



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **CARGOS REGULADOS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE PROMIGAS S.A. E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-092**  
**25 de agosto de 2011**

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

## CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	1055
1.1	Descripción del sistema de Promigas S.A. E.S.P.....	1055
1.2	Desarrollo de la actuación administrativa.....	1055
2.	SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....	1061
2.1	Inversión.....	1062
2.1.1	Inversión existente en el período tarifario t-1.....	1062
2.1.2	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1.....	1063
2.1.3	Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1.....	1063
2.1.4	Inversiones en activos no disponibles para la operación, INO.....	1065
2.1.5	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t.....	1065
2.1.6	Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t.....	1066
2.2	Gastos de administración, operación y mantenimiento.....	1066
2.2.1	Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1.....	1066
2.2.2	Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t.....	1067
2.2.3	Otros gastos de AOM.....	1067
2.2.3.1	Gastos en compresión.....	1067
2.2.3.2	Gastos en corridas con raspador inteligente.....	1067
2.2.3.3	Gas de empaquetamiento.....	1067
2.2.3.4	Valor catastral de los terrenos e inmuebles.....	1068
2.3	Demanda de volumen y capacidad.....	1068
2.4	Capacidad máxima de mediano plazo.....	1068
2.5	Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios.....	1069
3.	ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....	1069
3.1	Inversión.....	1069
3.1.1	Inversión existente, $IE_t$ .....	1070
3.1.1.1	Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$ .....	1071
3.1.1.2	Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $PNI_{t-1}$ .....	1072
3.1.1.3	Inversiones no incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $IFPNI_{t-1}$ .....	1073
3.1.1.4	Inversiones en activos no disponibles para la operación, $INO_t$ .....	1075
3.1.2	Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$ .....	1078
3.1.3	Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$ .....	1081
3.2	Gastos de administración, operación y mantenimiento, $AOM_t$ .....	1086
3.2.1	Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$ .....	1086
3.2.2	Gastos de AOM asociados a nuevos proyectos.....	1089
3.2.2.1	Gastos de AOM asociados al PNI, $AOM_t^{PNI}$ .....	1089
3.2.2.2	Gastos de AOM asociados a las IAC, $AOM_t^{IAC}$ .....	1090
3.2.3	Otros gastos de AOM.....	1091
3.2.3.1	Gastos de en compresión, $GC_t$ .....	1091
3.2.3.2	Gastos en corridas con raspador inteligente, $GCR_t$ .....	1093
3.2.3.3	Gastos asociados al gas de empaquetamiento, $GGE_t$ .....	1094
3.2.3.4	Gastos en terrenos e inmuebles, $GTI_t$ .....	1095
3.3	Demanda de volumen y capacidad.....	1095
3.3.1	Publicación de demandas.....	1096

3.3.2	Análisis de la CREG .....	1098
3.3.3	Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP .....	1099
3.3.4	Evaluación con el factor de utilización (FU).....	1100
3.3.5	Tramos y grupos de gasoductos para efectos tarifarios .....	1102
4.	CÁLCULO TARIFARIO .....	1102
5.	PROPUESTA A LA CREG.....	1105

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 DE 2009.....	1106
Anexo 2. Producer Price Index, PPI (serie WPSSOP3200).....	1111
Anexo 3. Valores de las inversiones en gasoductos regionales reconocido en el período t-1 (Resolución CREG 070 de 2003).....	1113
Anexo 4. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, clasificado por Promigas como 'Administrativo'.....	1115
Anexo 5. Gastos registrados en la contabilidad, AOMg, declarados por Promigas.....	1118
Anexo 6. Conceptos a excluir de los gastos AOMg, declarados por Promigas .	1119
Anexo 7. AOM asociado al PNI del período tarifario t, reportado por Promigas	1120
Anexo 8. AOM asociado a los 'loops' de las IAC del período tarifario t, reportado por Promigas .....	1121
Anexo 9. AOM asociado a gastos de compresión, reportado por Promigas.....	1122
Anexo 10. AOM de corridas con raspador inteligente, reportado por Promigas	1123
Anexo 11. Cantidades en MBTU de gas de empaquetamiento, reportadas por Promigas.....	1124
Anexo 12. AOM asociados a terrenos e inmuebles, reportado por Promigas....	1125
Anexo 13. Demanda esperada de capacidad, DEC, reportada por Promigas ...	1126
Anexo 14. Demandas asociadas a las inversiones en aumento de capacidad, reportadas por Promigas .....	1128
Anexo 15. Demanda esperada de capacidad desagregada por tipo de agente, reportada por Promigas .....	1129
Anexo 16. Capacidades máximas de mediano plazo, declaradas por Promigas .....	1130
Anexo 17. Variables DMC y CM, declaradas por Promigas.....	1131
Anexo 18. Detalle de los valores de cada una de las inversiones de la variable $PNI_{t-1}$ .....	1132
Anexo 19. Documentos que soportan la entrada en operación de las inversiones reportadas dentro de las $PNI_{t-1}$ .....	1136
Anexo 20. Documentos que soportan la entrada en operación de las inversiones reportadas dentro de las IFPNI del período tarifario t-1 .....	1138
Anexo 21. Costos medios de compresión en Estados Unidos de América.....	1139
Anexo 22. Valoración de inversiones en gasoductos por comparación.....	1141
Anexo 23. Análisis de cada una de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Promigas .....	1153
Anexo 24. Análisis de los detalles que expuso Promigas en cada una de las variantes y gasoductos ejecutados por fuera del PNI del período tarifario t-1 .....	1155
Anexo 25. Reconocimiento de gastos de AOM asociados a nuevas inversiones en el sistema de transporte de gas natural.....	1175
Anexo 26. Estimación tramo de gasoducto La Creciente – Sincelejo.....	1187
Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Administración .....	1189
Anexo 28. Evaluación de inversiones del IAC del período tarifario t.....	1198

Anexo 29. Gastos de administración, operación y mantenimiento del período tarifario t-1, auditados por Páez y Asociados.....	1199
Anexo 30. Valores de conceptos a excluir de los gastos de AOM del período tarifario t-1, auditados por Páez y Asociados.....	1200
Anexo 31. $AOM_{g,t-1}$ .....	1201
Anexo 32. $AOM_{r,t-1}$ .....	1202
Anexo 33. $AOM_t$ .....	1203
Anexo 34. AOM del PNI del período tarifario t, $AOM_t^{PNI}$ .....	1204
Anexo 35. AOM de las IAC del período tarifario t, $AOM_t^{IAC}$ .....	1205
Anexo 36. Precio para valorar el gas de compresión.....	1206
Anexo 37. Precio para valorar el gas de empaquetamiento, $PGE_t$ .....	1207
Anexo 38. Gastos de combustible en la estaciones de compresión.....	1209
Anexo 39. Otros gastos en las estaciones de compresión.....	1210
Anexo 40. AOM eficientes vs. AOM solicitados, para las estaciones de compresión.....	1211
Anexo 41. Menor valor entre el AOM eficiente de referencia y el AOM solicitado, para las estaciones de compresión.....	1212
Anexo 42. Valores de AOM para mantenimientos mayores en las estaciones de compresión.....	1213
Anexo 43. Valores de AOM de compresión, $GC_t$ .....	1214
Anexo 44. Costo unitario de corridas con raspador inteligente, reportado en la solicitud por Promigas.....	1215
Anexo 45. Gastos en corridas con raspador inteligente, $GCR_t$ .....	1216
Anexo 46. Cantidades de gas para empaquetamiento, auditadas por Delvasto & Echeverría Asociados.....	1217
Anexo 47. Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección, $GGE_t$ .....	1218
Anexo 48. Gastos en terrenos e inmuebles, $GTI_t$ .....	1219
Anexo 49. Actualización de las demandas reportadas por Promigas, asociadas a las inversiones en aumento de capacidad.....	1220
Anexo 50. Capacidad contratada en firme, declarada por Promigas.....	1222
Anexo 51. Demanda esperada de capacidad.....	1223
Anexo 52. Demanda esperada de capacidad eficiente, $DEC_t$ , y Demanda esperada de volumen eficiente, $DEV_t$ .....	1225
Anexo 53. Capacidad máxima de mediano plazo.....	1226

## CARGOS REGULADOS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE PROMIGAS S.A. E.S.P.

### 1. ANTECEDENTES

#### 1.1 Descripción del sistema de Promigas S.A. E.S.P.

Promigas S.A. E.S.P., en adelante Promigas, opera la segunda red de transporte de gas natural más extensa de Colombia, con aproximadamente 2.291 kilómetros de longitud y una capacidad máxima de transporte de 545 MPCD, considerando los puntos de inyección en La Guajira (480 MPCD) y en los campos del sur: La Creciente (60 MPCD) y La Esperanza (5 MPCD).

Gráfica 1. Esquema del sistema de Transporte de Promigas



Fuente: [www.promigas.com](http://www.promigas.com)

La empresa transporta el gas natural proveniente de los campos de La Guajira, Guepajé, Arianna y La Creciente. Tiene presencia en los departamentos de La Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba y Sucre.

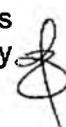
#### 1.2 Desarrollo de la actuación administrativa

- Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, en adelante la *metodología*, se adoptaron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictaron otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2010-009023 de fecha 7 de octubre de 2010, Promigas presentó a la Comisión la solicitud de aprobación de cargos de su sistema de transporte de conformidad con la *metodología*.

- Mediante auto de fecha 19 de octubre de 2010 se dio inicio a la actuación administrativa para la aprobación de los cargos regulados para el sistema de transporte de Promigas.
- En cumplimiento del párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante comunicación S-2010-004361 de fecha 20 de octubre de 2010 la Comisión remitió a Promigas el resumen de la solicitud de cargos.
- De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, y en concordancia con los artículos 15 y 16 del Código Contencioso Administrativo, mediante comunicación con radicado E-2010-009783 de fecha 27 de octubre de 2010 Promigas reportó el extracto de la publicación del resumen de la solicitud de cargos.
- Mediante la comunicación S-2010-004307 de fecha 15 de octubre de 2010 la Comisión solicitó a Promigas la presentación en medio magnético de la información reportada para el cálculo tarifario.
- Mediante la comunicación con radicado E-2010-9557 de fecha 21 de octubre de 2010 Promigas amplió la información sobre su solicitud tarifaria de conformidad con la solicitud S-2010-004307.
- Mediante auto de fecha 27 de octubre de 2010 se decretaron las siguientes pruebas:
  - i) Tener como prueba la solicitud allegada por Promigas, todos sus anexos y la información complementaria que solicite la CREG en cumplimiento de su deber legal;
  - ii) Practicar una auditoría a la información reportada por Promigas, según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.
  - iii) Practicar una auditoría a la información reportada por Promigas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 relacionada con la Capacidad Máxima de Mediana Plazo (CMMP), el gas de empaquetamiento y los gastos proyectados de compresión.
  - iv) Ordenar a Promigas la remisión a la CREG, en el término máximo de 10 días hábiles, en medio magnético, los documentos que demuestren que las inversiones del PNI<sub>t,1</sub> efectivamente fueron ejecutadas.
- Mediante la comunicación S-2010-004453 de fecha 29 de octubre de 2010, la CREG le informó a Promigas del auto de fecha 27 de octubre de 2010 y le comunicó que para los efectos de lo ordenado en el numeral segundo del mismo, la empresa seleccionada para la auditoría es Páez y Asociados Cia. Ltda.
- Mediante la comunicación E-2010-010002 de fecha 2 de noviembre de 2010 Promigas le informó a la CREG el nombre del funcionario que atenderá a las personas de Páez y Asociados Cia. Ltda. a cargo la auditoría.
- De acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la Circular No. 068 del 5 de noviembre de 2010 la Dirección Ejecutiva de la Comisión publicó las demandas esperadas de volumen y capacidad presentadas por Promigas en su solicitud tarifaria.



- Mediante las comunicaciones E-2010-010454 y E-2010-0010486, de fecha 17 de noviembre de 2010, Promigas remitió a la CREG la información correspondiente a los soportes que evidencian la operación de los activos incluidos en el programa de nuevas inversiones aprobado en la Resolución CREG 070 de 2003.
- Mediante la comunicación S-2010-005033 de fecha 19 de noviembre de 2010 la CREG le informó a Promigas que la empresa Ruiz Rodríguez & Cia Ltda se seleccionó para los efectos de lo ordenado en el numeral tercero del auto de fecha 27 de octubre de 2010.
- Mediante la comunicación S-2010-005072, con copia a las empresas Promigas S.A. E.S.P. y TGI S.A. E.S.P., de fecha 23 de noviembre de 2010 la CREG solicitó a la empresa Ruiz Rodríguez & Cia Ltda suspender las actividades que se estuvieran adelantando en las auditorías técnicas, hasta tanto se aclarara un posible conflicto de intereses para la realización de las auditorías.
- Mediante la comunicación E-2010-010760 de fecha 24 de noviembre de 2010 la empresa Cerro Matoso S.A. solicitó ser parte interesada de la solicitud tarifaria de Promigas.
- Mediante la comunicación E-2010-010988 de fecha 29 de noviembre de 2010 Ecopetrol S.A. realizó unos comentarios a las demandas que presentó Promigas en la solicitud tarifaria, las cuales se hicieron públicas mediante la Circular CREG No. 068 de 2010.
- Mediante la comunicación S-2010-005225 de fecha 30 de noviembre de 2010 la CREG le remitió a Promigas el primer informe de la auditoría a cargo de Páez y Asociados Cia. Ltda.
- Mediante la comunicación S-2010-005326 de fecha 5 de diciembre de 2010 la CREG le remitió a Promigas el segundo informe de la auditoría a cargo de Páez y Asociados Cia. Ltda.
- Mediante la comunicación E-2010-011412 de fecha 9 de diciembre de 2010 Promigas hizo unas observaciones al primer informe de la auditoría a cargo de Páez y Asociados Cia. Ltda. remitido con la comunicación S-2010-005225.
- Mediante auto de fecha 10 de diciembre de 2010 se vinculó a Cerro Matoso S.A. como tercero interesado.
- Mediante la comunicación S-2010-005426 de fecha 15 de diciembre de 2010 la CREG le informó a Promigas que el contrato con la empresa Ruiz Rodríguez & Cia Ltda se terminó unilateralmente y en su reemplazo se procedió a contratar a la empresa Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.
- Mediante la comunicación E-2010-011720 de fecha 16 de diciembre de 2010 Promigas hizo unas observaciones al segundo informe de la auditoría a cargo de Páez y Asociados Cia. Ltda. remitido con la comunicación S-2010-005326.



- Mediante la comunicación S-2010-005515 de fecha 20 de diciembre de 2010 la CREG le informó a Promigas las personas de la empresa Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda. a cargo de la auditoría.
- Mediante la comunicación E-2010-011892 de fecha 20 de diciembre de 2010 Promigas solicitó a la CREG lo siguiente: “solicitamos incluir como reserva legal, la información contenida en los capítulos 3.4 Soportes Técnicos de las Estimaciones (Compresión) y 4.2 Soporte del Cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo, del Expediente Tarifario de Promigas (...)”
- Mediante la comunicación S-2010-005884 de fecha 23 de diciembre de 2010 la CREG le informó a Promigas que el auditor Páez y Asociados Cia. Ltda., dando alcance al segundo informe, presentó uno nuevo. Con esta comunicación la CREG remitió a Promigas el respectivo informe.
- Mediante la comunicación E-2010-012233 de fecha 23 de diciembre de 2010 Promigas le informó a la CREG que el Ingeniero Faustino Camargo, miembro del equipo de trabajo de la firma Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda, fue funcionario de Promigas por 29 años.
- Mediante la comunicación S-2010-005929 de fecha 24 de diciembre de 2010 la CREG preguntó a Promigas sobre el tipo de vinculación del Ingeniero Faustino Camargo con la empresa Promigas, entre septiembre de 2009 y diciembre de 2010.
- Mediante la comunicación E-2010-012214 de fecha 27 de diciembre de 2010 Promigas le informó a la CREG que el ingeniero Faustino Camargo no estuvo vinculado de manera directa a Promigas S.A. E.S.P. entre septiembre de 2009 y diciembre de 2010.
- Mediante la comunicación E-2010-012335 de fecha 30 de diciembre de 2010 Promigas envió a la CREG sus observaciones al segundo informe de Páez y Asociados Cia. Ltda., remitido a ellos con la comunicación S-2010-005884.
- Mediante la comunicación E-2010-012342 de fecha 30 de diciembre de 2010 Promigas envió por correo electrónico una comunicación (en forma escaneada) a la CREG, suscrita también por Transmetano, Transoriente y Transoccidente, mediante la cual solicitan la inclusión del impuesto al patrimonio en los gastos de AOM reportados en las solicitudes tarifarias.
- Mediante la comunicación E-2011-000085 de fecha 5 de enero de 2011 Promigas remitió en forma física la comunicación que envió a la CREG con el correo electrónico de fecha 30 de diciembre de 2010 (E-2010-012342).
- Mediante la comunicación E-2011-000114 de fecha 6 de enero de 2011 Promigas remitió copia a la CREG de una comunicación que le envió a Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda. En la citada comunicación Promigas le remitió al auditor información adicional para la realización de la auditoría.
- Mediante la comunicación S-2011-000041 de fecha 13 de enero de 2011 la CREG le remitió a Promigas copia del primer informe de Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.



- Mediante la comunicación E-2011-000578 de fecha 20 de enero de 2011 Promigas presentó algunas observaciones al primer informe de Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.
- Mediante la comunicación S-2011-000083 de fecha 21 de enero de 2011 la CREG le envió a Promigas copia del informe final del auditor Páez y Asociados Cia. Ltda.
- Mediante la comunicación S-2011-000114 de fecha 24 de enero de 2011 la CREG le remitió a Promigas copia de la comunicación de Ecopetrol S.A. (E-2010-010988) mediante la cual esa empresa realizó unas observaciones a las demandas que presentó Promigas en la solicitud tarifaria y las cuales se hicieron públicas con la Circular No. 068 de 2010.
- Mediante la comunicación E-2011-000838 de fecha 27 de enero de 2011 Promigas manifestó a la CREG que está de acuerdo con los resultados finales de la auditoría de Páez y Asociados Cia. Ltda.
- Mediante la comunicación S-2011-000319 de fecha 8 de febrero de 2011 la CREG solicitó a Promigas información adicional sobre las inversiones que reportó en las categorías de  $IFPNI_{t-1}$  y  $PNI_{t-1}$ .
- Mediante la comunicación S-2011-000348 de fecha 14 de febrero de 2011 la CREG remitió a Promigas copia del informe final del auditor Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.
- Mediante la comunicación E-2011-001532 de fecha 16 de febrero de 2011 Promigas remitió a la CREG sus observaciones y análisis a los comentarios que hizo Ecopetrol S.A. (E-2010-010988) sobre las demandas de su solicitud tarifaria.
- Mediante la comunicación E-2011-001719 de fecha 22 de febrero de 2011 Promigas manifestó a la CREG estar de acuerdo con las conclusiones de los análisis técnicos realizados por el auditor Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda.
- Mediante la comunicación S-2011-000827 de fecha 23 de febrero de 2011 la CREG remitió a Promigas unas observaciones a la información que esa empresa reportó en la comunicación E-2010-010454.
- Mediante la comunicación E-2011-001835 de fecha 24 de febrero de 2011 Promigas remitió a la CREG la información solicitada con la comunicación S-2011-000319.
- Mediante la comunicación E-2011-002090 del 2 de marzo de 2011, el auditor Delvasto & Echeverría Asociados presentó los resultados finales de la auditoría de Promigas sobre el cálculo de la capacidad máxima de mediano plazo, el gas de empaquetamiento y el consumo de combustibles y lubricantes en las estaciones de compresión.
- Mediante la comunicación E-2011-002326 de fecha 3 de marzo de 2011 la empresa Ecopetrol S.A. solicitó ser parte interesada de la solicitud tarifaria de Promigas.



- Mediante la comunicación S-2011-001040 de fecha 8 de marzo de 2011 la CREG solicitó a Promigas mayor información sobre el "Gasoducto la Creciente" y las inversiones que la empresa clasificó dentro de la categoría IFPNI<sub>t-1</sub>.
- Mediante la comunicación S-2011-001049 de fecha 8 de marzo de 2011 la CREG le informó a Promigas que las pruebas decretadas en los numerales segundo y tercero del auto del 27 de octubre de 2010 finalizaron.
- Mediante la comunicación E-2011-002535 de fecha 11 de marzo de 2011 Promigas solicitó a la CREG las copias de las pruebas señaladas en la comunicación S-2011-001049.
- Mediante la comunicación E-2011-002536 de fecha 15 de marzo de 2011 Promigas remitió a la CREG la información solicitada con la comunicación S-2011-000827.
- Mediante la comunicación S-2011-001430 de fecha 25 de marzo de 2011 la CREG solicitó a Promigas ampliar la información de la solicitud tarifaria con respecto a los gastos de AOM de cada una de las estaciones de compresión y los volúmenes del gas transportado en el sistema de Promigas.
- Mediante auto de fecha 25 de marzo de 2011, la CREG vinculó a Ecopetrol como tercero interesado.
- Mediante la comunicación E-2011-002998 de fecha 28 de marzo de 2011 Promigas reportó a la CREG la información solicitada en la comunicación S-2011-001040.
- Mediante el correo electrónico E-2011-003395 de fecha 5 de abril de 2011 Promigas remitió por correo electrónico una comunicación escaneada con la información solicitada en la comunicación S-2011-001430.
- Mediante la comunicación E-2011-003434 de fecha 5 de abril de 2011 la empresa Pacific Stratus Energy Colombia Corp. solicitó ser parte interesada de la solicitud tarifaria de Promigas.
- Mediante la comunicación E-2011-003409 de fecha 6 de abril de 2011 Promigas entregó en forma física la información que por correo electrónico remitió a la CREG con el radicado E-2011-003395.
- Mediante auto de fecha 18 de abril de 2011, la CREG vinculó a Pacific Stratus Energy Colombia Corp. como tercero interesado.
- Mediante la comunicación E-2011-005364 de fecha 3 de junio de 2011 la empresa Refinería de Cartagena S.A. solicitó ser parte interesada de la solicitud tarifaria de Promigas.
- Mediante auto de fecha 14 de junio de 2011, la CREG vinculó a Refinería de Cartagena como tercero interesado.



- Mediante la comunicación S-2011-003134 de fecha 21 de junio de 2011 la CREG le solicitó a Promigas información adicional sobre: i) las demandas asociadas a cada uno de los proyectos que la empresa clasificó como inversiones en aumento de capacidad; ii) la ejecución de los proyectos que la empresa clasificó dentro del PNI; y iii) los contratos de transporte en firme vigentes, por tramo o grupo de gasoductos.
- Mediante la comunicación E-2011-006418 de fecha 6 de julio de 2011 Promigas remitió a la CREG la información solicitada en la comunicación S-2011-003134.
- Mediante la comunicación E-2011-007154 de fecha 28 de julio de 2011 Delvasto & Echeverría Asociados Consultores y Consejeros en Gas y Energía Ltda. remitió una información complementaria sobre el informe final de auditoría de Promigas.
- Mediante la comunicación S-2011-003680 de fecha 17 de agosto de 2011 la CREG le solicitó a Promigas responder unas preguntas sobre las demandas y las inversiones en aumento de capacidad que reportó en la solicitud tarifaria.
- Mediante la comunicación E-2011-007999 de fecha 23 de agosto de 2011 Promigas dio respuesta a la comunicación S-2011-003680.
- En este documento se describe y analiza la solicitud de Promigas.

Cabe anotar que en desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010. En el Anexo 1 se presentan las respuestas el cuestionario de la Superintendencia de Industria y Comercio.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados.

La indexación a dólares de diciembre de 2009 de las cifras presentadas por Promigas, analizadas por la Comisión, o extraídas de las resoluciones de aprobación de cargos del período tarifario t-1, cuando fue necesaria, se realizó de acuerdo con los índices presentados en el Anexo 2 de este documento.

## **2. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA**

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 30 de la Resolución CREG 126 de 2010, para el caso de los sistemas de transporte cuyos cargos hubieran estado vigentes por cinco o más años al momento de la entrada en vigencia de dicha resolución, los agentes debían presentar a la CREG una solicitud de aprobación de cargos. Adicionalmente, de conformidad con lo señalado en el párrafo del mismo artículo, la



empresa debía solicitar aprobación de cargos al menos para los tramos y grupos de gasoductos definidos en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario t-1.

En ese sentido, Promigas reportó la información para el cálculo tarifario de los tramos y grupos de gasoductos cuyos cargos fueron definidos en la Resolución CREG 070 de 2003. A continuación se describe la información reportada por la empresa.

## 2.1 Inversión

De acuerdo con la *metodología* el transportador debe reportar los valores y descripción de las siguientes variables de inversión:

**IE del período tarifario t-1:** valor de la inversión existente para el período tarifario t-1, expresado en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t-1:** valores eficientes de los activos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Estos valores se expresarán en dólares de la fecha base.

**IFPNI del período tarifario t-1:** valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**INO:** valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t:** programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período t, expresado en dólares de la fecha base.

**IAC del período tarifario t:** inversiones en aumento de capacidad que el transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario t. Estos proyectos corresponderán únicamente a 'loops' y compresores orientados a atender nueva demanda prevista durante el horizonte de proyección.

A continuación se indica la información reportada por Promigas para cada variable.

### 2.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de la inversión existente al momento de la anterior aprobación tarifaria, la cual se realizó con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. En la Tabla 1 se presenta la información reportada por la empresa para el sistema de Promigas.



**Tabla 1. Valor de la inversión existente en el período tarifario t-1, reportado por Promigas**

Tramo o Grupo de Gasoductos	Inversión Existente (t-1) (USD de t -1)	Inversión Existente (t-1) (USD diciembre de 2009)
<b>Total</b>	<b>271.385.547</b>	<b>305.235.786</b>
Ballena - La Mami	82.927.887	93.271.580
La Mami - Barranquilla	94.190.442	105.938.927
Barranquilla - Cartagena	32.953.022	37.063.291
Cartagena - Sincelejo	13.305.095	14.964.655
Sincelejo - Jobo	9.818.418	11.043.081
SRT Mamonal	2.939.155	3.305.759
Gasoductos Regionales	35.251.528	39.648.493

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### 2.1.2 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1

La *metodología* señala que la empresa debe reportar el valor de las inversiones del PNI del período tarifario t-1. Estas inversiones corresponden al programa de nuevas inversiones aprobado con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. En la Tabla 2 se presentan las cifras del PNI del período tarifario t-1 reportadas por Promigas en su solicitud de aprobación de cargos.

**Tabla 2. Valor de las inversiones del PNI el período tarifario t-1, reportado por Promigas**

Tramo o Grupo de Gasoductos	(USD diciembre de 2009)
<b>Total</b>	<b>106.829.234</b>
Ballena - La Mami	9.854.509
La Mami - Barranquilla	52.501.464
Barranquilla - Cartagena	5.078.292
Cartagena - Sincelejo	16.367.334
Sincelejo - Jobo	3.748.044
SRT Mamonal	157.260
Gasoductos Regionales	19.122.331

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### 2.1.3 Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1

Promigas presentó un valor de USD 42.843.311 (cifras a diciembre de 2009) como inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. En la Tabla 3 y la Tabla 4 se exhiben las cifras correspondientes.

**Tabla 3. Valor de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Promigas**

Tramo o Grupo de Gasoductos	(USD diciembre de 2009)
<b>Total</b>	<b>42.843.311</b>
Ballena - La Mami	4.244.719
La Mami - Barranquilla	11.891.953
Barranquilla - Cartagena	1.941.830
Cartagena - Sincelejo	19.428.647
Sincelejo - Jobo	345.408
SRT Mamonal	1.257.073
Gasoductos Regionales	3.733.681

Fuente: Promigas, E-2010-009023

**Tabla 4. Valor de cada una de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Promigas**

Inversiones	Año de entrada en operación	USD diciembre 2009
<b>Total</b>		<b>42.843.311</b>
<b>La Creciente</b>	2008	17.826.878
<b>Compresión Caracolí</b>	2003	8.781.983
<b>Variantes</b>		7.275.682
Ballena - El Pájaro	2009	906.450
Río Guachaca	2004	891.944
Sahagún - Montería	2007	300.215
Río Piedras	2009	711.362
Henequén	2009	583.781
Las Gaviotas	2009	340.905
Mariamina	2009	543.848
Magangué Cicuco	2008	897.839
Los Achíotes	2005	412.628
Calabazo	2008	377.542
Variantes Red Mamonal	2005	394.973
Variante gasoducto Mamonal Jobo	2007	368.011
El Doctor	2004	237.099
Arroyo Caimán	2007	201.776
Tubará	2010	107.309
<b>Compresión Palomino</b>		715.078
<b>Adicionales TGI</b>		2.195.012
Jobo - El Llano		345.146
Guepajé - Sincé - Corozal		217.357
Riohacha - Maicao		463.872
Pozos Colorados - Aracataca		380.729
Isabel López - Sabanalarga		258.448
Heroica - Mamonal		488.148
<b>Profundizaciones</b>		1.803.524
Loop La Mami - Bureche		801.545
Río Córdoba		480.986
Río Galra		179.631
Río Jerez		341.362
<b>Servidumbres</b>		1.552.963
<b>Automatización Gasoducto Troncal</b>		935.793
Zona Franca La Candelaria	2009	603.729
Sistema de Seguridad Perimetral		475.273
Gasoducto Termoflores	2003	259.963
Extensión Mamonal	2010	218.491
<b>Estaciones</b>		199.142
Estación la Heroica		162.536
Estación de regulación y medición Mamonal		36.605

Fuente: Promigas, E-2010-009023

## 2.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación, INO

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de las inversiones existentes del período tarifario t-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. En la Tabla 5 se resumen los valores de los activos no disponibles para la operación, INO, que presentó Promigas.

**Tabla 5. Valor de los activos no disponibles para la operación, INO, reportado por Promigas**

INO	Longitud Exclusión	Tramo (*) Km	Inversión Existente	Inversión a excluir (USD diciembre 2009)
<b>Total</b>				<b>1.546.041</b>
<b>Ballena - La Mami</b>	<b>0,573</b>	<b>144,8</b>	<b>43.961.116</b>	<b>173.928</b>
Los Achiotes	0,318			96.520
Mariamina	0,138			41.891
Las Gaviotas	0,117			35.517
<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>2,287</b>	<b>166,2</b>	<b>50.622.640</b>	<b>696.555</b>
Guachaca	1,460			444.712
El Doctor	0,096			29.235
Termoflores	0,270			82.224
Río Piedras	0,217			66.078
Calabazo	0,244			74.306
<b>Barranquilla - Cartagena</b>	<b>0,593</b>	<b>107,6</b>	<b>27.935.043</b>	<b>153.953</b>
Henequén	0,593			153.953
<b>Cartagena - Sincelejo</b>	<b>0,274</b>	<b>121,4</b>	<b>9.128.248</b>	<b>175.315</b>
Mamonal - Jobo Km 5	0,274			7.461
<b>SRT Mamonal</b>	<b>0,579</b>	<b>11,4</b>	<b>3.305.759</b>	<b>167.855</b>
Ecopetrol	0,350			101.503
Colterminales	0,229			66.351
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>5,375</b>			<b>178.435</b>
Sahagún - Montería	0,637	62	1.992.387	20.470
Tubará	3,606	8,3	124.730	54.255
Magangué - Cicuco	0,743	27,6	2.823.071	75.882
Corozal - Sincelejo (Arroyo Caimán)	0,389	15,66	1.120.240	27.827

Fuente: Promigas, E-2010-009023

## 2.1.5 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t

La *metodología* dispone que la empresa debe reportar el programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período tarifario t, expresado en dólares de la fecha base e indicando la fecha de entrada en operación de los activos. En la Tabla 6, para cada tramo o grupo de gasoductos, se indican las cifras reportadas por Promigas y en el Anexo 4 se indica el detalle de cada uno de los proyectos que presentó la empresa en cada tramo o grupo de gasoductos.

**Tabla 6. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, reportado por Promigas**

	Administrativo	Operacional	Mantenimiento	
	USD de diciembre de 2009			
<b>Total</b>	<b>13.225.213</b>	<b>6.803.604</b>	<b>140.319.443</b>	<b>160.348.260</b>
Ballena - La Mami	3.127.083	1.886.683	38.473.783	43.487.549
La Mami - Barranquilla	4.948.514	983.841	54.493.248	60.425.603
Barranquilla - Cartagena	1.281.484	799.822	15.852.013	17.733.319
Cartagena - Sincelajo	1.475.645	2.052.047	3.182.706	6.710.397
Sincelajo - Jobo	441.554	898.134	18.097.577	17.437.265
SRT Mamonal	132.795	183.076	2.047.796	2.363.667
Gasoductos Regionales	1.818.139	-	10.372.321	12.190.459

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### 2.1.6 Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t

La *metodología* establece que “el transportador reportará a la CREG las Inversiones en Aumento de Capacidad que proyecta realizar durante el Período Tarifario t, expresado en dólares de la Fecha Base. Así mismo deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos”. En la Tabla 7 se indican las inversiones para aumentar capacidad del período tarifario t, reportadas por Promigas.

**Tabla 7. Inversiones para aumentar capacidad del período tarifario t, reportado por Promigas**

Tramo	Nombre del proyecto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
USD diciembre 2009							
<b>Total</b>		<b>47.641.364</b>	<b>41.839.319</b>	<b>62.271.719</b>	<b>120.339</b>	<b>-</b>	<b>151.872.740</b>
Ballena - La Mami	Repot. C100A, mod. etapas C100B, rediseño sistema de control C100 A/B	-	4.145.612	-	-	-	4.145.612
	Loop Palomino La Mami 24" longitud 24 km	15.194.543	9.896.536	20.492.661	120.339	-	45.704.079
	Compresor No 4 Palomino	-	14.408.264	8.703.040	-	-	23.109.304
La Mami - Barranquilla	Repotenciación Turbina Caracolí	1.143.854	287.980	-	-	-	1.431.834
	Cambio enfriadores Caracolí	-	-	697.345	-	-	697.345
Barranquilla - Cartagena		-	-	-	-	-	-
SRT - Mamonal	SRT Mamonal 8" 8 Km	2.282.527	1.859.457	3.000.999	-	-	6.942.983
Cartagena - Sincelajo	Loop Mamonal - Sincelajo 18"	29.020.440	11.443.470	29.377.674	-	-	69.841.584

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### 2.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento

La *metodología* dispone que el transportador debe declarar los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1, los asociados a los proyectos del PNI y de las IAC, así como otros gastos de administración, operación y mantenimiento, como los gastos en compresión asociada al sistema de transporte, los correspondientes a las corridas con raspador inteligente, el gas de empaquetamiento y el valor catastral de los terrenos e inmuebles.

#### 2.2.1 Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1

De acuerdo con la *metodología*, la empresa debe declarar a la CREG los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1. Estos gastos se

deben desagregar por tramo o grupo de gasoductos y deben estar expresados en pesos de la fecha base. En el Anexo 5 se exhiben las correspondientes cifras.

La metodología tarifaria también establece que para el cálculo de los gastos de AOM se excluirán los conceptos indicados en el literal b) del artículo 8.1 de la Resolución CREG 126 de 2010. En la Anexo 6 se exhiben las cifras declaradas por Promigas.

## **2.2.2 Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t**

De conformidad con la Resolución CREG 126 de 2010, la empresa debe declarar los gastos de AOM asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t.

En el Anexo 7 se presentan los gastos de AOM declarados por Promigas y asociados al PNI. En el Anexo 8 se presentan los gastos de AOM declarados por Promigas y asociados a las IAC que consisten en 'loops'. En el Anexo 9, el Anexo 10 y el Anexo 11 se presentan los gastos de AOM declarados por Promigas y asociados a las IAC que consisten en estaciones de compresión, raspador inteligente y gas de empaquetamiento.

## **2.2.3 Otros gastos de AOM**

La metodología establece como otros gastos de AOM los siguientes: la compresión asociada al sistema de transporte, las corridas con raspador inteligente, el gas de empaquetamiento y el 12,7% del valor catastral de terrenos e inmuebles.

### **2.2.3.1 Gastos en compresión**

La metodología establece que el transportador debe reportar a la CREG la estimación de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte para cada año del horizonte de proyección, y entregar los soportes técnicos de estas estimaciones.

En el Anexo 9 se muestran las cifras de AOM asociadas a compresión reportadas por Promigas.

### **2.2.3.2 Gastos en corridas con raspador inteligente**

La metodología establece que el transportador debe reportar a la CREG la estimación de los gastos en corridas con raspador inteligente para cada año del horizonte de proyección, y entregar los soportes técnicos de estas estimaciones.

En el Anexo 10 se muestran las cifras de AOM asociadas a corridas con raspador inteligente para: i) la inversión existente; ii) los proyectos del plan de nuevas inversiones; y iii) los proyectos de inversiones en aumentos de capacidad, reportadas por Promigas.

### **2.2.3.3 Gas de empaquetamiento**

La metodología establece que el transportador debe reportar a la CREG el gas de empaquetamiento para cada tramo de gasoducto, expresado en MBTU, y adjuntar los soportes del cálculo.



En el Anexo 11 se muestran las cifras de gas de empaquetamiento reportadas por Promigas.

#### **2.2.3.4 Valor catastral de los terrenos e inmuebles**

La *metodología* establece que el transportador debe declarar a la CREG el valor catastral de los terrenos e inmuebles, por tramo de gasoducto, expresado en pesos de la fecha base, con sus respectivos soportes.

En el Anexo 12 se muestra las cifras reportadas por Promigas.

### **2.3 Demanda de volumen y capacidad**

En el artículo 9 de la *metodología* se establece que el transportador debe reportar la demanda esperada de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos.

La *metodología* también establece que:

"El transportador reportará las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen para cada tramo o grupo de gasoductos, sin considerar las demandas de los proyectos que forman parte de las IAC. Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el Período Tarifario t, etc.

Cuando se trate de un tramo con Condición de Contraflujo, las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen a reportar por el transportador corresponderán a las capacidades agregadas esperadas en ambas direcciones y a los volúmenes agregados esperados en ambas direcciones, respectivamente. Además, el transportador deberá reportar dichas demandas para cada dirección contractual.

Adicionalmente, el transportador deberá declarar la capacidad total contratada por tramo o grupo de gasoductos, desagregada por tipo de remitente (distribuidor-comercializador, industria, generador térmico, comercializador de gas natural vehicular), para cada año del Período Tarifario t".

En el Anexo 13 se muestran las cifras totales de demanda de capacidad y volumen reportadas por Promigas para cada tramo o grupo de gasoducto. En el Anexo 14 se muestran las cifras de demanda asociadas a las inversiones en aumento de capacidad, reportadas por Promigas. En el Anexo 15 se muestran las cifras de demanda esperada de capacidad desagregada por tipo de agente, reportadas por Promigas.

### **2.4 Capacidad máxima de mediano plazo**

Para efectos de calcular el factor de utilización de que trata el artículo 3 de la *metodología*, el transportador debe reportar la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, y las demandas esperadas desde el inicio de la vida útil normativa de cada tramo o grupo de gasoductos.

En el Anexo 16 se muestran las cifras de CMMP y en el Anexo 17 las variables DMC y CM reportadas por Promigas para efectos de calcular el factor de utilización.



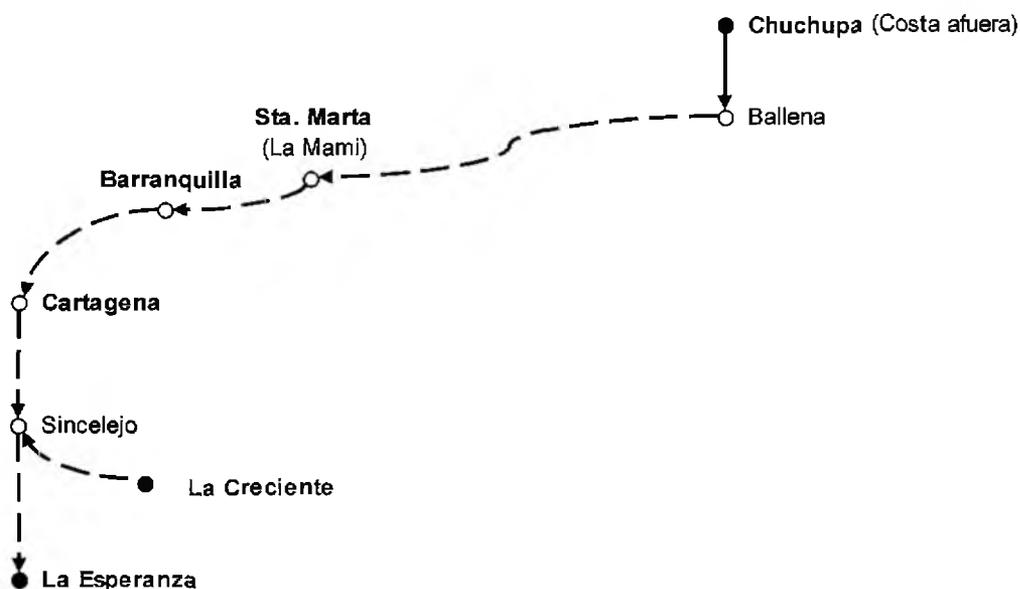
## 2.5 Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios

De acuerdo con la *metodología*, el transportador debe someter a consideración de la Comisión, para efectos del cálculo de cargos regulados, por lo menos los tramos de ductos o grupo de ductos estipulados en las resoluciones de cargos vigentes.

De acuerdo con lo anterior Promigas presentó su solicitud de cargos para cada tramo y grupo de gasoductos definido en la Resolución CREG 070 de 2003. Estos tramos y grupos de gasoductos comprenden:

1. Ballena – La Mami
2. La Mami – Barranquilla
3. Barranquilla – Cartagena
4. Cartagena – Sincelejo
5. Sincelejo – Jobo
6. SRT Red de Mamonal
7. Gasoductos Regionales

**Gráfica 2. Bosquejo de los gasoductos principales (i.e. sin ramales) del sistema de transporte de Promigas**



## 3. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

### 3.1 Inversión

Respecto del análisis de las inversiones conviene advertir que la valoración de las mismas, en el marco de la aprobación de los cargos regulados de transporte de gas, incluye todos los costos eficientes en los que incurre el agente para instalar y poner en operación un activo. Así, para el caso de gasoductos se reconoce un valor global que se expresa en dólares por metro por pulgada de gasoducto instalado (i.e. USD/m-pulg.), y para el caso de las estaciones de compresión se reconoce un valor global que se expresa en dólares por unidad de potencia instalada (i.e. USD/HP).

De acuerdo con lo anterior, la CREG reconoce un valor eficiente de inversiones durante la vida útil normativa de un activo, siempre y cuando esté instalado y disponible para la operación. Conforme la *metodología*, una vez termina la vida útil normativa del activo, la empresa tiene la opción de reponerlo o continuar operándolo. En otras palabras, la *metodología* no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido o inversiones redundantes (o en 'stand by') por confiabilidad. Los valores reconocidos por la regulación deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones que se requieren en los gasoductos para que los mismos operen durante la vida útil normativa.

### 3.1.1 Inversión existente, $IE_t$

En la *metodología* se define la inversión existente en los siguientes términos:

**"Inversión Existente:** Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en la última aprobación o revisión de cargos, más el valor de las inversiones eficientes ejecutadas con posterioridad a dicha aprobación o revisión que no fueron previstas en el Programa de Nuevas Inversiones de ese Período Tarifario, actualizados a la Fecha Base. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria".

En el artículo 5 de la *metodología* se establece la siguiente ecuación para determinar la inversión existente:

"(...)

$$IE_t = IE_{t-1} + PNI_{t-1} + IFPNI_{t-1} - INO_t$$

Donde:

$IE_t$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$IE_{t-1}$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t - 1$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$PNI_{t-1}$ : Valores eficientes de los activos del Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$  que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Estos valores se expresarán en dólares de la Fecha Base.

$IFPNI_{t-1}$ : Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.

$INO_t$ : Valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.



Para la estimación de las variables de esta ecuación se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Para expresar estas variables en dólares de la Fecha Base, la CREG utilizará el PPI.
- b) Para la estimación de la variable  $IFPNI_{t-1}$  el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable  $IFPNI_{t-1}$  la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta metodología y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar.

- c) Bajo ninguna circunstancia se incluirá en el monto de las Inversiones Existentes aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, dichos retiros deberán ser reportados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o complementen, sin perjuicio de que la CREG pueda considerarlos retirados con base en información que tenga disponible. Estos retiros podrán ocasionar ajustes a los cargos vigentes durante el Período Tarifario respectivo si la CREG lo considera necesario.
- d) La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación y que sean reportados por el transportador en su solicitud tarifaria.

**Parágrafo.** Se excluirán de la Inversión Existente los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AOM”.

De acuerdo con las anteriores disposiciones es necesario determinar las variables  $IE_{t-1}$ ,  $PNI_{t-1}$ ,  $IFPNI_{t-1}$  e  $INO_t$ . A continuación se analiza cada una de estas variables.

### 3.1.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$

De acuerdo con la metodología, el período tarifario t-1 corresponde al “Período Tarifario regulado por la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado”. En ese sentido, la variable  $IE_{t-1}$  se determina a partir del valor de las inversiones existentes al momento de realizar la aprobación tarifaria con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000, el cual fue reconocido en la respectiva resolución de cargos.

Para el caso de Promigas se trata de la Resolución CREG 070 de 2003. En la Tabla 8 se indican los valores de la inversión existente en el período tarifario t-1, aprobados en la resolución mencionada anteriormente.

