mantiene el existente en el periodo regulatorio anterior con excepción de los proyectos construidos como resultado de ampliaciones de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado por la Resolución CREG 120 de 2003.

Los valores de los elementos que conforman las unidades constructivas se determinan a partir de la información suministrada por los transmisores nacionales y demás agentes que respondieron la circular 019 de 2005, dentro de esta información se encuentra la correspondiente a las convocatorias adelantadas por la UPME.

2. *“Sugerimos se mantengan los periodos de vida útil de los activos y la tasa de retomo reconocida. La tasa actualmente reconocida es una tasa muy buena comparándola con la que se usa en los mercados internacionales de energía y consideramos es completamente adecuada”.*

R: De acuerdo con la recomendación del consultor y teniendo en cuenta la práctica internacional, se modifica la vida útil considerada para las líneas de transmisión.

La tasa de retorno es el resultado de la aplicación de la metodología de WACC, de acuerdo con el comportamiento de los parámetros utilizados en su cálculo.

3. *“La revisión de la remuneración de activos no eléctricos y el reconocimiento de gastos de administración, operación y mantenimiento, es de esperar como ya se ha mencionado que sea para ajustar dicho reconocimiento a tener unos costos menores y más eficientes que lleven a tener unos cargos de transmisión más bajos con beneficio para todo el sector y todos los consumidores del país”.*

R: Los valores a remunerar por estos conceptos han tenido en cuenta las recomendaciones y resultados del estudio realizado y los análisis que sobre el tema adelantó la Comisión.

4. *“Estamos de acuerdo con la inclusión de un factor de productividad que esperamos cumpla con las expectativas manifestadas por la CREG, en el sentido que se comparta con el usuario las ganancias de productividad esperadas de las empresas”.*

R: Dada la metodología de remuneración de la actividad de transmisión se incluye un factor de productividad sólo para la parte relacionada con los gastos de administración, operación y mantenimiento.

5. *“La remuneración de las interconexiones internacionales dentro de los cargos por uso del STN aplicable a todos los usuarios, se podría aceptar, siempre y cuando no signifiquen incrementos en dichos cargos, rompiendo el balance costo / beneficio. Si ello llegare a ocurrir, estaríamos perdiendo una ventaja competitiva muy importante frente a nuestros vecinos”.*

R: La planeación de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional y de las interconexiones eléctricas internacionales está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, quien con base en los criterios de planeamiento establecidos en la Ley y en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG establece la relación beneficio / costo de cada proyecto y recomienda o no su ejecución.

En este sentido, de acuerdo con la normatividad vigente los enlaces internacionales que hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN se clasifican como activos de uso.

6. *“Reiteramos nuestra preocupación, que ya hemos manifestado a la CREG en múltiples oportunidades, sobre la asignación del 100% de los costos de transmisión a la demanda, sin que se compartan dichos costos con la generación”.*

R: En el documento que sirvió de base para la expedición de la Resolución CREG 043 de 1999, mediante la cual se sometió a consideración la nueva metodología de remuneración de la transmisión, se explican las razones por las cuales se consideró conveniente asignar el 100% de los cargos por uso del STN a la demanda, las cuales en su mayoría siguen vigentes.

7. *“Las conexiones profundas y superficiales derivadas de la entrada en operación de nuevos proyectos de generación, consideramos deben ser asumidas por los propios proyectos. Los consumidores no deberían asumir los costos de proyectos ubicados en cualquier lugar del país, y cuyas conexiones y refuerzos pueden no ser las más eficientes en un determinado momento, y cuyos costos no sean consistentes con la valoración más reciente y eficiente de las unidades constructivas del sistema de transmisión. La propuesta de la CREG habla del desarrollo de un análisis beneficio / costo para verificar la conveniencia de estos proyectos nuevos de generación sin que se generen nuevos costos a la demanda. Estamos de acuerdo con la propuesta y como lo hemos observado, esperamos que la conveniencia sea definida en última instancia por el hecho de contar con nuevos proyectos que efectivamente conlleven a menores cargos de transmisión nacional”.*

R: La Resolución CREG 106 de 2006 establece los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores al STN, STR o SDL y en particular determina que si para la conexión de un generador es necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos por uso, la UPME debe realizar los análisis técnicos y económicos de la conexión, para que se definan las posibles redes de expansión requeridas. En caso de encontrar que, de acuerdo con los criterios establecidos en la normatividad vigente, los beneficios del proyecto de expansión superan los costos, la UPME recomendará su ejecución.

8. *“Solicitamos a la CREG que las revisiones propuestas para el nuevo periodo tarifario sean para reflejar los incrementos en las eficiencias del sistema de transmisión nacional. Los consumidores realmente estamos esperanzados en que la CREG estará vigilante para que ésta revisión tarifaria signifique menores tarifas de energía eléctrica para todos los colombianos”.*

R: La legislación vigente contiene los principios que se deben tener en cuenta para la remuneración de las actividades reguladas, los cuales son aplicados por la Comisión.

ISAGEN – E-2005-004205

9. *“La aplicación de la figura de conexión profunda puede no resultar práctica o necesaria, debido a la complejidad que engloba la definición objetiva de costos a cargo del generador entrante.*

ISAGEN cree que dentro del mercado de libre competencia en que se encuentra el Sistema Eléctrico Colombiano, es el balance oferta y demanda el encargado de definir qué tipo de proyecto debe instalarse, de qué capacidad y el momento más oportuno para hacerlo. Igualmente, ISAGEN estima que actualmente no se requieren más elementos exógenos al mercado para decidir la ubicación y tamaño de un nuevo productor de electricidad.

No obstante, si la CREG encuentra de todas formas necesaria la aplicación de costos por conexión profunda en el SIN, la normatividad que finalmente sea expedida deberá tener la claridad regulatoria suficiente, para evitar que se introduzcan elementos de riesgo adicionales para un inversionista.

Desde una etapa temprana de estudio de la iniciativa, el potencial generador deberá conocer si su proyecto implica costos adicionales por efecto de conexiones profundas en el STN. Sería inconveniente que por ejemplo, luego de tomar las decisiones de construcción o en un punto en el que no se pueda dar marcha atrás a una decisión de este tipo, se le exija al generador pagar por obras de transmisión que no le fueron señaladas previamente.

Consideramos que la UPME está en capacidad de indicar con la suficiente anticipación el impacto que tendría una solicitud de conexión de nueva capacidad de generación. Lo que ISAGEN solicita es que el dictamen de la UPME tenga validez durante un periodo de tiempo ajustado al programa de construcción de la planta, siempre y cuando el proyecto en cuestión no tenga modificaciones sustanciales de capacidad instalada o de fecha de entrada en operación comercial”.

R: De acuerdo con la Resolución CREG 106 de 2006, el potencial generador debe presentar con el suficiente plazo la solicitud de conexión al transportador o a la UPME, según sea el caso, con el fin de conocer antes de tomar la decisión de construcción si existe capacidad de transporte disponible en la red o si en caso de requerir obras de expansión remuneradas vía cargos por uso, su ejecución es recomendada en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, elaborado por la UPME.

Así mismo, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte se pueden presentar con más de un año de anterioridad a la entrada en operación del proyecto de generación. Sin embargo, para los proyectos a los cuales no se les haya asignado Obligaciones de Energía Firme, de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, la UPME revisará, con un mes de anterioridad a la fecha de realización de una nueva subasta, que el proyecto se esté adelantando de acuerdo con el cronograma. Si a la fecha de la revisión se encuentra que el generador no ha iniciado la construcción del respectivo proyecto o ha ejecutado menos de la mitad del avance estimado para esa fecha, la capacidad de transporte asignada se liberará y la UPME podrá tenerla en cuenta para emitir concepto sobre nuevas solicitudes.

ISA – E-2005-004361

10. *“Consideramos adecuada la decisión de la Comisión de mantener la metodología de Ingreso Regulado como esquema aplicable para la remuneración del servicio. Igualmente, la revisión que se tiene prevista cubre los parámetros relevantes en la determinación del Ingreso Regulado para la transmisión”.*

R: No requiere respuesta.

11. *“En cuanto a la revisión de las unidades constructivas se recomienda que se definan nuevas unidades constructivas para los activos que hoy se vienen remunerando por asimilación directa a las unidades existentes, y así también para los activos que actualmente no se están remunerando por no ser posible su asimilación con las unidades constructivas existentes, como es el caso de los equipos para el control de tensión y potencia reactiva VQ's”.*

R: Se incluye la unidad constructiva controladores de reactivos en el STN - VQ's.

12. *“Teniendo en cuenta que el artículo 39 de la Ley 143 de 1994, establece que los cargos asociados con el uso del STN, deben cubrir, entre otros, los costos de administración, operación y mantenimiento, consideramos necesaria una definición clara de dichos gastos y la forma de incorporar en la remuneración los cambios futuros que puedan afectar significativamente los costos de las empresas tales como las reformas en los regímenes tributarios y fiscales”.*

R: En las definiciones de cargos que establece la CREG se consideran todos los factores que afectan los gastos de AOM en los que incurren los prestadores de los servicios. Sin embargo, a no ser que existan normas a partir de las cuales se

puedan sustentar las variaciones futuras de dichos gastos, no le es posible a la Comisión incluir al inicio del periodo tarifario tales variaciones.

13. *“Aún cuando hoy existe la diferenciación mencionada en los porcentajes a reconocer para activos en zonas con contaminación salina, los criterios para esta diferenciación no son claros ni suficientes. Adicionalmente, es importante tener en cuenta que la contaminación salina no es el único tipo de agente que tiene efectos adversos sobre las instalaciones eléctricas, pues en algunos casos, para realizar sus actividades y garantizar la adecuada prestación del servicio de transporte de energía, las empresas deben enfrentar condiciones tan exigentes, como las relativas a concentración de cloruros y compuestos de azufre, contaminación industrial, cementeras, y también el caso de las erosiones y deslizamientos que implican costos de mantenimiento significativo, lo cual hace necesario considerar en forma más global la agresividad ambiental de las zonas donde están localizadas las unidades constructivas. La remuneración de los gastos AOM en zonas con alta actividad del medio ambiente sobre el sistema, debe responder a un análisis adecuado a las particularidades de la prestación del servicio en las diferentes zonas del país.*

En general, los conceptos de gastos eficientes, costos eficientes y factor de productividad deben ser consistentes entre sí, ya que éstos tendrán un impacto directo en las cifras financieras de las empresas de transmisión, igualmente debe velarse, tal como lo establecen los Artículos 39 y 44 de la Ley 143 de 1994 y el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, por la eficiencia económica y la suficiencia financiera, que permitan asegurar la viabilidad de las empresas de transmisión”.

- R: La legislación vigente contiene los principios que se deben tener en cuenta para la remuneración de las actividades reguladas, los cuales son aplicados por la Comisión.

En cuanto al reconocimiento de gastos adicionales debido a los efectos que pueda producir la contaminación en las unidades constructivas se propone a la Comisión aprobar un factor adicional, el cual se reajustará de acuerdo con el resultado de los estudios.

14. *“Si bien para el cálculo de la tasa de retorno se seguirá una metodología similar a la utilizada para definir el costo de capital de las actividades de distribución de energía eléctrica y de gas combustible, enfatizamos en la necesidad de analizar y considerar los riesgos propios, inherentes a la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia”.*

- R: La metodología de WACC empleada recoge y considera los riesgos de invertir en el país.

15. *“En relación con la revisión al esquema de calidad, resaltamos la importancia de que las metas que se definan tengan en cuenta las necesidades de mantenimiento de las instalaciones y equipos del sistema de transmisión y los tiempos requeridos para ello, ya que las metas actuales de horas anuales de indisponibilidad, particularmente para los equipos de subestaciones (15 horas), no son suficientes, pues además de incluir los tiempos de las desconexiones forzadas, también incluyen los tiempos requeridos por las labores normales de mantenimiento programado que deben realizarse para mantener dichos equipos en condiciones adecuadas de funcionamiento y desempeño, y que no hacen parte de las labores de mantenimiento mayor y de over haul, las cuales requieren aun de tiempos mayores”.*

R: La propuesta se elaboró con base en la estadística suministrada por el CND para los años 2001 a 2006

16. *“Llamamos la atención sobre la coherencia que debe existir entre el factor de productividad y los demás parámetros incluidos dentro de la metodología.*

La consideración de inversiones eficientes, costos de unidades constructivas eficientes y la reducción anual en el valor reconocido de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento entre 2000 y 2002 constituyen ya una señal de eficiencia y de productividad para las empresas de transmisión en la prestación del servicio. En este sentido, consideramos necesario que el regulador identifique el nivel adecuado de esfuerzo que se traduzca en el logro de metas y en beneficios para los consumidores, asegurando que no se den señales excesivas de eficiencia y productividad a las empresas de transmisión que puedan comprometer la sostenibilidad del servicio”.

R: La legislación vigente contiene los principios que se deben tener en cuenta para la remuneración de las actividades reguladas, los cuales son aplicados por la Comisión.

17. *Consideramos relevante destacar la posible afectación que tendrían las ofertas para los proyectos que se realicen bajo el proceso de convocatorias públicas en la relación beneficio costo que define la viabilidad de las obras asociadas a una conexión profunda. Teniendo en cuenta que al incluir el proyecto en el Plan de Expansión y realizado dicho proceso de convocatorias, el ingreso depende de las ofertas presentadas por los oferentes, la relación beneficio costo puede ser diferente en aquella calculada en el proceso de evaluación del Plan de Expansión o en el Estudio de Conexión, situación que cambiaría el valor a asumir tanto por el sistema como por el agente generador.*

En este sentido, sugerimos prever las siguientes acciones (a tomar en cuenta en cada uno de los casos) con el fin de mantener los objetivos de la resolución:

- *Valor de la oferta superior al valor a costos unitarios:
Para que la relación beneficio costo se mantenga y haga viable el proyecto para el sistema, sería necesario que el agente generador asumiera un mayor aporte en la remuneración del proyecto, situación que seguramente el agente deberá evaluar para decidir sobre la ejecución de su proyecto.*
- *Valor de oferta inferior al valor a costos unitarios:*

En este caso existen dos opciones:

La primera, que la proporción en el pago se mantenga, como resultado de lo cual tanto el sistema como el agente generador pagarán un valor inferior al previsto durante la evaluación del proyecto.

La segunda, que el sistema asuma el valor previsto en la evaluación, con lo cual rebajaría la parte asociada al agente generador. En esta alternativa, la relación beneficio costo para el sistema seguiría siendo mayor a uno, mientras que los cargos por conexión profunda asumidos por el generador que se conecta serían menores que los previstos en la evaluación del proyecto”.

R: Para estos casos, la UPME, con base en su evaluación económica y en la relación Beneficio / Costo obtenida para el proyecto de expansión del STN, definirá el porcentaje del costo del proyecto que debe asumir el agente generador con el fin de hacer viable la ejecución del proyecto de expansión. Este porcentaje se aplicará sobre el ingreso anual esperado de la Oferta Seleccionada en las Convocatorias Públicas.

18. *“Consideramos importante el esfuerzo de integrar en una sola resolución los diferentes procesos que hoy constituyen la base de remuneración en forma consistente, es importante que la resolución propuesta tenga absoluta claridad sobre la duración del periodo regulatorio, las fechas previstas de revisión intermedia (en caso de que ello fuera aplicable) y las previsiones para alguna modificación (en el marco de los principios establecidos en la ley)”.*

R: No requiere respuesta

ANDESCO – E-2005-4380

Criterios Generales:

19. *“El hecho de que en la metodología se apliquen costos eficientes de Unidades Constructivas y gastos eficientes de AOM implica que ya se le está capturando al transportador y por ende se le está trasladando al usuario, el 100% de las eficiencias y mejoras en productividad alcanzables”.*

R: El hecho de reconocer valores eficientes de inversión y de gastos AOM al momento de definir la remuneración de una actividad regulada, no excluye la posibilidad de que se obtengan mejoras en productividad, las cuales de acuerdo con la ley, deben ser compartidas con los usuarios.

Unidades Constructivas

20. *“Es importante que en la información que tome el consultor como referencia, se considere que las inversiones asociadas con los activos que se van a remunerar son bajo el concepto de reposición a nuevo, las cuales, aunque son continuas y permanentes, no presentan las economías de escala que tienen proyectos nuevos de gran magnitud por lo cual se recomienda que se utilice información de proveedores o de agentes para inversiones de este tipo”.*

R: Dentro de la información considerada para el cálculo de los valores de las unidades constructivas se tuvo en cuenta la información suministrada por los agentes, relacionada con las adquisiciones destinadas a reposición de equipos.

21. *“Solicitamos a la CREG que retome el estudio de Nuevas Unidades Constructivas entregado por el Comité de Transmisión del CNO (CSM, equipos de control de tensión y potencia reactiva y protecciones sistémicas), a fin de que sea considerado en la definición de las nuevas Unidades Constructivas. Adicionalmente es importante que durante el periodo regulatorio se permita la incorporación de nuevas Unidades Constructivas cuando éstas se requiera por exigencias técnicas, por condiciones de seguridad o de crecimiento del sistema, no existentes al momento de aprobar las Unidades Constructivas”.*

R: El estudio de Nuevas Unidades Constructivas, entregado por el Comité de Transmisión del CNO, fue revisado por el consultor contratado por la CREG para realizar la “Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia”.

En cuanto a la incorporación de nuevas Unidades Constructivas durante el periodo regulatorio, se considera que las Unidades Constructivas corresponden a una

unidad típica que representa un conjunto asimilable de activos, dentro del cual se pueden encontrar activos con equipos y especificaciones mayores o menores a la unidad típica escogida. Adicionalmente, con el fin de verificar que la unidad típica represente lo mejor posible el conjunto al cual es asimilable, ésta se revisa periódicamente.

Finalmente, las obras de expansión del STN son llevadas a cabo mediante Convocatorias Públicas y su remuneración no se basa en Unidades Constructivas.

22. *“En cuanto a las vidas útiles de los activos, se recomienda que a las Unidades Constructivas que tienen predominancia de equipos electrónicos se les asigne una vida útil propia de este tipo de equipos, a fin de considerar sus diferencias respecto a las características de los equipos de potencia.*

También se solicita tener presente que existen equipos que operan en condiciones ambientales y de contaminación severas, lo cual reduce significativamente sus vidas útiles”.

- R: En la metodología de remuneración se proponen varios grupos de activos para asignarles vidas útiles diferentes

23. *“Sobre la actualización de los costos de las Unidades Constructivas, se recomienda definir un índice que considere las componentes de costo que se encuentran involucradas en la actividad de transmisión y que asegure el valor de las inversiones efectuadas en el tiempo”.*

- R: Se tuvo en cuenta.

Ingreso Regulado

24. *“Productividad: Insistimos en el hecho de que si en la metodología se aplican costos eficientes de Unidades Constructivas y gastos eficientes de AOM, ya se estarían capturando las eficiencias y mejoras en productividad alcanzables por el transportador. Con la aplicación de un factor de productividad, se estaría dando una señal de eficiencia adicional que finalmente podría afectar la viabilidad de las empresas y de la actividad misma. En este sentido, se solicita tener en cuenta el esquema de remuneración propio de la actividad, antes de analizar la validez conceptual de aplicar el factor de productividad”.*

- R: Ver respuesta al comentario 19.

Cargos por Uso

25. *“Se recomienda precisar que para la determinación del cargo por uso del STN se considera la demanda del SIN, la energía reactiva transportada que sobrepase los límites que establezca la Comisión y la energía exportada a través de las interconexiones internacionales”.*

R: Se considera el comentario para la definición del cargo por uso.

Tasa de Retorno de la Actividad de Transmisión

26. *“Se solicita que en la estimación de riesgos se consideren los asociados con la situación de orden público y las permanentes invasiones que se presentan a las servidumbres de las líneas de transmisión, los cuales son de especial impacto para la actividad de transmisión y no se ven reflejados en el riesgo país”.*

R: Ver respuesta al comentario 14.

Calidad

27. *“Se recomienda que la metodología de evaluación de la calidad que se adopte sea clara, sencilla y reproducible por los agentes para su gestión y toma de decisiones.*

En todo caso se solicita que en la definición y aplicación del esquema de calidad sólo se consideren aquellas situaciones que estén bajo el control de las empresas”.

R: La nueva metodología de evaluación de calidad considera los aspectos mencionados y se revisan los eventos excluidos.

28. *“Se llama la atención de que si se busca utilizar información de metas de otros países, se tengan en cuenta las condiciones particulares del sistema colombiano, como son las condiciones topológicas, climáticas y ambientales que finalmente se reflejan en niveles cerámicos elevados y en una mayor tasa de fallas para las instalaciones”.*

R: Las metas propuestas consideran la información histórica del Sistema Colombiano.

29. *Adicionalmente, es importante considerar las condiciones operativas particulares de algunas regiones del país, en las cuales los niveles de corrosión y contaminación salina e industrial implican condiciones de operación y mantenimiento especiales. En algunos casos es necesario indisponer activos para*

lavados en frío, como consecuencia de los altos niveles de contaminación y de las dificultades de acceso con el equipo especializado para lavado en caliente. Este mismo aspecto, acorde con lo mencionado anteriormente, afecta la vida útil de los equipos, presentándose casos críticos en los cuales la vida útil de las estructuras se reduce hasta a cinco (5) años, tiempo en el cual es necesario reponer el activo causando indisponibilidad y costos de inversión adicionales”.

R: El factor adicional reconocido en los gastos de administración, operación y mantenimiento para los activos ubicados en zonas de contaminación incluye los mayores costos en que se pueda incurrir en los mantenimientos requeridos en estos activos para poder cumplir con las metas establecidas.

TRANSELCA – E-2005-004384

30. *“Sugerimos que en desarrollo de cada uno de los estudios que está adelantando la CREG para determinar la metodología y las fórmulas para establecer la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, exista un intercambio de información periódico con los agentes interesados, que permita poner en conocimiento de quienes adelantan los estudios, la situación real del sector”.*

R: La CREG publicó para comentarios de los agentes los resultados de los estudios realizados.

31. *“El numeral 3°. CRITERIOS GENERALES, establece que la eficiencia económica y la suficiencia financiera se tendrán en cuenta al definir aspectos tales como: Costos eficientes de unidades constructivas, determinación de gastos eficientes de AOM y distribución de los aumentos de productividad entre las empresas y los usuarios.*

Creemos que la inclusión de un factor de productividad cuando se ha utilizado el criterio de eficiencia económica en la definición del valor de las unidades constructivas y los gastos AOM representa un sobrecargo, que iría en contraposición al principio de suficiencia financiera.

TRANSELCA por su experiencia en la administración de activos en la Costa Atlántica, zona altamente afectada por la contaminación ambiental (salina e industrial), está dispuesta a colaborar activamente en los estudios donde se defina la remuneración de AOM, en particular por su implicación en aspectos tales como el porcentaje de remuneración, calidad del servicio, programas de mantenimiento, vida útil de los activos, contaminación, etc.”

R: Ver respuesta al comentario 19.

32. *“Numeral 4°. REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA, establece en el punto 4.1, la revisión de las unidades constructivas: Se destaca que TRANSELCA es propietario de activos en operación que han sido asimilados a las unidades constructivas consideradas en la resolución CREG 026 de 1999 y otras unidades constructivas que no están siendo reconocidas tales como el Centro de Supervisión y Maniobras y equipos suplementarios de protección sistémica que han sido avaladas como necesarias para el sistema por el CND y el CNO. TRANSELCA solicita el espacio para presentar su propuesta de nuevas unidades constructivas a las entidades que adelantan los estudios respectivos. Se sugiere adicionalmente que durante el periodo regulatorio sea posible incluir nuevas unidades constructivas atendiendo situaciones especiales de seguridad del sistema, solución de problemas operativos y fallos judiciales.*

Finalmente sobre este tema, es importante tener en cuenta que para la definición de las unidades constructivas se consideren los valores reales de las servidumbres tanto rurales como urbanas”.

R: Ver respuesta al comentario 21.

En cuanto a la solicitud de considerar los valores reales de las servidumbres tanto rurales como urbanas, en el estudio fueron tenidos en cuenta los valores correspondientes a las servidumbres de las líneas, de acuerdo con lo reportado por los agentes.

33. *“El numeral 4.5 Calidad, debe considerar las condiciones operativas especiales de la Costa Atlántica en los cuales los niveles de corrosión y de contaminación salina e industrial implican condiciones de operación y mantenimiento diferentes a las del resto del país. En la Costa Atlántica es necesario indisponer activos para lavados en frío, como consecuencia de los altos niveles de contaminación y de las dificultades de acceso con el equipo especializado para lavado en caliente. Este mismo aspecto afecta la vida útil de los equipos, presentándose casos críticos en los cuales la vida útil de las estructuras se reduce a cinco (5) años, tiempo en el cual es necesario reponer el activo, causando indisponibilidad y costos de inversión adicionales. Igualmente, debe tenerse en cuenta para la determinación del tiempo de vida útil de las unidades constructivas los equipos electrónicos”.*

R: Ver respuesta a los comentarios 29 y 22.

EPM-E-2005-004403

Unidades Constructivas

34. *“Se dice que se contratará un consultor externo para la revisión de las unidades constructivas del STN. Solicitar poner a disposición de los agentes para sus comentarios, los estudios adelantados por este consultor, antes de que sea emitida cualquier resolución relacionada con este punto”.*

R: Los estudios adelantados por el consultor fueron publicados en la página Web de la CREG mediante Circular 036 de 2006, asimismo se llevó a cabo una reunión con los agentes para analizar los comentarios al estudio.

35. *“Con esta revisión se espera remunerar los activos existentes que no han sido construidos bajo el esquema de convocatorias públicas. Por las características de estos activos, las inversiones asociadas con ellos serán en su gran mayoría para su reposición (obsolescencia tecnológica o terminación de vida útil). Esta es una característica que debe ser tomada en cuenta al momento de definir el valor de reposición a nuevo de estos activos, pues para este tipo de inversiones, no se obtienen las economías de escala que se pueden lograr con la construcción de proyectos nuevos de gran tamaño, como por ejemplo, las obtenidas en los procesos de convocatoria para la construcción de líneas en el STN”.*

R: Ver respuesta al comentario 20.

36. *“En esta revisión se deben tener presente aquellas unidades constructivas que no están siendo remuneradas tales como: Centros de Supervisión y Maniobra del STN, necesarios para cumplir con las exigencias de calidad y compromisos con el restablecimiento del servicio; equipos de compensación de potencia reactiva y protecciones sistémicas”.*

R: Los Centros de Supervisión y Maniobra del STN se incluyen como unidades constructivas.

37. *“En la definición y conformación de nuevas unidades constructivas, es conveniente considerar como unidades constructivas independientes, aquellos elementos técnicos de una unidad constructiva existente que posean características y vidas útiles muy diferentes a las de los equipos principales de dicha unidad. Un caso típico de lo anterior lo representan los equipos de protección y control, cuya tecnología y vidas útiles son muy diferentes a las de los equipos de potencia. También se podría considerar como una unidad constructiva independiente, el elemento barraje de la unidad constructiva Módulo Común, con un tratamiento similar al que se le dio en el SDL, nivel IV”.*

R: Se incluye la unidad constructiva módulo de barraje.

Ingreso Regulado

38. *“El estudio sobre productividad que presentó el consultor, no se ocupa de analizar la regulación aplicable a la actividad de transmisión ni de ver si el factor de productividad propuesto, es aplicable o no a la actividad; queda entonces en manos del regulador verificar que con la aplicación de este factor, no se esté afectando el ingreso por la misma causa, por vías diferentes: metodología y factor de productividad.*

Señalamos que con la aplicación de la metodología de remuneración del STN, que es basada en criterios de eficiencia (costos eficientes de unidades constructivas y gastos eficientes de AOM reconocidos), se están trasladando al usuario la totalidad de mejoras gestionables por el transportador. Incluir un factor de productividad adicional en la remuneración, como se plantea en el estudio, donde el margen de maniobra para el agente ya ha sido capturado por el regulador, es hacerlo a cambio de sacrificar rentabilidad y poner en riesgo la actividad”.

R: Ver respuesta al comentario 19.

Cargos por Uso

39. *“Precisar cuál será la energía que se considerará en el calculado el Cargo por Uso del STN. En el primer párrafo del numeral 4.3 se dice que el cargo será calculado considerando la energía comercializada en el SIN y en el siguiente se dice que se le adicionará la energía reactiva que sobrepase los límites que establezca la Comisión. Se debe precisar que para la determinación del cargo por uso del STN se considera la demanda comercializada del SIN, la energía reactiva transportada que sobrepase los límites que establezca la Comisión y la energía exportada a través de las interconexiones internacionales”.*

R: Ver respuesta al comentario 25.

Tasa de Retorno

40. *“Solicitamos a la Comisión publicar, para comentarios de los agentes, los estudios detallados que hagan al respecto, antes de que sea emitida cualquier resolución relacionada con este punto”.*

R: La tasa de descuento corresponde al WACC calculado con una metodología similar a la utilizada para definir el costo de capital de las actividades de distribución de energía eléctrica y de gas combustible, la cual es de conocimiento de los agentes.

Calidad

41. *“La metodología del cálculo de los índices de confiabilidad (tasa específica de fallas, indisponibilidad esperada de equipos, etc.), basada en procesos de Markov y simulaciones de Montecarlo, ha demostrado tener gran aceptabilidad y buen éxito en la aplicación a los sistemas eléctricos de potencia. Se considera que con este tipo de metodologías, como lo propone la Comisión en esta resolución, se logrará llegar a una aplicación más predecible, estable y ajustable a la realidad de los equipos eléctricos para el cálculo de las compensaciones, en comparación con la metodología actual basada en la utilización de la función Weibull. En todo caso, en la definición de los índices que establezca la Comisión, se deben considerar sólo aquellos aspectos sobre los que el transportador tenga control.*

Se recomienda que la herramienta de software que se propone diseñar para la evolución de la confiabilidad, sea de fácil utilización y comprobación por parte de todos los agentes. Es de anotar, que este software es necesario para que los agentes realicen sus planes de mantenimiento

Se plantea en la metodología considerar datos de indisponibilidad de empresas de transmisión de otros países. Esta comparación puede resultar no muy aplicable para el caso Colombiano, por las particularidades del país que lo hacen muy diferente otros, tal como su topología, clima, orden público, etc.

Solicitamos a la Comisión publicar, para comentarios de los agentes, los estudios que se hagan al respecto, antes de que sea emitida cualquier resolución relacionada con este punto”

R: Ver respuesta al comentario 27 y 28.

Conexiones superficiales y profundas

42. *“Bajo el contexto de esta resolución, definir qué es “Conexión Superficial” y “Conexión Profunda”.*

R: Se incluyen las definiciones en el proyecto de resolución

43. *“En la determinación de los beneficios, indicar como se establecerá la tasa para descontarlos”.*

R: En la propuesta se considera que la UPME realizará la evaluación económica del respectivo proyecto con base en la normatividad existente.

44. *“Cuando se dé que un proyecto es rechazado por la UPME, debe presentarse por parte de esta entidad, al agente involucrado, el suficiente soporte que sustente este hecho”.*

R: Si el agente considera que la UPME no tiene el suficiente soporte que sustente el rechazo de la conexión del generador, éste deberá solicitarlo a la UPME.

45. *“Para el caso en que el generador deba asumir parte de los pagos de los activos de uso, es complejo determinar qué unidades constructivas serán remuneradas exactamente por él, debe más bien especificarse un porcentaje de los activos que serán remunerados por este agente”.*

R: Ver respuesta al comentario 17.

46. *“En la valoración de los beneficios que trae la conexión de un nuevo generador al sistema, se debe tener en cuenta el comportamiento del mercado considerando las interconexiones internacionales”.*

R: Ver respuesta al comentario 5.

47. *“Se indica que el generador debe establecer una garantía para respaldar el pago de los activos a su cargo, durante el tiempo que la UPME haya estimado para que estos activos pasen a ser remunerados por todo el sistema. Ante el incumplimiento de los pagos del generador, la remuneración de estos activos no debe incluirse en los cargos del STN, dado que si la póliza se hace efectiva ante la cesación de pagos del agente, las unidades constructivas quedan pagadas y, por lo tanto, no se le deben cargar al sistema dichos pagos”.*

R: El valor proveniente de la ejecución de las garantías se debe utilizar para disminuir el monto del ingreso regulado que se transfiere a los usuarios.

48. *“Es conveniente precisar la remuneración de las conexiones profundas a partir de la terminación de su vida útil inicial, en especial, aquella componente de la conexión que fue asumida por el generador”.*

R: El generador sólo paga la respectiva proporción del costo del activo.

49. *“Se debe establecer el procedimiento para la conexión de nueva generación, cuando los activos del STN que se requieren para su conexión, sean construidos bajo el esquema de convocatorias. En estos casos no existe un transportador con quien firmar garantías, tal como es exigido en la resolución CREG 030 de 1996”.*

R: La Resolución CREG 106 de 2006, establece el procedimiento de conexión en estos casos.

50. *“En general, solicitamos a la Comisión publicar, para comentarios de los agentes, los estudios detallados que se hagan al respecto, antes de que sea emitida cualquier resolución relacionada con este punto”.*

R: La CREG publicó en su página WEB, para comentarios de los agentes, las Resoluciones CREG 066 y 067 que tratan sobre el tema.

EEB – E-2005-004455

Eficiencia económica y suficiencia financiera

51. *“En el tercer párrafo del numeral 3 de la resolución se plantean que la eficiencia económica y la suficiencia financiera se tendrán en cuenta al definir costos eficientes de unidades constructivas, gastos AOM y factor de productividad. Al respecto queremos solicitar que se tenga en cuenta que los costos eficientes son función del tamaño de la infraestructura y citamos como ejemplo el estudio de la CIER de referenciamiento de gastos AOM en Transmisión (Proyecto CIER 11) que encontró una relación inversa entre los costos unitarios de AOM (US\$ por Km) y la longitud de circuitos de las redes de las empresas. Por otra parte, consideramos importante anotar que dada la distribución actual de la propiedad de activos del STN y el esquema de expansión del sistema, es casi imposible que las empresas pequeñas de transmisión puedan ampliar su infraestructura en magnitudes que le permite disminuir considerablemente sus costos unitarios de AOM.*

En consecuencia, nos permitimos solicitar que se tenga en cuenta el tamaño de las empresas en los siguientes aspectos:

a) *La valoración de unidades constructivas debe considerar los costos asociados a la reposición de proyectos de pequeña magnitud.*

R: Ver respuesta al comentario 20.

b) *Los gastos eficientes de AOM unitarios deben ser función del tamaño de las empresas. Los costos unitarios de AOM deben ser inferiores para las empresas de mayor tamaño.*

R: Ver respuesta al comentario 3.

c) *Dado que el esquema de expansión en Transmisión a través de convocatorias introdujo los elementos de mercados competitivos que plantea el estudio de productividad elaborado por EAFIT y por ende el traslado de la productividad al usuario final, consideramos que no se debe aplicar a los activos existentes factores de productividad pues se estaría contabilizando doblemente dicho traslado de la productividad”.*

R: Ver respuesta al comentario 19.

Unidades Constructivas

52. *“Con respecto al numeral 4.1 donde se plantea la forma como se revisarán las Unidades Constructivas, nos permitimos solicitar que adicional a las existentes, se incluya lo que hemos denominado centros de supervisión y maniobra, que son requeridos para cumplir con las funciones operativas de los transmisores definidas en las resoluciones CREG 080 y 083 de 1999, las exigencias de calidad de la resolución CREG 061 de 2000 y las obligaciones definidas por el código de redes y el RETIE.*

Adicionalmente solicitamos se defina el mecanismo para remunerar las modificaciones que se deban hacer a las unidades constructivas para los casos, en que por necesidades del sistema, es necesario incrementar las funcionalidades y capacidades que dichas unidades tienen desde cuando entraron en operación y que dichas modificaciones, no conllevan a una reclasificación de la unidad constructiva o que la reclasificación de la misma no cubre las inversiones requeridas.

Finalmente, nos permitimos solicitar que se defina un mecanismo para incluir nuevos tipos de unidades constructivas que resulten como consecuencia del avance tecnológico de la actividad de Transmisión y las necesidades de adecuación y expansión del sistema de Transmisión”.

R: Ver respuesta a los comentarios 36 y 21.

Conexión Profunda

53. *“En el numeral 4.6 se plantea la posibilidad de que los nuevos generadores paguen parte o la totalidad de los refuerzos de transmisión, cuando se encuentre que la entrada de dichos generadores no es conveniente para el Sistema Interconectado Nacional. Al respecto, aunque compartimos la filosofía de no permitir una libertad de acceso infinito a proyectos que no sean convenientes, llamamos la atención de que al definir un esquema de pago de refuerzos del STN con la metodología que se plantea, pueda traer algunos inconvenientes que den al traste con el objetivo que se persigue.*

Nos permitimos relacionar algunos de los inconvenientes que hemos detectado:

a) Le da la función a la UPME de definir si un proyecto de generación es conveniente o no para el Sistema Interconectado Nacional, lo cual parece estar en contravía de la libertad de mercado y puede afectar la expansión de la generación.

R: Se modifica la redacción en cuanto a que la UPME define la conveniencia de incluir proyectos de transmisión remunerados a través de cargos por uso para la conexión de un nuevo generador.

b) Se le da mucha trascendencia al orden en que se soliciten las conexiones (Quien las solicite primero va a pagar la infraestructura, y no es claro como participan los demás que se conecten y aprovechen esa infraestructura).

R: Ver respuesta a los comentarios 7 y 9.

c) La definición de la conveniencia depende mucho de los supuestos que se usen para hacer el plan de expansión (Al crecer la demanda hay que hacer algún tipo de supuesto de generación para dicha demanda y por ende de necesidades de transmisión), la evolución de la demanda (su distribución por áreas), la evolución de la generación (retiro de unidades) y la expansión de los sistemas de distribución (especialmente sus necesidades de conexión al STN).

R: Ver respuesta a los comentarios 5 y 7.

d) Se están mezclando aspectos para evaluar los beneficios de un proyecto de generación (Impacto en el precio de bolsa y reducción de racionamientos en función de su energía firme) con aspectos para evaluar los de un proyecto de transmisión (reducción de racionamientos locales, disminución de restricciones, mejoras en confiabilidad y disminución de pérdidas).

R: Se elimina lo correspondiente a determinación de beneficios y se establece que la UPME realizará el análisis beneficio / costo con base en los criterios de

planeamiento establecidos en la Ley y en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG.

e) *Si a un generador se le carga una obligación adicional (pago de cargos por uso del STN), este va a trasladar al usuario final dicho valor a través de sus ofertas de generación y los contratos a largo plazo, no lográndose el beneficio que se busca y quizás incrementando el costo para el usuario final.*

R: Esas son las características de la libertad de mercado en la generación.

f) *La definición de porcentajes de la infraestructura (consideramos que esto es mejor que determinar cuáles unidades constructivas debe pagar el generador) y el tiempo que debe pagar el generador se dificulta, dada la alta dependencia que esto tiene a la evolución real que tenga la demanda, los demás proyectos de generación y las redes de transmisión y distribución”.*

R: Ver respuesta al comentario 17.

