

**ESTUDIO DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS  
NATURAL Y CARGA DE DURACIÓN DEL GASODUCTO DE LA SABANA**

**DIEGO ALEJANDRO RIVAS PERDOMO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS  
NATURAL Y CARGA DE DURACIÓN DEL GASODUCTO DE LA SABANA**

**DIEGO ALEJANDRO RIVAS PERDOMO**

**Proyecto De Grado Para Optar Al Título de Especialista En Ingeniería del Gas**

**Director del Proyecto**

**Ing. RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ CARRERO**

**Secretario Técnico CNO GAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*Dedico este esfuerzo a Dios y a mi amada familia quién siempre me animó a seguir adelante en los momentos más difíciles y quienes con su incondicional apoyo creyeron en mí.*

*A mis docentes de carrera por su invaluable aportes para lograr una formación profesional ética e integral.*

***Diego Alejandro Rivas Perdomo.***

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	20
1. EL SECTOR DE GAS NATURAL	21
1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR GAS.	26
1.1.1 Problemática de Producción.	28
1.1.2 Problemática de Transporte.	29
1.1.3 Problemática de Distribución.	30
1.1.4 Problemática de Comercialización.	31
1.2 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR GAS	32
1.3 FENÓMENO DEL NIÑO	33
2. CARACTERIZACIÓN DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL GASODUCTO DE LA SABANA	39
2.1. LOCALIZACIÓN	39
2.2. ESQUEMA DE FLUJO GASODUCTO DE LA SABANA	41
2.3. TIPOS DE MERCADOS	42
2.4. COMPORTAMIENTO MENSUAL Y DIARIO DEL SISTEMA DE LA SABANA TOTAL Y POR TIPO DE MERCADO.	43
2.5 SISTEMA BOGOTÁ	92
2.6 FACTOR DE CARGA Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA	96

3. RECIBOS DEL CAMPO CUSIANA Y CUPIAGUA AL SISTEMA DE GASODUCTO CUSIANA - PORVENIR Y LA RELACIÓN CON LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES.	123
4. DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	131
Figura 4 Esquema regulatorio del sector de gas natural en Colombia	132
4.1 EVOLUCIÓN DEL PLANEAMIENTO Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR DE GAS.	132
4.2 CONSOLIDADO DE NORMAS EXPEDIDAS POR EL MINISTERIO SOBRE RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS.	135
4.3 DEBILIDADES EN MATERIA REGULATORIA.	138
CONCLUSIONES	139
BIBLIOGRAFÍA	142
ANEXOS	145

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Proyección de la demanda de gas natural para el escenario sensibilidad por sectores	23
Tabla 2. Estructura del sector de gas antes y después de las reformas de la década del noventa	26
Tabla 3 City Gate del Gasoducto de la Sabana	39
Tabla 4 Distribución por tipo de mercado	42
Tabla 5. Distribución del consumo de Bogotá por medidor	92
Tabla 6. Consumo de Bogotá vs sistema de la Sabana	94
Tabla 7. Distribución en Bogotá por mercado	95
Tabla 8. Factor de carga de toda la Sabana	98
Tabla 9. Factor de carga del sector industrial del gasoducto la Sabana	103
Tabla 10 Factor de carga del sector residencial del gasoducto la Sabana	107
Tabla 11. Factor de carga del sector GNV del gasoducto la Sabana	112
Tabla 12. Factor de carga de Bogotá	117
Tabla 13 Regulación aplicada al sector gas	132
Tabla 14. Consolidado resoluciones mantenimiento programado emitidas por el MME.	136

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema del sector de gas natural en Colombia por actividades	28
Figura 2. Esquema institucional del sector de gas natural en Colombia	33
Figura 3. Esquema de flujo Gasoducto de la Sabana	41
Figura 4 Esquema regulatorio del sector de gas natural en Colombia	132

## LISTA DE GRÁFICOS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Proyección de la demanda de gas natural para el escenario sensibilidad por sectores	23
Gráfica 2. Evolución de la demanda de gas natural 2010	36
Gráfica 3. Distribución demanda de gas natural por sectores de consumo	36
Gráfica 4. Consumo por mes del Gasoducto de la Sabana	46
Gráfica 5. Consumo por mes del sector industrial	47
Gráfica 6 .Consumo promedio por mes del sector industrial	47
Gráfica 7. Consumo por mes del sector residencial	48
Gráfica 8 Consumo promedio por mes del sector residencial	49
Gráfica 9. Consumo por mes del sector GNV	49
Gráfica 10. Consumo promedio por mes del sector GNV	50
Gráfica 11 Comportamiento máximo por mes para cada sector	51
Gráfica 12. Consumo diario del sector industrial	52
Gráfica 13. Consumo diario del sector residencial	52
Gráfica 14 Consumo diario del sector GNV	53
Gráfica 15. Comportamiento promedio por día por semana del sector industrial	54
Gráfica 16. Comportamiento promedio por día por semana del sector residencial	55
Gráfica 17 .Comportamiento promedio por día por semana del sector GNV	56
Gráfica 18. Comportamiento promedio máximo por día por semana para cada sector	57
Gráfica 19. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector industrial	59
Gráfica 20. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector industrial	60
Gráfica 21. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector industrial	61

Gráfica 22. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector industrial	62
Gráfica 23 Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector industrial	64
Gráfica 24. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector industrial*	64
Gráfica 25. Consumo promedio horario por semana sector industrial	66
Gráfica 26. Consumo promedio horario por semana sector industrial*	67
Gráfica 27. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector residencial	69
Gráfica 28. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector residencial	71
Gráfica 29. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector residencial*	71
Gráfica 30. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector residencial	73
Gráfica 31. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector residencial	74
Gráfica 32. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector residencial*	75
Gráfica 33. Consumo promedio horario por semana sector residencial	76
Gráfica 34. Consumo promedio horario por semana sector residencial*	76
Gráfica 35. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector GNV	78
Gráfica 36. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector GNV	80
Gráfica 37. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector GNV*	80
Gráfica 38. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector GNV	82
Gráfica 39. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector GNV	84
Gráfica 40. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector GNV*	84
Gráfica 41. Consumo promedio horario por semana sector GNV	85
Gráfica 42. Consumo promedio horario por semana sector GNV*	86
Gráfica 43. Comportamiento promedio máximo por hora para cada sector (lunes-viernes)"	88
Gráfica 44. Comportamiento promedio máximo por hora para cada sector (sábado-domingo)	90

Gráfica 45. Distribución en Bogotá por medidor	93
Gráfica 46. Consumo de Bogotá vs sistema de la Sabana	94
Gráfica 47. Distribución en Bogotá por mercado	96
Gráfica 48. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la Sabana	101
Gráfica 49. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector industrial)	106
Gráfica 50 Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector residencial)	111
Gráfica 51. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector GNV)"	116
Gráfica 52. Curva de duración de carga de la demanda de Bogotá	121
Gráfica 53. Recibos (Cusiana + Cupiagua) vs Compresión Miraflores	124
Gráfica 54 "Recibos Cusiana vs Medición del Gasoducto de la Sabana"	125
Gráfica 55. Perfil de volumen promedio de descarga horario de la Estación Compresora de Miraflores"	126
Gráfica 56. Perfil promedio horario de presión de descarga de la Estación Compresora de Miraflores"	127
Gráfica 57. Perfil promedio horario de presión de succión de la Estación Compresora de Miraflores	128
Gráfica 58 Gradiente promedio de presión entre la presión de descarga y succión	129

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GLOSARIO	145
ANEXO B. PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR EN FIRME Y PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR INTERRUMPLIBLE..	155
ANEXO C. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18 -1654 (29 DE SEPTIEMBRE DE 2009)	158
ANEXO D. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1686 (OCTUBRE 2 DE 2009)	162
ANEXO E. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1739 (OCTUBRE 7 DE 2009)	165
ANEXO F. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1846 (OCTUBRE 19 DE 2009)	169
ANEXO G. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-2003 (NOVIEMBRE 11 DE 2009)	170
ANEXO H. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-2074 (NOVIEMBRE 23 DE 2009)	173
ANEXO I. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-2307 (DICIEMBRE 16 DEL 2009)	177
ANEXO J. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0197 (FEBRERO 11 DEL 2010)	181
ANEXO K. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0212 (FEBRERO 12 DEL 2010)	183
ANEXO L. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0394 (MARZO 11 DEL 2010)	185
ANEXO M. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0497 (MARZO 25 DEL 2010)	187

ANEXO N. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0551 (ABRIL 6 DEL 2010)	189
ANEXO O. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0591 (ABRIL 12 DEL 2010)	191
ANEXO P. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0924 (JUNIO 2 DEL 2010)	193
ANEXO Q. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0820 (MAYO 18 DEL 2010)	196
ANEXO R. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1432 (AGOSTO 6 DEL 2010)	198
ANEXO S. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-2025 (OCTUBRE 25 DEL 2010)	200
ANEXO T. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1482 (AGOSTO 30 DEL 2012)	202
ANEXO U. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1498 (AGOSTO 31 DEL 2012)	206
ANEXO V. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1733 (OCTUBRE 25 DEL 2010)	208
ANEXO W. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0550 (ABRIL 19 DEL 2011)	210
ANEXO X. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0484 (ABRIL 07 DEL 2011)	212
ANEXO Y. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DECRETO 2687 (JULIO 22 DEL 2008)	215

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y CARGA DE DURACIÓN DEL GASODUCTO DE LA SABANA\*

**AUTOR:** DIEGO ALEJANDRO RIVAS PERDOMO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** GNV, mercado industrial, perfil horario, consumos promedios, factor de carga, curva de duración de carga, resoluciones.

**DESCRIPCIÓN:** El conocimiento del perfil horario y diario de carga es fundamental en la operación de gasoductos en condiciones normales y ante restricciones programadas o no programadas. Esta información permite determinar el comportamiento esperado de la demanda.

Por su parte la curva de duración de carga es una herramienta de gran utilidad, evalúa diferentes alternativas de expansión de sistema de transporte con diferentes grados de utilización anual. Igualmente resulta ventajoso para analizar alternativas regulatorias y comerciales que determinan los cargos regulados y precios del servicio de transporte.