**Tabla 8. Valor de la inversión existente reconocido en el período tarifario t-1  
(Resolución CREG 070 de 2003)**

Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud Km	Inversión Existente (t-1) (USD de t-1)	Inversión Existente (t-1) (USD de 31 de diciembre de 2009) [1]
			<b>271.385.547</b>	<b>305.430.329</b>
Ballena - La Mami	1997	20, 24	143	82.927.887
La Mami - Barranquilla	1997	20, 24	142	94.190.442
Barranquilla - Cartagena	1977	20	113	32.953.022
Cartagena - Sincelejo	1985	10	123	13.305.095
Sincelejo - Jobo	1965	10	70	9.818.418
SRT Mamonal [2]	1965, 1990	10,8,6,4	11,4 3,2	2.939.155
<b>Gasoductos Regionales [3]</b>				<b>35.251.528</b>

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

[1] Se utiliza PPI de la serie ID WPSSOP3200; PPI de dic. de 2009 = 157 y PPI de dic. de 2000=139,5

[2] Gasoducto de Promigas y Gasoducto Atunes - Corelca (Anexo 6 de la Resolución CREG 070 de 2003)

[3] Incluye los gasoductos que eran propiedad de Ecogás. En el Anexo 3 se presenta el detalle de los gasoductos

Se observa una diferencia entre el valor total presentado por Promigas (Tabla 1) y el valor total de la inversión existente que se reconoció en la Resolución CREG 070 de 2003 (Tabla 8), que se explica por la indexación con la información más reciente de la serie ID WPSSOP3200 PPI (ver Anexo 2).

De acuerdo con lo anterior, la variable  $IE_{t-1}$  equivale a USD 305.430.329 (cifras a diciembre de 2009).

### 3.1.1.2 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, $PNI_{t-1}$

En la solicitud tarifaria Promigas indica que el valor total del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 corresponde a USD 106.829.233 (cifras a diciembre de 2009), como se presenta en la Tabla 2. Esta cifra es diferente a la que se aprobó en la Resolución CREG 070 de 2003, como se muestra en la Tabla 9<sup>1</sup>.

La *metodología* establece los siguientes criterios para evaluar estas inversiones:

- El valor eficiente de las inversiones de PNI del período tarifario t-1 se reconoce en el período tarifario t sí y sólo sí los respectivos activos están instalados y disponibles para la operación.
- El valor eficiente de las inversiones de PNI reconocidas en la anterior aprobación tarifaria (i.e.  $PNI_{t-1}$ ) no se modifica antes de que el respectivo activo cumpla su vida útil normativa y siempre y cuando el activo esté instalado y disponible para la operación.

Según lo indicado, el máximo valor a reconocer por concepto del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 corresponde a los valores que la CREG aprobó en la Resolución CREG 070 de 2003.

En la Tabla 9 se presentan, por tramo o grupo de gasoductos, los valores del PNI aprobados para el período tarifario t-1, mediante la Resolución CREG 070 de 2003. El valor total de estas inversiones asciende a USD 93.251.187 (cifras a diciembre de 2009).

<sup>1</sup> Promigas, en la solicitud tarifaria no explica las diferencias.

**Tabla 9. Valor aprobado del PNI del período tarifario t-1 (Resolución CREG 070 de 2003)**

	Total PNI t-1 (USD de t-1)	Total PNI t-1 (USD de 31 de diciembre de 2009)
<b>Total</b>	<b>82.856.947</b>	<b>93.251.187</b>
Ballena - La Mami	4.984.879	5.610.222
La Mami - Barranquilla	39.127.366	44.035.817
Barranquilla - Cartagena	2.711.870	3.052.069
Sincelejo - Jobo	11.900.075	13.392.916
SRT Mamonal	6.148.560	6.919.885
Regionales	17.847.708	20.086.668
Red de Mamonal	136.488	153.611

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

(1) Se utiliza PPI de la serie ID WPSOP 3200: PPI de dic de 2009 = 157 y PPI de dic de 2000=139,5

Para los efectos de revisar si las inversiones del programa de nuevas inversiones aprobadas en la Resolución CREG 070 de 2003 efectivamente se realizaron, la CREG mediante el auto del 27 de octubre de 2010 solicitó a Promigas los documentos que demostraran que esas inversiones efectivamente fueron ejecutadas, o en otras palabras, que estaban instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte.

Mediante las comunicaciones E-2010-010454 y E-2011-002536 (citadas en la sección 1.2 de este documento) Promigas radicó en la CREG los soportes que evidencian la ejecución de cada una las inversiones del programa de nuevas inversiones que la CREG aprobó en la Resolución CREG 070 de 2003. En el Anexo 19 se presentan los análisis de estos documentos.

De acuerdo con lo anterior, la variable  $PNI_{t-1}$  equivale a USD 93.251.187 (cifras a diciembre de 2009), la cual corresponde a la cifra que la CREG aprobó en la Resolución CREG 070 de 2003. En el Anexo 18 se exhibe el detalle de los valores de cada una de las inversiones de esta variable.

### 3.1.1.3 Inversiones no incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t -1, $IFPNI_{t-1}$

En la Tabla 4 se muestran los valores, presentados por Promigas, de las inversiones que ejecutó y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 aprobado en la Resolución CREG 070 de 2003.

De acuerdo con la información declarada por la empresa, el valor de esta variable corresponde a USD 42,8 millones. De ese valor el 42% lo explica el Gasoducto la Creciente, el 17% la Compresión Caracolí y el 17% está explicado por quince variantes.

Un elemento a resaltar de la información reportada por Promigas en la Tabla 4 es que las inversiones llamadas "Adicionales TGI", de acuerdo con la desagregación que presentó la empresa, suman USD 2.129.698 y no USD 2.195.012, como lo reportó la empresa.

Adicionalmente, en la comunicación E-2011-006418 (citada en la sección 1.2 de este documento), Promigas indicó que ejecutó unas inversiones para atender la emergencia invernal, las cuales para efectos tarifarios deben examinarse dentro de las Inversiones ejecutadas por fuera del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1.

Por otra parte, en atención a la solicitud hecha por la CREG mediante las comunicaciones S-2011-000319 y S-2011-001040 (citadas en la sección 1.2 de este documento), Promigas radicó en la Comisión las comunicaciones E-2011-001835 y E-2011-002998 (citadas en la sección 1.2 de este documento) con los soportes que evidencian la ejecución de las inversiones reportadas dentro de las IFPNI del período tarifario t-1. En el Anexo 20 se presentan los análisis de la información reportada por Promigas.

En el Anexo 23 y en el Anexo 24 se muestran los análisis que hizo la CREG a cada una de las inversiones presentadas por Promigas dentro de la categoría de las IFPNI del período tarifario t-1 y en la Tabla 10 y la Tabla 11 se muestran los resultados.

En el Anexo 22 se expone la manera como se dio aplicación a los criterios establecidos en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, para efectos de determinar los valores eficientes de las variantes y del 'loop' La Creciente que ejecutó la empresa. Como se indica en dicho anexo, a partir de la información disponible se estima el valor de referencia de un gasoducto, tomando en consideración su inclinación promedio. Los valores obtenidos están referidos a un diámetro de 4 pulgadas y están expresados en cifras de diciembre de 2009. Así, para calcular el valor eficiente de una variante, un 'loop' o un gasoducto se tomó: i) la inclinación promedio; ii) el año de entrada en operación; y iii) la desagregación de costos que presentó Promigas. El valor resultante se ajusta por economías de escala en diámetro.

**Tabla 10. Valores eficientes por tramo o grupo de gasoductos de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1**

	USD de diciembre de 2009
	29.543.665
Ballena - La Mami	3.660.861
La Mami - Barranquilla	11.347.020
Barranquilla - Cartagena	947.591
Cartagena - Sincelejo	380.263
Sincelejo - Jobo	110.838
SRT Mamonal	151.831
Gasoductos Regionales [1]	12.945.261

[1] En el anexo 26 se indica que el 'loop' La Creciente que Promigas incluyó dentro de gasoductos regionales se reclasifica en el tramo La Creciente - Sincelejo.

**Tabla 11. Valor eficiente de cada una de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1**

USD de diciembre de 2009		
Total		Valor eficiente
	Año de entrada en operación	29.543.665
<b>La Creciente</b>	2008	9.833.496
<b>Compresión Caracolí</b>	2003	8.781.983
<b>Variantes</b>		
Ballena - El Pájaro	2009	333.529
Río Guachaca	2004	891.944
Sahagún - Montería	2007	157.874
Río Piedras	2009	711.362
Henequén	2009	282.520
Las Gaviotas	2009	340.905
Mariamina	2009	543.848
Magangué Cicuco	2008	897.839
Los Achiotos	2005	412.628
Calabazo	2008	377.542
Variantes Red Mamonal	2005	121.102
Variante gasoducto Mamonal Jobo	2007	185.504
El Doctor	2004	237.099
Arroyo Caimán	2007	89.982
Tubará	2010	107.309
<b>Adicionales TGI</b>		
Jobo - El Llano		345.146
Guepajé - Sincé - Corozal		217.357
Riohacha - Maicao		463.872
Pozos Colorados - Aracataca		360.729
Isabel López - Sabanalarga		256.448
Heroica - Mamonal		486.146
<b>Profundizaciones</b>		
Loop La Mami - Bureche		801.545
Río Córdoba		480.986
Río Galra		179.631
Río Jerez		341.362
<b>Automatización Gasoducto Troncal</b>		935.793
<b>Gasoducto Termoflores</b>	2003	122.246
<b>Extensión Mamonal</b>	2010	30.729
<b>Geotecnia Cicuco Mompox [1]</b>	2010	115.434
<b>Geotecnia Ramal El Carmen [1]</b>	2010	99.774

ejecutó por situaciones de emergencia asociadas con la ola invernal que ocurrió a finales de 2010.

De acuerdo con los análisis efectuados, la variable  $IFPNI_{t-1}$  equivale a 29.543.665 USD (cifras a diciembre de 2009).

### 3.1.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación, $INO_t$

En la *metodología* se establece que el  $INO_t$  corresponde al “valor de las inversiones reconocidas en IEt-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario t. Este valor se expresa en dólares de la Fecha Base”.

En la Tabla 5 se muestran las inversiones en los activos no disponibles para la operación, INO, reportado por Promigas en la solicitud E-2010-009023 (citada en la sección 1.2 de este documento).

En el análisis de la información de la Tabla 5 se observa que las inversiones de los activos no disponibles para la operación, INO, se originan en cada una de las variantes que la empresa ejecutó en el período tarifario t-1, con excepción de la que se denomina “Ballena – El Pájaro”.

Respecto a las razones por las cuales la variante “Ballena – El Pájaro” no ocasiona un retiro de un tramo de gasoducto, Promigas en la comunicación E-2011-001835 (citada en la sección 1.2 de este documento) manifestó lo siguiente:

“...en cuanto a la inversión realizada en la variante del gasoducto Ballena – El Pájaro, no se presentan una exclusión de tramos de tuberías, teniendo en cuenta que Promigas inicialmente estaba utilizando un gasoducto que no era de su propiedad (Ballena – Termo Pájaro) y el cual al estar sometido a la fuerte influencia marina deterioró su revestimiento lo que se constituyó en una situación de alto riesgo, por lo cual Promigas decidió construir una variante en una zona de mayor estabilidad.”

En los análisis del citado texto la CREG encontró razonable las justificaciones por las cuales la variante “Ballena – El Pájaro” no reemplaza ningún tramo de gasoducto existente.

Una vez se verificó que en las INO están todos los tramos a excluir como consecuencia de las variantes que se ejecutaron por fuera del PNI del período tarifario t-1 y dado que dichas variantes se reconocerán a través de la variable  $IFPNI_{t-1}$  (ver sección 3.1.1.3), se propone tomar como valor de cada una las INO el resultado de calcular cuánto representa la longitud del gasoducto que se retiró, de acuerdo con el valor de la inversión existente en el respectivo tramo. En la Tabla 12 se muestran los resultados respectivos.

La diferencia que se observa entre los resultados de la Tabla 5 y la Tabla 12 se explica porque en el caso de la variante “Mamonal – Jobo Km 5” Promigas presentó un valor superior al que resulta de hacer el respectivo cálculo.



**Tabla 12. Inversiones en activos no disponibles para la operación,  $INO_t$** 

Tramo o grupo de gasoductos	Longitud Exclusión	Tramo Km	Inversión Existente	$INO_t$
<b>Total</b>				<b>1.427.212</b>
<b>Ballena - La Mami</b>	<b>0,573</b>	<b>144,8</b>	<b>43.961.116</b>	<b>173.962</b>
Los Achiotes	0,318			96.544
Mariamina	0,138			41.897
Las Gaviotas	0,117			35.521
<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>2,287</b>	<b>166,2</b>	<b>50.622.640</b>	<b>696.594</b>
Guachaca	1,460			444.699
El Doctor	0,096			29.241
Termoflores	0,270			82.239
Rio Piedras	0,217			66.096
Calabazo	0,244			74.320
<b>Barranquilla - Cartagena</b>	<b>0,593</b>	<b>107,6</b>	<b>27.935.043</b>	<b>153.954</b>
Henequén	0,593			153.954
<b>Cartagena - Sincelejo</b>	<b>0,274</b>	<b>121,4</b>	<b>9.128.248</b>	<b>56.318</b>
Mamonal - Jobo Km 5	0,749			56.318
<b>SRT Mamonal</b>	<b>0,579</b>	<b>11,4</b>	<b>3.305.759</b>	<b>167.898</b>
Ecopetrol	0,350			101.493
Colterminales	0,229			66.405
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>5,375</b>			<b>178.485</b>
Sahagún - Montería	0,637	62	1.992.387	20.470
Tubará	3,606	8	124.730	54.190
Magangué - Cicuco	0,743	28	2.823.071	75.998
Corozal - Sincelejo (Arroyo Caimán)	0,389	16	1.120.240	27.827

De acuerdo con el análisis presentado, el valor de la variable  $INO_t$  asociado a las  $IFPNIt_{t-1}$  corresponde a USD 1.427.212 (cifras a diciembre de 2009).

Con base en el anterior análisis, en la Tabla 13 se muestran los valores eficientes para la inversión existente en el período tarifario  $t$ ,  $IE_t$ . El valor total de la variable  $IE_t$  es de USD 420.614.831 (cifras a diciembre de 2009), frente al valor de USD 453.362.290 (cifras a diciembre de 2009) solicitado por Promigas.

**Tabla 13. Valores eficientes para la inversión existente en el período tarifario  $t$ ,  $IE_t$** 

Tramo o grupo de gasoductos	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	$IE_{t-1}$ (A)	$PNIt_{t-1}$ (B)	$IFPNIt_{t-1}$ (C)	$INO_t$ (D)	Total (A) + (B) + (C) - (D)
US \$ de diciembre 31 de 2009								
<b>Total Sistema Promigas</b>				<b>288.658.103</b>	<b>92.840.274</b>	<b>29.643.665</b>	<b>1.427.212</b>	<b>420.614.831</b>
Ballena - La Mami	1997	20, 24	143	93.331.027	5.610.221	3.660.861	173.962	102.428.148
La Mami - Barranquilla	1997	20, 24	142	103.776.553	44.035.817	11.347.020	696.594	158.462.796
Barranquilla - Cartagena	1977	20	113	35.087.845	3.052.089	947.591	153.954	38.933.550
Cartagena - Sincelejo	1965	10	123	14.974.193	13.392.916	380.283	56.318	28.691.054
Sincelejo - Jobo	1965	10	70	9.913.535	6.919.885	110.838	-	16.944.259
La Creciente - Sincelejo	1993	8,6,2	51	3.403.721	196.580	9.923.478	22.880	13.500.899
SRT Mamonal	1965, 1990	10,8,6,4	11,4 y 3,2	2.959.892	163.611	151.831	167.898	3.097.436
<b>Gasoductos Regionales</b>				<b>36.211.338</b>	<b>19.479.175</b>	<b>3.021.782</b>	<b>155.605</b>	<b>58.556.890</b>

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y cálculos CREG

Respecto a la información de la Tabla 13 es pertinente precisar lo siguiente:

- a) El tramo La Creciente – Sincelejo no estaba en forma explícita en la Resolución CREG 070 de 2003. En esa resolución hacía parte de los Gasoductos Regionales.

Considerando la situación actual y las perspectivas del campo La Creciente, en los análisis de la CREG se encontró conveniente revelar el costo del tramo de gasoducto que se requiere para inyectar el gas natural de La Creciente en los tramos principales del sistema de transporte de Promigas. De no hacerse explícito ese trayecto y dejarlo dentro del acervo de gasoductos regionales<sup>2</sup> se produce una señal ineficiente para los usuarios que consumen gas natural de ese campo y para los que no lo consumen.

Lo anterior es consecuente con la *metodología* en la medida que ésta previó que en los análisis de cada una de las solicitudes tarifarias la Comisión evaluaría la posibilidad de modificar los grupos de gasoductos previamente definidos<sup>3</sup>.

En el Anexo 26 se describe cómo se hizo el cálculo.

- b) Como se indica al final de la sección 3.1.2, las variantes del programa de nuevas inversiones implican el retiro de unos tramos de gasoducto de la inversión existente y del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. En este sentido, la Tabla 13 muestra los valores después de los correspondientes retiros.

### 3.1.2 Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$

Con respecto al  $PNI_t$ , la *metodología* establece que:

"Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada Año del Período Tarifario y que estén asociados al concepto de confiabilidad en transporte, entendido como las inversiones requeridas para mantener la integridad y seguridad de la infraestructura existente, salvo que por vía regulatoria se adopte una nueva definición del concepto de confiabilidad en transporte. El Programa de Nuevas Inversiones no incluirá las Inversiones en Aumento de Capacidad. Para la aplicación de la metodología contenida en la presente Resolución, se entenderá por Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario lo dispuesto en la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado".

Mediante concepto S-2010-003760 de fecha 9 de septiembre de 2010 la Comisión aclaró lo siguiente:

"... el  $PNI$  del Período Tarifario t ( $PNI_t$ ), esto es, el período tarifario regulado por la Resolución CREG 126 de 2010, debe entenderse en la forma definida por esta Resolución, es decir, como las inversiones que se requieran durante dicho período para mantener la confiabilidad e integridad del sistema existente.

Y en cuanto al  $PNI$  del Período Tarifario t-1, esto es, el regulado por la Resolución CREG 001 de 2000, debe entenderse como lo definió esa Resolución, vale decir, como al conjunto de inversiones que proyectaba realizar el transportador durante ese período tarifario ( $PNI_{t-1}$ ).

<sup>2</sup> Es pertinente indicar que en la Resolución CREG 070 de 2003 el 100% de los gasoductos regionales se remuneran a través de una estampilla y en los análisis que se han hecho de la solicitud de Promigas se ha encontrado conveniente continuar con la misma señal.

<sup>3</sup> Parágrafo del artículo 30 de la Resolución CREG 126 de 2010.

De acuerdo con lo anterior, para efectos tarifarios se deben considerar aquellas inversiones que se requieran durante el nuevo período tarifario para mantener la confiabilidad e integridad del sistema existente.

Adicionalmente, el literal b del artículo 6 de la Resolución CREG 126 de 2010 dispone que:

“La CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga. Estos valores corresponderán al Programa de Nuevas Inversiones – PNI<sub>t</sub>.”

En forma similar a como se indicó en la sección 3.1.1.3, para el análisis de las variantes, 'loops' y gasoductos, en el Anexo 22 se expone la manera como se dio aplicación a los criterios establecidos en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010.

En la Tabla 6 se muestra la solicitud de Promigas. Se advierte que la empresa categorizó su programa de nuevas inversiones, PNI<sub>t</sub>, en administración, operación y mantenimiento. El de mantenimiento es el que representa el mayor porcentaje (87%).

En el Anexo 27 se presenta la evaluación realizada con base en la *metodología*. De esta evaluación se concluye que el valor eficiente del programa de nuevas inversiones, PNI<sub>t</sub>, es USD 18.540.904 (cifras a diciembre de 2009), lo cual corresponde al 12% del valor solicitado por Promigas. En la Tabla 14 se resumen los valores eficientes del PNI<sub>t</sub> por tramo que resultan de la evaluación indicada en el Anexo 27.

En el caso de las inversiones que la empresa clasificó con la categoría de PNI<sub>t</sub> de administración y operación es pertinente indicar que en los análisis se encontró que para efectos tarifarios esas inversiones corresponden a gastos de AOM. En la sección 3.2.2.1 se indica el tratamiento de esos gastos.



Tabla 14. Valor del PNI<sub>t</sub> por tramo o grupo de gasoductos

	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	UB \$ de diciembre de 2009				
				Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
<b>Total</b>				<b>7.794.990</b>	<b>6.684.315</b>	<b>3.670.254</b>	<b>220.132</b>	<b>171.214</b>
Balena - La Mami				1.467.545	-	-	-	-
Profundización -Geotecnia	ago-12			1.467.545				
La Mami - Barranquille				2.032.797	2.617.446	227.003		
Variante 20" Urbana Biritaca	ago-14	20	3,59	658.577	1.105.511	95.677		
Variante 20" ODA. Valencia	ago-14	20	0,14	31.342	40.357	3.500		
Variante 24" Z Urbana Biritaca	ago-14	24	3,23	1.024.645	1.316.343	114.422		
Variante 24" ODA Valencia	ago-14	24	0,16	47.637	61.696	5.342		
Variante 24" Río Mendihuara	ago-14	24	0,21	70.395	90.641	7.861		
Barranquilla - Cartagena				93.685	2.163.666	3.077.065		
Variante Cartagena 20" 9 km	ago-14	20	9	93.685	2.163.666	3.077.065		
Sincelejo - Jobo				1.144.791	1.501.357	13.083		
Variante Sincelejo	ago-14	10	7,25	875.741	1.501.357	13.083		
Geotecnia - profundización	ago-12			269.050				
SRT Mamonal				222.382	234.488	174.387	171.214	171.214
Profundización - proceso urbanización	ago-12			180.423				
Variante Atunes Corelca	ago-14	10	1,20	61.669	63.274	174.387		
Profundización -Geotecnia	ago-16				171.214		171.214	171.214
Ramales				2.893.779	167.357	178.716	48.918	
Inversiones por cambio de normas técnicas NTC 3949 en Palomino, Urbibá, Manáure (km <sup>2</sup> y city gate), Camarones, Dibulla	ago-12			68.059				
Inversiones por cambio de normas técnicas NTC 3949 en Aracataca, Buenos Aires, Fundación, Gran Vía Orihueca y Sevilla	ago-13			176.971	76.794			
Inversiones por cambio de normas técnicas en estación city gate Sampués acorde con la norma NTC 3949	ago-12			26.933				
Variante gasoducto Jobo-el Llano	ago-14	6	1,36	44.313	48.983	132.244		
Inversiones por cambio de normas en Pueblo Nuevo, Planeta Rica y Montalbanc	ago-15				41.580	46.472	48.918	
Variante gasoducto Bari por construcción carretera isla de Bari (Invas)	ago-12		12	410.913				
Reubicación gasoducto el morro por ampliación vía al mar (Invas)	ago-12			207.560				
Reubicación gasoducto Tubara por ampliación vía al mar (Invas)	ago-12			258.677				
Reubicación gasoducto Juan de Acosta - Santa Verónica por ampliación vía al mar (Invas)	ago-12			203.010				
Reubicación gasoducto San Mateo - Sincelejo por doble calzada consorcio autopista La Sabana (Invas)	ago-12			1.467.545				
Reubicación gasoducto chocho por doble calzada consorcio autopista La Sabana (Invas)	ago-12			9.784				

Fuente: Solicitud tarifaria y cálculos CREG

Como se puede observar en el Anexo 27, Promigas presentó unas variantes dentro del programa de nuevas inversiones del período tarifario t, las cuales, en el momento que se ejecuten o entren en operación, deben originar retiros o exclusiones en varios tramos de gasoducto. En razón a que no resulta consecuente remunerar valores de activos que no estarán en operación, es pertinente calcular los valores de los tramos que se excluirán con las variantes que proyecta hacer la empresa.

De acuerdo con la metodología, cuando la empresa empiece a cobrar los nuevos cargos recibirá la remuneración correspondiente a los valores de las inversiones del PNI<sub>t</sub>. Así, el efecto de excluir en la IE<sub>t</sub> los valores de las inversiones de los tramos que se retirarán resulta neutral tanto para la empresa como para el usuario.

Mediante la comunicación S-2011-000319 (citada en la sección 1.2 de este documento) la CREG requirió a Promigas la información de los retiros que se ocasionan por las variantes

de las inversiones del PNI del período tarifario t. La empresa a través la comunicación E-2011-001835 (citada en la sección 1.2 de este documento) informó a la CREG los tramos que se retirarían con las variantes que presentó dentro del programa de nuevas inversiones del período tarifario t.

En la Tabla 15 se presentan los valores de los retiros que se ocasionan por las variantes que se ejecutarán dentro del programa de nuevas inversiones.

**Tabla 15. Retiros que se ocasionan por las variantes que se ejecutarán dentro del programa de nuevas inversiones del período tarifario t**

Tramo o grupo de gasoductos	Longitud		Tramo Km	Inversión Existente	Inversión a Excluir
	Exclusión Km	Tramo (*) Km			
USD diciembre 2009					<b>6.183.138</b>
<b>Total</b>					
<b>La Mami Barranquilla</b>		<b>166,2</b>	<b>166,2</b>	<b>50.622.640</b>	
Variantes para aumento de presión gasoducto troncal	7,3				2.229.894
<b>Barranquilla - Cartagena</b>		<b>107,6</b>	<b>107,6</b>	<b>27.935.043</b>	
Variante Cartagena 20" 9 KM'	7,7				1.999.069
<b>SRT Mamonal</b>		<b>11,4</b>	<b>11,4</b>	<b>3.305.759</b>	
Variante tramo Atunes - Coreica	1,2				347.975
<b>Sincelejo - Jobo</b>			<b>70</b>	<b>11.050.119</b>	
Variante Sincelejo	7,2				1.136.584
<b>Gasoductos Regionales</b>			<b>114</b>	<b>6.060.428</b>	
Variante gasoducto Jobo-El Llano	1,1	62			58.704
Variante Barú	NA	8,3			410.913

De acuerdo con los análisis de los retiros que se ocasionan por las variantes del PNI del período tarifario t, se propone retirar de la inversión existente del período tarifario t-1,  $IE_{t-1}$  la suma de USD 6.183.138 (cifras de diciembre de 2009).

### 3.1.3 Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$

Con respecto a la variable  $IAC_t$  la metodología establece que:

"...Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada Año del Período Tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponderán únicamente a Loops y compresores que se construirán en el Sistema de Transporte Existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda prevista durante el Horizonte de Proyección." (subrayado fuera del texto original)

De lo anterior se entiende que:

- La variable  $IAC_t$  corresponde al valor eficiente de los proyectos que un transportador prevé ejecutar con el único propósito de aumentar la capacidad de su sistema de transporte.
- Para efectos tarifarios, los únicos proyectos que se deben considerar en la determinación de la variable  $IAC_t$  son 'loops' y compresores.

- c) Estos proyectos deben estar orientados a atender nueva demanda.

De la *metodología* y en particular de estos criterios se debe resaltar que:

- a) La *metodología*, basada en una estructura de precios de 'costo medio de mediano plazo', incentiva el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural, al permitir que el transportador perciba ingresos con anticipación a la puesta en operación de los activos que se compromete a ejecutar.
- b) En particular, al incorporar la variable  $IAC_t$  en el cálculo de los cargos regulados aplicables al servicio de transporte pactado en contratos firmes, la *metodología* ofrece incentivos para ampliar la capacidad del Sistema Nacional de Transporte.
- c) Sin embargo, la *metodología* contempla que la determinación de la variable  $IAC_t$  debe estar sujeta a criterios de eficiencia. Por una parte, prevé que a través de la variable  $IAC_t$  se debe reconocer el valor eficiente de los proyectos de ampliación de capacidad. Por otra parte, señala que los proyectos a evaluar deben estar orientados a atender nueva demanda, sin perjuicio de la aplicación de un factor de ajuste cuando el factor de utilización indique la necesidad de dicho ajuste.
- d) Frente a este último criterio de eficiencia, se debe observar que la *metodología* considera la remuneración de ampliaciones de capacidad en aquellos eventos en que la demanda futura no pueda ser atendida con la capacidad existente. Esto es, la metodología prevé la remuneración de inversiones en 'loops' y compresores cuando la ejecución de este tipo de proyectos se requiere para atender nueva demanda, es decir cuando los incrementos en la demanda observada por los transportadores no puedan ser atendidos con la capacidad existente.
- e) Así mismo, se debe observar que la *metodología* asigna a los transportadores el riesgo de la demanda. De esta manera se busca que los transportadores acometan las inversiones necesarias para atender la demanda, sin incurrir en riesgos que no pueden gestionar.

Con fundamento en lo anterior, a continuación se analizan las inversiones en aumento de capacidad planteadas por Promigas en su solicitud tarifaria.

En la Tabla 7 se indican las cifras y los proyectos reportados por Promigas para las inversiones correspondientes a aumentos de capacidad, IAC. Se observa que la empresa presentó, dentro de esa categoría, inversiones en los siguientes tramos: i) Ballena – La Mami; ii) La Mami – Barranquilla; iii) Cartagena – Sincelejo; y iv) SRT Mamonal. El valor total de las inversiones reportado por Promigas corresponde a USD 151.872.740 (cifras a diciembre de 2009).

A partir de la información que aportó Promigas durante la actuación administrativa, la Comisión comparó las capacidades máximas de los tramos en donde la empresa proyecta hacer las inversiones en aumento de capacidad con las demandas esperadas de capacidad vigentes y las demandas esperadas de capacidad que reportó como asociadas a esas inversiones. La Gráfica 3, la Gráfica 4, la Gráfica 5 y la Gráfica 6 muestran los resultados de esta comparación.

En el análisis de las citadas gráficas se advierte lo siguiente:

- i. En el tramo Ballena – La Mami se observa que la demanda esperada de capacidad más la demanda de capacidad asociada a las inversiones en aumento de capacidad no supera la capacidad máxima vigente del tramo, durante el período tarifario t.

El nivel actual de la capacidad máxima se superaría en los años 7, 13, 14 y a partir del 17.

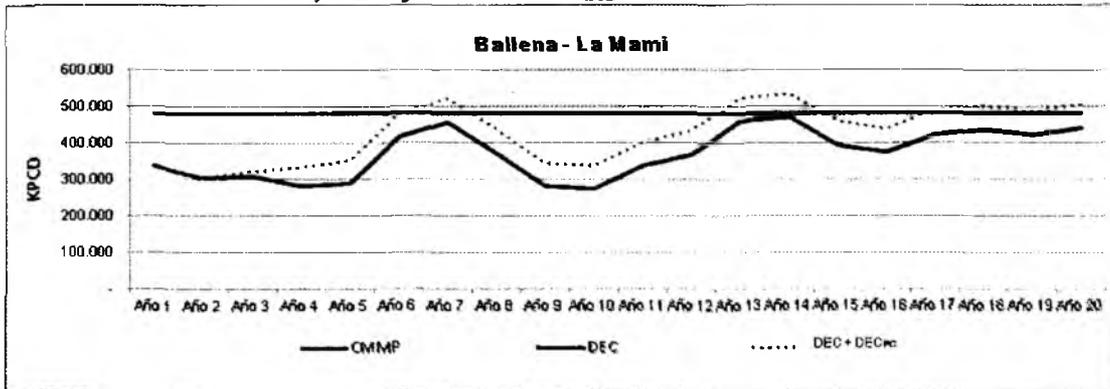
- ii. En el tramo La Mami – Barranquilla, al igual que en el anterior tramo, se observa que la demanda esperada de capacidad más la demanda de capacidad asociada a las inversiones en aumento de capacidad no supera la capacidad máxima vigente del tramo, durante el período tarifario t.

El nivel actual de la capacidad máxima se superaría en los años 7, 13, 14 y a partir del 17.

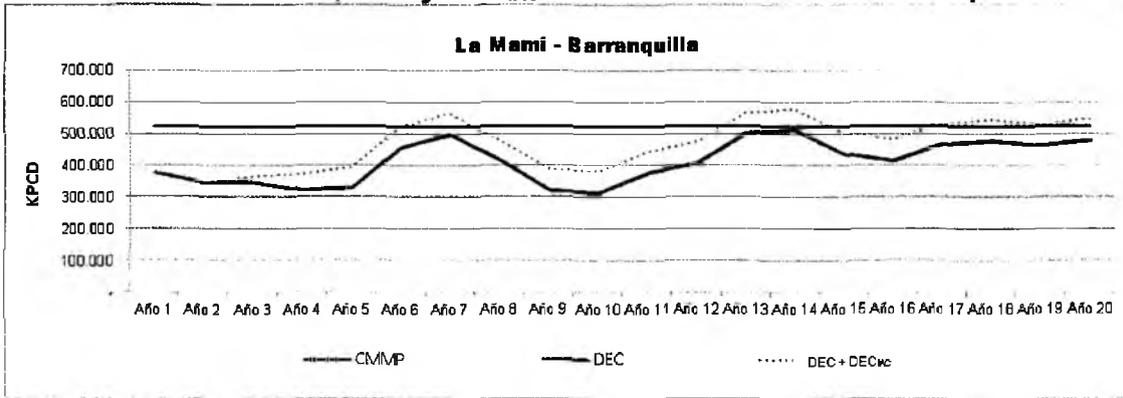
- iii. Para el tramo Cartagena – Sincelejo, Promigas no indicó qué demandas están asociadas a la inversión en aumento de capacidad. El análisis revela que la demanda máxima vigente del tramo siempre es superior a las demandas esperadas que presentó la empresa. En promedio, durante el horizonte de proyección, la capacidad máxima del tramo supera en 25.000 KPCD las demandas esperadas de capacidad, y

- iv. A diferencia de los casos anteriores, en el tramo SRT Mamonal se observa que la demanda esperada de capacidad más la demanda de capacidad asociada a las inversiones en aumento de capacidad supera la capacidad máxima vigente del tramo a partir del tercer año.

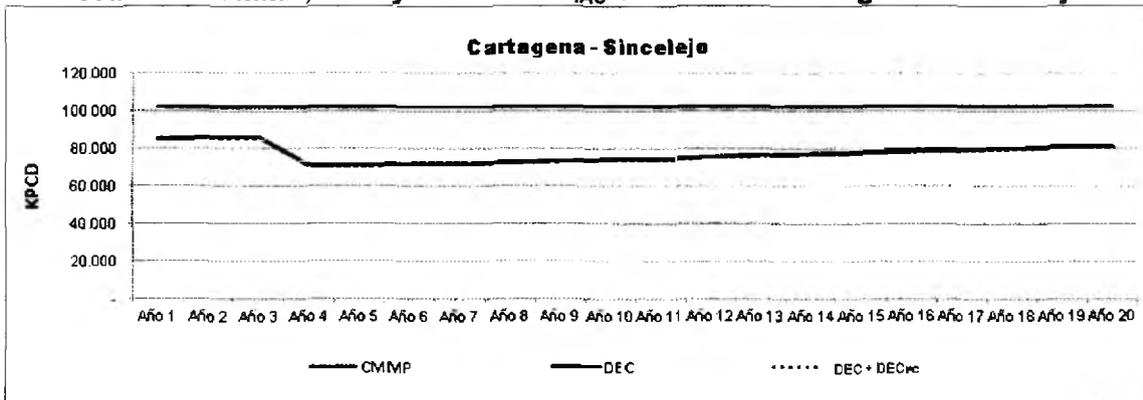
**Gráfica 3. CMMP, DEC y DEC + DEC<sub>IAC</sub> en el tramo Ballena – La Mami**



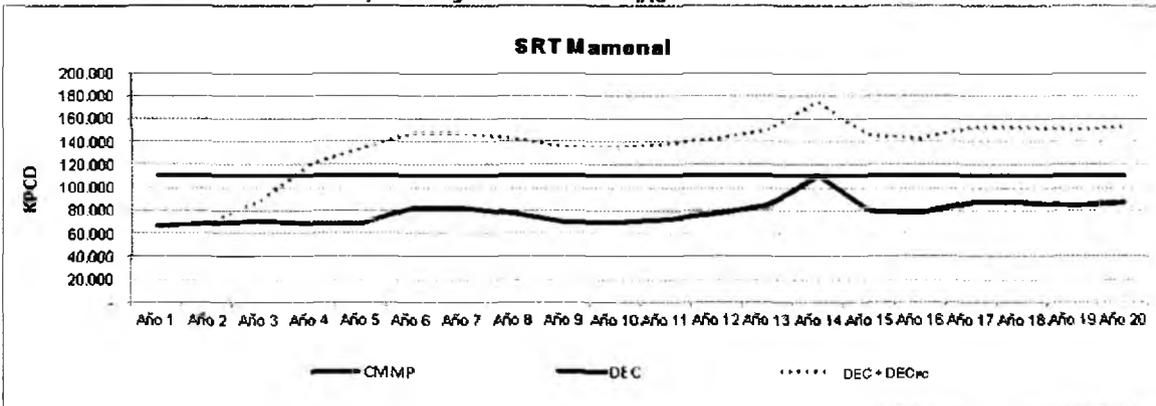
**Gráfica 4. CMMP, DEC y DEC<sub>IAC</sub> en el tramo La Mami – Barranquilla**



**Gráfica 5. CMMP, DEC y DEC + DEC<sub>IAC</sub> en el tramo Cartagena – Sincelejo**



**Gráfica 6. CMMP, DEC y DEC + DEC<sub>IAC</sub> en el tramo SRT Mamonal**



De las anteriores observaciones, con la información que aportó la empresa y la CREG verificó, se concluye lo siguiente:

- i. Resulta evidente la necesidad de ampliar la capacidad del tramo SRT Mamonal para atender la nueva demanda durante el período tarifario t.
- ii. Las demandas reportadas por la empresa llevan a concluir que no es necesario ampliar la capacidad del tramo Cartagena – Sincelejo durante el horizonte de proyección.

- iii. Las demandas reportadas por la empresa llevan a concluir que no urge ampliar la capacidad de los tramos Ballena – La Mami y La Mami – Barranquilla durante el periodo tarifario t.

Es de destacar que mediante las comunicaciones CREG-S-2011-003134 y CREG-S-2011-003680 la Comisión le solicitó a Promigas información sobre las demandas asociadas al tramo Cartagena – Sincelejo. La empresa, al primero de estos oficios respondió con la comunicación CREG-E-2011-006418, la cual no contiene información alguna sobre la materia. Al segundo de los oficios mencionados respondió mediante la comunicación con radicado CREG-E-2011-007999, señalando lo siguiente:

“Tramos Cartagena-Sincelejo y Sincelejo-Jobo

Según lo especificamos en nuestra comunicación 4.0 -075376 de Julio 6 las inversiones asociadas a estos tramos tienen como objetivo ampliar la capacidad de transporte para poder atender los incrementos en la producción de los campos existentes del sur (La Creciente y Arianna) las cuales han sido solicitadas formal y públicamente en diferentes oportunidades.”

A pesar de los argumentos esgrimidos por Promigas en la comunicación con radicado CREG-E-2011-007999, las proyecciones de demanda reportadas por la empresa son inferiores a la capacidad del tramo Cartagena – Sincelejo. Esto es, la Comisión entiende que la información reportada por Promigas indica que la capacidad existente permite cubrir la mencionada necesidad de atender los incrementos en la producción de los campos de La Creciente y Arianna.

De otro lado, en la comunicación con radicado CREG-E-2011-007999, Promigas señala lo siguiente en relación con los tramos Ballena – La Mami y La Mami – Barranquilla:

“Es importante aclarar que a pesar de que solo a partir del año 7 de la proyección de la demanda esperada de capacidad se reflejan los efectos del Fenómeno del Niño, las inversiones anteriormente mencionadas deben estar disponibles desde el año 3, considerando:

- El compromiso contractual con la Refinería de Cartagena, el cual implica disponer de plazos adecuados para desarrollar el proyecto, obtener licencias y permisos requeridos, etc.
- La necesidad de poder atender eventuales anticipaciones del Fenómeno del Niño. Recordemos que en este último evento (2009-2010), el gasoducto estuvo al máximo de su capacidad.
- La realidad de la vigencia de los períodos regulatorios los cuales tienen una duración mayor a los cinco años esperados.

(...)”

Al respecto, la Comisión entiende que la demanda esperada de capacidad reportada por la empresa no puede ser inferior a los compromisos contractuales adquiridos por la empresa, como se expone en la sección 3.3.2, en la que se amplían estos análisis.

Así mismo, la Comisión entiende que son los remitentes que requieren disponer de la capacidad de transporte durante el Fenómeno de El Niño los que deben adoptar las medidas conducentes a mitigar el riesgo asociado a la aleatoriedad de la ocurrencia de



dicho fenómeno. Esta Comisión también entiende que una de las formas de mitigar ese riesgo consiste en celebrar contratos de transporte firme que, por una parte le aseguren al remitente la disponibilidad de la capacidad, y por otra le aseguren al transportador el flujo de ingresos necesario para acometer las inversiones y gastos requeridos. Se debe observar que una práctica diferente podría llevar a que los usuarios permanentes de la infraestructura de transporte asuman los costos de disponer de capacidad ociosa para suplir las necesidades de aquellos que sólo están dispuestos a pactar contratos firmes por cortos períodos de tiempos.

Finalmente, frente al argumento de que los períodos regulatorios pueden tener una vigencia mayor a cinco años, se debe tener en cuenta lo dispuesto por el artículo 18 de la Resolución CREG 126 de 2010. Esto es, la metodología prevé el tratamiento que debe darse a aquellas inversiones ejecutadas por los transportadores y que no fueron consideradas en la valoración de las variables  $PNI_t$  e  $IAC_t$ .

Como consecuencia de lo anterior, sólo se analizó el valor eficiente del 'loop' que Promigas reportó para el tramo SRT Mamonal.

En forma similar a como se indicó en la sección 3.1.1.3, para el análisis de gasoductos 'loops' en el Anexo 22 se expone la manera como se dio aplicación a los criterios establecidos en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010.

De la evaluación del 'loop' en el SRT Mamonal se concluye que el valor eficiente a incluir en la variable  $IAC_t$  corresponde a USD 1.352.798 (cifras a diciembre de 2009). En el Anexo 28 se presentan las evaluaciones que hizo la CREG y en la Tabla 16 se resumen los valores del  $IAC_t$  por tramo que resulta de la evaluación indicada en el Anexo 28.

**Tabla 16.  $IAC_t$  Eficiente por tramo o grupo de gasoductos**

Tramo	Nombre del proyecto				IAC <sub>t</sub>
		Año entrada operación	Longitud Km	Diámetro Pulgada	USD diciembre 2009
					<b>1.352.798</b>
SRT - Mamonal	Loop SRT Mamonal	ago-14	8	8"	1.352.798

### 3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, $AOM_t$

A continuación se presenta la evaluación de los gastos de AOM declarados por Promigas, con base en los criterios establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010.

#### 3.2.1 Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$

La metodología establece que para la inversión existente la CREG estima los gastos de AOM para el horizonte de proyección ( $AOM_t$ ) así:

$$AOM_t = \frac{AOMr_{t-1} + AOMg_{t-1}}{2}$$

Donde:

AOM<sub>i</sub>: Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección.

AOMg<sub>t-1</sub>: Gastos contables de administración, operación y mantenimiento declarados por el transportador para período tarifario t-1.

AOMr<sub>t-1</sub>: Gastos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en el anterior período tarifario, t-1.

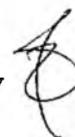
#### A. Gastos AOMg<sub>t-1</sub>

De conformidad con la *metodología* Promigas declaró los gastos de AOM registrados en su contabilidad durante el período tarifario t-1 según la desagregación dada en el formato del anexo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010, y los siguientes conceptos de acuerdo con los valores de los estados contables:

- 1) Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- 2) Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- 3) Asociados a activos de conexión de otros agentes o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión.
- 4) Asociados con servicios prestados a terceros.
- 5) Asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.
- 6) Asociados con la reposición de activos.
- 7) Impuesto de renta.
- 8) Pensiones de jubilación ya reconocidas.
- 9) Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.
- 10) Todos los gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones, distintas a las amortizaciones de gastos diferidos relacionadas con la prestación del servicio de transporte.
- 11) Multas y penalizaciones.
- 12) Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte.
- 13) Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente.
- 14) Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida no incluidos en los cargos de transporte del Período Tarifario t-1.

El valor de la variable AOMg<sub>t-1</sub> se obtiene como el promedio aritmético de los valores resultantes de restar los conceptos 1) a 14), indicados antes, a los gastos de AOM registrados en la contabilidad del transportador durante el período tarifario t-1.

A los valores reportados por Promigas, indicados en el Anexo 5 y en el Anexo 6 del presente documento, se les realizó una auditoría contable según lo establecido en el artículo segundo del auto de pruebas de octubre 27 de 2010. En los anexos Anexo 29 y Anexo 30 se muestran las cifras auditadas.



Adicionalmente, el auditor propuso: i) un mecanismo de indexación; y ii) un procedimiento para efectos de completar la información en aquellos casos donde no estaba completa en los registros contables.

Con relación al mecanismo de indexación se tiene lo siguiente:

- a) Los registros contables que se auditaron están en cifras corrientes.
- b) Para efectos tarifarios se requieren cifras expresadas en pesos de la fecha base.
- c) Para expresar las cifras en pesos de la fecha base el auditor utilizó el índice de precios al consumidor, IPC. Este índice se aplicó a las cifras con fechas anteriores y posteriores a la fecha base. Esto implica que las cifras posteriores a la fecha base disminuyen al aplicar el IPC.

Desde el punto de vista regulatorio el mecanismo de indexación utilizado por el auditor está en concordancia con la actualización de que trata el numeral 19.2 de la Resolución CREG 126 de 2010.