EPSA – E-2005-004477

Unidades Constructivas

54. *“Para el siguiente periodo tarifario se deberían considerar las nuevas unidades constructivas planteadas en el estudio entregado y presentado en las reuniones con la CREG, por el Comité de Transmisión del CNO, estas unidades se refieren a: Centros de Supervisión y Maniobras – CSM, equipos de control de tensión y potencia reactiva y protecciones sistémicas. La necesidad de estos equipos, para el funcionamiento del sistema, fue sustentada ante la CREG y validada por el CND y el CNO”.*

R: Se incluyen las unidades constructivas Centros de Supervisión y Maniobras y equipos de control de tensión y potencia reactiva.

55. *“Con respecto a las vidas útiles de los activos de unidades constructivas cuyo mayor componente es electrónico, consideramos que la definición de esta variable debe ser acorde con la vida útil particular de este tipo de equipos”.*

R: Ver respuesta al comentario 22.

Ingreso Regulado

56. *“En la definición del factor de productividad se debe tener en cuenta la metodología de remuneración que por ser de ingreso regulado no permite obtener más ingresos con el mismo activo”.*

R: Ver respuesta al comentario 19.

CAPT – E-2005-004504

Conexiones profundas y superficiales

57. *“En términos generales el CAPT está de acuerdo con la filosofía de regular la conexión profunda y superficial asociada con la entrada de nuevos proyectos de generación en el entendido que se pretende definir una metodología que establezca claramente qué activos de transmisión deben ser asumidos por el agente y cuáles por el sistema. Por tal razón el CAPT considera que la UPME sólo debe conceptuar sobre la conveniencia de la inclusión de los proyectos de transmisión asociados y su forma de pago, más no sobre la conveniencia de un nuevo proyecto de generación.*

Adicionalmente, consideramos que en la regulación que se expida sobre este tema, deben prevalecer los criterios de mínimo costo y considerar el impacto en la tarifa al usuario final”.

R: Ver respuesta al comentario 53.

58.

a) *“Se debe considerar un mecanismo que garantice la entrada oportuna y de permanencia de los proyectos de generación a fin de asegurar la remuneración de aquellos activos que fueron considerados de uso común y que se propone remunerar por la metodología de cargos por uso. Igualmente, se debe reevaluar lo establecido en la Resolución CREG 030 de 1996, respecto de las pólizas para la conexión de nuevos agentes.*

R: La Resolución CREG 105 de 2006, modificada por la Resolución CREG 093 de 2007, establece que en los casos en que las convocatorias correspondan a proyectos de expansión originados en solicitudes de conexión de usuarios al STN, deberá anexarse copia de la garantía, constituida por el respectivo usuario y entregada a quien adelante el proceso de convocatoria con anterioridad a la apertura de dicho proceso, por un monto igual al 40% del costo del proyecto de expansión, estimado con el valor de las Unidades Constructivas que lo conforman.

De otro lado, la Resolución CREG 106 de 2006 modificó lo establecido en la Resolución CREG 030 de 1996 en cuanto a las pólizas para la conexión de nuevos generadores.

b) *La CREG debe evaluar si es procedente o no utilizar en la evaluación de los beneficios de los refuerzos en el STN asociados con la conexión de un nuevo generador, el precio de bolsa, por la señal que se puede dar para la definición de proyectos tanto térmicos como hidráulicos.*

R: Ver respuesta al comentario 7.

c) *Respecto a las mejoras en confiabilidad, evaluadas con el criterio N-1, se debe tener en cuenta el criterio y metodología definidos por la regulación para la elaboración del Plan de Expansión y aplicado por la UPME”.*

R: Ver respuesta al comentario 53d).

59. *“En la evaluación de la reducción de pérdidas, modificar el término “reducción esperada de pérdidas” por “impacto en las pérdidas”, dado que un proyecto de generación también puede incrementarlas”.*

R: Ver respuesta al comentario 53d).

60.

a) *“Cuando el agente debe asumir parte de los costos de los activos de uso que se requieren para su conexión, es más conveniente hablar de un porcentaje a pagar en lugar de especificar qué unidades constructivas serán remuneradas por él.*

R: Ver respuesta al comentario 17.

b) *Cualquiera que sea el periodo definido por la UPME, en el cual el agente generador asume pagos de los activos de uso, debe darse la posibilidad de revisar su participación en el pago cuando entre un nuevo agente que haga uso de ese proyecto de transmisión.*

Teniendo en cuenta que el periodo que fije la UPME, en el cual el agente asume parte de la remuneración de los activos considerados de uso que son necesarios para su conexión, puede ser mayor al cubierto por la póliza exigida, es necesario crear un mecanismo que garantice los pagos que no queden cubiertos por dicha póliza, diferente al esquema propuesto en el cual se considera que el sistema los asume”.

R: En resolución aparte se definirá lo relacionado con las garantías que deben entregar estos agentes.

ACOLGEN – E-2005-004572

Unidades Constructivas y costos de eficiencia

61. *“Se recomienda que el estudio incluya la solicitud de una propuesta metodológica para evaluar los resultados de las convocatorias públicas internacionales realizadas hasta la fecha en la determinación de las nuevas unidades constructivas, y de los costos eficientes de la actividad de transmisión, toda vez que los valores allí obtenidos aportan información sobre la tendencia de los precios de mercado”.*

R: Ver respuesta al comentario 1.

Conexiones Profundas

62. *“Como bien lo señala el documento, el modelo de mercado adoptado en el país, en particular, la bolsa de energía, se sustenta en precios uninodales, donde la red de transmisión es neutra frente a los generadores.*

Con la adopción de las conexiones profundas se afectaría el esquema de formación de precios en la bolsa de energía, algunos agentes se podrían ver obligados a incluir este costo en sus ofertas, mientras otros competidores no tienen este costo.

Por tal razón, se solicita respetuosamente a la CREG, propiciar una discusión amplia con los agentes sobre los posibles efectos de las conexiones profundas en el modelo de mercado y en la expansión futura de generación.

Si del análisis se llega a la conclusión de que es conveniente introducir el concepto de conexiones profundas en el sistema interconectado nacional, la reglamentación respectiva del tema deberá contemplar, entre otros, los siguientes puntos:

a) *Quién asume los costos de las conexiones profundas y en qué proporción*

R: Ver respuesta al comentario 17.

b) *El procedimiento para la definición y cálculo de dichos costos.*

R: Ver respuesta al comentario 17.

c) *La garantía de la ejecución de las obras dentro de los plazos previstos, para evitar incrementos indeseables de los mismos, por mayor permanencia de los contratistas, o lucros cesantes por no contar a tiempo con la infraestructura de transmisión requerida para evacuar la energía de la nueva central.*

R: La Resolución CREG 105 de 2006 establece que la solicitud de oficialización del ingreso deberá estar acompañada del concepto que emita la entidad que haya adelantado el proceso de selección, sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos, entre los que se encuentra el otorgamiento de una póliza o garantía, expedida por el monto de la estimación anticipada de los perjuicios definidos en los Documentos de Selección, la cual se hará efectiva si el proyecto no entra en operación en la fecha prevista.

d) *La definición, dentro del cronograma de estructuración del proyecto, del tiempo en que se debe realizar el estudio de conexión profunda y la certeza de los costos de dichas obras para el agente interesado, de forma tal, que no se constituya en un impedimento para el cierre financiero del proyecto.*

R: Ver respuesta al comentario 9.

e) *La utilización de la conexión profunda por terceros y el pago respectivo.*

R: Ver respuesta al comentario 60b).

Anexo 2. Respuesta a los comentarios al estudio de Gastos AOM

ANDESCO – E – 2007 – 000871

Comentarios Generales

63. *“El comentario fundamental sobre el estudio de la referencia es que las metodologías de modelos DEA y Fronteras Estocásticas han demostrado ser inestables y altamente sensibles a las variables de entrada, lo cual puede ser aún más crítico para la actividad de la transmisión eléctrica en Colombia, dado el bajo número de empresas, la diferencia en tamaños y las condiciones de operación.*

La inestabilidad de estos modelos es un asunto de gran importancia teniendo en cuenta que se busca dar una señal regulatoria estable de largo plazo, y esto no se podría lograr determinando parámetros con modelos que pueden cambiar considerablemente sus resultados, con cambios en las variables de entrada durante el período de vigencia regulatoria.

Adicionalmente, es importante destacar que se busca hacer un estudio de los gastos AOM eficientes para la actividad en general y no para algún agente transmisor en particular, por lo que se sugiere que los resultados del estudio se orienten a definir una metodología adecuada para la remuneración de dichos gastos en la actividad.

En caso que la Comisión decida adoptar alguna de estas metodologías, consideramos pertinente que se solicite al Consultor aclarar cuál de ellas recomienda, dado que no se evidencia una recomendación concreta en el informe del estudio”.

R: En el estudio se aplicaron las metodologías y herramientas conocidas a nivel internacional, con alguna trayectoria en la estimación de fronteras de eficiencia y análisis de eficiencias, en empresas de energía eléctrica. Éstas fueron: i) Frontera estocástica, ii) Análisis envolvente de datos, e iii) Índices de productividad.

Atendiendo a una definición macroeconómica de la actividad de transporte de energía, y coherente con la clasificación de las variables empleadas en estos modelos, se consideraron tres clases de variables: i) de entrada o insumos de la actividad como son, activos eléctricos, tanto en unidades físicas, como financieras, activos no eléctricos y gastos de AOM, ii) de salida, o producto de la actividad, como son la potencia transmitida por distancia y la calidad del servicio entregada, y iii) variables de entorno o ambientales, con las cuales se trata de representar las

condiciones que determinan la salida para unas entradas dadas, que en este caso fueron las relativas a la corrosión y a la topología y topografía de la red.

Con el conjunto de variables resultantes, se construyeron dos grandes grupos de modelos, uno en unidades físicas y otro en unidades monetarias. Una vez determinadas el conjunto de variables de entrada y salida para cada grupo de modelos y cada técnica, se estudiaron y analizaron un gran número de modelos con los cuales se buscaba captar la incidencia de las diferentes variables de entorno. Los resultados obtenidos con las dos técnicas fueron realmente estables, más aún, dotados de un buen nivel de robustez; pero al mismo tiempo con la capacidad de capturar los cambios relativos de algunas entidades como efecto de la inclusión de nuevas variables. Una revisión de los resultados así lo comprueba.

Dada la longitud de la serie de información, se construyeron ventanas de tiempo, inicialmente de cuatro años, con lo cual la serie resultante fue de 28 datos y posteriormente se incluyeron los años 2005 y 2006. Esta técnica facilita además la comparación del desempeño de una empresa a lo largo del periodo regulatorio, con otras empresas y con ella misma. De esta forma, cuando el par comparador de una empresa es ella misma el análisis de eficiencia permite realizar seguimiento a las mejoras o desmejoras de ella misma en el período de análisis. Por otro lado, la construcción de dichas ventanas permite tener en cuenta aspectos relacionados con los planes de mantenimiento de las empresas, los cuales no necesariamente se realizan de manera anual.

En el caso de Frontera Estocástica, con el cual se estudia la eficiencia con que las empresas emplean los insumos para transportar una potencia por distancia, dado un entorno de operación, las jerarquizaciones obtenidas con los distintos modelos muestran la estabilidad de los parámetros. La sensibilidad de los parámetros a cambios en algunas variables se refleja en los ligeros cambios de las posiciones de las empresas. Las diferentes pruebas efectuadas a los modelos para la detección de multicolinealidad, heteroscedasticidad, autocorrelación, forma funcional y especificación y, del comportamiento de la distribución de los residuales, proporcionan a los modelos presentados en el estudio realizado de una gran solidez estadística.

Un tamaño de muestra de siete observaciones es, evidentemente, muy pequeño para obtener estimaciones significativas. Pero un tamaño de muestra de 28 observaciones mejora ostensiblemente la calidad de los estimadores. Una forma de analizar el asunto es la consideración de que los estimadores de los betas se distribuyen como t de Gosset bajo las hipótesis a considerar. A medida que la muestra crece, la distribución t se aproxima a la distribución normal. En estadística básica se considera una muestra pequeña cuando, para inferir sobre algún parámetro, se tenga que acudir a la t de student (ante el desconocimiento de la varianza poblacional) para valores del estadístico en los cuales los grados de libertad sean considerados pequeños. Para los grados de libertad asociados a la t

de Gosset (número de observaciones menos número de parámetros estimados), superiores a 20, la distribución t se va acercando a la distribución normal. De esta manera, una muestra de 24 observaciones no sería tan “pequeña”, más aún si los *p-values* asociados son realmente inferiores a 0,05, como es la situación reportada en este estudio para los parámetros analizados.

De otra parte, otra forma de examinar si los tamaños de muestra son pequeños es a través de los errores estándar de los estimadores. Evidentemente, cuanto mayor es el tamaño de la muestra la precisión para estimar un parámetro se mejora y esto se refleja en un error estándar menor. A su vez, un menor error estándar se traduce en una mayor significancia del parámetro estimado. En los modelos de frontera estocástica presentados los parámetros fueron estadísticamente significativos con *p-values* muy inferiores al tradicional 0,05, lo cual refleja que el tamaño de la muestra fue lo suficientemente grande como para que las inferencias efectuadas sean válidas.

En el caso del Análisis Envolvente de Datos, las comparaciones de la eficiencia con la cual las empresas o unidades de decisión, combinan insumos discrecionales (activos no eléctricos y gastos de AOMs) y no discrecionales (activos eléctricos), para producir una salida (transporte de una potencia por distancia, con estándares de disponibilidad), según los ambientes de operación y características de las empresas, mostraron ser igualmente estables. Las diferentes variables de entorno no modificaban los resultados obtenidos en forma significativa, lo cual se puede apreciar al utilizar diferentes especificaciones para la variable complejidad.

Otro aspecto a señalar es que la correlación entre las variables producida por la construcción de las ventanas de tiempo no afecta los resultados de medición de eficiencia obtenidas mediante DEA.

Finalmente, con relación a los Índices de productividad, en este trabajo se intentó estimar los índices de Malmquist, con el fin de evaluar la dinámica de los cambios en eficiencia en los gastos de AOM y lograr diferenciar las mejoras propias de aquellas debidas a cambio tecnológico. Sin embargo, la utilización de ventanas de tiempo dificulta la interpretación de los resultados obtenidos.

Comentarios Particulares

64. *“Es importante tener en cuenta la comparación internacional y validar si la utilización de las variables escogidas en el estudio es común en la práctica internacional”.*

R: Se analizaron las variables empleadas en otros estudios de eficiencia para el sector eléctrico a nivel internacional, sin embargo, se debe tener en cuenta que la experiencia en transmisión es reducida.

65. *“Como se presentan los resultados, no es posible tener una trazabilidad razonable, de los resultados. Se sugiere diseñar indicadores de pertinencia para evaluar la aplicabilidad de los modelos utilizados. Por otro lado, es necesario que se dé mayor claridad sobre el tratamiento a la información que reportaron las empresas. Como se indica en algunos casos, ésta no fue considerada y no es claro en el estudio cuál fue tomada como referencia”.*

R: La información utilizada fue la suministrada por cada una de las empresas de transmisión la cual fue entregada a ellas para su validación.

66. *“En el estudio no fueron considerados los gastos de impuestos locales, pensiones y atentados, con el objeto de hacer homogénea la muestra. Dado que estos son costos en los que incurren las empresas, es recomendable que sea explícito el reconocimiento de estos costos dentro de la remuneración del AOM. Adicionalmente, esta información debe presentarse en el estudio, para poder conocer su impacto en los costos totales y asegurar su consideración en la remuneración”.*

R: En el numeral 2.1 se indican los gastos que se tuvieron en cuenta para la propuesta de remuneración de los costos de AOM.

67. *“Dado que en los cargos tarifarios de transmisión se traslada de forma directa la remuneración de los gastos AOM, además del criterio de eficiencia económica, se sugiere considerar de igual forma la suficiencia financiera de conformidad con los principios tarifarios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994”.*

R: Los resultados obtenidos son función de la información de gastos AOM reportados por las empresas.

68. *“Cabe recordar que para la definición de la remuneración se debe hacer una definición integral del negocio, en especial, si el AOM se va a seguir definiendo como un porcentaje del nivel de inversión de activos eléctricos. Lo anterior, con el fin de que la CREG tenga en cuenta que al definir el AOM como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos, éste debe ser ajustado considerando los valores que arroje la revisión del Estudio de Unidades Constructivas y sus costos unitarios”.*

R: Se tuvo en cuenta la valoración de las Unidades Constructivas para el nuevo período tarifario.

69. *“Para determinar el impacto de la corrosión se emplearon las liquidaciones del LAC, lo cual no refleja para algunas empresas los costos reales en que incurren para ejecutar los mantenimientos especiales requeridos en la infraestructura eléctrica afectada por este fenómeno y menos aún cuando se aplica el porcentaje adicional sólo a las estructuras que son lavadas, desconociendo los efectos de la corrosión en el resto de la infraestructura. Dado que la CREG adelanta un estudio de carácter científico sobre las implicaciones de la corrosión en el sector eléctrico colombiano, se sugiere precisar y profundizar sobre cómo debe tenerse en cuenta el tratamiento de la corrosión en este estudio de AOM y qué supuestos preliminares podrían considerarse mientras se obtienen los resultados del estudio científico”.*

R: La propuesta de remuneración considera el reconocimiento de los gastos particulares a partir de la información que periódicamente suministren las empresas.

70. *“Para los inventarios físicos se tomó información de fuentes como la UPME y el LAC, encontrándose diferencias entre ellas. Para obtener coherencia en los resultados que utilizan esta información, se debe recurrir a una misma fuente, procurando que sea la más confiable”.*

R: Las liquidaciones del LAC fueron la fuente principal para esta información ya que al utilizar la información de la UPME se obtuvieron resultados totalmente similares. Por esta razón se decidió utilizar la información del LAC, disponible para el horizonte de análisis.

71. *“Solicitamos a la Comisión que el consultor presente el estudio a la industria, clientes y terceros interesados para conocer los supuestos y en particular el tratamiento a la información reportada. Una vez se tenga mayor comprensión al respecto se podrán profundizar y complementar los comentarios expresados en esta comunicación”.*

R: La Comisión llevó a cabo una reunión con los agentes y la Universidad el 16 de febrero de 2007.

CNO – E - 2007-000875

72. *“El estudio aborda diferentes metodologías, que de acuerdo con su concepción teórica, requieren de una muestra suficiente de información y de empresas. Teniendo en cuenta que la actividad de transmisión normalmente se caracteriza por ser ejercida por un bajo número de agentes, queda la preocupación por la confiabilidad de los resultados obtenidos con las metodologías utilizadas en el estudio y su aplicación para el caso colombiano”.*

R: Ver respuesta al comentario 63

73. *“Si bien existen costos que podrían llegar a ser particulares para algunas empresas, es necesario que sean incluidos en los resultados del estudio, a fin de que éstos reflejen la realidad de la actividad de transmisión en Colombia”.*

R: Ver respuesta a comentario 66.

74. *“Creemos necesario que el Consultor presente mayor detalle de la información procesada, a fin de permitir un mejor análisis de los resultados del estudio y de la validez de los mismos”.*

R: Ver respuesta a comentario 65.

75. *“En aras de la integralidad que deben tener los diferentes estudios adelantados por la CREG y sus Consultores e Investigaciones, solicitamos que en caso de que la Comisión decida mantener el esquema de remuneración del AOM como un porcentaje de los activos eléctricos, se asegure que éstos sean consistentes con la base de activos que resulte de la revisión del estudio de Unidades Constructivas”.*

R: Ver respuesta al comentario 68.

76. *“Así mismo, consideramos que deben compatibilizarse los resultados del estudio en discusión con los resultados del estudio de “Caracterización y clasificación de ambientes corrosivos y sus impactos, tanto sobre la vida útil de la infraestructura del Sector Eléctrico Colombiano como sobre la estructura de costos de AOM”, actualmente adelantado por la Universidad de Antioquia, a fin de que se reconozcan los mayores costos de AOM que genera el problema de la corrosión, como se ha mencionado en pasadas ocasiones”.*

R: Ver respuesta al comentario 69.

77. *“Dado el carácter científico y metodológico del estudio, el informe no deja espacio para el entendimiento de los supuestos considerados, agradecemos a la CREG, que en forma complementaria al mayor detalle de información solicitado en el numeral 3 de esta comunicación, genere bajo su conducción un espacio con la Universidad de Los Andes, a fin de entender y analizar los supuestos y detalles de la información utilizada y poder así dar aportes adicionales al estudio”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

EPSA – E-2007-000877

78. *“Para la definición de los costos de AOM se debe tener en cuenta que se está regulando la actividad de transmisión y no empresas particulares, por lo tanto se debería propender por una metodología de remuneración para esos gastos y que además considere de manera adicional algunas variables de entorno, que afectan las condiciones de operación y mantenimiento, que están relacionadas con condiciones geográficas o ambientales tales como: zonas de alta densidad boscosa y alta humedad, de salinidad, de alto nivel de contaminación industrial, difícil acceso a los equipos, etc.”*

R: Ver respuesta al comentario 69.

79. *“Las metodologías utilizadas en el estudio para la determinación de la remuneración de costos eficientes de AOM para las empresas de transmisión a partir de los modelos DEA y SFA requieren de una muestra significativa de información y una población más amplia de empresas. La actividad de transmisión normalmente se caracteriza por ser ejercida por un bajo número de agentes, aspecto que llama la atención sobre los resultados. Al tomar los datos anuales de una misma empresa para una ventana de 4 años, se obtienen subgrupos de datos casi idénticos lo que conlleva a que la mayoría de los pares comparadores sean solamente de empresas consigo mismas en diferentes años. Al contar con tan poco muestra, un cambio discreto en los valores de las variables de entrada conduce a tener resultados bastante variables, es decir muy sensibles a las variables de entrada”.*

R: Ver respuesta al comentario 63.

80. *“Es importante conocer el tratamiento dado a la información presentada por las empresas, para el caso de las integradas no tenemos claro como se estableció el valor de los gastos AOM. Dicha interpretación puede conducir a tener múltiples resultados del modelo DEA, como se observa en los resultados de AOM eficiente*

para el caso de EPSA en 2002 el cual disminuyó en más de la mitad respecto al 2001. (Cuadro 8.8).

En los cuadros en donde se relaciona el AOM con el valor de los activos no está claro si éste corresponde al valor en libros o de reposición a nuevo”.

R: Ver respuesta a comentario 65.

81. *“Es claro que la aplicación del costeo basado en actividades no ha sido empleado por todas las empresas en el periodo 2000 – 2004, por lo que las cifras que se cargan en la contabilidad responden a un criterio de asignación contable que no necesariamente representa la correcta imputación de los costos y gastos en cada una de las actividades.*

Por tal razón, al tratar de asignar los costos y gastos de las cuentas contables a macroprocesos, procesos y actividades con base en criterios operativos, técnicos o comerciales, se puede estar incurriendo en errores y acentuando la brecha de las tendencias de gasto que cada empresa presenta. Este factor debe tenerse en cuenta, porque origina dispersión en los criterios de diligenciamiento de la información contable, del diseño y utilización de drivers y en general de la información reportada por las empresas”.

R: Ver respuesta a comentario 65.

82. *“Algunas tecnologías de subestaciones, tienen requerimientos de mantenimiento que se acumulan durante periodos que pueden llegar hasta 5 años, durante los cuales la exigencia de mantenimiento es mínima, pero que al cabo de este período de tiempo obliga a incurrir en altos niveles de gasto para realizar dichos mantenimientos mayores para conservar la vida útil del activo.*

De tal forma, que al analizar las cifras contables y comparadas con el gasto, podría darse el caso de que al hacer comparaciones anuales o de pocos años, los operadores podrían haber incurrido en bajos niveles de gasto por mantenimiento, sin que esto signifique que la diferencia contra el ingreso no sea necesaria, sino que por el contrario un ingreso anticipado que será acumulado para pagar los mantenimientos requeridos en el momento necesario.

En este sentido no es clara la conclusión presentada en la página 42, al plantear que dada la equivalencia en valor presente entre dos mecanismos de remuneración de los activos (VNR y Valor en libros neto más depreciación, es correcto acudir a las cifras contables).

Desde un punto de vista práctico, no hay relación entre la forma en que se remunera la actividad y el gasto de AOM incurrido. La aproximación sería válida únicamente en el largo plazo o con un periodo de análisis suficientemente prolongado, que permita incluir todos los ciclos de gasto de las empresas”.

R: En el comentario se contemplan dos aspectos diferentes. En el primero la idea de construir ventanas de tiempo logra tener en cuenta las diferencias en los periodos de mantenimiento de las empresas. Por otro lado, el ejercicio en el que se comparaban los mecanismos de remuneración, se realizó para confirmar la necesidad de remuneración de los AOM al utilizar el valor nuevo de reposición para remunerar los activos eléctricos, al mostrar la equivalencia de ingresos con esta metodología frente a la de la remuneración contable de activo (teniendo en cuenta su depreciación) y de los gastos de AOM. Adicionalmente, para la propuesta de remuneración se han tenido en cuenta los datos correspondientes a seis años.

83. *“Los modelos DEA concluyen que las eficiencias técnicas de las empresas integradas verticalmente como el caso de EPSA son muy bajas, dicha conclusión es contraria a las políticas de mejoramiento continuo de la compañía, la cual ha llevado a cabo un programa de optimización de sus procesos y ha llegado a un punto de eficiencia operativa bastante alto en los últimos años, en donde el margen esperado de mejora de sus índices operativos es mínimo. Con base en estos resultados entenderíamos que debería funcionar aún con niveles de gasto inferior.*

Los costos por unidad de una empresa pequeña pueden resultar relativamente altos, sin que ello signifique que la empresa es ineficiente.”

R: Los modelos DEA tienen en cuenta las diferencias de escala de las empresas cuando se emplea el modelo de retornos variables a escala. Los resultados obtenidos son las eficiencias que tienen esas empresas al ser comparadas con pares similares. Los índices de eficiencia propuestos en el informe son los obtenidos con estos modelos.

84. *“La complejidad de las bahías no necesariamente está determinada por el número de bahías por subestación. En términos de mantenimiento, la complejidad radica en el número de maniobras necesarias para realizar la desconexión de un elemento y las condiciones de seguridad que deben ser implementadas, más que el número de bahías en cada subestación.*

Por otra parte, la complejidad del área atendida no puede estar determinada únicamente por la relación entre el área del terreno y la longitud de la red. Es necesario tener en cuenta aspectos cualitativos a los que se les puede asignar una calificación, como el tipo de terreno, clima, vegetación, etc, que inciden en los

costos de mantenimiento, por las dificultades de desplazamiento que deben enfrentar las cuadrillas.

La complejidad de la red, más que la relación entre el número de subestación y longitud de red, está relacionada con el número de conexiones que se realizan entre subestaciones y la configuración de los circuitos.

En cualquiera de los casos en los que se pueda hacer interpretación de los indicadores de complejidad, es necesario que se explique cómo está contemplado su efecto dentro de los modelos DEA y SFA”.

R: En el estudio se hizo un esfuerzo en la construcción de variables que reflejaran las características mencionadas. Las variables de complejidad seleccionadas finalmente fueron aquellas que se pudieron construir, en primer lugar, y con las que se obtuvieron resultados consistentes y estables en la medición de eficiencia, en segundo lugar.

85. *“Los costos AOM forman parte de la remuneración del negocio de transmisión, por lo tanto la metodología se debe considerar para todo el negocio de manera integral, en el caso de que estos se continúen estableciendo como porcentaje del valor de los activos, éste debe ser coherente con la base de activos y la valoración de las unidades constructivas”.*

R: Ver respuesta al comentario 68.

86. *“Hay una diferencia apreciable en cuanto al significado del volumen de energía transportada (MW ó MVA), con respecto a la capacidad de transporte de cada parte del sistema de transmisión nacional. La sustitución de la variable no parece ser la más adecuada, ya que no permite identificar en realidad el nivel de uso de cada parte de la red. No obstante consideramos que la capacidad de transporte o la energía transportada no determinan el nivel de gasto de AOM”.*

R: Los modelos construidos parten de una conceptualización macroeconómica de la actividad de transmisión, la cual tiene como salida la potencia por la distancia recorrida; por consiguiente, esta fue la variable empleada. Para el estudio de la Universidad habría sido de gran utilidad contar con la información de MWh transmitidos, sin embargo, pese a los esfuerzos realizados esta información no estaba disponible para las empresas analizadas.

87. *“Con relación a los costos del Centro de Control, consideramos que estos forman parte de la actividad de transmisión. En varios escenarios se validó la necesidad de los transmisores de contar con Centros de Supervisión y Maniobras, en este*

sentido se presentó por parte del CNO, el documento sobre Nuevas Unidades Constructivas con sus costos unitarios y AOM asociado”.

R: Con respeto a los centros de control es de resaltar que sus AOM fueron excluidos de la medición de eficiencia, puesto que no se contaba con la valoración en unidades constructivas requerida para incluirlos dentro de los insumos de las empresas.

88. *“En el estudio no fueron considerados los gastos de impuestos locales, pensiones, atentados, con el objeto de hacer homogénea la muestra. Debido a que éstos son costos en los que incurren las empresas, deben ser tenidos en cuenta en el valor a remunerar por AOM”.*

R: Ver respuesta al comentario 66.

89. *“Debido a la complejidad de la metodología utilizada en el estudio, agradecemos a la CREG tener la posibilidad de conocer en más detalle con acompañamiento de los consultores los supuestos considerados en las variables, los criterios, la utilización de la información presentada por las empresas”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

EEB – E – 2007 - 000878

90. *“Entendiendo las limitaciones asociadas a las metodologías, compartimos la conclusión principal del informe, el cual es similar al resultado de otros estudios que han mostrado que los costos eficientes por unidad (valor de activos, cantidad de activos) están en función del tamaño de la infraestructura y que la relación entre los mismos es inversamente proporcional. En consecuencia ratificamos nuestros comentarios a la resolución 007 de 2005 y solicitamos que el porcentaje de remuneración de los costos AOM con respecto al valor de las unidades constructivas sea definido incorporando la característica de proporcionalidad señalada, con lo cual se tendría un porcentaje eficiente mayor para las empresas de menor tamaño, buscando de todas formas garantizar la suficiencia financiera y la eficiencia económica del sector.*

Adicionalmente llamamos la atención sobre el hecho que tanto para los estudios sobre productividad como para los cálculos de costos eficientes de AOM, se tuvo en cuenta de manera independiente los costos AOM para diferentes años. Al aplicar en el ingreso los dos resultados que se obtienen de manera independiente, se puede estar aplicando doblemente una aparente señal de eficiencia que solo debiera estar recogida en uno de los dos casos. En consecuencia si se aplican los costos eficientes de AOM no se debiera aplicar un factor de productividad en el

ingreso, o si se aplica un factor de productividad debiera tener como objetivo que en algunos años a las empresas se les esté remunerando los costos eficientes de AOM”.

R: La respuesta al comentario 69 muestra que dependiendo de la información suministrada por la empresa, se pueden llegar a tener porcentajes diferentes por empresa para la remuneración de los gastos AOM.

91. *“Dentro del documento no es claro cual fue criterio de actualización de los costos para los análisis realizados; en este sentido creemos que los mismos deben incorporar la actualización del tipo IPP y/o IPC colombiano a diciembre de 2004 para que los valores sean comparables.”*

R: Se empleó el IPP.

92. *“Estimamos necesario revisar la fórmula de la variable COMPECONFIG pues no es consistente con los resultados presentados en la tabla 7.9.1.*

En este sentido consideramos necesario revisar los criterios de calificación de la complejidad de las configuraciones de doble barra con bypass y transferencia, ya que operativamente éstas proporcionan unos niveles mayores de seguridad y flexibilidad que los ofrecidos por la configuración del tipo doble barra”.

R: En el documento había un error tipográfico que fue corregido.

93. *“En la información de la EEB que se utiliza para efectos comparativos con otras empresas (cuadro 3.2 y anexo C.3), recomendamos que se utilice la información de AOM reportada como respuesta a la Circular 021 de 2005”.*

R: En estas tablas las comparaciones entre empresas se realizan utilizando el P&G de cada una de ellas. Este es un ejercicio de carácter académico pues no fue posible contar con información desagregada y validada por cada una de las empresas. Los problemas encontrados se mencionan en el informe.

94. *“Recomendamos revisar la forma como se aplicaron las variables asociadas a valor de los activos eléctricos para las empresas integradas, dada la coincidencia en los cálculos y conclusiones del estudio con el hecho de que en la tabla 7.9.2 no se incluye el cálculo de algunas variables para estas empresas”.*

R: Ver respuesta a comentario 65.

95. *“Agradecemos la explicación de la forma como se calcularon los valores de los activos no eléctricos de la EEB (ANE), dado que no nos coincide con los valores que reportamos en la Circular 021 de 2005”.*

R: El valor de los activos no eléctricos corresponde a la suma de los arrendamientos y las depreciaciones. La lista de cuentas se encuentra en el documento. Los totales de ANE fueron calculados a precios constantes de diciembre de 2004 empleando los índices de precios al productor.

96. *“En la tabla 7.9.2 se incluye la variable \$K. Nos gustaría saber su significado, su forma de cálculo y la aplicación que se le dio en el estudio”.*

R: La variable \$K hace alusión al capital invertido en la actividad, estimado en el estudio como la suma de los activos eléctricos (AE) y los activos no eléctricos (ANE).

97. *“Recomendamos revisar los títulos de las primeras filas de los cuadros 8.2 y 8.3 (entradas y salidas) pues no corresponden con la estructura del modelo presentado en el cuadro 8.1”.*

R: Los títulos de las tablas fueron corregidos.

98. *“Recomendamos revisar en el numeral 9.3 los análisis y cálculos asociados a las pérdidas, pues utilizando el valor presentado en el numeral 9.3.3. daría un valor óptimo del 8.9% para una línea de 70 km a 230 kV, longitud típica de líneas en Colombia, lo cual no es coherente con la realidad del sistema de transmisión nacional cuyo nivel de pérdidas es cercano al 2% y está dentro de los estándares internacionales de nivel de pérdidas”.*

R: Los números corresponden a un estimativo de la Universidad para el cálculo de la empresa modelo.

99. *“Como consecuencia de los análisis adelantado por la Universidad de Los Andes consideramos importante un mayor grado de detalle en la presentación de los supuestos y detalles del estudio, con el fin de permitir generar las condiciones para realizar aportes adicionales al estudio”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

EPM – E - 2007- 000879

100. *“La aplicación de los criterios DEA requiere de muestra suficiente de datos, para garantizar resultados confiables. Cuando no se cuenta con una muestra suficiente, estos modelos son inestables y muy sensibles a las variables de entrada. Para el caso particular de la transmisión en Colombia, sólo se cuenta con siete empresas, todas ellas con características muy diferentes, lo cual no permitiría sacar conclusiones válidas a partir de los resultados que arrojan los modelos DEA utilizados. Señalamos además, que el mecanismo de aumentar la muestra a través de una ventana de tiempo, no daría solución al inconveniente señalado, pues se estaría ampliando la muestra con información, que para una misma empresa, estaría altamente correlacionada.*

R: Ver respuesta al comentario 63.

101. *“El estudio no concluye sobre cuáles deberían ser las metodologías (o metodología) a utilizar para remunerar los costos AOM eficientes de la actividad de transmisión en Colombia, dejando a criterio del regulador la utilización de los resultados obtenidos”.*

R: La recomendación del estudio principalmente propone el reconocimiento de porcentajes diferentes por empresa.

102. *“El estudio debe orientarse a obtener una metodología que permita determinar los gastos AOM eficientes correspondientes a la actividad de Transmisión en Colombia, planteando propuestas en este sentido. Pensar en una remuneración de costos de AOM por empresa, no sería coherente con la metodología de remuneración que se ha planteado para la actividad”.*

R: Ver respuesta al comentario 90.

103. *“En el estudio se indica que con el objeto de hacer homogénea la muestra, algunas cuentas del PUC no fueron tenidas en cuenta, como impuestos o contribuciones de carácter local, pensiones y costos de atentados. Por otro lado, en las conclusiones se dice que “... es decisión del regulador tenerlos en cuenta para la remuneración de AOM a las empresas”. Al respecto, señalamos que el consultor debe ser explícito en indicar que estos rubros son gastos en los que incurren las empresas y como tal deben ser remunerados. Adicionalmente, en los resultados del estudio se debe presentar esta información y su impacto dentro del total del AOM de las empresas, con el fin de que el regulador tenga la mejor información para efectos de su reconocimiento”.*

R: Ver respuesta al comentario 66.

104. *“No es claro el tratamiento que se le dio a la información reportada por las empresas, tal es el caso de la correspondiente a activos no eléctricos de empresas integradas y la de costos y gastos de AOM (ver numerales 51 y 52 del documento). Para el segundo caso se indica que los valores reportados por las empresas no se tomaron como referencia para el cálculo de esta variable debido, principalmente, a la disparidad y diferencias en la consignación de la información por parte de las empresas. ¿Cuál fue entonces el valor que se tomó para cada empresa? Con respecto a la información de las empresas integradas, solicitamos mayor claridad sobre el tratamiento que se le dio a la misma, pues particularmente este grupo aparece como el de menor eficiencia relativa en los modelos DEA utilizados”.*

“En general, es necesario que el consultor presente un mayor detalle de la información procesada, que permita analizar y cuestionar más fácilmente los resultados del estudio, así como la validez de los resultados obtenidos con los modelos”.

R: Ver respuesta al comentario 65.

Comentarios Específicos

105. *“Con relación a las variables físicas consideradas en los modelos DEA, ¿Por qué no fueron consideradas las bahías?”.*

R: Las bahías fueron incluidas en las variables de complejidad. Adicionalmente, su valoración mediante unidades constructivas se incluyó en la base de activos eléctricos para los modelos con variables monetarias.

106. *“Para la variable complejidad de área de servicio, definida como (área / km línea), ¿cómo fue determinada el área? Consideramos que el área por sí sola, no recoge la incidencia que puede tener en los gastos AOM, aspectos como la topografía o la complejidad de acceso a las líneas.”*

R: Se realizó una aproximación empleando los mapas del sistema de información geográfico de la UPME la cual, al no arrojar resultados mejores para caracterizar el entorno de operación de las empresas frente a las otras variables de complejidad construidas, fue desechada por su carácter aproximado. La Universidad considera que lo ideal es contar con una variable que mida el grado de dificultad en el acceso a la red para la realización del mantenimiento. Esta variable se diseñó como una Proxy, y como se explica en el informe no fue empleada en la versión definitiva de los modelos.

107. *“En los modelos SFA, ¿Por qué no se consideraron las torres?”.*

R: Las torres se asumen incluidas dentro de la conformación de las unidades constructivas.

108. *“¿Qué tratamiento se le dio a la información que se reportó sobre los centros de control?”.*

R: Ver respuesta comentario 87.

109. *“La información que se toma como referencia para determinar el intervalo físico de activos, fue extractado de fuentes como la UPME y el LAC, existiendo diferencias en la información de estas dos fuentes, como se indica en la tabla 7.9.1 (p-89). En los resultados del estudio se muestran análisis donde, en unos casos, la fuente es la UPME, y en otros, el LAC. Por consistencia en los resultados asociados con los inventarios físicos, sólo debería tomarse una sola fuente, siendo la del LAC la más real, pues con base en ella se remunera actualmente a los agentes. Adicionalmente, para el caso EPM, el dato que se presenta en la tercera columna (km línea) en realidad corresponde a los km de circuito que posee la empresa”.*

R: Ver respuesta al comentario 70.