Por lo anterior esta monografía está diseñada en cuatro unidades, descritas a continuación;

1. EL SECTOR DE GAS NATURAL, hace referencia a las características, perspectivas del GN en Colombia, demandas y proyecciones de consumo por sectores, problemáticas en la cadena del GN, el fenómeno del niño entre otras.
2. CARACTERIZACIÓN DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GN Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL GASODUCTO DE LA SABANA, relaciona los registros de los computadores de flujo del gasoducto de la sabana, determinando el perfil horario de cada uno de los sectores. Posteriormente se realiza una caracterización de la demanda por sectores, luego se calcula el factor de carga y determina la curva de duración.
3. RECIBOS DEL CAMPO CUSIANA Y CUIAGUA AL SISTEMA DE GASODUCTO CUSIANA - PORVENIR Y LA RELACIÓN CON LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES, relaciona el volumen de recibo de los campos de producción que se conectan al sistema nacional por el tramo Cusiana Porvenir y el comportamiento horario de los volúmenes y presiones de succión y descarga de la estación compresora de Miraflores.
4. DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA, agrupa el marco normativo de resoluciones de mantenimientos programados y normas en general con relación al Gas Natural en Colombia.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización En Ingeniería Del Gas - Director \_ Ricardo Humberto Ramírez Carrero

## SUMMARY

**TITLE:** STUDY PROFILE DAILY AND SCHEDULE THE DEMAND FOR NATURAL GAS AND CHARGING DURATION PIPELINE OF SABANA\*

**AUTHORS:** DIEGO ALEJANDRO RIVAS PERDOMO\*\*

**KEYWORDS:** GNV, industrial market, time profile, average consumption, load factor, load duration curve, resolutions.

**DESCRIPTION:**

Profile Knowledge hourly and daily load is essential in the operation of pipelines under normal conditions and restrictions to scheduled or unscheduled. This information helps determine the expected behavior of the application.

Meanwhile the load duration curve is a very useful tool, evaluates alternatives for expanding transportation system with different levels of annual use. Equally advantageous to analyze regulatory alternatives and trade that determine regulated charges and transport service prices. Therefore this paper is designed in four units, described below;

1. NATURAL GAS SECTOR refers to the characteristics, NG prospects in Colombia, consumer demands and projections by sector, problems in the chain of NG, the phenomenon of the child and others.
2. PROFILE CHARACTERIZATION DAILY AND SCHEDULE THE DEMAND NG AND LOAD DURATION CURVE OF PIPELINE SABANA, records related to the pipeline's flow computers of Savannah, determining the time profile of each of the sectors. Later a demand for characterization of sectors, then calculate the load factor and determines the duration curve.
3. RECEIPTS FIELD CUSIANA AND CUPIAGUA IN THE SYSTRM PIPELINE CUSIANA PORVENIR AND THE RELATIONSHIP WITH COMPRESSOR STATION MIRAFLORES, relates the volume of receipt of production fields that are connected to the national grid by the stretch Cusiana Porvenir and behavior of time volumes and suction and discharge pressures of the compressor station Miraflores.
4. DESCRIPTION FRAMEWORK AND EVOLUTION OF NATURAL GAS IN COLOMBIA groups the regulatory framework of resolutions scheduled maintenance and general rules with regard to natural gas in Colombia.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Engineering Of Gas - Director Ricardo Humberto Carrero Ramirez.

## INTRODUCCIÓN

El consumo de gas natural mantiene un crecimiento anual continuo a nivel mundial. Colombia no ha sido ajena a esta tendencia, el gobierno nacional a partir de la década de los noventa ha venido implementando y desarrollando programas estratégicos de gobierno que buscan consolidar las bases estructurales de un proceso de desarrollo sostenible. No obstante el crecimiento acelerado de la industria gasífera se ha visto suscitada por problemas de diferentes índoles.

Actualmente se presentan dificultades operativas por parte de los productores y del transportador de Gas Natural, ocasionando restricciones del mercado industrial y GNV en el interior del País. Las causas que originan estos inconvenientes se deben principalmente a mantenimientos programados, eventos de emergencia y/o fuerza mayor en los gasoductos por parte del transportador o en las plantas de producción por parte del productor, y al factor de uso de los gasoductos, que llegan al 100% especialmente cuando en el país se enfrentan fenómenos climatológicos como el fenómeno del niño, contratos de transporte o de suministro insuficientes.

Adicionalmente la preocupación por la incertidumbre de los niveles reales de reserva y capacidad de producción. La creciente demanda, producto del Plan de Masificación de Gas Natural, consignado en el documento CONPES 2571 de 1991; sumado al desconocimiento de los consumos requeridos por los diferentes grupos económicos (sector industrial, comercial y residencial); hace necesario la elaboración de curvas de demandas y/o perfiles de consumo de cada uno de los actores involucrados. Lo anterior con el fin de disponer de información veraz y actualizada que resulte útil cuando se presenten interrupciones del servicio por mantenimientos no programados y/o casos fortuitos que impidan la normal prestación del servicio.

El conocimiento del perfil horario y diario de carga es fundamental en la operación de gasoductos en condiciones normales y ante restricciones programadas o no programadas. Esta información es indispensable para estimar el comportamiento esperado de la demanda de STT y STR ante factores tales como: Composición de la demanda; día de la semana (laboral, festivo).

Por su parte la curva de duración de carga es una herramienta de gran utilidad para evaluar diferentes alternativas de expansión de sistema de transporte con diferentes grados de utilización anual. Igualmente resulta ventajoso a la hora de analizar alternativas regulatorias y comerciales para determinación de los cargos regulados y precios del servicio de transporte.

Por lo anterior esta monografía está diseñada en cuatro grandes unidades, la cual se describe a continuación;

- La Primera Unidad es " EL SECTOR DE GAS NATURAL", y hace referencia a las características, perspectivas del Gas Natural en Colombia, demandas y proyecciones de consumo por sectores, problemáticas en la cadena del Gas Natural, el Fenómeno del Niño entre otras.
- La Segunda Unidad es "CARACTERIZACIÓN DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL GASODUCTO DE LA SABANA" y hace referencia a todo los registros de los computadores de Flujo del Gasoducto de La sabana, determinando el perfil horario de cada uno de los sectores, partiendo de esto se realiza una caracterización de la demanda por sectores, para luego calcular el factor de Carga y determinar la Curva de Duración de Carga, cabe anotar que esta información fue suministrada por la Empresa Gas Natural SA ESP.
- La Tercera Unidad " RECIBOS DEL CAMPO CUSIANA Y CUIPIAGUA AL SISTEMA DE GASODUCTO CUSIANA - PORVENIR Y LA RELACIÓN CON LA

ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES.", la cual nos relaciona el volumen de recibo de los campos de producción que se conectan al Sistema Nacional por el tramo Cusiana Porvenir y el comportamiento horario de los volúmenes y presiones de succión y descarga de la Estación compresora de Miraflores, cabe resaltar también que estos registros fueron suministrados por la Empresa Transportadores de Gas Internacional TGI SA ESP.

- La Cuarta Unidad " DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA", la cual hace referencia al marco normativo con relación a resoluciones de mantenimientos programados y normas en general con relación al Gas Natural en Colombia.

Adicionalmente da cumplimiento a un objetivo general y cuatro objetivos específicos descritos a continuación;

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVOS GENERAL.**

- Analizar el comportamiento del perfil horario y diario de la demanda de gas natural y carga de duración del gasoducto de la Sabana.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Determinar el perfil diario y horario de la demanda de gas natural en el Gasoducto de La Sabana.
- Determinar las curvas de duración de carga en el Gasoducto de La Sabana.
- Determinar el perfil diario de volumen de entrega del campo de Gas Cusiana Porvenir.
- Determinar el perfil diario y horario de presión y volumen de descarga de la estación compresora de Miraflores.

## 1. EL SECTOR DE GAS NATURAL

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como uno de sus objetivos la Masificación del Consumo de Gas, orientado a impulsar el gas en el interior del país como sustituto de energéticos de alto costo, considerando la existencia de reservas importantes y las características ambientales de este energético.

Los beneficios de la puesta en marcha del Plan de Masificación de Gas Natural son incalculables. En general, se mejoró la calidad de vida de los colombianos, incluyendo a los habitantes de las zonas rurales; dada la complementariedad que se dio entre gas natural en las ciudades y GLP en el campo.

Desde la década de los 90, a hoy; la normatividad en este campo, se ha visto suscitada por muchos cambios. Decretos, normas, resoluciones y demás mecanismos de regulación han sido necesarios evocar para garantizar la continuidad ininterrumpida en el suministro energético ante los fenómenos climáticos acaecidos en la última década y el aumento poblacional.

En 1993 el documento CONPES N° 2646, aprobó las estrategias de lo que entonces se denominó El Plan de Gas y se establecieron acciones tendientes a garantizar la oferta del combustible mediante la continuidad en las actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos, la construcción de una red troncal de gasoductos, la ampliación del sistema de transporte y la conformación de un mercado en los sectores industrial, residencial y termoeléctrico<sup>1</sup>. En desarrollo de las directrices gubernamentales antes mencionadas, ECOPEPETROL contrató y financió la construcción de los gasoductos que constituyen la columna vertebral del

---

<sup>1</sup> [http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf).

transporte de gas en el interior del país.

Colombia en cabeza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Superintendencia de Industria y Comercio, y previendo que se estima que el consumo de gas natural aumente por su uso intensificado en todas las regiones del país, por la diversidad de usos tanto intermedios como finales y una menor emisión de contaminantes que otros combustibles fósiles, ha favorecido la reorientación de la política energética.