Con respecto al procedimiento para efectos de completar la información en aquellos casos donde no estaba completa en los registros contables, se tiene lo siguiente:

- a) Al momento de realizar la auditoría los registros contables estaban disponibles hasta agosto de 2010.
- b) Los registros contables se establecen por años calendario.
- c) El cálculo del  $AOMg_{t-1}$  hace referencia al período tarifario  $t-1$ , el cual no coincide con años calendario ni con los períodos de registros contables.
- d) Lo anterior requiere definir un criterio para establecer la información a utilizar en el cálculo del  $AOMg_{t-1}$ .
- e) El auditor propuso un mecanismo que considera información mensual para efectos de calcular el  $AOMg_{t-1}$  en el futuro<sup>4</sup>. No obstante, se considera más apropiado tomar los valores auditados hasta agosto de 2010, dividirlos en el número de meses (i.e. 8 meses), tomar este valor medio mensual y multiplicarlo por doce (12) para así obtener el valor total del año.

La primera propuesta del auditor de considerar información mensual no es aplicable en la presente aprobación tarifaria, y así lo indica el auditor, pues no se dispone de la información contable. Se propone considerar, para efectos tarifarios, los años calendario en los que se dispone de información auditada. Así mismo, se propone utilizar el segundo mecanismo propuesto por el auditor, según se indica en el literal e, para establecer la información de los meses faltantes de 2010.

Con base en lo anterior, en el Anexo 31 se muestran los valores que corresponden a la variable  $AOMg_{t-1}$  por tramo o grupo de gasoducto.

## B. Gastos $AOMr_{t-1}$

Para determinar estos gastos es necesario recurrir a los anexos de las resoluciones mediante las cuales se aprobaron los cargos regulados en la anterior aprobación tarifaria. Para el sistema de Promigas, objeto de la presente aprobación de tarifas, se trata de la

---

<sup>4</sup> El auditor aclara que en esta aprobación tarifaria no se podría dar aplicación a esta recomendación porque no se dispone de la información mensual.



Resolución CREG 070 de 2003. De acuerdo con la *metodología*, los valores del  $AOM_{t-1}$  no deben incluir gastos en compresión ni corridas por raspador inteligente. La *metodología* también establece que el  $AOM_{t-1}$  se obtiene como el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos mediante resolución en el anterior periodo tarifario.

En el Anexo 32 se muestran los valores de AOM reconocidos en el periodo tarifario t-1, los cuales corresponden a  $AOM_{t-1}$ .

### C. Gastos $AOM_t$

A partir de las cifras de los Anexos Anexo 31 y Anexo 32 se calculan los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección,  $AOM_t$ , los cuales se muestran en el Anexo 33.

#### 3.2.2 Gastos de AOM asociados a nuevos proyectos

De acuerdo con la *metodología* estos gastos corresponden a los asociados al  $PNI_t$  y a las  $IAC_t$ .

##### 3.2.2.1 Gastos de AOM asociados al $PNI_t$ , $AOM_t^{PNI}$

El AOM que Promigas reportó para el PNI del periodo tarifario t, en el formato 6 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, corresponde exclusivamente a las siguientes inversiones:

- a. Estaciones compresoras en 'stand by' de Palomino y Caracolí.
- b. Cruce subfluvial Río Magdalena.
- c. Los gasoductos que al momento de la expedición de la Resolución CREG 001 de 2000 pertenecían a Ecogas.

Del análisis de la solicitud de Promigas se entiende que las otras inversiones que la empresa reportó dentro del PNI del periodo tarifario t no generan AOM adicionales.

Respecto a las estaciones compresoras en 'stand by' y al cruce subfluvial Río Magdalena, la *metodología* no prevé remunerar inversiones en 'stand by'. Consecuentemente, no procede incluir los AOM de dichas inversiones dentro de los AOM asociados al programa de nuevas inversiones para el periodo tarifario t,  $PNI_t$ .

En el caso de los gasoductos que pertenecían a Ecogas, se entiende que son parte de la inversión existente y los AOM asociados a esos gasoductos están dentro de las variables  $AOM_{t-1}$  y  $AOMg_{t-1}$ .

No obstante lo anterior, conforme los análisis de las inversiones del  $PNI_t$  en la sección 3.1.2, los proyectos del PNI que Promigas clasificó como administrativo y operativo corresponden, para efectos regulatorios, a gastos de AOM del programa de nuevas inversiones para el periodo tarifario t.

Dentro de la categoría de PNI administrativo Promigas presentó, para cada tramo, los siguientes conceptos:



- Software y desarrollos
- Hardware y aplicaciones
- Equipos de transporte
- Muebles y equipos de oficina

Y dentro de la categoría de PNI operativo Promigas presentó, para cada tramo, los siguientes conceptos:

- Mejoras sistema SCADA
- Sistema SCADA (actualización y crecimiento)
- Actualización tecnológica sistemas de información
- Automatización
- Integración de aplicaciones
- Computadores de flujo y medidores de flujo back up
- Gis corporativo
- Centro de control alterno

De acuerdo con lo anterior, se propone remunerar los conceptos que la empresa clasificó dentro de las categorías administrativo y operativo como un AOM del  $PNI_t$  durante el período tarifario t. Es decir, durante cinco (5) años.

El procedimiento para incluir los citados conceptos como un AOM asociados al PNI,  $AOM_t^{PNI}$  es el siguiente:

- a) Se toma el valor en dólares de la fecha base reportado por Promigas y se convierte en pesos con la TRM de la fecha base.
- b) Este valor en pesos se distribuye conforme lo solicitó Promigas en los cinco años del período tarifario (ver Anexo 34). Es decir, se asume que estos gastos se remuneraran en su totalidad en el período tarifario de cinco años.

En el Anexo 34 se presentan los resultados de este análisis.

### 3.2.2.2 Gastos de AOM asociados a las $IAC_t$ , $AOM_t^{IAC}$

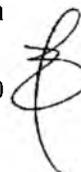
El AOM que reportó Promigas para las IAC del período tarifario t, en el formato 6 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, corresponde a las siguientes inversiones:

- a. 'Loops',
- b. Compresión, y
- c. Raspador inteligente asociados a los 'loops'.

A continuación se analizan los gastos asociados a 'loops'. Los gastos en compresión y en raspador inteligente se analizan en la sección de otros gastos.

Por otra parte, como se expone en la sección 3.1.3, la CREG encontró que sólo hay justificación para el 'loop' en el SRT Mamonal. Consecuentemente, en esta sección sólo se evalúa el AOM asociado a esa inversión.

El valor anual de los gastos de AOM asociados al 'loop' en el SRT Mamonal, reportado por Promigas (ver Anexo 8) representa el 3,64% del valor eficiente indicado en la Tabla



16. Este valor es inferior al valor de referencia de 4,07% que se indica en el Anexo 25. Por tanto, para efectos tarifarios se propone considerar el 100% de los gastos de AOM propuestos por Promigas, como se indica en el Anexo 35.

### 3.2.3 Otros gastos de AOM

De acuerdo con el numeral 8.5 de la Resolución CREG 126 de 2010 estos gastos comprenden: i) gastos en compresión asociada al sistema de transporte,  $GC_t$ ; ii) gastos en corridas con raspador inteligente,  $GCR_t$ ; iii) gastos asociados al gas de empaquetamiento,  $GGE_t$ ; y iv) terrenos e inmuebles,  $GTI_t$ .

#### 3.2.3.1 Gastos de en compresión, $GC_t$

Promigas reportó los gastos de AOM en compresión para las estaciones de compresión asociadas a su sistema de transporte, incluidas las de IAC como se indica en el Anexo 9.

Sobre este particular la metodología establece:

“

- a) El transportador reportará a la CREG la estimación de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte para cada Año del Horizonte de Proyección. Así mismo entregará los soportes técnicos de estas estimaciones: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de combustibles y lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros. Estos gastos deberán ser expresados en pesos de la Fecha Base.
- b) La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable  $GC_t$ ”.

Como se expone en la sección 3.1.3, la CREG encontró que sólo hay justificación para el 'loop' en el tramo SRT Mamonal. De esta forma, en esta sección se evalúan los gastos de compresión en las estaciones de compresión existentes de Promigas (ver Anexo 9).

Para evaluar la eficiencia en gastos de AOM correspondientes a los compresores del sistema de Promigas es necesario revisar algunos aspectos técnicos sobre compresores.

En términos generales, los compresores utilizados en la industria de gas natural se pueden dividir en reciprocantes y centrífugos según la tecnología utilizada. La tecnología reciprocante se basa en un mecanismo que comprime el gas mediante un pistón en un cilindro. Los compresores centrífugos, o de rotación, se basan en el principio de incrementar la energía de un fluido mediante una fuerza centrífuga. Los compresores reciprocantes son adecuados para aplicaciones donde se requieren altas deferencias de presión (salida – entrada); por su parte, los compresores centrífugos son usados para comprimir grandes volúmenes de gas con baja diferencia de presión (Oil and Gas Pipeline Fundamentals, 1993).

Un compresor centrífugo tiene menos partes en movimiento si se compara con un compresor reciprocante. Así, los compresores centrífugos presentan menores costos de mantenimiento y menores requerimientos de lubricación y consumo de aceite (Oil and Gas Pipeline Fundamentals, pg. 121). Los compresores requieren un mecanismo de

fuerza (prime mover) que transmite la energía necesaria para comprimir el gas. Dichos mecanismos pueden ser motores (eléctricos o de cilindros) o turbinas que generalmente operan con gas natural.

En la evaluación de gastos AOM de un compresor es necesario considerar el tipo de compresor (reciprocante o centrífugo) y el "prime mover". Así mismo, es necesario considerar que los principales gastos asociados a estas máquinas se pueden dividir en gastos por combustible, otros gastos (e.g. operación y mantenimiento) y mantenimientos mayores, 'overhauls'.

### **Gastos en combustible**

De conformidad con la información disponible en la Comisión, los compresores en las estaciones de Palomino y Caracoli son centrífugos y los que están en las estaciones de Cartagena y Sahagún son del tipo reciprocante. El consumo de combustible para estas máquinas se puede estimar a partir de las especificaciones típicas de consumo de combustible en función del nivel de carga y las presiones de entrada y salida.

Mediante el auto de pruebas del 27 de octubre de 2010 la Dirección Ejecutiva de la CREG decretó como prueba, entre otros aspectos, una auditoría a la información reportada por Promigas sobre el cálculo de la capacidad máxima de mediano plazo, el gas de empaquetamiento y el consumo de combustibles y lubricantes en las estaciones de compresión. Dentro del alcance de esta auditoría estaba previsto que el auditor propusiera y realizara ajustes a la información reportada por Promigas.

Mediante la comunicación E-2011-002090 (citada en la sección 1.2 de este documento), el auditor Delvasto & Echeverría Asociados presentó los resultados finales de la auditoría mencionada<sup>5</sup>. Con respecto al consumo de combustible en cada una de las estaciones de compresión reportadas por Promigas, el auditor encontró en sus análisis técnicos que la información suministrada por la empresa en la solicitud tarifaria está en los rangos de eficiencia.

Delvasto & Echeverría Asociados en el citado informe adjuntó, para cada una de las estaciones y para el Horizonte de Proyección, una tabla con la energía a consumir en MBTU – Año.

Con base en lo anterior, y para efectos de establecer el costo de referencia por concepto de combustible, se propone utilizar los valores de consumo de combustible presentados en el informe final de la auditoría. Una vez establecidas las cantidades de combustible para compresión se propone valorarlas de acuerdo con el precio de gas de compresión que se estima en el Anexo 36.

En el Anexo 38 se presentan las estimaciones de los gastos de combustible en las estaciones de compresión.

---

<sup>5</sup> Mediante la comunicación E-2011-001719 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas manifestó a la CREG estar de acuerdo con las conclusiones de los análisis técnicos realizados por el auditor Delvasto & Echeverría Asociados.



## Otros gastos

Cifras disponibles en el Anexo 25 indican que el valor medio de otros gastos en estaciones de compresión es de 133 USD/hp-año (cifras a diciembre de 2009). Se propone aplicar esta cifra para estimar una referencia de otros gastos en las estaciones de compresión del sistema de Promigas. En el Anexo 39 se muestran las respectivas cifras.

Para efectos tarifarios se propone que la suma de los valores de referencia indicados en el Anexo 38 y en el Anexo 39 corresponda al valor máximo de gastos de AOM por compresión. Es decir, en el cálculo tarifario se considerarían los valores reportados por Promigas acotados al valor máximo de gastos de AOM por compresión indicado. En el Anexo 40 y en el Anexo 41 se presentan los resultados de escoger en cada año y para cada estación el valor mínimo entre el solicitado por Promigas y el que resulta de los análisis de eficiencia señalados.

### Mantenimientos mayores ('overhauls')

Resulta pertinente indicar que los valores que se indican en el Anexo 41 no tienen mantenimientos mayores.

No obstante, en el análisis de las PNI del período tarifario t se detectaron, en el caso de las estaciones de compresión de Palomino y Sahagún, las siguientes inversiones que en las evaluaciones se concluye que corresponden a los llamados mantenimientos mayores:

- a. Reacondicionamiento generador CAT 1 Palomino,
- b. Cambio enfriador gas estación compresora Palomino,
- c. Reacondicionamiento compresor Palomino,
- d. Reacondicionamiento de la unidad compresora 1 estación Sahagún, y
- e. Reacondicionamiento de la unidad compresora 2 estación Sahagún

De acuerdo con la justificación que presentó Promigas, las citadas inversiones son necesarias para prolongar la vida útil de las estaciones de compresión.

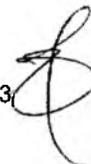
En el caso de las estaciones de Caracolí y Heroica, Promigas no advierte la necesidad de esa clase de mantenimientos, de tal manera que en el período tarifario no se requieren.

De acuerdo con lo anterior, se propone incluir las inversiones en mantenimientos mayores, que la empresa incluyó dentro de las PNI del período tarifario t, dentro de los AOM de compresión.

En el Anexo 42 se indican los valores de los mantenimientos mayores que se incluirían y en el Anexo 43 se muestra el resultado de agregar los AOM de los mantenimientos mayores a los AOM eficientes de compresión.

### 3.2.3.2 Gastos en corridas con raspador inteligente, GCR,

Promigas reportó los gastos en corridas con raspador inteligente como se indica en el Anexo 10. Al calcular el valor unitario en USD por kilómetro se obtienen los resultados que se muestran en el Anexo 44.



Algunos de los valores que se exhiben en el Anexo 44 están fuera del rango de costos reconocidos por la Comisión en aprobaciones tarifarias anteriores para corridas con raspador inteligente, como se observa en la Tabla 17. En tal sentido, se propone reconocer como gastos en corridas con raspador inteligente el menor valor que resulte entre el costo unitario promedio reconocido para todos los sistemas en la anterior aprobación tarifaria y el costo unitario propuesto por la empresa. Es decir, se reconocería un valor de 4.268 USD/km (cifras a diciembre de 2009) en los casos en los que el valor solicitado por Promigas resulte superior.

**Tabla 17. Gastos en corridas con raspador inteligente aprobados en el período tarifario t-1**

USD/km Reconocidos en el periodo t-1	
USD de diciembre de 2009	
Empresa	USD/km
Progasur	5.623
Promigas	4.789
TGI	5.003
Transoriente	2.450
Transmetano	3.473
<b>Gastos en Raspador Inteligente Promedio</b>	<b>4.268</b>

Fuente: Documentos soporte de aprobación de cargos periodo tarifario t-1. Cálculos CREG.

En el Anexo 45 se muestran los resultados de este análisis.

### 3.2.3.3 Gastos asociados al gas de empaquetamiento, $GGE_t$

La *metodología* establece que el transportador reporta la cantidad de gas de empaquetamiento (Anexo 11) y la Comisión establece el valor de este gas.

Con respecto al gas de empaquetamiento, mediante el auto de pruebas del 27 de octubre de 2010, la Dirección Ejecutiva de la CREG decretó como prueba, entre otros aspectos, realizar una auditoría a la información reportada por Promigas sobre el cálculo del gas de empaquetamiento. Dentro del alcance de esta auditoría estaba previsto que el auditor propusiera y realizara ajustes a la información reportada por Promigas.

Mediante comunicación E-2011-002090 del 2 de marzo de 2011, el auditor Delvasto & Echeverría Asociados presentó los resultados finales de la auditoría mencionada<sup>6</sup> (ver Anexo 46).

Una vez establecidas las cantidades de gas de empaquetamiento, es necesario proceder a valorarlas. El precio para valorar el gas de empaquetamiento correspondiente al período tarifario t,  $PGE_t$ , equivale a USD 6,105 por MBTU (cifras a diciembre 31 de 2009). El cálculo de este precio se detalla en el Anexo 37.

<sup>6</sup> Mediante la comunicación E-2011-001719 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas manifestó a la CREG estar de acuerdo con las conclusiones de los análisis técnicos realizados por el auditor Delvasto & Echeverría Asociados.

Con base en lo establecido en los literales c y d del numeral 8.5.3. de la Resolución CREG 126 de 2010 se estimó el valor del gas de empaquetamiento,  $VGE_t$ , y se determinaron los gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección,  $GGE_t$ , los cuales se presentan en el Anexo 47. Estas cifras fueron estimadas utilizando la TRM de la fecha base<sup>7</sup> y la tasa  $T_{kc}$ , de acuerdo con el artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2010.

### 3.2.3.4 Gastos en terrenos e inmuebles, $GTI_t$

De acuerdo con la *metodología* Promigas reportó los avalúos catastrales de los terrenos e inmuebles, con las respectivas matrículas inmobiliarias, números catastrales, áreas y municipios.

La Tabla 18 exhibe el valor catastral a diciembre de 2009 de los terrenos e inmuebles a los que hace referencia la solicitud de Promigas.

**Tabla 18. Valor catastral terrenos e inmuebles reportado Promigas**

	Valor catastral Col miles \$ de diciembre de 2009
<b>Total terrenos</b>	27.592.861
<b>Total edificios</b>	17.544.411
<b>Total</b>	<b>45.137.272</b>
<b>Tasa 12.7%</b>	<b>5.732.434</b>

Asignación tramos	asignación
Ballena - La Mami	22%
La Mami - Barranquilla	28%
Barranquilla . Cartagena	22%
Cartagena Sincelejo	3%
Sincelejo . Jobo	6%
SRT Mamonal	1%
Gasoductos regionales	18%

La metodología dispone que la Comisión determine el valor anual a incorporar en los gastos de AOM, durante el horizonte de proyección, por tramo o grupo de gasoductos, como el 12,7% del valor catastral reportado por el transportador.

En el Anexo 48 se muestran las cifras del valor a incorporar en los gastos de AOM al aplicar la anterior disposición.

### 3.3 Demanda de volumen y capacidad

En el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece el procedimiento para determinar la demanda eficiente. Este procedimiento comprende: i) publicación de demandas; y ii) evaluación con el factor de utilización (FU). A continuación se describe el desarrollo de este procedimiento.

<sup>7</sup> Tomado el 1 de agosto de la página <http://www.superfinanciera.gov.co/>

### 3.3.1 Publicación de demandas

La metodología establece que:

"b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.

c) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la CREG dentro de este último plazo.

d) La CREG analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

(...)"

De acuerdo con lo anterior, mediante la Circular No. 068 de fecha 5 de noviembre de 2010 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó las demandas reportadas por Promigas, desagregadas por sectores de consumo (i.e. distribuidor-comercializador, generador térmico, industria y comercializador de GNVC).

Ecopetrol, mediante la comunicación E-2010-010988 (citada en la sección 1.2 de este documento) presentó el siguiente comentario<sup>8</sup>:

"(...)

Basados en la información presentada en el anexo a la circular CREG 068 del 2010 para los tramos Ballena – La Mami; La Mami – Barranquilla y Barranquilla – Cartagena, se puede ver una disminución en la demanda de gas natural para el año 2013 respecto al año 2012, lo que llama la atención, pues la Refinería de Cartagena planea aumentar sus consumos de 15 MPCD a 90 MPCD a partir de enero de 2013, ya que empezarán a operar los nuevos proyectos que hacen parte del Plan de Ampliación y Modernización de la Refinería de Cartagena.

Por lo anterior, se solicita que el transportador verifique que tiene incluida esta demanda estimada en las cifras presentadas, ya que de lo contrario debe ajustarlas teniendo en cuenta que Reficar se encuentra actualmente negociando con Promigas un contrato de transporte por la cantidad mencionada."

Frente a los comentarios de Ecopetrol, Promigas indicó<sup>9</sup>:

"(...)

<sup>8</sup> La CREG, mediante la comunicación S-2011-000114 (citada en la sección 1.2 de este documento), remitió a Promigas los comentarios que formuló Ecopetrol.

<sup>9</sup> Comunicación CREG E-2011-001532 (citada en la sección 1.2 de este documento).



Promigas consideró en su proyección la demanda adicional asociada al proyecto de la Refinería de Cartagena a partir de enero de 2014 (Año 4), por 21.170.000 KPC (58 MPCD) adicionales, a diferencia de lo expresado por Ecopetrol en su comunicación, donde el año de entrada del proyecto es 2013 (Año 3) y la capacidad adicional es 75 MPCD.

Esta diferencia obedece a que al momento de presentación del expediente tarifario por parte de Promigas, no se conocían los requerimientos adicionales del proyecto de expansión de Ecopetrol y Promigas utilizó la mejor información disponible con respecto a este tema, la cual fue obtenida del Documento UPME "PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA" Revisión, julio 2010 (sección 7. Proyección de la demanda de gas natural para refinerías), en la cual se estableció que entre los años 2013 y 2014 se incrementaría la capacidad de las refinerías y para el caso de la refinería de la Costa (Cartagena), esta tendría un incremento de 58 MPCD en su Escenario Medio.

En la actualidad, Promigas y Ecopetrol se encuentran negociando las condiciones contractuales que regirán el servicio de transporte para la capacidad requerida para la expansión de la refinería (...)"

Por otra parte, la CREG, conociendo que entre la fecha de la solicitud tarifaria (7 de octubre de 2010) y la fecha en la cual se está tomando la decisión de aprobación de cargos, posiblemente hubo cambios en la capacidad contratada en firme, mediante la comunicación S-2011-003134, de fecha 21 de junio de 2011, solicitó a Promigas remitir por tramo o grupo de gasoductos y considerando las direcciones contractuales, la capacidad contratada en firme<sup>10</sup> (en kpcd).

Promigas, mediante la comunicación E-2011-006418 (citada en la sección 1.2 de este documento), manifestó lo siguiente sobre la Refinería de Cartagena:

" (...)

Tiene como objetivo atender los requerimientos de capacidad adicional de transporte del proyecto de ampliación de la Refinería de Cartagena y necesidades de otros clientes, sin causar restricciones a la demanda actualmente contratada.

Este proyecto está conformado por las siguientes inversiones, las cuales fueron presentadas de manera individual en el expediente tarifario de Promigas enviado en octubre de 2010:

- 1 'Loop' Palomino – La Mami (...)
- 2 Compresor Estación Palomino (...)
- 3 Reacondicionamiento de Compresores (...)
- 4 Ampliación del SRT Red de Mamonal (...)

(...) la demanda esperada adicional que se estima para la refinería es transportada desde Ballena hasta Cartagena (punto de recibo por Reficar) y por tanto, se presenta la misma DEC y DEV en los tramos Ballena – La Mami, La Mami – Barranquilla, Barranquilla – Cartagena y SRT Mamonal.

Por otro lado, con respecto a las series de DEC y DEV, estas se han modificado con respecto a la información del expediente tarifario enviado inicialmente, lo que se presenta en los Anexos 1 y 2 de esta comunicación. Las modificaciones consisten principalmente a que por solicitud del cliente, se adelantó la entrada de los volúmenes de IAC del año 4 al 3 en el

---

<sup>10</sup> En la citada comunicación la CREG hizo expresa referencia a que la información que requería era la de los "contratos de transporte en firme vigentes."

Horizonte de Proyección y se incrementaron dichas cantidades de 58 a 65 MPCD en su etapa madura”

En el Anexo 49 se muestra la información de las nuevas demandas que menciona Promigas en la citada comunicación. Al compararlas con las que se presentan en el Anexo 14 se advierte que efectivamente Promigas hizo un ajuste que revela la información de demanda por la que preguntó Ecopetrol.

Adicionalmente, en el Anexo 50 se muestran las cifras actualizadas del total de demanda y desagregadas por tipo de agente. Se advierte que en la categoría de industria no regulada, en donde está la Refinería de Ecopetrol, hay una capacidad contratada de 90 KPCD en todo el Horizonte de Proyección.

### 3.3.2 Análisis de la CREG

En el Anexo 51 se presentan los valores totales de las demandas esperadas de capacidad y de volumen reportadas por Promigas. Esto es, el resultado de sumar las demandas esperadas asociadas a la inversión existente (Anexo 13) y las demandas asociadas a las inversiones en aumento de capacidad propuestas por la empresa (Anexo ). Estas últimas proyecciones fueron aportadas por Promigas mediante la comunicación con radicado CREG-E-2011-006418 y corresponden a una actualización de la información registrada en el Anexo 14 de este documento. Por su parte, en el Anexo 50 se presenta la información correspondiente a la capacidad contratada por tramo o grupo de gasoductos, desagregada por tipo de remitente, la cual fue declarada por Promigas en la citada comunicación CREG-E-2011-006418.

De esta información y de los análisis presentados previamente en este documento se resalta lo siguiente:

- i. Con base en lo dispuesto en la *metodología*, Promigas diferencia la demanda asociada a la infraestructura existente de aquella que considera está asociada a las inversiones en aumento de capacidad. Teniendo en cuenta lo anterior y las conclusiones de la sección 3.1.3, es necesario determinar cuáles demandas se deben utilizar para efectos del cálculo tarifario.

Como se indicó en la sección 3.1.3 de este documento, las demandas reportadas por la empresa llevan a concluir que no es necesario ampliar la capacidad del tramo Cartagena – Sincelejo durante el horizonte de proyección. Además, las demandas reportadas por la empresa llevan a concluir que no urge ampliar la capacidad de los tramos Ballena – La Mami y La Mami – Barranquilla durante el período tarifario t. En este sentido, las inversiones en aumento de capacidad presentados por Promigas para los tramos Ballena – La Mami y La Mami – Barranquilla no se tendrán en cuenta para efectos tarifarios.

No obstante lo anterior, se propone que para efectos tarifarios se consideren las demandas totales reportadas por Promigas. Esto es, la suma de las demandas asociadas a la inversión existente y las demandas asociadas a las inversiones en aumento de capacidad. Se debe observar que las demandas asociadas a las inversiones en aumento de capacidad también se utilizan para efectos del cálculo de los delta de cargos de que trata el anexo 6 de la *metodología*, en aquellos casos donde aplique.



Además, se debe tener en cuenta que las ampliaciones de capacidad permiten atender nueva demanda de capacidad y de volumen de remitentes que toman o planean tomar el gas de un punto de salida de la infraestructura existente. En este sentido, la ejecución o no de un proyecto de ampliación de capacidad puede tener efectos sobre la viabilidad de atender nueva demanda, pero no tiene efectos sobre la existencia de la misma<sup>11</sup>. En el caso objeto de análisis, la información reportada por Promigas indica que la capacidad existente permite atender la nueva demanda durante el período tarifario.

- ii. Al comparar las demandas esperadas de capacidad, presentadas en el Anexo 51, con las de las capacidades contratadas en firme, exhibidas en el Anexo 50, se observa que en los primeros años del horizonte de proyección las últimas son superiores a las primeras.

De lo anterior se considera pertinente revisar la diferencia entre la demanda esperada de capacidad y la capacidad contratada en firme para cada año del horizonte de proyección. Desde el punto de vista regulatorio la demanda esperada de capacidad debe ser por lo menos igual a la capacidad contratada en firme. Esto sugiere ajustar la demanda esperada de capacidad de tal manera que en dichos años la demanda esperada de capacidad sea igual a la capacidad contratada en firme.

- iii. La empresa no reportó información sobre las demandas asociadas a los gasoductos regionales. Es necesario determinar cuáles demandas se deben utilizar para efectos del cálculo tarifario.

La demanda asociada a los gasoductos regionales debe ser igual a la demanda total del sistema<sup>12</sup>. Esta demanda total se obtiene como la suma de las demandas de los tramos donde hay inyección de gas desde campos de producción.

De acuerdo con lo anterior, en el Anexo 52 se presentan las demandas que se propone considerar para los efectos tarifarios.

### 3.3.3 Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP

Como se indicó antes, en el auto de fecha 27 de octubre de 2010, la CREG decretó practicar una auditoría a la información reportada por Promigas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 relacionada con la capacidad máxima de mediano plazo (CMMP).

Mediante la comunicación E-2011-002090 (citada en la sección 1.2 de este documento), el auditor Delvasto & Echeverría Asociados presentó los resultados, los cuales, con excepción de la entrada por Ballena, coinciden con los reportados por Promigas.

---

<sup>11</sup> Esta situación difiere de la propia de una extensión del sistema de transporte. Con una extensión se busca llevar la red hasta un sitio cercano a donde un remitente potencial planea extraer el gas. Así, la demanda de capacidad y volumen por parte de ese remitente dependerá de la ejecución del proyecto de extensión.

<sup>12</sup> Los gasoductos regionales hacen parte de una estampilla la cual es un cargo que deben asumir todos los usuarios del sistema independientemente de la distancia que utilicen. Por tanto la demanda asociada a los gasoductos regionales es la demanda de todo el sistema.



En el caso de Ballena – La Mami Promigas reportó una CMMP de 480.000 KPCD y el auditor encontró que son 480.800 KPCD.

En el Anexo 53 se presentan los resultados de la auditoría.

### 3.3.4 Evaluación con el factor de utilización (FU)

En el literal e) del artículo 9 de la *metodología* se establece que "... no se admitirán Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el Factor de Utilización Normativo que se define en el numeral 9.1 de la presente Resolución". De acuerdo con el artículo 3 de la *metodología* el factor de utilización se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$FU_x = \frac{\sum_{\alpha}^e DMC - \sum_{\alpha-1}^{VUN} DEC}{\sum_{\alpha}^e CM + \sum_{\alpha-1}^{VUN} CME}$$

Donde:

$FU_x$ : Factor de Utilización para el tramo o grupo de gasoductos  $x$ .

$DMC$ : Demanda Máxima de Capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $\alpha$  y el Año  $e$ . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

$DEC$ : Demanda Esperada de Capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el Año  $e - 1$  y el Año  $VUN$ .

$CM$ : Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $\alpha$  y el Año  $e$ . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

$CME$ : Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $e - 1$  y el Año  $VUN$ , calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente Resolución.

$\alpha$ : Es el primer Año de la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos  $x$ . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o 'Loops', la variable  $\alpha$  corresponderá al primer Año de la Vida Útil Normativa de la última expansión.

$e$ : Es el último Año del Período Tarifario  $t - 1$ .

*VUN*: Es la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos <sup>x</sup>. En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o 'Loops', la variable *VUN* corresponderá a la Vida Útil Normativa de la última expansión.

En el siguiente cuadro se muestra el período para el cual debe realizarse el cálculo del factor de utilización, para cada tramo o grupo de gasoductos.

**Tabla 19. Período de cálculo para los factores de utilización en cada tramo o grupo de gasoductos**

	Período de cálculo del FU		
		-	
Ballena - La Mami	1998	-	2017
La Mami - Barranquilla	2003	-	2022
Barranquilla - Cartagena	2003	-	2022
Cartajena - Sincelejo	2008	-	2027
Sincelejo - Jobo	2001	-	2020
SRT Mamonal	1995	-	2014

De otro lado, las variables DEC y CME se construyeron a partir de los datos reportados en la solicitud tarifaria y evaluados por la CREG.

En la Tabla 20 se muestran los resultados del cálculo del factor de utilización por tramo o grupo de gasoductos, considerando que en los tramos Ballena – La Mami, La Mami – Barranquilla y Cartagena – Sincelejo no hay justificación suficiente para las inversiones en aumento de capacidad (ver sección 3.1.3).

**Tabla 20. Factores de utilización**

Tramos o grupo de gasoducto	Diámetro	FU	FU Normativo
Ballena - La Mami	20 - 24	0,90	0,50
La Mami - Barranquilla	20 - 24	0,87	0,50
Barranquilla - Cartagena	20	0,81	0,50
Cartajena - Sincelejo	10	0,83	0,40
Sincelejo - Jobo	10	0,92	0,40
SRT Mamonal	10	0,76	0,40

De acuerdo con los resultados indicados en la Tabla 20, los factores de utilización, en todos los casos, son superiores a los normativos, razón por la cual no es necesario hacer ajustes a las demandas.

Es pertinente advertir que para el grupo de gasoductos regionales Promigas no aportó en la solicitud las variables para hacer el cálculo del factor de utilización. No obstante, a partir de los resultados indicados, al tratarse los gasoductos regionales como un grupo, su factor de utilización debe resultar similar al de los tramos señalados en la Tabla 20.

Por último, respecto al tramo La Creciente – Sincelejo, al no contarse con la información necesaria, no se hizo la estimación del factor de utilización.



### **3.3.5 Tramos y grupos de gasoductos para efectos tarifarios**

Los tramos o grupo de gasoductos para efectos tarifarios son los siguientes:

1. Ballena – La Mami
2. La Mami – Barranquilla
3. Barranquilla – Cartagena
4. Cartagena – Sincelejo
5. Sincelejo – Jobo
6. La Creciente – Sincelejo
7. SRT Red de Mamonal
8. Gasoductos Regionales

## **4. CÁLCULO TARIFARIO**

De acuerdo con lo analizado y propuesto en la sección anterior, y al aplicar el método de cálculo previsto en la *metodología*, se obtienen los cargos que se indican en la Tabla 21 y la Tabla 22.

**Tabla 21. Parejas de cargos por tramo o grupo de gasoductos**

Tramo Ballena - La Mami							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	8,078	16,156	20,194	24,233	28,272	32,311
CV	0,220	0,176	0,132	0,110	0,088	0,066	0,044
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	34,330	36,349	37,157	37,965	38,773	39,580	40,388
CV	0,033	0,022	0,018	0,013	0,009	0,004	-
Tramo La Mami - Barranquilla							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	11,439	22,878	28,587	34,317	40,036	45,755
CV	0,281	0,233	0,175	0,146	0,116	0,087	0,058
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	48,615	51,475	52,619	53,763	54,906	56,050	57,194
CV	0,044	0,029	0,023	0,017	0,012	0,006	-
Tramo Barranquilla - Cartagena							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	6,772	13,545	16,931	20,317	23,703	27,090
CV	0,129	0,103	0,077	0,064	0,052	0,039	0,026
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	28,783	30,476	31,163	31,830	32,507	33,185	33,862
CV	0,019	0,019	0,010	0,008	0,005	0,003	-
Tramo Cartagena - Sincelejo							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	11,656	23,110	28,887	34,665	40,442	46,220
CV	0,188	0,150	0,113	0,094	0,075	0,056	0,038
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	49,106	51,997	53,153	54,308	55,463	56,619	57,774
CV	0,028	0,019	0,015	0,011	0,008	0,004	-
Tramo Sincelejo - Jobo							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	23,542	47,085	58,856	70,627	82,398	94,169
CV	0,398	0,318	0,239	0,189	0,159	0,119	0,080
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	100,055	106,940	108,285	110,649	113,003	115,357	117,711
CV	0,080	0,040	0,032	0,024	0,016	0,008	-
Tramo La Creciente - Sincelejo							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	16,656	33,312	41,639	49,967	58,295	66,623
CV	0,283	0,226	0,170	0,141	0,113	0,085	0,057
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	70,787	74,951	76,617	78,282	79,948	81,613	83,279
CV	0,042	0,028	0,023	0,017	0,011	0,006	-
Tramo SRT Mamonal							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	1,235	2,469	3,086	3,704	4,321	4,938
CV	0,022	0,017	0,013	0,011	0,009	0,007	0,004
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	5,247	5,568	5,679	5,803	5,926	6,050	6,173
CV	0,003	0,002	0,002	0,001	0,001	0,000	-
Gasoductos Ramales							
% [1]	20	40	50	60	70	80	
CF	-	3,710	7,421	9,278	11,131	12,986	14,842
CV	0,091	0,073	0,055	0,046	0,037	0,027	0,018
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	15,769	16,667	17,088	17,439	17,810	18,181	18,552
CV	0,014	0,009	0,007	0,005	0,004	0,002	-

CF. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por tpcd-año

CV. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por tpc

% [1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto

**Tabla 22. Cargos fijos de AOM por tramo o grupo de gasoductos**

	Cargo Fijo (Col. \$ dic. 31-2009/kpcd-año)
Ballena - La Mami	50.860
La Mami - Barranquilla	49.882
Barranquilla - Cartagena	76.721
Cartajena - Sincelejo	40.613
Sincelejo - Jobo	165.747
La Creciente - Sincelejo	21.619
Gasoductos Regionales	16.951
SRT Mamonal	8.826

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

De otra parte, en el anexo 6 de la *metodología* se establece que por cada proyecto de IAC se debe calcular la variable delta de cargos ( $\delta$ ).

Para calcular el delta de cargos es necesario determinar el valor de la inversión, la demanda y los gastos de AOM asociados a cada proyecto de IAC. En el análisis precedente se identificaron los valores eficientes tanto de inversión (Tabla 16) como de AOM (Anexo 35) para el proyecto de IAC. Con respecto a las demandas, en el Anexo 49 se exhiben las respectivas demandas de capacidad y volumen del proyecto de IAC.

En el caso del proyecto de 'loop' en el SRT Mamonal, se ajustó la demanda asociada al proyecto de IAC para los efectos de la estimación de la variable delta de cargos ( $\delta$ ). Esto se hizo de la siguiente manera:

- Se determinó la demanda asociada al proyecto de IAC como el producto entre la demanda eficiente del respectivo tramo y el cociente entre la capacidad asociada al proyecto IAC y la capacidad máxima de mediano plazo del respectivo tramo.
- Para efectos tarifarios se toma la menor demanda entre la reportada por la empresa y la determinada con el procedimiento descrito en el literal b anterior.

De acuerdo con lo anterior, y al aplicar el método de cálculo previsto en el anexo 6 de la *metodología* se obtienen los delta de cargos que se indican en la Tabla 23.

**Tabla 23. Delta de cargos**

	Delta cargos proyecto 'loop' en el tramo SRT Mamonal						
% [1]	-	20	40	50	60	70	80
CF	-	0,154	0,308	0,385	0,462	0,539	0,616
CV	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
% [1]	85	90	92	94	96	98	100
CF	0,655	0,693	0,709	0,724	0,740	0,755	0,771
CV	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-

**CF AOM = 0**

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpc

% [1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo

NOTA: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto

## 5. PROPUESTA A LA CREG

Con base en el anterior análisis se propone a la CREG adoptar los cargos indicados en la Tabla 21. , la Tabla 22 y la Tabla 23 de este documento, para el sistema de transporte de gas de Promigas.



## ANEXOS

### **Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 DE 2009**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el acto administrativo que se anexa al presente documento es una aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC**

**CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Promigas.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:**

---

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:**

---

**Bogotá, D.C.** \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010. Aprueba cargos aplicables al sistema de transporte de Promigas	
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		

1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		



2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		

4.0	CONCLUSIÓN FINAL		x	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010. Aprueba cargos aplicables al Sistema de transporte de Promigas. No tiene incidencia sobre la libre competencia.	
-----	------------------	--	---	---	--



## Anexo 2. Producer Price Index, PPI (serie WPSSOP3200)

UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR  
 **BUREAU OF LABOR STATISTICS**  
[Home](#) ▾ [Subject Areas](#) ▾ [Databases & Tools](#) ▾ [Publications](#) ▾ [Economic Releases](#) ▾ [Beta](#) ▾

### Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 1999 ▾ To: 2011 ▾

GO

include graphs

Data extracted on: July 22, 2011 (12:23:38 PM)

#### Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3200  
 Seasonally Adjusted  
 Group: Stage of processing  
 Item: Capital equipment  
 Base Date: 198200

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1999	137.6(R)	137.7(R)	137.6(R)	137.7(R)	137.7(R)	137.5(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.8(R)	137.9(R)	138.0(R)	
2000	138.2	138.3	138.4	138.5	138.8	138.8	139.0	139.0	139.3	139.1	139.4	139.5	
2001	139.8	139.3	139.6	139.8	139.7	139.8	140.2	140.1	140.2	139.3	139.4	139.6	
2002	139.4	139.5	139.4	139.3	139.2	139.3	138.8	138.7	139.0	139.2	139.0	138.8	
2003	139.0	139.0	139.8	139.1	139.2	139.3	139.4	139.7	139.6	140.0	140.0	139.9	
2004	140.2	139.9	140.4	140.6	141.0	141.6	141.4	141.9	142.1	142.6	142.8	143.3	
2005	143.7	143.7	144.1	144.5	144.9	144.6	145.1	145.1	145.3	145.2	145.0	145.0	
2006	145.5	146.0	146.3	146.6	146.9	147.1	146.4	147.1	147.5	146.9	148.3	148.3	
2007	148.6	149.1	149.1	149.3	149.4	149.5	149.8	149.8	149.9	150.1	150.6	150.5	
2008	151.1	151.7	151.8	152.6	153.0	153.2	154.1	154.7	155.3	156.5	156.5	157.0	
2009	157.0	157.0	157.0	157.0	156.7	157.2	156.9	157.4	157.1	156.5	157.0	157.0	
2010	157.2	157.1	157.2	157.3	157.6	157.6	157.9	158.1	158.2	157.5	157.4	157.6	
2011	158.1	158.5	158.8(P)	159.3(P)	159.6(P)	160.1(P)							

R : Revised

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.



## Anexo 2. Producer Price Index, PPI (serie WPUP0531)

UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR  
 **BUREAU OF LABOR STATISTICS**  
[Home](#) ▾ [Subject Areas](#) ▾ [Databases & Tools](#) ▾ [Publications](#) ▾ [Economic Releases](#) ▾ [Beta](#)

### Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 2001 ▾ To: 2011 ▾

GO

include graphs

Data extracted on: August 2, 2011 (11:58:11 AM)

#### Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPUP0531  
 Not Seasonally Adjusted  
 Group: Fuels and related products and power  
 Item: Natural gas  
 Base Date: 198200

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2001	393.8	262.3	215.8	220.6	203.6	153.4	121.1	120.9	93.0	72.9	114.0	90.5	171.8
2002	99.3	78.9	95.9	131.3	125.5	117.7	112.6	114.9	120.9	134.6	167.5	171.1	122.5
2003	193.5	216.5	330.1	201.9	211.2	237.4	219.4	195.4	202.4	184.1	181.2	200.6	214.5
2004	242.3	231.2	208.1	218.7	241.4	270.7	257.5	249.8	212.8	222.1	306.7	289.5	245.9
2005	252.4	253.2	257.4	298.2	278.2	260.5	296.0	316.0	417.3	492.7	486.4	416.0	335.4
2006	403.4	317.6	283.6	277.4	275.8	240.9	241.7	284.0	263.4	176.6	292.9	307.0	280.3
2007	241.7	295.5	298.1	288.4	301.9	304.7	274.0	241.3	216.8	248.6	282.3	292.1	273.8
2008	293.4	332.4	362.7	384.0	437.0	449.5	489.9	355.7	306.9	257.0	217.2	242.0	344.0
2009	229.4	175.9	146.8	138.7	135.6	140.2	151.5	147.8	123.3	154.0	181.5	195.1	160.0
2010	244.4	231.2	204.3	168.8	175.8	178.0	195.4	194.3	157.7	159.6	143.9	176.7	185.8
2011	179.6	183.0	163.3(P)	178.6(P)	182.6(P)	183.2(P)							

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.