110. *“Se presenta información de costos eficientes referida al costo de los activos eléctricos, tomando como referencia los costos anuales reconocidos. Dado que en la actualidad la CREG viene adelantando un estudio sobre Unidades Constructivas y Costos Unitarios, cualquier conclusión o recomendación que se haga respecto del valor de los activos, debe considerar tal situación”.*

R: Ver respuesta al comentario 68.

111. *“En las cuentas del PUC se indica que el grupo 7530 no se incluye como AOM pues no aplica para el negocio de transmisión. Al respecto señalamos que en este grupo están los pagos al LAC (753007) que consideramos hacen parte del AOM del STN. Aunque es válido que no se incluya para la comparación entre las empresas, porque no depende de la gestión de ellas, es relevante que para obtener el valor de AOM se sume el valor de esta cuenta al valor que se encuentre en la comparación”.*

R: Esta cuenta fue excluida de los AOM de las empresas porque la mayor parte de su valor corresponde a compras de energía, en el caso de las empresas integradas. De acuerdo con la propuesta de remuneración, estos gastos quedan incluidos dentro de los valores que deberá reportar la empresa para el cálculo del AOM.

112. *“Dentro del grupo de cuentas que se muestran en la tabla de la página 74, en algunos casos no se listan todas las subcuentas que le pertenecen y su clasificación, quedando en duda si fueron consideradas o no como parte del AOM; por ejemplo, en el grupo de cuentas 5102 Contribuciones imputadas, no figura la totalidad de las subcuentas que le pertenecen como son la 510201 Incapacidades, 510202 Subsidio familiar, 510203 Indemnizaciones, 510204 Gastos médicos y 510205 Auxilios funerarios. En estos casos, se debería indicar si fueron o no consideradas en el AOM, pues esta información fue reportada por las empresas, hace parte de los gastos AOM y deben ser considerada en la remuneración”.*

R: Aquellas cuentas que no fueron desagregadas fueron incluidas en su totalidad en los AOM. En la tabla en la que se relacionan las cuentas se presentaron aquellas que eran casos especiales de no inclusión.

113. *“En la página 102, cuadro 8.2, existe un error en la denominación de las columnas 2 y 3. Los nombres están invertidos”.*

R: Los títulos de las tablas fueron corregidos.

114. *“Con el fin de conocer con mayor detalle el tratamiento que dio el Consultor a la información enviada por los agentes, los supuestos y criterios utilizados en los modelos, así como poder precisar nuestras observaciones, cordialmente solicitamos a la Comisión, la presentación por parte del consultor, de los resultados del estudio a todos los agentes interesado”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

ISA – E - 2007- 000882

115. *“Las cuentas excluidas del gasto para homogenizar la información utilizada en la aplicación de los modelos de eficiencia alcanzan en promedio para ISA el 20% de los gastos AOM totales (sin incluir el FAER), y están representadas básicamente en impuestos y pensiones. De acuerdo con este supuesto, a los análisis de eficiencia debieron entrar en la variable de gastos AOM el 80% de los gastos totales reportados por la empresa como respuesta a la Circular CREG 021 de 2005. Sin embargo, según nuestro análisis de los resultados de los modelos*

DEA, el gasto AOM que entró como variable corresponde en promedio solo al 61% de los mismos. En cualquier caso es claro, y en esto coincidimos con el Consultor, que la remuneración debe ajustarse para cubrir el 100% de los gastos eficientes, por lo cual los valores excluidos deben considerarse ya que corresponden a gastos reales en que incurre la empresa para la prestación del servicio”.

R: Ver respuesta a los comentarios 65 y 66.

116. *“La prestación del servicio de transporte de energía en Colombia se desarrolla bajo condiciones particulares. Este hecho hace, que en comparación con empresas internacionales, las empresas colombianas destinen una mayor proporción de sus recursos a actividades complementarias necesarias para viabilizar la prestación del servicio, lo cual a su vez dificulta el ajuste de los gastos de la empresa a los niveles actuales de remuneración de AOM, a pesar de la ejecución eficiente de las actividades propias de la transmisión (en términos de costo y calidad del servicio).*

En particular, existen conceptos muy representativos para el negocio como las tasas, contribuciones e impuestos, los gastos ambientales y sociales, los gastos derivados de la situación de orden público, y los gastos necesarios para viabilizar la presencia de las empresas en las regiones. En este sentido, y teniendo en cuenta que la información base utilizada en el estudio corresponde al periodo 2001 – 2004, consideramos necesario mencionar que entre 2005 y 2006 se presentaron cambios en las condiciones del entorno que incrementaron los gastos AOM que enfrenta la actividad de transmisión, entre los cuales resaltamos los efectos de la reforma tributaria y el incremento en los atentados contra la infraestructura eléctrica, que no sólo afectan los resultados de la empresa, sino que encarecen las actividades normales de mantenimiento”.

R: Para la elaboración de la propuesta tuvieron en cuenta los gastos de los años 2001 a 2006.

117. *“Es importante destacar que los indicadores de gastos AOM están referidos al valor del activo eléctrico calculado con base en costos unitarios vigentes; por lo tanto, estos valores deben ser revisados si se presentan variaciones en los costos unitarios de unidades constructivas como resultado del proceso de revisión que actualmente adelanta la CREG ”.*

R: Ver respuesta al comentario 68.

Comentarios Generales

Gastos de AOM excluidos en los modelos de eficiencia

118. “En la definición de las variables de costos y gastos AOM (numeral 7.5 del documento) se indica que “hay algunas cuentas que no se tienen en cuenta para el análisis de eficiencia con el objetivo de hacer homogénea la muestra de empresas. Estas cuentas son impuestos o contribuciones de carácter local y pensiones y se presentan en la tabla 7.6 (entendemos que corresponde al Cuadro 7.6 de la página 84). Adicionalmente, se sacaron de los costos de AOM los costos por atentados que reportaron las empresas (página 83, párrafo 1).

Con respecto a estas cuentas, el Consultor confirma en el documento (página 48) que son cuentas objeto de remuneración; sin embargo, en las conclusiones (página 134, párrafo 1) manifiesta que “es decisión del regulador tenerlo en cuenta para la remuneración de AOM a las empresas”. En este sentido, consideramos que si bien la justificación para no incluir estas cuentas es hacer homogénea la muestra, evidentemente dichas cuentas representan gastos reales en los cuales incurren las empresas para su funcionamiento, y por lo mismo deben ser objeto de remuneración, tal como fue expresado inicialmente por el Consultor.

Al comparar el cuadro 7.6 (página 84) con el Cuadro 7.5 (páginas 74 a 82), en el cual la columna “Eficiencia” indica las cuentas consideradas en los modelos de eficiencia, se encuentra que adicional a las cuentas mencionadas en el párrafo anterior, existen otras cuentas que también fueron excluidas del análisis. Por esta razón, atentamente solicitamos a la CREG y al Consultor, confirmar si estas cuentas fueron tenidas en cuenta o no en los modelos de eficiencia. La Tabla 1 contiene las cuentas del Cuadro 7.5 no consideradas en el Cuadro 7.6 (que resume las cuentas excluidas en el análisis de eficiencia).

Tabla 1. Otras cuentas no consideradas en el modelo de eficiencia

Cuenta	Denominación
512007	Multas
512008	Sanciones
5345501	Crédito Mercantil
5345502	Marcas
5345503	Patentes
5345504	Concesiones y franquicias
5345505	Derechos
534590	Otros intangibles
751028	Tasas
751029	Multas
752007	Amortización Bienes entregados a terceros

752008	Amortizaciones mejoras a propiedades
752090	Otras amortizaciones

En el caso particular de ISA, el valor de las cuentas no consideradas por el Consultor en el análisis de eficiencia (Cuadro 7.6) representa en promedio un 20% de los gastos AOM sin incluir FAER, tal como se detalla en la Tabla 2. Esta información ha sido extractada de los formatos diligenciados como respuesta a la Circular CREG 021 de 2005 (radicado ISA 000976-1, enero 30 de 2006).

Queda claro entonces que la remuneración debe incluir tanto los valores resultantes de los análisis como aquellos gastos excluidos de los mismos con el fin de homogenizar la información, más aún cuando una característica común de las cuentas excluidas es que si bien hacen parte del AOM, no están bajo el control directo de las empresas de transmisión (63.5% asociados con pensiones y 36.3% con impuestos)".

R: Ver respuesta al comentario 66. En el cuadro 7.5 del estudio se indica cuáles cuentas se consideraron como AOM y cuáles no.

Resultados de los modelos de eficiencia (DEA y SFA)

119. "Como lo manifiesta el Consultor, la limitación impuesta por el tamaño reducido de la muestra de empresas de transmisión en Colombia (7 empresas) afecta la dimensionalidad de los datos en la aplicación de las metodologías para la medición de la eficiencia, por lo cual los resultados obtenidos de la aplicación de estos modelos deben analizarse cuidadosamente de tal forma que permitan obtener conclusiones que orienten la definición de la remuneración del AOM.

En particular, los modelos de SFA no permiten obtener resultados concluyentes (como lo confirma el Consultor) a pesar de que se ha aumentado artificialmente la muestra mediante una técnica de análisis de ventanas de tiempo, mientras que los modelos DEA aportan información relevante que debe complementarse con análisis donde se incluyan los gastos adicionales no considerados en la modelación.

Teniendo en cuenta la restricción impuesta por la limitación en el tamaño de la muestra, a continuación incluimos nuestras observaciones sobre los resultados de los modelos.

Modelos DEA

El estudio concluye que los resultados del análisis DEA "fueron en general consistentes". En el caso particular de ISA los resultados indican que el AOM

eficiente es en promedio de 1.95% o mediana de 1.98% (con valores entre 1.49% y 2.36% para el periodo analizado) con respecto al valor de la red con costos unitarios vigentes, y sin considerar las cuentas excluidas.

En estos modelos, ISA es consistentemente evaluada contra sí misma al no haber una empresa de características similares en la muestra.

Lo anterior nos permite concluir que los porcentajes de AOM eficientes (cuadros 8.9 a 8.12 del documento) se obtuvieron a partir de los valores de gasto reportados por ISA a través de la Circular CREG 021 de 2005, disminuidos en las cuentas excluidas por el Consultor para homologar la información. Sin embargo, hecha la verificación anterior, encontramos que los datos de entrada a los modelos DEA corresponden en promedio a un 61% de los valores reportados en la Circular 021 (sin incluir FAER), porcentaje inferior al valor esperado una vez hechas las exclusiones requeridas para homogenizar la información (Tabla 3). Por esta razón solicitamos amablemente a la Comisión y al Consultor nos informen (con respecto a los datos reportados ISA) el detalle de las cuentas excluidas, el valor de las variables de costos y gastos AOM que finalmente entraron a los modelos y la metodología de actualización de las cifras en el tiempo.

Modelos SFA

El Consultor indica que los resultados obtenidos con la aplicación de estos modelos no permiten llegar a conclusiones para cinco de las siete empresas comparadas. Sin embargo, se permitieron identificar factores importantes como el impacto de las variables de entorno asociadas con la corrosión en la eficiencia relativa entre empresas. Este hecho implica que el estudio "Caracterización y clasificación de ambientes corrosivos y sus impactos, tanto sobre la vida útil de la infraestructura del Sector Eléctrico Colombiano como sobre la estructura de costos de AOM, que actualmente adelanta la Universidad de Antioquia, brindará nuevos elementos de análisis que deberán considerarse a futuro en la remuneración del AOM.

De otro lado, y en forma similar a lo planteado para los modelos DEA, atentamente solicitamos a la Comisión y al Consultor su confirmación (con respecto a los datos reportados ISA) sobre el valor de las variables de costos y gastos de AOM que fueron usadas como entrada para los modelos SFA, así como la metodología de actualización de las cifras en el tiempo. Además, sería importante conocer su explicación a la alta variación de los resultados de ISA entre los periodos 2001-2002 y 2003-2004 (Cuadro 8.17 del documento), dado que no existen cambios significativos en las variables de entrada de los modelos (Capítulo 7 del documento).

Variables asociadas a la prestación del servicio de transporte de energía en Colombia

En la respuesta a la Circular CREG 021 de 2005, ISA destacó el fuerte crecimiento que han venido teniendo en el tiempo los impuestos, tasas y contribuciones, representando para el periodo 2004-2006 cerca de un 20% del ingreso de AOM por los servicios de transporte. Así mismo, se resaltó la aparición de nuevos e importantes conceptos impositivos, que no quedaron reflejados en la información reportada para el período 2000-2004, entre los cuales se mencionaron las estampillas, ocupación y afectación del espacio público, sobretasa bomberil y alumbrado público.

Adicional a lo anterior, es importante destacar que la información reportada tampoco da razón de nuevas condiciones que se han venido presentando en la prestación del servicio de transmisión y que actualmente representan, y representarán en los siguientes años, erogaciones importantes para la compañía, como son las asociadas con la seguridad y protección de la infraestructura eléctrica, y el restablecimiento del servicio bajo condiciones críticas de orden público.

A continuación ampliamos nuestros comentarios, con el fin de que sean tenidos en cuenta en la revisión de la remuneración del gasto AOM, más aún cuando obedecen a factores reales que hoy enfrentan las empresas de transmisión y que por el horizonte de información considerado en los análisis de eficiencia no fueron incluidos.

Normatividad Tributaria

Con posterioridad al año 2004, se han dado cambios en materia de impuestos nacionales y territoriales que incrementan la carga impositiva de la empresa.

En materia de impuestos nacionales, fue promulgada la Ley 111 de 2006 (Reforma Tributaria 2006), la cual modificó la tarifa de IVA de algunos servicios que venían siendo gravados con la tarifa del 10% y que pasan ahora a la tarifa general del 16%. Los servicios de aseo, vigilancia y temporales de empleo, que se encontraban gravados con una tarifa del 10% sobre la Administración, Utilidad de Imprevistos (AUI), pasan ahora a ser gravados con la tarifa del 16% sobre el valor total del servicio.

Otra modificación importante incorporada por la Ley 1111 de 2006 es el establecimiento de una tarifa del Impuesto al Patrimonio de 1.2% sobre el patrimonio líquido. Hasta el año 2006 la tarifa estaba en 0.3%, lo cual representa un incremento del 400% en este concepto.

En materia de impuestos territoriales, los municipios introducen anualmente modificaciones encaminadas a reajustar las tarifas impositivas o a establecer sobretasas de bomberos y atención y prevención de desastres, así como el impuesto de alumbrado público y estampillas.

La Gráfica 1 presenta la evolución de los impuestos, tasas, contribuciones y transferencias (sin incluir FAER) pagados por ISA en el horizonte 2000-2006, donde se aprecia como estos rubros pasaron de representar un 9.35% del ingreso AOM en el año 2000 a un 19.00% en el año 2006.

Gravamen a los movimientos financieros (GMF)

Los cambios en la Ley 1111 de 2006 incrementan en un 307% el pago mensual por concepto de GMF dentro del pago por Liquidación y Administración de Cuentas –LAC- que deben realizar los transmisores nacionales.

Antes de la reforma tributaria el LAC podía constituir Repos y de allí pagar directamente a los beneficiarios de los Ingresos de Uso del STN (los transmisores nacionales); con lo cual se optimizaba el GMF. La reforma tributaria eliminó esta posibilidad y como consecuencia se incrementó el valor a pagar por este concepto.

Seguridad y protección de la infraestructura eléctrica

Como consecuencia de los atentados que se han venido presentando contra la infraestructura eléctrica desde el año 1999, y que se han agudizado nuevamente en el último año, se ha hecho necesario intensificar la vigilancia y protección por parte de la Fuerza Pública a dicha infraestructura, lo cual ha implicado particularmente el incremento del apoyo a las Fuerzas Militares, para mejorar su capacidad operacional en relación con la protección de la infraestructura del sector eléctrico.

La Gráfica 2 presenta la evolución de los atentados contra la infraestructura de transmisión de ISA, así como los costos de recuperación de los mismos, los cuales, comparadas contra el ingreso de AOM, representaron el 15% en el año 2006.

Es importante destacar que el mayor impacto en el AOM es resultado de los efectos colaterales que se originan por los problemas de orden público y atentados a la infraestructura, y tienen que ver con los costos de las pólizas de seguros, particularmente ante el riesgo de terrorismo, para el cual se deben negociar tasas significativamente superiores a las de otros países, con el fin de garantizar el adecuado cubrimiento. En nuestro caso, tenemos cubrimiento para las subestaciones, pero no para las líneas de transmisión, pues no se consigue en el mercado este tipo de coberturas.

Otros impactos importantes originados en los problemas de orden público son:

- *Incremento en los costos de mantenimiento explicado por las medidas de seguridad requeridas para el personal ejecutor, que incluye entrenamiento para desarrollo de actividades en zonas de conflicto, así como acciones orientadas al manejo de amenazas contra la infraestructura, el personal, y, en general, sobre la prestación del servicio.*
- *Mayor valor de recuperación por refuerzos necesarios para mejorar la soportabilidad de la infraestructura ante estas situaciones.*
- *Pérdida de vida útil de cables, aisladores y equipos de subestación como consecuencia de las corrientes de falla debidas a los atentados.*

Viabilización del servicio de transporte de energía en medio del conflicto

Con el objetivo de reducir la vulnerabilidad de los recursos de la empresa frente a las condiciones desfavorables en los entornos donde se desarrolla nuestra actividad, ISA ejecuta una estrategia a través de la cual se logran unas condiciones mínimas para la prestación del servicio en medio del conflicto. Dentro de la estrategia la dimensión social juega un papel fundamental, permitiendo que se establezca un tejido social que asegure la prestación efectiva, rentable y sostenible de nuestros servicios.

Esta dimensión se materializa en la gestión social realizada por la empresa con las comunidades, en el año 2006 a la cual ISA destinó recursos por más de 2.500 millones de pesos, y que ha contribuido a la disminución de los tiempos de recuperación de la infraestructura, minimizando el impacto para el sistema de las acciones derivadas del conflicto. La Gráfica 3 presenta la evolución de los tiempos de recuperación, y muestra el beneficio para el servicio de la destinación social de estos recursos.

Indicador del gasto AOM como porcentaje del VRN de los activos

Los resultados de los análisis realizados, en los cuales se expresa el AOM eficiente como un porcentaje del activo eléctrico (variable 49, página 71), deben considerar que se está utilizando como base el valor de los costos unitarios vigentes de unidades constructivas, los cuales fueron establecidos a través de la Resolución CREG 026 de 1999.

Ahora, dado que actualmente se avanza en el proceso de revisión del esquema de remuneración de la transmisión y que entre los parámetros a revisar se encuentran los costos unitarios de las unidades constructivas, respetuosamente solicitamos a la CREG y al Consultor recalcular el AOM eficiente como porcentaje del activo eléctrico una vez sean definidos los nuevos costos unitarios.

La solicitud anterior se sustenta en el hecho de que los gastos AOM en que incurren las empresas de transmisión no dependen del valor de reposición a nuevo de sus activos, por lo cual debe asegurarse que al cambiar la valoración de la red cambie el porcentaje de AOM eficiente, manteniendo el valor a remunerar en términos monetarios”.

R: Ver respuesta a los comentarios 65, 66, 68, 91 y 116.

Comentarios Específicos

120. *“Referenciamiento con empresas internacionales (Capítulo 3). Debido a la particularidad de las condiciones del entorno colombiano (y en general las que se presentan en cada país), los referenciamientos de tipo internacional requieren de la homologación de la información para obtener resultados válidos y que aporten elementos objetivos para la toma de decisiones. En relación con el análisis simplificado de este tipo que ha sido planteado en el documento, consideramos que la información utilizada (Cuadro 3.2, página 31) no permite establecer comparaciones confiables, ni siquiera analizando un horizonte amplio de tiempo, dado que cada empresa pudo haber presentado cambios profundos que no la hacen comparable de un periodo a otro.*

Igualmente, consideramos que no es adecuado recurrir a fuentes de información no validadas con las empresas, dado que, como bien lo manifiesta el Consultor, puede no obtenerse el detalle que permita separar los gastos AOM de la actividad de transmisión (numeral 3.3.3., página 30), u obtenerse información no comparable entres sí, como lo indica la nota al pie de la página 29, según la cual algunas empresas publican la longitud de redes en km de línea y otras en km de circuito.

En el caso particular de ISA, para citar un ejemplo, encontramos discrepancias con respecto a los datos del Cuadro 3.2 (por ejemplo, el gasto AOM de USD 118.95 millones). Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que la información obtenida a partir de los Estados Financieros publicados en diferentes medios puede hacer referencia a información consolidada del Grupo Empresarial ISA, y no exclusivamente al negocio de transporte de energía en Colombia.

De acuerdo con lo anterior, queremos destacar que la respuesta dada por ISA a la Circular CREG 021 de 2005 es una fuente de información confiable y que refleja de forma adecuada la realidad de los costos y gastos AOM en que incurrimos para la prestación del servicio, por lo cual consideramos que ésta debería constituir la fuente única de consulta para referenciar a ISA en todo el desarrollo del estudio, y de ser necesario recurrir a fuentes adicionales, sugerimos sean validadas con las empresas”.

R: Las comparaciones internacionales resultaron en un ejercicio académico. La dificultad de desagregar los datos por actividades y la falta de validación de la

información por parte de las empresas comparadas, no permite sacar conclusiones del ejercicio realizado; simplemente muestran una comparación de gastos provenientes de los P&G en libros.

121. *“Regulación vigente del transporte de energía (Capítulo 4). El capítulo 4 hace un recuento de la metodología de remuneración que se aplicó en el período 1994 – 1999, que consideramos no aporta elementos de análisis adicionales para la toma de decisiones con respecto a la remuneración de los gastos AOM. Con respecto a la metodología vigente, en dicho capítulo encontramos las siguientes imprecisiones, las cuales atentamente solicitamos corregir:*

- a) *En términos generales, el Consultor indica una relación entre el esquema de calidad de la transmisión y la asignación de las restricciones del sistema. En este aspecto resaltamos que en el esquema vigente, las compensaciones al transportador por incumplimiento en los estándares de calidad son función de su ingreso regulado, como resultado del rol pasivo que tiene la actividad en el mercado eléctrico colombiano. Cabe aclarar que cuando se presentan atrasos atribuibles al transportador durante la ejecución de proyectos de expansión adjudicados mediante el mecanismo de convocatorias, se le asignan los costos de las restricciones que dicho proyecto hubiera evitado en el período de incumplimiento.*
- b) *Con respecto al esquema de expansión, queremos señalar que no es posible inferir el gasto real de AOM asociado con un proyecto a partir de las ofertas presentadas por los proponentes en desarrollo de los procesos de convocatoria, dado que las restricciones del perfil de flujo con el que debe cumplir el ingreso anual esperado propuesto dependen exclusivamente de lo que apruebe el regulador, en concordancia con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG 085. En este aspecto también es importante destacar, de acuerdo con este mismo Artículo que “El Ingreso Anual Esperado estará expresado en dólares constantes del 31 de diciembre del año anterior al año en el cual se efectúe la propuesta, para cada uno de los veinticinco (25) años del flujo de Ingresos, contados desde la fecha prevista para la puesta en operación del proyecto” y no en pesos de la fecha de la oferta como se indica en el numeral 9.1.2 (página 120).*
- c) *Numeral 4.1.1, página 34, párrafo 6: El documento indica que “la CREG está diseñando una metodología que permita dar señales de ubicación a los generadores nuevos, con base en los costos que le impongan al sistema como resultado de su ubicación y conexión en puntos específicos de la red”. Al respecto debemos señalar que no conocemos propuestas del regulador, salvo que el párrafo esté haciendo referencia al tema de la conexión profunda, que*

en estricto sentido no incorpora señales a los nuevos generadores en cuanto a su ubicación en la red.

- d) Numeral 4.1.2. párrafo 2, página 34. El estudio menciona que “la vinculación económica existente entre algunos generadores y la compañía principal de transmisión, crea riesgos adicionales en la formación de precios en el mercado”. La situación descrita no se ajusta a la realidad actual del sector, específicamente en lo relacionado con ISA (empresa propietaria del 70% de la red), dado que con la reestructuración del sector eléctrico, bajo el marco definido por las Leyes 142 y 143 de 1994, se llevó a cabo el proceso de escisión de ISA, materializado en 1995 y que dio origen a dos empresas totalmente independientes (ISA, dedicada exclusivamente a la transmisión, e ISAGEN, dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica)..*
- e) Numeral 4.1.2, página 35, párrafo 3. El Artículo 7 de la Resolución CREG 061 de 2000 define los eventos excluidos de las estadísticas para el análisis de la disponibilidad. Como se desprende del citado Artículo, los eventos con origen en el Programa Semestral de Mantenimiento no hacen parte de las exclusiones, y por consiguiente afecta la disponibilidad del activo; sin embargo, se excluyen en el cálculo de la compensación del activo.*
- f) Numeral 4.1.2., página 37, párrafo 2. Las metas consignadas en el documento (Cuadro 4.1, estándares de calidad, página 37) fueron revisadas a través de la Resolución CREG 011 de 2002, y difieren básicamente en las metas establecidas para bahías de línea, transformación y compensación.*
- g) Numeral 4.1.3, página 39, párrafo 4. No es correcta la condición indicada en este párrafo en relación con las ofertas de los proponentes, según la cual el “Ingreso Anual Esperado no puede ser inferior durante los 25 años que cubre la oferta a los gastos de AOM”. El Artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado por el Artículo 2 de la Resolución CREG 085 de 2002, establece que “La comparación se hará calculando el Valor Presente del Ingreso Anual Esperado, para cada uno de los veinticinco (25) años del flujo de Ingresos. Este cálculo se realizará aplicando la tasa de descuento, aprobada por la CREG y establecida en los Documentos de Selección correspondientes, en dólares constantes. Los requisitos adicionales en lo relacionado con el perfil del flujo de Ingresos del proyecto se fijarán en los Documentos de Selección, previa aprobación de la CREG”.*

R: La Universidad tuvo en cuenta los anteriores comentarios.

VARIABLES UTILIZADAS EN EL MODELO

122. *La selección y depuración de las variables se constituye en parte fundamental de la definición de la función de gastos AOM eficiente (en este caso manejada a través de una función de producción), con el objetivo de garantizar que el modelo finalmente obtenido refleje las variables más representativas en la determinación de los gastos AOM de las empresas de transmisión.*

El Capítulo 7 presenta las variables utilizadas en los modelos de análisis de eficiencia; con el fin de poder tener una comprensión completa de los análisis realizados, atentamente solicitamos a la CREG y al Consultor indicarnos el conjunto de variables candidatas exploradas en los análisis de eficiencia, y el método de depuración de las mismas.

Sin conocer las variables candidatas que el Consultor analizó en desarrollo del estudio, listamos a continuación unas variables de las empresas de transmisión que sugerimos sean tenidas en cuenta como candidatas para los diferentes modelos:

- *km de circuito*
- *Número de torres*
- *Número de bahías*
- *Número de transformadores (considerando bancos monofásicas y unidades trifásicas).*
- *Número y tipo de equipos de compensación (incluido el compensador estático).*
- *Número de subestaciones*
- *Activos en zona de influencia de conflicto armado*
- *Activos afectados por fuentes de corrosión diferentes a la salina.*

R:

- *km de circuito: incluida como material de cantidad conductor y valorados con unidades constructivas*
- *Número de torres: incluida en los modelos mediante las unidades constructivas.*
- *Número de bahías: en el modelo de variables físicas se incluyen dentro de la complejidad y en el de variables monetarias se valoraron con unidades constructivas.*
- *Número de transformadores (considerando bancos monofásicos y unidades trifásicas). Se incluyeron valorados con unidades constructivas.*
- *Número y tipo de equipos de compensación (incluido el compensador estático). Se incluyeron valorados con unidades constructivas.*
- *Número de subestaciones: incluidas de manera indirecta en las variables de complejidad.*
- *Activos en zona de influencia de conflicto armado. No se tenía información.*

- Activos afectados por fuentes de corrosión diferentes a la salina. No se tenía información.

Otros comentarios al Capítulo 7

123. *“Numeral 7.4.1. variable 50, página 71: Al calcular el valor contable en libros de los activos eléctricos (para empresas no integradas), el Consultor debe considerar que estos informes incluyen activos de diferente naturaleza (activos de transporte y otras actividades), por lo cual se requiere validar esta información con las empresas para asegurar que se utiliza en el análisis el valor correspondiente al servicio de transporte de energía.*

Ahora si esta variable fue calculada sólo para las empresas no integradas, y los modelos de eficiencia la incluyeron como variable de entrada, respetuosamente solicitamos a la Comisión y al Consultor nos informen la metodología empleada para estimar la variable en este tipo de empresas”

R: No fueron incluidos en los modelos, se emplearon para realizar comparaciones.

124. *“Numeral 7.4.2., variable 51, página 71: Para este tipo de variables es importante considerar que, de acuerdo con la normatividad colombiana, existen diferentes métodos de depreciación y vidas útiles que pueden utilizar las empresas, por lo cual conocer el método y las vidas útiles es fundamental para lograr homologar la información entre las empresas”.*

R: Esta variable se calculó con la información disponible en el PUC.

125. *“Numeral 7.5., variable 52, página 72. De acuerdo con el Consultor, “la disparidad y diferencias en la consignación de la información a pesar de que los macroprocesos de la actividad se definieron claramente en dichos formatos” hizo que los valores monetarios reportados por las empresas no se tomaron como referencia en el cálculo de la variable. Dado que la correcta desagregación de la información es relevante para los resultados del estudio, atentamente solicitamos a la CREG y al Consultor validar con las empresas dicha desagregación.*

Adicionalmente, solicitamos a la CREG y al Consultor indicamos como se verificó la situación según la cual “la consignación de la información por parte de las empresas en algunas ocasiones se realizó de acuerdo al costeo ABC de cada empresa y no a los macroprocesos definidos en los formatos”.

R: Ver respuesta al comentario 65

126. *“Numeral 7.5., Cuadro 7.5, páginas 74 a 82. En el cuadro 7.5 se detallan las cuentas del Plan Único de Cuentas (PUC) indicando para cada una si se consideran o no como base de gastos AOM para los análisis de eficiencia. El objetivo de no incluir algunas cuentas es “hacer homogénea la muestra de empresas”, no significando con ello que no se deban considerar dentro de la remuneración de los gastos AOM, como sustentamos en el numeral 1.1.”*

R: Ver respuesta al comentario 66

Comparación metodología vigente vs convocatorias (Capítulo 9)

127. *“La necesidad de homologación de la información mencionada en el numeral 2.1 de esta carta es una característica propia de cualquier tipo de referenciamiento, de ahí que la comparación planteada entre el ingreso de proyectos adjudicados a través de procesos de convocatoria y el ingreso de activos no sometidos a convocatoria debe tratarse cuidadosamente.*

En el Capítulo 9, numeral 9.1, el Consultor compara el valor presente del flujo del ingreso anual esperado para cinco proyectos de convocatoria contra el valor estimado del proyecto con base en la metodología de activos no sometidos a convocatoria. Esta comparación no arroja elementos de análisis con referencia a los gastos AOM dado que, como mencionamos en el numeral 2, no es posible inferir desde las ofertas (ingresos anuales esperados) el gasto AOM de los activos involucrados en el proyecto”.

“La posibilidad de que las ofertas no sean construidos con flujos anuales constantes permite a las empresas realizar optimizaciones financieras que no están presentes en la metodología de activos no sometidos a convocatoria; luego los flujos no son comparables.”

“Los valores de inversión no son estrictamente comparables contra los costos unitarios, principalmente por las diferencias temporales que se presentan al momento de presentar una oferta en relación con el momento en que se definen y aplican a los costos unitarios, lo cual no necesariamente está recogido en los índices con los que éstos se actualizan. Adicionalmente, no debe olvidarse que los costos unitarios se definen para unidades típicas promedio, mientras que los precios de las convocatorias reflejan condiciones particulares de cada proyecto”.

“En la comparación de los proyectos UPME 01 y 02 de 1999 (Cuadros 9.3 y 9.4, página 123) no se consideró el valor presente de los gastos AOM, ya que se tomó sólo el valor anual que se obtendría con base en la remuneración vigente (2.5% del VRN)”.

R: La Universidad adelantó un proyecto de investigación y desarrollo, por lo tanto, abordaron y probaron algunas alternativas para el cálculo de costos eficientes de AOM y de remuneración de la actividad. La Universidad consideró útil este trabajo para efectos de comparación con los resultados de los modelos de Frontera Estocástica. La información de las convocatorias fue empleada para aumentar la base de información.

128. *“Dado el nivel de detalle del estudio, solicitamos a la Comisión, de la manera más atenta, disponer de un espacio para analizar conjuntamente con el Consultor y los transportadores, los comentarios al estudio realizado, con la posibilidad de que se nos permita tener acceso a los modelos utilizados”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

CODENSA – E-2005-000925

129. *“Con respecto a los modelos utilizados cuyos resultados son cuestionados, inclusive por parte de los mismos consultores, consideramos que se debe principalmente a la dificultad de contar con suficiente información por el reducido número de empresas comparables. No obstante, sería deseable que el estudio hiciera recomendaciones a la CREG sobre el camino a seguir”.*

R: Ver respuesta al comentario 63.

130. *“Del análisis del estudio no se encontró sustento claro a la afirmación de que empresas integradas tienen menores gastos. De aceptar esta conclusión se estaría cuestionando la decisión del regulador de buscar eficiencias mediante la desintegración de las actividades de la cadena eléctrica, e incluso obligaría a revisar la prohibición de que las empresas integradas participen en las convocatorias de expansión del STN”.*

R: En el estudio de la Universidad no hay un juicio sobre modelos de organización industrial. Los resultados obtenidos para las empresas integradas son producto de la información entregada por las empresas en el PUC y en la circular para su desagregación por actividad.

131. *“Respecto a los pagos por pensiones e impuestos locales, se entiende que el consultor lo excluya para homogenizar la información, pero no se entiende por qué debe ser una decisión del regulador incluir o no estos gastos. La remuneración de cualquier actividad por parte del regulador debe reconocer los tributos locales que afectan cada actividad y, en el caso de las pensiones, debe reconocer lo*

correspondiente a la ley 100, más los pasivos a cargo de las empresas por el régimen legal existente antes de la expedición de dicha ley”.

R: Ver respuesta al comentario 66.

TRANSELCA – E-2005-000907

Variables de costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

132. *“Con el propósito de homogeneizar la muestra el, Consultor excluye de los costos y gastos de AOM eficientes de las empresas, no define ni recomienda los mecanismos de ajustes que consideren las variables excluidas. Si bien estos costos difieren entre las empresas de la muestra, el Consultor debe incluirlos y proponer al ente regulador los ajustes a que haya lugar, toda vez que éstos hacen parte del AOM.*

Las cuentas excluidas representan en promedio para TRANSELCA el 16.5% de los gastos AOM totales durante el periodo 2001 – 2004, los cuales son gastos requeridos en el ejercicio de la actividad de transmisión. Adicionalmente es importante considerar en el estudio, el fuerte incremento que se observa en algunos impuestos locales, tales como, estampillas y alumbrados públicos”.

R: Ver respuesta al comentario 66

Variables de entorno

133. *“Para determinar el impacto de la variable contaminación salina, el Consultor utilizó las liquidaciones del LAC, que para el caso de las líneas de transmisión reconoce un % adicional de AOM determinado 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. La contaminación salina afecta la infraestructura de transmisión en los siguientes aspectos: corrosión y disminución de aislamiento. El lavado se realiza sobre las cadenas de aisladores con el objeto de recuperar la disminución del aislamiento y no evita la corrosión de herrajes y estructuras, situación que se presenta aún en estructuras que no son lavadas y también requieren mantenimientos más exigentes y en algunos casos reposiciones antes de los 25 años de la vida útil reconocida por la regulación.*

El porcentaje adicional de AOM reconocido actualmente por contaminación salina no es suficiente para los mantenimientos especiales requeridos en la infraestructura afectada por este fenómeno y menos aún cuando se aplica el porcentaje sólo a las estructuras que son lavadas, desconociendo los efectos de la corrosión sobre los elementos metálicos de la totalidad de los equipos.

Con propósito de aportar información relacionada con las actividades de AOM desarrolladas por TRANSELCA, nos permitimos adjuntar el documento “Aspectos relacionados con la regulación en Zonas con Contaminación Salina”, elaborado en octubre de 2003.

Existen otras variables de entorno no incluidas en el estudio que deben ser consideradas en costos y gastos de AOM, entre las cuales se encuentran las tasas, contribuciones, gastos ambientales y sociales, y de vigilancia derivado de la situación de orden público.

Otro hecho importante a considerar en el estudio, es el efecto de la reciente Reforma Tributaria, Ley 1111 de 2006, en los costos y gastos de AOM de la empresa, la cual afecta a TRANSELCA particularmente con la definición de un nuevo impuesto al patrimonio y que representaría un gasto de \$4.500 millones aproximadamente para el año 2007 y en el incremento de algunos costos de servicios para la modificación de la tarifa del impuesto a las ventas del 10% al 16%”.

R: Los costos adicionales de AOM en los que incurren las empresas de transmisión con activos en ambientes corrosivos deben estar incluidos en los valores del PUC que se tomaron para el análisis de eficiencia. De igual forma, se incluyeron variables ambientales que permiten hacer comparaciones entre las empresas que tienen contaminación salina. Ver respuesta a los comentarios 66 y 116.

AOM eficiente

134. *“Los porcentajes de AOM eficientes presentados se obtienen a partir de la relación del valor eficiente de los costos de AOM y el valor de los activos eléctricos. Se debe tener en cuenta que éstos porcentaje podrían variar en caso que se modifiquen los VRN de las Unidades Constructivas, variable que se encuentra en revisión por parte del regulador”.*

R: Ver respuesta al comentario 68

135. *“Solicitamos estudiar la posibilidad de coordinar con el Consultor una presentación del estudio con el objeto que se nos ilustre con mayor claridad aspectos considerados en desarrollo del mismo, así como los avances y consideraciones de los estudios de las universidades de Antioquia y EAFIT”.*

R: Ver respuesta al comentario 71.

Anexo 3. Respuesta a los comentarios al estudio de Unidades Constructivas

XM – E-2006 – 006883

136. “En el numeral 1.6 se plantean las fórmulas para actualización de costo total de unidad constructiva:

$$CUC_{MESAÑO} = DDPUC_{DIC2004} * PPI + CDI_{MESAÑO}$$

$$CDI_{MESAÑO} = FOBUC_{DIC2004} * Flcdi * IPP$$

En lo que respecta a estas expresiones, se tienen los siguientes comentarios:

- a) Para el cálculo de la variable CUC, se debe usar el PPI del mes de cálculo. Es necesario tener en cuenta que para la fecha en que se debe emitir la facturación del mes m, sólo se dispone del PPI del mes m-1. Adicionalmente, debe aclararse que este valor se calculará con la mejor información disponible a la fecha de cálculo, teniendo en cuenta que el PPI publicado es preliminar y puede ser sujeto de revisión hasta 4 meses después de la publicación original, lo cual puede ser causa de ajustes a la facturación.
 - b) Sugerimos dejar explícito en la fórmula de cálculo del CUC, la forma de actualización de la variable DDPUC, teniendo en cuenta que no se indica claramente que la actualización se realiza al multiplicar esta variable por el PPI del mes a calcular y dividirla entre el PPI base (Diciembre 2004). Igual situación se presenta para la actualización de la variable CDI.
 - c) En la fórmula de cálculo del CDI, debe quedar explícito con qué tasa representativa del mercado se convierten a pesos los costos FOB.
 - d) Los valores relacionados en las tablas requeridas como insumos para el cálculo del CUC se expresan en dólares y no se indica la tasa representativa del mercado a utilizar.”
- R:** La propuesta considera actualización únicamente con el IPP, dado que los valores de las unidades se establecen en pesos.
- e) “Las tablas del Anexo 2 se expresan en dólares de diciembre de 2004, excepto la tabla 4, la cual tiene los valores expresados en dólares de diciembre de 1997. Sugerimos fijar los montos con las mismas fechas base”.