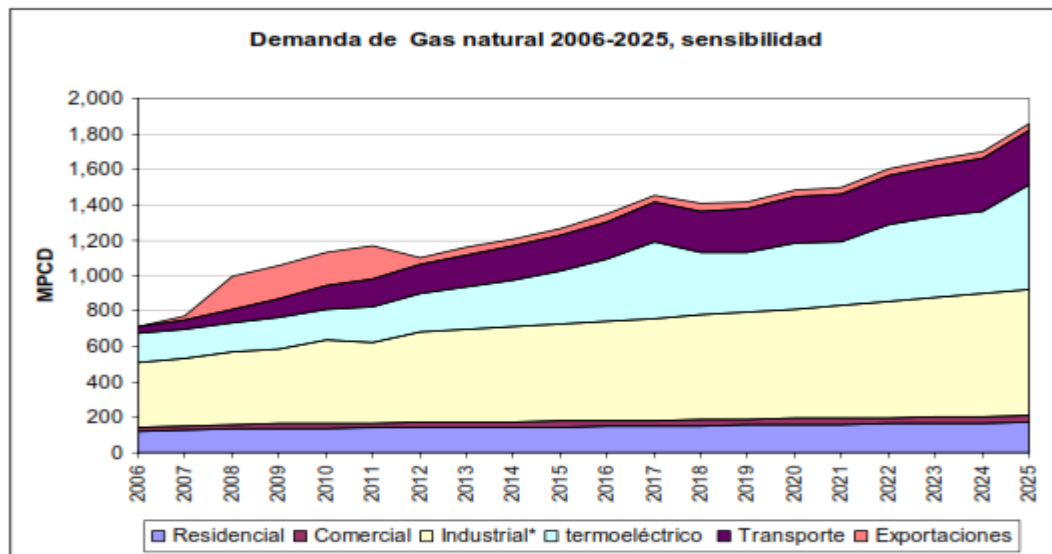
Conforme con las estimaciones de largo plazo realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el gas natural tendrá en promedio una demanda interna, la cual podría superar los 1200 millones de pie cúbicos día MPCD, en el 2015 y por encima de los 1800 MPCD para el 2025<sup>2</sup>.

Ver gráfica número 1 donde se presenta la demanda de gas natural para los años de estudios.

---

<sup>2</sup> [http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Demanda/GN/Gn\\_Sectores.pdf](http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Demanda/GN/Gn_Sectores.pdf). Noviembre 2010

**Gráfica 1. Proyección de la demanda de gas natural para el escenario sensibilidad por sectores**



Fuente: <http://www.sipg.gov.co/proyeccion/demanda/GN>. Octubre 2010

**Tabla 1. Proyección de la demanda de gas natural para el escenario sensibilidad por sectores**

MPCD	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	116.8	136.9	146.0	157.0	170.7
Comercial	23.3	28.6	31.7	35.0	38.6
Industrial	369.3	469.5	548.3	620.2	709.6
Termoeléctrico	162.6	174.7	299.0	371.0	594.0
Transporte	41.7	130.7	201.1	260.1	307.1
Total	713.7	940.4	1226.2	1443.5	1820.1

<b>Participación</b> %	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Residencial	16.4%	14.6%	11.9%	10.9%	9.4%
Comercial	3.3%	3.0%	2.6%	2.4%	2.1%
Industrial	51.7%	49.9%	44.7%	43.0%	39.0%
Termoeléctrico	22.8%	18.6%	24.4%	25.7%	32.6%
Transporte	5.8%	13.9%	16.4%	18.0%	16.9%

Fuente: <http://www.sipg.gov.co/proyeccion/demanda/GN>. Octubre 2010

El modelo regulatorio para el sector de gas natural desarrollado en Colombia a partir de las reformas de los años noventa ha tenido como objetivo central el establecimiento de un marco normativo que garantice la eficiencia económica, la calidad y la cobertura en la presentación del servicio. Durante los primeros años de desarrollo del sector, el modelo Colombiano de la industria del gas natural estaba integrado verticalmente, como un sólo mercado al por mayor, en el cual se le vendía a los grandes consumidores y empresas locales distribuidoras, el gas y el transporte como un servicio integrado. En este esquema, el gobierno, por medio de ECOPETROL, ejercía un control directo y prácticamente total sobre el desarrollo del sector.

La estructura de la industria del gas comenzó a cambiar en Colombia a partir de las reformas inducidas por la Constitución de 1991, con la que se intentaba modernizar el esquema de prestación de servicios públicos domiciliarios. Más concretamente en el año de 1994, con la expedición de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142), se definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, y se definió el gas combustible (Gas Natural y GLP) como un servicio público, se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, entidad encargada del desarrollo del marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización de Gas Natural. A partir de

este momento, ECOPETROL dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada y de realizar la totalidad de las inversiones en infraestructura básica, para pasar a dedicarse exclusivamente a la exploración, explotación y producción de hidrocarburos. Luego, en 1997, la Ley 401 creó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), entidad descentralizada del estado a la cual se le transfieren los gasoductos y contratos de disponibilidad de gasoductos operados hasta entonces por ECOPETROL. Con esto se desagrega la función de transporte del monopolio estatal. Adicionalmente, se determina la enajenación de las participaciones de ECOPETROL en la principal empresa regional transportadora, PROMIGAS.

Todos estos cambios han permitido avanzar en la desintegración vertical de la cadena gasífera, con lo cual se ha avanzado en el objetivo de introducir la competencia en la industria del gas.

No obstante estos logros, en el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, especialmente por el reducido número de productores, la posición mayoritaria de ECOPETROL en el mercado y la operación de un mercado extremadamente volátil.

El siguiente cuadro presenta la estructura del sector de gas antes y después de las reformas de la década del noventa

**Tabla 2. Estructura del sector de gas antes y después de las reformas de la década del noventa**

Antes de la Ley de Servicios Públicos	Después de la Ley de Servicios Públicos
<ul style="list-style-type: none"> <li>- El Estado es autoregulador y autoevaluador de su gestión</li> <li>- Estado es gran promotor e inversionista               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema Costa Atlántica</li> <li>- Santander y Huila</li> <li>- Gasoductos urbanos</li> <li>- Principal agente de subsidios</li> </ul> </li> <li>- Fuerte estructura monopólica de ECOPETROL en toda la cadena de Suministro.</li> <li>- Participación baja del sector privado y casi siempre asociado a ECOPETROL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Separación de las funciones del Estado:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Política : MME</li> <li>- Regulación : CREG</li> <li>- Planeación e información: UPME</li> <li>- Control : SSP</li> </ul> </li> <li>- Fuerte participación iniciativa privada</li> <li>- Desagregación de funciones : ECOGAS</li> <li>- Énfasis en competencia, competitividad y eficiencia</li> <li>- Introducción de criterios de equilibrio económico y financiero</li> <li>- Participación ciudadana</li> </ul>

**Fuente:** [http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos\\_Economia/272.pdf](http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos_Economia/272.pdf).  
 Noviembre 2012

### 1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR GAS.

La estructura del sector gas en Colombia ha seguido un modelo similar a la del sector eléctrico, dentro del marco de referencia básico establecido por las leyes de servicios públicos y la ley eléctrica y desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En General, el objetivo central ha sido incentivar la participación del sector privado y promover la libre competencia y la eficiencia en la prestación del servicio de gas combustible.

Esto se ha realizado por medio de medidas sobre:

- Limite a la propiedad y separación vertical de las actividades componentes de la cadena de suministro, a saber: producción, comercialización, transporte y

distribución.

- Prohibición de prácticas restrictivas
- Garantía de libre acceso a la red de gasoductos
- Fortalecimiento de la función reguladora en los eslabones monopólicos de transporte y distribución
- Privatización de empresas y reducción de participantes del estado en los eslabones de transporte y distribución<sup>3</sup>.

Las reformas implementadas en la reestructuración del sector, basadas en el argumento de que el control estatal sobre operaciones y decisiones de inversión lleva a menudo a precios distorsionados, busca limitar dicha intervención estatal y establecer un nuevo marco bajo el cual las fuerzas del mercado tengan un mayor fuego. En este esquema, en lugar de prestar directamente el servicio público de gas, el papel del estado consiste en asegurar que alguien lo preste con calidad y eficiencia.

En la industria de gas natural se distinguen cuatro actividades principales: Producción-comercialización, transporte, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades cuya estructura puede ser de naturaleza pública y/o privada, es regulada de manera independiente por la CREG.

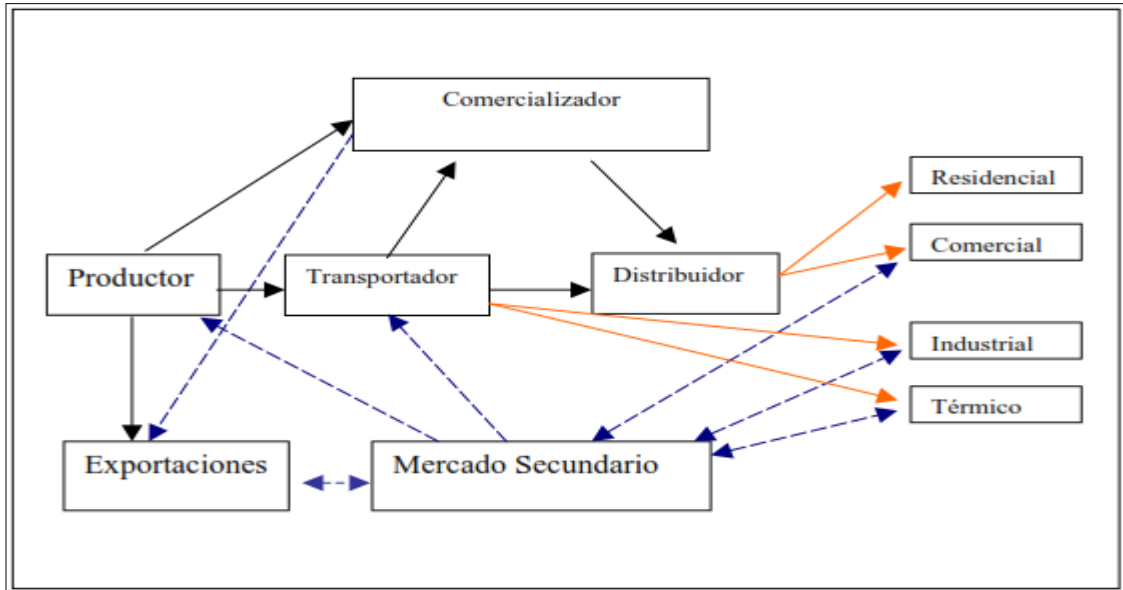
Además de las normas regulatorias diseñadas específicamente para cada actividad, existen disposiciones que limitan la integración vertical y horizontal de estas actividades.

A continuación se presenta un esquema de la estructura de la industria por actividades.

---

<sup>3</sup> [http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos\\_Economia/272.pdf](http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos_Economia/272.pdf). Noviembre 2012

**Figura 1. Esquema del sector de gas natural en Colombia por actividades**



Fuente: [http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos\\_Economia/272.pdf](http://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos_Economia/272.pdf).