### Anexo 3. Valores de las inversiones en gasoductos regionales reconocido en el periodo t-1 (Resolución CREG 070 de 2003)

Gasoductos regionales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	Inversión Existente (t-1) (USD de t-1)	Inversión Existente (t-1) (USD de 31 de diciembre de 2009) [1]
				<b>2.001.749</b>	<b>2.252.864</b>
<b>Ballena - La Mami</b>					
Regional Palomino	1993	2	0,6	25.175	28.333
Regional Camarones	1993	2	0,4	18.241	20.529
Regional Mingueo	1993	2	0,0	19.520	21.968
Regional Manaure-Uribia	1994	2	50,6	770.921	867.631
Regional Dibulla	1994	1	4,3	113.929	128.221
Riohacha - Maicao	1989	3	71,9	1.053.964	1.186.181
				<b>7.055.190</b>	<b>7.940.250</b>
<b>La Mami - Barranquilla</b>					
Puerto Colombia	1991	6,4,3	13,7	457.408	514.789
Rio Frio	1998	2	1,6	185.836	209.149
La Gran Via	1998	2	4,1	90.070	101.369
Orihueca	1998	2	4,3	243.632	274.196
Guacamayal	1998	2	7,5	230.222	259.102
Sevilla	1998	2	4,0	239.883	269.976
Pozos Colorados - Aracataca	1983	10	50,1	2.133.452	2.401.090
Ramales a Aracataca y Fund:	1995	10, 3, 2	69,6	2.175.821	2.448.774
Buenos Aires	1998	2	0,0	25.187	28.346
Gasoducto El Difícil - Barranq	1993	12	38,0	1.273.678	1.433.458

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

Gasoductos regionales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	Inversión Existente (t-1) (USD de t-1)	Inversión Existente (t-1) (USD de 31 de diciembre de 2009) [1]
				<b>4.532.156</b>	<b>5.100.706</b>
<b>Regionales Barranquilla - Cartagena</b>					
Regional a Polonuevo	1994	2	5,0	162.415	182.790
Puerto Giraldo - Suan [2]	1998	4,2	32,8	1.528.086	1.719.781
Ponedera	1998	2	0,8	41.665	46.891
Ramal a Candelaria	1998	2	4,9	150.050	168.873
Ramal a Santa Lucía	1998	2	8,2	325.507	366.341
Ramal a Carreto	1998	2	3,4	127.349	143.324
Usiacurí	1996	2	2,5	117.788	132.564
Ramal a Campeche	1998	2	3,7	170.446	191.828
Ramal a Arroyo de Piedra	1997	2	0,0	55.991	63.015
Caracolí	1997	2	0,7	50.567	56.910
Clemencia	1997	2	2,2	173.181	194.906
Ramal a Isabel López	1997	2	0,0	49.077	55.234
Ramal a Pendales	1997	2	0,7	75.953	85.481
Ramal a Molinero	1997	2	0,0	51.625	58.101
Santa Catalina	1997	2	2,2	133.258	149.975
Santa Rosa	1997	2	4,0	153.501	172.758
Repelón	1998	2	11,8	469.705	528.629
Isabel López - Sabanalarga	1982	3	9,1	13.371	15.049
Baranóa	1989	2	0,2	17.648	19.662
Galapa	1990	2	8,5	200.683	225.858
Lunaco	1990	2	0,0	39.847	44.845
Turbaco - Arjona	1991	4,3	19,0	424.444	477.690

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

[2] Incluye los ramales a Puerto Giraldo, Bohórquez, Campo de la Cruz y Suan

Gasoductos regionales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	Inversión Existente (t-1) (USD de t-1)	Inversión Existente (t-1) (USD de 31 de diciembre de 2009) [1]
				<b>14.588.051</b>	<b>16.418.093</b>
<b>Cartagena Sincelejo</b>					
Guepajé-Magangué	1994	4	28,9	1.028.579	1.157.612
Magangué - Cicuco	1998	6	27,6	2.483.007	2.794.495
Cicuco - Monpox	1994	2	31,6	1.006.348	1.132.592
Guepajé - Sincé - Corozal	1993	8	45,0	2.668.522	3.003.283
Regional San Pedro (Promiga)	1993	2	5,1	31.319	35.248
Ramal a San Pedro	1993	2	5,1	172.983	194.683
Regional Ramal Sincé	1994	2	0,1	39.926	44.934
Ramal Magangué	1994	4	7,9	54.950	61.843
San Onofre	1991	2	7,5	85.961	96.745
Turbana	1997	2	2,7	172.619	194.274
María La Baja	1998	2	13,6	565.781	636.757
Regional a Tolú	1993	2	15,8	453.470	510.357
Regional a Tolú - Viejo	1993	2	1,3	124.791	140.446
Corozal - San Juan Nep.[3]		6,4,3,2	83,1	4.452.281	5.010.811
Ramal a Buenavista	1994	2	2,2	60.199	67.751
Ramal a Juan Arias	1994	2	1,2	43.302	48.734
Ramal a Camilo Torres	1994	2	2,5	73.424	82.634
Ramal a El Limón - Cicuco	1997	2	0,1	5.765	6.488
Ramal a Talaiga Nuevo	1997	2	2,2	18.601	20.935
Ramal a Betulia	1997	2	0,0	60.927	68.571
Corozal		8,6,2	15,7	985.297	1.108.901

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

[3] Incluye los ramales a Morroa, Ovejas, San Jacinto y Carmen de Bolívar

Gasoducto regional	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	Inversión Existente (t-1) (USD de t-1)	Inversión Existente (t-1) (USD de 31 de diciembre de 2009) [1]
				<b>7.074.382</b>	<b>7.981.850</b>
<b>Sincelejo - Jobo</b>					
Sahagún - Montería	1990	10	62,0	1.752.386	1.972.219
Cereté	1990	2	2,3	64.865	73.002
Ciénaga de Oro	1990	2	0,8	27.288	30.689
Chinú	1990	2	1,8	81.412	91.625
Montelibano	1992	2	16,0	670.229	754.308
Sampues	1990	3	3,2	83.879	94.401
San Marcos	1993	2	10,2	569.116	640.510
Chinú - Lórica [4]		6, 4, 2	55,9	2.515.543	2.831.113
Planeta Rica	1994	3	20,4	636.616	716.479
Pueblo Nuevo	1998	2	10,1	417.135	469.464
Ramal El Jobo - El Llano	1976	6	17,0	255.933	288.040

Fuente: Resolución CREG 070 de 2003 y Cálculos CREG

[4] Incluye los ramales a San Andrés de Sotavento, Chimá, Momil y Purísima.

### Anexo 4. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, clasificado por Promigas como 'Administrativo'

Tramo	Nombre del Proyecto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	USD diciembre 2009
	<b>Total</b>	<b>4.732.904</b>	<b>1.497.054</b>	<b>2.590.117</b>	<b>1.721.712</b>	<b>2.683.426</b>	<b>13.225.213</b>
1 - Ballena - La Mami	Software y Desarrollos	682.399	220.426	487.355	264.172	238.121	1.872.473
	Hardware y Aplicaciones	170.879	96.537	75.875	78.267	188.774	610.131
	Maquinaria y Equipos	62.014	37.013	69.400	40.483	109.883	318.794
	Equipos de Transporte	200.219	0	0	24.174	97.715	322.109
	Muebles y Equipos de Oficina	3.577	0	0	0	0	3.577
2 - La Mami - Barranquilla	Software y Desarrollos	1.079.876	348.818	739.575	418.045	376.819	2.963.131
	Hardware y Aplicaciones	270.410	152.767	119.753	123.854	298.729	965.513
	Maquinaria y Equipos	98.136	58.572	109.823	64.063	173.887	504.481
	Equipos de Transporte	316.841	0	0	38.255	154.631	509.727
	Muebles y Equipos de Oficina	5.660	0	0	0	0	5.660
3 - Barranquilla - Cartagena	Software y Desarrollos	279.848	90.331	191.523	108.258	97.582	767.343
	Hardware y Aplicaciones	70.026	39.561	31.012	32.074	77.360	250.033
	Maquinaria y Equipos	25.414	15.168	28.440	18.590	45.030	130.642
	Equipos de Transporte	82.050	0	0	9.907	40.044	132.001
	Muebles y Equipos de Oficina	1.466	0	0	0	0	1.466
SRT - Mamonal	Software y Desarrollos	28.979	9.361	19.847	11.218	10.112	79.517
	Hardware y Aplicaciones	7.257	4.100	3.214	3.324	8.016	25.910
	Maquinaria y Equipos	2.634	1.572	2.947	1.719	4.666	13.538
	Equipos de Transporte	8.503	0	0	1.027	4.150	13.679
	Muebles y Equipos de Oficina	152	0	0	0	0	152
4 - Cartagena - Sincelejo	Software y Desarrollos	322.018	104.017	220.541	124.661	112.367	883.605
	Hardware y Aplicaciones	80.636	45.555	35.710	36.933	89.081	287.916
	Maquinaria y Equipos	29.264	17.466	32.749	19.104	51.853	150.436
	Equipos de Transporte	94.482	0	0	11.408	46.111	152.000
	Muebles y Equipos de Oficina	1.688	0	0	0	0	1.688
5 - Sincelejo - Jobo	Software y Desarrollos	96.357	31.125	65.992	37.302	33.623	264.399
	Hardware y Aplicaciones	24.129	13.631	10.688	11.051	26.855	86.152
	Maquinaria y Equipos	8.757	5.226	9.799	6.716	15.516	45.015
	Equipos de Transporte	28.272	0	0	3.413	13.798	45.483
	Muebles y Equipos de Oficina	505	0	0	0	0	505
Regionales	Software y Desarrollos	396.758	128.159	271.728	153.594	138.447	1.088.687
	Hardware y Aplicaciones	99.352	56.128	43.999	45.505	109.756	354.740
	Maquinaria y Equipos	38.058	21.520	40.350	23.538	63.888	185.352
	Equipos de Transporte	116.411	0	0	14.055	56.813	187.279
	Muebles y Equipos de Oficina	2.080	0	0	0	0	2.080

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### Anexo 4. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, clasificado por Promigas como 'Operativo'

Tramo	Tramo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	USD diciembre 2009
	<b>Total</b>	<b>4.972.009</b>	<b>721.936</b>	<b>337.087</b>	<b>547.166</b>	<b>225.406</b>	<b>6.803.604</b>
1 - Ballena - La Mami	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
	Sistemas de medición (Control de pérdidas de gas)				250.000		250.000
	Actualización tecnológica Sistemas de Información					20.000	20.000
	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	43.121					43.121
	Renovación Tecnológica sistemas de medición			61.155			61.155
	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up		20.000			15.000	35.000
	GIS-Corporativo	135.993	40.113				176.106
	Automatización Gasoducto Troncal	1.136.762					1.136.762
	Centro de Control Alterno	7.827		32.956	49.434		90.216
2 - La Mami - Barranquilla	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
	Actualización tecnológica Sistemas de Información					20.000	20.000
	Automatización Km 0 Regionales		105.000				105.000
	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	43.121					43.121
	Renovación Tecnológica sistemas de medición			61.155			61.155
	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up		20.000			15.000	35.000
	GIS-Corporativo	135.993	40.113				176.106
	Automatización Gasoducto Troncal	378.921					378.921
	Centro de Control Alterno	7.827		32.956	49.434		90.216
3 - Barranquilla - Cartagena	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
	Actualización tecnológica Sistemas de Información					20.000	20.000
	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	43.121					43.121
	Renovación Tecnológica sistemas de medición	4.782	85.616				90.398
	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up		20.000			15.000	35.000
	GIS-Corporativo	135.993	40.113				176.106
		Automatización Gasoducto Troncal	270.658				
	Centro de Control Alterno	7.827		32.956	49.434		90.216
SRT - Mamonal	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Automatización Válvula Estación Mamonal	108.754					108.754
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
4 - Cartagena - Sincelejo	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
	Medición de calidad de gas Cartagena	498.023					498.023
	Medición de calidad de gas Sincelejo	379.260					379.260
	Actualización tecnológica Sistemas de Información					20.000	20.000
	Automatización Km 0 Regionales		35.000				35.000
	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	43.121					43.121
	Renovación Tecnológica sistemas de medición	159.683					159.683
	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up		20.000			15.000	35.000
	GIS-Corporativo	135.993	40.113				176.106
	Automatización Gasoducto Troncal	541.315					541.315
	Centro de Control Alterno	7.827		32.956	49.434		90.216
5 - Sincelejo - Jobo	Mejoras Sistema SCADA	24.322					24.322
	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	8.333	16.600	8.333	8.333	8.401	50.000
	Actualización tecnológica Sistemas de Información					20.000	20.000
	Automatización Km 0 Regionales		35.000				35.000
	Adecuación City Gate El Cortijo Montería	116.559					116.559
	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	43.121					43.121
	Renovación Tecnológica sistemas de medición	30.129		61.155			91.284
	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up		20.000			15.000	35.000
	GIS-Corporativo	135.993	40.113				176.106
		Automatización Gasoducto Troncal	216.526				
	Centro de Control Alterno	7.827		32.956	49.434		90.216

Fuente: Promigas, E-2010-009023

### Anexo 4. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, clasificado por Promigas como 'Mantenimiento'

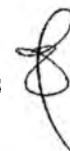
Tramo	Nombre del Proyecto PNT	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Total		<b>68.816.984</b>	<b>41.710.864</b>	<b>30.872.690</b>	<b>9.179.357</b>	<b>539.838</b>	<b>140.319.443</b>
USD diciembre 2009							
1- Ballena - La Mami	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	3.580.290	2.164.687	2.729.323	3.080.516	-	11.554.816
	Reacondicionamiento generador CAT 1 Palomino	57.874	-	-	-	-	57.874
	Cambio estación enfriador gas estación compresora Palomino	1.238.383	-	-	-	-	1.238.383
	Profundizar tuberías línea 20AA y 20 EE	1.467.545	-	-	-	-	1.467.545
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	-	-	-	-	63.044
	Cambio de válvulas seccionadoras	-	742.533	285.612	265.612	-	1.273.757
	Compresor stand by Palomino	13.420.710	5.541.483	-	-	-	18.962.193
	Plantas eléctricas	2.426.538	-	-	-	-	2.426.538
Reacondicionamiento compresor Palomino	-	-	-	1.431.833	-	1.431.833	
2- La Mami - Barranquilla	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	1.164.491	920.513	1.688.491	1.167.867	-	4.921.361
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	-	-	-	-	63.044
	Compresor stand by Caracolí	13.831.753	5.258.485	-	-	-	19.090.238
	Cambio de válvulas seccionadoras	-	990.044	354.149	354.149	-	1.698.343
	Variantes para aumento de presión gasoducto troncal	5.533.143	7.124.526	817.887	-	-	13.275.556
Cruce subfluvial 24" Río Magdalena	1.453.904	3.987.732	10.205.070	-	-	15.646.707	
3- Barranquilla - Cartagena	Adecuación gasoducto Heroica - Mamonal (TGI)	7.467	520.357	249.483	-	-	777.306
	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	1.415.196	1.298.812	1.376.741	-	-	4.090.748
	Variante Cartagena 20" 9 KM	57.311	3.681.216	5.235.254	-	-	8.973.780
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	-	-	-	-	63.044
	Cambio de válvulas seccionadoras	-	990.044	354.149	354.149	-	1.698.343
	Servidumbre gasoducto La Heroica Mamonal	-	48.792	-	-	-	48.792
	Construcción by-pass para válvula de seccionamiento Sideboycá	22.857	-	-	-	-	22.857
	Profundización tramos aéreos srt mamonal: Abocol (líneas de 8" y 10")	160.423	-	-	-	-	160.423
	Variante tramo Alunes - Corelca	274.962	280.751	773.768	-	-	1.329.481
	Servidumbre gasoducto Alunes - Corelca	-	21.394	-	-	-	21.394
Profundización tramos aéreos de arroyo Casimiro, boxcovert tnp y dexton del SRT mamonal	-	171.214	-	171.214	171.214	513.641	
4- Cartagena - Sincelejo	Adecuación gasoducto Ballena-Cartagena-Jobo	2.270.490	-	-	-	-	2.270.490
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	-	-	-	-	63.044
	Cambio de válvulas seccionadoras	-	495.022	177.075	177.075	-	849.172
5- Sincelejo - Jobo	Reacondicionamiento de la unidad compresora 1 estación Sahagún	-	-	191.848	-	-	191.848
	Reacondicionamiento de la unidad compresora 2 estación Sahagún	-	-	-	-	268.457	268.457
	Cambio de válvulas seccionadoras	-	247.511	88.537	88.537	-	424.585
	Adecuación gasoducto Ballena-Cartagena-Jobo	2.605.539	3.079.718	3.264.501	1.685.108	-	10.634.866
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	-	-	-	-	63.044
	Variante Sincelejo	1.537.674	2.636.164	22.971	-	-	4.196.809
	Válvulas reguladoras Sincelejo	48.918	-	-	-	-	48.918
Profundización gasoducto troncal por doble calzada consorcio autopista La Sabana (INVIAS)	269.050	-	-	-	-	269.050	
Regionales	Adecuación del gasoducto regional Riohacha - Maicao (TGI)	529.185	349.140	281.769	-	-	1.160.094
	adecuación de estaciones k0 y city gates a la norma ntc 3949 (palomino, uribia, manure (km0 y city gate), camarones, dibulla)	88.053	-	-	-	-	88.053
	adecuación de estaciones k0 y city gates a la norma ntc 3949 (aracataca, buenos aires, fundación, gran vía orihueca y sevilla)	176.971	78.794	-	-	-	255.765
	adecuación del gasoducto regional sabanalarga (tgi)	804.001	-	-	-	-	804.001
	reemplazo de válvula de globo del by-pass de regulación en las estaciones de santa catalina, ma. la baja, santa rosa, turhana y san onofre.	136.238	60.974	-	-	-	197.212
	adecuación del gasoducto regional san pedro (tgi)	9.732	-	-	-	-	9.732
	adecuación del gasoducto regional guepajé - since - corozal (tgi)	508.723	-	214.178	214.178	-	938.079
	Instalación de válvulas reguladoras en by pass de regulación en las estaciones de cienaga de oro, chinu, camen de boívar, san andrés, momil, pueblo nuevo, chima, ovejas, lalaigua nuevo, mompox, elcucu, buena vista y buenos aires.	39.824	41.605	43.684	45.870	30.580	201.363
	adecuación de la estación city gate sampués acorde con la norma ntc-3949	28.933	-	-	-	-	28.933
	adecuación del gasoducto jobo-el llano (tgi)	296.935	-	63.980	94.310	-	455.225
	variante gasoducto jobo-el llano	250.985	277.436	749.011	-	-	1.277.431
	rediseño km.0 pueblo nuevo	-	-	46.472	-	-	46.472
	rediseño km.0 planeta rica	-	-	-	48.918	-	48.918
	rediseño km.0 montelibano	-	41.580	-	-	-	41.580
	servidumbre gasoducto jobo - el llano	-	-	90.926	-	-	90.926
	servidumbre gasoducto guepajé - since - corozal	-	-	103.495	-	-	103.495
	servidumbre gasoducto san pedro	-	-	22.095	-	-	22.095
	servidumbre gasoducto riohacha - maicao	-	-	259.709	-	-	259.709
	servidumbre gasoducto pozos colorados - aracataca	-	-	241.393	-	-	241.393
	servidumbre gasoducto isabel López - sabanalarga	-	-	48.939	-	-	48.939
	Adecuación regionales gasoducto Ballena-Cartagena-Jobo	433.569	664.160	332.080	-	69.587	1,499.396
	Variante gasoducto Barú por construcción carretera Isla de Barú (INVIAS)	410.913	-	-	-	-	410.913
	Reubicación gasoducto El Morro por ampliación vía al mar (INVIAS)	207.580	-	-	-	-	207.580
Reubicación gasoducto Tubará por ampliación vía al mar (INVIAS)	258.877	-	-	-	-	258.877	
Reubicación gasoducto Juan de Acosta - Santa Verónica por ampliación vía al mar (INVIAS)	203.010	-	-	-	-	203.010	
Reubicación gasoducto San Mateo - Sincelejo por doble calzada consorcio autopista la Sabana (INVIAS)	1.467.545	-	-	-	-	1.467.545	
Reubicación gasoducto Checho por doble calzada consorcio autopista la Sabana (INVIAS)	9.784	-	-	-	-	9.784	

Fuente: Promigas, F-2010-009023

**Anexo 5. Gastos registrados en la contabilidad, AOMg, declarados por Promigas**

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. \$ de diciembre de 2009)								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Total</b>	<b>72.818.667.138</b>	<b>88.978.466.322</b>	<b>87.075.817.448</b>	<b>82.046.236.754</b>	<b>90.836.910.939</b>	<b>90.659.262.466</b>	<b>100.572.113.637</b>	<b>111.681.480.777</b>	<b>106.466.760.209</b>
Ballena - La Mami	16.391.412.411	16.960.795.841	19.514.150.542	20.219.827.574	18.424.739.046	19.732.137.970	24.281.304.899	26.228.247.445	26.156.589.460
La Mami - Barranquilla	20.704.274.540	22.684.996.627	19.732.131.791	24.840.682.862	28.349.281.731	25.938.814.347	30.140.424.091	28.393.046.523	30.014.967.900
Barranquilla - Cartagena	16.704.673.440	23.304.587.581	16.783.084.254	14.192.820.745	17.465.318.029	19.770.539.857	17.890.154.103	23.106.931.421	25.161.925.146
Cartagena - Sincelejo	3.235.240.769	3.615.012.170	4.038.091.387	3.119.611.388	2.595.312.640	2.452.955.825	2.997.872.034	3.368.022.864	2.235.082.033
Sincelejo - Jobo	1.672.057.973	2.663.483.610	5.555.000.080	5.382.310.358	6.684.712.814	7.449.327.559	9.527.599.960	13.748.515.401	7.500.198.356
Gasoductos Regionales	12.428.935.954	17.506.731.138	20.871.831.414	13.688.150.866	15.686.637.316	14.802.095.209	15.101.796.005	15.027.324.556	14.759.495.615
SRT Mamonal	1.682.072.062	2.132.839.153	581.528.000	591.832.972	849.909.362	453.391.889	632.962.444	811.393.588	647.490.699

Fuente: Promigas. E-2010-009023



**Anexo 6. Conceptos a excluir de los gastos AOMg, declarados por Promigas**

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. \$ de diciembre de 2009)								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Total</b>	<b>14.779.663.309</b>	<b>22.729.416.041</b>	<b>22.644.211.599</b>	<b>17.967.089.602</b>	<b>17.343.346.268</b>	<b>18.971.876.819</b>	<b>26.198.516.644</b>	<b>30.021.659.231</b>	<b>22.284.634.796</b>
Ballena - La Mami	3.788.146.816	4.683.631.249	5.477.716.865	4.960.630.911	3.892.097.119	4.369.714.937	6.374.706.780	7.238.369.021	5.759.919.883
La Mami - Barranquilla	3.715.224.249	5.474.636.768	4.945.277.901	5.106.068.231	5.389.425.815	5.261.124.209	7.410.474.272	7.829.809.313	6.145.500.861
Barranquilla - Cartagena	2.897.526.319	5.572.580.234	3.869.141.163	2.633.643.052	2.889.251.610	3.767.190.911	4.195.472.326	5.928.546.588	4.925.366.292
Cartagena - Sincelajo	797.883.470	993.809.452	1.346.842.258	889.966.276	898.056.126	707.386.073	847.185.702	1.020.407.953	644.959.297
Sincelajo - Jobo	948.859.628	1.307.557.048	2.149.221.656	1.740.826.545	1.757.472.001	1.970.264.165	2.687.389.088	3.941.934.946	1.792.185.516
Gasoductos Regionales	2.230.277.818	4.186.198.177	4.724.381.697	2.526.707.626	2.577.228.871	2.810.142.201	3.533.201.200	3.864.660.724	2.889.981.134
SRT Mamonal	301.835.008	510.003.113	131.630.051	109.246.961	139.813.727	86.075.322	148.087.265	208.130.656	126.761.833

Fuente: Promigas, E-2010-008023

**Anexo 7. AOM asociado al PNI del período tarifario t, reportado por Promigas**

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>Total</b>	<b>1.224.112</b>	<b>1.224.112</b>	<b>1.907.966</b>	<b>2.179.120</b>						
Ballena La Mami	-	-	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
Estacion Compresora Palomino (Stand By)	-	-	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
La Mami Barranquilla	-	-	369.042	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197
Loop Cruce Subfluvial Rio Magdalena	-	-	54.231	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385
Estacion Compresora Caracolí (Stand By)	-	-	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
Barranquilla Cartagena	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Heroica-Mamonal (*)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Cartagena Sincelajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelajo Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>
Riohacha-Maicao (*)	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860
Puente del Doctor-Tucurínca (*)	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997
Sabanalarga (*)	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678
San Pedro (*)	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972
Guepaje-Since-Coroza (*)	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870
Jobo-El Llano (*)	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480
Red Mamonal	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255
Atunes-Coraica (*)	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255

Fuente: Promigas, E-2010-009023

(\*) Gasoductos propiedad de Ecogas al momento de la expedición de la Resolución CREG 001 de 2000.

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
<b>Total</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>	<b>2.179.120</b>
Ballena La Mami	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
Estacion Compresora Palomino (Stand By)	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
La Mami Barranquilla	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197	640.197
Loop Cruce Subfluvial Rio Magdalena	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385	325.385
Estacion Compresora Caracolí (Stand By)	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811	314.811
Barranquilla Cartagena	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Heroica-Mamonal (*)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Cartagena Sincelajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sincelajo Jobo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>	<b>1.110.857</b>
Riohacha-Maicao (*)	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860	280.860
Puente del Doctor-Tucurínca (*)	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997	218.997
Sabanalarga (*)	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678	59.678
San Pedro (*)	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972	29.972
Guepaje-Since-Coroza (*)	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870	339.870
Jobo-El Llano (*)	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480	181.480
Red Mamonal	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255
Atunes-Coraica (*)	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255	58.255

Fuente: Promigas, E-2010-009023

(\*) Gasoductos propiedad de Ecogas al momento de la expedición de la Resolución CREG 001 de 2000.

### Anexo 8. AOM asociado a los 'loops' de las IAC del período tarifario t, reportado por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Total	-	-	95.079	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398
Ballena La Mami	-	-	-	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835
Loop Palomino - La Mami	-	-	-	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835
La Mami Barranquilla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranquilla Cartagena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartagena Sincelejo	-	-	61.480	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765
Loop Mamonal - Sincelejo	-	-	61.480	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765
Sincelejo Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoductos Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Mamonal	-	-	33.599	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796
Loop SRT Mamonal	-	-	33.599	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796

Fuente: Promigas, E-2010-009023

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Total	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398	1.091.398
Ballena La Mami	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835
Loop Palomino - La Mami	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835	252.835
La Mami Barranquilla	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranquilla Cartagena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartagena Sincelejo	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765	737.765
Sincelejo Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoductos Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Mamonal	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796
Loop SRT Mamonal	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796	100.796

Fuente: Promigas, E-2010-009023

**Anexo 9. AOM asociado a gastos de compresión, reportado por Promigas**

Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)

	Estación Palomino		Estación Caracoli		Estación La Heroica		Estación Sahagún		Total
	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	
Año 1	769.856	-	443.814	-	211.285	-	395.411	-	1.820.367
Año 2	776.921	-	443.814	-	211.371	-	395.755	-	1.827.861
Año 3	1.507.047	-	451.146	-	212.745	-	401.251	-	2.572.189
Año 4	709.736	363.045	475.649	-	213.476	-	404.172	-	2.166.077
Año 5	1.283.104	649.729	485.559	-	214.206	-	407.092	-	3.039.690
Año 6	2.743.860	1.380.107	713.715	-	215.032	-	410.396	-	5.463.110
Año 7	2.801.792	1.409.073	1.507.284	-	215.666	-	412.932	-	6.346.747
Año 8	1.231.449	623.901	877.618	-	216.396	-	415.853	-	3.365.216
Año 9	730.442	373.398	533.444	-	217.126	-	418.773	-	2.273.182
Año 10	703.499	359.926	544.849	-	217.228	-	419.181	-	2.244.683
Año 11	1.511.441	763.897	606.770	-	217.126	-	418.773	-	3.518.007
Año 12	1.181.710	599.032	854.925	-	217.856	-	421.693	-	3.275.216
Año 13	3.141.301	1.578.828	2.725.802	-	217.856	-	421.693	-	8.085.480
Año 14	5.555.215	2.785.784	3.764.240	-	217.960	-	422.109	-	12.745.309
Año 15	2.719.660	1.368.007	1.441.389	-	218.586	-	424.614	-	6.172.256
Año 16	3.695.036	1.855.695	2.053.788	-	218.586	-	424.614	-	8.247.719
Año 17	5.346.541	2.681.448	3.286.531	-	218.586	-	424.614	-	11.957.719
Año 18	7.013.453	3.514.904	4.994.890	-	218.692	-	425.038	-	16.166.976
Año 19	4.266.643	2.141.499	3.000.255	-	218.586	-	424.614	-	10.051.597
Año 20	6.481.066	3.248.710	4.720.904	-	218.586	-	424.614	-	15.093.880

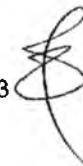
Fuente: Promigas, E-2010-009023

**Anexo 10. AOM de corridas con raspador inteligente, reportado por Promigas**

Col miles \$ de diciembre de 2009

	Ballena - La Mami		La Mami - Barranquilla		Barranquilla - Cartagena		Cartagena - Sincelejo		Sincelejo - Jobo	Gasoductos regionales
	IE	IAC	IE	PNI	IE	PNI	IE	IAC	IE	IE
Año 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 3	181.622	-	320.358	-	64.965	4.713	80.064	-	45.873	29.532
Año 4	1.457.058	-	2.802.228	-	504.656	36.610	935.818	-	536.178	345.179
Año 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 10	181.622	-	320.358	-	64.965	4.713	80.064	96.077	45.873	29.532
Año 11	1.457.058	25.931	2.802.228	5.943	504.656	36.610	935.818	1.122.982	536.178	345.179
Año 12	-	245.260	-	56.205	-	-	-	-	-	-
Año 13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 17	181.622	-	320.358	-	64.965	4.713	80.064	96.077	45.873	29.532
Año 18	1.457.058	25.931	2.802.228	5.943	504.656	36.610	935.818	1.122.982	536.178	345.179
Año 19	-	245.260	-	56.205	-	-	-	-	-	-
Año 20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Promigas, E-2010-009023



### Anexo 11. Cantidades en MBTU de gas de empaquetamiento, reportadas por Promigas

Horizonte	MBTU											
	Ballena - La Mami		La Mami - Barranquilla		Barranquilla - Cartagena		Cartagena - Sincelajo		Sincelajo - Jobo		SRT Mamonal	
	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC
Año 1	103.914	-	149.623	-	31.609	-	13.796	-	7.019	-	307	-
Año 2	103.914	-	149.623	-	31.609	-	13.796	-	7.019	-	307	-
Año 3	103.914	-	149.623	-	31.609	-	13.796	-	7.019	-	307	-
Año 4	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 5	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 6	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 7	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 8	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 9	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 10	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 11	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 12	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 13	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 14	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 15	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 16	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 17	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 18	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 19	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405
Año 20	103.914	15.900	149.623	-	31.609	-	13.796	12.200	7.019	-	307	405

Fuente: Promigas, E-2010-009023

## Anexo 12. AOM asociados a terrenos e inmuebles, reportado por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>Total</b>	<b>6.046.289</b>	<b>6.196.708</b>	<b>6.288.308</b>	<b>6.392.288</b>	<b>6.562.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>
<b>Ballena La Mami</b>	<b>1.318.723</b>	<b>1.351.903</b>	<b>1.374.314</b>	<b>1.394.939</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>
Inversión Existente	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492
PNI	69.231	102.410	124.821	145.447	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588
<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>1.472.452</b>	<b>1.516.018</b>	<b>1.543.769</b>	<b>1.569.942</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>
Inversión Existente	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636
PNI	88.816	131.382	160.133	186.306	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956
<b>Barranquilla Cartagena</b>	<b>1.756.477</b>	<b>1.788.916</b>	<b>1.810.827</b>	<b>1.831.015</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>
Inversión Existente	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792
PNI	67.685	100.124	122.035	142.223	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613
<b>Cartagena Sincelajo</b>	<b>303.266</b>	<b>308.025</b>	<b>311.240</b>	<b>315.068</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>
Inversión Existente	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335
PNI	9.931	14.690	17.905	21.734	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080
<b>Sincelajo Jobo</b>	<b>294.063</b>	<b>303.492</b>	<b>309.861</b>	<b>316.460</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>
Inversión Existente	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388
PNI	19.675	29.104	35.473	42.062	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>850.388</b>	<b>878.802</b>	<b>894.642</b>	<b>910.253</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>
Inversión Existente	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277
PNI	55.112	81.525	99.366	114.976	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737
<b>Red Mamonal</b>	<b>50.919</b>	<b>52.552</b>	<b>53.655</b>	<b>54.620</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>
Inversión Existente	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513
PNI	3.407	5.040	6.142	7.107	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762

Fuente: Promigas, E-2010-009023

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
<b>Total</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>	<b>6.552.308</b>
<b>Ballena La Mami</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>	<b>1.430.080</b>
Inversión Existente	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492	1.249.492
PNI	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588	180.588
<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>	<b>1.614.593</b>
Inversión Existente	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636	1.383.636
PNI	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956	230.956
<b>Barranquilla Cartagena</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>	<b>1.865.405</b>
Inversión Existente	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792	1.688.792
PNI	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613	176.613
<b>Cartagena Sincelajo</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>	<b>321.415</b>
Inversión Existente	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335	293.335
PNI	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080	28.080
<b>Sincelajo Jobo</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>	<b>327.528</b>
Inversión Existente	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388	274.388
PNI	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139	53.139
<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>	<b>937.014</b>
Inversión Existente	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277	795.277
PNI	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737	141.737
<b>Red Mamonal</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>	<b>56.274</b>
Inversión Existente	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513	47.513
PNI	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762	8.762

Fuente: Promigas, E-2010-009023

**Anexo 13. Demanda esperada de capacidad, DEC, reportada por Promigas**

Tramo o grupo de gasoductos	(KPCD)									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Ballena - La Mami	395.950	304.075	304.450	279.177	298.108	412.886	455.888	370.884	279.783	271.205
La Mami - Barranquilla	377.587	347.164	347.891	322.213	328.438	456.292	499.454	414.070	322.793	314.342
Barranquilla - Cartagena	128.903	132.787	148.294	117.903	118.546	142.061	214.502	147.896	121.831	123.060
Cartajena - Sincelejo	85.007	85.311	85.663	70.898	71.225	71.504	71.952	72.344	72.960	73.609
Sincelejo - Jobo	23.636	23.866	24.154	24.300	24.553	24.746	25.065	25.380	25.848	26.343
Gasoductos Regionales [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	66.174	68.742	70.881	68.386	68.603	82.855	82.945	77.887	69.749	70.111
Estampilla	404.850	371.625	370.300	370.377	370.303	495.886	536.288	459.964	387.783	359.205

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

Tramo o grupo de gasoductos	(KPCD)									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Ballena - La Mami	334.744	387.131	456.831	468.546	391.772	372.222	422.504	433.844	421.540	438.725
La Mami - Barranquilla	377.732	410.029	600.287	512.168	435.053	415.610	466.951	477.081	464.761	481.921
Barranquilla - Cartagena	126.545	144.822	204.085	218.938	151.355	150.351	180.430	162.288	158.311	163.883
Cartajena - Sincelejo	74.182	75.013	75.884	76.741	77.446	78.112	78.975	79.791	80.394	80.605
Sincelejo - Jobo	28.765	27.450	28.170	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800
Gasoductos Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	72.527	77.891	85.148	110.200	80.098	78.042	87.875	87.249	84.559	87.852
Estampilla	422.744	457.131	537.831	548.546	474.772	455.222	504.504	516.844	504.540	521.725

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

### Anexo 13. Demanda Esperada de Volumen, DEV, reportada por Promigas (Continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	(KPC)									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Ballena - La Mami	62.633.300	66.148.290	72.900.401	61.464.243	67.414.783	77.769.634	81.883.616	68.517.043	65.129.534	66.036.211
La Mami - Barranquilla	78.606.768	82.169.450	88.861.736	77.421.018	83.385.476	93.759.452	97.805.081	84.454.042	81.060.445	82.006.660
Barranquilla - Cartagena	45.305.124	47.551.166	48.938.928	42.733.274	42.960.815	43.983.229	46.408.702	44.809.870	44.221.479	44.759.031
Cartajena - Sincelajo	28.308.403	31.140.851	31.164.554	25.795.407	25.815.301	26.088.777	26.181.287	26.321.932	26.535.061	26.833.027
Sincelajo - Jobo	6.879.103	8.630.714	8.711.753	6.768.019	8.856.497	8.951.140	9.053.636	8.157.439	9.327.070	9.534.337
Gasoductos Regionales [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	23.954.275	24.242.524	25.006.811	24.671.458	24.750.152	25.301.062	25.990.334	25.501.296	25.177.118	25.379.063
Estampilla	66.358.300	89.938.290	96.825.401	90.664.243	96.614.783	107.049.634	111.063.516	97.717.043	94.329.534	95.318.211

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

Tramo o grupo de gasoductos	(KPC)									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Ballena - La Mami	73.366.108	71.867.967	86.257.730	105.609.796	87.766.336	94.983.084	108.289.313	126.556.725	117.853.355	133.215.559
La Mami - Barranquilla	89.286.356	87.783.644	102.167.310	121.556.847	103.685.239	110.855.864	124.157.534	142.482.352	133.729.359	149.083.806
Barranquilla - Cartagena	45.158.170	46.177.941	50.729.024	53.264.226	49.118.587	50.762.233	53.153.113	55.596.830	53.551.633	55.071.317
Cartajena - Sincelajo	26.959.957	27.283.801	27.559.602	27.935.957	28.107.673	28.337.697	28.643.170	29.007.229	29.134.896	29.207.735
Sincelajo - Jobo	9.661.957	9.911.705	10.173.984	10.456.498	10.509.726	10.512.000	10.512.000	10.540.800	10.512.000	10.512.000
Gasoductos Regionales [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	25.577.019	25.840.210	26.803.328	28.706.591	27.356.090	27.860.871	29.154.205	30.150.965	29.970.517	29.669.948
Estampilla	102.588.108	101.087.967	115.457.730	134.889.796	118.966.336	124.163.064	137.469.313	155.836.725	147.053.355	162.415.559

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

**Anexo 14. Demandas asociadas a las inversiones en aumento de capacidad, reportadas por Promigas**

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Ballena - La Mami	-	-	-	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
La Mami - Barranquilla	-	-	-	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
Barranquilla - Cartagena	-	-	-	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	-	-	-	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Ballena - La Mami	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
La Mami - Barranquilla	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
Barranquilla - Cartagena	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

Nota: En la solicitud tarifaria con el número E-2010-009023 Promigas no aportó la información de la Demanda Esperada de Volumen para las Inversiones en Aumento de Capacidad. Posteriormente, como se muestra en el Anexo 49, con la comunicación E-2011-006418, la empresa aportó esa información.

### Anexo 15. Demanda esperada de capacidad desagregada por tipo de agente, reportada por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad (KPCD) desagregada por tipo de agente							
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8
<b>Ballena - La Mami</b>	447.280	352.820	169.196	153.642	146.667	38.194	-	-
Generador térmico	240.000	236.333	139.696	126.000	126.000	38.194	-	-
Industria no regulada	126.700	60.942	29.500	28.642	21.667	-	-	-
Mercado regulado	80.580	55.345	-	-	-	-	-	-
<b>La Mami - Barranquilla</b>	490.780	396.245	214.186	198.642	191.667	51.944	-	-
Generador térmico	265.000	281.333	184.696	170.000	170.000	51.944	-	-
Industria no regulada	126.700	60.942	29.500	28.642	21.667	-	-	-
Mercado regulado	79.080	53.970	-	-	-	-	-	-
<b>Barranquilla - Cartagena</b>	204.340	142.442	74.500	73.642	66.667	13.750	-	-
Generador térmico	89.000	85.333	45.000	45.000	45.000	13.750	-	-
Industria no regulada	76.500	40.025	29.500	28.642	21.667	-	-	-
Mercado regulado	38.840	17.083	-	-	-	-	-	-
<b>Cartajena - Sincelejo</b>	102.100	69.625	60.000	50.081	45.000	13.750	-	-
Generador térmico	60.000	60.000	60.000	50.081	45.000	13.750	-	-
Industria no regulada	23.200	1.750	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	18.900	7.875	-	-	-	-	-	-
<b>Sincelejo - Jobo</b>	28.800	4.083	-	-	-	-	-	-
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	19.600	250	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	9.200	3.833	-	-	-	-	-	-
<b>SRT Mamonal</b>	76.050	57.338	44.600	33.722	21.667	-	-	-
Generador térmico	15.000	15.000	15.000	5.081	-	-	-	-
Industria no regulada	50.300	37.025	29.500	28.642	21.667	-	-	-
Mercado regulado	12.750	5.313	-	-	-	-	-	-

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2010-009023, formato 7.

Nota: En cada tramo se están sumando las cantidades contractuales en cada sentido

Nota: En la comunicación E-2011-006418, como se muestra en Anexo 49, Promigas actualizó la información.

### Anexo 16. Capacidades máximas de mediano plazo, declaradas por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
	Capacidad Máxima de Mediano Plazo, CMMP (kgcd), declarada por la empresa									
Ballena - La Mami	480.000	480.000	480.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000
La Mami - Barranquilla	524.000	524.000	524.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000
Barranquilla - Cartagena	237.060	237.060	237.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060
Cartajena - Sincelejo	102.100	102.100	102.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100
Sincelejo - Jobo	28.800	28.800	28.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800
Gasoductos Regionales [1]										
SRT Mamonal	110.770	110.770	110.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770

Fuente: Promigas E-2010-008023

[1] Promigas, en la solicitud no aportó la información de CMMP para los gasoductos regionales

Tramo o grupo de gasoductos	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
	Capacidad Máxima de Mediano Plazo, CMMP (kgcd), declarada por la empresa									
Ballena - La Mami	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000	564.000
La Mami - Barranquilla	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000	608.000
Barranquilla - Cartagena	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060	301.060
Cartajena - Sincelejo	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100	157.100
Sincelejo - Jobo	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800	63.800
Gasoductos Regionales [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770	174.770

Fuente: Promigas E-2010-008023

[1] Promigas, en la solicitud no aportó la información de CMMP para los gasoductos regionales



### Anexo 17. Variables DMC y CM, declaradas por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	DMC (KPCDI)															
Ballena - La Mami	-	-	-	449.146	435.498	437.923	452.896	438.275	407.995	426.679	446.402	480.000	431.974	364.908	480.000	468.234
La Mami - Barranquilla	-	-	-	-	-	-	-	-	464.595	423.487	421.580	433.441	428.574	348.885	486.130	496.546
Barranquilla - Cartagena	-	-	-	-	-	-	-	-	121.740	143.118	125.378	141.163	144.606	88.574	147.201	221.680
Cartajena - Sincelajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.483	89.829	85.837
Sincelajo - Jobo	-	-	-	-	-	-	28.827	30.094	27.394	27.545	27.975	26.820	25.965	27.418	28.170	24.741
Gasoductos Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	111.000	107.561	89.750	78.436	76.976	80.769	85.223	81.925	72.690	79.870	72.864	81.625	90.509	81.674	100.202	85.845

Fuente: Promigas E-2010-009023

Tramo o grupo de gasoductos	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	CM (KPCDI)															
Ballena - La Mami	-	-	-	468.000	468.000	468.000	468.000	468.000	468.000	468.000	468.000	468.000	474.550	474.550	480.000	480.000
La Mami - Barranquilla	-	-	-	-	-	-	-	-	468.000	468.000	468.000	468.000	474.550	474.550	480.000	624.000
Barranquilla - Cartagena	-	-	-	-	-	-	-	-	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	237.080
Cartajena - Sincelajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.800	28.800	28.800
Sincelajo - Jobo	-	-	-	-	-	-	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800
Gasoductos Regionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770	110.770

Fuente: Promigas E-2010-009023

**Anexo 18. Detalle de los valores de cada una de las Inversiones de la variable PNI<sub>t-1</sub>**

<b>Tramo o grupo de gasoductos</b>	<b>Año de entrada en operación</b>	<b>Diámetro Pulgada</b>	<b>Longitud km</b>	<b>PNI<sub>t-1</sub> (B)</b>
US \$ de diciembre 31 de 2009				
Ballena - La Mami				5.610.221
Variante Mingueo	2002			2.078.591
Variante Arroyo de Piedra	2002			182.601
Plan de adecuación gasoductos				54.273
Instalación válvulas Seccionadoras	2002			1.102.648
Muebles enseres y equipos de oficina				20.279
Equipos de transporte, computación y accesorios				833.823
Otros				1.235.869
BEO	2002			102.138
La Mami - Barranquilla				44.035.817
Cruce subfluvial Río Magdalena	2002			40.730.217
Plan de adecuación gasoductos				53.569
Instalación válvulas Seccionadoras	2002			1.088.349
Muebles enseres y equipos de oficina				20.016
Equipos de transporte, computación y accesorios				823.010
Otros				1.219.842
BEO	2002			100.813
Barranquilla - Cartagena				3.052.069
Variante San José de Los Campanos	2002			413.567
Plan de adecuación gasoductos				42.758
Instalación válvulas Seccionadoras	2002			868.711
Muebles enseres y equipos de oficina				15.977
Equipos de transporte, computación y accesorios				656.920
Otros				973.668
BEO	2002			80.468
Cartagena Sincelejo				13.392.916
Cruce canal del Dique	2001			1.975.892
Compresores Cerromatoso 1 y 2	2001			980.216
BEO	2001			11.385
Adecuaciones Cartagena Jobo				10.425.424
Sincelejo - Jobo				6.919.885
Compresores Cerromatoso 1 y 2	2002			980.216
BEO	2002			6.501
Adecuaciones Cartagena Jobo				5.933.169
La Creciente - Sincelejo				196.580
Geotecnia				196.580
SRT Mamonal				153.611
Geotecnia				153.611

Fuente: solicitud tarifaria y cálculos CREG

### Anexo 18. Detalle de los valores de cada una de las inversiones de la variable PNI<sub>t-1</sub> (Continuación)

Gasoductos Ramales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	PNI <sub>t-1</sub> ( B )
				US \$ de diciembre 31 2009
<b>Ballena - La Mami</b>				<b>777.150</b>
Regional Palomino	1993	2	0,6	
Regional Camarones	1993	2	0,4	
Regional Mingueo	1993	2	0,01	
Regional Manaure-Uribia	1994	2	50,6	
Regional Dibulla	1994	1	4,3	
Riohacha - Maicao	1989	3	71,9	352.934
Las Flores	2002	2	0,02	166.682
Río Ancho	2002	2	0,33	148.492
Punta de Los Remedios	2003	3	8,7	104.120
Protección catódica regionales				4.923
<b>La Mami - Barranquilla</b>				<b>3.964.741</b>
Puerto Colombia	1991	6,4,3	13,7	
Río Frío	1998	2	1,6	
La Gran Vía	1998	2	4,1	
Orihueca	1998	2	4,3	
Guacamayal	1998	2	7,5	
Sevilla	1998	2	4,0	
Pozos Colorados - Aracataca	1983	10	50,1	341.549
Ramales a Aracataca y Fundación	1995	10, 3, 2	69,6	
Buenos Aires	1998	2	0,0	
Gasoducto El Dificil - Barranquilla	1993	12	38,0	2.827.110
Pueblo Viejo	2003	2	1	24.029
El Retén	2003	4	16	290.943
Tucurínca	2003	4	7	112.272
Palermo	2002	2	0,05	161.855
Taganga	2003	3	2,6	76.452
Tasajera	2003	2	0,02	126.128
Protección catódica regionales				4.402