R: Se trató de un error en el título ya que los valores están en dólares de 2004

137. *“La incorporación de nuevas unidades constructivas y la reclasificación de activos que se relacionan en el documento implica la reclasificación del inventario de activos, lo cual afecta de manera significativa la plataforma y las aplicaciones disponibles actualmente en el LAC para realizar la liquidación de los cargos por uso del STN, además de la información que deben usar los agentes para la revisión de la liquidación. Por lo anterior, sugerimos tener en cuenta que para la puesta en operación de las modificaciones planteadas en la circular, adecuación de los sistemas y consolidación de la información, se requiere un tiempo aproximado de 3 meses”.*

R: Teniendo en cuenta que la Resolución se publica a consulta durante 3 meses, se considera que durante este tiempo el LAC puede iniciar las modificaciones que se planteen.

ASOCODIS – E-2006 – 007012

Valoración de Unidades Constructivas

138. *“La metodología utilizada para la valoración, está basada en referencias de contrataciones de periodos que comprenden desde el año 1991 hasta el 2004. Sin embargo, el comportamiento de los precios de las unidades constructivas, materiales y equipos del sector eléctrico puede resultar afectado especialmente por la evolución del costo de las materias primas en los tres últimos años (2004-2006), sin que la metodología recoja estos efectos. Se sugiere por tanto tener en cuenta e involucrar en el cálculo, el PPI de los materiales WPU10 ponderando de acuerdo al peso de estos productos en el costo de las unidades constructivas.*

Se requiere también que la definición del costo de las unidades constructivas sea realizada lo más cercana posible a la fecha en la que son aprobados los cargos, de ahí la importancia del índice con el cual se actualizan los costos de referencia a dicha fecha”.

R: Ver respuesta al comentario 136.

Factor de Instalación

139. *“Observamos que para un gran número de unidades constructivas del STN se reducen tanto los costos FOB, como los factores de instalación, con respecto a los definidos en la Resolución 026 de 1999. La reducción de las dos variables de cálculo para el costo de las unidades constructivas implica una reducción de la magnitud de los costos reconocidos, por lo cual consideramos*

necesario analizar con mayor detalle el impacto de la evolución creciente de los precios de mano de obra, servicios de transporte, ingeniería, etc.

Sobre la construcción del factor de instalación, consideramos necesario que sea explícita la forma como se incorporan los impuestos tales como el timbre e impuesto al valor agregado. Es necesario tener en cuenta el IVA que se paga por actividades como la de montaje, pues difiere del IVA pagado sobre el valor de los equipos.

Por otra parte, el valor de las unidades constructivas no incluye los costos financieros dentro de la estructura del factor de instalación. Estos costos deben incluirse puesto que se incurre en ellos desde el inicio del proyecto hasta el momento en que se reconocen los activos en los cargos aprobados, y no existen razones de eficiencia que justifiquen no incluirlos en la definición del valor de la unidad constructiva, como parte de la remuneración al operador del equipo”.

R: Los factores de instalación por obras civiles y montaje no se están reduciendo ya que consideran los incrementos de mano de obra y materiales de construcción; los costos que se redujeron de manera importante fueron los de los servicios de diseño, interventoría y asesoría, debido al desarrollo logrado por la ingeniería nacional, a que los proyectos se ejecutan en menores tiempos que en el pasado y en la modalidad EPC.

En los costos de obras civiles y montaje el impuesto de timbre está incluido, el IVA es sobre la utilidad.

Se incluye el reconocimiento de los costos financieros durante la construcción.

Vida Útil

140. *“Consideramos que la propuesta presentada por el consultor sobre la ampliación de las vidas útiles regulatorias debe revisarse y debe ser soportada sobre un análisis conceptual y numérico más detallado y profundo, de forma integral con respecto a los restantes parámetros de remuneración para los transportadores y operadores de red. De ser esta la filosofía de análisis, no debería basarse en casos aislados, sino en estudios sobre vidas medias.*

La aplicación del criterio expuesto por el consultor llevaría a la utilización de las vidas útiles reales para cada equipo y conduciría a los operadores a no realizar reposiciones parciales, sino ajustarse estrictamente a la ejecución de las actividades de mantenimiento remuneradas.

Por otra parte el estudio establece que no existe ni metodología ni criterios claros y específicos para determinar la vida útil, afirmación que no compartimos pues desconoce el criterio de garantía que aportan los fabricantes y se sustenta en casos muy puntuales que no representan la generalidad del país”.

R: De acuerdo con las recomendaciones del consultor y la práctica en otros países, se hacen ajustes a los valores de vida útil de los activos.

ISA – E – 2006 – 007034

Aspectos Generales. Consideración de precios de mercado

141. *“De acuerdo con la Resolución CREG 022 de 2001, se define el Costo de Reposición de un Activo como el costo de renovar el Activo actualmente en servicio, con otro equivalente, de tecnología moderna, que cumpla con la misma función y los mismos estándares de calidad y servicio, valorado a precios de mercado.*

Acorde con esto, el Consultor señala que inició un proceso de recolección de información con fabricantes de equipos de alta tensión, pero que la respuesta a este requerimiento no fue satisfactoria, y por ende la información recibida no fue considerada adecuada para conformar una base de datos confiable.

No obstante lo anterior, en el informe del estudio se menciona que “se dispone de una muestra de costos de suministros importante”, y que por tal razón no se han considerado en los análisis variaciones internacionales de mercado de materias primas. Sin embargo, teniendo en cuenta que la mayor parte de la información reportada por las empresas corresponde a fechas anteriores al año 2003, se concluye que la base de información consolidada no refleja los precios actuales de mercado, llevando por tanto a que no se articule con la definición regulatoria de Costo de Reposición de un Activo.

Consideramos que la forma adecuada de solucionar las limitaciones anteriores, es incorporar el precio actual de mercado de los materiales y equipos, reflejado en los contratos recientes, y que tienen en cuenta las grandes variaciones de precios que se han presentado en las materias primas que los componen (principalmente acero, cobre y aluminio).

En el literal B se detallan las evidencias de precios obtenidos para nuevos proyectos o para el cierre de aquellos en ejecución (UPME – 2003), que demuestran que los precios de mercado son significativamente diferentes de los valores adoptados”.

R: Se compararon los costos presentados por los fabricantes al consultor a finales del 2005 con los costos presentados por los agentes encontrando que en algunos casos particulares tenían un valor 3 veces superior.

La respuesta de los fabricantes no fue la esperada para conformar una base de datos confiable, lo cual podría deberse a que los mismos no se comprometen con costos, debido al temor de que la información se compare con la de otras empresas que consideran sus competidores o de que la información que remitan se utilice con fines distintos a los del estudio.

Los agentes aportaron los costos de los equipos comprados en los últimos proyectos así como los costos de los equipos de reposición.

Con respecto a la actualización ver respuesta al comentario 136.

Adicionalmente, se aclara que en el estudio se incluyen los valores de equipos adquiridos por los agentes en el año 2005, los cuales hacen parte de las bases de datos y muestran valores inferiores a los reportados en proyectos de años anteriores a 2003, especialmente en el nivel de tensión de 230 kV.

Tratamiento de vidas útiles

142. *“En el informe del estudio se concluye que se pueden usar 40 años de vida útil para las líneas de transmisión, dado que algunas líneas del Sistema Colombiano continúan en servicio después de un tiempo similar, sin que se prevea su cambio a corto plazo.*

La remuneración de los activos con base en el valor de reposición a nuevo, así como el rol que tiene el transportador de asegurar la continuidad del servicio de transmisión indefinidamente, lo obligan a que en forma permanente deba realizar la reposición de los mismos (el transportador no puede esperar a que la línea falle para luego reponerla), sin que esto lleve a la conclusión de que su vida útil es infinita.

Es así como, el que algunas líneas del sistema interconectado actualmente lleven en servicio 35 años o más, no puede ser el referente para concluir que la vida útil económica de una línea de transmisión sea de 40 años, puesto que dentro de 10, 20 o más años estas líneas seguramente continuarán en servicio, y no por ello sistemáticamente podría irse definiendo que su vida útil sería entonces de 50, 60 o más años.

Adicional a lo anterior deben tenerse en cuenta las continuas reposiciones a que ha sido abocado el transportador como consecuencia de los atentados contra la infraestructura.

Por todo lo anterior, consideramos que no es posible establecer con base en el análisis de la historia de las líneas, que su vida útil para fines regulatorios corresponde al periodo entre su instalación y el momento actual. La vida útil de las líneas de transmisión, para fines regulatorios, debe definirse en el caso hipotético de que éstas funcionen sin ninguna reposición, es decir, sólo con el mantenimiento normal (mantenimiento de servidumbre, obras civiles, limpieza de aisladores y pintura de torres), sin considerar las extensiones de vida útil que pueden lograrse con las reposiciones o renovaciones que deba realizar el transportador para garantizar su disponibilidad permanente.

En vista de lo anterior, consideramos que debe mantenerse el valor de 25 años utilizado actualmente en la regulación, el cual además es consistente con los valores adoptados en condiciones similares en otros países (por ejemplo Chile, Bolivia, Perú, Guatemala, Uruguay, Argentina y República Dominicana)”.

R: Ver respuesta al comentario 140

Aspectos Específicos

Costos FOB propuestos para los elementos técnicos LÍNEAS

143. *“Como se mencionó anteriormente, con respecto a los materiales que constituyen las líneas de transmisión, el Consultor expresa en el numeral 1.2.7.4, Literal b) que “No se considera en los análisis variaciones internacionales de mercado de materias primas, ya que se dispone de una muestra de costos de suministros importante” Sin embargo, la variación en los precios de materias primas (especialmente acero, aluminio y cobre) se refleja en el precio de estructuras, conductores de fase y cables de guarda, que constituyen en promedio el 80% del costo FOB de las unidades constructivas en líneas de transmisión.*

Por lo tanto, los precios actuales de mercado no quedaron reflejados en la propuesta, al considerar exclusivamente los precios suministrados en su momento por las empresas sobre sus últimos proyectos, información que en el caso particular de ISA correspondía al presupuesto al mes de reporte y sobre la cual advertimos la posibilidad de variación (Comunicación ISA 022908-1) dado que aunque algunos de los contratos se encontraban aún en ejecución, otros no se habían firmado y en otros, las variaciones en los precios de las materias primas afectarían sus valores finales como consecuencia de fórmulas de reajuste.”

R: Ver respuesta al comentario 138.

144. *“Otro aspecto que es importante mencionar es que en el informe del consultor se propone la consideración de costos unitarios de estructura (USD/Tonelada) diferenciados por tensión (230 kV – 500 kV) y configuración (circuito sencillo y doble). Sin embargo, consideramos que tal diferencia no debería presentarse, dado que en contratos de suministros el precio por tonelada de estructura es establecido independiente de la tensión y configuración de las líneas, y solamente se establecen diferencias cuando se requieren condiciones especiales, por ejemplo, alta resistencia del acero o extra galvanizado.”*

R: Se acepta el comentario y se propone utilizar el promedio de costos de las estructuras para todos los tipos y niveles de tensión.

145. *“Conductores y cable de guarda. El valor promedio FOB reportado por ISA en los Proyectos UPME – 2003, para el conductor de fase era en ese momento 2.780 USD/Tonelada, mientras que para el cable de guarda era de 697 USD/km (Comunicación ISA 006622-1, junio 27 de 2006). Sin embargo, estos valores no reflejan la realidad actual del mercado, ni los costos reales de los suministros de ISA, dado que al igual que lo sucedido con las estructuras, el precio del conductor de fase es sensible a las variaciones en el precio de sus materias primas, principalmente el aluminio, el cual a la fecha presenta un incremento de 58% con respecto al precio de referencia en octubre de 2003, cuando ISA presentó la oferta por los Proyectos UPME – 2003. La Gráfica 2 presenta la evolución del precio del aluminio a partir de la información publicada en la página del London Metal Exchange (<http://lme.com/>).”*

R: Los nuevos datos suministrados por ISA se incluyen dentro de la base de datos para estimar el costo de los elementos técnicos, para lo cual se tienen en cuenta tanto éstos como los demás datos entregados por los agentes.

Costos FOB propuestos para los elementos técnicos SUBESTACIONES

Seccionadores

146. *“Mediante comunicación ISA 004734-1 (mayo 03 de 2006), que complementó la respuesta a la Circular CREG 019 de 2005, ISA reportó los costos de seccionadores tripolares a 500 kV, sin cuchilla y con cuchilla de puesta a tierra, los cuales son un 25% superiores a los propuestos en el informe, aun cuando incorporan economía de escala importantes, difícilmente reproducibles en proyectos de menor tamaño*

En la tabla 5 se incluyen los costos unitarios para los seccionadores tripolares a 500 kV, calculados a partir de la información contenida en la comunicación ISA 004734-1.

Se solicita entonces reemplazar en las Tablas 3 y 5 del Anexo 2 del estudio del Consultor el costo del Seccionador a 500 kV sin cuchilla (US 28.487) por USD 36.717 y el costo del seccionador a 500 kV con cuchilla (USD 35.503) por USD 44.834”.

R: Ver respuesta a comentario 145

Interrupidores a 500 kV

147. *“De manera similar a lo planteado para los seccionadores, los costos de interruptores a 500 kV, sin resistencia y con resistencia de preinserción, correspondientes a los Proyectos UPME – 2003; son superiores a los propuestos en el informe, no obstante tienen implícitas las economías de escala asociadas al volumen de dichos proyectos.*

En la tabla 6 se detallan los costos unitarios FOB para los dos tipos de interruptores, resultantes de estos proyectos.

Se solicita entonces reemplazar en las Tablas 3 y 5 del Anexo 2 del estudio del Consultor el costo del Interruptor a 500 kV sin resistencia de preinserción (US 244.612) por USD 277.816 y el costo del Interruptor a 500 kV con resistencia de preinserción (USD 319.552) por USD 343.964”.

R: Ver respuesta a comentario 145

Autotransformadores a 230/500 kV

148. *“En el caso específico de los transformadores de potencia, los valores establecidos corresponden a los reportados en la comunicación ISA 004734-1 (mayo 2006). Sin embargo, el costo de estos equipos se ve afectado por la variación en los costos de materias primas (cobre, silicio y acero), razón por la cual el proveedor ha planteado incluso una fórmula de reajuste ... ”*

R: Ver respuesta a comentario 145

Factor de Instalación para Unidades Constructivas

Costos Financieros

149. *“Los costos financieros corresponden al costo del capital invertido durante la etapa de construcción, específicamente desde el desembolso de recursos hasta la entrada en operación del proyecto. Igualmente, se asocian con el rubro de costos financieros, las erogaciones asociadas con la consecución de dichos recursos, como son la banca de inversión, los costos de las emisiones y los abogados.*

El Banco Mundial, la banca multilateral y en general, el sector financiero, consideran dentro de la componente de inversión los gastos financieros generados en la construcción de un proyecto. Esto es, reconocen el valor del dinero a través del tiempo, lo cual se expresa como un interés sobre el capital, que se paga como dividendo (si los recursos provienen de los accionistas), como servicio de deuda (si los recursos provienen de una entidad financiera), o como un mayor valor del activo (si la financiación se hace a través del proveedor de insumos, por ejemplo: pago al final de la construcción).

Prueba de que los costos financieros asociados con la etapa de construcción son parte integral de la inversión, y por lo mismo, deben seguir siendo parte de los costos unitarios reconocidos, es que entre los indicadores contratados por ISA con el Banco Mundial se incluye el indicador “Cobertura de Inversión”, el cual relaciona los fondos provenientes de recursos internos con el promedio anual de gastos de capital, correspondiendo este último término al total de la inversión que incluye inversiones propiamente dichas y los intereses de construcción (gastos financieros durante la ejecución de la obra).

Estos costos financieros no deben confundirse conceptualmente con los costos asociados a la proporción de deuda sobre el capital invertido (relación deuda/(equity+deuda)), utilizada para establecer la tasa de remuneración de la actividad, la cual busca reconocer el costo de capital durante el funcionamiento del proyecto y no durante su construcción.

Conscientes de esto, el rubro costos financieros fue incluido en la “Propuesta de costos unitarios y unidades constructivas para el STN presentada a la CREG” por el CAPT, en diciembre de 1998, en la cual se calculaban llevando a valor futuro (en la fecha de operación del proyecto) cada uno de los pagos realizados durante el proceso de construcción. La propuesta original del CAPT fue revisada por la Comisión, quien adoptó finalmente los factores de 12% y 9% del valor FOB como reconocimiento a los costos financieros en líneas y subestaciones, respectivamente.

Es así como la CREG, dentro de los costos indirectos reconocidos en las unidades constructivas definidas en la resolución 026 de 1999, incluyó el concepto de

Costos Financieros como “el costo reconocido del capital invertido durante la etapa de construcción”.

En el caso específico de los proyectos UPME-2003, con base en el presupuesto actualizado, el valor proyectado de costos financieros asciende a USD 12'392.175 que equivalen al 4.28% del valor total del proyecto, al 7.20% del valor DDP de los equipos y al 10.22% del valor FOB de los equipos (si se considera un factor DDP de 142% como estaba contemplado en los costos unitarios de la Resolución CREG 026 de 1999)...

El porcentaje de 10.22% del FOB para los costos financieros de los proyectos UPME de 2003 es similar al valor promedio de costos financieros reconocido actualmente para el Sistema de Transmisión Nacional – STN-, el cual es de 10.69% del FOB, lo cual sugiere que se mantengan los porcentajes definidos para el rubro costos financieros y no eliminarlos como plantea la propuesta del consultor”.

R: Ver respuesta al comentario 139.

Nuevas Unidades Constructivas

Factor de Instalación – CSM y VQ

150. *“En relación con las nuevas unidades constructivas Centro de Supervisión y Maniobras del STN (CSM) y Equipos de Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQ), para las cuales sólo se tiene el costo FOB, se recomienda definir un factor de instalación que sea acorde con este tipo de equipos, teniendo en cuenta el trabajo adelantado por el Comité de Transmisión del CNO y entregado a la CREG como respuesta a la Circular 036.”*

R: Teniendo en cuenta que la información suministrada por las empresa para la valoración de las unidades constructivas CSM y VQ corresponde a ofertas recibidas por ellas, se considera que este valor ya incluye el costo de instalación.

Línea a 500 kV (4x1) ubicada por encima de los 2000 msnm

151. *“La Resolución 026 considera en las líneas de transmisión un costo unitario diferente de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar. Esta consideración se mantuvo en la propuesta presentada por el Consultor. Para el caso particular de las líneas a 500 kV con 4 subconductores por haz, la Resolución CREG 026 y la propuesta del Consultor no definen un costo unitario para nivel 3 (contrario a lo sucedido con las líneas a 230 kV). De hecho en el caso de la propuesta, para la línea a 500 kV con 3 subconductores por haz el Consultor enuncia el nivel 3 pero al*

detallar su costo unitario es exactamente igual al nivel 2, no manteniéndose los mismos criterios adoptados en 230 kV.

La necesidad del nivel solicitado surge de la línea San Carlos – La Virginia 500 kV (4x1), de 212.92 km de longitud, la cual se remunera en su totalidad como si estuviera en nivel 2 (entre 500 y 2000 m de altura sobre el nivel del mar), aún cuando 60.16 km están por encima de 2000 m”.

R: No se incluye una Unidad Constructiva particular ya que se considera que las Unidades Constructivas corresponden a una unidad típica que representa un conjunto asimilable de activos, dentro del cual se pueden encontrar activos con equipos y especificaciones mayores o menores a la unidad típica escogida. Adicionalmente, con el fin de verificar que la unidad típica represente lo mejor posible el conjunto al cual es asimilable, ésta se revisa periódicamente.

Comentarios Adicionales

Áreas Típicas

152. *“Solicitamos que se definan áreas típicas para las unidades constructivas a las cuales no se les reconoce actualmente, a saber: bahías y módulos de compensación y módulos de transformación”.*

R: Se incluyen las áreas de estos equipos.

Bahías de Compensación reactiva 500 kV

153. *“En la Tabla No. 12, correspondiente a las Bahías de Compensación Reactiva 500 kV, se incluyen los costos de los Accesorios de Conexión AT, pero no se tienen en cuenta en la suma para determinar el costo FOB, por lo cual los valores de 338.101 y 93.489 USD deben modificarse por 345.045 y 102.218 USD, respectivamente”.*

R: Se corrige la tabla No. 12.

ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE – E-2006-007035

Definición de Unidades Constructivas

154. *“Consideramos que en términos generales el conjunto de unidades constructivas debe mantenerse en el mínimo posible, con el fin de reducir los costos de inventario y debe aplicarse el principio de asimilación”*

R: No requiere respuesta.

155. *“Por otra parte, consideramos necesario que se consideren los fenómenos de invasión de zonas de servidumbre. En algunos casos se requieren estructuras o elementos especiales con el fin de mantener las distancias de seguridad, dado que la acción policial y de las alcaldías no ha sido efectiva para desalojar y mantener libres de ocupación las zonas de servidumbre.”*

R: Ver respuesta al comentario 151.

Factor de Instalación

156. *“Los costos financieros no están siendo considerados en la estructura de costos para el cálculo del factor de instalación efectuado por el consultor. Creemos que este es un costo adicional que asumen las empresas y que debe estar considerado para el cálculo del factor de instalación”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

157. *“Sugerimos que donde se aplique redondeo para las cifras, se utilicen las cifras exactas con sus decimales, para evitar la incertidumbre acerca de los efectos de aumento en unas unidades y reducción en otras”.*

R: Dentro de las hojas de cálculo no existen fórmulas de redondeo para los valores monetarios, es simplemente el formato utilizado para la impresión. Sin embargo, el factor de instalación se aproxima al múltiplo de 5 más cercano

158. *“Es necesario considerar el peso del valor de las estructuras sobre el costo total de las instalaciones, con el fin de reflejar que estos elementos no son sujeto de aplicación del arancel porque corresponden a producción nacional. En nuestra opinión, el peso asignado dentro del valor total de una subestación es muy alto”.*

R: Dentro de los datos suministrados por los agentes hay valores FOB y valores DDP, algunos de estos últimos relativos a bienes de producción nacional. Adicionalmente, en el caso de subestaciones, se ha observado en los últimos proyectos asociados al STN que las estructuras han sido ofrecidas de fabricación nacional, por lo que para subestaciones se ha tenido en cuenta esta situación.

159. *“Los factores de instalación se están reduciendo, a la par que los costos FOB también se reducen. Esto implica una reducción de los costos reconocidos para la instalación, lo cual no es coherente con la evolución de los precios internos de mano de obra, materiales de construcción, etc.”*

R: Ver respuesta al comentario 139.

Costos Financieros y aspectos tributarios

160. *“El costo financiero debería estar considerado dentro de la estructura del factor de instalación, como parte del flujo de caja del proyecto, independientemente de la estructura del proyecto, porque remunera los costos financieros incurridos con anterioridad a la instalación del proyecto”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

161. *“Consideramos que es necesario darle más amplitud a la descripción sobre la consideración de los impuestos como el timbre y el IVA. En el caso del primero, no vemos que esté siendo considerada su aplicación, mientras que en segundo caso (IVA), se aplica sobre el costo CIF más arancel, pero en la realidad la aplicación del IVA se realiza sobre otros items de costos (costos directos e indirectos) incluidos en el factor de instalación, razón por la cual vemos que el porcentaje resultante con respecto al costo FOB, resultaría insuficiente para remunerar la totalidad del impuesto incurrido”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

Vida Útil

162. *“Consideramos que se requiere estabilidad regulatoria con el fin de estabilizar las políticas de las empresas en cuanto a reposición y mantenimiento”.*

R: No es claro a qué se hace referencia con el término “estabilidad regulatoria”. La regulación debe tener la posibilidad de ajustar los parámetros sobre los cuales está definida a partir de una mejor información obtenida y de las revisiones que se hacen para cada periodo regulatorio.

163. *“El argumento del consultor para proponer la aplicación de mayores plazos de vida útil no tiene soporte analítico, ya que se basa en una casuística que no refleja la situación general de las redes en el país.”*

La determinación de la vida útil no puede ser casuística, ya que el mantenimiento y las reposiciones de que es objeto una línea o un equipo, dependen de la política de mantenimiento que determine el operador, generalmente con miras a potencializar ahorros en inversión con mayores gastos de mantenimiento, obviamente sujeto esto a las restricciones impuestas por la normatividad de calidad del servicio. Consideramos que estas son decisiones de los operadores que no pueden ser incluidas en las determinaciones regulatorias, dado que por esa vía se entra en una regulación de detalle cuyo costo de transacción puede ser muy alto.

De determinarse las vidas útiles con el criterio propuesto por el consultor, se tendría que llegar a la utilización de las vidas útiles reales para cada equipo, y se obligaría a los operadores a ajustarse estrictamente a la ejecución de las actividades de mantenimiento remuneradas. En este caso, se tendría que reconocer dentro del costo la realización de reposiciones parciales durante el transcurso de la vida útil.

Lo anterior es relevante, si se considera que la remuneración de los repuestos considerada en el factor de instalación, equivale a mantener un stock durante toda la vida útil del activo, que es reconocido por una única vez para ser recuperado durante la vida útil del activo, pero que es utilizado de forma recurrente para mantener la operatividad y seguridad del mismo activo. En ese sentido, es necesario revisar la remuneración de dicho stock.

Si la determinación de la vida útil se va a realizar de forma casuística, a las líneas y equipos que operan en zonas de alta contaminación se les debe reducir su vida útil reflejando la experiencia observada. Además, sería necesario reflejar los costos de elementos que tienen especificaciones de materiales y costos superiores a los reconocidos.

Por otra parte es importante resaltar que los fabricantes no garantizan vida útiles superiores a 25 años en sus equipos”.

R: Ver respuesta al comentario 140.

Fórmula de actualización de costos a futuro

164. *“En la fórmula propuesta para la actualización de los costos de las unidades constructivas consideramos que se debe utilizar un índice de precios que esté calculado con base en una canasta de precios asociados a los metales y a los productos eléctricos, de forma que se refleje de manera más exacta la evolución de los precios internacionales de estos bienes, con las señales de eficiencia adecuadas”.*

R: Ver respuesta al comentario 138.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ – E-2006-7036

Información utilizada para obtención de costos

165. *“Es importante considerar las diferencias en los costos que se obtienen para el desarrollo de un proyecto realizado a partir de una Convocatoria, de los que se obtienen para el desarrollo de un proyecto de reposición. En general las economías que se obtienen para las Convocatorias están asociadas a condiciones comerciales específicas, que incluyen pagos anticipados superiores a los de los proyectos normales, efectos de economías de escala asociadas a la magnitud del proyecto y condiciones especiales de contratación. Teniendo en cuenta que la valoración que se plantea en el estudio se va aplicar a activos que no fueron construidos dentro de proyectos a través de las Convocatorias que ha realizado la UPME, consideramos que la utilización de manera general de información asociada a los costos unitarios de los activos que forman parte de las Convocatorias, castigaría de manera importante el ingreso del transportador que adelantó la construcción de activos por metodologías diferentes y puede conllevar a que a éste no se le remunere de manera adecuada la inversión realizada en dichos activos”.*

R: En la recolección de datos de los diferentes transportadores se encontraron diferencias en los costos de los equipos comprados en las grandes convocatorias y los comprados como elementos individuales de reposición y se observa que para el conjunto de valores reportados el fenómeno es el contrario al indicado por la EEB, ya que los equipos comprados para reposición presentaron un costo menor. (Aunque para el caso particular de la EEB, si aplica el comentario de que los comprados en convocatoria tienen menor costo, que los comprados como reposición).

A manera de ejemplo, el costo FOB reportado para un interruptor comprado en un proyecto bajo convocatoria fue de USD 67.000, y para uno comprado como elemento de reposición tiene un costo DDP de USD 70.000, lo cual, si se transforma a FOB, daría un valor muy inferior a los USD 67.000.

Nuevas Unidades Constructivas

166. *“No consideramos necesario que se cree la unidad constructiva diferencial de barras ya que desde el punto de vista conceptual la protección diferencial de barras hace parte del módulo de barras. En consecuencia proponemos no definir una unidad constructiva denominada diferencial de barras e incluir sus elementos, teniendo en cuenta las observaciones del Comité de Transmisión, dentro de la unidad constructiva módulo de barras”.*

R: La protección de barras no se incluyó en el módulo de barras, haciendo la diferenciación entre los elementos necesarios para conformar los barrajes en alta tensión (módulo de barras) y la protección eléctrica asociada (protección diferencial). Se propone que la unidad constructiva sea una protección diferencial de barras y se remunere en cada caso de acuerdo con la cantidad verdaderamente instalada en cada subestación. Las zonas de comprobación incluidas en las protecciones diferenciales pueden lograrse, como efectivamente se hace hoy en día en las protecciones de este tipo, mediante lógicas de programación sin requerirse protecciones diferenciales adicionales.

167. *“El estudio propone una nueva configuración para subestaciones a 500 kV que estén por encima de 2000 msnm. Consideramos que también deben tenerse en cuenta subestaciones a 230 kV que estén por encima de dicha altura pues esta condición conlleva a mayores distancias de seguridad y un BIL mayor de los equipos. Se estima que para estas condiciones los equipos utilizados en las subestaciones tienen un costo adicional promedio del 10%, adicional al mayor costo en las estructuras de soporte debido a las mayores alturas y el cumplimiento del código sismorresistente. En consecuencia, nos permitimos solicitar se incluyan unidades constructivas (bahía de línea, bahía de acople, bahía de seccionamiento, módulo común y módulo de barras) para configuraciones barra sencilla, barra doble y barra doble con bypass para niveles superiores a 2000 msnm que corresponden a las subestaciones existentes en la sabana de Bogotá”.*

R: Tal como están definidas las unidades constructivas, la diferenciación por niveles aplica sólo para unidades constructivas de línea.

168. *“Con respecto a la configuración barra doble con seccionador de transferencia en subestaciones encapsuladas en SF6, la cual no fue considerada dentro del estudio, nos permitimos solicitar la inclusión de la misma, para lo cual, basados en los valores y cantidades de la tabla 28 del documento, adjuntamos en el anexo 1, tabla 1, nuestra propuesta de unidad constructiva.”*

R: Se incluye la nueva configuración.

169. *“De manera similar a las condiciones que llevaron a que fueran consideradas como unidades constructivas en el nivel 4 de los sistemas de distribución, las líneas de transmisión que están construidas con postes metálicos, consideramos necesario la definición de dicha unidad constructiva para el STN debido a que las restricciones de espacio y dificultades para la adquisición de las servidumbres en las zonas urbanas de las ciudades, conllevan a la utilización de este tipo de infraestructura en las líneas de transmisión. Para el caso de la EEB la unidad aplica a líneas con dos conductores por fase de doble circuito a 230 kV en el nivel*

3. En este sentido hacemos la propuesta de unidad constructiva que adjuntamos en el anexo 1, tabla 2”.

R: Ver respuesta al comentario 151.

Cantidades y costos de elementos

170. *“Tal como se menciona en los comentarios del Comité de Transmisión del CNO, el peso por kilómetro de las estructuras para configuraciones con dos conductores por fase, debe ser superior al de las configuraciones con un conductor por fase. Con respecto a la cantidad de estructuras por kilómetro para nivel 3 proponemos una cantidad de 28.35 Ton/km correspondientes al peso de las estructuras de las líneas Guavio – Circo y Guavio - Tunal”.*

R: Se hace el ajuste respectivo.

Factor de instalación

171. *“Queremos reiterar la solicitud del Comité de Transmisión para que dentro del factor de instalación se incluyan los costos financieros que corresponden al costo del capital de los recursos empleados en los desembolsos realizados durante el periodo de construcción de los proyectos, independiente de la estructura de financiación de los mismos. Es importante tener en cuenta que en la construcción de proyectos del STN, como es el caso de las líneas de transmisión, es necesario adelantar el proceso para obtener la licencia ambiental, realizar actividades de adquisición de servidumbres, elaborar la ingeniería correspondiente y tener en cuenta el tiempo de fabricación de los equipos y materiales que hacen que en general la construcción tenga una duración superior a una año, pero que desde el momento en que se concibe el proyecto el transmisor debe hacer desembolsos a los diferentes contratistas que adelantan actividades del proyecto, y que la remuneración del mismo solo se inicia hasta el momento de entrada en operación del mismo. De acuerdo con lo anterior y debido a su impacto en el costo de instalación, reiteramos la solicitud de la inclusión de dichos costos dentro de la estructura considerada como factor de instalación”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN – E-2006-007038

Definición de Unidades Constructivas

172. *“En la propuesta no se está considerando la configuración barra sencilla tipo 2, ya que, según el consultor, en el Anexo CC2 del Código de Redes se indica que “no se admitirá la configuración de “barra sencilla” debido a su baja flexibilidad y confiabilidad, excepto para subestaciones terminales de una línea radial con un solo usuario final”. Es necesario resaltar que la anterior prohibición aplica solamente a subestaciones nuevas y no a las existentes, razón por la cual las subestaciones que existían con anterioridad al Código de Redes mantienen esta configuración. En consecuencia se solicita conservar esta Unidad Constructiva y definir su respectiva valoración”.*

R: Las unidades constructivas a remunerar deben ser consecuentes con la normatividad existente, por lo tanto la propuesta es no crear una nueva unidad constructiva.

173. *“Existen subestaciones en el STN que tienen un número elevado de bahías, como es el caso de las subestaciones a 230 kV: Torca (13), San Carlos (14), Guavio (14), Esmeralda (16), Chivor (17), Sabanalarga (17) y Guatapé (18). Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando además que por razones de ampliaciones debidas a nuevas conexiones al STN, se puede hacer necesario aumentar el número de bahías en las subestaciones actuales, se solicita definir nuevas unidades constructivas tipo 3 para el Módulo Común, Barraje y Protección Diferencial de Barras, que reflejen adecuadamente el costo de este tipo de subestaciones”.*

R: Como se ha reiterado en diferentes oportunidades, la remuneración por unidades constructivas tiene en cuenta la conformación promedio de las unidades existentes, por lo tanto no se considera conveniente crear las unidades mencionadas. En cuanto al costo de las adecuaciones necesarias para las posibles nuevas conexiones, éste deberá estar incluido en las convocatorias que se realicen para la construcción de los nuevos proyectos. Adicionalmente, a partir del inventario de activos se obtiene que las subestaciones tipo 1 tienen en promedio 4 bahías y las tipo 2, 9; lo cual se considera que está dentro del rango que se está remunerando.

174. *“En el numeral 1.2.5 del documento se menciona que no deben incluirse unidades constructivas para las compensaciones conectadas a 115 kV, dado que se supone que una vez se cumpla el tiempo de utilización, el transportador podrá disponer del activo.*

Teniendo en cuenta que estos activos pueden continuar siendo requeridos para la operación del sistema, y que por tanto no sea conveniente retirarlos, es importante definir las Unidades Constructivas asociadas, como es el caso de las nuevas unidades constructivas correspondientes a los proyectos de convocatorias a nivel del STN. A lo anterior se suma el hecho de que estos activos se remuneran como activos del STN y por tanto son sujetos a compensaciones si no se cumplen con las metas de calidad establecidas, lo cual hace necesario definir el valor unitario de sus unidades constructivas para efectos de calcular la fracción del ingreso del proyecto que representa cada unidad constructiva, con el fin de determinar la compensación correspondiente. Por lo anterior, se solicita definir las unidades constructivas correspondientes”.

R: Durante el tiempo que duren las convocatorias la remuneración ya está establecida, de acuerdo con la propuesta del adjudicatario. En cuanto al cálculo de las compensaciones por incumplimiento de las metas de calidad, éste dependerá de la metodología vigente, la cual se está también modificando.

Cantidades de elementos y equipos considerados

175. *“Según el informe del consultor, se seleccionó un conductor típico para cada nivel de altura, para que se cumpliera con los criterios de control de efecto corona y radio interferencia, de modo tal que para las líneas a 230 kV en el nivel 2 se seleccionó ACAR 1200, en tanto que para las líneas en el nivel 3 se seleccionó ACAR 1500. Sin embargo, en las tablas No. 38 y 39, se ha utilizado ACAR 1200 tanto para nivel 2 como para nivel 3, por lo cual se solicita realizar la modificación respectiva en dichas tablas, considerando el conductor ACAR 1500 para las líneas a 230 kV en nivel 3”.*

R: Se hace el ajuste respectivo.

176. *“Teniendo en cuenta que actualmente existen líneas a 500 kV que tienen tramos por encima de 2000 msnm, se solicita definir la Unidad Constructiva km de línea a 500 kV nivel 3, así como el costo unitario correspondiente”.*

R: Ver respuesta al comentario 151.

177. *“Teniendo en cuenta que quien realmente define el tipo de unidad constructiva (tipo 1,2 ó 3), es la altura sobre el nivel del mar, se solicita que en los nombres de las unidades constructivas de líneas, no se incluya el conductor, ya que esto dificultaría la asimilación de las líneas existentes a las unidades constructivas definidas”.*

R: Se hace el ajuste respectivo.

178. *“Con respecto a las cantidades de protecciones diferenciales de barras que se utilizan en la tabla 35 A, debe tenerse en cuenta que en las configuraciones con acople y/o transferencia, en barras seccionadas y por la zona de comprobación, es necesario tener protecciones diferenciales adicionales. En consecuencia, se solicita modificar las cantidades de protecciones diferenciales de barras, de la siguiente manera: una (1) para las subestaciones de barra sencilla, tres (3) para las de barra doble tipo 1 y cuatro (4) para las de barra doble tipo 2. Adicionalmente, para las subestaciones de interruptor y medio, se solicita definir una unidad constructiva que contemple dos (2) protecciones diferenciales de barras”.*

R: Ver respuesta a comentario 166.

179. *“En la tabla 40 se incluyen los mismos pesos por kilómetro para las estructuras con dos conductores por fase que los que se incluyen en la Tabla 39 para estructuras con un solo conductor por fase. En consecuencia, se solicita revisar los valores de dicha tabla, a fin de que consideren los esfuerzos a que deben someterse las estructuras que soportan dos conductores por fase”.*

R: Ver respuesta al comentario 170.

180. *“En el literal e) del numeral 1.2.7.4, se incluyen las memorias de cálculo de cantidades de espaciadores y amortiguadores para diferentes tipos de líneas, pero no se incluye el cálculo para líneas de doble circuito 230 kV con dos conductores por fase. Se solicita incluir dicho cálculo así como la respectiva valoración dentro de las unidades constructivas correspondientes”.*

R: En la Tabla 4 y en la 56 del estudio de unidades constructivas se incluye el costo y las cantidades de estos accesorios para las líneas de doble circuito 230 kV con dos conductores por fase, por lo que en la valoración si están considerados.