**1.1.1 Problemática de Producción.** Los problemas inherentes al segmento de producción se resumen a continuación.

- Incremento insuficiente de las reservas de gas natural.
- Insuficiencia en la oferta comercial de gas natural para suministro en firme.
- Atraso en el desarrollo de la infraestructura necesaria para aumentar la oferta comercial de suministro en firme.
- Incertidumbre sobre las eventuales importaciones de gas natural proveniente de Venezuela.
- Distorsión de precios en el mercado primario de gas natural. Campos regulados vs. campos no regulados.
- Intervención del MME y de la CREG en el mercado primario de gas natural (Decreto MME-2687 y Resolución CREG-095 de 2008, respectivamente) ante imperfecciones del mercado y situación de “racionamiento comercial”, sobre la que se ignora si es de carácter estructural o coyuntural.
- Incentivos insuficientes y falta de señales claras para desarrollar fuentes no convencionales de gas.

- Ausencia de señales que permitan evaluar la conveniencia de instalar plantas de regasificación en el país.

**1.1.2 Problemática de Transporte.** A continuación se señalan los problemas identificados con el segmento de transporte:

- Restricciones en la capacidad de transporte existente.
- Descoordinación comercial entre los segmentos producción y transporte.
- Pérdida de la internalización de las externalidades de red. Dichas externalidades ocurren cuando por acción de compradores y/o vendedores individuales, se imponen costos a los demás usuarios de la red (tales como congestión o baja confiabilidad). Los productores carecen de incentivos para ofrecer un servicio confiable de transporte a los remitentes y los remitentes de manera individual carecen de incentivos para solicitar expansiones en la capacidad de la red. Lo anterior se traduce en la potencial des-optimización de la red de transporte.
- Descoordinación comercial entre los segmentos de transporte y distribución. Pérdida de la internalización de las externalidades de red.
- Ausencia de señales regulatorias que permitan la coordinación comercial entre producción y transporte, como bienes complementarios perfectos.
- Alto riesgo regulatorio de subremuneración de inversiones en infraestructura.
- Alto riesgo regulatorio de subremuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AO&M).
- Asignación regulatoria a los agentes transportadores de riesgos no diversificables.
- Esquema de parejas de cargos desincentiva ampliaciones de la capacidad de transporte. Como resultado de este esquema, los remitentes con menores “factores de carga” son los que menos pagan por concepto de capacidad, siendo los que más inciden en los requerimientos de expansión de la capacidad de la red.

- Contratos de corto y mediano plazo desestimulan ampliaciones de la capacidad de transporte.
- Ausencia de reglas para el tratamiento de inversiones que requieren períodos de recuperación inferiores a los definidos en la regulación vigente.
- Señales insuficientes para construir infraestructura que incremente la confiabilidad y la calidad del servicio.
- Ausencia de señales que permitan evaluar la conveniencia de desarrollar instalaciones de almacenamiento de gas natural.
- Inadecuada adopción de las señales de distancia obligan a los agentes transportadores a constituirse en árbitros en la competencia entre campos productores.
- Incertidumbre por las propuestas regulatorias planteadas en las Resoluciones CREG-087 de 2007 y CREG-028 de 2008.

**1.1.3 Problemática de Distribución.** A continuación se esquematizan los problemas relacionados con el segmento de distribución:

- Regulación por costo medio promedio le resta competitividad al Gas Natural frente a sus sustitutos.
- Inadecuado diseño de la canasta de tarifas origina que los mercados con consumos industriales más significativos, sean los mercados menos competitivos.
- Se presenta pérdida de usuarios industriales con consumos importantes, afectando al alza los cargos por uso de la vigencia tarifaria inmediatamente siguiente.
- La señal de precios de sustitutos no sea un driver en la fijación de los cargo por uso aplicados al sector industrial.
- El esquema de tarifas por bloques discretos induce a ineficiencia energética e introduce volatilidad en la facturación de usuarios industriales;
- Imposibilidad de suscribir contratos de largo plazo con usuarios industriales

regulados y no regulados impidiendo la diversificación del riesgo.

**1.1.4 Problemática de Comercialización.** A continuación se sintetizan los problemas identificados en lo relacionado con el segmento de comercialización:

- Persiste la inflexibilidad en el esquema de contratación de suministro de gas natural con destino al mercado regulado, aún cuando se adoptaron nuevas disposiciones en materia de contratación de gas natural en la Resolución CREG-075/08.
- Inflexibilidad en el esquema de contratación de suministro de gas natural con destino al sector termoeléctrico;
- Condición de déficit comercial producto de varias circunstancias tales como: menores reservas a las esperadas en el campo Opón; menor capacidad de producción en Guajira; exigencia de garantía de suministro en firme para los cierres financieros de los proyectos de generación; necesidad de los productores de colocar el 100% del gas en contratos take or pay, entre otros.
- El mercado secundario no opera de forma eficiente y adecuada, por lo que el regulador se encuentra en proceso de estudio de su organización.
- No se cuenta con nueva producción disponible para ofertar en firme PDOF, que atienda los requerimientos (actuales y futuros) de los diferentes sectores de consumo de gas natural.
- La exigencia de la CREG de respaldar el cargo por confiabilidad mediante contratos en firme durante la totalidad de las horas del año, dificulta a futuro la problemática de déficit comercial.
- La reciente regulación sobre el procedimiento de comercialización (Resolución CREG-095 de 2008) introduce la nueva modalidad “Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada”, es una solución a medias a la problemática comercial identificada.
- Prohibición innecesaria de competencia en la comercialización de gas natural en el mercado regulado, en la medida en que no hay competencia en el segmento de producción-comercialización.

- Indefinición en el proceso de desregulación de usuarios.

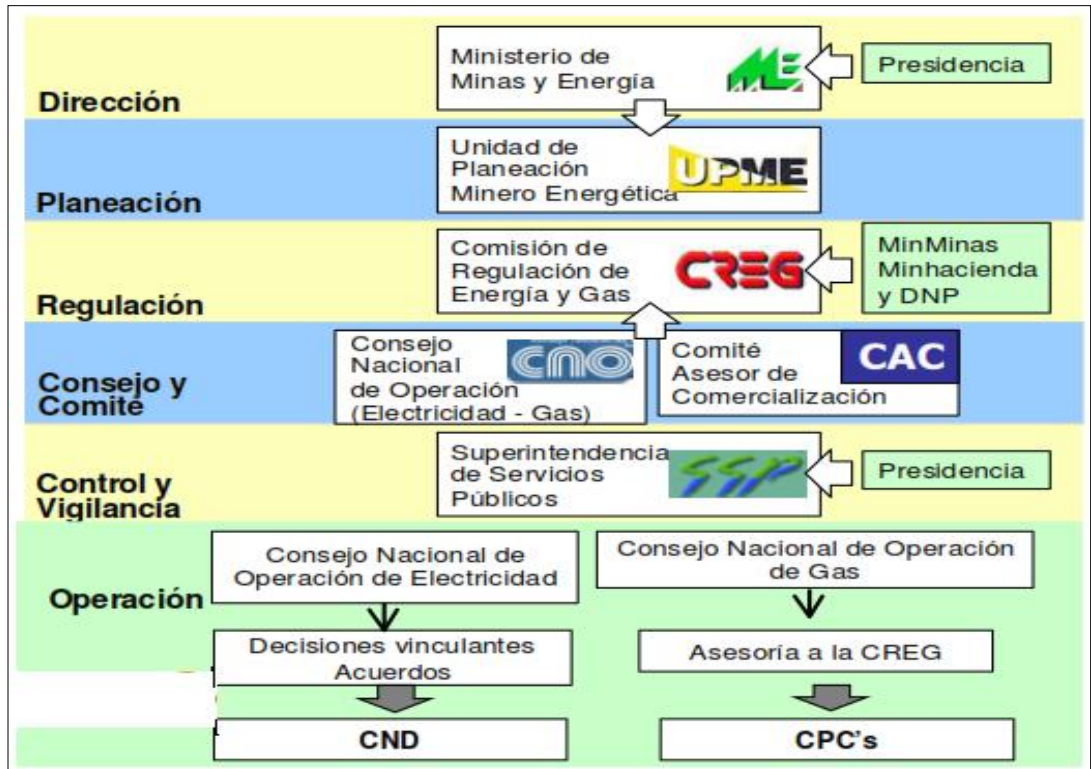
Existen otros problemas que impiden garantizar el adecuado y continuo flujo de gas en las cantidades y condiciones demandadas, pues si bien es cierto en los numerales precedentes se sintetiza la problemática que enfrenta el sector de gas natural en la actualidad, se considera relevante precisar estas dificultades en su dimensión temporal, diferenciando los aspectos críticos que deben ser abordados y resueltos en el corto plazo y los que deben ser abordados en el mismo corto plazo para posibilitar que sean resueltos en el mediano y largo plazo.

## **1.2 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR GAS**

Las reformas introducidas permitieron la separación de las funciones del estado al Ministerio de Minas y Energía (MME) la función política, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la de regulación, a la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME) la de planeación en información y a la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP) la función de control.

Adicionalmente en la parte operativa existen dos organismos importantes que son el Consejo Nacional de Operación y Electricidad y el Consejo Nacional de Operación de Gas.

**Figura 2. Esquema institucional del sector de gas natural en Colombia**



Fuente: <http://www.xm.com.co/Articulos/convergencia/de/los/sectores/E&G/Colombia>. Noviembre 2012

### 1.3 FENÓMENO DEL NIÑO

Se observa con gran preocupación que día tras día, se describe el incremento en la temperatura superficial del mar pacifico, fenómeno que tendrá efectos, de nivel diverso, sobre la intensidad de la precipitación a lo largo y ancho del país.<sup>4</sup> El fenómeno del niño es una época en la cual se experimentan temporadas de aguda escasez de agua en diversas regiones. La devastación de nuestros bosques y la destrucción de nuestras cuencas contribuyen a agudizar el problema con sus consecuentes impactos.

<sup>4</sup> <http://www.elespectador.com/opinion/columna-369227-ideam-institucion-el-desarrollo>, Agosto 2012

El fenómeno del niño no es un acontecimiento, inherente única y exclusivamente al siglo XXI, sus efectos han sido sentidos por la población mundial desde siglos atrás, no obstante la relevancia que ha adquirido esta problemática se debe a la mayor densidad poblacional y la transformación de nuestros ecosistemas naturales.