Fuente: solicitud tarifaria y cálculos CREG



**Anexo 1818. Detalle de los valores de cada una de las inversiones de la variable  
PNI<sub>t-1</sub> (Continuación)**

Gasoductos Ramales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	PNI <sub>t-1</sub> ( B )
				US \$ de diciembre 31 2009
<b>Regionales Barranquilla - Cartagena</b>				<b>7.563.836</b>
Regional a Polonuevo	1994	2	5,0	
Puerto Giraldo - Suan [1]	1998	4,2	32,8	
Ponedera	1998	2	0,8	
Ramal a Candelaria	1998	2	4,9	
Ramal a Santa Lucía	1998	2	8,2	
Ramal a Carreto	1998	2	3,4	
Usiacurí	1996	2	2,5	
Ramal a Campeche	1998	2	3,7	
Ramal a Arroyo de Piedra	1997	2	0,0	
Caracoli	1997	2	0,7	
Clemencia	1997	2	2,2	
Ramal a Isabel López	1997	2	0,0	
Ramal a Pendales	1997	2	0,7	
Ramal a Molinero	1997	2	0,0	
Santa Catalina	1997	2	2,2	
Santa Rosa	1997	2	4,0	
Repelón	1998	2	11,8	
Isabel López - Sabanalarga	1982	3	9,1	11.385
Baranoa	1989	2	0,2	
Galapa	1990	2	8,5	
Luruaco	1990	2	0,0	
Turbaco - Arjona	1991	4,3	19,0	
Juan de Acosta - Santa Verónica	2002	4	8,7	791.922
Baranoa - Juan de Acosta	2002	4	16,6	1.511.024
Ramal a Tubará	2003	3	9,1	110.980
Manatí	2003	4	5,6	92.116
Ramal Colombia	2003	6	6,0	109.252
Ramal La Peña	2003	4	7,7	140.207
Ramal Aguada de Pablo	2003	4	8,3	151.132
Santa Cruz	2003	2	6,0	119.084
Santa Rita	2003	2	0,1	6.288
Bayunca	2003	6	5,9	740.259
Bayunca - Pontezuela	2003	6	5,0	627.338
Suán Calamar	2003	2	9,5	794.867
Cascajal	2003	3	10,0	113.101
Villanueva (Bolívar)	2003	4	5,5	81.078
San Pablo	2003	3	11,5	925.606
Rotinet	2003	2	8,9	79.711
Saco 2" - Piojó 3"	2003	3,2	17,0	200.544
Cascajal 3" - Retirada 2" - Martillo 2"	2003	3,2	13,3	150.526
Chomera - Sibarco	2003	2	11,2	104.169
Hibácharo - Palmar de Candelaria - San Juan de Tocagua - Los Límites - La Puntica - Santa Cruz - Las Caras - Cien Pesos - Las Tablas	2003	2,3	40,8	432.557
Villa Rosa	2003	4,3	10,5	136.394
El Morro		3	8,5	100.075
Protección catódica regionales				34.222

[1] Incluye ramales a Puerto Giraldo, Bohórquez, Campo de la Cruz y Suan

Fuente: solicitud tarifaria y cálculos CREG

### Anexo 18 Detalle de los valores de cada una de las inversiones de la variable PNI<sub>t-1</sub> (Continuación)

Gasoductos Ramales	Año de entrada en operación	Diámetro Pulgada	Longitud km	PNI <sub>t-1</sub> (B)
				US \$ de diciembre 31 2009
<b>Cartagena - Sincelejo</b>				<b>1.127.136</b>
Guepajé-Magangué	1994	4	28,9	
Magangué - Cicuco	1998	6	27,6	
Cicuco - Monpox	1994	2	31,6	
Guepajé	1993	8	8,6	42.504
Regional San Pedro (Promigas)	1993	2	5,1	
Ramal a San Pedro (Era de Ecogas)	1993	2	5,1	45.540
Regional Ramal Sincé	1994	2	0,1	
Ramal Magangué	1994	4	7,9	
San Onofre	1991	2	7,5	
Turbana	1997	2	2,7	
María La Baja	1998	2	13,6	
Regional a Tolú	1993	2	15,8	
Regional a Tolú - Viejo	1993	2	1,3	
Corozal - San Juan Nep. [1]		6,4,3,2	83,1	
Ramal a Buenavista	1994	2	2,2	
Ramal a Juan Arias	1994	2	1,2	
Ramal a Camillo Torres	1994	2	2,5	
Ramal a El Limón - Cicuco	1997	2	0,1	
Ramal a Talaiga Nuevo	1997	2	2,2	
Ramal a Betulia	1997	2		
Los Palmitos	2003	3	3,0	61.142
Chochó	2003	4	4,0	180.796
Galeras	2003	3	14,5	203.238
Granada	2003	3	3,0	77.815
Barú	2003	6	25,0	63.710
Coveñas	2003	6,4,3	22,6	446.848
Protección Católica Regionales				5.543
<b>Sincelejo - Jobo</b>				<b>6.046.311</b>
Sahagún - Montería	1990	10	62,0	
Cereté	1990	2	2,3	
Ciénaga de Oro	1990	2	0,8	
Chinú	1990	2	1,6	
Montelibano	1992	2	16,0	
Sampues	1990	3	3,2	
San Marcos	1993	2	10,2	
Chinú - Lórica [1]		6, 4, 2	55,9	
Planeta Rica	1994	3	20,4	
Pueblo Nuevo	1998	2	10,1	
Ramal El Jobo - El Llano	1976	6	17,0	125.235
San Antero	2003	4	15,00	295.992
Buenavista	2004	2	1,50	120.559
San Carlos	2004	2	5,00	146.271
Ayapel	2004	3	44,99	2.924.208
Caucasia	2003	4	28,91	2.399.471
Protección Católica Regionales				34.576

[1] Incluye los ramales a San Andrés de Sotavento, Chimá, Momil y Purísima

Fuente: solicitud tarifaria y cálculos CREG

**Anexo 19. Documentos que soportan la entrada en operación de las inversiones reportadas dentro de las PNI.**

Inversiones del programa de nuevas inversiones aprobado en la Resolución CREG 070 de 2003	Soportes aportados por Promigas y analizados por la CREG que evidencian la ejecución de las inversiones
Cruce subfluvial Río Magdalena	Acta final de recibo entrega de obra. Orden de Compra 450024891, Actas de entregas parciales, Acta de Interventoría y registros fotográficos.
Plan de Adecuación de Gasoductos	Actas de recibo final y liquidación, Acta de finalización de actividades
Instalación Válvulas Seccionadoras	Informe de final de cambio de válvulas, georeferenciación de nuevas válvulas, Actas finales
Variantes	Informe de terminación variantes, Actas de recibo, Informe de interventoría
Muebles Enseres y Equipos de Oficina	Certificado firmado por revisoría fiscal con los respectivos soportes
Equipos de Transporte, Computación y Accesorios	Certificado firmado por revisoría fiscal con los respectivos soportes
Otros	Certificado firmado por revisoría fiscal con los respectivos soportes
Boletín Electrónico de Operaciones	Certificado firmado por revisoría fiscal con los respectivos soportes
<del>Gasoducto El Dificil - Barranquilla</del>	Actas parciales y finales de entregas de obra
Protección Catódica	Acta Final de recibo y entrega
Variante Sabanagrande - Santo Tomás - Palmar de Varela	Actas parciales y finales de entregas de obra
Protección Catódica Regionales	Informe final construcción del cruce subfluvial del canal del Dique
Cruce canal del Dique	Acta final de entrega y recibo (oferta mercantil C170), facturas, registros fotográficos
Compresores Cerromatoso 1 y 2	Acta final 009736 gasoductos regionales Las Flores, Río Ancho y Pueblo Viejo
Las Flores	Acta final 009736 gasoductos regionales Las Flores, Río Ancho y Pueblo Viejo
Río Ancho	Documento y Actas
Punta de Los Remedios	Acta final 009736 gasoductos regionales Las Flores, Río Ancho y Pueblo Viejo
Pueblo Viejo	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
El Retén	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
Tucurínca	Acta final
Palermo	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
Taganga	Documento con detalle de terminación de obra ejecutada
Tasajera	Acta de recibo final Liquidación contrato P-4. 1-121-2002
Juan de Acosta - Santa Verónica	Acta de recibo final y liquidación de obra 450034358
Baranoa - Juan de Acosta	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
Ramal a Tubará	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Manatí	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
Ramal Colombia	

Fuente: Promigas, E-2010-010454 y E-2011-002536



### Anexo 19. Documentos que soportan la entrada en operación de las inversiones reportadas dentro de las PNI<sub>t-1</sub> (Continuación)

Inversiones del programa de nuevas Inversiones aprobado en la Resolución CREG 070 de 2003	Soportes aportados por Promigas y analizados por la CREG que evidencian la ejecución de las inversiones
Ramal La Peña	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Ramal Aguada de Pablo	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Santa Cruz	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Santa Rita	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Bayunca	Acta de recibo final 4500034358
Bayunca - Pontezuela	Acta final 4500034358
Suán - Calamar	Acta de recibo final y liquidación de obra 4500043620
Cascajal	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Villanueva (Bolívar)	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Los Palmitos	Documento 40000000146
Chochó	Documento 40000000146
Galeras	Cuenta de cobro de Promigas a Surtigas
Granada	Oferta Mercantil 38762 y Actas de terminación de obra
San Antero	Resolución 1115 de la Alcaldía Municipal de San Antero
Buenavista	Contrato de compraventa 312
San Carlos	Oferta Mercantil 38762 y Actas de terminación de obra
Rotinet	Oferta Mercantil 38762 y Actas de terminación de obra
Saco 2" - Piojó 3"	Acta final de entrega y recibo de obra, órdenes de compra
Chorrera - Sibarco	Acta final
Hibácharo - Palmaar de Candelaria - San Juan de Tocagua - Los Límites - La Puntica - Santa Cruz - Las Caras - Cien Pesos - Las Tablas	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Villa Rosa	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
El Morro	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Barú	Gerencia de construcciones: Acta de terminación de obras ejecutadas
Coveñas	Oferta Mercantil 38762 y Actas de terminación de obra
Ayapel	Acta de terminación 46000000829
Caucasia	Acta de recibo final y liquidación de obra 4500035564
San Pablo	Acta final entrega y recibo 46000000441
Riohacha - Maicao	
Obras de Geotécnia	Acta de entrega Promigas TGI, Actas finales de obra
Reemplazo de válvulas y accesorios	

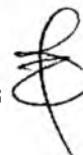
Fuente: Promigas, E-2010-010454 y E-2011-002536



## Anexo 20. Documentos que soportan la entrada en operación de las inversiones reportadas dentro de las IFPNI del periodo tarifario t-1

Inversiones ejecutadas por fuera del programa de nuevas inversiones aprobado en la Resolución CREG 070 de 2003	Soportes aportados por Promigas y analizados por la CREG que evidencian la ejecución de las inversiones
<b>La Creciente</b>	Acta de recibo final y Acta de liquidación de obra
<b>Compresión Caracolí</b>	Acta final de recibo y entrega
<b>Variantes</b>	
Ballena - El Pájaro	Documentos con información sobre desarrollo y ejecución de la variante
Río Guachaca	Acta final de entrega y recibo de obras
Sahagún - Montería	Orden de compra y Acta final
Río Piedras	Acta final y órdenes de compras
Henequén	Acta final
Las Gaviotas	Órdenes de compra y actas finales
Mariamina	Esta inversión se ejecutó con la variante las Gaviotas
Magangué Cicuco	Orden de compra y Acta final
Los Achiotos	Acta de entrega y recibo de obras
Calabazo	Orden de compra
Variantes Red Mamonal	Órdenes de compras y actas finales
Variante gasoducto Mamonal Jobo	Orden de compra y Acta final
El Doctor	Acta final
Arroyo Caimán	Esta inversión se ejecutó con la variante Mamonal Jobo
Tubará	Acta final y orden de compra
<b>Compresión Palomino</b>	Acta de entrega final
<b>Adicionales TGI</b>	
Jobo - El Llano	Contratos de Obra, órdenes de prestación de servicio, acta de recibo final
Guepajé - Sincé - Corozal	Acta de recibo final
Riohacha - Maicao	Acta de liquidación contrato interventoría
Pozos Colorados - Aracataca	Contratos de obras, cuentas de cobro interventoría y actas finales
Isabel López - Sabanalarga	Acta de liquidación contrato interventoría, actas finales
Heroica - Mamonal	Acta de liquidación contrato interventoría, actas finales
<b>Profundizaciones</b>	
Loop La Mami - Bureche	Orden de compra y Acta final de obra
Río Córdoba	Orden de compra y Acta final
Río Gaira	Orden de compra y Acta final
Río Jerez	Orden de compra y Acta final
<b>Servidumbres</b>	Actas de negociaciones, liquidación, indemnizaciones,
<b>Automatización Gasoducto Troncal</b>	Acta final
<b>Zona Franca La Candelaria</b>	Oferta Mercantil de Promigas a Surtigas
<b>Sistema de Seguridad Perimetral</b>	Órdenes de compra y Actas finales
<b>Gasoducto Termoflores</b>	Orden de compra y acta final
<b>Extensión Mamonal</b>	Informes finales e Informes de trabajo
<b>Estaciones</b>	Órdenes de compra, actas parciales

Fuente: Promigas, E-2011-001835 y E-2011-002998



**Anexo 21. Costos medios de compresión en Estados Unidos de América**

Año [1]	Nueva capacidad instalada total (HP)	USD/HP (corrientes)	USD/HP (cifras a dic. 2009) [2]
2009 - 2010	239.681	2.178	2.178
2008 - 2009	295.156	1.107	1.107
2007 - 2008	196.117	1.676	1.748
2006 - 2007	96.193	1.935	2.047
2005 - 2006	105.812	1.198	1.296
2003 - 2004	467.690	1.222	1.370
2002 - 2003	490.397	1.296	1.465

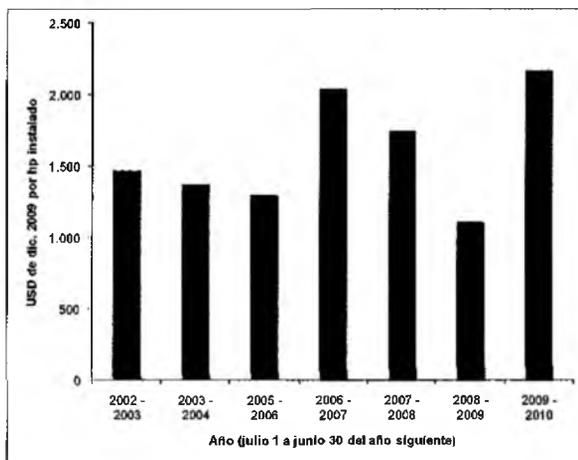
Fuentes: - Oil&Gas Journal (OGJ) Volume 108, Issue 41, November 1, 2010. "Natural gas pipelines continue growth despite lower earnings; oil profits grow"  
 - OGJ Vol. 107, issue 34, September 14, 2009. "Special Report: Pipeline profits, capacity expansion plans grow despite increased costs"  
 - OGJ Vol. 106, issue 33, September 1, 2008. "Natural gas pipeline profits surge; oil flat"  
 - OGJ Vol. 105, issue 33, September 3, 2007. "Special Report: US oil carriers' 2006 net incomes rebound; labor increases push up construction costs"  
 - OGJ Vol. 104, issue 34, September 11, 2006. "Special Report: US gas carriers' 2005 net income climb; construction costs plummet"  
 - OGJ Vol. 102, issue 32, August 23, 2004. "US construction plans slide; pipeline companies experience flat 2003, continue mergers"  
 - OGJ Vol. 101, issue 34, September 8, 2003. "US pipeline companies solidly profitable in 2002, scale back construction plans"

[1] Comprende el periodo julio 1 a junio 30 del siguiente año

[2] Las cifras se actualizan con el PPI serie ID: WPSSOP3200 definido en la Res. CREG 126 de 2010

En el Gráfica 7 se puede observar que el costo medio de compresión en EUA ha variado de manera importante desde 2005, y que los mayores valores medios estuvieron alrededor de 2.000 USD por caballo instalado (cifras a dic. 2009). Cabe anotar que la mano de obra, que representa alrededor del 30% del costo total de inversión en compresión, es mayor en EUA si se compara con Colombia<sup>13</sup>

**Gráfica 7 Costos medios de compresión en EUA**



Fuentes: Oil&Gas Journal y cálculos CREG

Con base en lo anterior se considera que el valor publicado en OGJ es una referencia adecuada de valores eficientes por caballo instalado de compresión. En tal sentido se propone:

- i) Considerar como referencia los datos observados en el Gráfica 7 según el año de entrada en operación de cada estación;

<sup>13</sup> Para observar desagregación de costos ver, por ejemplo, "Natural gas pipelines continue growth despite lower earnings; oil profits grow." OGJ, Vol. 108, issue 41, November 1, 2010.

- ii) Adicionar a los valores de referencia un valor que represente los costos de transporte tanto marítimo, desde EUA hasta Colombia, como terrestre dentro de Colombia. Esto debido a que los valores del Gráfica 7 están referidos a capacidad instalada en el territorio de EUA, y a que éste país es productor de equipos de compresión.

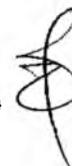
A partir de información suministrada por el Ministerio de Transporte de Colombia se determinó que la suma del costo medio del transporte marítimo desde EUA a Colombia y del terrestre dentro de Colombia está alrededor de USD 1,22 por kilogramo (cifras a diciembre de 2009)<sup>14</sup>. Esta cifra incluye un ajuste del 20% pues los equipos de compresión tienen dimensiones no estándar con respecto a una carga normal, lo cual implicaría costos adicionales. De otra parte, de los catálogos publicados en páginas de fabricantes de compresores y motores para estaciones compresoras con las dimensiones de las unidades instaladas por Promigas, se tiene que el peso promedio por caballo instalado es de 12 kg.

De los anteriores datos se obtiene que en promedio el costo de transporte, tanto marítimo como terrestre, es de USD 14,22 por caballo instalado (cifras a diciembre de 2009). Esto representa el 0,7% a 0,8% de los valores de referencia indicados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Así, para efectos tarifarios se propone considerar como costos de transporte el 1% del valor de referencia que se tome del Gráfica 7.

- iii) Utilizar el valor de referencia ajustado en 1% como valor máximo eficiente para evaluar las inversiones en estaciones de compresión en Promigas. Es decir, se compara este dato con el valor reportado por Promigas y se incluye el mínimo entre los dos.

---

<sup>14</sup> Radicaciones CREG E-2011-007327 y E-2011-007328.



## Anexo 22. Valoración de inversiones en gasoductos por comparación

En este anexo se presenta el análisis realizado por la Comisión para valorar inversiones por comparación, con fundamento en lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010.

### 1. Antecedentes

El literal b del artículo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010 establece que:

“b) Para la estimación de la variable  $IFPNI_{t-1}$  el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

(...)”

Por su parte, el artículo 6 de la Resolución CREG 126 de 2010 establece que para la estimación de la variable  $PNI_t$  se aplicará el siguiente procedimiento:

“a) El transportador reportará a la CREG el Programa de Nuevas Inversiones que proyecta realizar durante el Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base. Así mismo deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos.

b) La CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga. Estos valores corresponderán al Programa de Nuevas Inversiones –  $PNI_t$ .”

De otro lado, el artículo 7 de la Resolución CREG 126 de 2010 establece que para la estimación de la variable  $IAC_t$  se aplicará el siguiente procedimiento:

“a) El transportador reportará a la CREG las Inversiones en Aumento de Capacidad que proyecta realizar durante el Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base. Así mismo deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos.

b) La CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga. Estos valores corresponderán a las Inversiones en Aumento de Capacidad –  $IAC_t$ .”

En el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establecieron los criterios aplicables a la valoración de inversiones por comparación, de la siguiente manera:

(...)”

1. Topografía. La CREG tendrá en cuenta el perfil del gasoducto y lo categorizará en los siguientes grupos según sus pendientes,  $m$ :

- a) Terreno tipo A: pendientes inferiores a 5%.
- b) Terreno tipo B: pendientes iguales o superiores a 5% e inferiores a 12%.
- c) Terreno tipo C: pendientes iguales o superiores a 12% e inferiores a 25%.
- d) Terreno tipo D: pendientes iguales o superiores a 25%.

La pendiente se calculará según la siguiente expresión:

$$m = \frac{\delta y}{\delta x} \times 100\%$$

Donde:

$m$ : Pendiente de un trazado de mil metros de longitud.

$\delta y$ : Valor máximo entre: i) la diferencia entre la cota inicial y la máxima altura de un recorrido  $\delta x$ ; y ii) la diferencia entre la cota inicial y la mínima altura de un recorrido  $\delta x$ . Este valor se expresará en metros sobre el nivel del mar.

$\delta x$ : Recorrido de mil metros de longitud.

Para estos efectos el transportador deberá reportar a la CREG la longitud del trazado del gasoducto y el perfil del mismo. El perfil contendrá la siguiente información por cada kilómetro efectivamente recorrido en el trazado, expresada en metros sobre el nivel del mar: i) cota inicial; ii) cota final; iii) altura máxima, y iv) altura mínima. Adicionalmente deberá entregar un mapa en el que se ilustre el perfil del gasoducto.

2. Indexación. La CREG tendrá en cuenta los siguientes criterios para indexar los valores de los activos que tome como referencia en el procedimiento de comparación:

a) Los costos de las tuberías de acero se actualizarán con un índice que refleje el comportamiento de los precios en el mercado internacional para este bien. En caso de no disponer de información sobre la inversión en tuberías de los activos usados como referencia, la CREG asumirá que dichas inversiones corresponden al 35% del valor de dichos activos.

b) Los costos asociados a mano de obra se actualizarán así:

i) Los costos asociados a mano de obra de los activos usados como referencia se expresarán en pesos, utilizando la TRM promedio del último mes del año al cual se refirieron las cifras de la valoración de dicho proyecto.

ii) Este valor se convertirá a unidades de salario mínimo, utilizando el valor del salario mínimo mensual legal vigente del año en que se valoró dicho proyecto.

iii) El número obtenido se multiplicará por el valor del salario mínimo mensual legal vigente del año de la Fecha Base del proyecto que se está valorando.

iv) El anterior valor se convertirá a dólares con la TRM promedio del mes de la Fecha Base.

En caso de no disponer de información sobre los costos asociados a mano de obra de los activos usados como referencia, la CREG asumirá que dichos costos corresponden al 40%



del valor de tales activos. Cuando se utilicen como referencia activos de otros países, no se utilizará el procedimiento descrito.

c) Los demás costos se actualizarán con el PPI.

Cuando la CREG tome como referencia activos construidos en Colombia, se tendrá en cuenta los costos eficientes reconocidos por la CREG.

Para estos efectos el transportador declarará el valor de la inversión indicando qué porción corresponde a los costos de i) acero, ii) mano de obra y iii) otros.

3. Economías de escala por longitud y diámetro. La CREG hará un ajuste por economías de escala por longitud y diámetro, cuando sea del caso.

El procedimiento descrito en este anexo se aplicará gradualmente, en la medida que la CREG disponga de la información requerida para su implementación.”

Con base en lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010, se desarrolló un modelo de valoración de inversiones en gasoductos, por comparación. Para esto fue necesario: i) seleccionar el conjunto de gasoductos con los cuales se iba a realizar la comparación; ii) homogeneizar o estandarizar las principales características de los gasoductos; y iii) desarrollar el procedimiento de valoración aplicable a cualquier gasoducto.

## 2. Selección de muestra

Los costos de construcción de gasoductos pueden clasificarse en costos de las tuberías de acero, costos de mano de obra y otros costos. A diferencia de los costos de las tuberías, que dependen principalmente del precio del acero, los demás costos asociados se ven afectados directamente por la topografía del terreno, es decir, a mayor inclinación mayores costos de construcción. En este sentido, para realizar la comparación de inversiones es fundamental contar con los perfiles de los gasoductos y el año de su entrada en operación.

A pesar de que la muestra de empresas encontrada en [www.ferc.org](http://www.ferc.org) llegaba a 135 y se contaba con la información de inversión en infraestructura de transporte, no era posible identificar los perfiles de los gasoductos de cada una de ellas, ni los años de entrada en operación de los mismos. Esto impedía establecer una relación entre el costo de construcción y la inclinación del terreno. La Comisión también acudió a otros organismos como la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)<sup>15</sup>, la Comisión Nacional de España (CNE)<sup>16</sup>, el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina (ENARGAS)<sup>17</sup>, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC)<sup>18</sup>, la Comisión Reguladora de Energía de México (CRE)<sup>19</sup> y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)<sup>20</sup> con el ánimo de acceder a esta información, pero no fue posible tener acceso a la misma.

<sup>15</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001632 de fecha 11 de abril de 2011.

<sup>16</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001629 de fecha 11 de abril de 2011. La CNE remitió a la CREG una información con la comunicación E-2011-003762 de fecha 14 de abril de 2011, la cual se evaluó pero no se incorporó dentro de los análisis por no ser pertinente.

<sup>17</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001630 de fecha 11 de abril de 2011.

<sup>18</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001631 de fecha 11 de abril de 2011.

<sup>19</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001649 de fecha 11 de abril de 2011.

<sup>20</sup> Remitida mediante la comunicación S-2011-001648 de fecha 12 de abril de 2011.

Ante la imposibilidad de utilizar una muestra internacional, la Comisión recurrió a la mejor información disponible, la cual correspondía a las nuevas inversiones en gasoductos aprobadas por la CREG en los últimos años.

Con este criterio se identificaron y seleccionaron los siguientes gasoductos:

Gasoducto	Resolución Aprobación Cargos	Inversión Aprobada [1]	Longitud (metros)	Diámetro (Pulgadas)
Flandes - Girardot - Ricaurte	Resolución 059 de 2003	703.756	12.000	4
Guando - Fusagasuga	Resolución 041 de 2006	2.505.184	38.500	3
Sardinata - Cúcuta	Resolución 135 de 2009	7.902.244	68.210	4
Cali - Popayán	Resolución 139 de 2008	16.057.051	116.756	4
Ariari	Resolución 021 de 2006	4.269.881	61.080	3
Barranca - Payoa	Resolución 016 de 2001	11.171.644	59.400	8
Gibraltar - Bucaramanga	Resolución 142 de 2010	151.405.890	190.000	12

Fuente: Resoluciones CREG; Elaboración CREG

[1] Dólares del año base de cada Resolución particular

Para la muestra seleccionada la Comisión no contaba con los perfiles de los gasoductos Flandes – Girardot – Ricaurte y Guando – Fusagasugá, propiedad de Progasur S.A. E.S.P., y Barranca – Payoa y Gibraltar – Bucaramanga, propiedad de Transoriente S.A. E.S.P. La Comisión solicitó a estas empresas transportadoras los perfiles de los gasoductos, mediante las comunicaciones CREG S-2011-002177 y S-2011-002503. Estas empresas respondieron a la solicitud de la Comisión mediante los radicados CREG E-2011-004974 y E-2011-005099 de fechas 23 y 27 de mayo de 2011.

### 3. Estandarización de las principales características de los gasoductos

Al observar los gasoductos seleccionados para realizar la comparación se encuentra que los años de entrada en operación, el diámetro de las tuberías y el tipo de terreno donde se construyeron los gasoductos no eran homogéneos. En este sentido se realizaron los siguientes ajustes para hacerlos comparables.

#### 3.1 Indexación

Desde el punto de vista regulatorio, la valoración de nuevas inversiones en gasoductos se realiza con la mejor información disponible de mercado al momento de la toma de decisiones. Es decir, para la muestra seleccionada se contaban con valores actualizados con precios de mercado desde febrero de 2001 hasta octubre de 2010.

La clasificación dada en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 a los costos de los gasoductos consiste en: i) 35% de la inversión total corresponde al costo del acero; ii) 40% corresponde a costos de mano de obra; y iii) 25% corresponde a otros costos. Teniendo en cuenta lo anterior, la actualización de los costos de los gasoductos a precios de diciembre de 2009 se realizó de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- 1) Segmentación de los costos de construcción de los gasoductos en costos de tuberías, costos de mano de obra y otros costos.

Gasoducto	Inversión Reconocida (Resoluciones CREG) [1]	Costo Tuberías	Costo Mano de Obra	Otros Costos
		35%	40%	25%
Flandes - Girardot - Ricaurte	703.756	246.315	281.502	175.939
Guando - Fusagasuga	2.505.184	876.814	1.002.074	626.296
Sardinata - Cúcuta	7.902.244	2.765.785	3.160.898	1.975.561
Cali - Popayán	16.057.051	5.619.968	6.422.820	4.014.263
Ariari	4.269.881	1.494.458	1.707.952	1.067.470
Barranca - Payoa	11.171.644	3.910.075	4.468.658	2.792.911
Gibraltar - Bucaramanga	151.405.890	52.992.062	60.562.356	37.851.473

Fuente: Resoluciones CREG; Elaboración CREG

[1] Dólares en fecha base de cada Resolución particular

2) Actualización a dólares de 2009. Considerando que las variaciones en cada componente están dadas por diferentes subyacentes, la aplicación del anterior criterio se realizó de manera independiente para cada costo, de la siguiente manera:

- a. *Actualización de los costos de tuberías:* Se tomó el valor de este componente para cada gasoducto en dólares de la fecha de aprobación de cada Resolución particular y se actualizó con base en las variaciones en el precio del acero, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Costo tubería gasoducto} \times \frac{\text{Precio acero julio 2011}}{\text{Precio acero entrada operación gasoducto}}$$

Se debe observar que al momento de la aprobación de cargos de transporte, se consideraron, al igual que en esta solicitud tarifaria, los últimos precios del acero conocidos. Para la actualización se utilizaron los precios del acero publicados por [www.crugroup.com](http://www.crugroup.com), indicados a continuación:

Precio del Acero											
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	77,56	67,68	103	115	178,82	129,99	147,23	171,15	141,77	152,94	184,95
Febrero	75,41	68,15	104,83	122,77	170,38	131,76	152,11	183,3	139,34	155,33	213,41
Marzo	77,84	73,96	104,57	141,27	169,12	138,32	156,4	207,61	128,42	169,25	217,13
Abril	77,45	79,32	100,38	140,23	162,2	150,24	160,77	221,16	119,35	188,54	213,83
Mayo	76,62	90,6	95,87	144,8	156,06	159,69	163,49	250,59	117,85	199,31	202,9
Junio	76,95	95,12	93,65	146,35	142,9	169,5	162,07	266,17	121,86	187,22	
Julio	74,74	94,85	95,01	157,66	126,98	170,23	159,12	274,5	139,03	174	
Agosto	73,19	94,27	95,46	163,32	126,62	166,02	157,53	263,55	150,45	170,04	
Septiembre	71,63	97,56	96,87	170,48	135,83	159,01	157,77	249,83	151,19	173,37	
Octubre	69,47	98,34	97,68	169,32	137,26	157,2	159,65	222,14	147,06	168,72	
Noviembre	67,39	98,71	98,7	168,87	134,64	155,75	159,96	166,14	140,91	162,24	
Diciembre	65,62	99,62	104,17	172,17	132	149,87	162,41	145,56	141,35	168,51	

Fuente: Tomado de [www.crugroup.com](http://www.crugroup.com)

El valor resultante de aplicar la anterior ecuación está dado en USD de 2011. Considerando que las cifras deberían expresarse en dólares de diciembre de 2009, se aplica el PPI de la serie WPSSOP3200, resultando en los siguientes valores.

Gasoducto	Costo Tuberías
USD de diciembre de 2009	
Flandes - Girardot - Ricaurte	489.090
Guando - Fusagasuga	969.166
Sardinata - Cúcuta	3.493.751
Cali - Popayán	6.555.273
Ariari	1.896.441
Barranca - Payoa	9.649.092
Gibraltar - Bucaramanga	63.578.481

Cálculo CREG

- b. *Actualización de los costos de mano de obra:* Para esto se realizó el procedimiento definido en el literal b) del numeral 2 del anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Con fundamento en lo anterior se obtuvieron los siguientes valores.

Gasoducto	Costos en USD diciembre de 2009
Flandes - Girardot - Ricaurte	481.460
Guando - Fusagasuga	1.377.974
Sardinata - Cúcuta	3.526.635
Cali - Popayán	6.901.174
Ariari	2.487.540
Barranca - Payoa	8.415.357
Gibraltar - Bucaramanga	65.977.704

Cálculo CREG

- c. *Actualización de otros costos:* Para actualizar estos costos se utilizó el PPI de la serie WPSSOP3200. Como resultado se obtuvieron los siguientes valores.

Gasoducto	Otros Costos en USD diciembre de 2009
Flandes - Girardot - Ricaurte	198.289
Guando - Fusagasuga	671.643
Sardinata - Cúcuta	1.981.873
Cali - Popayán	4.027.088
Ariari	1.143.198
Barranca - Payoa	3.147.789
Gibraltar - Bucaramanga	37.731.309

Cálculo CREG

De esta manera los costos totales expresados en dólares de diciembre de 2009, para la muestra seleccionada por la CREG, corresponden a:



Gasoducto	Costo Tuberías [USD 2009]	Costo Mano de Obra [USD 2009]	Otros Costos [USD 2009]	Total [USD 2009]
	35%	40%	25%	100%
Flandes - Girardot - Ricaurte	489.090	481.460	198.289	1.168.840
Guando - Fusagasuga	969.166	1.377.974	671.643	3.018.782
Sardinata - Cúcuta	3.493.751	3.526.635	1.981.873	9.002.259
Cali - Popayán	6.555.273	6.901.174	4.027.088	17.483.535
Ariari	1.896.441	2.487.540	1.143.198	5.527.179
Barranca - Payoa	9.649.092	8.415.357	3.147.789	21.212.238
Gibraltar - Bucaramanga	63.578.481	65.977.704	37.731.309	167.287.493

Cálculo CREG

### 3.2 Economías de escala por diámetro

Los activos seleccionados para la comparación presentan diferencias en cuanto al diámetro de la tubería, que van desde 3" hasta 12". En este sentido, con base información del documento *Pipeline Line Rules of Thumb Handbook*<sup>21</sup>, se estimaron los costos equivalentes para gasoductos de 4" de diámetro.

Se asume que la construcción de un gasoducto de 3" de diámetro implica los mismos trabajos de uno de 4" de diámetro. Considerando que la diferencia entre estos dos tipos de tubería se encuentra en el precio del acero, y el mismo fue actualizado como se indicó en la sección anterior, no es necesario realizar ajustes por economías de diámetro para los activos que presenten estas dimensiones.

Los ajustes por economías de diámetro para los demás activos se realizaron de acuerdo con las siguientes tablas:

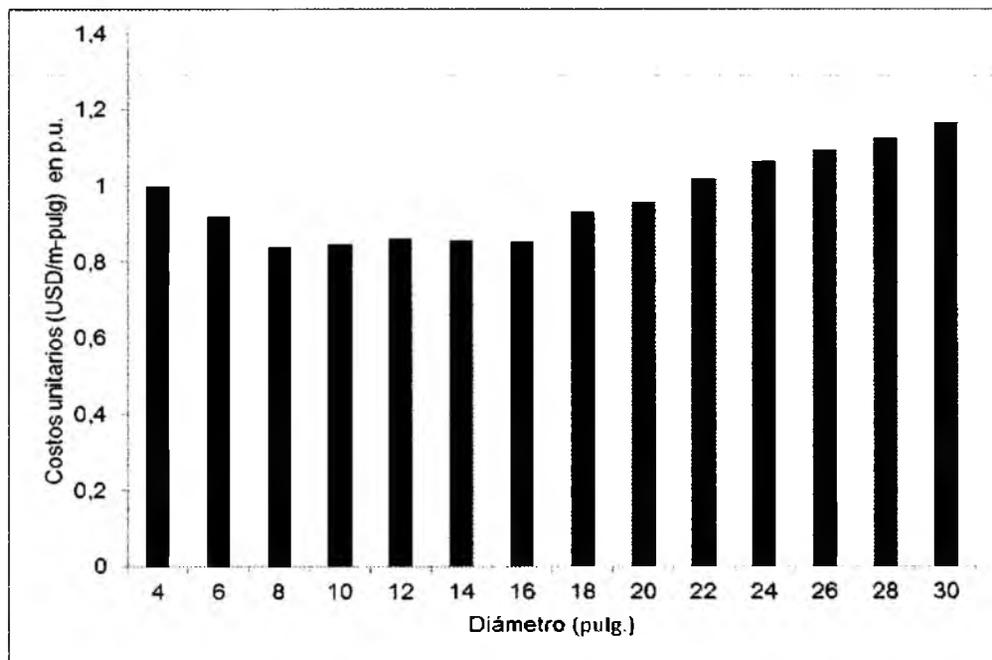
Porcentaje de incremento en costos por diámetro de gasoducto																	
34																	
32														13	27		
30														13	28	43	
28													11	26	41		
26												11	23	39			
24											11	23	82				
22										14	26	40					
20									17	33	47						
18								14	33	51							
16							23	39	63								
14						14	39	58									
12					16	32	62										
10				22	42	61											
8			26	53	78												
6		22	54	87													
4	0	38	69	112													
Pipe Size	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36

Fuente: Pipeline Rules of Thumb, pp. 273

<sup>21</sup> I. McAllister, E. W. 1998. Pipe Line Rules of Thumb Handbook. Página 273.

Diámetro pulgadas	% de incremento con respecto al anterior
4	0%
6	38%
8	22%
10	26%
12	22%
14	16%
16	14%
18	23%
20	14%
22	17%
24	14%
26	11%
28	11%
30	11%

En el siguiente gráfico se presentan estas cifras en términos de USD/m-pulgada.



Fuente: Elaborado a partir de Pipe Line Rules of Thumb, pp. 273

Al homogeneizar las cifras obtenidas a partir de la indexación por economías de diámetro se obtienen los siguientes valores para los gasoductos seleccionados como muestra para la comparación, tanto en dólares como USD/m-pulgada.

Gasoducto	Expresado en Diámetro de 4"	Expresado en USD/m-pulgada
Flandes - Girardot - Ricaurte	1.168.840	24,35
Guando - Fusagasuga	3.018.782	19,60
Sardinata - Cúcuta	9.002.259	32,99
Cali - Popayán	17.483.535	37,44
Ariari	5.527.179	22,62
Barranca - Payoa	12.599.333	53,03
Gibraltar - Bucaramanga	64.638.933	85,05

Cálculo CREG

### 3.3 Derechos de vía

Los valores mencionados hasta ahora corresponden a costos eficientes que incorporan los costos plenos por derecho de vía en que llegase a incurrir el transportador, esto es, los costos de construcción en un terreno en el que no se ha desarrollado una infraestructura similar. En el caso particular del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga la Comisión señaló lo siguiente en relación con este asunto:

"En los análisis que hizo la CREG es estimó: i) que en el caso más extremo las mejoras o los ahorros que se logran durante la construcción de dos tubos paralelos afectan el 25% del costo total de la inversión, y ii) que un factor de 1.5 sobre el porcentaje indicado recoge suficientemente los posibles ahorros que se hayan podido generar." (Resolución CREG 142 de 2010)

En este orden de ideas, para estimar el costo de gasoductos que se construyen en paralelo a otros existentes, como es el caso de los 'loops', se deben dividir las referencias obtenidas por 1,125. Los valores en USD/m-pulgada de referencia para estos gasoductos serían:

Gasoducto	Expresado en USD/m-pulgada
Flandes - Girardot - Ricaurte	21,65
Guando - Fusagasuga	17,42
Sardinata - Cúcuta	29,33
Cali - Popayán	33,28
Ariari	20,11
Barranca - Payoa	47,14
Gibraltar - Bucaramanga	75,60

Cálculo CREG

### 3.4 Topografía

La Resolución CREG 126 de 2010 definió cuatro tipos de terreno (A, B, C y D), de acuerdo con los rangos de inclinación del terreno. Para el caso de los gasoductos tomados como referencia, la topografía del trazado se divide de la siguiente manera:

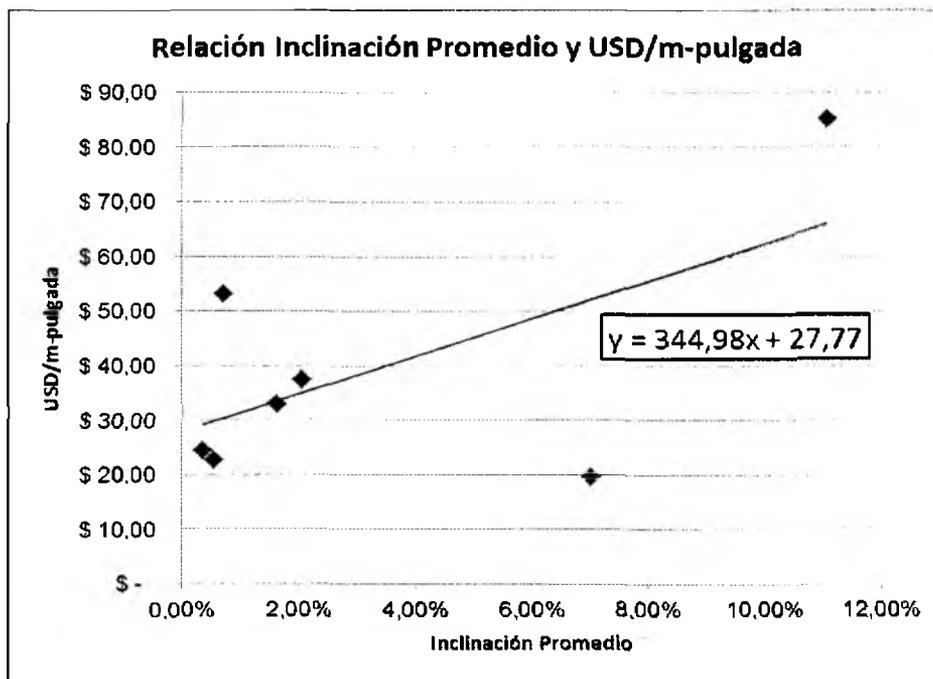
Gasoducto	Tipo de Terreno				Inclinación promedio	Expresado en USD/m-pulgada
	A	B	C	D		
Flandes - Girardot - Ricaurte	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,36%	24,35
Guando - Fusagasuga	51,28%	35,90%	10,26%	2,56%	7,01%	19,60
Sardinata - Cúcuta	91,18%	8,82%	0,00%	0,00%	1,61%	32,99
Cali - Popayán	87,07%	12,93%	0,00%	0,00%	2,06%	37,44
Ariari	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,56%	22,62
Barranca - Payoa	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,72%	53,03
Gibraltar - Bucaramanga	36,00%	28,00%	24,57%	11,43%	11,07%	85,05

Elaboración CREG

#### 4. Valoración por comparación

Como se expuso, los valores de los gasoductos usados como referencia fueron actualizados a precios de mercado de julio de 2011 y expresados en dólares de diciembre del año del 2009. Para la valoración por comparación se propone adoptar un ajuste lineal que modele la relación entre la inclinación promedio del trazado de un gasoducto y el costo en USD/m-pulgada.

Con la muestra seleccionada se realizó una regresión lineal, que define por comparación, los costos eficientes de nuevas inversiones.



Elaboración CREG

A partir de esta regresión, donde x es la inclinación promedio del gasoducto a valorar y y es el costo en USD/m-pulgada, se define el valor a eficiente a reconocer para gasoductos en donde no se comparten los derechos de vía. Por ejemplo, para un gasoducto en Terreno Tipo A, con una inclinación promedio de 2,5% el valor a reconocer es de USD 36,39/m-pulgada. Este valor eficiente está dado para la construcción de un gasoducto de 4".

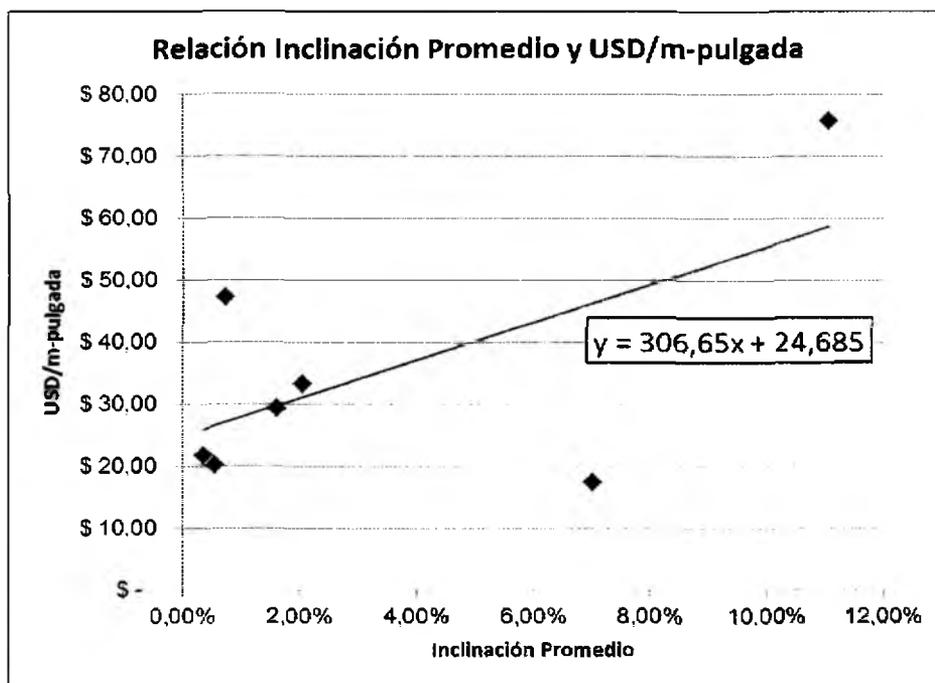
En aquellos casos en que se requiera determinar el costo de construcción de un gasoducto con un diámetro superior, se deben aplicar los ajustes por economías de diámetro descritos en la sección 3.2 de este anexo. Por ejemplo, si se quiere determinar el valor eficiente de un gasoducto con inclinación de 2,5% y diámetro de 6" se debe ajustar por un factor de 0.92, de la siguiente manera:

$$\text{Costo gasoducto USD/m-pulgada (2,5\% inclinación y 6")} = 36,39 \times 0,92 = 33,48$$

Los factores de ajuste para expresar en otros diámetros son:

Diámetro pulgadas	Ajuste por diámetro
6	0,92
8	0,84
10	0,85
12	0,86
14	0,86
16	0,86
18	0,94
20	0,96
22	1,02
24	1,07
26	1,09
28	1,13
30	1,17

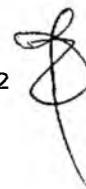
De otro lado, con los valores estimados para los gasoductos que comparten el derecho de vía se realizó la siguiente regresión lineal:



Elaboración CREG

Así, para valorar un gasoducto que comparte el derecho de vía se sigue un procedimiento similar al mencionado arriba. Por ejemplo, el valor eficiente de un gasoducto paralelo a uno existente y con una inclinación de 2.5% es de USD 32,35/m-pulgada

Para aquellos gasoductos que hacen parte de las inversiones realizadas por fuera del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 se aplica el mismo procedimiento descrito en este anexo, pero actualizando la información, de acuerdo con el numeral 3.1, de este anexo, hasta el año de entrada en operación y no hasta julio de 2011. Los demás aspectos se modelan de la misma manera.