Costos FOB – Actualización de los costos históricos

181. *“Teniendo en cuenta que la metodología de remuneración de la transmisión considera los costos de reposición a nuevo, los precios de mercado deben corresponder con la información más reciente disponible, para lo cual se deben utilizar índices que recojan la verdadera variación de dichos precios en el tiempo.*

En este sentido, resaltamos que el indicador seleccionado por el consultor no recoge las variaciones que se han presentado en las materias primas de las

unidades, ignorando los importantes incrementos que en los últimos años se han presentado a nivel mundial en los precios de los metales utilizados en la fabricación de los principales elementos constitutivos de las líneas de transmisión (conductor, estructuras metálicas y herrajes).

El impacto de los aumentos presentados en las materias primas sobre los precios de los materiales utilizados en las líneas de transmisión, puede observarse en la Tabla 1.

Tal como se mencionó y como puede apreciarse en esta tabla, para las líneas de transmisión el comportamiento del índice de actualización propuesto en el estudio por el consultor no recoge los incrementos que se han presentado en los materiales principales debido a los incrementos en las materias primas de los mismos.

De otro lado, si bien es claro que en los términos de referencia del estudio de unidades constructivas se definió que los costos unitarios propuestos por el Consultor deberían ser a precios de diciembre de 2004, es necesario considerar que los principales análisis y los resultados del estudio se están alcanzando en el año 2006 y que la aplicación de los costos unitarios revisados se dará ya iniciado el año 2007.

Por todo lo anterior, solicitamos que para efectos de definir los precios de reposición, se considere como índice de actualización de los precios de equipos y elementos que se tomaron como referencia, un índice diferente al PPI de los Estados Unidos de América, que represente de manera adecuada las variaciones en los metales, las cuales son las que finalmente determinan los precios de mercado de los materiales. Para el efecto, se propone la serie WPU10 metals and metals products, la cual refleja adecuadamente el comportamiento de las materias primas aplicables a líneas de transmisión.

Para los equipos y elementos de los que no se tenga información disponible, podría aceptarse utilizar la fórmula de actualización de costos unitarios propuesta por el Consultor, en forma similar a como se actualizaron algunos precios de equipos en el estudio, pero para aquellos elementos en los que se tenga información reciente, como es el caso del cobre, el aluminio y el acero, la actualización se debe hacer con la mejor información disponible, es decir la de 2006".

R: Ver respuesta al comentario 138.

Factor de Instalación

182. *“Costos Financieros. El consultor no está considerando el costo del capital en el que se incurre por los desembolsos que se hacen durante el periodo de construcción de los proyectos, el cual es independiente de la estructura de financiación de los mismos. Dichos costos son causados durante el periodo de construcción del proyecto y al realizarse antes de la entrada en operación del activo, y por tanto del inicio del periodo de remuneración del mismo, deben considerarse como una componente adicional del factor de instalación. Por las características de los proyectos de transmisión, cuya duración generalmente es superior a un año, este costo es significativo dentro del costo total de la unidad constructiva”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

183. *“Aranceles. El consultor manifiesta en el numeral 1.3.2.2. del documento que se consideran las estructuras metálicas como nacionales, por lo cual considera un valor del 13.39 % del valor FOB como arancel. Sin embargo, es importante tener en cuenta que las estructuras para equipos de las subestaciones normalmente se incluyen como parte del suministro de los equipos y que las estructuras de las líneas en la mayoría de los casos son importadas. Por estas razones, consideramos que se debe aplicar un arancel equivalente al 15% del costo CIF de los equipos, por lo cual solicitamos que se realice la respectiva modificación”.*

R: Ver respuesta al comentario 158

184. Vida útil de líneas de transmisión

a) *“Los casos mencionados por el consultor para concluir que podría utilizarse una vida útil de 40 años para las líneas de transmisión, corresponden a algunos casos particulares y en ningún momento podría asegurarse que ésa será la situación general para la totalidad de las líneas que conforman el sistema.*

Estas líneas, por la época en que fueron construidas, pueden tener diseños con especificaciones diferentes a las actuales en cuanto a cantidad de material, calidad, cantidad, de recubrimientos anticorrosivos, número de elementos estructurales, etc, como en factores de seguridad y de diseño en general, que han permitido que aún se encuentren operando. Las metodologías utilizadas actualmente para el cálculo y la ingeniería de diseño de estructuras y selección de conductores, se han venido optimizando con el tiempo, y en la actualidad, para realizar los diseños, se cuenta con programas optimizados, que como resultado, permiten emplear estructuras de menor peso, tamaño, espesor de recubrimientos,

etc., optimizando de esta forma las curvas de utilización de los elementos, pero llevándolas a su límite de diseño. Para el caso de conductores, sucede algo similar.

Adicionalmente, gracias a las reposiciones y renovaciones realizadas sobre las líneas de transmisión, cuyos costos son diferentes a los incurridos por las actividades normales de mantenimiento que se reconocen en la componente de AOM, es que se ha logrado que algunas de ellas superen los 25 años de vida útil.

Por lo anterior, definir una vida útil superior a los 25 años para líneas de transmisión, desconocería la reposición sistemática que las empresas tienen que realizar con el objeto de mantener la confiabilidad y disponibilidad, obediendo las señales regulatorias establecidas, por lo cual se solicita mantener el valor de 25 años utilizado actualmente en la regulación.”

R: Ver respuesta al comentario 140.

- b) *“Para las líneas que operan en zonas con contaminación, consideramos que éstas merecen un análisis y tratamiento especial en cuanto a la definición de su vida útil. Este aspecto tiene básicamente dos implicaciones sobre los equipos eléctricos ubicados en estas zonas, los cuales son:*

Vida útil. Para este caso, la contaminación afecta los diferentes elementos que conforman las líneas y subestaciones, acabando con las protecciones galvánicas de estructuras, herrajes y en general con todos los componentes metálicos de los diferentes activos eléctricos, ocasionando su corrosión.

En el caso específico de la Costa Atlántica, existen zonas con contaminación salina e industrial en las cuales después de tan solo cinco (5) años, es necesario realizar reposiciones de angulería en las estructuras. Igual caso ocurre con los demás componentes de las líneas, como es el caso de herrajes, cables de guarda y cadenas de aisladores. En este último caso, ha sido necesario recurrir a los herrajes de acero inoxidable, para poder ampliar la vida útil de estos componentes, con los consecuentes incrementos en los costos de los mismos.

Mantenimiento. Por otra parte, la contaminación, además de disminuir la vida útil de los equipos, impacta sobre las distancias de fuga de los aisladores al depositar partículas de sal, polvo y/o materiales conductores en los aisladores o porcelanas de los equipos, siendo necesario el lavado frecuente de los mismos para recuperar su capacidad de aislamiento y evitar fallas a tierra.

Es importante resaltar que el lavado por contaminación se realiza sobre los aisladores y tienen como fin limpiar los mismos de los elementos contaminantes. Sobre las estructuras metálicas no se realiza lavado.

De acuerdo con lo anterior, se considera necesario definir una vida útil diferencial, significativamente inferior a los 25 años, para las líneas de transmisión que operan en condiciones de contaminación ambiental por sal o por contaminantes industriales, de modo que ésta refleje el deterioro sobre los elementos que la componen, cuya reposición debe realizarse en tiempos muy cortos y no se evita con las mayores labores de mantenimiento que remunera la regulación mediante un porcentaje adicional, para el caso de la contaminación salina”.

R: Ver respuesta al comentario 163.

Nuevas Unidades Constructivas Propuestas (CSM y VQ)

Factor de Instalación – CSM

185. *“En el documento “Nuevas Unidades Constructivas y sus Costos Unitarios – Sistema de Transmisión Nacional – Junio 24 de 2004”, enviado por el CNO a la CREG, en el cual se justificó la inclusión de las nuevas unidades constructivas Centro de Supervisión y Maniobras, VQ's y Teledisparos, se mencionó que el Comité de Transmisión continuaría analizando el Factor de Instalación y el AOM de la unidad constructiva CSM.*

Una vez revisado el tema, el Comité de Transmisión calculó los valores para las diferentes componentes que hacen parte del factor de instalación de la unidad constructiva CSM, los cuales se presentan en la tabla 2, incluyendo el ítem correspondiente a los Costos Financieros, de acuerdo con lo expuesto en el literal D, numeral 1 de esta comunicación.”

R: Ver respuesta al comentario 150.

Factor de Instalación VQ

186. *“Teniendo en cuenta que los Sistemas para el Control de Tensión y Potencia Reactiva – VQ, también son similares a los CSM, se solicita utilizar el mismo factor que el definido para este último”.*

R: Ver respuesta al comentario 150.

Módulo Común del CSM

187. *“En el Anexo 2 del Informe del Consultor falta incluir la tabla correspondiente a los valores para el Módulo Común del CSM, con su respectivo factor de instalación, por lo cual se solicita realizar los ajustes respectivos”.*

R: Se considera que dentro del valor propuesto para la unidad constructiva del CSM se incluyen todos los costos asociados.

TRANSELCA - E-2006-007040

Comentarios Generales

188. **“Actualización de Costos.** *En el documento Circular 036 A1 se indica que en la valoración de los equipos se utilizaron valores históricos de los fabricantes de suministros en proyectos ejecutados entre los años 1991 y 2005. Estos precios no consideraron los incrementos en los precios de las materias primas, los cuales tuvieron un aumento considerable a partir de enero de 2005, como puede verse en las gráficas que se presentan a continuación...*

Teniendo en cuenta el incremento de precios indicado, se debe considerar el correspondiente ajuste en la valoración de las Unidades Constructivas”.

R: Ver respuesta al comentario 138.

189. **“Costos Financieros.** *Se debe incluir en la valoración de las Unidades Constructivas los costos financieros asociados al capital invertido durante la etapa de construcción de los proyectos. Este componente se tuvo en cuenta para el cálculo del factor de instalación utilizado en la resolución CREG 026 de 1999, toda vez que los desembolsos de los proyectos regularmente se realizan a partir de la firma del acta de iniciación de obra”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

Comentarios Específicos

190. **“Numeral 1.2.2: Evaluación de la Conformación de las Unidades Constructivas de Subestaciones.**

a) **Comentario 1:** *Confirmar que la nueva Unidad Constructiva “Corte Central – UC 12” se reportaría al 50% en caso que un diámetro se comparta entre una salida del STN y un activo de conexión al STN.”*

R: Esta condición se aclara en la metodología.

- b) *“Comentario 2: Para las subestaciones en configuración interruptor y medio se deben definir Unidades Constructivas de Protección Diferencial de Barras (Tipo 1 y Tipo 2) que incluyan las dos protecciones diferenciales de barra”.*

R: Ver respuesta a comentario 166

191. *“Numeral 1.2.2.12: Se definen nuevas Unidades Constructivas para activos de compensación.*

Comentario. Definir la Unidad Constructiva de compensación capacitiva paralela 220 kV (Anillo) 39.5 MVar, actualmente operativa en la subestación Fundación o en su defecto confirmar si esta compensación se podría asimilar a la compensación de 40 MVar. Se aclara que las compensaciones operativas en la subestación Fundación son maniobrables”.

R: Dado que no se pretenden definir unidades constructivas para todos los casos particulares, los equipos instalados se deben asimilar a la unidad constructiva más cercana en cuanto a características.

192. *“Numeral 1.2.4: Evaluación Unidades Constructivas Líneas de Transmisión.*

- a) *Comentario 1: Solicitamos definir nueva Unidad Constructiva para el cruce de líneas a 220 kV sobre el río Magdalena, las cuales tienen mayores exigencias en obra civil y en la altura de las estructuras. Actualmente, se encuentran en servicio tres líneas Sabanalarga – Fundación a 220 kV, las cuales unidas a la línea Sabanalarga – Salamina a 110 kV, conforman dos cruces del río en torres de doble circuito. El diseño de estas torres por su característica especial de construcción, es más exigente que el requerido para torres de líneas de 500 kV.”*

R: Ver respuesta a comentario 151.

- b) *“Comentario 2: Sugerimos definir Unidades Constructivas de líneas de transmisión que utilicen cables de potencia subterráneos para circuitos sencillo, doble y cuádruples.”*

R: Ver respuesta a comentario 151.

- c) *“Comentario 3: Se sugiere no indicar el tipo de conductor en las Unidades Constructivas de línea de Transmisión debido a la diversidad de conductores utilizados por las diferentes empresas transmisoras. En el caso particular de TRANSELCA no aparecen incluidos los conductores utilizados por ésta, lo que podría dificultar la asimilación de las Unidades Constructivas existentes.”*

R: Ver respuesta al comentario 177.

d) *“Comentario 4: En lo relacionado con la Unidad Constructiva C18 (Circuito Cuádruple a 220 kV) se aclara que la Unidad Constructiva propuesta por TRANSELCA, como su nombre lo expresa, consiste en la infraestructura necesaria para la colocación de cuatro (4) circuitos independientes a 230 kV, en un sola estructura. La comparación que el Consultor presenta en los comentarios de esta unidad constructiva, corresponden a un solo circuito de transmisión a 500 kV compuesto de cuatro (4) conductores en haz por fase.”*

R: Ver respuesta al comentario 151.

193. *“Numeral 1.2.6: Áreas Típicas de las Unidades Constructivas de Subestaciones*

Comentario. Se debe definir áreas típicas para las Unidades Constructivas de Bahía de Compensación, Módulos de Compensación y Módulo de Barraje”

R: Ver respuesta al comentario 152.

194. *“Numeral 1.4: Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas.*

Comentario: En la tabla No. 59 del Anexo 2, no se incluyeron tanto el ítem de la Unidad Constructiva Módulo Común del CSM como los factores de instalación para determinar el valor instalado de las Unidades Constructivas relacionadas con los Centros de Control. Se debe indicar en la Tabla No. 59 del Anexo 2 los factores de instalación del SCADA (Centro de Supervisión y Maniobra – CSM), del EMS (Programa de Aplicación de Manejo de Energía) y del Enlace de Intercambio ICCP, adicionalmente la inclusión del Módulo Común del CSM con su respectivo factor de instalación”.

R: Ver respuesta a los comentarios 187 y 150.

195. *“Numeral 1.5.6: Vida Útil. Establecer una vida útil superior a los 25 años, además de afectar el ingreso esperado por los inversionistas y la racionalidad de la inversión en el sector, estaría desconociendo las continuas reposiciones que las empresas realizan con el propósito de prolongar la vida útil de las líneas para garantizar la confiabilidad y disponibilidad exigidas en el marco de la regulación vigente*

Con relación a este punto para las Líneas de Transmisión, el caso referente a vidas útiles superiores a cuarenta (40) años, se presenta para casos puntuales en

los cuales posiblemente por diseños antiguos y sobredimensionados se puedan presentar estas vidas.

Sin embargo, en los diseños actuales en los que se alcanzan mayores optimizaciones en materiales, las vidas útiles proyectadas son mucho menores y peor aún, en casos de ambientes contaminantes ya sea por salinidad o por contaminantes industriales, las vidas útiles son mucho más afectadas.

Este caso ocurre en amplias zonas del país como es el caso de la Costa Atlántica en la que debido a la contaminación salina y a los altos índices de humedad del ambiente, existen líneas en las que se presentan vidas útiles del orden de 5 años.

La contaminación ambiental incide en dos aspectos en las líneas de transmisión y en general en los equipos eléctricos instalados en estas zonas:

- *Corrosión Vida útil. Los equipos metálicos sufren de corrosión siendo necesaria su reposición en periodos de tiempo inferiores inclusive a los 25 años definidos actualmente en la regulación vigente.*
- *Fallas por pérdida de aislamiento – Lavado. La acumulación de partículas contaminantes sobre los aisladores ocasiona pérdida de aislamiento y fallas a tierra por lo que es necesario limpiar los aisladores constantemente.*

Actualmente la regulación considera un reconocimiento por la labores adicionales de lavado que se hace sobre ciertas torres, sin embargo el efecto de la contaminación además de ocasionar este efecto de pérdida de aislamiento ocasiona el deterioro acelerado de los componentes metálicos implicando su reposición con vidas útiles inferiores a las definidas.

Por lo anterior se solicita mantener el criterio de 25 años de vida útil para las líneas de transmisión y considerar la aplicación de vidas útiles diferenciales sustancialmente inferiores a 25 años dependiendo de las zonas de contaminación ambientas en las que se encuentren las líneas de transmisión”.

R: Ver respuesta al comentario 163.

196. “Numeral 1.3: Índice de Actualización de Costo total de Unidad Constructiva.

Comentario. En la propuesta de actualización de las Unidades Constructivas no se indica si la parte correspondiente a precios internacionales (USD) se convierte en pesos con la TRM del último día del mes en que se prestó el servicio, una vez aplicado el índice de precio al productor (PPI) de los Estados Unidos de América.

Adicionalmente, antes de la aplicación de los índices de actualización propuestos, se solicita actualizar los valores de las Unidades Constructivas en USD de junio de 2006, con un índice que refleje la evolución de los precios de las materias primas, principalmente el acero, cobre y aluminio”.

R: Ver respuesta al comentario 138.

EPM – E – 2006 – 007041

Observaciones al Documento Principal

197. *“El consultor no considera la configuración “Barra Sencilla Tipo 2” argumentando que, en el Anexo CC2 del Código de Redes, se indica que la configuración “barra sencilla” no se admite debido a su baja flexibilidad y confiabilidad. Al respecto, comentamos que esta restricción solo aplica a las subestaciones construidas con posterioridad a la expedición del Código de Redes y no a las que existían al momento de su expedición. Por tal razón, esta es una unidad constructiva existente en el sistema, que se remunera actualmente y por lo tanto, debe continuarse remunerando”.*

R: Ver respuesta al comentario 172.

198. *“Debido a que en el Sistema de Transmisión Nacional existen subestaciones que poseen un número de bahías superior a 12 (caso Guatapé con 18 bahías), se debe considerar y definir unidades constructivas, tales como Módulo Común, barraje y diferencial de barras, que remuneren apropiadamente este tipo de subestaciones, dado que su composición y costos difiere bastante de las tipo 2 con las cuales se asimilan (ver Anexo Análisis Costos Elementos Comunes configuración Guatapé). Por lo anterior, solicitamos se definan unidades constructivas tipo 3 para subestaciones con más de 12 bahías, para las diferentes configuraciones de subestaciones que puedan tener esta condición. La unidad constructiva tipo 3 aplicaría a las UC Módulo Común, Barraje y Diferencial de barras”.*

R: Ver respuesta al comentario 173.

199. *“En el numeral 1.2.7.4, relacionado con materiales técnicos, en el punto de estructuras, se dice que no se consideraron variaciones internacionales de mercado por contarse con una muestra de costos de suministro importantes.*

Teniendo en cuenta que la información tomada como referencia corresponde a proyectos del año 2003 o anteriores, es necesario actualizarla con un índice,

diferente al PPI de los Estados Unidos, de tal forma que refleje apropiadamente las variaciones internacionales en los precios de los materiales. Esta variación no se ve correctamente reflejada con el índice utilizado. Adicionalmente, debido a que la metodología que se adoptó es la de Reposición a Nuevo, expresar de los datos en dólares de diciembre de 2004, no estaría reflejando los costos actuales ni la tendencia que se ha presentado en los últimos años, en los precios de los materiales; es necesario entonces, que la actualización de los costos se efectúe a una fecha lo más cercana posible a la de aplicación de los nuevos Costos Unitarios”.

R: Ver respuesta al comentario 138.

200. *“En el factor de instalación propuesto no se consideran los costos financieros asociados con el costo del capital invertido en la etapa de construcción de los proyectos, que son independientes de su estructura financiera y que actualmente son reconocidos en la resolución CREG 026 de 1999. Resaltamos que éstos son costos en los que se incurre para poner en servicio el activo y por tal razón, deben quedar incluidos en el costo total de la unidad constructiva y hacer parte de su factor de instalación”.*

R: Ver respuesta al comentario 139.

201. *“Los porcentajes de las componentes del Factor de Instalación que se presentan en el numeral 1.3.2.1, no corresponden con los indicados en la página 41. Se debe presentar la información que sustenta esta diferencia (archivo 215202ELLS0041). Adicionalmente, se debe precisar el factor DFI (Distribución Físico Internacional) para líneas de transmisión; en el informe, numeral 1.3.2.2, solamente se especifica para subestaciones y no se habla expresamente de líneas”.*

R: Se ajustan los factores de instalación presentados en el numeral 1.3.2.1 y en la página 41, de acuerdo con los realmente utilizados.

Adicionalmente se ajusta la base de datos ya que los DFI también aplican para las líneas de transmisión.

202. *“En el numeral 1.3.2.2 se afirma que el valor del arancel promedio es del 13.39% del FOB y no del 15.53%, este último el valor del documento CREG 038, debido a que se está considerando las estructuras metálicas como nacionales, lo que implica el no pago del arancel. Esta afirmación no es correcta puesto que las estructuras para líneas en su mayor parte son importadas, y para los equipos principales de subestaciones, están incluidas en los suministros que también son*

importados, por tal razón se debe considerar, en ambos casos, el valor establecido que es del 15% del valor CIF”.

R: Ver respuesta al comentario 158.

203. *“En general, en la determinación de los costos de Unidades Constructivas debe aplicarse el factor de instalación calculado y no el aproximado a un valor entero, que como se ve en las tablas, no necesariamente lo aproximan al entero más próximo”.*

R: Ver respuesta al comentario 157.

204. *“Los valores tomados para el CSM (SCADA, EMS, ICCP, Módulo Común), son valores FOB que no consideran el Factor de Instalación. Por tal razón, en la definición de los costos unitarios de estas unidades constructivas, se debe incluir este factor. Solicitamos tomar el que proponga el CNO, el cual complementará la propuesta de Unidad Constructiva CSM que hizo este Comité. Adicionalmente, resaltamos que en la tabla 59 faltó incluir los costos de la Unidad Constructiva Módulo Común correspondiente al CSM”.*

R: Ver respuesta a los comentarios 150 y 187.

205. *“En la metodología para la determinación de los costos FOB (Numeral 1.2.1) se indica, que fueron eliminados los datos que estaban muy alejados de los promedios o que presentaban una desviación apreciable. Falta especificar en el estudio cuál fue el criterio utilizado para la eliminación de algún dato o aclarar en qué consiste una “desviación apreciable”. Adicionalmente, mostrar la información completa para conocer qué valores fueron desechados”.*

R: Se eliminaron algunos valores suministrados por fabricantes, ya que en algunos casos el valor correspondía al 300% del valor suministrado por los transportadores. En ningún caso se eliminaron datos suministrados por los transportadores.

206. *“En el numeral 1.3.4, relacionado con el Factor de Construcción y Montaje, se indica que la adecuación del terreno no se incluye en el factor de instalación de las UC ya que su costo se considera asociado al costo del mismo. Esta afirmación no es correcta puesto que normalmente en el costo del terreno no se incluye su adecuación, este es un costo adicional en el que se incurre y por tal motivo debe ser considerado en la valoración”.*

R: Tal como se menciona en el documento CREG 038 de 1999, soporte de la Resolución CREG 026 de 1999, no se remunerarán las adecuaciones de los

terrenos ya que ellas contribuyen a la valorización del terreno que se considera un beneficio para el propietario. Por otra parte, en todas las unidades constructivas se reconoce el valor correspondiente a la obra civil requerida.

207. *“En el factor de instalación, faltó considerar los costos asociados con el Plan de Manejo Ambiental de subestaciones, sólo los consideran para líneas”.*

R: En el factor de instalación, en el ítem de diseños está considerado el valor del plan de manejo ambiental de subestaciones el cual, de acuerdo con los datos suministrados por los transportadores, corresponde en promedio al 0,39% del valor FOB.

208. *“Debe reevaluarse la necesidad de diferenciar la UC Módulo Común CSM en tipos 1, 2 y 3, es suficiente con un solo tipo”.*

R: Ver respuesta al comentario 187

209. *“Se deben revisar las áreas para las bahías de línea y de transformador, configuración interruptor y medio 500 kV. Con el ajuste que se hace de las áreas, considerando la UC Corte Central, el área de la bahía de transformador también debe cambiar, figura 3600m² para bahía de transformador y 3300m² para bahía de línea.”.*

R: Se ajustan los valores de las áreas.

210. *“En la tabla que se presenta en la página 31, no se entiende como obtuvieron los datos puesto que hacen referencia a información que no se adjunta (tabla 55). ¿Cómo obtuvieron los ponderados? ¿De qué líneas se tomaron los precios? Igual situación se presenta con la tabla siguiente, se indica que tomaron costos de líneas de ISA y Bogotá para obtener los ponderados, pero no se muestra la información.*

En el numeral 1.2 7.4, en el punto de Conductores, se dice que para los precios no hay un “índice de escala fácil” de aplicar, dada la variación en el mercado mundial del acero y del aluminio, no se utilizó el índice CPI de los Estados Unidos ya que darían valores irreales. ¿Qué se hizo entonces? Dicen haber tomado valores de proyectos conocidos y construidos de líneas del STN. Quisiéramos conocer los valores puesto que no se muestra tabla 55 a la que se hace referencia.”

R: En el estudio está el detalle de la información, pero esta no se hace pública, ya que se ha considerado información confidencial.

211. *“En el estudio, unificar rendimiento de estructuras pues en unas fórmulas toman 2.33 y en otras 2.32 torres/km.Cuál es el correcto?”*

R: Ver respuesta al comentario 157.

212. *“En la página 33, literal d), existe un error aritmético en el cálculo del número cadenas de suspensión de líneas a 230 kV, doble circuito. Debe ser 11.02 en lugar de 10.69 cadenas por kilómetro. Esta corrección también debe hacerse en la tabla 39 del anexo 2, figura 10.67 y debe ser 11.02.”*

R: Se ajusta el valor.

213. *“En la página 43, numeral 1.3.4, verificar el valor de 200 metros cuadrados que se considera como área para el edificio de control de la subestación; este valor parece ser muy bajo.”*

R: El área de 200 m² corresponde al área de los edificios de control de los proyectos UPME 01 y UPME 02, actualmente en construcción. Adicionalmente hay una caseta de control para cada dos bahías (control distribuido), en ella se instalan tableros de control, protección, servicios auxiliares y comunicaciones.

214. *“Para la actualización de los costos de las UC (numeral 1.6) proponen considerar por separado la componente nacional y la componente extranjera. Se debe aclarar en qué moneda se darían los valores iniciales de estas componentes y sobre los cuales se aplicarían los índices de ajuste recomendados.”*

R: Ver respuesta al comentario 136.

OBSERVACIONES A LOS ANEXOS

215. *“Teniendo en cuenta las observaciones que hacemos al factor de instalación (observaciones 5 y 6), debe existir coherencia entre los porcentajes del factor DFI establecidos en las tablas 1 y 2, con los definidos en el numeral 1.3.2 del documento.”*

R: Ver respuesta al comentario 201.

216. "En la tabla 4, en la descripción de los elementos "estructuras" y "conductor" debe suprimirse la expresión "por km" ya que se trata de un valor en dólares por tonelada."

R: Se hace la modificación.

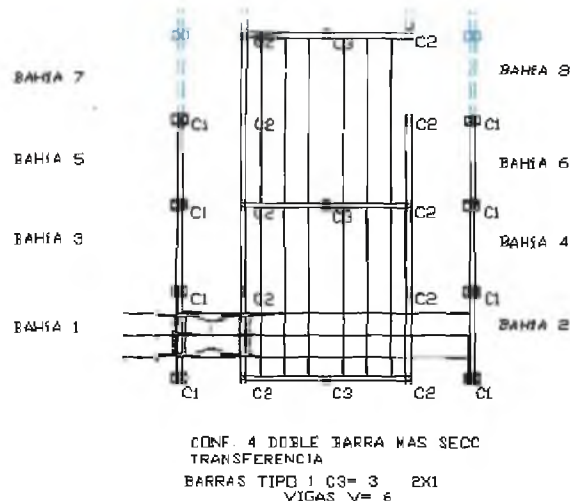
217. "Debería definirse una UC para TRF de repuesto con un factor de instalación especial (sin algunos componentes del factor de instalación)."

R: Se va a considerar esta nueva Unidad Constructiva.

218. "En la tabla 32, parecen estar errados los datos de toneladas de estructuras metálicas y de accesorios de conexión AT, debido a que son inferiores a los valores de las UC de las tablas 29 a 31."

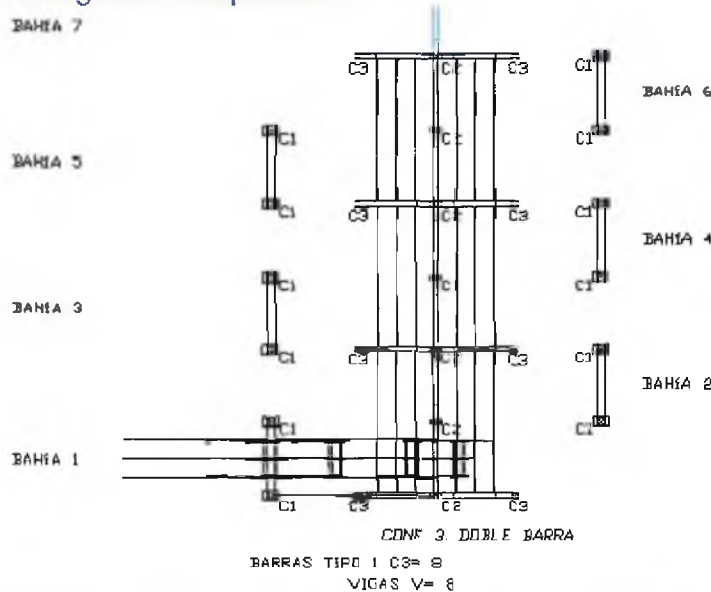
R: De acuerdo con la revisión del consultor ratificamos los datos ya que no se encontraron errores. A continuación se presenta el análisis del consultor.

Al verificar la cantidad de estructuras en el módulo de barras para la configuración de "doble barra más seccionador de transferencia" y "doble barra" se observa que el número de columnas y de vigas es menor en la primera configuración, ya que las columnas C2 en la primera configuración se consideran en las bahías de línea, pues se utilizan primariamente para soportar la viga en la que se instala el seccionador de transferencia. Igual situación sucede para otras configuraciones.



EQUIPO	CANTIDAD	PESO ESTRUCTURAS
EQUIPO DE PATIO		
Transformador de potencial	2	
Estructura soporte transformador de potencial	2	263,78
Columna de estructura 2 x 110 m	3	3600
Viga de estructura 1x115m	6	9000
PESO TOTAL		12863,78

En doble barra las columnas C3 se consideran del módulo de barra, mientras que las columnas C2 como parte de las bahías de línea o transformador, de acuerdo con la siguiente disposición:



EQUIPO	CANTIDAD	PESO ESTRUCTURAS
Transformador de potencial	2	
Estructura soporte transformador de potencial	2	263,78
Columna de estructura 2 x 110 m	8	3600
Viga de estructura 1x115m	8	12000
PESO TOTAL		21863,78

219. "En la tabla 38, correspondiente a km de Línea 230 kV Circuito Sencillo, puede existir un error en la cantidad de cable de guarda, estas líneas normalmente tienen un solo cable de guarda, figura 2.04/km."

R: Se hace la modificación.

220. "Con base en la propuesta del consultor, el conductor seleccionado para el nivel 3, para evitar problemas de efecto corona y de radiointerferencia, fue el ACAR

1500 (ver numeral 1.2.7.4), pero si se revisan las tablas 38 y 39 del anexo 2, utilizan el conductor ACAR 1200 para los niveles 2 y 3. Se debe hacer la corrección para el nivel 3 y recalcular el peso de conductor por Km para un conductor ACAR 1500.”

R: Se hace la modificación.

221. *“En la tabla 52, debe verificarse la cantidad de cadenas de aisladores de suspensión y retención en los módulos de barraje, para la configuración Doble Barra con Seccionador de Transferencia; parece estar errado (comparar con las otras configuraciones de la misma tabla 52).”*

R: Ver respuesta al comentario 218. Se confirma que las cantidades corresponden con la configuración. Se debe tener en cuenta que en algunas configuraciones es posible tener bahías enfrentadas y en otras no, por lo que el barraje en unos casos tiene más vanos que en otros, lo cual incide en el número de cadenas, herrajes y cables.

222. *“Falta la tabla 54, vano promedio de líneas.”*

R: Ver respuesta al comentario 210.

Anexo Costos Obras Civiles

223. *“En las tablas correspondientes a los Módulos Comunes, para los diferentes tipos de subestaciones, están considerando los costos de obra civil y montaje de los transformadores de potencial y de las estructuras. Para ser coherentes con la separación que se hizo entre el Módulo Común y el Módulo de Barraje, los costos de obra civil y montaje de estos elementos deben separarse del Módulo Común y determinarse para el Módulo de Barraje. Adicionalmente, debe verificarse que en la información que se presenta de estos módulos en las tablas del anexo 2, estos costos estén en el módulo correspondiente.”*

R: En los módulos de barraje (Tablas 29 a 34 del estudio), se incluyen los transformadores de potencial de barras, los cuales no se consideran en la Tabla 35 de módulo común. En el Anexo 2 del estudio se muestra en una sola tabla la cantidad de estructuras para el módulo de barraje y las cantidades de obras civiles para el módulo común; dichos costos se manejan de forma independiente.

EPSA – E-2006-007067

Metodología utilizada. Precios FOB

224. *“En la metodología planteada para determinar los costos eficientes de las unidades constructivas y en particular los costos FOB, se tuvo muchas variables en cuenta tales como los valores de proyectos recientes, el desarrollo de tecnologías, la apertura de mercados, pero dado que la remuneración de dichos activos será para un periodo futuro, también se deberían tener en cuenta proyecciones de precios de materiales para las líneas como el cobre, el aluminio y el acero, y además el impacto de la tasa de cambio y el comportamiento de los índices de precios utilizados, los cuales impactan de manera negativa la valoración de los activos. Estos impactos y proyecciones deben ser reconocidos en la valoración para tener precios más acordes con la realidad de los proyectos.*

De otra parte al hacer una comparación de los precios FOB definidos en el anexo 2 del estudio de Mejía Villegas en el cual se muestra el detalle de los elementos que componen las unidades constructivas y los precios FOB de una cotización reciente de un reconocido proveedor de equipos para subestaciones de 230 kV, se observa que el informe final de la asesoría está subvalorando de manera significativa los equipos constitutivos principales de las unidades constructivas. A continuación se muestra la comparación de precios actuales, precios propuestos por el presente estudio y la cotización del proveedor en dólares de Agosto de 2006.

Como se ve claramente el estudio está proponiendo unos precios muy inferiores a los de la cotización, es decir los precios a los cuales se enfrentaría el transportador cuando requiera realizar la reposición de un equipo. En este caso el agente no tendría los recursos para realizar la reposición.

Se propone revisar los precios FOB que define el estudio y tener en cuenta los precios actuales de los proveedores y lo reconocido actualmente, dado que la nueva metodología no recoge los efectos de las variaciones en los costos de las materias primas”.

R: Ver respuesta al comentario 138.

Adicionalmente, para considerar precios incluidos en cotizaciones actuales de los proveedores se deben conocer los descuentos que se hacen en el momento de la compra.

Factor de Instalación

225. *“Existen unos componentes del factor de instalación tales como: ingeniería, interventoría, administración, montaje y obra civil cuyo valor se ha incrementado, sin embargo en el estudio se presenta para un gran número de unidades una*

disminución de los costos FOB y de los factores de instalación, con relación a los aprobados. La combinación de estos dos factores significa una reducción del monto de los costos reconocidos afectando de forma negativa y doblemente la valoración de los activos.

El estudio no considera dentro del factor de instalación el costo financiero relacionado con el costo que se debe reconocer por el capital invertido durante la etapa de construcción, este aspecto se traduce en una reducción del factor de instalación. En algunos casos el factor de instalación adoptado es inferior al factor de instalación estimado sin costos financieros.”

R: Ver respuesta al comentario 139.

Vida Útil de los equipos

226. *“En el informe de Mejía Villegas se propone el aumento en la vida útil de las líneas de transmisión a 40 años, período que no se considera razonable; pues se mencionan dos temas que son diferentes, uno es mantener la línea dentro de su vida útil y otro es el de realizar trabajos e inversiones para extender o ampliar la vida útil de la misma.*

Adicionalmente, no existen fórmulas ni pruebas que establezcan la nueva vida útil de la instalación.

Sobre lo anterior y teniendo en cuenta los factores que se exponen en el ítem 1.5 del estudio, el mantener una vida útil de las instalaciones bajo los diferentes agentes ambientales, técnicos y de seguridad, que son cada día más difíciles de predecir, ha llevado a implementar planes muy exigentes y más conservadores de mantenimiento incrementando los gastos AOM.

Por ejemplo elementos como herrajes, aisladores y cables requieren reposición en períodos incluso inferiores a 25 años. Esta situación es más crítica en aquellas líneas ubicadas en zonas ambientales adversas, tales como:

- *Zonas de alta densidad boscosa y alta humedad (Alto y Bajo Anchicayá), lo que implica alta contaminación por musgos y corrosión.*
- *Zonas de alta salinidad (Buenaventura), la cual ocasiona corrosión.*
- *Zonas con alto nivel cerámico (Jamundí, Salvajina), lo cual ocasiona daños severos y frecuentes en apantallamiento, cadenas de aisladores y puestas a tierra.*
- *Zonas con alto nivel de contaminación industrial (Yumbo), que ocasiona corrosión.*

- *Quema de caña de azúcar (Zona Plana del valle), lo cual causa rotura de conductores por las altas temperaturas producidas.*

Los valores de mantenimiento reconocidos actualmente corresponden a mantenimientos normales recomendados por los fabricantes y no los realizados para extender la vida útil de los elementos.

Para realizar la reposición de estos elementos se debe recurrir al mercado, en donde se encuentran nuevos materiales (difícil consecución de repuestos) con precios cada vez más altos y además se requiere disponer de una logística para el montaje similar a la de construcción.

Los permisos que hoy en día se requieren para cambiar elementos son cada día más difíciles de conseguir y con mayores exigencias sociales y ambientales.

Adicional a los puntos planteados anteriormente se presentan las condiciones de seguridad del país y de atentados terroristas, los cuales afectan de manera drástica la infraestructura eléctrica del país ocasionando pérdidas por disponibilidad de activos y por reparaciones y reposiciones, lo cual afecta de manera directa la vida útil de las líneas, dadas todas estas condiciones consideramos que no es posible plantear vidas útiles de 40 años para las líneas de transmisión.

Para la definición de la vida útil se debe considerar el mantenimiento normal indicado por el fabricante y la garantía que aportan sobre los equipos, los cuales por lo general no garantizan vidas útiles superiores a los 25 años”.

R: Ver respuesta a los comentarios 140 y 163.