El niño es el término que se usa para describir la aparición de aguas superficiales, más cálidas de lo normal, en el océano pacífico frente a las costas de Perú, Ecuador y Colombia. Este calentamiento de la superficie del océano tiene un promedio de duración aproximado de 12 meses. Sin embargo, han sido registrados fenómenos muy cortos como el de 1946 que duró 7 meses y también muy prolongados entre los años 1939 y 1942, de 28 meses<sup>5</sup>.

La alteración de gradientes de temperatura en el Pacífico entre las costas de Colombia y Perú perturba la advección de aire húmedo desde el Pacífico hacia Colombia ocasionando sequías. Otro factor importante es la misma retroalimentación positiva que los extremos hidrológicos tienen sobre sí mismos: Condiciones de sequía impuestas por un forzamiento de gran escala producen disminución de lluvia y de la humedad del suelo, reducción de la evapotranspiración y menor disponibilidad hídrica para la convección atmosférica que produce la precipitación<sup>6</sup>.

En la última década este fenómeno ha adquirido una singular relevancia, por el sustancial efecto que ejerce sobre las variaciones del clima a nivel nacional y mundial, por lo que no sorprende que sus efectos tengan un impacto ecológico y socioeconómico fuerte, alterando la seguridad alimentaria y energética de muchas regiones.

---

<sup>5</sup> <http://www.sequia-policia.com/fenomeno-de-el-niño/>. Octubre 2012

<sup>6</sup> CARVAJAL Yesid; JIMÉNEZ Henry y MATERÓN Hernán. Efectos Ecológicos del Fenómeno ENOS en Colombia.

Colombia no es ajeno a esta situación, tal como lo muestra un informe emitido por la empresa Naturgas en el año 2010, titulado "El Gas Natural en Colombia", se muestra la incidencia directa que ejerce el fenómeno del pacífico, (fenómeno del niño); sobre la creciente demanda de Gas Natural. A este informe se unen otros como el artículo publicado por el diario el Espectador el 3 de Diciembre de 2010, donde se admite que hacia el año 2013 habrá dificultades en suministro de gas Natural<sup>7</sup>.

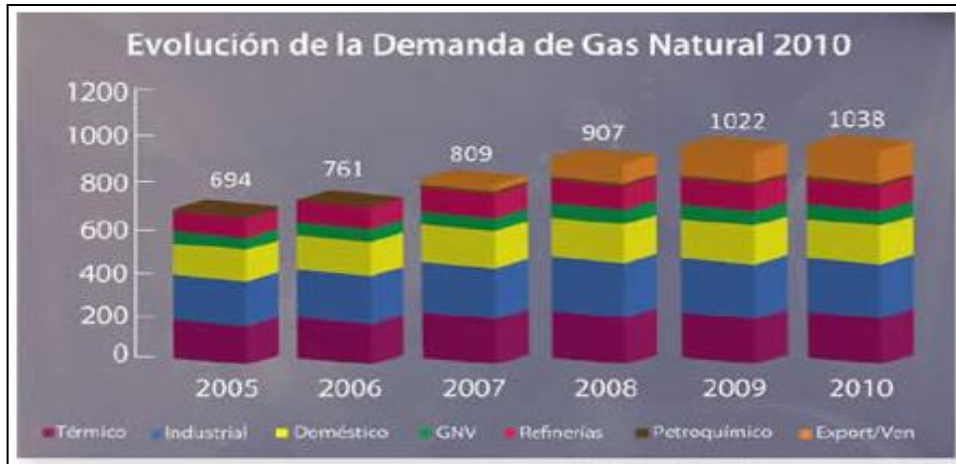
Dicho informe destaca que la demanda de mayor crecimiento fue la del sector termoeléctrico, 10.21% debido a la necesidad que tuvo el país de conjurar el riesgo de desabastecimiento eléctrico por la presencia del fenómeno en referencia, el cual resulto ser el más intenso en lo que va corrido de este siglo. Por las mismas razones, la mayor variación negativa la presentaron en el 2010 las exportaciones a Venezuela, las cuales disminuyeron un 13.7%. Esta atención de la demanda refleja el respaldo del sector de gas natural para atender las dificultades que en materia energética vivió el país por cuenta del fenómeno del niño.

De esta manera, el gas natural producido para consumo interno se destinó en su mayoría a satisfacer los requerimientos del sector eléctrico, 34% siendo demandados en promedio 301.7 GBTU/día.

---

<sup>7</sup><http://www.elspectador.com/economia/articulo-238433-reservas-probadas-de-gas-son-suficientes-atender-demanda-mas-de-8-anos-upme>. Diciembre 2010

**Gráfica 2. Evolución de la demanda de gas natural 2010**



Fuente: [http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia\\_77.html](http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia_77.html). Noviembre 2010

**Gráfica 3. Distribución demanda de gas natural por sectores de consumo**



Fuente: [http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia\\_77.html](http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia_77.html). Noviembre 2010

#### **1.4 ASPECTOS ANALÍTICOS, HISTÓRICOS Y SISTEMÁTICOS DEL PROBLEMA.**

Los eventos como el fenómeno de el Niño en realidad exacerbaban situaciones como inundaciones, deslizamientos o sequias en diferentes lugares, por lo cual no es fácil cuantificar sus efectos. Según la CAF (Banco Interamericano de Desarrollo); el fenómeno de el Niño causó pérdidas en Colombia entre 1997 y 1998 del orden de 564 millones de dólares, lo que contrasta de alguna manera con las pérdidas por el terremoto en el eje cafetero que se estiman en 1.591 millones de dólares, equivalentes a 2.2% del PIB de 1998<sup>8</sup>.

No obstante, los eventos ocurridos en el año 1997, no son la única referencia en la memoria de los Colombianos, episodios del pasado como el apagón de los años 1992 y 1993 en el gobierno de Gaviria, o las millonarias pérdidas que dejó la deficiencia hídrica junto con los problemas sanitarios en el sector agropecuario entre 1997 y 1998, son un constante recordatorio para el país donde se demuestra una vez más que pese a poseer un país con una riqueza hídrica privilegiada ello no garantiza la prestación de un servicio eléctrico continuo e ininterrumpido. De no tener listos los planes de contingencia o sencillamente no estar preparados para mitigar el impacto del fenómeno del niño podrían repetirse estos escenarios. Dado que los antecedentes, pronósticos y consecuencias de un fenómeno del niño modifican el comportamiento de algunas de las variables de alto impacto afectadas por la presencia del fenómeno natural.

1. Durante los meses más críticos del fenómeno de “El Niño”, al sector industrial se le redujo la disponibilidad de gas en casi el 30%.
2. Se transfirió a la demanda de gas el sobrecosto de la sustitución de gas del sector térmico, que permitió liberar gas para la demanda esencial.
3. Se transfirieron costos al usuario eléctrico por la utilización de dicho gas para

---

<sup>8</sup> [http://www.cepal.org/colombia/noticias/documentosdetrabajo/4/42314/Colombia\\_case\\_study.pdf](http://www.cepal.org/colombia/noticias/documentosdetrabajo/4/42314/Colombia_case_study.pdf).

garantizar confiabilidad cuando el usuario eléctrico ya paga por confiabilidad a través de un cargo.

4. En los últimos años el fenómeno del niño ha generado que la demanda de gas natural destinada a las térmicas para generación sea superior a la que normalmente se registra.
5. El país es muy vulnerable a fallas en sus sistemas productivos, lo cual tendría consecuencias catastróficas si no se resuelve.

## 2. CARACTERIZACIÓN DEL PERFIL HORARIO Y DIARIO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA DEL GASODUCTO DE LA SABANA

### 2.1. LOCALIZACIÓN

El gasoducto de la sabana tienen una longitud en la línea trocal de 76 KM con un diámetro de tubería de 20 pulgadas y una longitud en la línea de ramales de 67 KM con diámetros de tubería de 4, 6 y 10 pulgadas.

El gasoducto de la sabana tiene como puntos de salida a 51 city gate, los cuales se describen en la siguiente tabla.

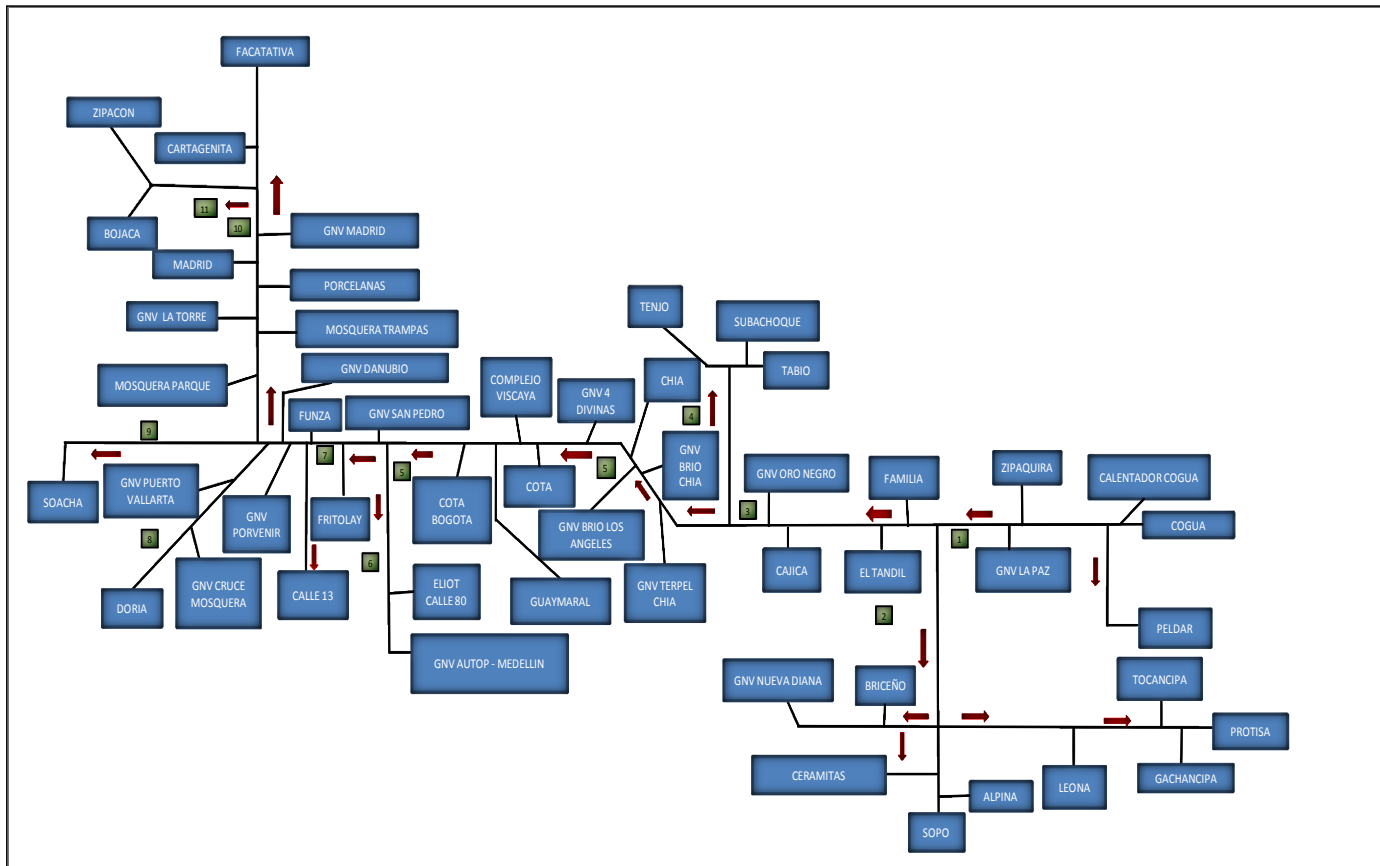
**Tabla 3 City Gate del Gasoducto de la Sabana**