## Anexo 23. Análisis de cada una de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Promigas

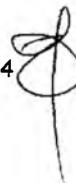
USD de diciembre de 2009		
Solicitud	Análisis	Valor Eficiente
43.068.519		29.543.665
<b>La Creclente</b>	<b>17.826.678</b> Ampliación de capacidad para atender mayores niveles de producción de Pacific Stratus. Se acepta la solicitud. Análisis de eficiencia de acuerdo con el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2001 y el Anexo 22 de este documento.	<b>9.833.496</b>
<b>Compresión Caracolí</b>	<b>8.781.983</b> Ampliación de capacidad para atender demanda concentrada en el tramo La Mami - Barranquilla. Se acepta la solicitud. Análisis de eficiencia de acuerdo con el Anexo 21 de este documento.	<b>8.781.983</b>
<b>Variantes</b>	<b>7.275.682</b>	<b>5.690.988</b>
Baléna - El Pájaro	906.450 Variantes que se ejecutaron por situaciones como i) exposición a influencia marina, ii) procesos erosivos en cruces subfluviales, iii) obras públicas (construcción de edificios y carreteras) y iv) geotecnia.	333.529
Río Guachaca	891.944	891.944
Sahagún - Montería	300.215	167.874
Río Piedras	711.362	711.362
Henequén	583.781	282.520
Las Gaviotas	340.905	340.905
Maríamina	543.848	543.848
Magangué Cicuco	897.839	897.839
Los Achiotos	412.628	412.628
Calabazo	377.542	377.542
Variantes Red Mamonal	394.973	121.102
Variante gasoducto Mamonal Jobo	368.011	185.504
El Doctor	237.099	237.099
Arroyo Caimán	201.776	89.982
Tubará	107.309	107.309
<b>Compresión Palomino</b>	<b>715.078</b>	
<b>Adicionales TGI</b>	<b>2.195.012</b>	<b>2.129.698</b>
Jobo - El Llano	345.146	345.146
Guepajé - Sincé - Corozal	217.357	217.357
Riñacha - Maicao	483.872	483.872
Pozos Colorados - Aracataca	360.729	360.729
Isabel López - Sabanalarga	256.448	256.448
Heróica - Mamonal	486.146	486.146
<b>Profundizaciones</b>	<b>1.803.524</b>	<b>1.803.524</b>
Loop La Mami - Bureche	801.545	801.545
Río Córdoba	480.986	480.986
Río Gaira	179.631	179.631
Río Jerez	341.362	341.362

[1] En la comunicación E-2011-006418 Promigas indicó a la CREG que estas inversiones las ejecutó por situaciones de emergencia.

## Anexo 23. Análisis de cada una de las inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1, reportado por Promigas (continuación)

USD de diciembre de 2009			
	<b>Solicitud</b>	<b>Análisis</b>	<b>Valor Eficiente</b>
<b>Servidumbres</b>	1.552.963	La metodología no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido.	-
<b>Automatización Gasoducto Troncal</b>	935.793	Inversión ejecutada para mejorar los procesos de información del sistema de Promigas. Se acepta la solicitud.	936.793
<b>Zona Franca La Candelaria</b>	603.729	Promigas indicó que los activos que hacen parte de "Zona Franca La Candelaria" fueron adquiridos a Surtigas S.A. E.S.P.. No obstante, con la información reportada no es posible establecer si los activos que se compraron estaban o no en la base tarifaria de Surtigas. Considerando los elementos proporcionados por la empresa, se aconseja no incluir la inversión "Zona Franca La Candelaria" hasta tanto la empresa no aporte la información que le permita a la CREG conocer i) si los activos que compró hicieron parte de la base tarifaria de Surtigas S.A. E.S.P. en el cálculo de las tarifas, y ii) las razones que justifican que los activos que hoy tiene un distribuidor sean ahora de un transportador.	-
<b>Sistema de Seguridad Perimetral</b>	475.273	Promigas indicó que esta inversión se ejecutó para garantizar la seguridad del sistema por elementos asociados con riesgos de atentados terroristas. La metodología no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Adicionalmente, en la tasa de remuneración que se reconoce en la metodología está una prima por riesgo país.	-
<b>Gasoducto Termoflores</b>	259.963	Variante por construcción de cametera. Se acepta la solicitud y análisis de eficiencia de acuerdo con el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2001 y el Anexo 22 de este documento. Es pertinente advertir que los análisis se hicieron con la mejor información disponible en razón a que la empresa no aportó en la solicitud los detalles suficientes.	122.246
<b>Extensión Mamonal</b>	218.491	Inversiones para aumentar capacidad. Se acepta la solicitud y análisis de eficiencia de acuerdo con el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2001 y el Anexo 22 de este documento.	30.729
<b>Estaciones</b>	199.142	Inversiones en cambio de válvulas. La metodología no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido.	-
Estación la Heroica	162.536		-
Estación de regulación y medición Mamonal	36.605		-
<b>Regional Cicuco Mompox [1]</b>	<b>115.434</b>	Inversiones para atender emergencia invernal. Se aceptan las solicitudes.	<b>116.434</b>
<b>Ramal El Carmen [1]</b>	<b>99.774</b>		<b>99.774</b>

[1] En la comunicación E-2011-006418 Promigas indicó a la CREG que estas inversiones las ejecutó por situaciones de emergencia.



## **Anexo 24. Análisis de los detalles que expuso Promigas en cada una de las variantes y gasoductos ejecutados por fuera del PNI del período tarifario t-1**

### **1. La Creciente**

Argumento de la empresa:

“Pacific Stratus, compañía productora y exploradora de hidrocarburos solicitó a Promigas la ampliación de la capacidad de transporte ya que en su proceso de exploración, fueron exitosos en encontrar reservas importantes en el campo La Creciente. En su momento, la capacidad del sistema de transporte alcanzaba los 35 MMPCD, sin embargo, el campo La Creciente contaba con una capacidad de producción para sus pruebas extensas de 60 MMPCD. Por lo anterior, se requirió la construcción de un gasoducto de 55 Km y 6” a partir de la estación San Mateo hasta la estación de Sincelejo. La capacidad del SNT se amplió en 25 MMPCD. La entrada en operación de dicha capacidad fue en octubre de 2008.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

<b>Valor Activo</b>	<b>Inversiones en acero</b>	<b>Inversiones Mano de</b>	<b>Otros</b>
17.826.678	2.717.210	8.861.399	6.248.068
	15%	50%	35%

La proporción importante de los costos de mano de obra se debió a la necesidad de ejecución del proyecto en un plazo muy corto de acuerdo con las necesidades de la demanda y del productor.”

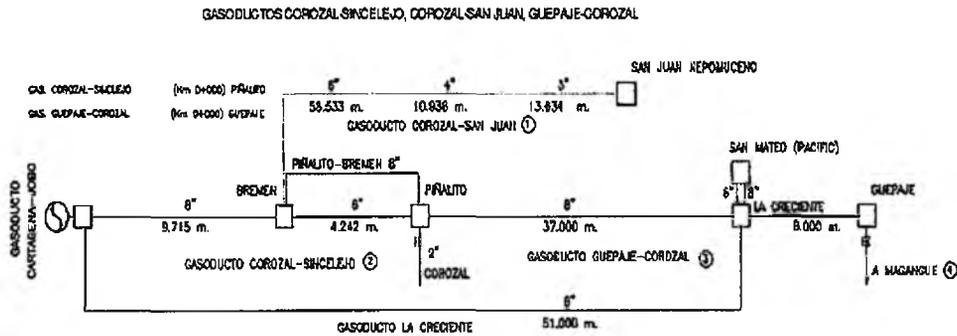
Mediante la comunicación S-2011-001040 (citada en la sección 1.2 de este documento) la CREG solicitó a Promigas identificar en el recorrido del gasoducto La Creciente (entre la estación San Mateo y la estación Sincelejo) todos los puntos de salida, los respectivos remitentes y la demanda asociada a los mismos.

Promigas respondió lo siguiente mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento):

“La ampliación de la capacidad de transporte del tramo Cartagena – Sincelejo permitió la movilización de mayores volúmenes por el sistema incrementando la capacidad en 25 MPCD y dio la oportunidad al mercado de la Costa Atlántica de contar con una nueva oferta de suministro de gas natural.

En el Gráfico 1 se observa el esquema de los gasoductos Güepaje – Corozal y Corozal – Sincelejo, donde se construyeron dos loops que incrementaron la capacidad de transporte de estos campos:

Gráfico 1



El loop entre Piñalito y Bremen se realizó en tubería de 8 pulgadas y con una longitud de 4.5 kilómetros, sobre el tramo de gasoducto Coroza – Sincelejo. Esta inversión permitió un incremento de la capacidad de transporte de 6 MPCD.

Así mismo, el segundo loop construido, el cual conecta la estación de Sincelejo con la estación de San Mateo, se construyó en diámetro de 6 pulgadas y con una longitud de 51 kilómetros paralelo al gasoducto Coroza – Sincelejo y Güepaje – Coroza. Esta inversión permitió un incremento de la capacidad de transporte de 19 MPCD, para un total de capacidad adicional de 25 MPCD (considerando la expansión de loop de 8 pulgadas).

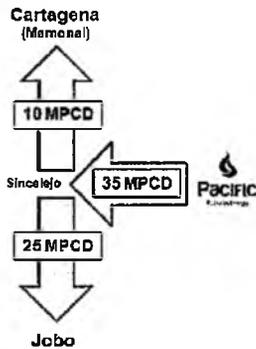
Gracias al incremento en la capacidad de transporte del tramo Cartagena – Sincelejo, se pudo recibir una mayor producción del campo la Creciente e incrementar los flujos de gas de este tramo de gasoducto, brindándole al mercado de la Costa Atlántica, la posibilidad de contar con mayor oferta de suministro de gas natural.

Es importante recordar que las inversiones de infraestructura en el Sistema de Transporte fueron realizadas teniendo en cuenta la atención, con gas de La Creciente (60 MPCD) de los consumos en el gasoducto Sincelejo – Jobo (25 MPCD) y en la Red de Mamonal (35 MPCD).

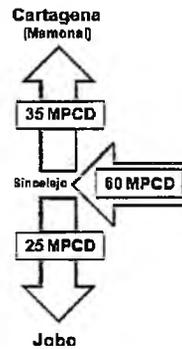
En el Gráfico 2 se presenta un esquema de cómo se modificaron los flujos de gas en el sistema de transporte debido a la expansión del sistema Cartagena – Sincelejo:

Gráfico 2.

**Antes de la Expansión**



**Con Expansión**



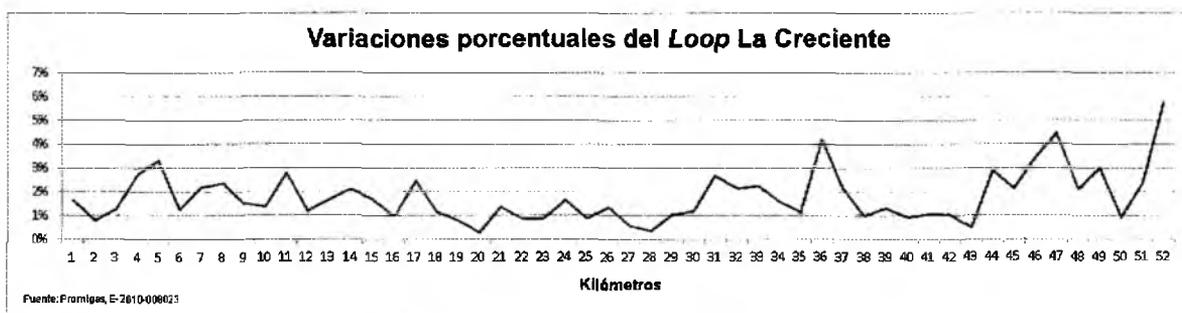
Para atender de manera puntual, el requerimiento de la CREG, enviamos cuadro en el cual se relacionan los puntos de salida con sus consumos promedios, en el tramo Güepaje – Sincelejo, donde se realizaron las inversiones de ampliación de la capacidad de transporte:

Clientes (Puntos de Salida)	Promedio (MPCD)	Ubicación
BETULIA	0.0262	Km. 38 +100 Güepajé-Corozal
COROZAL	0.2572	Km. 1 +603 Corozal-Sincelejo
SINCE	0.1316	Km. 25 +200 Güepajé-Corozal
URIBE - URIBE	0.6754	Km. 9 +57 Corozal-Sincelejo
<b>Total</b>	<b>1.0904</b>	

De la nueva información que remitió la empresa mediante la comunicación E-2011-002998, un elemento a resaltar es que se construyeron dos 'loops': uno de 51 km de longitud y 6" de diámetro, entre la estaciones de San Mateo y Sincelejo, y otro de 4.5 km (ó 4.2 km de longitud, según el diagrama) y 8" de diámetro, entre Piñalito y Bremen.

Adicionalmente, se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa, el gasoducto "La Creciente" tuvo un costo unitario de 54 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, con excepción del último kilómetro, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%; y
- iii) El gasoducto "La Creciente" entró en operación en el año 2008.



## 2. Variantes

### a. Construcción variante 2" Ballena – El Pájaro

Argumento de la empresa:

"Debido a la cercanía del tramo de 6" Ballena – Termo Pájaro a la línea costera (que no es de nuestra propiedad), quedó sometida a la fuerte influencia marina la cual deterioró su revestimiento y desestabilizó el trazado a causa de la incidencia meteorológica de las temporadas de huracanes en el Caribe, cuya erosión marina en la costa aumentó de forma imprevista y alarmante, hasta el punto que dejó expuesto aproximadamente 1,5 km del gasoducto al oleaje del mar, constituyéndose en una situación de alto riesgo y de emergencia manifiesta para las comunidades y la continuidad del servicio de gas al norte de la Guajira; ante los riesgos y las dificultades se decidió construir una variante en 2" y 6.7 km de longitud desde Ballenas hasta la antigua Estación Termo Pájaro, modificando el trazado por una zona más estable.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
906.450	170.283	659.153	77.014
	19%	73%	8%

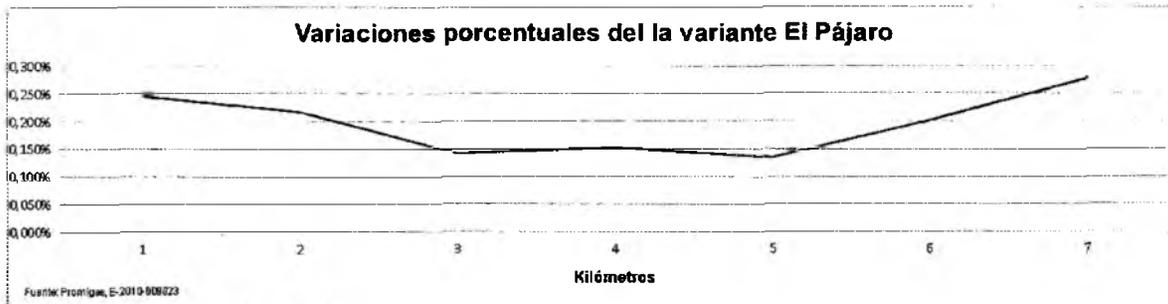
El comportamiento de los costos de mano de obra se debió a que el gasoducto fue construido en zona desértica de la península de la Guajira y las construcciones en esas zonas implican mayores costos debido a que se encuentran alejadas de los centros urbanos, esto exige mayores costos por movilización y permanencia de equipo y personal calificado. Adicionalmente por tratarse de un resguardo indígena, la mano de obra calificada y no calificada es escasa o nula y en general son zonas de recursos escasos para este tipo de construcciones."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Ballena – El Pájaro":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Ballena - El Pájaro	6.700	2	No	No	906.450

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Ballena el Pájaro" tiene un costo unitario de 67,65 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Ballena – El Pájaro" entró en operación en el año 2009.



### b. Variante Río Guachaca

Argumento de la empresa:

"El gasoducto troncal (línea Palomino – Bureche y loop La Mami – Bureche), en su cruce por el río Guachaca fue totalmente descubierto como consecuencia de un proceso erosivo

del río quedando expuesto a que en cualquier momento presentara rotura debido a la fuerza de la corriente.

Para corregir esta situación anómala, se diseñó y construyó 2 nuevas variantes a 3 metros por debajo del río que permitieron obtener los niveles de seguridad y confiabilidad requeridos por el sistema.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
891.944	335.494	429.735	126.715
	38%	48%	14%

La proporción importante de mano de obra se debió a que la construcción consideró tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son elevados. Adicionalmente, en este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas máquina y por ende en horas de operadores de máquinas.”

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante “Río Guachaca”:

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Río Guachaca (2 variantes)	1.747	20-24	No	Si	891.944

De la información reportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante “Río Guachaca” tiene un costo unitario de 23.21 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo D. Es decir, con pendientes superiores a 25%, y
- iii) La variante “Río Guachaca” entró en operación en el año 2004.

La gráfica del perfil de la variante “Río Guachaca” no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 1.747 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**c. Variante Sahagún – Montería**

Argumento de la empresa:

“El gasoducto regional Sahagún – Montería afectaba en forma diagonal los predios donde se llevaba a cabo la construcción de la nueva terminal de transportes de Montería. Para corregir esta situación se requirió construir una variante para desviar el recorrido del gasoducto regional Sahagún – Montería, con el fin de evitar que quedara debajo de la infraestructura de dicha terminal, lo que impediría el mantenimiento preventivo y correctivo

de dicha tubería, lo cual imposibilitaría garantizar la integridad del gasoducto regional y por tanto, podría fallar y causar la interrupción total del transporte de gas natural y la afectación de la infraestructura vial y comunidad aledaña.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
300.215	96.848	176.536	26.831
	32%	59%	9%

Durante la construcción de la variante, fue necesario realizar dos cruces especiales y dos cruces de vía que requirieron del uso de maquinaria pesada (retroexcavadora). Dado que el tipo de contratación que se hizo fue "Llave en Mano", el rubro de mano de obra es elevado ya que está incluyendo costos de dicha maquinaria. Por el mecanismo de contratación realizado, no es posible hacer un desglose más detallado."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Sahagún Montería":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Sahagún - Montería	637	10	No	No	300.215

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Sahagún - Montería" tiene un costo unitario de 47,12 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Sahagún - Montería" entró en operación en el año 2007.

La gráfica del perfil de la variante "Sahagún - Montería" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 637 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**d. Variante Río Piedras**

Argumento de la empresa:

"Construcción de un nuevo cruce del gasoducto troncal Palomino – Bureche por el Río Piedras (kilómetro 41 + 620 de la línea 20B, aproximadamente, sector Cañaveral – departamento del Magdalena), debido a la erosión total del cruce actual por la acción de la fuerte escorrentía superficial.

El nuevo cruce tiene una longitud aproximada de 205 metros y se ubicó aproximadamente a unos 25 metros del cruce actual. La profundidad en el nuevo cruce fue de 3 metros aproximadamente (cota clave de la tubería). Como obra geotécnica se construyó la

protección en ambas riberas del río, mediante colchonetas de gaviones, gaviones y geotextil; además, sobre el derecho de vía se construyeron canales y cortacorrientes, para su estabilización.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
711.362	54.105	569.599	87.658
	8%	80%%	12%

Para la construcción de estas variantes se consideraron tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio. Por otra parte, en este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruce de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas – máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. De igual forma, la construcción e instalación de las obras de geotecnia son de fabricación manual, lo que a su vez incrementa los costos en mano de obra. Cabe anotar, que en este trabajo fue contratado bajo la figura llave en mano y los costos de las maquinarias usadas están incluidos bajo el concepto de mano de obra, lo cual hace que la proporción en este concepto sea mayor.”

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante “Rio Piedras”:

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce rio o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Rio Piedras	205	20	No	Si	711.362

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante “Rio Piedras” tiene un costo unitario de 173,50 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante “Rio Piedras” entró en operación en el año 2009.

La gráfica del perfil de la variante “Rio Piedras” no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 205 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**e. Construcción Variante Henequén**

Argumento de la empresa:

“La construcción de esta variante en el gasoducto Termoflores, abscisa K20 + 550 sector Henequén, fue necesaria debido a los movimientos evidenciados en la ladera donde se encontraba instalada la tubería en operación. En el año 2006 Promigas ejecutó obras de manejo de aguas de escorrentía, tratamiento de taludes, construcción de gaviones, empradización entre otros, con el fin de estabilizar las laderas que ponían en riesgo la integridad del gasoducto en el sector antes mencionado. Concluidas las obras, se continuó

con un programa de monitoreo georeferenciado del derecho de vía donde se encontraba ubicada la tubería lo cual evidenció que los movimientos continuaban y los sobre esfuerzos que éstos generaban sobre la tubería comprometían su integridad.

Ante esta situación, para dar solución definitiva se construyó una variante en el piedemonte del talud con lo cual se logró garantizar la integridad del gasoducto.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
583.781	128.803	303.830	151.147
	22%	52%%	26%

La construcción de esta variante consideró empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son elevados. De igual forma, la razón principal de la mayor proporción del rubro de mano de obra se debió a que por el tipo de terreno encontrado en el trazado de la tubería se requirió de hacer excavaciones en roca con maquinaria pesada y por el tipo de contratación que se hizo, este valor incluye los costos de dichos equipos.”

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante “Henequén”:

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Henequén	600	20-18	No	No	583.781

Adicionalmente, en la misma comunicación, Promigas aportó la siguiente información sobre la variante “Henequén”:

“Los trabajos correspondientes al manejo de aguas de escorrentía, tratamiento de taludes, construcción de gaviones, empedrado entre otros, los cuales fueron gastos de mantenimiento requeridos para estabilizar las laderas en el sector de Henequén en el año 2006, no están incluidos en el PNI-1 definido en la Resolución CREG 070 de 2003.

Como se explicó en el expediente tarifario enviado en octubre de 2010, la construcción de la variante Henequén se debió básicamente a que a pesar de los trabajos mencionados en el párrafo anterior, continuó la erosión y desplazamiento de tierras debido a la inestabilidad en el terreno en dicha zona, y por lo tanto fue necesario realizar el proyecto de la construcción de la variante para dar solución a ésta situación”

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante “Henequén” tiene un costo unitario de 51,21 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante “Henequén” entró en operación en el año 2009.

La gráfica del perfil de la variante "Henequén" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 600 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**f. Variante quebrada Las Gaviotas**

Argumento de la empresa:

"El Gasoducto Ballena – Palomino, línea 20A en el KM. 114 + 682 se encontraba el tramo aéreo No. 7, el cual pasaba sobre el cauce de la Quebrada Las Gaviotas. La tubería se encontraba adyacente al puente conocido como "Puente Quemao" en la carretera Nacional que de Riohacha conduce a Santa Marta. Este sitio fue objeto de un atentado terrorista con explosivos ocurrido el 28 de Febrero de 2006 que afectó el sistema de transporte de Promigas y la vía terrestre nacional. Con el fin de reducir el riesgo de vandalismo al que estaba sometido la tubería en esta zona del territorio se decidió enterrar el tramo, construyendo una variante.

La variante tuvo una longitud aproximada de 113 metros, en la margen derecha de la vía que conduce a Palomino; la cota de profundidad fue de 3 metros aproximadamente. No se realizaron obras de protección geotécnicas.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
340.905	89.013	240.492	11.401
	26%	71%	3%

La construcción de esta variante consideró tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son elevados. Por otra parte, en este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas – máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. Adicionalmente existe otro grado de complejidad asociado a interrupciones de los trabajos ocasionadas por el alto tráfico vehicular existente en la vía aledaña al trazado de la variante. Cabe anotar, que este trabajo fue contratado bajo la figura de llave en mano y los costos de las maquinarias usadas están incluidos bajo el concepto de mano de obra, lo cual hace que la proporción en este concepto sea mayor."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información sobre la variante "Las Gaviotas":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce rio o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Las Gaviotas	113	20	No	Sí	340.905

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Las Gaviotas" tiene un costo unitario de 150,84 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),

- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Las Gaviotas" entró en operación en el año 2009.

La gráfica del perfil de la variante "Las Gaviotas" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 113 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**g. Variante Mariamina**

Argumento de la empresa:

"El Gasoducto Ballena – Palomino (línea 20 A) a su cruce por la quebrada Mariamina (KM. 78 + 399) fue descubierto en su totalidad por la fuerza erosiva de las ecorrentías y se encontraba expuesta sobre el lecho de la quebrada y por lo tanto la integridad del sistema de transporte se encontraba en peligro inminente de verse afectada negativamente hasta el punto de ser interrumpido el servicio. A pesar que en varias ocasiones se realizaron trabajos en este sitio con el fin de mantenerla enterrada (bajado de tubería), con el paso del tiempo se volvía a destapar debido a la fuerza erosiva de las aguas.

La variante tuvo una longitud de 137 metros, los cuales se distribuyeron equitativamente hacia aguas arriba y aguas abajo desde el centro del cruce actual; la profundidad de bajado fue de 3 metros aproximadamente. Como obra geotécnica se construyó la protección de ambas riberas, mediante gaviones.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
543.848	167.177	339.400	37.271
	31%	62%	7%

En este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas – máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. De igual forma, la construcción e instalación de las obras de geotécnica son de fabricación manual, lo que a su vez incrementa los costos en mano de obra."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Mariamina":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Mariamina	137	20	No	Si	543.848

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Mariamina" tiene un costo unitario de 198.48 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),

- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Mariamina" entró en operación en el año 2009.

La gráfica del perfil de la variante "Mariamina" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 137 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### **h. Cruce Magangué Cicuco**

Argumento de la empresa:

"En su paso por el río Magdalena la sección del gasoducto en mención fue desestabilizada debido a la erosión de las riveras del río así como la variación del lecho del mismo, lo cual dejó expuesta la tubería a los embates de la corriente. Con el fin de solucionar esta situación que comprometía fuertemente la integridad de la tubería y por ende la seguridad de los usuarios de esta arteria navegable, así como el normal suministro a las diferentes poblaciones alimentadas por este ramal, se decidió la construcción de un cruce con perforación horizontal dirigida en una longitud de 787.46 m<sup>22</sup>.

Con la anterior solución se garantizó el suministro a los clientes así como la seguridad a las comunidades en el área de influencia del gasoducto. Estas mejoras redundaron en contar con niveles de integridad y confiabilidad acorde con lo establecido en la regulación

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

<b>Valor Activo</b>	<b>Inversiones en acero</b>	<b>Inversiones Mano de Obra</b>	<b>Otros</b>
897.839	24.996	809.482	63.360
	3%	90%	7%

La razón principal de la mayor proporción de costos de mano de obra se debió a que el cruce fue construido mediante la técnica de Perforación Horizontal Dirigida, con lo cual se garantiza una mayor estabilidad de la tubería por debajo del lecho del río y ningún impacto sobre las riveras; esta técnica es realizada por firmas especializadas con equipos especiales, principalmente cuando se trata de cruces de longitud considerable, como son los cruces subfluviales en el Río Magdalena. Es pertinente señalar también, que en la industria éste tipo de obras se contratan bajo la modalidad llave en mano o precio global fijo con el constructor especializado, debido al alto grado de incertidumbre y los riesgos asociados al proceso de instalación, aspecto que incide en el costo de la obra, pero que es compensado en el largo plazo con la confiabilidad de cruce, integridad del ducto y los menores costos de mantenimiento en obras de protección geotécnica de las riveras del río."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Magangué Cicuco":

<sup>22</sup> Conviene anotar que en la comunicación E-2011-002998 la empresa reportó una distancia diferente (783 m) que no cambia el resultado del análisis.

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Magangué Cicuco	783	4	No	Sí	897.839

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Magangué Cicuco" tiene un costo unitario de 286.67 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Magangué Cicuco" entró en operación en el año 2008.

La gráfica del perfil de la variante "Magangué Cicuco" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 783 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### i. Variante Los Achiotes

Argumento de la empresa:

"El gasoducto troncal (línea 20 B Palomino – Bureche) en su cruce por la Quebrada Los Achiotes (aproximadamente kilómetro 8 + 000, aproximadamente) fue descubierto por las fuerzas erosivas de dicha escorrentías superficiales de agua y por lo tanto la integridad del sistema de transporte se encontraba en peligro inminente de verse afectada negativamente hasta el punto de ser interrumpido el servicio.

La variante con la cual se logró profundizar dicha línea tuvo una longitud aproximada de 301.77 metros quedando a una corta de aproximadamente 3.5 metros con respecto al lecho en su punto de cruce. Como obra geotécnica solo se construyó la protección de la ribera derecha, mediante dos niveles de gaviones.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
412.628	107.504	248.805	56.319
	26%	60%	14%

La construcción de esta variante consideró tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio. Adicionalmente, en este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. De igual forma, la construcción e instalación de las obras de geotecnia son de fabricación manual, lo que a su vez incrementa los costos en mano de obra."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Los Achiotes":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Los Achiotes	302	20	No	Sí	412.628

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Los Achiotes" tiene un costo unitario de 68.37 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Los Achiotes" entró en operación en el año 2005.

La gráfica del perfil de la variante "Los Achiotes" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 302 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### j. Cruce quebrada Calabazo

Argumento de la empresa:

"Construcción de un nuevo cruce del gasoducto troncal Palomino – Bureche por la Quebrada Calabazo (kilómetro 52 + 400 aproximadamente de la línea, sector Calabazo – Departamento del Magdalena), debido a la erosión total del cruce actual.

El nuevo cruce tiene una longitud aproximada de 230 metros y se ubicó aproximadamente a unos 38 metros del cruce actual. La profundidad de la variante en el nuevo cruce fue de 2,5 metros aproximadamente (cota clave de la tubería). Como obra geotécnica se construyó la protección en la ribera derecha de la quebrada, antes de llegar al segundo box culvert de la carretera, mediante colchonetas de gaviones y geotextil; además, en el nuevo cruce de la Quebrada Calabazo se protegieron las riberas mediante enrocados en concreto ciclópeo.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
377.542	70.635	249.090	57.817
	19%	66%	15%

La construcción de esta variante consideró tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son altos. Por otra parte, en este tipo de proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas – máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. De igual forma, la construcción e instalación de las obras de geotecnia son de fabricación manual, lo que a su vez incrementa los costos en mano de obra."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Calabazo":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Calabazo	230	20	No	Sí	377.542

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Calabazo" tiene un costo unitario de 82,07 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Calabazo" entró en operación en el año 2008.

La gráfica del perfil de la variante "Calabazo" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 230 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### k. Variante red Mamonal

##### i) Construcción de Variante en Colteminerales sobre SRT de Mamonal

Argumento de la empresa:

"El Sistema Regional de Transporte de Mamonal (SRT) atravesaba los predios de la empresa Colteminerales, dentro de cuyas instalaciones se había reparado la tubería por fugas encontradas. En el predio de Colteminerales se encontraban varias conexiones que estaban fuera de servicio. Tan bien se tuvo en cuenta que después de atravesar las instalaciones de Colteminerales, un tramo de tubería se internaba en los predios de Dow Química, más exactamente hacia la antigua estación de esta compañía.

Con el propósito de brindar seguridad y confiabilidad al sistema de distribución y de eliminar tramos de tuberías que estén fuera de servicio y en predios particulares, se ejecutó la construcción de una variante de 200 m de longitud en tubería de 4."

##### ii) Construcción de Variante en Refinería de Ecopetrol sobre SRT de Mamonal

Argumento de la empresa:

"Un tramo de 500 m del SRT de Mamonal atravesaba los predios de la Refinería de Ecopetrol, más concretamente en el sector occidental, donde se localiza la tea y varios separadores. En ese sector, la tubería se encontraba superficial (0,30), con el agravante de estaban por debajo de una serie de tuberías y otras estructuras que imposibilitaban realizar cualquier mantenimiento, por lo tanto se consideró como crítico el tramo en mención, ya que de presentarse una fuga de gas, las dificultades para repararla eran muchas.

Con el propósito de brindar seguridad y confiabilidad al sistema de transporte local, se presupuestó y construyó una variante de 500 m de longitud en tubería de 10.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
394.973	117.205	232.632	45.136
	30%	59%	11%

El sector industrial de Mamonal en Cartagena representa una zona de alta dificultad constructiva debido a la presencia de redes de servicios públicos y privados, terreno con alto nivel freático y margen de derecho de vía limitado. Esencialmente toda la obra puede considerarse como una obra especial donde la mano de obra es intensiva dada la necesidad de proteger las infraestructuras existentes y evitar daños y penalizaciones.”

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante:

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009	
			Aéreo	Subfluvial		
Variantes Red Mamonal	Variante Colteminerales	200	4	No	No	44.515
	Variante Refinería Ecopetrol	500	10	No	No	350.458

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante “Colteminerales” tiene un costo unitario de 55,64 USD/m-pulg. y la variante “Refinería Ecopetrol” tiene un costo unitario de 70.09 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de las dos variantes se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) Las variantes “Red Mamonal” entraron en operación en el año 2005.

La gráfica del perfil de las variantes no se presenta en razón a que, como se ha indicado, son de 200 y 500 m y no se tiene suficiente información para graficarlas.

#### I. Variante Km 5 Gasoducto Mamonal – Jobo (Construcción de una variante de 600 M en el Km 05 + 000 del gasoducto Cartagena – Jobo)

Argumento de la empresa:

“En la abscisa referenciada, el gasoducto se encontraba a un metro del borde del talud de la carretera Mamonal – Gambote, el cual se había vuelto inestable debido a la vibración que producían los vehículos pesados a su paso por el lugar, sumando además la que producían las volquetas que transporte materiales por el carretable localizado en la parte superior de dicho talud. A 100 m del talud, la tubería atraviesa una represa donde se crían caimanes y babillas, en uno de los extremos del cuerpo de agua se encontraba localizado un defecto que nos e había corregir; tampoco se podía cambiar el recubrimiento por lo arriba anotado. Por seguridad y confiabilidad se procedió a construir la variante.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
368.011	146.580	179.382	42.049
	40%	49%	11%

La construcción de esta variante consideró empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son elevados. Por otro lado la mayor proporción del rubro de mano de obra se debe a que este trabajo fue contratado bajo la figura llave en mano y los costos de las maquinarias usadas están incluidos bajo este concepto."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información sobre la variante "Km 5 Gasoducto Mamonal – Jobo":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Variante gasoducto Mamonal Jobo	600	10	No	No	368.011

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Mamonal Jobo" tiene un costo unitario de 61,34 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Mamonal Jobo" entró en operación en el año 2007.

La gráfica del perfil de la variante "Mamonal Jobo" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 600 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### m. Variante El Doctor

Argumento de la empresa:

"La tubería del gasoducto troncal (Bureche – Palermo) en su tramo aéreo por el puente El Doctor fue objeto de un atentado por parte de terceros que requirió como solución definitiva instalar una nueva tubería (variante) por debajo del lecho de la quebrada El Doctor, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema de transporte.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
237.099	4.309	197.482	35.308
	2%	83%	15%

La construcción de esta variante consideró tramos cortos de tubería pero con empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio. Por otra parte, en este tipo de

proyectos se realizan excavaciones a cielo abierto en cruces de corrientes de agua permanente de alto caudal por lo que los contratos de montaje son intensivos en horas – máquina y por ende en horas de operadores de máquinas. De igual forma, la construcción e instalación de las obras de geotecnia son de fabricación manual, lo que a su vez incrementa los costos en mano de obra. Adicionalmente existe otro grado de complejidad asociado a interrupciones de los trabajos ocasionados por el alto tráfico vehicular existente en la vía aledaña al trazado de la variante.”

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante “El Doctor”:

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
El Doctor	500	20	No	Sí	237.099

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante “El Doctor” tiene un costo unitario de 27,71 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009).
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante “El Doctor” entró en operación en el año 2004.

La gráfica de la variación porcentual de la variante “El Doctor” no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 500 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

#### n. Variante Arroyo Caimán

Argumento de la empresa:

“El gasoducto regional Corozal - Sincelejo pasa en dos oportunidades por el arroyo El Caimán cerca al barrio Puerto Arturo de la ciudad de Sincelejo. La tubería en encontraba descubierta lo que generaba que se represaran sedimentos arrastrados por la corriente que podrían causar daño a ésta. Así mismo esta situación representaba un peligro para la estabilidad del canal del arroyo, ya que por efectos de la obstrucción que hace el gasoducto al arroyo las paredes del mismo se habían socavado lo cual ponía en peligro la estabilidad del arroyo y a la comunidad del barrio Puerto Arturo de la Ciudad de Sincelejo.

Debido a lo anterior se requirió construir una variante para desviar el recorrido del gasoducto regional.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
201.776	93.318	82.965	25.493
	46%	41%	13%

La construcción de esta variante consideró empalmes sin suspensión de flujo (perforación y obturación) en cada sitio, cuyos costos son elevados. Por otro lado la mayor proporción del rubro de mano de obra se debe a que este trabajo fue contratado bajo la figura llave en mano y los costos de las maquinarias usadas están incluidos bajo este concepto."

Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información de la variante "Arroyo Caimán":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Arroyo Caimán	389	8	No	No	201.776

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Arroyo Caimán" tiene un costo unitario de 64,84 USD/m-pulg. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Arroyo Caimán" entró en operación en el año 2007.

La gráfica del perfil de la variante "Arroyo Caimán" no se presenta en razón a que, como se ha indicado, es de 389 m y no se tiene suficiente información para graficarla.

**o. Variante Regional Tubará**

Argumento de la empresa:

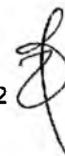
"En la actualidad la Gobernación del Atlántico adelanta las obras de ampliación y pavimentación de la vía Tubará – Bajo La Habana – Vía al mar. Para evitar que estas obras afectaran la tubería de polietileno que se encuentra en la margen derecha de esta vía en el sentido Vía mar – Tubará, se construyó una variante de esta línea de gas. La longitud de la variante fue de 3.606 m<sup>23</sup>.

Los costos del proyecto se distribuyeron de la siguiente manera (US\$ 2009):

Valor Activo	Inversiones en acero	Inversiones Mano de Obra	Otros
107.309	40.311	43.191	23.808
	38%	40%	22%

Es importante aclarar que el gasoducto fue construido en polietileno y para efectos de presentación en el cuadro anterior, el valor de la inversión correspondiente fue incluido en la columna inversiones en acero."

<sup>23</sup> Nótese que este valor es distinto al que la empresa reportó en la comunicación E-2011-002998.



Por otra parte, mediante la comunicación E-2011-002998 (citada en la sección 1.2 de este documento) Promigas aportó la siguiente información sobre la variante "Tubará":

Variantes del periodo t-1	Longitud metros	Diámetro Pulgadas	Cruce río o quebrada		Valor activo USD 2009
			Aéreo	Subfluvial	
Tubará	8.290	3	No	No	107.309

De la información aportada por Promigas se advierten los siguientes elementos:

- i) De acuerdo con los datos suministrados por la empresa la variante "Tubará" tiene un costo unitario de 4,31 USD/m-pulg<sup>24</sup>. (cifras a diciembre de 2009),
- ii) De acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, todo el recorrido de la variante se desarrolla en un Terreno Tipo A. Es decir, con pendientes inferiores a 5%, y
- iii) La variante "Tubará" entró en operación en el año 2010.

En el caso de la variante "Tubará", en atención a que fue construido en polietileno, se comparó su costo unitario con el costo unitario promedio de los gasoductos en polietileno que se le aprobó a Promigas en la anterior revisión tarifaria (Resolución CREG 070 de 2003) y se encontró que está en el rango de eficiencia.

### 3. Gasoducto Termoflores

Argumento de la empresa:

"Debido a la prolongación de la Kra 52 con la Vía circunvalar fue necesario construir una variante de 18" para el gasoducto a Termoflores. En este punto el cruce de las dos vías se realizó con un puente sobre la Circunvalar, lo cual obligó a reubicar la tubería con el fin de evitar la interferencia de la estructura del puente con el gasoducto y además una parte de la tubería hubiese quedado como tramo aéreo sin los soportes adecuados."

Adicionalmente, Promigas reportó en la solicitud que la variante "Gasoducto Termoflores" entró en operación en el año 2003.

En esta inversión la empresa está solicitando USD 259.963 de diciembre de 2009.

En el análisis de esta solicitud se advierte que Promigas no indicó a la CREG la extensión de la variante y tampoco el perfil del gasoducto (como sí lo hizo en el caso de las variantes). No obstante, sí señaló (página 47 de la solicitud tarifaria de Promigas con número de radicado E-2010-009023) qué extensión reemplazaría (0,270 km).

Con la mejor información disponible se propone evaluar la eficiencia de la inversión en el gasoducto, así: i) longitud 270 m, ii) diámetro 18" y iii) topografía terreno tipo A<sup>25</sup>.

<sup>24</sup> Se tomó la referencia de 8.290 m, longitud que coincide con la información del perfil de topografía que reportó la empresa.

<sup>25</sup> La empresa tampoco aportó información sobre la topografía del terreno, luego se asume que es de tipo A.

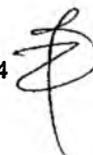
#### 4. Extensión Mamonal

##### Argumento de la empresa:

"Obras de expansión del SRT Red Mamonal para atender un clúster empresarial en esa misma zona. Este proyecto se inicia con un punto de salida de 4 pulgadas de diámetro sobre el SRT Mamonal, protegido por un registro en concreto y ubicado frente a la empresa Seatech sobre la vía Mamonal – Pasacaballos. A partir de este punto se extendió la red 250 metros de longitud, la cual finaliza en el sitio donde se ubicarán un grupo de empresas (Parque Industrial TLC de las Américas, Parquiamérica). Se construyó una estación de gas conformada por una válvula de entrada y las etapas de filtración, de medición de flujo, control de presión y, finalmente, un "header", "múltiple" o cabezal para poder entregar a las empresas que allí se ubiquen. El "bypass" del sistema de filtración está provisto con un "Cone Strainer" que cuando está en uso permite retener partículas sólidas de mayor tamaño. La etapa de medición consta de un medidor tipo rotatorio con su respectivo computador de flujo. La estación cuenta con un "bypass" que tiene un "Spectacle blind", cuya instalación durante la mayor parte del tiempo será en posición de bloqueo del flujo. Se cambiará a la posición de flujo cuando se vayan a realizar actividades de mantenimiento del tren principal. La etapa de control de presión consiste de reguladores con sus respectivos sistemas de protección contra sobrepresiones, para mantener la presión en el valor deseado de manera segura."

Adicionalmente, Promigas reportó en la solicitud que la "Extensión Mamonal" entró en operación en el año 2010.

En esta inversión la empresa está solicitando USD 218.491 de diciembre de 2009.



## **Anexo 25. Reconocimiento de gastos de AOM asociados a nuevas inversiones en el sistema de transporte de gas natural**

En este anexo se presentan los análisis realizados para evaluar eficiencia de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) asociados a: i) inversiones del programa de nuevas inversiones e inversiones en 'loops'; y ii) estaciones de compresión.

### **1. Antecedentes**

En los numerales 8.4 y 8.5 de la Resolución CREG 126 de 2010 se estableció la metodología para evaluar los gastos de AOM asociados a las nuevas inversiones en sistemas de transporte de gas natural, sean del programa de nuevas inversiones o inversiones en aumento de capacidad:

**"8.4 Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a nuevos proyectos.** Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al PNI –  $AOM_t^{PNI}$  – y aquellos asociados a las IAC –  $AOM_{p,t}^{IAC}$  – se determinarán de la siguiente manera:

**8.4.1. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al PNI –  $AOM_t^{PNI}$ .** Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la CREG los gastos de AOM asociados a los proyectos del Programa de Nuevas Inversiones para cada Año del Horizonte de Proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en el numeral 8.5 de la presente Resolución.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable  $AOM_t^{PNI}$ .

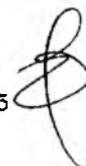
**8.4.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a las IAC –  $AOM_{p,t}^{IAC}$ .** Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la CREG los gastos de AOM asociados a cada proyecto de las Inversiones en Aumento de Capacidad, para cada Año del Horizonte de Proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en el numeral 8.5 de la presente Resolución.
- b) La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable  $AOM_{p,t}^{IAC}$ .

**8.5. Otros gastos de administración, operación y mantenimiento –  $OAOM_t$ .** Corresponderán a la suma de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte –  $GC_t$ , corridas con raspador inteligente –  $GCR_t$ , Gas de Empaquetamiento –  $GGE_t$  – y terrenos e inmuebles –  $GTI_t$ , como se dispone a continuación:

**8.5.1. Gastos en compresión asociada al sistema de transporte –  $GC_t$**  Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- c) El transportador reportará a la CREG la estimación de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte para cada Año del Horizonte de Proyección. Así



mismo entregará los soportes técnicos de estas estimaciones: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de combustibles y lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros. Estos gastos deberán ser expresados en pesos de la Fecha Base.

- d) La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable  $GC_1$ .

(...)"

De acuerdo con la literatura sobre la materia, los modelos más utilizados para evaluar el desempeño de las empresas de transporte de gas por ductos, medido en términos de la eficiencia de los gastos de AOM, son los de frontera estocástica y análisis envolvente de datos. Los principales obstáculos para la utilización de estos modelos radican en el número limitado de empresas de transporte y en la asimetría de información entre el regulador y las empresas.