Anexo 4. Unidades Constructivas

Módulos de 230 kV

Tabla 14. Módulo Común Tipo 1 - Configuración 1 a 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	86.655	1,00	86.655
SCC equipo Comun	1.530.615	1,00	1.530.615
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 1	516.609	1,00	516.609
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	128.650	1,00	128.650
Sistema gestion protecciones	77.838	1,00	77.838
Sistema gestion registradores	65.115	1,00	65.115
Total			2.405.482

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	76.793
Seguro Marítimo	0,40%	9.673
Costo CIF (USD)		2.491.948
Bodegaje	1,66%	39.859
Arancel	13,29%	319.609
Transporte Terrestre	2,06%	49.450
Seguro terrestre	0,52%	12.540
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	36.002
Costo DDP (USD)		2.949.408
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	96.219
Repuestos	3,00%	72.164
Obras civiles	40,20%	966.902
Costo Directo (USD)		4.084.693
Ingeniería (Diseño)	6,12%	147.150
Interventoría	6,93%	166.758
Administración de la ejecución	4,46%	107.165
Costo Indirecto (USD)		421.073
Costos Financieros	0,00%	0
Costo Total con costos financieros (USD)		4.505.766
Factor neto de instalación con costos financieros	187,3%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,00%	
Costo Total adoptado		4.450.142

Tabla 15. Barraje Tipo 1 - Configuración 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	14,02	91.811
Accesorios de conexión AT	47.250	1,00	47.250
Transformador de potencial + soporte	20.361	1,00	20.361
Total			159.422

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	5.089
Seguro Marítimo	0,40%	641
Costo CIF (USD)		165.152
Bodegaje	1,66%	2.642
Arancel	13,29%	21.182
Transporte Terrestre	2,06%	3.277
Seguro terrestre	0,52%	831
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.386
Costo DDP (USD)		195.470
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	15.913
Repuestos	3,00%	4.783
Obras civiles	11,18%	17.831
Costo Directo (USD)		233.997
Ingeniería (Diseño)	6,12%	9.752
Interventoría	6,93%	11.052
Administración de la ejecución	4,46%	7.102
Costo Indirecto (USD)		27.906
Costos Financieros	3,50%	5.580
Costo Total con costos financieros (USD)		267.483
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		271.017

Tabla 16. Barraje Tipo 1 - Configuración 2, 3 y 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	21,86	143.171
Accesorios de conexión AT	145.857	1,00	145.857
Transformador de potencial + soporte	20.361	2,00	40.723
Total			329.750

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	10.527
Seguro Marítimo	0,40%	1.326
Costo CIF (USD)		341.603
Bodegaje	1,66%	5.464
Arancel	13,29%	43.813
Transporte Terrestre	2,06%	6.779
Seguro terrestre	0,52%	1.719
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.935
Costo DDP (USD)		404.313
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	32.914
Repuestos	3,00%	9.893
Obras civiles	11,18%	36.882
Costo Directo (USD)		484.002
Ingeniería (Diseño)	6,12%	20.172
Interventoría	6,93%	22.860
Administración de la ejecución	4,46%	14.690
Costo Indirecto (USD)		57.722
Costos Financieros	3,50%	11.541
Costo Total con costos financieros (USD)		553.265
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		560.575

Tabla 17. Barraje Tipo 1 - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	12,86	84.214
Accesorios de conexión AT	95.238	1,00	95.238
Transformador de potencial + soporte	20.361	2,00	40.723
Total			220.175

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	7.029
Seguro Marítimo	0,40%	885
Costo CIF (USD)		228.090
Bodegaje	1,66%	3.648
Arancel	13,29%	29.254
Transporte Terrestre	2,06%	4.526
Seguro terrestre	0,52%	1.148
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.295
Costo DDP (USD)		269.961
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	21.977
Repuestos	3,00%	6.605
Obras civiles	11,18%	24.626
Costo Directo (USD)		323.170
Ingeniería (Diseño)	6,12%	13.469
Interventoría	6,93%	15.263
Administración de la ejecución	4,46%	9.809
Costo Indirecto (USD)		38.541
Costos Financieros	3,50%	7.706
Costo Total con costos financieros (USD)		369.417
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		374.298

Tabla 18. Barraje Tipo 1 - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	17,90	117.239
Accesorios de conexión AT	93.323	1,00	93.323
Transformador de potencial + soporte	20.361	2,00	40.723
Total			251.284

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	8.022
Seguro Marítimo	0,40%	1.010
Costo CIF (USD)		260.316
Bodegaje	1,66%	4.164
Arancel	13,29%	33.387
Transporte Terrestre	2,06%	5.166
Seguro terrestre	0,52%	1.310
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.761
Costo DDP (USD)		308.104
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	25.082
Repuestos	3,00%	7.539
Obras civiles	11,18%	28.106
Costo Directo (USD)		368.830
Ingeniería (Diseño)	6,12%	15.372
Interventoría	6,93%	17.420
Administración de la ejecución	4,46%	11.195
Costo Indirecto (USD)		43.987
Costos Financieros	3,50%	8.795
Costo Total con costos financieros (USD)		421.612
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		427.183

Tabla 19. Barraje Tipo 1 - Configuración 8 y 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Equipo Encapsulado			
Transformador de Potencial	95.168	2,00	190.337
Cuchilla puesta a tierra de barras	61.832	2,00	123.663
Ductos de barras principales	334.251	1,00	334.251
Total			314.000

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	10.024
Seguro Marítimo	0,40%	1.263
Costo CIF (USD)		325.287
Bodegaje	1,66%	5.203
Arancel	13,29%	41.720
Transporte Terrestre	2,06%	6.455
Seguro terrestre	0,52%	1.637
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.699
Costo DDP (USD)		385.001
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	31.342
Repuestos	3,00%	9.420
Obras civiles	11,18%	35.121
Costo Directo (USD)		460.883
Ingeniería (Diseño)	6,12%	19.208
Interventoría	6,93%	21.768
Administración de la ejecución	4,46%	13.989
Costo Indirecto (USD)		54.965
Costos Financieros	3,50%	10.990
Costo Total con costos financieros (USD)		526.838
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		533.800

Tabla 20. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	151.840	1,00	151.840
Total			151.840

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	4.847
Seguro Marítimo	0,40%	611
Costo CIF (USD)		157.298
Bodegaje	1,66%	2.516
Arancel	13,29%	20.175
Transporte Terrestre	2,06%	3.121
Seguro terrestre	0,52%	792
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.273
Costo DDP (USD)		186.174
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	1.659
Repuestos	3,00%	4.555
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		192.389
Ingeniería (Diseño)	6,12%	9.288
Interventoría	6,93%	10.526
Administración de la ejecución	4,46%	6.765
Costo Indirecto (USD)		26.579
Costos Financieros	3,50%	5.314
Costo Total con costos financieros (USD)		224.283
Factor neto de instalación con costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		227.761

Tabla 21. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 2 a 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	151.840	2,00	303.681
Total			303.681

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	9.695
Seguro Marítimo	0,40%	1.221
Costo CIF (USD)		314.597
Bodegaje	1,66%	5.032
Arancel	13,29%	40.349
Transporte Terrestre	2,06%	6.243
Seguro terrestre	0,52%	1.583
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.545
Costo DDP (USD)		372.349
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	3.318
Repuestos	3,00%	9.110
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		384.778
Ingeniería (Diseño)	6,12%	18.577
Interventoría	6,93%	21.052
Administración de la ejecución	4,46%	13.529
Costo Indirecto (USD)		53.158
Costos Financieros	3,50%	10.629
Costo Total con costos financieros (USD)		448.565
Factor neto de instalación con costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		455.521

Tabla 22. Módulo Común Tipo 2 - Configuración 2 a 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	86.655	1,00	86.655
SCC equipo Comun	1.530.615	1,00	1.530.615
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 2	749.660	1,00	749.660
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	128.650	1,00	128.650
Sistema gestion protecciones	77.838	1,00	77.838
Sistema gestion registradores	65.115	1,00	65.115
Total			2.638.532

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	84.233
Seguro Marítimo	0,40%	10.610
Costo CIF (USD)		2.733.376
Bodegaje	1,66%	43.721
Arancel	13,29%	350.573
Transporte Terrestre	2,06%	54.241
Seguro terrestre	0,52%	13.755
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	39.490
Costo DDP (USD)		3.235.155
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	105.541
Repuestos	3,00%	79.156
Obras civiles	40,20%	1.060.578
Costo Directo (USD)		4.480.431
Ingeniería (Diseño)	6,12%	161.406
Interventoría	6,93%	182.914
Administración de la ejecución	4,46%	117.547
Costo Indirecto (USD)		461.867
Costos Financieros	0,00%	0
Costo Total con costos financieros (USD)		4.942.298
Factor neto de instalación con costos financieros	187,3%	
Factor adoptado (Tabla 1)	185,00%	
Costo Total adoptado		4.881.285

Tabla 23. Barraje Tipo 2 - Configuración 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	38,06	249.257
Accesorios de conexión AT	300.713	1,00	300.713
Transformador de potencial + soporte	20.361	2,00	40.723
Total			590.693

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	18.857
Seguro Marítimo	0,40%	2.375
Costo CIF (USD)		611.925
Bodegaje	1,66%	9.788
Arancel	13,29%	78.483
Transporte Terrestre	2,06%	12.143
Seguro terrestre	0,52%	3.079
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	8.841
Costo DDP (USD)		724.259
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	58.960
Repuestos	3,00%	17.721
Obras civiles	11,18%	66.068
Costo Directo (USD)		867.008
Ingeniería (Diseño)	6,12%	36.134
Interventoría	6,93%	40.949
Administración de la ejecución	4,46%	26.315
Costo Indirecto (USD)		103.399
Costos Financieros	3,50%	20.674
Costo Total con costos financieros (USD)		991.081
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		1.004.177

Tabla 24. Barraje Tipo 2 - Configuración 3 y 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	38,20	250.154
Accesorios de conexión AT	300.713	1,00	300.713
Transformador de potencial + soporte	20.361	3,00	61.084
Total			611.951

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	19.536
Seguro Marítimo	0,40%	2.461
Costo CIF (USD)		633.948
Bodegaje	1,66%	10.140
Arancel	13,29%	81.308
Transporte Terrestre	2,06%	12.580
Seguro terrestre	0,52%	3.190
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.159
Costo DDP (USD)		750.325
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	61.082
Repuestos	3,00%	18.359
Obras civiles	11,18%	68.446
Costo Directo (USD)		898.211
Ingeniería (Diseño)	6,12%	37.435
Interventoría	6,93%	42.423
Administración de la ejecución	4,46%	27.263
Costo Indirecto (USD)		107.120
Costos Financieros	3,50%	21.418
Costo Total con costos financieros (USD)		1.026.750
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		1.040.317

Tabla 25. Barraje Tipo 2 - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	17,19	112.569
Accesorios de conexión AT	149.931	1,00	149.931
Transformador de potencial + soporte	20.361	3,00	61.084
Total			323.584

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	10.330
Seguro Marítimo	0,40%	1.301
Costo CIF (USD)		335.215
Bodegaje	1,66%	5.362
Arancel	13,29%	42.994
Transporte Terrestre	2,06%	6.652
Seguro terrestre	0,52%	1.687
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.843
Costo DDP (USD)		396.753
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	32.298
Repuestos	3,00%	9.708
Obras civiles	11,18%	36.193
Costo Directo (USD)		474.951
Ingeniería (Diseño)	6,12%	19.795
Interventoría	6,93%	22.432
Administración de la ejecución	4,46%	14.416
Costo Indirecto (USD)		56.642
Costos Financieros	3,50%	11.325
Costo Total con costos financieros (USD)		542.919
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		550.093

Tabla 26. Barraje Tipo 2 - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	23,78	155.744
Accesorios de conexión AT	145.857	1,00	145.857
Transformador de potencial + soporte	20.361	2,00	40.723
Total			342.323

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	10.928
Seguro Marítimo	0,40%	1.377
Costo CIF (USD)		354.628
Bodegaje	1,66%	5.672
Arancel	13,29%	45.483
Transporte Terrestre	2,06%	7.037
Seguro terrestre	0,52%	1.785
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	5.123
Costo DDP (USD)		419.729
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	34.169
Repuestos	3,00%	10.270
Obras civiles	11,18%	38.288
Costo Directo (USD)		502.456
Ingeniería (Diseño)	6,12%	20.941
Interventoría	6,93%	23.731
Administración de la ejecución	4,46%	15.251
Costo Indirecto (USD)		59.923
Costos Financieros	3,50%	11.981
Costo Total con costos financieros (USD)		574.360
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		581.950

Tabla 27. Barraje Tipo 2 - Configuración 8 y 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Equipo Encapsulado			
Transformador de Potencial	95.168	4,00	380.673
Cuchilla puesta a tierra de barras	61.832	4,00	247.326
Ductos de barras principales	334.251	2,00	668.502
Total			628.000

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	20.048
Seguro Marítimo	0,40%	2.525
Costo CIF (USD)		650.573
Bodegaje	1,66%	10.406
Arancel	13,29%	83.440
Transporte Terrestre	2,06%	12.910
Seguro terrestre	0,52%	3.274
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.399
Costo DDP (USD)		770.002
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	62.683
Repuestos	3,00%	18.840
Obras civiles	11,18%	70.241
Costo Directo (USD)		921.767
Ingeniería (Diseño)	6,12%	38.416
Interventoría	6,93%	43.536
Administración de la ejecución	4,46%	27.978
Costo Indirecto (USD)		109.929
Costos Financieros	3,50%	21.980
Costo Total con costos financieros (USD)		1.053.676
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,00%	
Costo Total adoptado		1.067.599

Tabla 28. Diferencial de Barras Tipo 2 - Configuración 2, 3, 4, 5, 6, 8 y 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	151.840	3,00	455.521
Total			455.521

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	14.542
Seguro Marítimo	0,40%	1.832
Costo CIF (USD)		471.895
Bodegaje	1,66%	7.548
Arancel	13,29%	60.524
Transporte Terrestre	2,06%	9.364
Seguro terrestre	0,52%	2.375
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	6.818
Costo DDP (USD)		558.523
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	4.978
Repuestos	3,00%	13.666
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		577.167
Ingeniería (Diseño)	6,12%	27.865
Interventoría	6,93%	31.579
Administración de la ejecución	4,46%	20.294
Costo Indirecto (USD)		79.738
Costos Financieros	3,50%	15.943
Costo Total con costos financieros (USD)		672.848
Factor neto de instalación con costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		683.282

Tabla 29. Bahía Línea - Configuración 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interrupción	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	1,00	29.004
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	6,47	48.616
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	15.698	1,00	15.698
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.081.236

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	34.518
Seguro Marítimo	0,40%	4.348
Costo CIF (USD)		1.120.102
Bodegaje	1,66%	17.916
Arancel	13,29%	143.660
Transporte Terrestre	2,06%	22.227
Seguro terrestre	0,52%	5.637
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	16.182
Costo DDP (USD)		1.325.725
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	128.484
Repuestos	3,00%	32.437
Obras civiles	29,61%	320.151
Costo Directo (USD)		1.806.797
Ingeniería (Diseño)	6,12%	66.142
Interventoría	6,93%	74.956
Administración de la ejecución	4,46%	48.169
Costo Indirecto (USD)		189.267
Costos Financieros	3,50%	37.843
Costo Total con costos financieros (USD)		2.033.908
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.054.349

Tabla 30. Bahía Línea - Configuración 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	2,00	5.228
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,95	82.227
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	46.420	1,00	46.420
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.177.189

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	37.581
Seguro Marítimo	0,40%	4.734
Costo CIF (USD)		1.219.504
Bodegaje	1,66%	19.506
Arancel	13,29%	156.409
Transporte Terrestre	2,06%	24.200
Seguro terrestre	0,52%	6.137
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	17.618
Costo DDP (USD)		1.443.374
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	139.887
Repuestos	3,00%	35.316
Obras civiles	29,61%	348.562
Costo Directo (USD)		1.967.139
Ingeniería (Diseño)	6,12%	72.012
Interventoría	6,93%	81.608
Administración de la ejecución	4,46%	52.444
Costo Indirecto (USD)		206.064
Costos Financieros	3,50%	41.202
Costo Total con costos financieros (USD)		2.214.404
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.236.659

Tabla 31. Bahía Línea - Configuración 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	2,00	5.228
Acero Estructural (Ton)	7.509	11,77	88.385
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección	109.092	1,00	109.092
SCC contratador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	54.637	1,00	54.637
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.191.564

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	38.040
Seguro Maritimo	0,40%	4.792
Costo CIF (USD)		1.234.395
Bodegaaje	1,66%	19.744
Arancel	13,29%	158.319
Transporte Terrestre	2,06%	24.495
Seguro terrestre	0,52%	6.212
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	17.834
Costo DDP (USD)		1.460.999
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	141.595
Repuestos	3,00%	35.747
Obras civiles	29,61%	352.818
Costo Directo (USD)		1.991.160
Ingeniería (Diseño)	6,12%	72.891
Interventoría	6,93%	82.604
Administración de la ejecución	4,46%	53.084
Costo Indirecto (USD)		208.580
Costos Financieros	3,50%	41.705
Costo Total con costos financieros (USD)		2.241.444
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.263.971

Tabla 32. Bahía Línea - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	3,00	87.013
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	7,00	18.298
Acero Estructural (Ton)	7.509	16,52	124.069
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	48.398	1,00	48.398
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.263.083

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	40.323
Seguro Marítimo	0,40%	5.079
Costo CIF (USD)		1.308.485
Bodegaje	1,66%	20.929
Arancel	13,29%	167.822
Transporte Terrestre	2,06%	25.965
Seguro terrestre	0,52%	6.585
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	18.904
Costo DDP (USD)		1.548.691
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	150.094
Repuestos	3,00%	37.892
Obras civiles	29,61%	373.995
Costo Directo (USD)		2.110.672
Ingeniería (Diseño)	6,12%	77.266
Interventoría	6,93%	87.562
Administración de la ejecución	4,46%	56.271
Costo Indirecto (USD)		221.099
Costos Financieros	3,50%	44.208
Costo Total con costos financieros (USD)		2.375.979
Factor neto de Instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.399.858

Tabla 33. Bahía Línea - Configuración 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interrupctor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	4,00	116.017
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	5,00	13.070
Acero Estructural (Ton)	7.509	16,33	122.628
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	53.403	1,00	53.403
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.290.423

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	41.196
Seguro Marítimo	0,40%	5.189
Costo CIF (USD)		1.336.808
Bodegaje	1,66%	21.382
Arancel	13,29%	171.454
Transporte Terrestre	2,06%	26.527
Seguro terrestre	0,52%	6.727
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	19.313
Costo DDP (USD)		1.582.213
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	153.342
Repuestos	3,00%	38.713
Obras civiles	29,61%	382.090
Costo Directo (USD)		2.156.358
Ingeniería (Diseño)	6,12%	78.939
Interventoría	6,93%	89.458
Administración de la ejecución	4,46%	57.489
Costo Indirecto (USD)		225.885
Costos Financieros	3,50%	45.165
Costo Total con costos financieros (USD)		2.427.408
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.451.804

Tabla 34. Bahía Línea - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	8,88	66.713
Gabineta Medida	45.163	0,50	22.581
Gabinete protección línea	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	54.375	1,00	54.375
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
Gabinete Protección Diámetro	178.491	0,50	89.246
Total FOB			1.242.680

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	39.671
Seguro Maritimo	0,40%	4.997
Costo CIF (USD)		1.287.349
Bodegaje	1,66%	20.591
Arancel	13,29%	165.111
Transporte Terrestre	2,06%	25.546
Seguro terrestre	0,52%	6.478
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	18.599
Costo DDP (USD)		1.523.674
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	147.669
Repuestos	3,00%	37.280
Obras civiles	29,61%	367.954
Costo Directo (USD)		2.076.577
Ingeniería (Diseño)	6,12%	76.018
Interventoría	6,93%	86.148
Administración de la ejecución	4,46%	55.362
Costo Indirecto (USD)		217.527
Costos Financieros	3,50%	43.494
Costo Total con costos financieros (USD)		2.337.598
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.361.092

Tabla 35. Bahía Línea - Configuración 7

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	2.614	6,00	15.684
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,43	78.323
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección línea	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	43.252	1,00	43.252
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
Gabinete Protección Diámetro	178.491	0,50	89.246
Total FOB			1.278.817

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	40.825
Seguro Marítimo	0,40%	5.143
Costo CIF (USD)		1.324.785
Bodegaje	1,66%	21.190
Arancel	13,29%	169.912
Transporte Terrestre	2,06%	26.289
Seguro terrestre	0,52%	6.667
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	19.139
Costo DDP (USD)		1.567.983
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	151.963
Repuestos	3,00%	38.365
Obras civiles	29,61%	378.654
Costo Directo (USD)		2.136.964
Ingeniería (Diseño)	6,12%	78.229
Interventoría	6,93%	88.653
Administración de la ejecución	4,46%	56.972
Costo Indirecto (USD)		223.853
Costos Financieros	3,50%	44.759
Costo Total con costos financieros (USD)		2.405.576
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.429.753

Tabla 36. Bahía Línea - Configuración 8

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	501.781	1,00	501.781
Seccionador	109.482	3,00	328.447
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	3,00	185.495
Transformador de Corriente	24.007	3,00	72.020
Acople Aire - SF6	190.322	3,00	570.966
Ductos de conexión	278.543	1,00	278.543
Fuelles amortiguación Vibraciones	25.090	3,00	75.271
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Acero Estructural (Ton)	7.509	5,39	40.445
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección línea	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.132	1,00	4.132
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
TOTAL FOB			2.721.148

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	86.870
Seguro Maritimo	0,40%	10.943
Costo CIF (USD)		2.818.961
Bodegaje	1,66%	45.090
Arancel	13,29%	361.550
Transporte Terrestre	2,06%	55.939
Seguro terrestre	0,52%	14.186
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	40.726
Costo DDP (USD)		3.336.452
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	312.872
Repuestos	3,00%	81.634
Obras civiles	20,69%	562.875
Costo Directo (USD)		4.293.834
Ingeniería (Diseño)	6,12%	166.460
Interventoría	6,93%	188.641
Administración de la ejecución	4,46%	121.228
Costo Indirecto (USD)		476.329
Costos Financieros	3,50%	95.240
Costo Total con costos financieros (USD)		4.865.403
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.898.067

Tabla 37. Bahía Línea - Configuración

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	501.781	1,00	501.781
Seccionador	109.482	4,00	437.930
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	3,00	185.495
Transformador de Corriente	24.007	3,00	72.020
Acople Aire - SF6	190.322	3,00	570.966
Ductos de conexión	334.251	1,00	334.251
Fuelles amortiguación Vibraciones	25.090	3,00	75.271
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Trampa de onda de 230 kV	17.924	2,00	35.849
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Acero Estructural (Ton)	7.509	5,39	40.445
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección línea	109.092	1,00	109.092
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.132	1,00	4.132
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
TOTAL FOB			2.886.339

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	92.144
Seguro Maritimo	0,40%	11.607
Costo CIF (USD)		2.990.090
Bodegaje	1,66%	47.827
Arancel	13,29%	383.499
Transporte Terrestre	2,06%	59.335
Seguro terrestre	0,52%	15.047
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	43.199
Costo DDP (USD)		3.538.996
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	331.865
Repuestos	3,00%	86.590
Obras civiles	20,69%	597.045
Costo Directo (USD)		4.554.497
Ingeniería (Diseño)	6,12%	176.565
Interventoría	6,93%	200.093
Administración de la ejecución	4,46%	128.587
Costo Indirecto (USD)		505.245
Costos Financieros	3,50%	101.022
Costo Total con costos financieros (USD)		5.160.764
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.195.410

Tabla 38. Bahía Transformador - Configuración 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interrupor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	1,00	29.004
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	6,47	48.616
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	13.806	1,00	13.806
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			816.357

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	26.061
Seguro Marítimo	0,40%	3.283
Costo CIF (USD)		845.701
Bodegaje	1,66%	13.527
Arancel	13,29%	108.467
Transporte Terrestre	2,06%	16.782
Seguro terrestre	0,52%	4.256
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	12.218
Costo DDP (USD)		1.000.951
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	97.009
Repuestos	3,00%	24.491
Obras civiles	29,61%	241.721
Costo Directo (USD)		1.364.171
Ingeniería (Diseño)	6,12%	49.939
Interventoría	6,93%	56.593
Administración de la ejecución	4,46%	36.369
Costo Indirecto (USD)		142.901
Costos Financieros	3,50%	28.572
Costo Total con costos financieros (USD)		1.535.644
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.551.078

Tabla 39. Bahía Transformador - Configuración 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	2,00	5.228
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,95	82.227
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	46.420	1,00	46.420
Accesorios de conexión AT Tipo 2	43.744	1,00	43.744
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			957.945

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	30.582
Seguro Marítimo	0,40%	3.852
Costo CIF (USD)		992.379
Bodegaaje	1,66%	15.873
Arancel	13,29%	127.279
Transporte Terrestre	2,06%	19.693
Seguro terrestre	0,52%	4.994
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.337
Costo DDP (USD)		1.174.555
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	113.834
Repuestos	3,00%	28.738
Obras civiles	29,61%	283.645
Costo Directo (USD)		1.600.772
Ingeniería (Diseño)	6,12%	58.600
Interventoría	6,93%	66.409
Administración de la ejecución	4,46%	42.677
Costo Indirecto (USD)		167.686
Costos Financieros	3,50%	33.528
Costo Total con costos financieros (USD)		1.801.986
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.820.096

Tabla 40. Bahía Transformador - Configuración 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	2,00	5.228
Acero Estructural (Ton)	7.509	11,77	88.385
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	45.101	1,00	45.101
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			919.040

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	29.340
Seguro Marítimo	0,40%	3.696
Costo CIF (USD)		952.075
Bodegaje	1,66%	15.229
Arancel	13,29%	122.110
Transporte Terrestre	2,06%	18.893
Seguro terrestre	0,52%	4.791
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	13.755
Costo DDP (USD)		1.126.852
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	109.210
Repuestos	3,00%	27.571
Obras civiles	29,61%	272.125
Costo Directo (USD)		1.535.759
Ingeniería (Diseño)	6,12%	56.220
Interventoría	6,93%	63.712
Administración de la ejecución	4,46%	40.943
Costo Indirecto (USD)		160.875
Costos Financieros	3,50%	32.166
Costo Total con costos financieros (USD)		1.728.800
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.746.175

Tabla 41. Bahía Transformador - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	3,00	87.013
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	7,00	18.298
Acero Estructural (Ton)	7.509	16,52	124.069
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	45.721	1,00	45.721
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			997.419

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	31.842
Seguro Marítimo	0,40%	4.011
Costo CIF (USD)		1.033.272
Bodegaje	1,66%	16.527
Arancel	13,29%	132.524
Transporte Terrestre	2,06%	20.504
Seguro terrestre	0,52%	5.200
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.928
Costo DDP (USD)		1.222.955
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	118.524
Repuestos	3,00%	29.923
Obras civiles	29,61%	295.333
Costo Directo (USD)		1.666.734
Ingeniería (Diseño)	6,12%	61.015
Interventoría	6,93%	69.145
Administración de la ejecución	4,46%	44.435
Costo Indirecto (USD)		174.595
Costos Financieros	3,50%	34.910
Costo Total con costos financieros (USD)		1.876.239
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.895.096

Tabla 42. Bahía Transformador - Configuración 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	4,00	116.017
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	5,00	13.070
Acero Estructural (Ton)	7.509	16,33	122.628
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	50.923	1,00	50.923
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			1.024.955

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	32.721
Seguro Maritimo	0,40%	4.122
Costo CIF (USD)		1.061.798
Bodegaje	1,66%	16.984
Arancel	13,29%	136.183
Transporte Terrestre	2,06%	21.070
Seguro terrestre	0,52%	5.343
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.340
Costo DDP (USD)		1.256.717
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	121.797
Repuestos	3,00%	30.749
Obras civiles	29,61%	303.486
Costo Directo (USD)		1.712.749
Ingeniería (Diseño)	6,12%	62.699
Interventoría	6,93%	71.054
Administración de la ejecución	4,46%	45.662
Costo Indirecto (USD)		179.415
Costos Financieros	3,50%	35.873
Costo Total con costos financieros (USD)		1.928.038
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.947.415

Tabla 43. Bahía Transformador - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	8,88	66.713
Gabineta Medida	45.163	0,50	22.581
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	51.699	1,00	51.699
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
Gabinete Protección Diámetro	178.491	0,50	89.246
Total FOB			977.016

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	31.190
Seguro Marítimo	0,40%	3.929
Costo CIF (USD)		1.012.135
Bodegaje	1,66%	16.189
Arancel	13,29%	129.813
Transporte Terrestre	2,06%	20.085
Seguro terrestre	0,52%	5.093
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.623
Costo DDP (USD)		1.197.938
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	116.100
Repuestos	3,00%	29.310
Obras civiles	29,61%	289.291
Costo Directo (USD)		1.632.640
Ingeniería (Diseño)	6,12%	59.767
Interventoría	6,93%	67.731
Administración de la ejecución	4,46%	43.526
Costo Indirecto (USD)		171.024
Costos Financieros	3,50%	34.196
Costo Total con costos financieros (USD)		1.837.859
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.856.330

Tabla 44. Bahía Transformador - Configuración 7

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Seccionador con cuchilla	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Aislador poste	2.614	6,00	15.684
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,43	78.323
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC controlador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	39.987	1,00	39.987
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
Gabinete Protección Diámetro	178.491	0,50	89.246
Protección campo de transformador o acople de barras	46.341	1,00	46.341
Total FOB			1.058.905

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	33.805
Seguro Maritimo	0,40%	4.258
Costo CIF (USD)		1.096.968
Bodegaje	1,66%	17.546
Arancel	13,29%	140.693
Transporte Terrestre	2,06%	21.768
Seguro terrestre	0,52%	5.520
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.848
Costo DDP (USD)		1.298.344
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	125.831
Repuestos	3,00%	31.767
Obras civiles	29,61%	313.539
Costo Directo (USD)		1.769.481
Ingeniería (Diseño)	6,12%	64.776
Interventoría	6,93%	73.408
Administración de la ejecución	4,46%	47.174
Costo Indirecto (USD)		185.358
Costos Financieros	3,50%	37.062
Costo Total con costos financieros (USD)		1.991.901
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.011.920

Tabla 45. Bahía Transformador - Configuración 8

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	501.781	1,00	501.781
Seccionador	109.482	3,00	328.447
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	3,00	185.495
Transformador de Corriente	24.007	3,00	72.020
Acople Aire - SF6	190.322	3,00	570.966
Ductos de conexión	278.543	1,00	278.543
Fuelles amortiguación Vibraciones	25.090	3,00	75.271
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Acero Estructural (Ton)	7.509	5,39	40.445
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.132	1,00	4.132
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
TOTAL FOB			2.458.160

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	78.475
Seguro Maritimo	0,40%	9.885
Costo CIF (USD)		2.546.520
Bodegaje	1,66%	40.732
Arancel	13,29%	326.608
Transporte Terrestre	2,06%	50.533
Seguro terrestre	0,52%	12.815
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	36.790
Costo DDP (USD)		3.013.998
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	282.634
Repuestos	3,00%	73.745
Obras civiles	20,69%	508.476
Costo Directo (USD)		3.878.852
Ingeniería (Diseño)	6,12%	150.372
Interventoría	6,93%	170.410
Administración de la ejecución	4,46%	109.512
Costo Indirecto (USD)		430.294
Costos Financieros	3,50%	86.036
Costo Total con costos financieros (USD)		4.395.182
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.424.689

Tabla 46. Bahía Transformador - Configuración 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	501.781	1,00	501.781
Seccionador	109.482	4,00	437.930
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	3,00	185.495
Transformador de Corriente	24.007	3,00	72.020
Acople Aire - SF6	190.322	3,00	570.966
Ductos de conexión	334.251	1,00	334.251
Fuelles amortiguación Vibraciones	25.090	3,00	75.271
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión 230 kV	9.196	3,00	27.587
Acero Estructural (Ton)	7.509	5,39	40.445
Gabineta Medida	45.163	1,00	45.163
Gabinete protección para el lado de 230 kV	84.331	1,00	84.331
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Accesorios de conexión AT para parte convencional	4.132	1,00	4.132
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
TOTAL FOB			2.623.351

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	83.748
Seguro Marítimo	0,40%	10.549
Costo CIF (USD)		2.717.649
Bodegaje	1,66%	43.469
Arancel	13,29%	348.556
Transporte Terrestre	2,06%	53.928
Seguro terrestre	0,52%	13.676
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	39.263
Costo DDP (USD)		3.216.542
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	301.627
Repuestos	3,00%	78.701
Obras civiles	20,69%	542.646
Costo Directo (USD)		4.139.515
Ingeniería (Diseño)	6,12%	160.477
Interventoría	6,93%	181.862
Administración de la ejecución	4,46%	116.871
Costo Indirecto (USD)		459.210
Costos Financieros	3,50%	91.817
Costo Total con costos financieros (USD)		4.690.543
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.722.032

Tabla 47. Corte Central - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Acero Estructural (Ton)	7.509	6,72	50.470
SCC contralador de campo	104.624	0,50	52.312
Accesorios de conexión AT Tipo 1	54.375	1,00	54.375
Total FOB			446.142

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	14.243
Seguro Marítimo	0,40%	1.794
Costo CIF (USD)		462.178
Bodegaje	1,66%	7.393
Arancel	13,29%	59.277
Transporte Terrestre	2,06%	9.171
Seguro terrestre	0,52%	2.326
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	6.677
Costo DDP (USD)		547.023
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	53.015
Repuestos	3,00%	13.384
Obras civiles	29,61%	132.101
Costo Directo (USD)		745.524
Ingeniería (Diseño)	6,12%	27.292
Interventoría	6,93%	30.928
Administración de la ejecución	4,46%	19.876
Costo Indirecto (USD)		78.096
Costos Financieros	3,50%	15.615
Costo Total con costos financieros (USD)		839.235
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		847.669

Tabla 48. Bahía Transferencia - Configuración 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Aislador poste	2.614	5,00	13.070
Acero Estructural (Ton)	7.509	5,30	39.800
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	46.420	1,00	46.420
Accesorios de conexión AT Tipo 3	11.498	1,00	11.498
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Total FOB			516.654

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	16.494
Seguro Marítimo	0,40%	2.078
Costo CIF (USD)		535.225
Bodegaje	1,66%	8.561
Arancel	13,29%	68.646
Transporte Terrestre	2,06%	10.621
Seguro terrestre	0,52%	2.693
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	7.733
Costo DDP (USD)		633.479
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	61.395
Repuestos	3,00%	15.500
Obras civiles	29,61%	152.980
Costo Directo (USD)		863.353
Ingeniería (Diseño)	6,12%	31.605
Interventoría	6,93%	35.817
Administración de la ejecución	4,46%	23.017
Costo Indirecto (USD)		90.439
Costos Financieros	3,50%	18.083
Costo Total con costos financieros (USD)		971.875
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		981.643

Tabla 49. Bahía Transferencia - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,27	77.121
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 3	25.344	1,00	25.344
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	46.341	1,00	46.341
Total FOB			640.493

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	20.447
Seguro Marítimo	0,40%	2.576
Costo CIF (USD)		663.516
Bodegaje	1,66%	10.613
Arancel	13,29%	85.100
Transporte Terrestre	2,06%	13.167
Seguro terrestre	0,52%	3.339
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.586
Costo DDP (USD)		785.321
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	76.110
Repuestos	3,00%	19.215
Obras civiles	29,61%	189.648
Costo Directo (USD)		1.070.294
Ingeniería (Diseño)	6,12%	39.181
Interventoría	6,93%	44.402
Administración de la ejecución	4,46%	28.534
Costo Indirecto (USD)		112.116
Costos Financieros	3,50%	22.417
Costo Total con costos financieros (USD)		1.204.828
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.216.936

Tabla 50. Bahía Acople - Configuración 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Aislador poste	2.614	2,00	5.228
Acero Estructural (Ton)	7.509	10,50	78.848
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 3	33.275	1,00	33.275
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	46.341	1,00	46.341
Total FOB			652.765

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	20.839
Seguro Marítimo	0,40%	2.625
Costo CIF (USD)		676.229
Bodegaje	1,66%	10.816
Arancel	13,29%	86.731
Transporte Terrestre	2,06%	13.419
Seguro terrestre	0,52%	3.403
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.770
Costo DDP (USD)		800.367
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	77.569
Repuestos	3,00%	19.583
Obras civiles	29,61%	193.282
Costo Directo (USD)		1.090.801
Ingeniería (Diseño)	6,12%	39.931
Interventoría	6,93%	45.252
Administración de la ejecución	4,46%	29.081
Costo Indirecto (USD)		114.265
Costos Financieros	3,50%	22.847
Costo Total con costos financieros (USD)		1.227.912
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.240.253

Tabla 51. Bahía Acople - Configuración 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Aislador poste	2.614	1,00	2.614
Acero Estructural (Ton)	7.509	11,80	88.610
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 3	33.300	1,00	33.300
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	54.263	1,00	54.263
Total FOB			667.861

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	21.321
Seguro Marítimo	0,40%	2.686
Costo CIF (USD)		691.867
Bodegaje	1,66%	11.066
Arancel	13,29%	88.737
Transporte Terrestre	2,06%	13.729
Seguro terrestre	0,52%	3.482
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.996
Costo DDP (USD)		818.877
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	79.363
Repuestos	3,00%	20.036
Obras civiles	29,61%	197.752
Costo Directo (USD)		1.116.027
Ingeniería (Diseño)	6,12%	40.855
Interventoría	6,93%	46.299
Administración de la ejecución	4,46%	29.753
Costo Indirecto (USD)		116.907
Costos Financieros	3,50%	23.375
Costo Total con costos financieros (USD)		1.256.309
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.268.935

Tabla 52. Bahía Acople - Configuración 8 y 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Interruptor	501.781	1,00	501.781
Seccionador	109.482	2,00	218.965
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	2,00	123.663
Transformador de Corriente	24.007	6,00	144.039
Ductos de conexión	278.543	1,00	278.543
EQUIPOS DE PATIO CONVENCIONAL			
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Gabinete protección acople	54.263	1,00	54.263
TOTAL FOB			1.469.877

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	46.925
Seguro Marítimo	0,40%	5.911
Costo CIF (USD)		1.522.713
Bodegaje	1,66%	24.356
Arancel	13,29%	195.298
Transporte Terrestre	2,06%	30.216
Seguro terrestre	0,52%	7.663
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.999
Costo DDP (USD)		1.802.245
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	169.003
Repuestos	3,00%	44.096
Obras civiles	20,69%	304.047
Costo Directo (USD)		2.319.392
Ingeniería (Diseño)	6,12%	89.916
Interventoría	6,93%	101.898
Administración de la ejecución	4,46%	65.483
Costo Indirecto (USD)		257.298
Costos Financieros	3,50%	51.446
Costo Total con costos financieros (USD)		2.628.135
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		2.645.779

Tabla 53. Bahía de Seccionamiento - Configuración 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	6,00	166.415
Acero Estructural (Ton)	7.509	2,27	17.046
SCC contrafador de campo	104.624	1,00	104.624
Accesorios de conexión AT Tipo 4	9.281	1,00	9.281
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	46.341	1,00	46.341
Total FOB			593.483

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	18.946
Seguro Marítimo	0,40%	2.387
Costo CIF (USD)		614.816
Bodegaje	1,66%	9.834
Arancel	13,29%	78.854
Transporte Terrestre	2,06%	12.200
Seguro terrestre	0,52%	3.094
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	8.882
Costo DDP (USD)		727.681
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	70.524
Repuestos	3,00%	17.805
Obras civiles	29,61%	175.729
Costo Directo (USD)		991.739
Ingeniería (Diseño)	6,12%	36.305
Interventoría	6,93%	41.143
Administración de la ejecución	4,46%	26.440
Costo indirecto (USD)		103.888
Costos Financieros	3,50%	20.772
Costo Total con costos financieros (USD)		1.116.398
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.127.618