<b>N°</b>	<b>City Gate</b>
1	Calentador Cogua
2	Peldar
3	Zipaquirá
4	GNV La Paz
5	Briceño
6	GNV Nueva Diana
7	Ceramitas
8	Alpina
9	Sopó
10	Leona
11	Tocancipá
12	Gachancipá
13	Protisa
14	Familia
15	El Tandil
16	Cajicá

<b>N°</b>	<b>City Gate</b>
17	GNV Oro Negro
18	Tabio
19	Subachoque
20	Tenjo
21	GNV Terpel Chía
22	GNV Brío Los Ángeles
23	GNV Brío Chía
24	Chía
25	GNV 4Divinas
26	Cota
27	Complejo Vizcaya
28	Guaymaral
29	Cota Bogotá
30	Calle 80 (Eliot)
31	GNV Autopista Medellín
32	GNV San Pedro
33	Frito Lay
34	Funza
35	Calle 13
36	GNV Porvenir
37	GNV Danubio
38	GNV Puerto Vallarta
39	GNV Cruce Mosquera
40	Doria
41	Soacha
42	Mosquera Parque
43	Mosquera Trampas
44	GNV La Torre
45	Porcelanas
46	Madrid
47	GNV Madrid
48	Cartagenita
49	Facatativa
50	Bojaca
51	Zipacón

## 2.2. ESQUEMA DE FLUJO GASODUCTO DE LA SABANA

Figura 3. Esquema de flujo Gasoducto de la Sabana



Fuente: Gas Natural SA ESP

### 2.3. TIPOS DE MERCADOS

La distribución de los mercado en los cuales se compone los city gate del sistema de gasoducto de La Sabana, se condensan en tres grandes grupos, (Residencial, Industrial y GNV), los cuales se consideran de suma importancia para el análisis del perfil de consumo horario y diaria y posteriormente para el análisis de la curva de carga de duración, dichos mercados se describen en la siguiente tabla;

**Tabla 4 Distribución por tipo de mercado**

SECTOR		
INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	GNV
Calentador Cogua	Complejo Vizcaya	GNV La Paz
Peldar	Zipaquirá	GNV Nueva Diana
Briceño	Gachancipá	GNV Oro Negro
Ceramitas	Tabio	GNV Terpel Chía
Alpina	Subachoque	GNV Brío Los Ángeles
Protisa	Tenjo	GNV Brío Chía
Familia	Chía	GNV 4Divinas
El Tandil	Cota	GNV Autopista Medellín
Calle 80 (Eliot)	Guaymaral	GNV San Pedro
Frito Lay	CotaBogota	GNV Porvenir
Doria	Funza	GNV Danubio
Porcelanas	Calle 13	GNV Puerto Vallarta
Sopo	Soacha	GNV Cruce Mosquera
Leona	Madrid	GNV La Torre
Tocancipá	Bojaca	GNV Madrid
Cajicá	Zipacón	
Mosquera Parque		
Mosquera Trampas		
Cartagenita		
Facatativa		

Fuente: Autor del Proyecto

## **2.4. COMPORTAMIENTO MENSUAL Y DIARIO DEL SISTEMA DE LA SABANA TOTAL Y POR TIPO DE MERCADO.**

Se analiza a partir de los datos del computador de flujo de cada uno de los City Gate el comportamiento del consumo diario y mensual del sistema de la sabana de acuerdo al tipo de mercado, cabe resaltar y aclarar que la información que se utilizó para realizar la caracterización, graficas, curvas y tablas de los consumos del Sistema de gasoducto de la sabana, tanto mensual, como diario y horario, expuesta en este trabajo de monografía, fueron suministrado por la Empresa distribuidora Gas Natural SA ESP, por lo anterior Gas Natural SA ESP, suministro el reporte y los eventos descargados de los computadores de flujo de cada uno de los 51 City Gate que conforma el sistema de gasoducto de La Sabana.

Sin embargo, existen algunos meses, para ciertos puntos de salida o City Gate, en donde el computador de flujo presento fallas, especialmente en el reporte generado horariamente al descargar los eventos respectivos, lo cual en carencia de esta información y ante la necesidad de poder realizar la caracterización, el estudio y el análisis de los consumo del gasoducto de la sabana en un periodo de un año, el autor de esta monografía opto por realizar en esos periodos horarios de falla, una correlación con otros medidores que se comportaban de la misma forma, (de acuerdo al tipo de mercado) y a la relación de perfil horario de consumo de meses anteriores y posteriores.

A continuación se relacionan los city gate y los meses en los que se presentaron las fallas y su respectiva correlación;

1. El City Gate de Cajica, presento fallas durante los meses de Febrero, Abril, Julio, y Noviembre, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Familia, que se comporta también como Industrial.

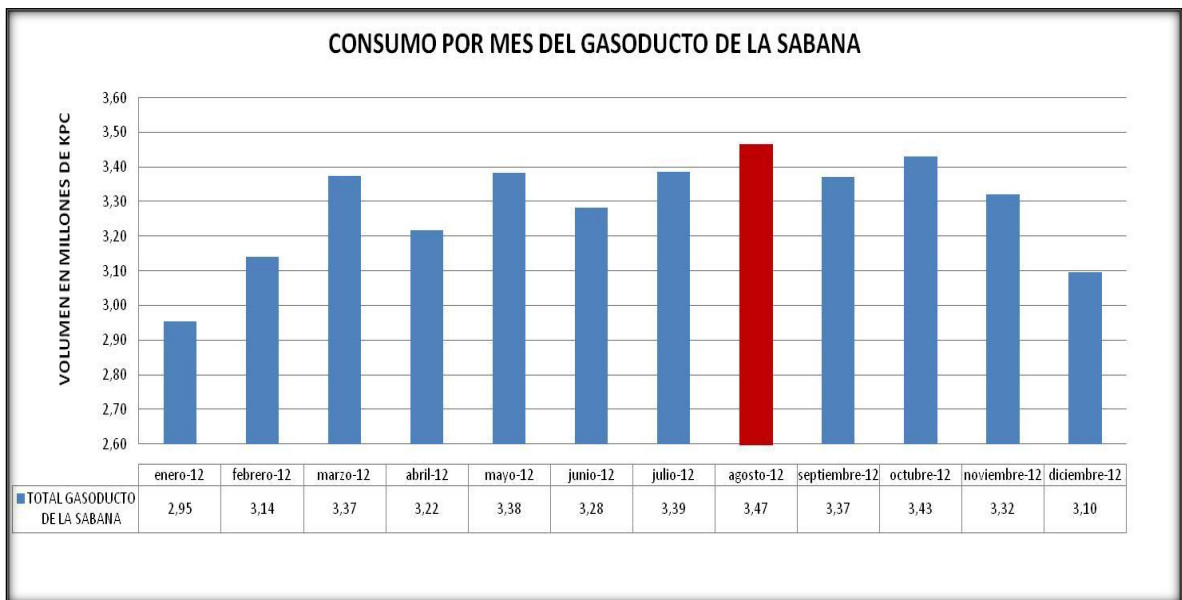
2. El City Gate de de Mosquera Trampa, presento fallas durante los meses de Marzo, Mayo y Octubre, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Familia, que se comporta también como Industrial.
3. El City Gate de Sopo, presento fallas durante los meses de Febrero, Marzo, Abril, Mayo, y Agosto, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Briceño, que se comporta también como Industrial.
4. El City Gate de Cartagenita, presento fallas durante los meses de Junio y Julio, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Mosquera Parque, que se comporta también como Industrial.
5. El City Gate de Frito Lay, presento fallas durante los meses de Marzo. Junio y Agosto, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de -Calle 80 (Eliot), que se comporta también como Industrial.
6. El City Gate de Porcelanas, presento fallas durante los meses de Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre, este city gate se caracteriza por ser Industrial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Ceramitas, que se comporta también como Industrial
7. El City Gate de Chia, presento fallas durante los meses de Abril, Agosto y Octubre, este city gate se caracteriza por ser Residencial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Funza, que se comporta también como Residencial.

8. El City Gate de Cota, presento fallas durante los meses de Mayo, Julio, Noviembre, y Diciembre, este city gate se caracteriza por ser Residencial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Tabio, que se comporta también como Residencial.
9. El City Gate de Zipacon, presento fallas durante los meses de Marzo, Junio y Octubre, este city gate se caracteriza por ser Residencial , y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Complejo Viscaya, que se comporta también como Residencial.
10. El City Gate de Gachancipa, presento fallas durante los meses de Enero, Abril, Mayo, Junio, y Julio , este city gate se caracteriza por ser Residencial , y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Tenjo, que se comporta también como Residencial.
11. El City Gate de Subachoque, presento fallas durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre, este city gate se caracteriza por ser Residencial, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Bojaca, que se comporta también como Residencial.
12. El City Gate de GNV La Paz, presento fallas durante los meses de Febrero, Abril, Julio, y Noviembre, este city gate se caracteriza por ser GNV, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de GNV Autopista Medellín, que se comporta también como GNV.
13. El City Gate de GNV Madrid, presento fallas durante los meses de Mayo, Agosto y Octubre, este city gate se caracteriza por ser GNV, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de Gate de GNV Nueva Diana, que se comporta también como GNV.