Las variables utilizadas en la aplicación de dichos modelos de eficiencia son, por un lado los gastos de AOM, y por el otro variables como la longitud de los tubos, inversión en activos, ingresos del transportador, capacidad del sistema de transporte o de compresión, cantidad de gas transportado, etc.

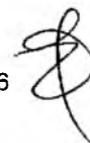
Para evitar posibles problemas asociados al tamaño de la muestra, se optó por incluir un conjunto de empresas internacionales, para lo cual fue necesario verificar que las empresas incluidas tuvieran ciertos atributos que las hicieran similares a las empresas locales. De esta manera se pudo comparar la información de las empresas internacionales con la información de las empresas colombianas.

En cuanto a la información de empresas internacionales, la fuente más útil sigue siendo la Federal Energy Regulatory Commission – FERC, ente regulador de la industria de los Estados Unidos de América, por la rigurosidad con que las empresas deben reportar la información y la cantidad de años para los que está disponible.

## **2. Gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones y a 'loops'**

Para evaluar los gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones y a 'loops', se recopiló información de gastos de AOM, inversiones, longitud de gasoductos y gas transportado de sistemas de transporte de Colombia y de los Estados Unidos de América. Para el caso de las empresas de los Estados Unidos de América se tomó la información de los años 2005 a 2010, con el fin de verificar la consistencia de la información.

A continuación se describe la información consultada en la página web de la FERC, [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov), y se explican los criterios utilizados para la selección de la muestra. Es de observar que en la página web de la FERC se encuentra información de empresas que desarrollan, además de la actividad de transporte de gas, las demás actividades de la cadena, como producción, almacenamiento, distribución y comercialización.



**Información consultada**

En el formato F2\_317\_GAS\_OP\_MAINT, gastos de operación y mantenimiento, se presenta el detalle de los gastos por actividad, del cual se pueden extraer las siguientes líneas:

Código	Descripción
9700	TOTAL Production Expenses
17700	TOTAL Natural Gas Storage
20100	TOTAL Transmission Expenses
22900	TOTAL Distribution Expenses
23700	TOTAL Customer Accounts Expenses
24400	TOTAL Customer Service and Information Expenses
25100	TOTAL Sales Expenses
27000	TOTAL Administrative and General Expenses
27100	TOTAL Gas O&M Expenses

Fuente: tomado de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov) el día 13 de abril de 2011

Como se puede observar, los gastos generales y administrativos de todas las actividades se presentan en una sola línea, por lo que tales gastos deben ser distribuidos entre las diferentes actividades en aquellas empresas integradas verticalmente.

Entrando al detalle de las cuentas de gastos de transmisión (línea 20100), se tiene:

Código	Descripción
17800	3. TRANSMISSION EXPENSES
17900	Operation
18000	850 Operation Supervision and Engineering
18100	851 System Control and Load Dispatching
18200	852 Communication System Expenses
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18600	856 Mains Expenses
18700	857 Measuring and Regulating Station Expenses
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
18900	859 Other Expenses
19000	860 Rents
19100	TOTAL Operation (Total of lines 180 thru 190)
19200	Maintenance
19300	861 Maintenance Supervision and Engineering
19400	862 Maintenance of Structures and Improvements
19500	863 Maintenance of Mains
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment
19700	865 Maintenance of Measuring and Regulating Station Equipment
19800	866 Maintenance of Communication Equipment
19900	867 Maintenance of Other Equipment
20000	TOTAL Maintenance (Total of lines 193 thru 199)
20100	TOTAL Transmission Expenses (Total of lines 191 and 200)

Fuente: tomado de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov) el día 13 de abril de 2011

De la anterior información se identificaron los gastos correspondientes a la compresión:

Código	Descripción
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment

Fuente: tomado de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov) el día 13 de abril de 2011

En cuanto a la información de inversiones en planta (activos), en el formato F2\_204\_GAS\_PLANT\_IN\_SRV se presentan los siguientes totales:

Código	Descripción
500	TOTAL Intangible Plant
2700	TOTAL Production and Gathering Plant
3800	TOTAL Products Extraction Plant
5700	TOTAL Underground Storage Plant
6900	TOTAL Other Storage Plant
8100	TOTAL Nat'l Gas Storage and Processing Plant
9200	TOTAL Transmission Plant
10900	TOTAL Distribution Plant
12400	TOTAL General Plant
12900	TOTAL Gas Plant In Service

Fuente: tomado de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov) el día 13 de abril de 2011

Para la actividad de transporte (línea 9200) se tiene el siguiente desglose:

Código	Descripción
8200	TRANSMISSION PLAN
8300	365.1 Land and Land Rights
8400	365.2 Rights-of-Way
8500	366 Structures and Improvements
8600	367 Mains
8700	368 Compressor Station Equipment
8800	369 Measuring and Regulating Station Equipment
8900	370 Communication Equipment
9000	371 Other Equipment
9200	TOTAL Transmission Plant

Fuente: tomado de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov) el día 13 de abril de 2011

En el formato F2\_514\_TRANS\_LINES las empresas reportan las longitudes de los gasoductos, y en el formato F2\_520\_NAT\_GAS las cantidades de gas recibido y entregado en el sistema de transporte. Para el análisis se tomó la información del gas entregado por el transportador.

La información extractada de la página web de la FERC corresponde a gastos de operación y mantenimiento de transporte, inversión en planta de transporte, gas transportado y entregado y longitud de los gasoductos. Esta información está disponible para 135 empresas. Sin embargo, la historia para cada una de ellas no abarca todo el período analizado.

Una vez recopilada la información para el rango de años descrito anteriormente, el siguiente paso consistió en definir la muestra de las empresas a considerar en el análisis de los gastos de AOM, tal como se describe en el siguiente aparte.

**Criterios de selección de la muestra**

Para seleccionar la muestra de empresas se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Las variables previamente mencionadas debían estar disponibles para todos los años del período 2005 a 2010.
- Al menos el 95% de las inversiones en planta total, sin considerar la planta general o administrativa, debía corresponder a inversiones en planta de transporte
- Las empresas seleccionadas no debían tener inversiones y gastos asociados a compresión, o los mismos debían ser sustraídos de la inversión en planta y de los gastos de AOM.
- Los sistemas de transporte seleccionados debían tener longitudes menores de 4000 km.
- No debían tener tramos *offshore*.

**Análisis de la información**

Se descartó la utilización de modelos de frontera estocástica y análisis envolvente de datos en la medida en que no fue posible construir modelos consistentes de este tipo. Como alternativa de análisis se utilizó la herramienta diagrama de caja (box plot), la cual se empleó para analizar la distribución de los datos de la muestra internacional, para cada uno de los años con información. Este mecanismo permite definir la distribución general de las variables y establecer los valores atípicos de la muestra de empresas. En la sección 3 de este anexo se presenta una descripción de la metodología diagrama de caja y los resultados de su aplicación.

Con base en los resultados obtenidos con la herramienta diagrama de caja, para la variable AOM/Inversión, se determinó que el valor más consistente en la comparación de las distribuciones es la mediana, la cual tiene un comportamiento homogéneo a través de los seis años analizados. Este es, además, el valor que menos se afecta por los datos atípicos (caso contrario al promedio aritmético). En la siguiente tabla, se resumen los resultados de la herramienta diagrama de caja para la variable AOM/Inversión:

AÑO	Mínimo	Máximo	Primer cuartil (Q1)	Mediana	Tercer Cuartil (Q3)	Promedio
2005	0.0082	0.1697	0.0201	0.0370	0.0632	0.0504
2006	0.0120	0.2293	0.0183	0.0428	0.0807	0.0576
2007	0.0105	0.3011	0.0227	0.0393	0.0771	0.0635
2008	0.0105	0.2015	0.0265	0.0418	0.0793	0.0615
2009	0.0090	0.2921	0.0246	0.0408	0.0701	0.0617
2010	0.0099	0.2618	0.0265	0.0427	0.0670	0.0673

Basándose en los anteriores resultados, se tomó como valor aceptable para la variable Gastos AOM/Inversión en transporte, el promedio de las medianas, es decir el valor de 4.07%. Este valor será el máximo a reconocer para los gastos anuales de AOM con respecto al monto de las inversiones en infraestructura de transporte de gas.

### **3. Metodología diagrama de caja**

#### **¿Qué es el box plot y qué medidas se usan en su construcción?**

Es un gráfico representativo de las distribuciones de un conjunto de datos. En su construcción se utilizan cinco medidas descriptivas de la información, a saber: mediana, primer cuartil, tercer cuartil, valor máximo y valor mínimo.

#### **¿Qué información muestra?**

Esta presentación visual muestra al mismo tiempo información sobre la tendencia central, dispersión y simetría de los datos de estudio. Además, permite identificar con claridad y de forma individual, observaciones que se alejan de manera poco usual del resto de los datos. A estas observaciones se les conoce como valores atípicos.

Por su facilidad de construcción e interpretación, permite también comparar a la vez varios grupos de datos sin perder información ni saturarse de ella.

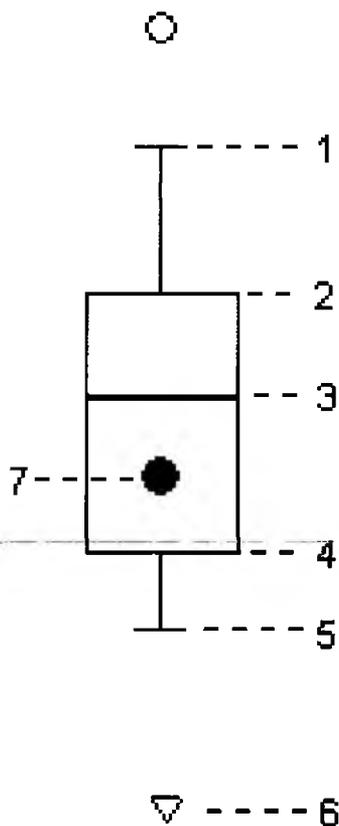
#### **Partes del box plot**

El nombre original del gráfico introducido por Jhon Tukey en 1977 es Box and Whisker Plot, es decir, diagrama de caja y bigote. El gráfico consiste en un rectángulo (caja), de cuyos lados se derivan dos segmentos, llamados bigotes. Las partes del box plot se identifican como sigue:

1. Límite superior: es el extremo superior del bigote. Las observaciones por encima de este límite se consideran atípicas.
2. Tercer cuartil (Q3): por debajo de este valor se encuentran como máximo el 75% de las observaciones.
3. Mediana: coincide con el segundo cuartil. Divide a la distribución en dos partes iguales. De este modo, 50% de las observaciones están por debajo de la mediana y 50% está por encima.
4. Primer cuartil (Q1): por debajo de este valor se encuentra como máximo el 25% de las observaciones.
5. Límite inferior: es el extremo inferior del bigote. Las observaciones por debajo de este valor se consideran atípicas.
6. Valores atípicos: observaciones que están apartadas del cuerpo principal de datos.



7. **Media aritmética:** es lo que tradicionalmente se conoce como promedio. Originalmente no forma parte del box plot. Sin embargo, se considera su inclusión para efectos de comparación.



### ¿Cómo se interpreta?

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de interpretar el box plot:

- Mientras más larga la caja y los bigotes, más dispersa es la distribución de datos.
- La distancia entre las cinco medidas descritas en el box plot (sin incluir la media aritmética) puede variar. Sin embargo, la cantidad de elementos entre una y otra es aproximadamente la misma. Entre el límite inferior y Q1 hay igual cantidad de observaciones que de Q1 a la mediana, de ésta a Q3 y de Q3 al límite superior. Se considera aproximado porque pudiera haber valores atípicos, en cuyo caso la cantidad de elementos se ve levemente modificada.
- La línea que representa la mediana indica la simetría. Si está relativamente en el centro de la caja la distribución es simétrica. Si por el contrario se acerca al primer o tercer cuartil, la distribución pudiera ser sesgada a la derecha (asimétrica positiva) o sesgada a la izquierda (asimétrica negativa) respectivamente. Esto suele suceder cuando las observaciones tienden a concentrarse más hacia un punto de la escala.

- La mediana puede inclusive coincidir con los cuartiles o con los límites de los bigotes. Esto sucede cuando se concentran muchos datos en un mismo punto. Pudiera ser éste un caso particular de una distribución sesgada o el caso de una distribución muy homogénea.

### **Sobre la construcción de los límites y los valores atípicos**

Tukey (1977) sugiere una regla sencilla para determinar los límites de los bigotes. Tomando en cuenta que el Rango Intercuartílico (RI) es la diferencia entre el Tercer y el Primer Cuartil, existen límites interiores y límites exteriores. Los primeros son barreras hasta las cuales se “permiten” datos de la muestra, por estar muy cerca del resto. Estos son los límites que definen los extremos de los bigotes. De sobrepasar esta barrera se le considera valor atípico. Los segundos límites indican cuándo un dato se aleja en exceso del resto y, siendo también atípico, se le considera fuera del límite exterior permitido y se dice que es aún más atípico.

Se construyen así:

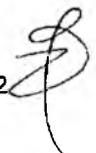
Límite interior inferior = Límite del bigote inferior =  $Q1 - 1,5RI$

Límite interior superior = Límite del bigote superior =  $Q3 + 1,5RI$

Límite exterior inferior =  $Q1 - 3RI$

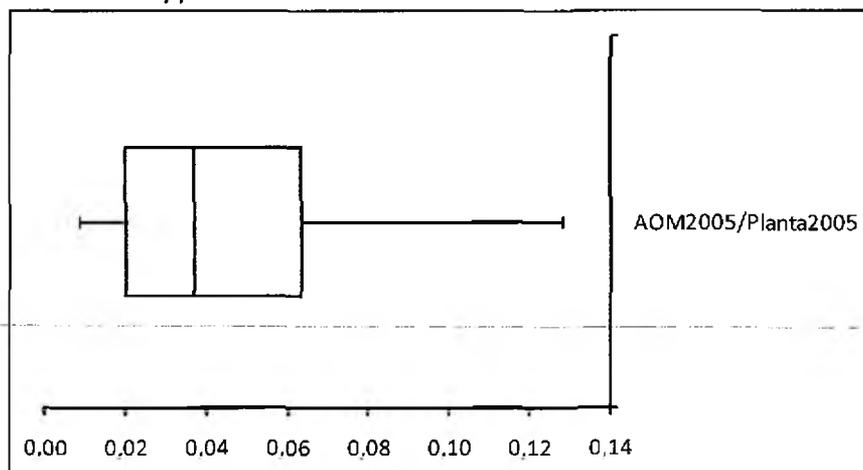
Límite exterior superior =  $Q3 + 3RI$

Fuente: [http://www.cesma.usb.ve/~npena/estadistica\\_1/BOXPLOT-ayudaenlinea4.htm](http://www.cesma.usb.ve/~npena/estadistica_1/BOXPLOT-ayudaenlinea4.htm)

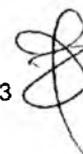
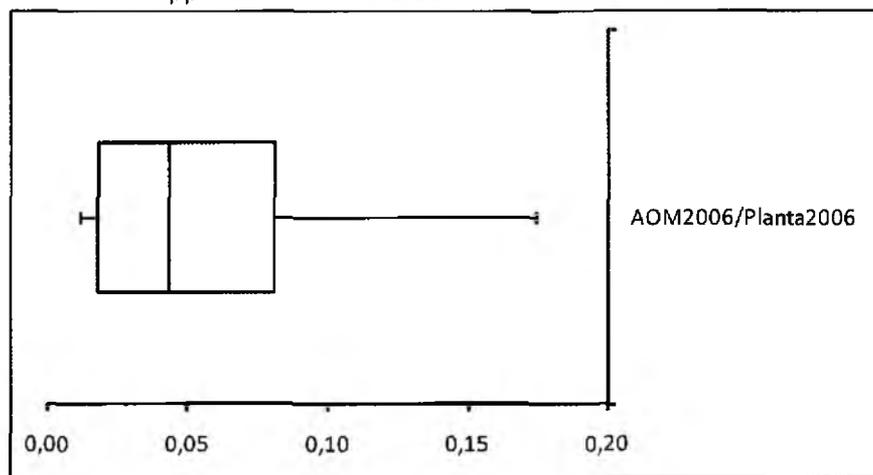


A continuación se presentan los resultados de la aplicación de la herramienta box plot a la variable AOM de transporte sobre la Inversión en planta de transporte:

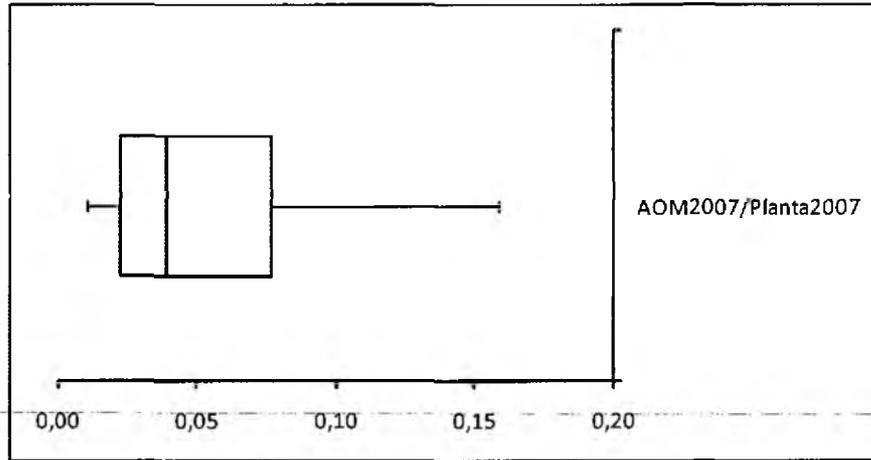
	AOM2005/ Planta2005
Media	0.0504
SD	0.0433
Mediana	0.0370
Q1	0.0201
Q3	0.0632
Minimo	0.0082
Maximo	0.1697
25th Pct	0.0201
50th Pct	0.0169
75th Pct	0.0262
Min	0.0201
Max	0.1065
Rango	
Intercuartilico	0.0431
Lower Sup	-0.0445
Lower Inf	-0.1091
Upper Inf	0.1278
Upper Sup	0.1493



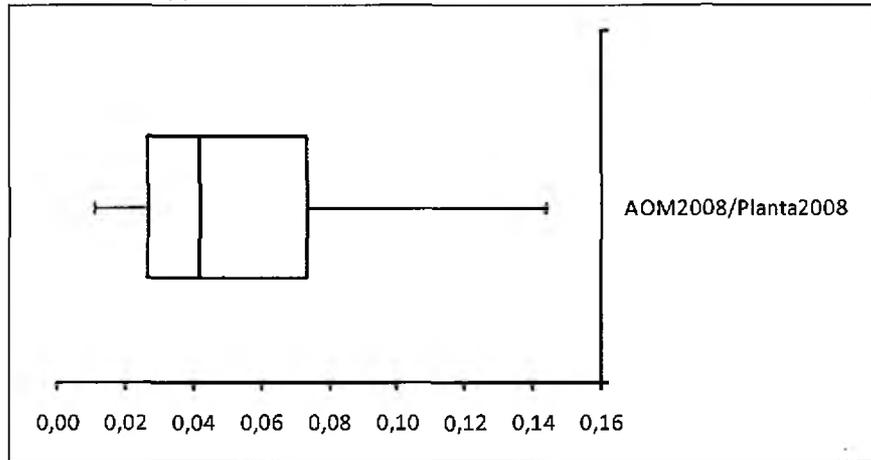
	AOM2006 /Planta20
Media	0.0576
SD	0.0525
Mediana	0.0428
Q1	0.0183
Q3	0.0807
Minimo	0.0120
Maximo	0.2293
25th Pct	0.0183
50th Pct	0.0246
75th Pct	0.0379
Min	0.0183
Max	0.1486
Rango	
Intercuartilico	0.0624
Lower Sup	-0.0753
Lower Inf	-0.1690
Upper Inf	0.1743
Upper Sup	0.2055



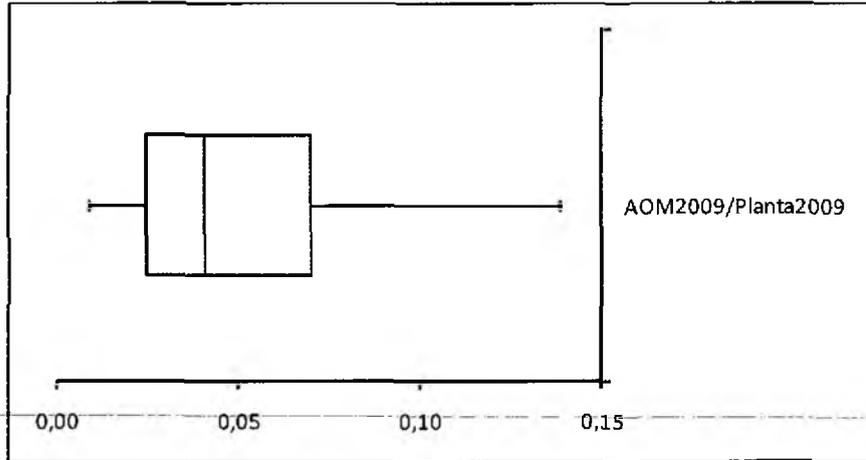
AOM2007/ Planta2007	
Media	0.0635
SD	0.0642
Mediana	0.0393
Q1	0.0227
Q3	0.0771
Minimo	0.0105
Maximo	0.3011
25th Pct	0.0227
50th Pct	0.0167
75th Pct	0.0378
Min	0.0121
Max	0.2240
Rango	
Intercuartilico	0.0545
Lower Sup	-0.0591
Lower Inf	-0.1408
Upper Inf	-0.1588
Upper Sup	0.1861



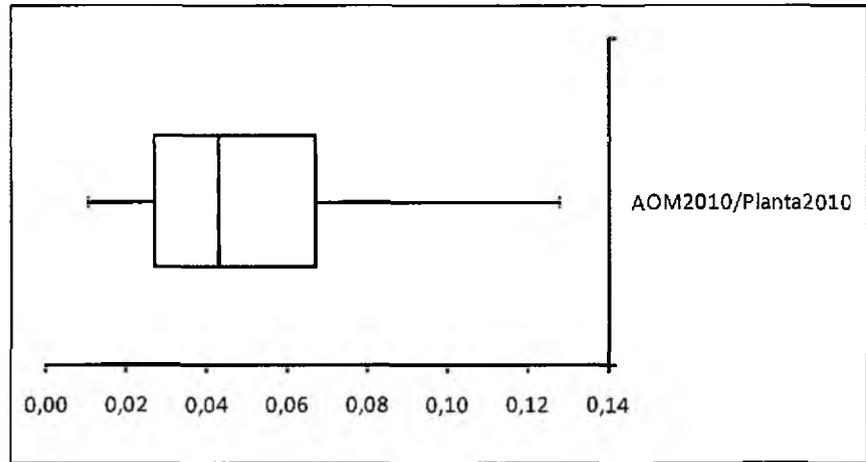
AOM2008/ Planta2008	
Media	0.0615
SD	0.0499
Mediana	0.0418
Q1	0.0265
Q3	0.0733
Minimo	0.0105
Maximo	0.2015
25th Pct	0.0265
50th Pct	0.0152
75th Pct	0.0316
Min	0.0161
Max	0.1282
Rango	
Intercuartilico	0.0468
Lower Sup	-0.0437
Lower Inf	-0.1139
Upper Inf	0.1435
Upper Sup	0.1669



AOM2009/ Planta2009	
Media	0.0617
SD	0.0598
Mediana	0.0408
Q1	0.0246
Q3	0.0701
Minimo	0.0090
Maximo	0.2921
25th Pct	0.0246
50th Pct	0.0162
75th Pct	0.0292
Min	0.0156
Max	0.2220
Rango	
Intercuartilico	0.0455
Lower Sup	-0.0436
Lower Inf	-0.1118
Upper Inf	0.1383
Upper Sup	0.1611



AOM2010/ Planta2010	
Media	0.0673
SD	0.0669
Mediana	0.0427
Q1	0.0265
Q3	0.0670
Minimo	0.0099
Maximo	0.2618
25th Pct	0.0265
50th Pct	0.0161
75th Pct	0.0243
Min	0.0166
Max	0.1949
Rango	
Intercuartilico	0.0404
Lower Sup	-0.0341
Lower Inf	-0.0948
Upper Inf	0.1276
Upper Sup	0.1479



**4. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a inversiones en compresión**

En el numeral 8.5.1 de la Resolución CREG 126 de 2010 se consideró la remuneración de los gastos de AOM asociados a las inversiones en compresión. La evaluación de estos

gastos se puede dividir en: i) gastos de combustible; ii) otros gastos; y iii) mantenimientos mayores. En esta sección se presenta el análisis realizado para evaluar los denominados "otros gastos". Para estos efectos se utilizó la información disponible en la página de [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov).

En el formato F2\_508\_COMP\_STATIONS de la FERC se presenta información relacionada con las estaciones de compresión. La información comprende, entre otras, número de unidades de compresión, capacidad en HP, costo de instalación, consumo de gas, costo de gas y otros gastos, consumo de electricidad y número de horas de operación.

### Criterios de selección de la muestra

A la muestra de estaciones de compresión se le hizo una depuración para obtener información confiable. En primera instancia se seleccionaron las estaciones asociadas a sistemas de transporte (la muestra incluye estaciones de compresión para almacenamiento), luego se seleccionaron las estaciones con una unidad de compresión y finalmente se excluyeron las estaciones con consumos de energía eléctrica. Este último criterio se consideró porque se detectó que aquellas unidades con consumo de electricidad arrojan una alta eficiencia en el consumo de gas.

Con la información disponible se calculó, entre otros, el costo por HP de capacidad instalada y hora de operación (USD/HP-hora).

Para la caracterización de la variable costo por caballo hora (US\$/HP-h) sobre los datos de la base de empresas de la FERC, se utilizó la misma metodología box plot para 5 años (2006 a 2010).

Sobre los resultados de la herramienta box plot se determinó el mismo criterio para definir el valor característico que en el análisis anterior de AOM/Inversión. Es decir, se tomó la mediana de cada distribución. El resumen de box plot para la variable US\$/HP-h se muestra a continuación:

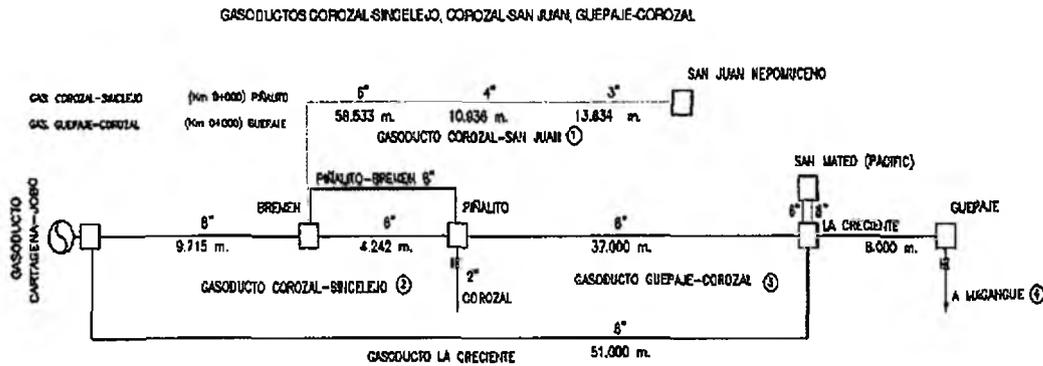
AÑO	Mínimo	Máximo	Primer cuartil (Q1)	Mediana	Mediana (US\$dic-09)	Tercer Cuartil (Q3)	Promedio
2006	0.0010	9.7645	0.0056	0.0167	0.0179	0.0324	0.0814
2007	0.0001	26.3973	0.0053	0.0150	0.0154	0.0382	0.2918
2008	0.0007	3.6791	0.0055	0.0155	0.0159	0.0406	0.0661
2009	0.0011	11.1744	0.0047	0.0135	0.0135	0.0310	0.2614
2010	0.0003	6.1724	0.0041	0.0134	0.0132	0.0379	0.1466

Basándose en estos resultados, se tomó como valor característico de US\$/HP-h el promedio de las medianas actualizadas a dólares de diciembre de 2009. El resultado es de 0.0152 US\$/HP-h. Si se considera la operación durante todo el año, el costo anual estimado por caballo es de USD 133 (dólares de diciembre de 2009).

### Anexo 26. Estimación tramo de gasoducto La Creciente – Sincelejo

De acuerdo con la información que reposa en la CREG, la distancia entre el campo La Creciente y Sincelejo es de 51 kilómetros.

**Gráfica 8. Diagrama gasoducto mediante el cual el campo La Creciente se conecta a Sincelejo**



Fuente: Promigas, E-2011-002998

En la Gráfica 8 se observa que parte del gasoducto regional Guepajé – Corozal<sup>26</sup> (aproximadamente el 82%) y el gasoducto regional Corozal – Sincelejo<sup>27</sup> se utilizan para inyectar el gas del campo La Creciente en los tramos principales del sistema de transporte de Promigas, en inmediaciones de Sincelejo.

Así, se propone estimar el costo del tramo La Creciente – Sincelejo tomando en consideración: i) el valor de los gasoductos regionales que se utilizan para conectar el campo La Creciente con Sincelejo, el cual es reconocido como parte de la variable  $IE_{t-1}$ : aproximadamente 37 kilómetros del gasoducto regional Guepajé – Corozal y el gasoducto regional Corozal – Sincelejo; ii) el valor de las inversiones en los gasoductos regionales que se utilizan para conectar el campo La Creciente con Sincelejo que se reconoce a través de la variable  $PNI_{t-1}$ ; y iii) el valor eficiente de las inversiones en el nuevo tramo la Creciente – Sincelejo que se reconoce a través de la variable  $IFPNI_{t-1}$ : a) el 'loop' La Creciente y b) la variante Arroyo Caimán.

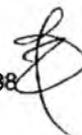
De acuerdo con lo anterior, la variable  $IE_t$  del tramo La Creciente – Sincelejo corresponde a USD 13.500.899 (cifras a diciembre de 2009).

En el caso de las demandas para el horizonte de proyección se propone lo siguiente: i) en el caso de la demanda esperada de capacidad, para todo el horizonte, tomar 60.000 KPCD que corresponden a las inyecciones de gas vigentes del campo La Creciente, y se observan como contraflujo en el tramo Cartagena – Sincelejo; y ii) en el caso de la demanda esperada de volumen, para todo el horizonte, tomar 21.960.000 KPC que corresponden al contraflujo que se observa en el tramo Cartagena – Sincelejo.

<sup>26</sup> En el Anexo 1 de la Resolución CREG 070 de 2003 se identifica este gasoducto regional en el tramo Cartagena Sincelejo como Guepajé – Sincé – Corozal.

<sup>27</sup> En el Anexo 1 de la Resolución CREG 070 de 2003 se identifica este gasoducto regional en el tramo Cartagena Sincelejo como Corozal.

En el caso de los AOM asociados al tramo La Creciente – Sincelejo se toma como gasto eficiente el porcentaje 4.07% sobre el valor de la IE<sub>t</sub>. En el Anexo 25 se describe cómo se estimó ese porcentaje.

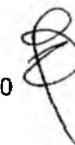


## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Administración

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Descripción	Análisis
i) Ballena - La Mami	Software y Desarrollos	Adquisición de software y desarrollos: Renovación de contratos, licencias ( ... ) renovación de recursos	
ii) La Mami - Barranquilla	Hardware y Aplicaciones	informáticos	
iii) Barranquilla - Cartagena			
iv) Cartagena - Sincelejo	Maquinaria y Equipos	Hardware y aplicaciones	Gasto de AOM para efectos regulatorios.
v) Sincelejo - Jobo			
vi) Gasoductos regionales	Equipos de Transporte	Equipos de transporte: Reemplazo vehículos, tractomula - grúa, montacargas.	
vii) SRT Mamonal	Muebles y Equipos de Oficina	Muebles y equipos de oficina : UPS 80 KVA, sistema	

### Anexo 27. Evaluación de Inversiones del PNI del período tarifario t – Operación (continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Descripción	Análisis
		Compra equipos, repuestos, accesorios y servicios requeridos.	
	Mejoras Sistema SCADA	Scada: Implementación de mejoras en las aplicaciones y equipos del sistema scada. Actualización de herramientas de software que hacen parte del sistema scada (...)	
i) Ballena - La Mami	Sistema SCADA (Actualización y crecimiento)	Actualización tecnológica sistemas de información e integración aplicaciones SIOGAS: Proyecto informático de modernización y desarrollo de software que incluye la integración y migración de los aplicativos (...)	
ii) La Mami - Barranquilla	Actualización tecnológica Sistemas de Información		
iii) Barranquilla - Cartagena	Integración de aplicaciones (SIOGAS)	Automatización: actividades de automatización y control para la optimización operacional del gasoducto troncal - Mejoramiento de información	
iv) Cartagena - Sincelejo			
v) Sincelejo - Jobo	Renovación Tecnológica sistemas de medición	Centro de Control Alterno: Asegurar la disponibilidad e integridad del sistema de transporte de gas ante fallas catastróficas en el centro principal de control de Barranquilla (...)	Gasto de AOM para efectos regulatorios.
vi) Gasoductos regionales	Computadores de Flujo y Medidores de flujo Back-up	Equipos de medición: inversiones complementarias en nuevos medidores de flujo para el control del balance en los puntos críticos del sistema de transporte (...)	
vii) SRT Mamonal	GIS-Corporativo	Computadores y medidores de flujo de respaldo (backup): Necesidad de stock para atender contingencias (...)	
	Automatización Gasoducto Troncal	GIS Corporativo: Día a día en Promigas se evidencia más la necesidad de disponer de un sistema, el mediante el análisis de diferentes capas de información, sirva de apoyo para la toma de decisiones a nivel técnico y gerencial (...) se detectó la necesidad de integración de los aplicativos que generan información requerida por el GIS	
	Centro de Control Alterno		



## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	11.554.816	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado e instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Reacondicionamiento generador CAT1 Palomino	57.674	Trabajo necesario para restablecer su vida útil (...)	La solicitud de inversión hace parte de los gastos necesarios en 'overhaul'. Se propone aceptar la solicitud en los AOM de compresión.	-
	Cambio enfriador gas estación compresora Palomino	1.236.383	Es necesario cambiar los 4 módulos de los enfriadores de gas de Palomino (...)		-
1- Ballena - La Mamí	Profundizar tuberías línea 20AA y 20EE	1.487.545	Cuando se instalaron estas tuberías, en lo que hoy es la denominada Calle 40 en la ciudad de Riohacha, esta era una zona por fuera del perímetro urbano. Con el desarrollo urbanístico en la ciudad y al realizar el trazado de las calles, se han adelantado actividades de corte material con el fin de nivelar dicha calle así como sus vías de acceso (...) se requiere adelantar actividades de profundización de ambas tuberías en una longitud aproximada de 2000 m, con el fin de recuperar las profundidades iniciales establecidas por la norma (...)	Profundización por el normal proceso de urbanización. Se propone reconocer la inversión.	1.487.545
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	Inversión para garantizar la protección eléctrica de los equipos electrónicos que hacen parte de las válvulas de seccionamiento de la infraestructura de transporte (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Cambio válvulas seccionadoras	1.273.757	Cambio de válvulas		-
	Compresor stand by Palomino	18.982.193	Compresión stand by		-
	Plantas eléctricas	2.426.538	Con el incremento en la potencia instalada en la estación Palomino se requiere aumentar la capacidad de generación eléctrica para suplir la demanda de energía de los equipos auxiliares que conforman la estación compresora (...)	La metodología vigente no contempla la remuneración de inversiones en 'stand by'.	-
	Reacondicionamiento compresor Palomino	1.431.633	Trabajo necesario para restablecer su vida útil (...)	La solicitud de inversión hace parte de los gastos necesarios en 'overhaul'. Se propone aceptar la solicitud en los AOM de compresión.	-

## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)

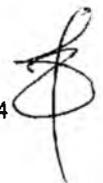
Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	4.921.381	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado a instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	Inversión para garantizar la protección eléctrica de los equipos electrónicos que hacen parte de las válvulas de seccionamiento de la infraestructura de seccionamiento (...)		-
	Compresor stand by Caracolí	18.888.218	Compresión stand by	La metodología vigente no contempla la remuneración de inversiones en 'stand by'.	-
<b>2- La Mami - Barranquilla</b>	Cambio de válvulas seccionadoras	1.666.343	El gasoducto troncal Ballena - Cartagena - Jobo fue construido entre los años 1965 y 1982, por lo que las válvulas de seccionamiento instaladas tienen más de veinte años de servicio. Como resultado de un programa de evaluación, se identificaron que 14 de estas válvulas de seccionamiento presentan deterioro (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Variantes para aumento de presión gasoducto troncal	13.275.556	Construcción de 5 variantes en las líneas Palomino - Bureche (20") y la Mami - Bureche (24"): 1. Palomino Bureche - Población Buritaca 2. Palomino Bureche - Población de Quebrada Valencia 3. La Mami Bureche - Población Buritaca 4. La Mami Bureche - Población de Quebrada Valencia 5. La Mami Bureche - Población de Mendihuaca	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	4.877.247
	Cruce subfluvial 24" Río Magdalena	15.646.707	Construcción de un cruce subfluvial del Río Magdalena que actuaría como un By - pass del cruce actual en una eventualidad de falla del mismo (...)	La metodología vigente no contempla la remuneración de inversiones en 'stand by'.	-

**Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)**

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
	Adecuación gasoducto Heroica Mamonal (TGI)	777.306	Instalación de las trampas de envío y recibo necesarias para las inspecciones con marrano inteligente, señalización, estaciones de monitoreo del sistema de protección catódica (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Adecuación gasoducto Bailena - Cartagena - Jobo	4.090.748	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado e instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)		-
<b>3 - Barranquilla - Cartagena</b>	Variante Cartagena 20" 9 km	8.973.780	<p>Construcción de una variante al gasoducto troncal entre la válvula de seccionamiento La Variante y la estación Heroica en 20" y longitud estimada de 9 km (...) esta variante es necesaria para que esta sección del gasoducto troncal quede por fuera de ciertas áreas urbanas de Cartagena (...)</p> <p>Mediante la comunicación E-2011-001835 Promigas indicó que la longitud a excluir son 7,7 km.</p>	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	5.274.416
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	Inversión en válvulas	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Cambio de válvulas seccionadoras	1.698.343			-
	Servidumbre gasoducto La Heroica - Mamonal	48.792	Inversión en servidumbres		-

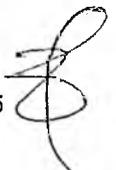
**Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)**

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
4. Cartagena - Sincelajo	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	2.270.490	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado e instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	Inversión válvulas		-
	Cambio de válvulas seccionadoras	849.172			-
	Reacondicionamiento de la unidad compresora 1 Estación Sahagún	191.848	Reacondicionamiento del motor a gas CAT 3608 y el compresor recíprocante Dresser Rand (...)	La solicitud de inversión hace parte de los gastos necesarios en overhaul. Se propone aceptar la solicitud en el tercer y quinto año de los AOM de compresión	-
	Reacondicionamiento de la unidad compresora 2 Estación Sahagún	268.457	Reacondicionamiento del motor a gas CAT 3608 y el compresor recíprocante Dresser Rand (...)		-
	Cambio de válvulas seccionadoras	424.585	Inversión válvulas	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
5. Sincelajo - Jobo	Adecuación gasoducto Ballena - Cartagena - Jobo	10.834.866	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado e instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)		-
	Sistema puesta a tierra válvulas gasoducto troncal	63.044	Inversión válvulas		-
	Variante Sincelajo	4.196.806	Construcción de una variante de 10" y 7,25 km (...) esta variante es necesaria para que esta sección del gasoducto troncal quede fuera de ciertas áreas urbanas (...)  Mediante la comunicación E-2011-001835 Promigas indicó que la longitud a excluir son 7,2 km.	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	2.390.181
	Válvulas reguladoras Sincelajo	48.918	Instalación de dos válvulas reguladoras de presión en la conexión del gasoducto la Creciente con el gasoducto troncal Cartagena - Jobo (...) el objetivo es garantizar las condiciones operacionales (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Profundización gasoducto troncal por doble calzada consorcio autopista La Sabana (Invias)	269.050	Inversión profundización	Profundización por expansión carretera. Se propone reconocer la inversión	269.050



## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
	Construcción by-pass para válvula de seccionamiento sideboyacá	22.857	Con el fin de minimizar el impacto ante una rotura del SRT se decidió instalar un sistema automático de corte en la válvula mencionada. Complementariamente se requiere construir un by-pass que permita optimizar el desempeño del mencionado sistema (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Profundización tramos aéreos SRT Mamonal: Abocool (líneas de 8" y 10")	160.423	Con el propósito de conservar la integridad del SRT Mamonal, se proyecta profundizar tuberías en los siguientes cruces: Abocool, Arroyo Casimiro, Box Couvert TNP y Dexton.	Profundización proceso de urbanización. Se propone aceptar la solicitud.	160.423
SRT Mamonal	Variante tramo Atunes-Corelca	1.329.481	Variante en el gasoducto Atunes - Corelca de 1,2 km en 10" en la zona del corredor de carga de Mamonal en Cartagena (...) Mediante la comunicación E-2011-001835 Promigas indicó que la longitud a excluir son 1,2 km.	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	299.830
	Servidumbre gasoducto Atunes - Corelca	21.394	Inversión en servidumbres	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Profundización tramos aéreos de arroyo Casimiro, Box Couvert tnp y dexton del SRT Mamonal	513.641	inversión en profundizaciones	Profundización por riesgos geotécnicos	513.641



## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
	Adecuación del gasoducto regional riohacha - maicao (TGI)	1.160.064	Rediseño y mejora del sistema de protección catódica, señalización, programa de rehabilitación (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Adecuación de estaciones k0 y city gates a la norma NTC 3949 (Palomino, Uribia, Manauare (km0 y city gate), Camarones, Dibulla)	88.053	Adecuación para cumplimiento de norma (...)	Cambio de normas. Se acepta solicitud.	88.053
	Adecuación de estaciones k0 y city gates a la norma NTC 3949 (Arecatoca, Buenos Aires, Fundación, Gran Vía Orihueca y Sevilla)	253.765	Adecuación para cumplimiento de norma (...)		253.765
<b>Regionales</b>	Adecuación del gasoducto regional Sabanalarga (TGI)	804.001	Protección catódica; programa de rehabilitación, construcción de una nueva estación para cumplir norma NTC 3949, señalización (...)		-
	Reemplazo de válvula de globo del by-pass de regulación en las estaciones de Santa Catalina, Ma. La Baja, Santa Rosa, Turbana y San Onofre.	197.212	inversión válvulas	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
	Adecuación del gasoducto regional San Pedro (TGI)	9.732	Rediseño y mejora del sistema de protección catódica, señalización (...)		-
	Adecuación del gasoducto regional Guepajé - Sinca - Ccorozal (TGI)	938.079	Rediseño y mejora del sistema de protección catódica, señalización, programa de rehabilitación (...)		-
	Instalación de válvulas reguladoras en by pass de regulación en las estaciones de Ciénaga de Oro, Chínú, Carmen de Bolívar, San Andrés, Momil, Pueblo Nuevo, Chima, Ovejas, Taligua Nuevo, Mompox, Cicuco, Buenavista y Buenos Aires.	201.363	Las estaciones indicadas cuentan con válvulas de globo en el bypass del sistema de regulación. El continuo uso de estas válvulas de globo como medio de regulación cuando se realizan las actividades de mantenimiento del tren de regulación genera un desgaste (...)		-

## Anexo 27. Evaluación de inversiones del PNI del período tarifario t – Mantenimiento (continuación)

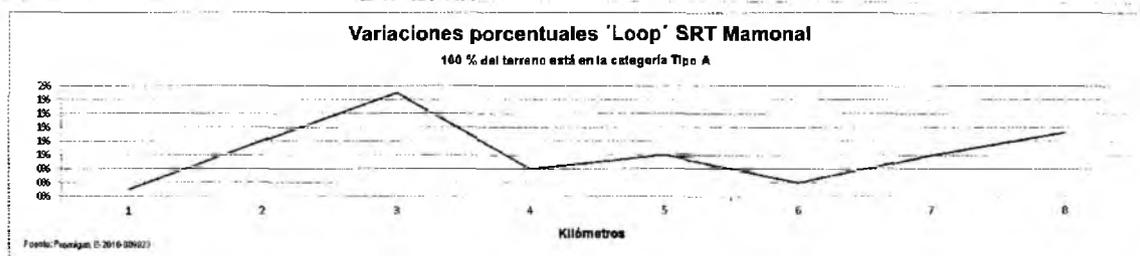
Adecuación de la estación city gate Sampues acorde con la norma NTC 3949	26.933	Adecuación para cumplimiento de norma (...)	Cambio de normas. Se acepta solicitud.	26.933
Adecuación del gasoducto Jobo-el Llano (TGI)	455.225	Rediseño y mejora del sistema de protección catódica, señalización, programa de rehabilitación (...)	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
Variante gasoducto Jobo-el Llano	1.277.431	Variante de 1.350 metros en 6" pulgadas (con esta variante se garantizará la estabilidad e integridad de la tubería la cual está siendo periódicamente afectada debido al desplazamiento y poder erosivo de la corriente de agua (...))	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	225.540
Rediseño km.0 Pueblo Nuevo	46.472	Mediante la comunicación E-2011-001835 Promigas indicó que la longitud a excluir son 1,1 km.		46.472
Rediseño km.0 Planeta Rica	48.918	Debido al aumento en la capacidad de transporte de Promigas, es necesario en ese mismo sentido incrementar las presiones de operación del sistema de transporte (...) los accesorios que están actualmente instalados son ANSI 300 (...) se requiere ANSI 600	Cambio de normas. Se acepta solicitud.	48.918
Rediseño km.0 Montelibano	41.580			41.580
Servidumbre gasoducto Jobo - El Llano	90.926			-
Servidumbre gasoducto Guepajé - Sincé - Corozal	103.465			-
Regionales				
Servidumbre gasoducto San Pedro	22.065	Costos estimados para la legalización de la servidumbre de los gasoductos adquiridos a TGI en diciembre de 2009	La metodología vigente no contempla inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido. Dichos valores deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones y cambios que se requieren en el gasoducto para que el mismo opere durante la vida útil normativa.	-
Servidumbre gasoducto Montecristal - Montecristal	259.709			-
Servidumbre gasoducto Pozos Colorados - Aracataca	241.393			-
Servidumbre gasoducto Isabel López - Sabanalarga	48.939			-
Adecuación regionales gasoducto Bellena- Cartagena-Jobo	1.499.396	Programa de rehabilitación en 84.200 m con el fin de reemplazar el recubrimiento en mal estado e instalar refuerzos mecánicos requeridos para garantizar la integridad del ducto (...)		-
Variante gasoducto Barú por construcción carretera isla de Barú (inviás)	410.913	Este gasoducto fue construido en el 2006 en las zonas de retro del carretable que conduce del corregimiento de Pasacaballos a Barú. Con la ampliación y mejoramiento de la vía hay necesidad de la variante.	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	410.913
Reubicación gasoducto el morro por ampliación vía al mar (inviás)	207.580			207.580
Reubicación gasoducto Tubara por ampliación vía al mar (inviás)	258.677			258.677
Reubicación gasoducto Juan de Acosta - Santa Verónica por ampliación vía al mar (inviás)	203.010	Reubicación gasoducto	Estas inversiones ocurren por desarrollos de carreteras. Se propone aceptarlas	203.010
Reubicación gasoducto San Mateo - Sincelajo por doble calzada consorcio autopista La Sabana (inviás)	1.467.545			1.467.545
Reubicación gasoducto chocho por doble calzada consorcio autopista La Sabana (inviás)	9.784			9.784

**Anexo 28. Evaluación de inversiones del IAC del período tarifario t**

USD diciembre 2009					
Tramo o grupo de gasoducto	Proyecto	Solicitud	Descripción	Análisis	Valor eficiente
SRT - Mamonal	Loop SRT Mamonal	6.942.983	Inversión para construir un loop del SRT Mamonal para atender proyectos de expansión y nuevos requerimientos de los clientes de la Zona Industrial de Mamonal. El gasoducto se desarrolla en un terreno de topografía Tipo A. Esta inversión entra en operación 32 meses a partir de la fecha de aprobación de tarifas.	Análisis de eficiencia conforme el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 y el Anexo 22 de este documento.	1.352.796

A continuación se exhibe el perfil topográfico del recorrido del 'loop' que solicita Promigas como inversión en aumento de capacidad en el SRT Mamonal.