Tabla 54. Bahía de Seccionamiento - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	6,00	166.415
Acero Estructural (Ton)	7.509	2,27	17.046
SCC controlador de campo	104.624	1,00	104.624
Accesorios de conexión AT Tipo 4	9.230	1,00	9.230
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	46.341	1,00	46.341
Total FOB			593.432

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	18.945
Seguro Marítimo	0,40%	2.386
Costo CIF (USD)		614.763
Bodegaje	1,66%	9.833
Arancel	13,29%	78.847
Transporte Terrestre	2,06%	12.199
Seguro terrestre	0,52%	3.094
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	8.882
Costo DDP (USD)		727.618
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	70.518
Repuestos	3,00%	17.803
Obras civiles	29,61%	175.713
Costo Directo (USD)		991.653
Ingeniería (Diseño)	6,12%	36.302
Interventoría	6,93%	41.139
Administración de la ejecución	4,46%	26.438
Costo Indirecto (USD)		103.879
Costos Financieros	3,50%	20.770
Costo Total con costos financieros (USD)		1.116.301
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.127.521

Tabla 55. Bahía de Seccionamiento - Configuración 5

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	6,00	166.415
Acero Estructural (Ton)	7.509	2,27	17.046
SCC contralador de campo	104.624	1,00	104.624
Accesorios de conexión AT Tipo 4	9.307	1,00	9.307
Cables módulo	44.000	1,00	44.000
Protección campo de acople o seccionamiento	54.263	1,00	54.263
Total FOB			601.431

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	19.200
Seguro Marítimo	0,40%	2.419
Costo CIF (USD)		623.050
Bodegaje	1,66%	9.966
Arancel	13,29%	79.910
Transporte Terrestre	2,06%	12.364
Seguro terrestre	0,52%	3.135
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	9.001
Costo DDP (USD)		737.427
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	71.469
Repuestos	3,00%	18.043
Obras civiles	29,61%	178.082
Costo Directo (USD)		1.005.020
Ingeniería (Diseño)	6,12%	36.791
Interventoría	6,93%	41.694
Administración de la ejecución	4,46%	26.794
Costo Indirecto (USD)		105.279
Costos Financieros	3,50%	21.050
Costo Total con costos financieros (USD)		1.131.349
Factor neto de Instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.142.720

Tabla 56. Bahía de Seccionamiento - Configuración 8 y 9

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO ENCAPSULADO			
Seccionador	109.482	1,00	109.482
Cuchilla de Puesta a tierra	61.832	2,00	123.663
Ductos de conexión Bahía Seccionamiento	82.622	1,00	82.622
TOTAL FOB			315.767

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	10.081
Seguro Marítimo	0,40%	1.270
Costo CIF (USD)		327.118
Bodegaje	1,66%	5.232
Arancel	13,29%	41.955
Transporte Terrestre	2,06%	6.491
Seguro terrestre	0,52%	1.646
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.726
Costo DDP (USD)		387.168
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	36.306
Repuestos	3,00%	9.473
Obras civiles	20,69%	65.317
Costo Directo (USD)		498.265
Ingeniería (Diseño)	6,12%	19.316
Interventoría	6,93%	21.890
Administración de la ejecución	4,46%	14.068
Costo Indirecto (USD)		55.274
Costos Financieros	3,50%	11.052
Costo Total con costos financieros (USD)		564.591
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		568.381

Módulos de 500 kV

Tabla 57. Módulo Común Tipo 1 - Configuración 4 y 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	86.655	1,00	86.655
SCC equipo Común	1.530.615	1,00	1.530.615
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 3	614.542	1,00	614.542
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	128.650	1,00	128.650
Sistema gestión protecciones	77.838	1,00	77.838
Sistema gestión registradores	65.115	1,00	65.115
Total			2.503.415

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	79.919
Seguro Marítimo	0,40%	10.067
Costo CIF (USD)		2.593.401
Bodegaje	1,66%	41.482
Arancel	13,29%	332.621
Transporte Terrestre	2,06%	51.463
Seguro terrestre	0,52%	13.051
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	37.467
Costo DDP (USD)		3.069.485
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	100.137
Repuestos	3,00%	75.102
Obras civiles	55,06%	1.378.356
Costo Directo (USD)		4.623.080
Ingeniería (Diseño)	6,12%	153.141
Interventoría	6,93%	173.547
Administración de la ejecución	4,46%	111.528
Costo Indirecto (USD)		438.215
Costos Financieros	3,50%	87.620
Costo Total con costos financieros (USD)		5.148.915
Factor neto de instalación con costos financieros	205,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	205,0%	
Costo Total adoptado		5.132.001

Tabla 58. Barraje Tipo 1 - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (Miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	52,52	343.930
Accesorios de conexión AT	284.723	1,00	284.723
Transformador de potencial + soporte	49.682	2,00	99.364
Total			728.016

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (Miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	23.241
Seguro Marítimo	0,40%	2.928
Costo CIF (USD)		754.185
Bodegaje	1,66%	12.063
Arancel	13,29%	96.729
Transporte Terrestre	2,06%	14.966
Seguro terrestre	0,52%	3.795
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	10.896
Costo DDP (USD)		892.635
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	72.667
Repuestos	3,00%	21.840
Obras civiles	11,18%	81.428
Costo Directo (USD)		1.068.569
Ingeniería (Diseño)	6,12%	44.535
Interventoría	6,93%	50.469
Administración de la ejecución	4,46%	32.433
Costo Indirecto (USD)		127.437
Costos Financieros	3,50%	25.481
Costo Total con costos financieros (USD)		1.221.487
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		1.237.627

Tabla 59. Barraje Tipo 1 - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	98,78	646.865
Accesorios de conexión AT	252.864	1,00	252.864
Transformador de potencial	49.682	2,00	99.364
Total			999.093

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	31.895
Seguro Marítimo	0,40%	4.018
Costo CIF (USD)		1.035.006
Bodegaje	1,66%	16.555
Arancel	13,29%	132.746
Transporte Terrestre	2,06%	20.538
Seguro terrestre	0,52%	5.209
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.953
Costo DDP (USD)		1.225.008
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	99.724
Repuestos	3,00%	29.973
Obras civiles	11,18%	111.747
Costo Directo (USD)		1.466.452
Ingeniería (Diseño)	6,12%	61.117
Interventoría	6,93%	69.261
Administración de la ejecución	4,46%	44.510
Costo Indirecto (USD)		174.888
Costos Financieros	3,50%	34.968
Costo Total con costos financieros (USD)		1.676.309
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		1.698.459

Tabla 60. Diferencial de Barras Tipo 1 - Configuración 4 y 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 KV			
Protección diferencial de barras	151.840	2,00	303.681
Total			303.681

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	9.695
Seguro Marítimo	0,40%	1.221
Costo CIF (USD)		314.597
Bodegaje	1,66%	5.032
Arancel	13,29%	40.349
Transporte Terrestre	2,06%	6.243
Seguro terrestre	0,52%	1.583
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.545
Costo DDP (USD)		372.349
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	3.318
Repuestos	3,00%	9.110
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		384.778
Ingeniería (Diseño)	6,12%	18.577
Interventoría	6,93%	21.052
Administración de la ejecución	4,46%	13.529
Costo Indirecto (USD)		53.158
Costos Financieros	3,50%	10.629
Costo Total con costos financieros (USD)		448.565
Factor neto de instalación con costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		455.521

Tabla 61. Módulo Común Tipo 2 - Configuración 4 y 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES			
Planta telefónica	86.655	1,00	86.655
SCC equipo Comun	1.530.615	1,00	1.530.615
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 4	820.590	1,00	820.590
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	128.650	1,00	128.650
Sistema gestion protecciones	77.838	1,00	77.838
Sistema gestion registradores	65.115	1,00	65.115
Total			2.709.462

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	86.497
Seguro Maritimo	0,40%	10.896
Costo CiF (USD)		2.806.855
Bodegaje	1,66%	44.896
Arancel	13,29%	359.998
Transporte Terrestre	2,06%	55.699
Seguro terrestre	0,52%	14.125
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	40.551
Costo DDP (USD)		3.322.124
Montaje Pruebas y puesta en servicio	4,00%	108.378
Repuestos	3,00%	81.284
Obras civiles	55,06%	1.491.803
Costo Directo (USD)		5.003.590
Ingeniería (Diseño)	6,12%	165.745
Interventoría	6,93%	187.831
Administración de la ejecución	4,46%	120.707
Costo Indirecto (USD)		474.283
Costos Financieros	3,50%	94.831
Costo Total con costos financieros (USD)		5.572.704
Factor neto de instalación con costos financieros	205,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	205,0%	
Costo Total adoptado		5.554.398

Tabla 62. Barraje Tipo 2 - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (Miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	69,78	456.957
Accesorios de conexión AT	451.046	1,00	451.046
Transformador de potencial + soporte	49.682	2,00	99.364
Total			1.007.367

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (Miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	32.159
Seguro Marítimo	0,40%	4.051
Costo CIF (USD)		1.043.578
Bodegaje	1,66%	16.692
Arancel	13,29%	133.846
Transporte Terrestre	2,06%	20.709
Seguro terrestre	0,52%	5.252
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	15.077
Costo DDP (USD)		1.235.152
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	100.550
Repuestos	3,00%	30.221
Obras civiles	11,18%	112.673
Costo Directo (USD)		1.478.596
Ingeniería (Diseño)	6,12%	61.623
Interventoría	6,93%	69.835
Administración de la ejecución	4,46%	44.878
Costo Indirecto (USD)		176.337
Costos Financieros	3,50%	35.258
Costo Total con costos financieros (USD)		1.690.191
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		1.712.525

Tabla 63. Barraje Tipo 2 - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 500 kV			
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	6.549	164,14	1.074.878
Accesorios de conexión AT	408.069	1,00	408.069
Transformador de potencial	49.682	2,00	99.364
Total			1.582.311

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	50.514
Seguro Marítimo	0,40%	6.363
Costo CIF (USD)		1.639.188
Bodegaje	1,66%	26.219
Arancel	13,29%	210.237
Transporte Terrestre	2,06%	32.528
Seguro terrestre	0,52%	8.249
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	23.682
Costo DDP (USD)		1.940.102
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9,98%	157.938
Repuestos	3,00%	47.469
Obras civiles	11,18%	176.980
Costo Directo (USD)		2.322.489
Ingeniería (Diseño)	6,12%	96.794
Interventoría	6,93%	109.692
Administración de la ejecución	4,46%	70.492
Costo Indirecto (USD)		276.979
Costos Financieros	3,50%	55.381
Costo Total con costos financieros (USD)		2.654.848
Factor neto de instalación con costos financieros	167,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	170,0%	
Costo Total adoptado		2.689.929

Tabla 64. Diferencial de Barras Tipo 2 - Configuración 4 y 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS COMUNES 230 kV			
Protección diferencial de barras	151.840	3,00	455.521
Total			455.521

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	14.542
Seguro Marítimo	0,40%	1.832
Costo CIF (USD)		471.895
Bodegaje	1,66%	7.548
Arancel	13,29%	60.524
Transporte Terrestre	2,06%	9.364
Seguro terrestre	0,52%	2.375
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	6.818
Costo DDP (USD)		558.523
Montaje Pruebas y puesta en servicio	1,09%	4.978
Repuestos	3,00%	13.666
Obras civiles	0,00%	0
Costo Directo (USD)		577.167
Ingeniería (Diseño)	6,12%	27.865
Interventoría	6,93%	31.579
Administración de la ejecución	4,46%	20.294
Costo Indirecto (USD)		79.738
Costos Financieros	3,50%	15.943
Costo Total con costos financieros (USD)		672.848
Factor neto de instalación con costos financieros	147,7%	
Factor adoptado (Tabla 1)	150,0%	
Costo Total adoptado		683.282

Tabla 65. Bahía Línea - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	885.490	1,00	885.490
Seccionador tripolar	114.066	3,00	342.198
Seccionador tripolar con cuchilla	136.066	1,00	136.066
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Transformador de tensión 500 kV	35.015	3,00	105.044
Descargador de sobretensión 500 kV	31.310	3,00	93.931
Trampa de onda de 500 kV	53.185	2,00	106.370
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	7.131	12,00	85.572
Acero Estructural (Ton)	7.509	49,48	371.533
Gabineta Medida	81.245	1,00	81.245
Gabinete protección línea	169.329	1,00	169.329
SCC contralador de campo	128.300	1,00	128.300
Sistema Registro de fallas	124.020	0,50	62.010
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	183.950	1,00	183.950
Cables módulo	35.000	1,00	35.000
TOTAL	0		3.235.243

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	103.282
Seguro Maritimo	0,40%	13.010
Costo CIF (USD)		3.351.535
Bodegaje	1,66%	53.608
Arancel	13,29%	429.857
Transporte Terrestre	2,06%	66.507
Seguro terrestre	0,52%	16.866
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	48.420
Costo DDP (USD)		3.966.794
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	371.981
Repuestos	3,00%	97.057
Obras civiles	20,69%	669.217
Costo Directo (USD)		5.105.049
Ingeniería (Diseño)	6,12%	197.908
Interventoría	6,93%	224.281
Administración de la ejecución	4,46%	144.131
Costo Indirecto (USD)		566.320
Costos Financieros	3,50%	113.234
Costo Total con costos financieros (USD)		5.784.603
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.823.438

Tabla 66. Bahía Línea - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	885.490	1,00	885.490
Seccionador tripolar	114.066	2,00	228.132
Seccionador tripolar con cuchilla	136.066	1,00	136.066
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Transformador de tensión 500 kV	35.015	3,00	105.044
Descargador de sobretensión 500 kV	31.310	3,00	93.931
Trampa de onda de 500 kV	53.185	2,00	106.370
telecomunicaciones (PLP o FO)	202.378	1,00	202.378
Aislador poste	7.131	3,00	21.393
Acero Estructural (Ton)	7.509	44,44	333.678
Gabineta Medida	81.245	0,50	40.623
Gabinete protección línea	169.329	1,00	169.329
Gabinete protección diámetro	178.491	0,50	89.246
SCC contralador de campo	128.300	1,00	128.300
Sistema Registro de fallas	124.020	0,50	62.010
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 1	261.244	1,00	261.244
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
TOTAL			3.163.060

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	100.978
Seguro Marítimo	0,40%	12.720
Costo CIF (USD)		3.276.758
Bodegaje	1,66%	52.412
Arancel	13,29%	420.266
Transporte Terrestre	2,06%	65.023
Seguro terrestre	0,52%	16.490
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	47.340
Costo DDP (USD)		3.878.289
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	363.682
Repuestos	3,00%	94.892
Obras civiles	20,69%	654.286
Costo Directo (USD)		4.991.148
Ingeniería (Diseño)	6,12%	193.493
Interventoría	6,93%	219.277
Administración de la ejecución	4,46%	140.915
Costo Indirecto (USD)		553.684
Costos Financieros	3,50%	110.707
Costo Total con costos financieros (USD)		5.655.540
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.693.508

Tabla 67. Bahía Transformador - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	715.200	1,00	715.200
Seccionador tripolar	114.066	3,00	342.198
Seccionador tripolar con cuchilla	136.066	1,00	136.066
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Transformador de tensión 500 kV	35.015	3,00	105.044
Descargador de sobretensión 500 kV	31.310	3,00	93.931
Aislador poste	7.131	12,00	85.572
Acero Estructural (Ton)	7.509	49,48	371.533
Gabineta Medida	81.245	1,00	81.245
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	84.071	1,00	84.071
SCC controlador de campo	128.300	1,00	128.300
Sistema Registro de fallas	124.020	0,50	62.010
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	177.790	1,00	177.790
Cables módulo	35.000	1,00	35.000
TOTAL	0		2.664.787

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	85.071
Seguro Marítimo	0,40%	10.716
Costo CIF (USD)		2.760.574
Bodegaje	1,66%	44.156
Arancel	13,29%	354.062
Transporte Terrestre	2,06%	54.780
Seguro terrestre	0,52%	13.892
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	39.883
Costo DDP (USD)		3.267.347
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	306.392
Repuestos	3,00%	79.944
Obras civiles	20,69%	551.217
Costo Directo (USD)		4.204.899
Ingeniería (Diseño)	6,12%	163.012
Interventoría	6,93%	184.734
Administración de la ejecución	4,46%	118.717
Costo Indirecto (USD)		466.463
Costos Financieros	3,50%	93.268
Costo Total con costos financieros (USD)		4.764.629
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.796.617

Tabla 68. Bahía Transformador - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	715.200	1,00	715.200
Seccionador tripolar	114.066	2,00	228.132
Seccionador tripolar con cuchilla	136.066	1,00	136.066
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Transformador de tensión 500 kV	35.015	3,00	105.044
Descargador de sobretensión 500 kV	31.310	3,00	93.931
Aislador poste	7.131	3,00	21.393
Acero Estructural (Ton)	7.509	44,44	333.678
Gabineta Medida	81.245	0,50	40.623
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	84.071	1,00	84.071
Gabinete protección diámetro	178.491	0,50	89.246
SCC contralador de campo	128.300	0,50	64.150
Sistema Registro de fallas	124.020	0,50	62.010
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 2	229.364	1,00	229.364
Cables módulo	53.000	1,00	53.000
TOTAL			2.502.734

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	79.898
Seguro Marítimo	0,40%	10.064
Costo CIF (USD)		2.592.696
Bodegaje	1,66%	41.470
Arancel	13,29%	332.530
Transporte Terrestre	2,06%	51.449
Seguro terrestre	0,52%	13.047
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	37.457
Costo DDP (USD)		3.068.650
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	287.759
Repuestos	3,00%	75.082
Obras civiles	20,69%	517.696
Costo Directo (USD)		3.949.188
Ingeniería (Diseño)	6,12%	153.099
Interventoría	6,93%	173.500
Administración de la ejecución	4,46%	111.497
Costo Indirecto (USD)		438.096
Costos Financieros	3,50%	87.596
Costo Total con costos financieros (USD)		4.474.879
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.504.922

Tabla 69. Corte Central - Configuración 6

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor con resistencia de preinserción	885.490	1,00	885.490
Seccionador tripolar	114.066	2,00	228.132
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Aceros Estructural (Ton)	7.509	56,08	421.109
SCC contralador de campo	128.300	0,50	64.150
Accesorios de conexión AT Tipo 1	261.244	1,00	261.244
TOTAL			2.055.487

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	65.620
Seguro Marítimo	0,40%	8.266
Costo CIF (USD)		2.129.372
Bodegaje	1,66%	34.059
Arancel	13,29%	273.106
Transporte Terrestre	2,06%	42.255
Seguro terrestre	0,52%	10.716
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	30.764
Costo DDP (USD)		2.520.272
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	236.336
Repuestos	3,00%	61.665
Obras civiles	20,69%	425.182
Costo Directo (USD)		3.243.454
Ingeniería (Diseño)	6,12%	125.740
Interventoría	6,93%	142.495
Administración de la ejecución	4,46%	91.572
Costo Indirecto (USD)		359.807
Costos Financieros	3,50%	71.942
Costo Total con costos financieros (USD)		3.675.203
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		3.699.876

Tabla 70. Bahía de Acople - Configuración 4

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	715.200	1,00	715.200
Seccionador tripolar con cuchilla	136.066	2,00	272.133
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Aislador poste	7.131	9,00	64.179
Acero Estructural (Ton)	7.509	39,36	295.568
Protección campo de transformador o acople de barras	53.591	1,00	53.591
SCC controlador de campo	128.300	1,00	128.300
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Accesorios de conexión AT Tipo 3	179.117	1,00	179.117
Cables módulo	35.000	1,00	35.000
TOTAL	0		1.989.914

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	63.526
Seguro Marítimo	0,40%	8.002
Costo CIF (USD)		2.061.443
Bodegaje	1,66%	32.973
Arancel	13,29%	264.394
Transporte Terrestre	2,06%	40.907
Seguro terrestre	0,52%	10.374
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	29.782
Costo DDP (USD)		2.439.872
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	228.796
Repuestos	3,00%	59.697
Obras civiles	20,69%	411.618
Costo Directo (USD)		3.139.984
Ingeniería (Diseño)	6,12%	121.728
Interventoría	6,93%	137.949
Administración de la ejecución	4,46%	88.651
Costo Indirecto (USD)		348.329
Costos Financieros	3,50%	69.647
Costo Total con costos financieros (USD)		3.557.960
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		3.581.846

Autotransformadores

Tabla 71. Autotransformador 500/230 kV 450 MVA

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS			
Autotransformador monofásico de 150 MVA	2.581.798	3,00	7.745.394
Sistema de 34.5 para formación de Delta del transformador	1.138.349	1,00	1.138.349
Accesorios de conexión A.T.	47.693	1,00	47.693
Cables módulo	130.000	1,00	130.000
TOTAL			9.061.435

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	289.278
Seguro Marítimo	0,40%	36.439
Costo CIF (USD)		9.387.153
Bodegaje	1,66%	150.148
Arancel	13,29%	1.203.964
Transporte Terrestre	2,06%	186.277
Seguro terrestre	0,52%	47.240
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	135.618
Costo DDP (USD)		11.110.400
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	1.041.865
Repuestos	3,00%	271.843
Obras civiles	20,69%	1.874.377
Costo Directo (USD)		14.298.485
Ingeniería (Diseño)	6,12%	554.312
Interventoría	6,93%	628.177
Administración de la ejecución	4,46%	403.689
Costo Indirecto (USD)		1.586.178
Costos Financieros	3,50%	317.150
Costo Total con costos financieros (USD)		16.201.813
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		16.310.584

Módulos de Compensación

Tabla 72. Bahía y Módulo Compensación serie 3x22 MVAR

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	147.768	1,00	147.768
Seccionador monopolar	13.986	3,00	41.957
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	23.688	6,00	142.127
Aislador poste	2.614	6,00	15.684
Cables módulo	46.000	1,00	46.000
Servicios auxiliares caseta control	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			445.001
EQUIPOS DE COMPENSACION CAPACITIVA SERIE			
Bateria de condensadores serie 3x22 MVAR	3.610.392	1,00	3.610.392
Sistema de protección y control	1.260.450	1,00	1.260.450
Cable fibra óptica	26.368	1,00	26.368
Medidor capacidad condensadores	10.142	1,00	10.142
Microcomputador portatil	15.067	1,00	15.067
Total compensacion capacitiva			4.922.419
TOTAL EQUIPOS FOB			5.367.421

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	171.350
Seguro Marítimo	0,40%	21.584
Costo CIF (USD)		5.560.355
Bodegaaje	1,66%	88.938
Arancel	13,29%	713.152
Transporte Terrestre	2,06%	110.339
Seguro terrestre	0,52%	27.982
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	80.332
Costo DDP (USD)		6.581.098
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	637.816
Repuestos	3,00%	161.023
Obras civiles	29,61%	1.589.277
Costo Directo (USD)		8.969.214
Ingeniería (Diseño)	6,12%	328.339
Interventoría	6,93%	372.092
Administración de la ejecución	4,46%	239.120
Costo Indirecto (USD)		939.551
Costos Financieros	3,50%	187.860
Costo Total con costos financieros (USD)		10.096.625
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		10.198.099

Tabla 73. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 72 MVar – Int. y Medio

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	2,00	58.009
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión	9.196	3,00	27.587
Aislador de poste	2.614	1,00	2.614
Gabinete de protección diámetro	178.491	1,00	178.491
Gabinete Medida	45.163	0,50	22.581
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Sistema de control coordinado	104.624	1,00	104.624
Ton. de Acero Estructural	7.509	8,43	63.289
Cables Módulo	9.000	1,00	9.000
Accesorios de conexión AT	54.375	1,00	54.375
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			937.182

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	29.919
Seguro Marítimo	0,40%	3.769
Costo CIF (USD)		970.870
Bodegaje	1,66%	15.529
Arancel	13,29%	124.520
Transporte Terrestre	2,06%	19.266
Seguro terrestre	0,52%	4.886
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.026
Costo DDP (USD)		1.149.097
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	111.366
Repuestos	3,00%	28.115
Obras civiles	29,61%	277.497
Costo Directo (USD)		1.566.076
Ingeniería (Diseño)	6,12%	57.330
Interventoría	6,93%	64.969
Administración de la ejecución	4,46%	41.752
Costo Indirecto (USD)		164.051
Costos Financieros	3,50%	32.801
Costo Total con costos financieros (USD)		1.762.928
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.780.646

Tabla 74. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 40 MVA_r – Anillo

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	2,00	58.009
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Gabinete de proteccion tipo 1	159.367	1,00	159.367
Gabinete Medida	45.163	1,00	45.163
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Sistema de control coordinado	104.624	1,00	104.624
Ton. de Acero Estructural	7.509	10,70	80.350
Cables Módulo	9.000	1,00	9.000
Accesorios de conexión AT	40.650	1,00	40.650
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			874.959

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	27.932
Seguro Maritimo	0,40%	3.519
Costo CIF (USD)		906.410
Bodegaje	1,66%	14.498
Arancel	13,29%	116.253
Transporte Terrestre	2,06%	17.987
Seguro terrestre	0,52%	4.561
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	13.095
Costo DDP (USD)		1.072.804
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	103.972
Repuestos	3,00%	26.249
Obras civiles	29,61%	259.073
Costo Directo (USD)		1.462.098
Ingeniería (Diseño)	6,12%	53.524
Interventoría	6,93%	60.656
Administración de la ejecución	4,46%	38.980
Costo Indirecto (USD)		153.159
Costos Financieros	3,50%	30.624
Costo Total con costos financieros (USD)		1.645.880
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.662.422

Tabla 75. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVar – Barra Ppal +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	2,00	58.009
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	38.816	3,00	116.447
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Descargador de sobretensión	9.196	3,00	27.587
Aislador de poste	2.614	2,00	5.228
Gabinete de protección tipo 2	84.331	1,00	84.331
Gabinete Medida	45.163	1,00	45.163
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Sistema de control coordinado	104.624	1,00	104.624
Ton. de Acero Estructural	7.509	10,70	80.350
Cables Módulo	9.000	1,00	9.000
Accesorios de conexión AT	45.238	1,00	45.238
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			902.851

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	28.823
Seguro Marítimo	0,40%	3.631
Costo CIF (USD)		935.304
Bodegaje	1,66%	14.960
Arancel	13,29%	119.959
Transporte Terrestre	2,06%	18.560
Seguro terrestre	0,52%	4.707
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	13.513
Costo DDP (USD)		1.107.003
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	107.287
Repuestos	3,00%	27.086
Obras civiles	29,61%	267.331
Costo Directo (USD)		1.508.707
Ingeniería (Diseño)	6,12%	55.230
Interventoría	6,93%	62.589
Administración de la ejecución	4,46%	40.222
Costo Indirecto (USD)		158.041
Costos Financieros	3,50%	31.600
Costo Total con costos financieros (USD)		1.698.348
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.715.417

Tabla 76. Bahía Compensación Capacitiva Paralela 60 MVar – Doble Barra +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	3,00	87.013
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	38.816	1,00	38.816
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Transformador de tensión 230 kV	16.974	3,00	50.922
Descargador de sobretensión	9.196	3,00	27.587
Aislador de poste	2.614	7,00	18.298
Gabinete de proteccion tipo 2	84.331	1,00	84.331
Gabinete Medida	45.163	1,00	45.163
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Sistema de control coordinado	104.624	1,00	104.624
Ton. de Acero Estructural	7.509	11,54	86.658
Cables Módulo	9.000	1,00	9.000
Accesorios de conexión AT	45.238	1,00	45.238
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			924.524

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	29.515
Seguro Marítimo	0,40%	3.718
Costo CIF (USD)		957.757
Bodegaje	1,66%	15.319
Arancel	13,29%	122.839
Transporte Terrestre	2,06%	19.006
Seguro terrestre	0,52%	4.820
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	13.837
Costo DDP (USD)		1.133.577
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	109.862
Repuestos	3,00%	27.736
Obras civiles	29,61%	273.749
Costo Directo (USD)		1.544.924
Ingeniería (Diseño)	6,12%	56.556
Interventoría	6,93%	64.092
Administración de la ejecución	4,46%	41.188
Costo Indirecto (USD)		161.835
Costos Financieros	3,50%	32.358
Costo Total con costos financieros (USD)		1.739.117
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.756.596

Tabla 77. Bahía Compensación Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVar –Barra Ppal +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	3,00	87.013
Seccionador de puesta a tierra	29.700	3,00	89.101
Transformador de corriente 230 kV	27.736	3,00	83.207
Descargador de sobretensión	9.196	3,00	27.587
Aislador de poste	2.614	2,00	5.228
Gabinete de proteccion tipo 2	84.331	1,00	84.331
Gabinete Medida	45.163	1,00	45.163
Sistema Registro de fallas	88.866	0,50	44.433
Sistema de control coordinado	104.624	1,00	104.624
Ton. De Acero Estructural	7.509	10,70	80.350
Cables Módulo	44.500	1,00	44.500
Accesorios de conexión AT	45.238	1,00	45.238
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			940.009

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	30.009
Seguro Maritimo	0,40%	3.780
Costo CIF (USD)		973.798
Bodegaje	1,66%	15.576
Arancel	13,29%	124.896
Transporte Terrestre	2,06%	19.324
Seguro terrestre	0,52%	4.900
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.069
Costo DDP (USD)		1.152.563
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	111.702
Repuestos	3,00%	28.200
Obras civiles	29,61%	278.334
Costo Directo (USD)		1.570.799
Ingeniería (Diseño)	6,12%	57.503
Interventoría	6,93%	65.165
Administración de la ejecución	4,46%	41.878
Costo Indirecto (USD)		164.546
Costos Financieros	3,50%	32.900
Costo Total con costos financieros (USD)		1.768.245
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		1.786.016

Tabla 78. Bahía Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	715.200	1,00	715.200
Seccionador	114.066	1,00	114.066
Descargador de sobretensión	31.310	3,00	93.931
Cables bahía	44.500	1,00	44.500
Accesorios de conexión AT	17.848	1,00	17.848
Total Equipo de patio			985.546

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	31.463
Seguro Marítimo	0,40%	3.963
Costo CIF (USD)		1.020.972
Bodegaje	1,66%	16.331
Arancel	13,29%	130.946
Transporte Terrestre	2,06%	20.260
Seguro terrestre	0,52%	5.138
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	14.750
Costo DDP (USD)		1.208.396
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	113.316
Repuestos	3,00%	29.566
Obras civiles	20,69%	203.862
Costo Directo (USD)		1.555.141
Ingeniería (Diseño)	6,12%	60.288
Interventoría	6,93%	68.322
Administración de la ejecución	4,46%	43.906
Costo Indirecto (USD)		172.517
Costos Financieros	3,50%	34.494
Costo Total con costos financieros (USD)		1.762.152
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		1.773.982

Tabla 79. Bahía Compensación Reactiva Fija 28 MVAr con reactor de neutro

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Seccionador	114.066	1,00	114.066
Descargador de sobretensión	31.310	3,00	93.931
Cables bahía	44.500	1,00	44.500
Accesorios de conexión AT	22.472	1,00	22.472
Total Equipo de patio			274.969

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	8.778
Seguro Marítimo	0,40%	1.106
Costo CIF (USD)		284.853
Bodegaje	1,66%	4.556
Arancel	13,29%	36.534
Transporte Terrestre	2,06%	5.653
Seguro terrestre	0,52%	1.433
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	4.115
Costo DDP (USD)		337.145
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	31.615
Repuestos	3,00%	8.249
Obras civiles	20,69%	56.878
Costo Directo (USD)		433.887
Ingeniería (Diseño)	6,12%	16.821
Interventoría	6,93%	19.062
Administración de la ejecución	4,46%	12.250
Costo Indirecto (USD)		48.132
Costos Financieros	3,50%	9.624
Costo Total con costos financieros (USD)		491.643
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		494.944

Tabla 80. Bahía Compensación Estática Reactiva

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio 500 KV			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	715.200	1,00	715.200
Seccionador tripolar	114.066	2,00	228.132
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	136.066	1,00	136.066
Transformador de corriente 500 kV	65.121	3,00	195.362
Transformador de tensión 500 kV	35.015	3,00	105.044
Descargador de sobretensión	31.310	3,00	93.931
Aislador de poste	7.131	3,00	21.393
Gabinete de protección Bahías de Autotraf	84.610	1,00	84.610
Gabinete Medida	81.245	0,50	40.623
Gabinete Protección Diámetro	178.491	0,50	89.246
Sistema Registro de fallas	124.020	0,50	62.010
Sistema de control coordinado	128.300	0,50	64.150
Ton. de Acero Estructural	7.509	44,44	333.716
Cables Módulo	46.000	1,00	46.000
Accesorios de conexión AT	261.244	1,00	261.244
Servicios auxiliares caseta control Tipo	102.930	0,50	51.465
Total Equipo de patio			2.528.191

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Maritimo	3,19%	80.710
Seguro Maritimo	0,40%	10.167
Costo CIF (USD)		2.619.068
Bodegaje	1,66%	41.892
Arancel	13,29%	335.913
Transporte Terrestre	2,06%	51.972
Seguro terrestre	0,52%	13.180
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	37.838
Costo DDP (USD)		3.099.863
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	290.686
Repuestos	3,00%	75.846
Obras civiles	20,69%	522.962
Costo Directo (USD)		3.989.357
Ingeniería (Diseño)	6,12%	154.656
Interventoría	6,93%	175.265
Administración de la ejecución	4,46%	112.631
Costo Indirecto (USD)		442.552
Costos Financieros	3,50%	88.487
Costo Total con costos financieros (USD)		4.520.396
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		4.550.743

Tabla 81. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 72 MVAR – Int. y Medio

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	1,00	29.004
Transformador de corriente tipo 1 230 kV	27.736	3,00	83.207
Seccionador de puesta a tierra	29.700	1,00	29.700
Descargador de sobretensión tipo 1	9.196	3,00	27.587
Accesorios de conexión AT	34.695	1,00	34.695
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 72 MVAR	791.041	1,00	791.041
Banco Capacitores 60 MVAR	657.529		0
Banco Capacitores 40 MVAR	510.143		0
Gabinete de control de Banco tipo 1	59.401	1,00	59.401
Gabinete de control de Banco tipo 2	84.610		0
Gabinete protección del Banco tipo 1	738.884	1,00	738.884
Gabinete protección del Banco tipo 2	675.138		0
Total Equipo de patio			1.941.288

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	61.974
Seguro Marítimo	0,40%	7.807
Costo CIF (USD)		2.011.068
Bodegaje	1,66%	32.167
Arancel	13,29%	257.933
Transporte Terrestre	2,06%	39.907
Seguro terrestre	0,52%	10.120
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	29.054
Costo DDP (USD)		2.380.250
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	230.685
Repuestos	3,00%	58.239
Obras civiles	29,61%	574.810
Costo Directo (USD)		3.243.984
Ingeniería (Diseño)	6,12%	118.754
Interventoría	6,93%	134.578
Administración de la ejecución	4,46%	86.485
Costo Indirecto (USD)		339.817
Costos Financieros	3,50%	67.945
Costo Total con costos financieros (USD)		3.651.746
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		3.688.447

Tabla 82. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 40 MVAR – Anillo

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	147.768	1,00	147.768
Seccionador tripolar	29.004	1,00	29.004
Transformador de corriente tipo 1 230 kV	27.736	3,00	83.207
Seccionador de puesta a tierra	29.700	1,00	29.700
Descargador de sobretensión tipo 1	9.196	3,00	27.587
Accesorios de conexión AT	28.585	1,00	28.585
Accesorios de conexión AT	10.909	1,00	10.909
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 40 MVAR	510.143	1,00	510.143
Gabinete de control de Banco tipo 1	59.401	1,00	59.401
Gabinete protección del Banco tipo 1	738.884	1,00	738.884
Total Equipo de patio			1.665.190

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	53.160
Seguro Marítimo	0,40%	6.696
Costo CIF (USD)		1.725.046
Bodegaje	1,66%	27.592
Arancel	13,29%	221.248
Transporte Terrestre	2,06%	34.231
Seguro terrestre	0,52%	8.681
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	24.922
Costo DDP (USD)		2.041.721
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	197.876
Repuestos	3,00%	49.956
Obras civiles	29,61%	493.058
Costo Directo (USD)		2.782.611
Ingeniería (Diseño)	6,12%	101.864
Interventoría	6,93%	115.438
Administración de la ejecución	4,46%	74.185
Costo Indirecto (USD)		291.487
Costos Financieros	3,50%	58.282
Costo Total con costos financieros (USD)		3.132.379
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		3.163.860

Tabla 83. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 40 - 72 MVAR – Barra Ppal +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Accesorios de conexión AT	10.909	1,00	10.909
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 60 MVAR	657.529	1,00	657.529
Gabinete de control de Banco tipo 2	84.610	1,00	84.610
Gabinete protección del Banco tipo 2	675.138	1,00	675.138
Total Equipo de patio			1.428.185

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	45.594
Seguro Marítimo	0,40%	5.743
Costo CIF (USD)		1.479.522
Bodegaje	1,66%	23.665
Arancel	13,29%	189.758
Transporte Terrestre	2,06%	29.359
Seguro terrestre	0,52%	7.445
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.375
Costo DDP (USD)		1.751.126
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	169.713
Repuestos	3,00%	42.846
Obras civiles	29,61%	422.881
Costo Directo (USD)		2.386.565
Ingeniería (Diseño)	6,12%	87.366
Interventoría	6,93%	99.008
Administración de la ejecución	4,46%	63.626
Costo Indirecto (USD)		250.000
Costos Financieros	3,50%	49.986
Costo Total con costos financieros (USD)		2.686.551
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.713.552

Tabla 84. Módulo Compensación Capacitiva Paralela 60 MVAR – Doble Barra +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de conexión del banco al diámetro			
Accesorios de conexión AT	10.909	1,00	10.909
Equipo de compensación			
Banco Capacitores 60 MVAR	657.529	1,00	657.529
Gabinete de control de Banco tipo 2	84.610	1,00	84.610
Gabinete protección del Banco tipo 2	675.138	1,00	675.138
Total Equipo de patio			1.428.185

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	45.594
Seguro Marítimo	0,40%	5.743
Costo CIF (USD)		1.479.522
Bodegaje	1,66%	23.665
Arancel	13,29%	189.758
Transporte Terrestre	2,06%	29.359
Seguro terrestre	0,52%	7.445
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	21.375
Costo DDP (USD)		1.751.126
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	169.713
Repuestos	3,00%	42.846
Obras civiles	29,61%	422.881
Costo Directo (USD)		2.386.565
Ingeniería (Diseño)	6,12%	87.366
Interventoría	6,93%	99.008
Administración de la ejecución	4,46%	63.626
Costo Indirecto (USD)		250.000
Costos Financieros	3,50%	49.986
Costo Total con costos financieros (USD)		2.686.551
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.713.552

Tabla 85. Módulo Comp. Reactiva Maniobrable 12,5 - 25 MVAR –Barra Ppal +T

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Banco de reactores			
Reactor de línea 25 MVAR	1.105.420	1,00	1.105.420
Gabinete protección del reactor	263.970	1,00	263.970
Accesorios de conexión AT	2.966	1,00	2.966
Total Equipos			1.372.356