14. El City Gate de GNV Nueva Diana, presento fallas durante los meses de Abril, Septiembre y Noviembre, este city gate se caracteriza por ser GNV, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de GNV Porvenir , que se comporta también como GNV.
15. El City Gate de GNV 4 Divinas, presento fallas durante los meses de Febrero, Mayo, Septiembre y Noviembre, este city gate se caracteriza por ser GNV, y su respectiva correlación fue con el medidor del city gate de GNV Brío Los Ángeles, que se comporta también como GNV.

A continuación se presenta la respectivas graficas y tablas de la caracterización del perfil horario, diario y mensual del consumo del Gasoducto de la Sabana, y sus respectivos análisis.

**Gráfica 4. Consumo por mes del Gasoducto de la Sabana**

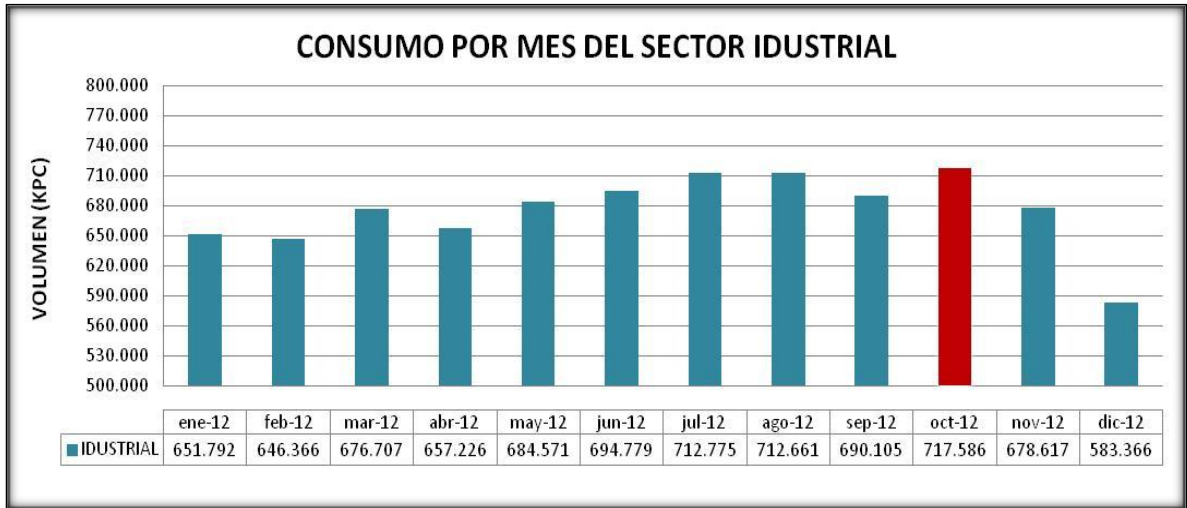


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana comprendidos entre los meses de Enero a Diciembre, está entre 2.95 y 3.47 millones de KPC, siendo Enero y

Diciembre los más bajos, con 2.95 y 3.10 millones de KPC respectivamente y el mes de mayor consumo fue Agosto con 3.47 millones de KPC.

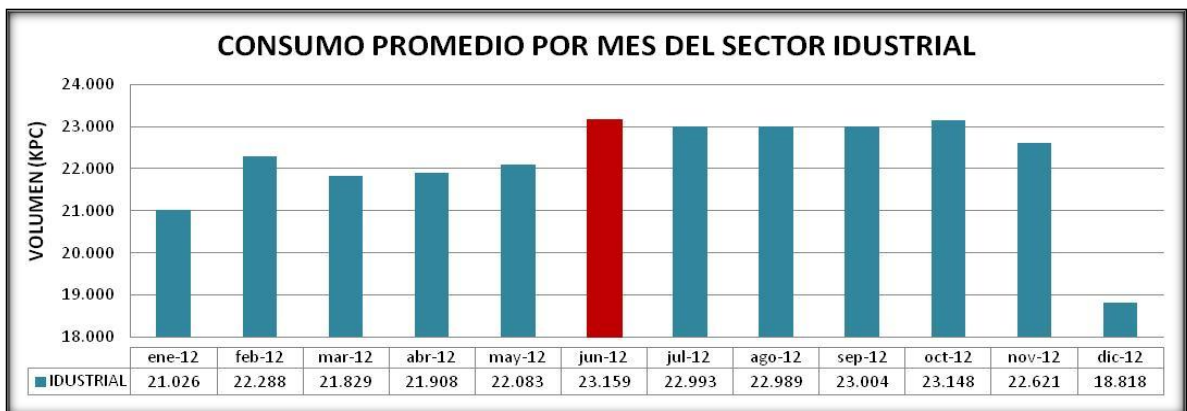
**Gráfica 5. Consumo por mes del sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana comprendidos entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado Industrial está entre 583 y 717 mil KPC, siendo Diciembre el más bajo, con 583 mil KPC y el mes de mayor consumo fue Octubre con 717 mil KPC.

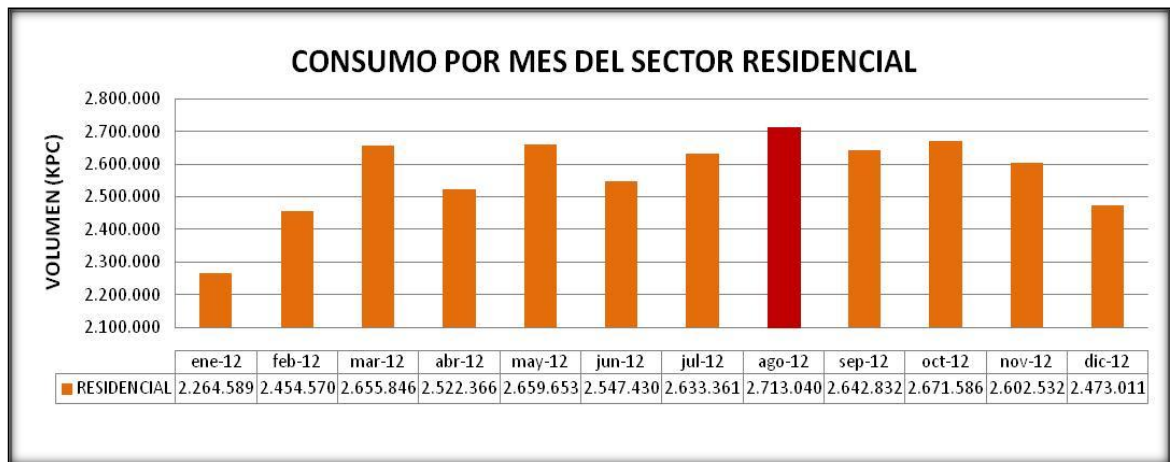
**Gráfica 6 .Consumo promedio por mes del sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana, teniendo en cuenta el promedio día de cada mes comprendido entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado Industrial está entre 18.8 y 23.1 mil KPC, siendo Diciembre el más bajo, con 18.8 mil KPC y el mes de mayor consumo fue Junio con 23.1 mil KPC.

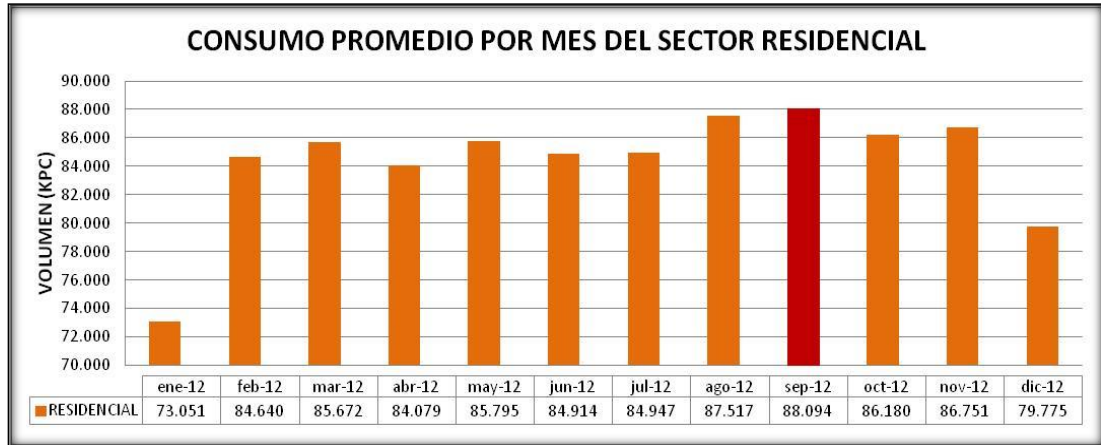
**Gráfica 7. Consumo por mes del sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana comprendidos entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado Residencial está entre 2.2 y 2.7 millones de KPC, siendo Enero y Febrero los más bajos, con 2.2 y 2.45 millones de KPC y el mes de mayor consumo fue Agosto con 2.7 millones de KPC.