**Gráfica 9. 'Loop' SRT Mamonal**



**Anexo 29. Gastos de administración, operación y mantenimiento del período tarifario t-1, auditados por Páez y Asociados**

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. \$ de diciembre de 2009)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 [1]	
<b>Total</b>	<b>77.687.021.424</b>	<b>88.978.456.322</b>	<b>87.053.963.789</b>	<b>82.077.304.371</b>	<b>90.044.750.495</b>	<b>94.036.993.251</b>	<b>104.249.977.169</b>	<b>114.978.011.851</b>	<b>108.067.061.667</b>	
Ballena La Mami	17.448.581.768	16.960.765.841	19.509.630.904	20.227.730.551	18.428.547.952	20.469.451.979	25.155.602.169	26.994.880.450	27.220.163.673	
La Mami Bamanquilla	22.129.326.106	22.894.996.827	19.727.005.079	24.850.391.914	28.352.065.010	26.931.232.704	31.243.271.334	30.266.891.781	29.715.152.418	
Bamanquilla Cartagena	17.854.437.031	23.304.597.581	16.778.407.736	14.188.368.049	17.487.032.741	20.538.814.877	18.565.813.626	23.803.146.502	25.483.937.858	
Cartagena Sincelajo	3.439.703.675	3.615.012.171	4.037.356.131	3.120.830.697	2.596.667.443	2.536.734.830	3.101.610.218	3.451.142.342	2.125.968.678	
Sincelajo Jobo	1.732.720.277	2.563.483.610	5.554.266.595	5.394.417.958	6.685.369.106	7.712.293.251	9.871.249.356	14.145.776.249	7.768.664.342	
Gasoductos Regionales	13.284.405.418	17.506.731.139	20.865.933.666	13.693.500.909	15.668.175.438	15.377.644.713	15.656.474.279	15.480.321.589	15.083.232.846	
<b>Red Mamonal</b>	<b>1.797.847.149</b>	<b>2.132.839.154</b>	<b>581.363.678</b>	<b>592.064.292</b>	<b>849.992.804</b>	<b>471.020.907</b>	<b>655.956.187</b>	<b>825.852.937</b>	<b>659.953.853</b>	

Fuente: Promigas, radicado E-2010-009023 / Páez y Asociados, radicado E-2011-002046

[1] Proyección: Se tomaron los valores auditados hasta agosto de 2010, se dividieron por 8 (que corresponde al número de meses reportado) y este valor se multiplicó por 12.



### Anexo 30. Valores de conceptos a excluir de los gastos de AOM del período tarifario t-1, auditados por Páez y Asociados

Valores de conceptos a excluir de los gastos de AOM del período t-1, auditados por Páez y Asociados

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col \$ de diciembre de 2009)								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 [1]
<b>Total</b>	<b>14.779.663.309</b>	<b>22.728.416.041</b>	<b>22.719.667.630</b>	<b>19.064.363.011</b>	<b>17.509.548.401</b>	<b>19.131.304.725</b>	<b>25.703.444.388</b>	<b>30.026.083.693</b>	<b>25.362.326.897</b>
Ballena La Mami	3.788.146.816	4.683.631.249	5.493.007.810	4.983.709.258	3.926.199.326	4.404.172.062	6.493.486.210	7.239.356.125	6.530.636.925
La Mami Barranquilla	3.715.224.249	5.474.636.768	4.962.872.979	5.135.836.053	5.441.313.527	5.307.216.650	7.553.206.248	7.830.709.684	7.053.519.689
Barranquilla Cartagena	2.997.526.319	5.572.580.234	3.886.623.435	2.651.632.131	2.922.992.061	3.802.873.899	4.296.053.522	5.929.420.694	5.668.859.811
Cartagena Sincelajo	797.693.470	993.809.452	1.350.350.856	893.229.436	702.184.328	711.084.632	861.516.122	1.020.770.809	548.573.166
Sincelajo Jobo	948.859.626	1.307.657.048	2.153.192.379	1.747.060.122	1.769.790.499	1.983.304.347	2.742.068.154	3.942.439.644	2.065.036.244
Gasoductos Regionales	2.230.277.818	4.186.198.177	4.741.512.814	2.543.042.770	2.605.709.851	2.835.696.023	3.605.555.575	3.855.225.488	3.346.742.818
Red Manantial	301.835.008	510.003.113	132.107.356	109.953.242	141.358.809	88.859.011	151.558.538	208.161.150	148.958.244

Fuente: Promigas, radicado E-2010-009023 / Páez y Asociados, radicado E-2011-002049

[1] Proyección: Se tomaron los valores auditados hasta agosto de 2010, se dividieron por 8 (que corresponde al número de meses reportado) y este valor se multiplicó por 12.



**Anexo 31. AOMg<sub>t-1</sub>**

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)									AOMg <sub>t-1</sub>
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 [1]	
<b>Total</b>	<b>62.907.458</b>	<b>66.250.040</b>	<b>64.334.296</b>	<b>64.012.941</b>	<b>72.535.202</b>	<b>74.905.689</b>	<b>78.546.533</b>	<b>84.951.928</b>	<b>82.694.735</b>	<b>72.348.758</b>
Ballena La Mami	13.660.435	12.277.165	14.016.623	15.244.021	14.500.349	16.065.280	18.662.116	19.755.524	20.669.517	16.096.781
La Mami Barranquilla	18.414.102	17.420.360	14.764.132	19.714.556	22.910.751	21.624.016	23.690.065	22.436.182	22.661.633	20.403.977
Cartagena	14.856.911	17.732.017	12.891.784	11.546.836	14.544.041	16.735.641	14.269.760	17.873.726	19.815.078	15.585.088
Cartagena Sincelejo	2.642.010	2.621.203	2.687.005	2.227.601	1.893.383	1.825.650	2.240.094	2.430.372	1.577.394	2.298.301
Sincelejo Jobo	783.861	1.255.927	3.401.074	3.647.358	4.915.579	5.728.989	7.129.181	10.203.337	5.703.628	4.752.104
Gasoductos Regionales	11.054.128	13.320.533	16.124.421	11.150.458	13.062.466	12.541.950	12.050.919	11.625.066	11.736.490	12.518.496
Red Mamonal	1.496.012	1.622.836	449.256	482.111	708.634	384.163	504.398	627.692	510.996	754.011

Col. Miles \$ de dic. 2009

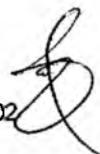
Fuente: Promigas, radicado E-2010-009023 / Paez y Asociados, radicado E-2011-002049

[1] Proyección: Se tomaron los valores auditados hasta agosto de 2010, se dividieron por 8 (que corresponde al número de meses reportado) y este valor se multiplicó por 12.

### Anexo 32. AOMr-1

Tramo o grupo de gasoductos	Gastos de AOM (Cot. Miles \$ de diciembre de 2009)									AOMr-1
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 [1]	
<b>Total</b>	<b>54.988.724</b>	<b>51.047.135</b>	<b>50.369.329</b>	<b>50.580.277</b>	<b>50.944.716</b>	<b>44.992.209</b>	<b>50.215.538</b>	<b>49.638.809</b>	<b>48.638.808</b>	<b>50.268.427</b>
Balena La Mami	15.212.427	14.150.097	13.996.263	13.989.745	14.096.647	12.350.578	13.882.842	13.713.581	13.713.581	13.893.977
Bananquilla	17.479.790	16.399.441	16.117.808	16.188.067	16.328.983	14.027.347	16.047.150	15.824.032	15.824.032	16.026.272
Cartagena	12.640.871	11.996.435	11.763.194	11.821.505	11.938.125	10.033.323	11.704.884	11.520.235	11.520.235	11.859.888
Cartagena Sinclejo	2.484.795	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.148.314	1.296.812
Sinclejo Jobo	2.095.532	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.275.299	1.388.436
Gasoductos Regionales	4.130.445	5.043.793	5.084.864	5.123.592	5.123.592	5.123.592	5.123.592	5.123.592	5.123.592	5.001.184
Red Mamonal	944.863	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.033.756	1.023.879

Fuente: Promigas, Resolución CREG 070 de 2003 y Documento de Promigas con número de radicado CREG 001506 de 2000



**Anexo 33. AOM<sub>t</sub>**

	<b>Ballena La Mami</b>	<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>Barranquilla Cartagena</b>	<b>Cartagena Sincelejo</b>	<b>Sincelejo Jobo</b>	<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>Red Mamonal</b>	<b>Total</b>
	Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)							
Año 1	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 2	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 3	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 4	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 5	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 6	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 7	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 8	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 9	<del>14.995.379</del>	<del>18.215.125</del>	<del>13.622.478</del>	<del>1.767.557</del>	<del>3.059.270</del>	<del>8.759.840</del>	<del>888.945</del>	<del>61.308.593</del>
Año 10	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 11	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 12	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 13	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 14	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 15	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 16	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 17	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 18	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 19	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593
Año 20	14.995.379	18.215.125	13.622.478	1.767.557	3.059.270	8.759.840	888.945	61.308.593



**Anexo 34. AOM del PNI del período tarifario t,  $AOM_t^{PNI}$**

	<b>Ballena La Mami</b>	<b>La Mami Barranquilla</b>	<b>Barranquilla Cartagena</b>	<b>Cartagena Sincelejo</b>	<b>Sincelejo Jobo</b>	<b>Gasoductos Regionales</b>	<b>Red Mamonal</b>	<b>Total</b>
	<b>Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)</b>							
Año 1	5.060.383	4.843.682	1.949.461	4.754.809	1.514.425	1.330.092	386.222	19.839.075
Año 2	880.428	1.641.567	628.375	569.832	330.543	420.719	64.663	4.536.127
Año 3	1.461.365	2.065.571	597.454	675.187	386.197	727.903	70.200	5.983.877
Año 4	1.461.344	1.435.017	459.125	510.796	235.597	483.854	52.375	4.638.109
Año 5	1.385.770	2.141.261	620.254	700.788	271.869	754.126	72.254	5.946.321
Año 6	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 7	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 8	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 9	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 10	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 11	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 12	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 13	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 14	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 15	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 16	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 17	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 18	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 19	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 20	-	-	-	-	-	-	-	-



**Anexo 35. AOM de las IAC del período tarifario t,  $AOM_t^{IAC}$**

	Ballena La Mami	La Mami Barranquilla	Barranquilla Cartagena	Cartagena Sincelajo	Sincelajo Jobo	Gasoductos Regionales	Red Mamonal	Total
Gastos de AOM (Col. Miles \$ de diciembre de 2009)								
Año 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 2	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 3	-	-	-	-	-	-	33.599	33.599
Año 4	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 5	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 6	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 7	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 8	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 9	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 10	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 11	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 12	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 13	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 14	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 15	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 16	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 17	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 18	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 19	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796
Año 20	-	-	-	-	-	-	100.796	100.796



**Anexo 36. Precio para valorar el gas de compresión**

Se propone valorar el gas de compresión utilizando la metodología para valorar el gas de empaquetamiento definida en el numeral 8.5.3 de la Resolución CREG 126 de 2010 (ver Anexo 37 de este documento), ajustando el mecanismo de actualización de precios, de la siguiente manera.

Precio	Indexación	Precio Resultante
Pr = 5,81 USD/MBTU (agosto de 2011)	Actualizado con el precio del WTI NYMEX hasta agosto 1 de 2011, y llevado a USD de 2009 con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531)	Pr = 6,19 USD/MBTU (diciembre de 2009)
Ps1 = 4,73 USD/MBTU (julio 2010)		Ps1 = 6,22 USD/MBTU (diciembre de 2009)
Ps2 = 6,14 USD/MBTU (diciembre 2009)		Ps2 = 8,03 USD/MBTU (diciembre 2009)

Cálculo CREG

Al aplicar la fórmula de la metodología se obtiene un precio de 6,271 USD/MBTU (cifras a diciembre de 2009). Este valor representa un precio promedio ponderado para compras de gas en Colombia.

También se propone mantener este valor durante el horizonte de proyección para efectos tarifarios. Se debe notar que, de acuerdo con el mecanismo de incentivos implícito en la metodología de remuneración de la Resolución CREG 126 de 2010, el transportador debe asumir ciertos riesgos durante el período tarifario y en el siguiente período tarifario se revisan las variables de cálculo para ajustarlas a la realidad del momento.



**Anexo 37. Precio para valorar el gas de empaquetamiento,  $PGE_t$**

En el numeral 8.5.3 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece una metodología para valorar el gas de empaquetamiento incorporando precios de mercado, como se indica a continuación:

“La CREG calculará el precio para valorar el Gas de Empaquetamiento –  $PGE_t$  – utilizando la siguiente ecuación:

$$PGE_t = \frac{1}{QT_s + QT_r} \times \left[ \sum_{s=1}^i (P_s \times Q_s) + \sum_{r=1}^j (P_r \times Q_r) \right]$$

Donde:

$PGE_t$ : Precio para valorar el Gas de Empaquetamiento correspondiente al Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU.

$QT_s$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme a través de las  $i$  subastas. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$QT_r$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme y provenientes de los  $j$  campos de producción. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$P_s$ : Precio resultante de la subasta  $s$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU. Cuando en una subasta haya múltiples productos y múltiples precios,  $P_s$  será el resultado de ponderar los precios resultantes de la subasta por las cantidades de cada producto.

$Q_s$ : Cantidad de gas natural contratada en la subasta  $s$ , expresada en MBTUD.

$P_r$ : Precio regulado del campo  $r$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU, vigente al momento de la aprobación de los cargos regulados de transporte.

$Q_r$ : Cantidad de gas natural proveniente del campo  $r$ , contratada en firme y expresada en MBTUD. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente.

$s$ : Subasta realizada en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008, o aquellas que la modifiquen o complementen.

- r*: Campo de producción de gas natural con precio regulado.
- i*: Número de subastas realizadas en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008 o aquellas que la modifiquen o complementen, durante los tres (3) años anteriores a la aprobación de los cargos regulados de transporte.
- j*: Número de campos de producción de gas natural con precio regulado.

Los precios se actualizarán a la Fecha Base utilizando el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo”.

Para aplicar esta metodología, y a la fecha de elaboración de este documento, en los archivos de la Comisión se dispone de la siguiente información:

$Q_r = 667.753$  MBTUD (Suma de contratos de La Guajira para el mes de junio de 2011)

~~$P_r = 5,81$  USD/MBTU (agosto de 2011)~~

$P_r = 6,19$  USD/MBTU (diciembre de 2009) [indexado con serie ID: WPU0531 disponible agosto 2 de 2011, ver anexo 2]

$Q_{s1} = 40.600$  MBTUD

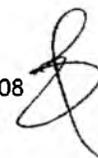
$P_{s1} = 4,73$  USD/MBTU (julio 2010)

$P_{s1} = 4,72$  USD/MBTU (diciembre de 2009) [indexado con serie ID: WPU0531]

$Q_{s2} = 32.821$  MBTUD

$P_{s2} = 6,14$  USD/MBTU (diciembre 2009)

Al aplicar la fórmula de la *metodología* se obtiene que el precio del gas,  $PGE_t$ , es de 6,105 USD/MBTU (cifras a diciembre de 2009)



**Anexo 38. Gastos de combustible en la estaciones de compresión**

Estación	Estación Palomino	Estación Caracolí	Estación Cartagena	Estación Sahagún
Precio del combustible [USD/MBTU]	6,271	6,271	6,271	6,271
Gastos en combustible - Col miles \$ de diciembre de 2009				
Horizonte	Estación Palomino	Estación Caracolí	Estación Heroica	Estación Sahagún
Año 1	227.864	229.364	45.778	183.137
Año 2	237.492	228.736	45.778	183.137
Año 3	1.242.786	229.364	45.778	183.137
Año 4	131.219	257.708	45.778	183.137
Año 5	891.766	265.425	45.778	183.137
Año 6	2.769.816	555.784	45.778	183.137
Año 7	2.794.699	1.559.309	45.778	183.137
Año 8	773.610	740.139	45.778	183.137
Año 9	143.756	303.357	45.778	183.137
Año 10	110.400	316.485	45.778	183.137
Año 11	1.101.966	393.324	45.778	183.137
Año 12	684.016	684.362	45.778	183.137
Año 13	3.041.997	2.935.609	45.778	183.137
Año 14	5.930.431	4.173.729	45.778	183.137
Año 15	2.486.816	1.363.827	45.778	183.137
Año 16	3.638.354	2.086.826	45.778	183.137
Año 17	5.588.128	3.542.209	45.778	183.137
Año 18	7.535.441	5.543.914	45.778	183.137
Año 19	4.313.191	3.202.957	45.778	183.137
Año 20	6.927.547	5.235.634	45.778	183.137

Fuente: Cálculos CREG.

Nota: Cálculo gasto combustible: MBTU Año x TRM (2.044) x precio gas (6,271)

**Anexo 39. Otros gastos en las estaciones de compresión**

Estación	Estación Palomino	Estación Caracolí	Estación Cartagena	Estación Sahagún
Otros gastos [USD/HP-año]	133	133	133	133
<b>Col. miles \$ de diciembre de 2009</b>				
Año 1	1.631.296	837.398	197.394	197.394
Año 2	1.631.296	837.398	197.394	197.394
Año 3	1.631.296	837.398	197.394	197.394
Año 4	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 5	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 6	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 7	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 8	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 9	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 10	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 11	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 12	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 13	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 14	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 15	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 16	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 17	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 18	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 19	2.392.567	837.398	197.394	197.394
Año 20	2.392.567	837.398	197.394	197.394



**Anexo 40. AOM eficientes vs. AOM solicitados, para las estaciones de compresión**

	Estación Palomino (referencia eficiente)	Estación Palomino Solicitud [1]	Estación Caracolí (referencia eficiente)	Estación Caracolí Solicitud	Estación La Heroica (referencia eficiente)	Estación La Heroica Solicitud	Estación Sahagún (referencia eficiente)	Estación Sahagún Solicitud
Col miles \$ de diciembre de 2009								
Año 1	1.859.160	769.856	1.066.762	443.814	243.172	211.285	380.532	395.411
Año 2	1.868.787	776.921	1.066.134	443.814	243.172	211.371	380.532	395.755
Año 3	2.874.082	1.507.047	1.066.762	451.146	243.172	212.745	380.532	401.251
Año 4	2.523.786	709.736	1.095.106	475.649	243.172	213.476	380.532	404.172
Año 5	3.284.333	1.283.104	1.102.823	485.559	243.172	214.206	380.532	407.092
Año 6	5.162.383	2.743.860	1.393.182	713.715	243.172	215.032	380.532	410.396
Año 7	5.187.266	2.801.792	2.396.708	1.507.284	243.172	215.666	380.532	412.932
Año 8	3.166.177	1.231.449	1.577.537	877.618	243.172	216.396	380.532	415.853
Año 9	2.536.323	730.442	1.140.756	533.444	243.172	217.126	380.532	418.773
Año 10	2.502.967	703.499	1.153.883	544.849	243.172	217.228	380.532	419.181
Año 11	3.494.532	1.511.441	1.230.722	606.770	243.172	217.126	380.532	418.773
Año 12	3.076.583	1.181.710	1.521.760	854.925	243.172	217.856	380.532	421.693
Año 13	5.434.564	3.141.301	3.773.008	2.725.802	243.172	217.856	380.532	421.693
Año 14	8.322.998	5.555.215	5.011.128	3.764.240	243.172	217.960	380.532	422.109
Año 15	4.879.383	2.719.660	2.201.225	1.441.389	243.172	218.586	380.532	424.614
Año 16	6.030.921	3.695.036	2.924.225	2.053.788	243.172	218.586	380.532	424.614
Año 17	7.980.695	5.346.541	4.379.607	3.286.531	243.172	218.586	380.532	424.614
Año 18	9.928.008	7.013.453	6.381.313	4.994.890	243.172	218.692	380.532	425.038
Año 19	6.705.758	4.266.643	4.040.355	3.000.255	243.172	218.586	380.532	424.614
Año 20	9.320.114	6.481.066	6.073.033	4.720.904	243.172	218.586	380.532	424.614

[1] No se tiene en cuenta gastos de AOM asociado a las IAC



**Anexo 41. Menor valor entre el AOM eficiente de referencia y el AOM solicitado, para las estaciones de compresión**

	<b>Estación Palomino (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Caracolí (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Heroica (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Sahagún (AOM eficiente)</b>
Col miles \$ de diciembre de 2009				
Año 1	769.856	443.814	211.285	380.532
Año 2	776.921	443.814	211.371	380.532
Año 3	1.507.047	451.146	212.745	380.532
Año 4	709.736	475.649	213.476	380.532
Año 5	1.283.104	485.559	214.206	380.532
Año 6	2.743.860	713.715	215.032	380.532
Año 7	2.801.792	1.507.284	215.666	380.532
Año 8	1.231.449	877.618	216.396	380.532
Año 9	730.442	533.444	217.126	380.532
Año 10	703.499	544.849	217.228	380.532
Año 11	1.511.441	606.770	217.126	380.532
Año 12	1.181.710	854.925	217.856	380.532
Año 13	3.141.301	2.725.802	217.856	380.532
Año 14	5.555.215	3.764.240	217.960	380.532
Año 15	2.719.660	1.441.389	218.586	380.532
Año 16	3.695.036	2.053.788	218.586	380.532
Año 17	5.346.541	3.286.531	218.586	380.532
Año 18	7.013.453	4.994.890	218.692	380.532
Año 19	4.266.643	3.000.255	218.586	380.532
Año 20	6.481.066	4.720.904	218.586	380.532

**Anexo 42. Valores de AOM para mantenimientos mayores en las estaciones de compresión**

	Overhaul en Palomino	Overhaul en Caracolí	Overhaul en Heroica	Overhaul en Sahagún
Col miles \$ de diciembre de 2009				
Año 1	7.605.751			
Año 2				
Año 3				392.181
Año 4	2.926.996			
Año 5				548.788
Año 6				
Año 7				
Año 8				
Año 9				
Año 10				
Año 11				
Año 12				
Año 13				
Año 14				
Año 15				
Año 16				
Año 17				
Año 18				
Año 19				
Año 20				



**Anexo 43. Valores de AOM de compresión, GC<sub>t</sub>**

	<b>Estación Palomino (*) (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Caracolí (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Heroica (AOM eficiente)</b>	<b>Estación Sahagún (*) (AOM eficiente)</b>
Col miles \$ de diciembre de 2009				
Año 1	8.375.608	443.814	211.285	380.532
Año 2	776.921	443.814	211.371	380.532
Año 3	1.507.047	451.146	212.745	772.713
Año 4	3.636.733	475.649	213.476	380.532
Año 5	1.283.104	485.559	214.206	929.320
Año 6	2.743.860	713.715	215.032	380.532
Año 7	2.801.792	1.507.284	215.666	380.532
Año 8	1.231.449	877.618	216.396	380.532
Año 9	730.442	533.444	217.126	380.532
Año 10	703.499	544.849	217.228	380.532
Año 11	<del>1.511.441</del>	<del>606.770</del>	<del>217.126</del>	<del>380.532</del>
Año 12	1.181.710	854.925	217.856	380.532
Año 13	3.141.301	2.725.802	217.856	380.532
Año 14	5.555.215	3.764.240	217.960	380.532
Año 15	2.719.660	1.441.389	218.586	380.532
Año 16	3.695.036	2.053.788	218.586	380.532
Año 17	5.346.541	3.286.531	218.586	380.532
Año 18	7.013.453	4.994.890	218.692	380.532
Año 19	4.266.643	3.000.255	218.586	380.532
Año 20	6.481.066	4.720.904	218.586	380.532

(\*) Incluye mantenimientos mayores ó overhauls

**Anexo 44. Costo unitario de corridas con raspador inteligente, reportado en la solicitud por Promigas**

Año	Ballena - La Mami 143 km			La Mami - Barranquilla 142 Km			Barranquilla - Cartagena 113Km			Cartagena - Sinclejo 123 km			Sinclejo - Jobo 70km		Gasoductos regionales 206 km	
	IE	IAC	USD / KM	IE	PNI	USDKM	IE	PNI	USDKM	IE	IAC	USDKM	IE	USDKM	IE	USDKM
Año 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 3	89	-	621	157	-	1.104	32	2	279	39	-	318	22	321	14	70
Año 4	713	-	4.984	1.371	-	9.854	247	18	2.170	458	-	3.722	262	3.747	169	824
Año 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 10	89	-	621	157	-	1.104	32	2	279	39	-	318	22	321	14	70
Año 11	713	-	4.984	1.371	3	9.201	247	18	2.170	458	-	3.722	262	3.747	169	824
Año 12	-	-	-	-	27	3.766	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 17	89	-	621	157	-	1.104	32	2	279	39	-	318	22	321	14	70
Año 18	713	-	4.984	1.371	3	9.201	247	18	2.170	458	-	3.722	262	3.747	169	824
Año 19	-	-	-	-	27	3.766	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Año 20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Anexo 45. Gastos en corridas con raspador inteligente, GCR,**

	Ballena - La Mami	La Mami - Barranquilla	Barranquilla - Cartagena	Cartagena - Sincelejo	Sincelejo - Jobo	Gasoductos regionales
	Col miles \$ de diciembre de 2009					
Año 1	-	-	-	-	-	-
Año 2	-	-	-	-	-	-
Año 3	181.622	320.358	69.678	80.064	45.873	29.532
Año 4	1.247.643	1.238.918	541.266	935.818	536.178	345.179
Año 5	-	-	-	-	-	-
Año 6	-	-	-	-	-	-
Año 7	-	-	-	-	-	-
Año 8	-	-	-	-	-	-
Año 9	-	-	-	-	-	-
Año 10	181.622	320.358	69.678	80.064	45.873	29.532
Año 11	1.247.643	1.302.609	541.266	935.818	536.178	345.179
Año 12	-	56.205	-	-	-	-
Año 13	-	-	-	-	-	-
Año 14	-	-	-	-	-	-
Año 15	-	-	-	-	-	-
Año 16	-	-	-	-	-	-
Año 17	181.622	320.358	69.678	80.064	45.873	29.532
Año 18	1.247.643	1.302.609	541.266	935.818	536.178	345.179
Año 19	-	56.205	-	-	-	-
Año 20	-	-	-	-	-	-



### Anexo 46. Cantidades de gas para empaquetamiento, auditadas por Delvasto & Echeverría Asociados

MBTU

Horizonte	Ballena - La Mami		La Mami - Barranquilla		Barranquilla - Cartagena		Cartagena - Sincelajo		Sincelajo - Jobo		SRT Mamonal	
	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC
Año 1	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	-
Año 2	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	-
Año 3	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	-
Año 4	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 5	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 6	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 7	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 8	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 9	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 10	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 11	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 12	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 13	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 14	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 15	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 16	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 17	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 18	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 19	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405
Año 20	104.634	-	146.623	-	31.916	-	13.798	-	7.019	-	307	405



**Anexo 47. Gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección, GGE<sub>t</sub>**

	Ballena - La Mami		La Mami - Barranquilla		Barranquilla - Cartagena		Cartagena - Sincelejo		Sincelejo - Jobo		SRT Mamonal	
	IE	IAC	IE	IE	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC	IE	IAC
Año 1	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	-			
Año 2	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	-			
Año 3	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	-			
Año 4	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 5	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 6	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 7	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 8	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 9	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 10	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 11	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 12	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 13	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 14	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 15	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 16	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 17	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 18	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 19	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			
Año 20	196.139	-	274.848	59.827	25.861	-	13.157	575	759			

**Anexo 48. Gastos en terrenos e inmuebles, GTI,**

Col miles \$ de diciembre de 2009

	<b>Ballena - La Mami 22%</b>	<b>La Mami - Barranquilla 26%</b>	<b>Barranquilla - Cartagena 22%</b>	<b>Cartagena - Sincelajo 3%</b>	<b>Sincelajo - Jobo 6%</b>	<b>SRT Mamonal 1%</b>	<b>Gasoductos regionales 18%</b>
Año 1	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 2	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 3	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 4	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 5	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 6	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 7	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 8	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 9	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 10	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 11	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 12	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 13	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 14	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 15	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 16	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 17	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 18	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 19	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838
Año 20	1.261.135	1.605.081	1.261.135	171.973	343.946	57.324	1.031.838



### Anexo 49. Actualización de las demandas reportadas por Promigas, asociadas a las inversiones en aumento de capacidad

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Ballena - La Mami	-	-	13.453	52.203	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
La Mami - Barranquilla	-	-	13.453	52.203	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
Barranquilla - Cartagena	-	-	13.453	52.203	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	-	-	13.453	52.203	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Ballena - La Mami	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
La Mami - Barranquilla	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
Barranquilla - Cartagena	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120	65.120

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418

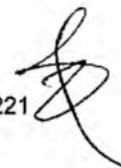
**Anexo 49. Actualización de las demandas reportadas por Promigas, asociadas a las inversiones en aumento de capacidad (Continuación)**

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Volumen, DEV (KPC) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Balleña - La Mami	-	-	4.910.467	19.054.217	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920
La Mami - Barranquilla	-	-	4.910.467	19.054.217	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920
Barranquilla - Cartagena	-	-	4.910.467	19.054.217	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	-	-	4.910.467	19.054.217	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Volumen, DEV (KPC) de las Inversiones en Aumento de Capacidad									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Balleña - La Mami	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800
La Mami - Barranquilla	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800
Barranquilla - Cartagena	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800
Cartajena - Sincelejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincelejo - Jobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SRT Mamonal	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800	23.768.800	23.833.920	23.768.800	23.768.800

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418



### Anexo 50. Capacidad contratada en firme, declarada por Promigas

Tramo o grupo de gasoductos	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
<b>Ballena - La Mami</b>	468.330	371.440	237.760	243.640	236.670	131.670	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	246.330	236.330	142.750	125.000	125.000	41.670	-	-	-	-
Industria no regulada	135.210	75.910	96.010	118.640	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	84.790	59.200	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>La Mami - Barranquilla</b>	811.830	415.070	237.760	243.640	236.670	131.670	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	293.330	281.330	142.750	125.000	125.000	41.670	-	-	-	-
Industria no regulada	135.210	75.910	95.010	118.640	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	83.280	57.830	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Barranquilla - Cartagena</b>	226.390	158.160	95.010	118.640	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	97.330	85.330	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	69.220	56.750	95.010	118.640	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	38.840	17.080	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cartajena - Sincelejo</b>	97.100	67.640	15.000	6.250	-	-	-	-	-	-
Generador térmico	60.000	60.000	15.000	6.250	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	23.200	1.750	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	13.900	5.790	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Sincelejo - Jobo</b>	28.800	4.060	-	-	-	-	-	-	-	-
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	19.600	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	9.200	3.830	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SRT Mamonal</b>	99.100	74.060	110.010	124.890	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	23.330	15.000	15.000	6.250	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	63.020	53.750	95.010	118.640	111.670	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	12.750	5.310	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418

Nota: En cada tramo se están sumando las cantidades contractuales en cada sentido

Tramo o grupo de gasoductos	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
<b>Ballena - La Mami</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>La Mami - Barranquilla</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Barranquilla - Cartagena</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cartajena - Sincelejo</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Sincelejo - Jobo</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SRT Mamonal</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Generador térmico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria no regulada	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Mercado regulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Promigas, radicación CREG E-2011-006418

Nota: En cada tramo se están sumando las cantidades contractuales en cada sentido

## Anexo 51. Demanda esperada de capacidad

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) Incluyendo las de las Inversiones en Aumentos de Capacidad									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Balena - La Mami	335.350	304.076	317.803	331.380	351.223	478.006	521.008	436.014	344.803	338.325
La Mami - Barranquilla	377.987	347.164	361.344	374.416	394.558	521.412	564.534	476.180	387.913	379.462
Barranquilla - Cartagena	128.903	132.787	181.747	170.106	183.666	207.181	279.822	213.116	186.951	188.180
Cartajena - Sincelejo	85.007	85.311	86.863	70.888	71.225	71.504	71.932	72.344	72.860	73.608
Sincelejo - Jobo	23.538	23.866	24.164	24.309	24.553	24.746	25.095	25.380	25.646	26.343
<b>Gasoductos Regionales [1]</b>										
SRT Mamonal	68.174	68.742	84.334	120.598	133.723	147.775	148.065	143.007	134.869	135.231
Estampilla	404.850	371.625	370.300	370.377	370.303	496.886	536.288	458.864	367.783	359.205

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada en las radicaciones CREG E-2010-006023 y E-2011-006418

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Capacidad, DEC (KPCD) incluyendo las de las Inversiones en Aumentos de Capacidad									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Balena - La Mami	389.854	432.251	521.951	533.668	456.892	437.342	487.824	488.954	486.650	503.345
La Mami - Barranquilla	442.852	476.149	565.407	677.288	500.173	480.730	531.071	542.201	529.881	547.041
Barranquilla - Cartagena	191.665	209.942	269.205	284.058	216.475	215.471	245.550	227.408	223.431	229.008
Cartajena - Sincelejo	74.182	75.013	75.884	76.741	77.446	78.112	78.975	79.791	80.394	80.605
Sincelejo - Jobo	26.766	27.450	28.170	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800	28.800
<b>Gasoductos Regionales</b>										
SRT Mamonal	137.847	143.011	150.288	175.320	145.218	143.162	152.995	152.389	149.679	152.972
Estampilla	422.744	457.131	537.831	548.546	474.772	455.222	504.504	516.844	504.540	521.725

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada en las radicaciones CREG E-2010-009023 y E-2011-006418

[1] En la solicitud radicada por Promigas no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

### Anexo 51. Demanda esperada de capacidad (Continuación)

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Volumen, DEV (KPC) incluyendo las de las Inversiones en Aumentos de Capacidad									
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Balena - La Mami	62.633.300	66.148.290	77.610.867	80.518.459	91.183.593	101.803.554	106.892.310	92.285.843	83.698.334	89.872.131
La Mami - Barranquilla	78.606.788	82.156.450	93.772.203	96.475.234	107.134.276	117.593.372	121.578.891	108.222.842	104.829.245	105.840.980
Barranquilla - Cartagena	45.306.124	47.551.159	53.690.364	61.787.491	66.749.415	67.817.149	70.178.502	68.578.670	67.990.279	68.592.961
Cartajena - Sincelajo	28.306.403	31.140.651	31.184.654	25.795.407	25.915.301	26.068.777	26.181.287	26.321.932	26.535.061	26.838.087
Sincelajo - Jobo	6.079.103	8.690.714	8.711.753	8.768.019	8.866.497	8.961.140	9.053.836	9.157.439	9.327.070	9.534.337
Gasoductos Regionales [1]										
SRT Mamonal	23.854.275	24.242.524	29.817.278	43.725.674	48.518.952	48.134.982	48.158.134	49.270.098	48.945.818	48.212.983
Estampilla	96.358.300	89.998.290	90.625.401	90.884.243	96.614.793	107.048.634	111.093.516	87.717.043	94.328.534	95.318.211

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada en las radicaciones CREG E-2010-009023 y E-2011-006418

[1] En la solicitud radicada por Promigás no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

Tramo o grupo de gasoductos	Demanda Esperada de Volumen, DEV (KPC) incluyendo las de las Inversiones en Aumentos de Capacidad									
	Año11	Año12	Año13	Año14	Año15	Año16	Año17	Año18	Año19	Año20
Balena - La Mami	97.134.908	95.636.767	110.026.530	129.443.716	111.535.136	118.731.864	132.038.113	150.390.645	141.822.155	156.984.359
La Mami - Barranquilla	113.055.156	111.552.444	125.936.110	145.390.767	127.434.039	134.624.664	147.926.334	166.316.272	157.498.159	172.852.706
Barranquilla - Cartagena	68.926.970	69.946.741	74.497.824	77.098.146	72.888.367	74.531.033	76.921.913	79.430.750	77.320.433	78.840.117
Cartajena - Sincelajo	26.959.957	27.253.801	27.559.602	27.935.957	28.107.673	28.337.697	28.643.170	29.007.229	29.134.886	29.207.735
Sincelajo - Jobo	9.661.957	9.911.705	10.173.984	10.456.498	10.509.726	10.512.000	10.512.000	10.540.800	10.512.000	10.512.000
Gasoductos Regionales										
SRT Mamonal	49.346.819	49.609.010	50.572.128	52.540.511	51.124.890	51.629.471	52.923.005	53.984.915	53.739.317	53.438.745
Estampilla	102.586.108	101.067.967	116.457.730	134.889.796	118.988.336	124.183.064	137.489.313	155.836.725	147.053.355	162.415.559

Fuente: Cálculos CREG a partir de la información reportada en las radicaciones CREG E-2010-009023 y E-2011-006418

[1] En la solicitud radicada por Promigás no está la información asociada a las demandas de los gasoductos regionales.

## Anexo 52. Demanda esperada de capacidad eficiente, DEC<sub>t</sub>, y Demanda esperada de volumen eficiente, DEV<sub>t</sub>

	Demanda esperada de capacidad, DEC <sub>t</sub> , (KPCD)							Gasoductos Regionales
	Ballena - La Mami	La Mami - Barranquilla	Barranquilla - Cartagena	Cartagena - Sincelajo	Sincelajo - Jobo	La Creciente - Sincelajo	SRT Mamonal	
Año 1	468.330	511.830	225.390	97.100	28.800	60.000	99.100	545.000
Año 2	371.440	415.070	159.160	85.311	23.866	60.000	74.060	545.000
Año 3	322.030	365.471	161.747	85.663	24.154	60.000	110.010	545.000
Año 4	331.380	374.416	170.106	70.898	24.309	60.000	124.890	426.586
Año 5	351.223	394.559	183.666	71.225	24.553	60.000	133.723	447.001
Año 6	478.006	521.412	207.181	71.504	24.746	60.000	147.775	574.256
Año 7	521.008	564.584	279.622	71.952	25.095	60.000	148.065	618.055
Año 8	436.014	479.190	213.116	72.344	25.380	60.000	143.007	533.738
Año 9	344.903	387.913	186.951	72.960	25.846	60.000	134.869	443.709
Año 10	336.325	379.462	188.180	73.609	26.343	60.000	135.231	436.277
Año 11	399.864	442.852	191.665	74.182	26.765	60.000	137.647	500.811
Año 12	432.251	475.149	209.942	75.013	27.450	60.000	143.011	534.714
Año 13	521.951	565.407	269.205	75.884	28.170	60.000	150.268	626.004
Año 14	533.666	577.288	284.058	76.741	28.800	60.000	174.770	639.207
Año 15	456.892	500.173	216.475	77.446	28.800	60.000	145.218	563.138
Año 16	437.342	480.730	215.471	78.112	28.800	60.000	143.162	544.254
Año 17	487.624	531.071	245.550	78.975	28.800	60.000	152.995	595.400
Año 18	498.964	542.201	227.408	79.791	28.800	60.000	152.369	607.555
Año 19	486.660	529.881	223.431	80.394	28.800	60.000	149.679	595.855
Año 20	503.845	547.041	229.003	80.605	28.800	60.000	152.972	613.251

Fuente: Solicitud tarifaria y cálculos CREG

	Demanda esperada de volumen, DEV <sub>t</sub> , (KPC - Año)							Gasoductos Regionales
	Ballena - La Mami	La Mami - Barranquilla	Barranquilla - Cartagena	Cartagena - Sincelajo	Sincelajo - Jobo	La Creciente - Sincelajo	SRT Mamonal	
Año 1	62.833.300	78.606.789	45.305.124	29.308.403	8.879.103	21.900.000	23.854.275	98.820.806
Año 2	66.148.290	82.159.450	47.551.159	31.140.851	8.630.714	21.960.000	24.242.524	105.919.855
Año 3	79.317.101	95.278.436	53.850.394	31.184.554	8.711.753	21.900.000	31.423.511	119.213.408
Año 4	80.518.459	96.475.234	61.787.491	25.795.407	8.768.019	21.900.000	43.725.674	115.081.885
Año 5	91.183.583	107.134.276	66.749.415	25.915.301	8.856.497	21.900.000	48.518.952	125.955.381
Año 6	101.603.554	117.593.372	67.817.149	26.088.777	8.951.140	21.960.000	49.134.982	136.643.472
Año 7	105.632.316	121.573.881	70.178.502	26.181.287	9.053.636	21.900.000	49.159.134	140.867.239
Año 8	92.285.843	108.222.842	68.578.670	26.321.932	9.157.439	21.900.000	49.270.096	127.765.214
Año 9	88.898.334	104.829.245	67.990.279	26.535.061	9.327.070	21.900.000	48.945.918	124.760.465
Año 10	89.872.131	105.840.580	68.592.951	26.833.097	9.534.337	21.960.000	49.212.983	126.239.565
Año 11	97.134.908	113.055.156	68.926.970	26.959.957	9.661.957	21.900.000	49.345.819	133.756.821
Año 12	95.636.767	111.552.444	69.946.741	27.253.801	9.911.705	21.900.000	49.609.010	132.802.274
Año 13	110.026.530	125.936.110	74.497.824	27.559.602	10.173.984	21.900.000	50.572.128	147.760.116
Año 14	129.443.716	145.390.767	77.098.146	27.935.957	10.456.498	21.960.000	52.540.511	167.836.171
Año 15	111.535.136	127.434.039	72.888.367	28.107.673	10.509.726	21.900.000	51.124.890	150.152.535
Año 16	118.731.864	134.624.664	74.531.033	28.337.697	10.512.000	21.900.000	51.629.471	157.581.560
Año 17	132.038.113	147.926.334	76.921.913	28.643.170	10.512.000	21.900.000	52.923.005	171.193.283
Año 18	150.390.645	166.316.272	79.430.750	29.007.229	10.540.800	21.960.000	53.984.915	189.938.674
Año 19	141.622.155	157.498.159	77.320.433	29.134.886	10.512.000	21.900.000	53.739.317	181.269.041
Año 20	156.984.359	172.652.706	78.840.117	29.207.735	10.512.000	21.900.000	53.438.748	186.704.094

Fuente: Solicitud tarifaria y cálculos CREG

**Anexo 53. Capacidad máxima de mediano plazo**

	Capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, (KPCD)					
	Ballena - La Mami	La Mami - Barranquilla	Barranquilla - Cartagena	Cartagena - Sincelejo	Sincelejo - Jobo	SRT Mamonal
Año 1	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	110.770
Año 2	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	110.770
Año 3	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 4	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 5	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 6	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 7	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 8	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 9	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 10	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 11	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 12	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 13	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 14	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 15	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 16	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 17	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 18	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 19	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770
Año 20	480.800	524.000	237.060	102.100	28.800	174.770

Fuente: Solicitud tarifaria, auditor técnico y cálculos CREG

Notas: i) En los tramos La Mami - Barranquilla, Barranquilla - Cartagena y Cartagena Sincelejo hay un contraflujo de 45.000 KPCD, ii) En los análisis de las inversiones en aumento de capacidad y las demandas esperadas de capacidad sólo se encontró justificación de las inversiones en el caso de SRT Mamonal. Consecuentemente, sólo en ese tramo se observa un aumento en la CMMP, y ii) por no contarse con la información necesaria, no se presenta la CMMP del tramo La Creciente - Sincelejo.