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	43.811
Seguro Marítimo	0,40%	5.519
Costo CIF (USD)		1.421.686
Bodegaje	1,66%	22.740
Arancel	13,29%	182.341
Transporte Terrestre	2,06%	28.212
Seguro terrestre	0,52%	7.154
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	20.539
Costo DDP (USD)		1.682.672
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,88%	163.079
Repuestos	3,00%	41.171
Obras civiles	29,61%	406.350
Costo Directo (USD)		2.293.272
Ingeniería (Diseño)	6,12%	83.951
Interventoría	6,93%	95.137
Administración de la ejecución	4,46%	61.139
Costo Indirecto (USD)		240.227
Costos Financieros	3,50%	48.032
Costo Total con costos financieros (USD)		2.581.531
Factor neto de instalación con costos financieros	188,1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	190,0%	
Costo Total adoptado		2.607.476

Tabla 86. Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de compensación			
Reactor de línea 20 MVAR t2	662.532	3,00	1.987.595
Gabinete protección de reactor tipo 2	115.979	1,00	115.979
Accesorios de conexión AT	8.099	1,00	8.099
Cables módulo	46.000	1,00	46.000
Total Equipo de patio			2.157.673

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	68.882
Seguro Marítimo	0,40%	8.677
Costo CIF (USD)		2.235.231
Bodegaje	1,66%	35.753
Arancel	13,29%	286.683
Transporte Terrestre	2,06%	44.355
Seguro terrestre	0,52%	11.248
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	32.293
Costo DDP (USD)		2.645.564
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	248.085
Repuestos	3,00%	64.730
Obras civiles	20,69%	446.319
Costo Directo (USD)		3.404.698
Ingeniería (Diseño)	6,12%	131.991
Interventoría	6,93%	149.579
Administración de la ejecución	4,46%	96.125
Costo Indirecto (USD)		377.694
Costos Financieros	3,50%	75.519
Costo Total con costos financieros (USD)		3.857.911
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		3.883.811

Tabla 87. Módulo Compensación Reactiva Fija 28 MVAR con reactor de neutro

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de compensación			
Reactor de línea 28 MVAR	846.957	3,00	2.540.871
Reactor de neutro	310.858	1,00	310.858
Gabinete protección de reactor tipo 2	115.979	1,00	115.979
Seccionador de puesta a tierra del neutro	38.135	1,00	38.135
Descargador de sobretensión del neutro	16.513	1,00	16.513
Accesorios de conexión AT	9.886	1,00	9.886
Cables módulo	46.000	1,00	46.000
Total Equipo de patio			3.078.242

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	98.270
Seguro Marítimo	0,40%	12.379
Costo CIF (USD)		3.188.890
Bodegaje	1,66%	51.007
Arancel	13,29%	408.996
Transporte Terrestre	2,06%	63.280
Seguro terrestre	0,52%	16.048
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	46.071
Costo DDP (USD)		3.774.291
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	353.930
Repuestos	3,00%	92.347
Obras civiles	20,69%	636.741
Costo Directo (USD)		4.857.309
Ingeniería (Diseño)	6,12%	188.304
Interventoría	6,93%	213.397
Administración de la ejecución	4,46%	137.136
Costo Indirecto (USD)		538.837
Costos Financieros	3,50%	107.738
Costo Total con costos financieros (USD)		5.503.885
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		5.540.835

Tabla 88. Módulo Compensación Estática Reactiva

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipos de patio			
Transformador Monofásico 250 MVA	4.007.362	3,00	12.022.085
Reactor controlado por tiristores	1.724.064	2,00	3.448.127
Banco de capacitores operado por tiristores	1.338.685	2,00	2.677.370
Filtro de armónicos	463.614	3,00	1.390.841
Válvula de tiristores para TCR	2.187.677	2,00	4.375.355
Válvula de tiristores para TSC	4.126.163	2,00	8.252.325
Barraje rígido con soportes conectores y cable para T. secundaria	3.529.260	1,00	3.529.260
Descargador de sobretensión en la tensión secundaria	483.897	1,00	483.897
Cuchilla de puesta a tierra en la tensión secundaria	30.425	9,00	273.822
Transformador de tensión para medida y protección en tensión sec.	22.601	2,00	45.202
Transformador de corriente para medida y protección en tens. sec.	27.736	38,00	1.053.959
Tablero de protección de conexión + p. barraje comp + p. traf de A	373.209	1,00	373.209
Tablero de protección de los TSC	812.193	1,00	812.193
Tablero de protección de los TCR	208.626	1,00	208.626
Tablero Registrador de Fallas	440.433	1,00	440.433
Computador de control del sistema de compensación	4.673.806	1,00	4.673.806
Sistema de control del Compensador	1.386.495	1,00	1.386.495
Estación de trabajo	478.102	1,00	478.102
Computador de comunicación (Gateway) e interfase para sincron	749.026	1,00	749.026
Unidad de entradas/salidas remotas	283.963	1,00	283.963
Red de área local con los manejadores	127.494	1,00	127.494
Interfase para el sistema de protecciones	151.834	1,00	151.834
Red de área local para el sistema de protecciones	298.451	1,00	298.451
Sistema de refrigeración para válvulas de tiristores	1.964.563	2,00	3.929.127
Bandeja metálica portacable con pernos de anclaje, herrajes y P. A. T.	57.952	1,00	57.952
Transformador de 400 kVA, seccionador fusible, Equipo de Medida	101.416	1,00	101.416
Banco de baterías de 125 Vcc	120.540	1,00	120.540
Cargador de baterías de 125 Vcc	111.557	2,00	223.114
Inversor	81.712	1,00	81.712
Planta diesel de 350 KVA con tablero de control, protección y medida	189.792	1,00	189.792
Tablero de distribución	159.367	1,00	159.367
Total Equipos FOB			52.398.894

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	1.672.788
Seguro Marítimo	0,40%	210.714
Costo CIF (USD)		54.282.396
Bodegaje	1,66%	868.252
Arancel	13,29%	6.962.075
Transporte Terrestre	2,06%	1.077.169
Seguro terrestre	0,52%	273.168
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	784.231
Costo DDP (USD)		64.247.290
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	8.024.714
Repuestos	3,00%	1.571.967
Obras civiles	20,69%	10.838.824
Costo Directo (USD)		82.682.795
Ingeniería (Diseño)	6,12%	3.205.380
Interventoría	6,93%	3.632.510
Administración de la ejecución	4,48%	2.334.382
Costo Indirecto (USD)		9.172.273
Costos Financieros	3,50%	1.833.961
Costo Total con costos financieros (USD)		93.689.029
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		94.318.009

Tabla 89. Módulo Banco Reactores para Terciario Autotransformador

ITEM	Costo Unitario	Cantidad	Costo (miles \$/06)
Equipo de compensación			
Banco de reactores de 50 MVAR, 38 kV	1.085.952	1,00	1.085.952
Celda interruptor extraíble 2500 A y 34.5 kV	249.720	1,00	249.720
Cables módulo	42.000	1,00	42.000
Total Equipo de patio			1.377.671

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	43.981
Seguro Marítimo	0,40%	5.540
Costo CIF (USD)		1.427.192
Bodegaje	1,66%	22.828
Arancel	13,29%	183.047
Transporte Terrestre	2,06%	28.321
Seguro terrestre	0,52%	7.182
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	20.619
Costo DDP (USD)		1.689.189
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11,50%	158.402
Repuestos	3,00%	41.330
Obras civiles	20,69%	284.974
Costo Directo (USD)		2.173.895
Ingeniería (Diseño)	6,12%	84.276
Interventoría	6,93%	95.506
Administración de la ejecución	4,46%	61.376
Costo Indirecto (USD)		241.157
Costos Financieros	3,50%	48.218
Costo Total con costos financieros (USD)		2.463.271
Factor neto de instalación con costos financieros	178,8%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180,0%	
Costo Total adoptado		2.479.808

Tabla 90. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	13,13	43.757
Cadenas de aisladores suspensión	750	5,20	3.902
Cadenas de aisladores retención	892	3,84	3.426
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	4,87	36.143
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.528	1,00	4.528
Cable de guarda	2.412	1,02	2.460
Costo FOB [100%] (USD/km)			94.217

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	3.008
Seguro Marítimo	0,40%	379
Costo CIF (USD/km)		97.603
Bodegaje	1,66%	1.561
Arancel	15,53%	14.632
Transporte Terrestre	2,06%	1.937
Seguro terrestre	0,52%	491
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.410
Costo DDP (USD/km)		117.635
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	67.260
Repuestos	4,39%	4.132
Gestion Ambiental	21,42%	20.186
Servidumbres	25,54%	24.065
Costo Directo (USD/km)		233.277
Ingeniería (Diseño)	17,20%	16.202
Interventoría	22,44%	21.142
Administración de la ejecución	13,42%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	4.240
Costo Total con costos financieros (USD/km)		287.509
Factor neto de instalación con costos financieros	305,2%	
Factor adoptado (Tabla 2)	300,0%	
Costo Total adoptado		282.650

Tabla 91. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	13,52	45.070
Cadenas de aisladores suspensión	750	5,20	3.902
Cadenas de aisladores retención	892	3,84	3.426
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	5,33	39.575
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.528	1,00	4.528
Cable de guarda	2.412	1,02	2.460
Costo FOB [100%] (USD/km)			98.961

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	3.159
Seguro Marítimo	0,40%	398
Costo CIF (USD/km)		102.519
Bodegaje	1,66%	1.640
Arancel	15,53%	15.369
Transporte Terrestre	2,06%	2.034
Seguro terrestre	0,52%	516
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.481
Costo DDP (USD/km)		123.558
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	70.647
Repuestos	4,39%	4.340
Gestion Ambiental	20,40%	20.186
Servidumbres	24,32%	24.065
Costo Directo (USD/km)		242.796
Ingeniería (Diseño)	16,37%	16.202
Interventoría	21,36%	21.142
Administración de la ejecución	12,78%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	4.453
Costo Total con costos financieros (USD/km)		297.241
Factor neto de instalación con costos financieros	300,4%	
Factor adoptado (Tabla 2)	300,0%	
Costo Total adoptado		296.884

Tabla 92. Línea 230 kV 1 circuito Nivel 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	14,57	48.570
Cadenas de aisladores suspensión	750	5,20	3.902
Cadenas de aisladores retención	892	3,84	3.426
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	6,53	48.490
Accesorios para conductor y cable de guarda	4.528	1,00	4.528
Cable de guarda	2.412	1,02	2.463
Costo FOB [100%] (USD/km)			111.379

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	3.556
Seguro Marítimo	0,40%	448
Costo CIF (USD/km)		115.382
Bodegaje	1,66%	1.846
Arancel	15,53%	17.297
Transporte Terrestre	2,06%	2.290
Seguro terrestre	0,52%	581
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	1.667
Costo DDP (USD/km)		139.062
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	71,39%	79.511
Repuestos	4,39%	4.885
Gestion Ambiental	18,12%	20.186
Servidumbres	21,61%	24.065
Costo Directo (USD/km)		267.709
Ingeniería (Diseño)	14,55%	16.202
Interventoría	18,98%	21.142
Administración de la ejecución	13,42%	14.951
Costo Directo (USD/km)		52.296
Costos Financieros	4,50%	5.012
Costo Total con costos financieros (USD/km)		325.017
Factor neto de instalación con costos financieros	291,8%	
Factor adoptado (Tabla 2)	300,0%	
Costo Total adoptado		334.136

Tabla 93. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	18,77	62.559
Cadenas de aisladores suspensión	750	10,72	8.044
Cadenas de aisladores retención	892	7,68	6.852
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	10,33	76.712
Accesorios para conductor y cable de guardia	6.962	1,00	6.962
Cable de guarda	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			166.051

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	5.301
Seguro Marítimo	0,40%	668
Costo CIF (USD/km)		172.019
Bodegaje	1,66%	2.751
Arancel	15,53%	25.788
Transporte Terrestre	2,06%	3.414
Seguro terrestre	0,52%	866
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.485
Costo DDP (USD/km)		207.323
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	97.054
Repuestos	4,54%	7.531
Gestion Ambiental	12,16%	20.186
Servidumbres	14,49%	24.065
Costo Directo (USD/km)		356.158
Ingeniería (Diseño)	9,76%	16.202
Interventoría	12,73%	21.142
Administración de la ejecución	7,62%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	7.472
Costo Total con costos financieros (USD/km)		413.622
Factor neto de instalación con costos financieros	249,1%	
Factor adoptado (Tabla 2)	245,0%	
Costo Total adoptado		406.824

Tabla 94. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	19,34	64.435
Cadenas de aisladores suspensión	750	10,72	8.044
Cadenas de aisladores retención	892	7,68	6.852
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	11,78	87.447
Accesorios para conductor y cable de guardia	6.962	1,00	6.962
Cable de guarda	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			178.662

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	5.704
Seguro Marítimo	0,40%	718
Costo CIF (USD/km)		185.084
Bodegaje	1,66%	2.960
Arancel	15,53%	27.746
Transporte Terrestre	2,06%	3.673
Seguro terrestre	0,52%	931
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.674
Costo DDP (USD/km)		223.069
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	104.425
Repuestos	4,54%	8.103
Gestion Ambiental	11,30%	20.186
Servidumbres	13,47%	24.065
Costo Directo (USD/km)		379.847
Ingeniería (Diseño)	9,07%	16.202
Interventoría	11,83%	21.142
Administración de la ejecución	7,08%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	8.040
Costo Total con costos financieros (USD/km)		437.879
Factor neto de instalación con costos financieros	245,1%	
Factor adoptado (Tabla 2)	245,0%	
Costo Total adoptado		437.721

Tabla 95. Línea 230 kV 2 circuito Nivel 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	20,84	69.440
Cadenas de aisladores suspensión	750	10,72	8.044
Cadenas de aisladores retención	892	7,68	6.852
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	13,14	97.594
Accesorios para conductor y cable de guardia	6.962	1,00	6.962
Cable de guarda	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			193.814

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	6.187
Seguro Marítimo	0,40%	779
Costo CIF (USD/km)		200.781
Bodegaje	1,66%	3.212
Arancel	15,53%	30.099
Transporte Terrestre	2,06%	3.984
Seguro terrestre	0,52%	1.010
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	2.901
Costo DDP (USD/km)		241.987
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	113.281
Repuestos	4,54%	8.790
Gestion Ambiental	10,41%	20.186
Servidumbres	12,42%	24.065
Costo Directo (USD/km)		408.308
Ingeniería (Diseño)	8,36%	16.202
Interventoría	10,91%	21.142
Administración de la ejecución	6,53%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	8.722
Costo Total con costos financieros (USD/km)		467.022
Factor neto de instalación con costos financieros	241,0%	
Factor adoptado (Tabla 2)	245,0%	
Costo Total adoptado		474.844

Tabla 96. Línea 230 kV 2 circuito (2x1) Nivel 1, 2 y 3

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	22,53	75.070
Cadenas de aisladores suspensión	1.501	10,72	16.089
Cadenas de aisladores retención	1.784	7,68	13.705
Conductor (Toneladas de cond. por km)	7.425	17,38	129.048
Accesorios para conductor y cable de guardia	15.262	1,00	15.262
Cable de guarda	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			254.095

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	8.112
Seguro Marítimo	0,40%	1.022
Costo CIF (USD/km)		263.228
Bodegaje	1,66%	4.210
Arancel	15,53%	39.461
Transporte Terrestre	2,06%	5.223
Seguro terrestre	0,52%	1.325
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.803
Costo DDP (USD/km)		317.251
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	58,45%	148.514
Repuestos	4,54%	11.524
Gestion Ambiental	7,94%	20.186
Servidumbres	9,47%	24.065
Costo Directo (USD/km)		521.540
Ingeniería (Diseño)	6,38%	16.202
Interventoría	8,32%	21.142
Administración de la ejecución	4,98%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	11.434
Costo Total con costos financieros (USD/km)		582.966
Factor neto de instalación con costos financieros	229,4%	
Factor adoptado (Tabla 2)	230,0%	
Costo Total adoptado		584.418

Tabla 97. Línea 500 kV 1 circuito (4x1) Nivel 1

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	25,93	86.399
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	2.956	5,45	16.123
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	4.591	3,78	17.370
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	7.425	11,60	86.138
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	9.238	1,00	9.238
Cable de guarda para líneas 500 kV	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			220.189

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	7.029
Seguro Marítimo	0,40%	885
Costo CIF (USD/km)		228.103
Bodegaje	1,66%	3.649
Arancel	15,53%	34.195
Transporte Terrestre	2,06%	4.526
Seguro terrestre	0,52%	1.148
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.295
Costo DDP (USD/km)		274.917
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73,08%	160.915
Repuestos	4,14%	9.127
Gestion Ambiental	10,91%	24.027
Servidumbres	15,67%	34.505
Costo Directo (USD/km)		503.491
Ingeniería (Diseño)	7,36%	16.202
Interventoría	9,60%	21.142
Administración de la ejecución	5,74%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	9.908
Costo Total con costos financieros (USD/km)		563.391
Factor neto de instalación con costos financieros	255,9%	
Factor adoptado (Tabla 2)	255,0%	
Costo Total adoptado		561.481

Tabla 98. Línea 500 kV 1 circuito (4x1) Nivel 2

ITEM	Costo Unitario	Cantidad/km	Costo (miles \$/06)
Estructuras (Toneladas de acero por km)	3.333	26,70	88.991
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	2.956	5,45	16.123
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	4.591	3,78	17.370
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	7.425	14,00	103.915
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	9.238	1,00	9.238
Cable de guarda para líneas 500 kV	2.412	2,04	4.920
Costo FOB [100%] (USD/km)			240.557

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Costo (miles \$/06)
Transporte Marítimo	3,19%	7.680
Seguro Marítimo	0,40%	967
Costo CIF (USD/km)		249.204
Bodegaje	1,66%	3.986
Arancel	15,53%	37.359
Transporte Terrestre	2,06%	4.945
Seguro terrestre	0,52%	1.254
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	1,50%	3.600
Costo DDP (USD/km)		300.349
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73,08%	175.801
Repuestos	4,14%	9.971
Gestion Ambiental	9,99%	24.027
Servidumbres	14,34%	34.505
Costo Directo (USD/km)		544.652
Ingeniería (Diseño)	6,74%	16.202
Interventoría	8,79%	21.142
Administración de la ejecución	5,26%	12.648
Costo Directo (USD/km)		49.992
Costos Financieros	4,50%	10.825
Costo Total con costos financieros (USD/km)		605.469
Factor neto de instalación con costos financieros	251,7%	
Factor adoptado (Tabla 2)	255,0%	
Costo Total adoptado		613.421

Anexo 5. Clasificación de Activos del STN

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 ⁵
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

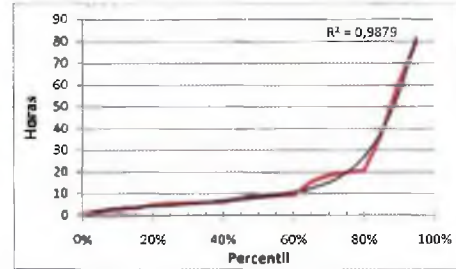
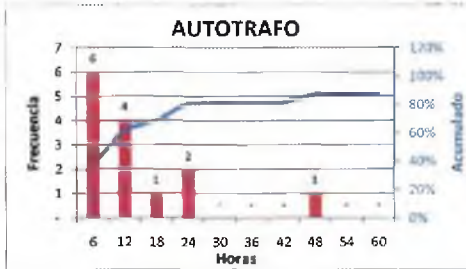
CnsgEmergencia: Consignación de Emergencia
CnsgProgramada: Consignación Programada
CondOperativa: Condición Operativa
Disponibilidad: Disponibilidad
Forzada: Salida Forzada
ForzadoExterno: Salida
FuerzaMayor: Fuerza Mayor
InstruccionCnd: Instrucción del CND
MttoMayor: Mantenimiento Mayor
ProgramaMtto: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

⁵ 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.

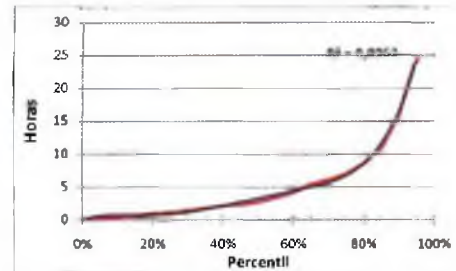
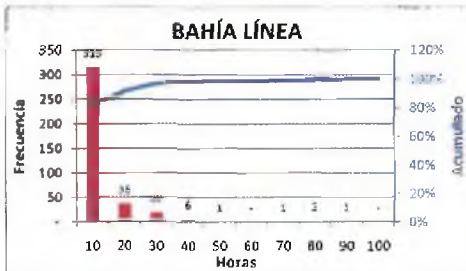
Anexo 6. Histogramas y gráficas de percentiles por grupo de Activo

Eventos

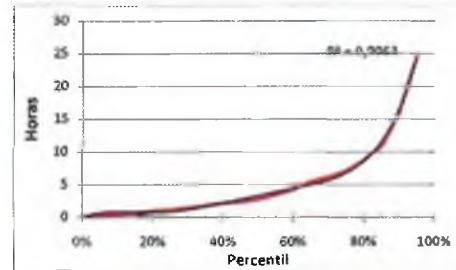
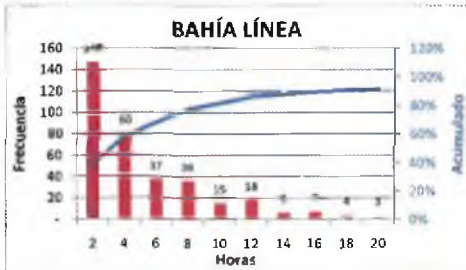
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	6	38%
12	4	63%
18	1	69%
24	2	81%
30	-	81%
36	-	81%
42	-	81%
48	1	88%
54	-	88%
60	-	88%
90	2	100%



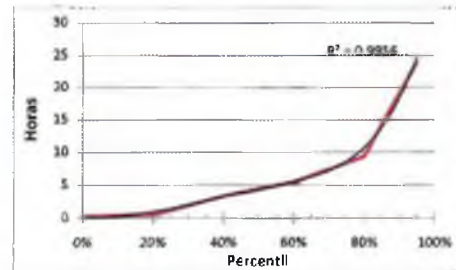
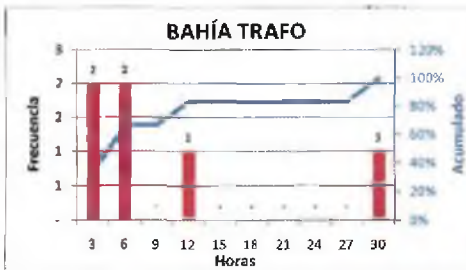
Horas	Frecuencia	Acumulado
10	315	92%
20	38	92%
30	20	97%
40	6	98%
50	1	99%
60	-	99%
70	1	99%
80	2	99%
90	1	100%
100	-	100%
130	1	100%



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%

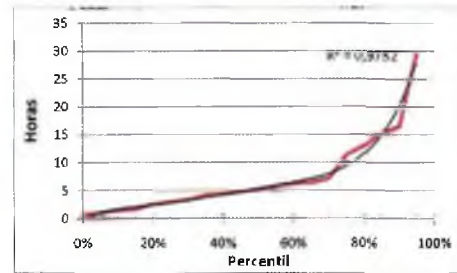
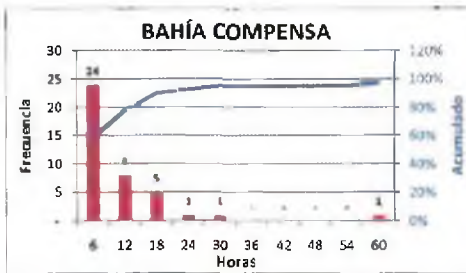


Horas	Frecuencia	Acumulado
3	2	33%
6	2	67%
9	-	67%
12	1	83%
15	-	83%
18	-	83%
21	-	83%
24	-	83%
27	-	83%
30	1	100%
-	-	100%

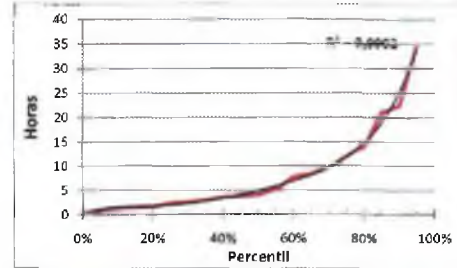
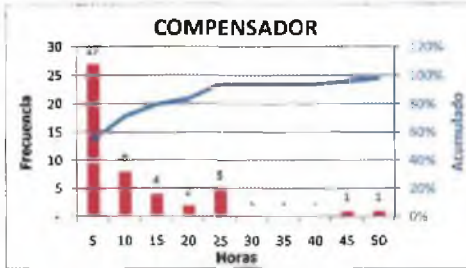


je

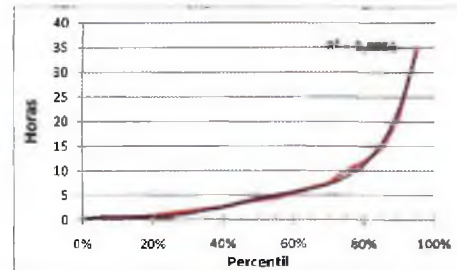
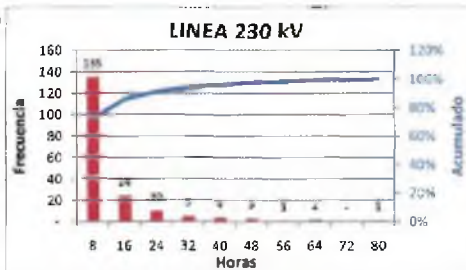
Horas	Frecuencia	Acumulado
8	24	59%
12	8	78%
18	5	90%
24	1	93%
30	1	95%
36	-	95%
42	-	95%
48	-	95%
54	-	95%
60	1	98%
70	1	100%



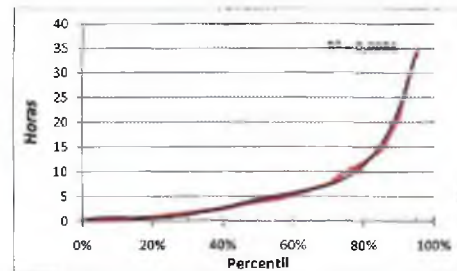
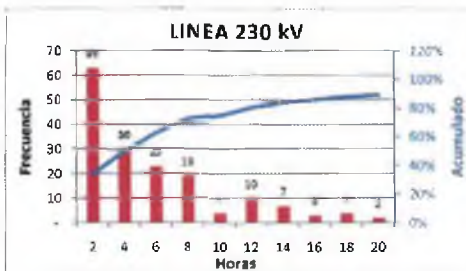
Horas	Frecuencia	Acumulado
5	27	55%
10	8	71%
15	4	80%
20	2	84%
25	5	94%
30	-	94%
35	-	94%
40	-	94%
45	1	96%
50	1	98%
150	1	100%



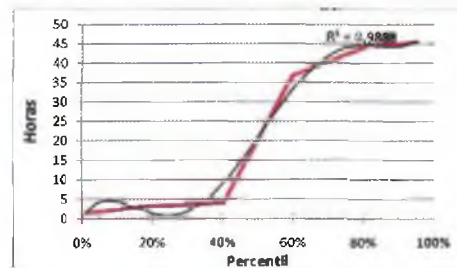
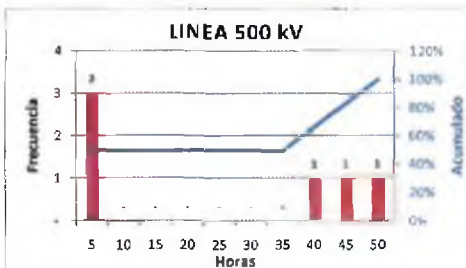
Horas	Frecuencia	Acumulado
8	135	73%
16	24	86%
24	10	91%
32	5	94%
40	4	96%
48	3	98%
56	1	98%
64	2	99%
72	-	99%
80	1	100%
-	-	100%



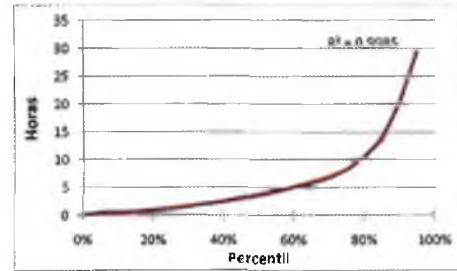
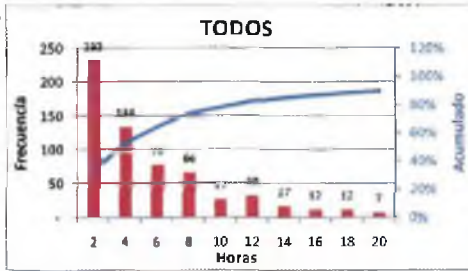
Horas	Frecuencia	Acumulado
2	63	34%
4	30	50%
6	23	63%
8	18	73%
10	4	75%
12	10	81%
14	7	84%
16	3	86%
18	4	88%
20	2	89%
80	20	100%



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%

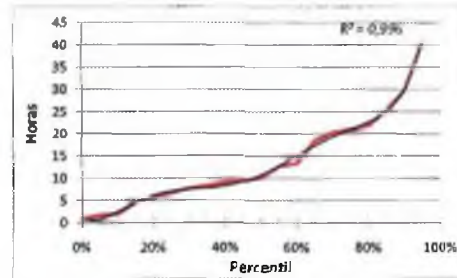
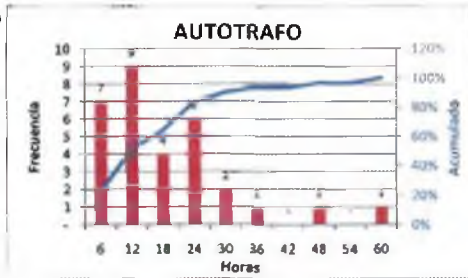


Horas	Frecuencia	Acumulado
2	232	94%
4	134	53%
6	78	65%
8	66	74%
12	27	78%
14	32	83%
16	17	85%
18	12	87%
20	12	89%
20	7	90%
150	71	100%

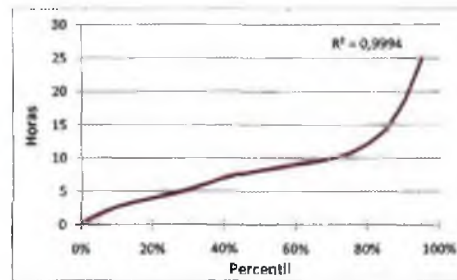
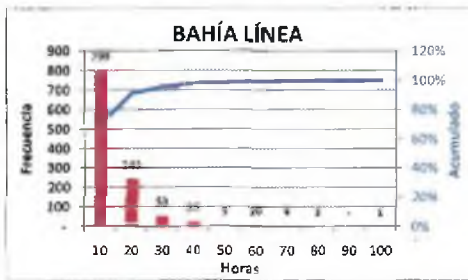


Mantenimientos

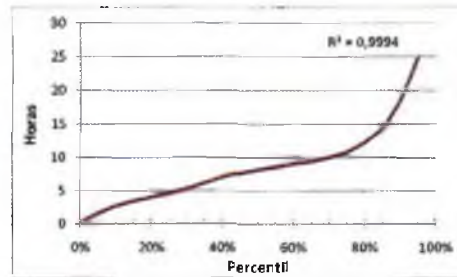
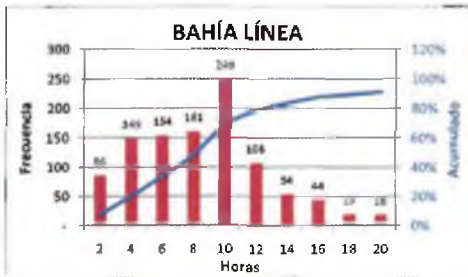
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	7	23%
12	9	52%
18	4	65%
24	6	84%
30	2	90%
36	1	94%
42	-	94%
48	1	97%
54	-	97%
60	1	100%
-	-	100%



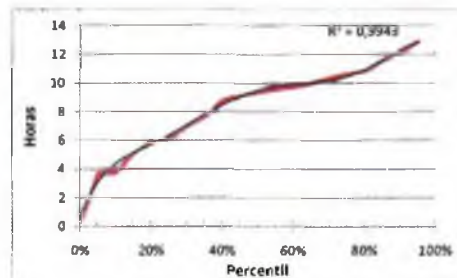
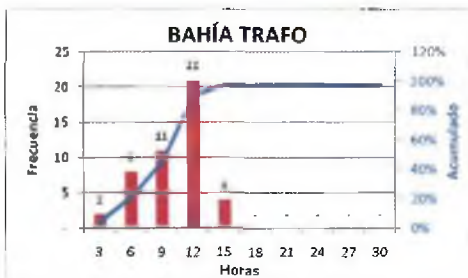
Horas	Frecuencia	Acumulado
10	799	70%
20	243	91%
30	53	96%
40	25	98%
50	5	98%
60	10	99%
70	4	100%
80	3	100%
90	-	100%
100	1	100%
-	-	100%



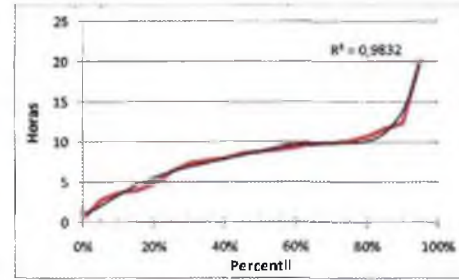
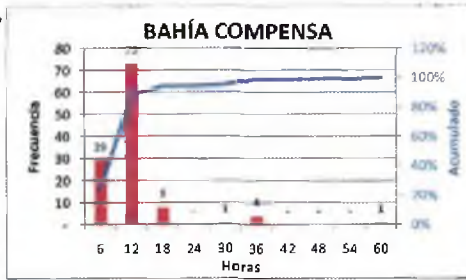
Horas	Frecuencia	Acumulado
2	86	8%
4	149	21%
6	154	34%
8	161	48%
10	249	70%
12	108	79%
14	54	84%
16	44	88%
18	19	90%
20	18	91%
100	101	100%



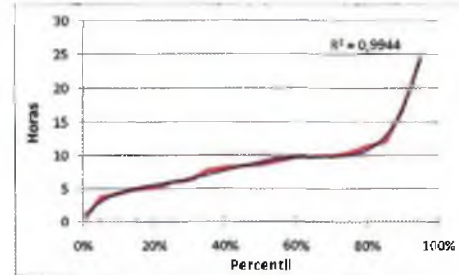
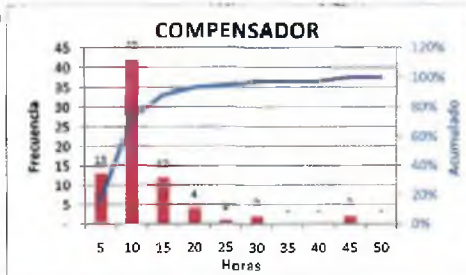
Horas	Frecuencia	Acumulado
3	2	4%
6	8	21%
9	11	45%
12	21	89%
15	4	98%
18	-	98%
21	-	98%
24	-	98%
27	-	98%
30	-	98%
40	1	100%



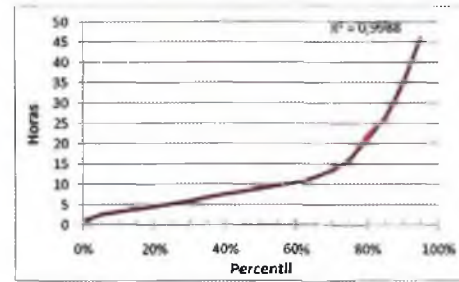
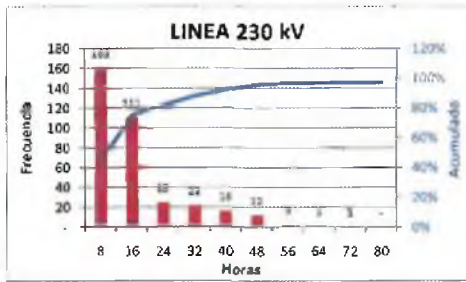
Horas	Frecuencia	Acumulado
6	23	25%
12	73	88%
18	8	95%
24	-	95%
30	1	96%
36	4	99%
42	-	99%
48	-	99%
54	-	99%
60	1	100%
-	-	100%



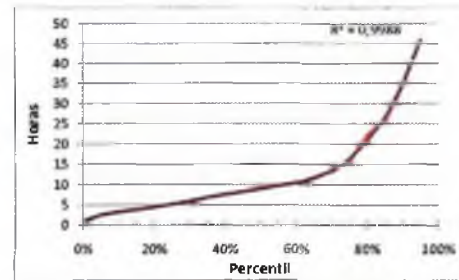
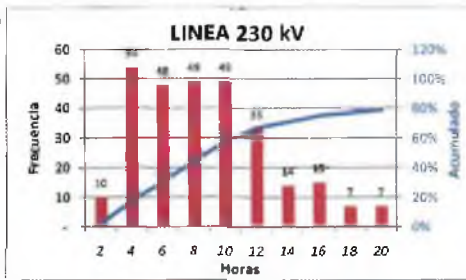
Horas	Frecuencia	Acumulado
5	13	17%
10	42	72%
15	12	88%
20	4	93%
25	1	95%
30	2	97%
35	-	97%
40	-	97%
45	2	100%
50	-	100%
-	-	100%



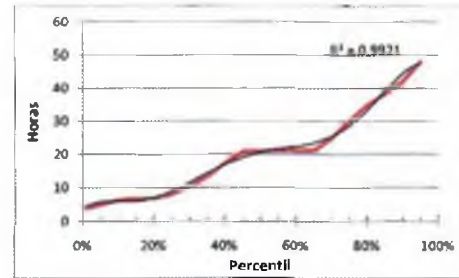
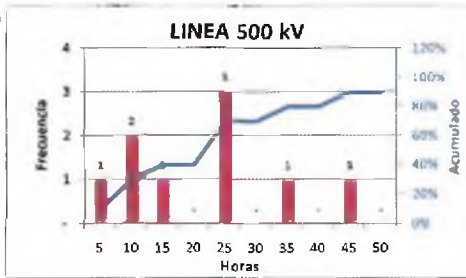
Horas	Frecuencia	Acumulado
8	161	44%
16	111	75%
24	25	82%
32	22	88%
40	16	93%
48	12	96%
56	3	97%
64	1	97%
72	1	97%
80	-	97%
230	10	100%



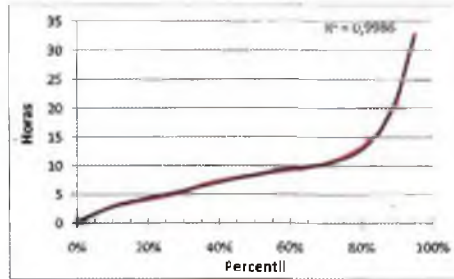
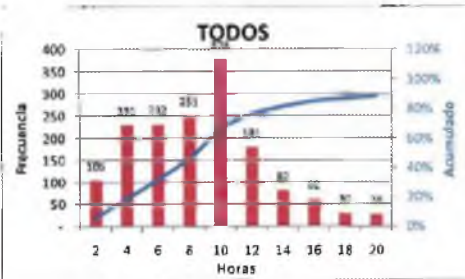
Horas	Frecuencia	Acumulado
2	10	3%
4	54	18%
6	48	31%
8	49	44%
10	49	58%
12	33	67%
14	14	71%
16	15	75%
18	7	77%
20	7	79%
230	76	100%



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%



Horas	Frecuencia	Acumulado
2	105	4%
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