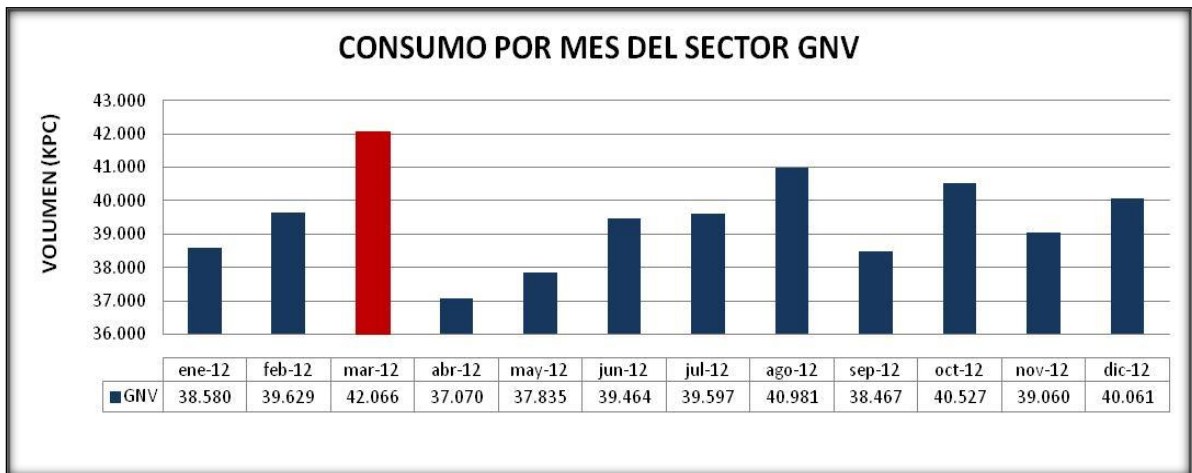
**Gráfica 8 Consumo promedio por mes del sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana, teniendo en cuenta el promedio día de cada mes comprendido entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado Residencial está entre 73 y 88 mil KPC, siendo Enero el más bajo, con 73 mil KPC y el mes de mayor consumo fue Septiembre con 88 mil KPC.

**Gráfica 9. Consumo por mes del sector GNV**

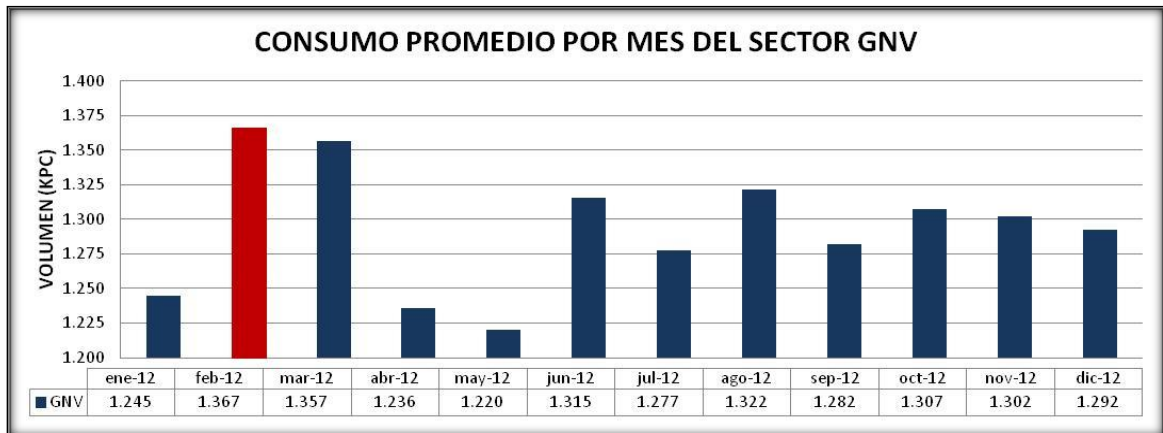


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana comprendidos entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado GNV está entre 37.0 y

42.0 mil KPC, siendo Abril y Mayo los más bajos, con 37.0 y 37.8 mil KPC y el mes de mayor consumo fue Marzo con 42.0 mil KPC.

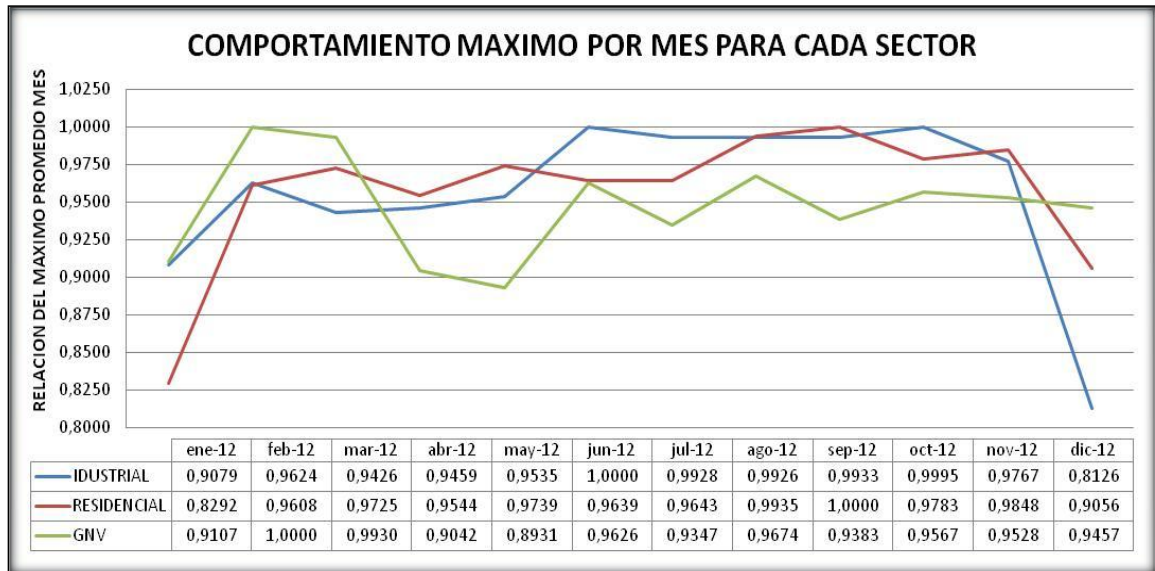
**Gráfica 10. Consumo promedio por mes del sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El consumo del Gasoducto de La Sabana, teniendo en cuenta el promedio día de cada mes comprendido entre los meses de Enero a Diciembre, sectorizado por el tipo de mercado GNV está entre 1,220 y 1,367 KPC, siendo Abril y Mayo los meses más bajo, con 1,236 y 1,220 KPC respectivamente y el mes de mayor consumo fue Febrero con 1,367 KPC.

**Gráfica 11 Comportamiento máximo por mes para cada sector**

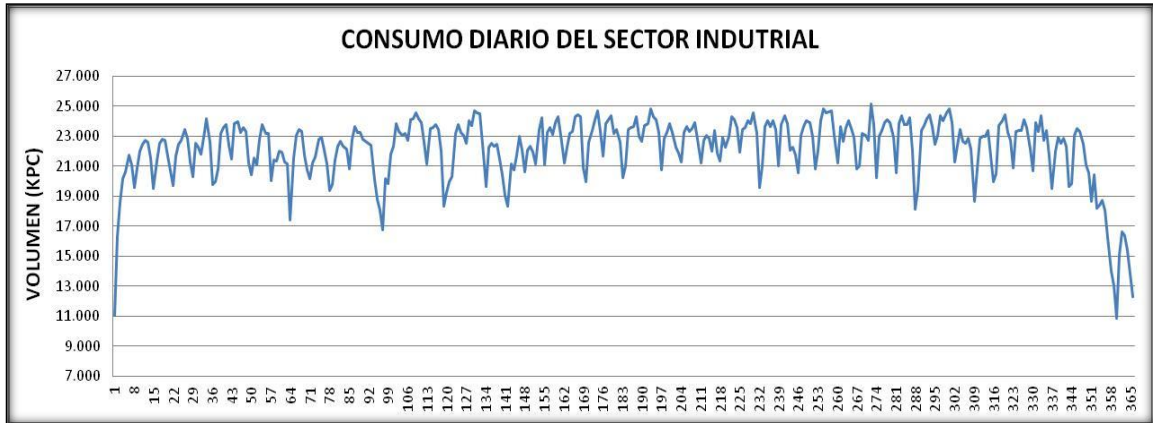


Fuente: Autor del Proyecto

**Análisis:** Para poder comparar y observar los consumos del Gasoducto de La Sabana de acuerdo a los 3 tipos de mercado en una misma grafica, se realiza una relación entre el máximo consumo del mes en el año y cada mes de consumo, obteniendo para el mes de mayor consumo una relación de 1, por lo anterior se puede observar lo siguiente;

- Para el sector Residencial e Industrial los meses de enero y diciembre son bajos, especialmente diciembre para el sector Industrial y enero para el sector Residencial.
- Para el sector Residencial una caída en los consumos para los meses de abril, junio - julio y octubre, debido a la semana santa, vacaciones escolares de mitad de año y semana de descanso, respectivamente.
- Para el Sector GNV se puede observar que está por debajo del sector residencial e Industrial gran parte del año a excepción de Febrero y Marzo en donde alcanza su mayor consumo y diciembre que está por encima de los otros dos sectores.

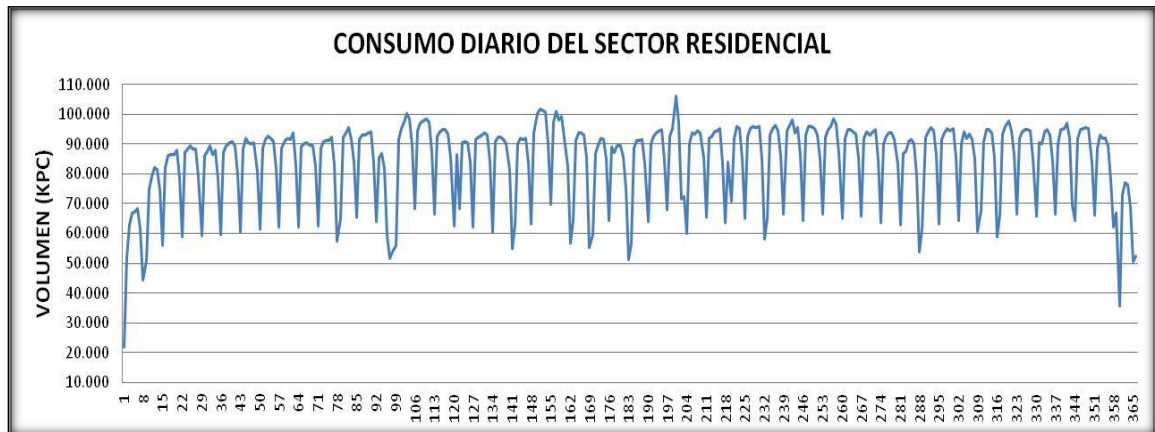
**Gráfica 12. Consumo diario del sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El comportamiento diario durante todo el año del sector Industrial esta en un rango de 19 a 25 mil KPC, exceptuando a comienzos y finales de año, que son los más bajos, adicionalmente los fines de semana y festivos la caída se hace un poco mayor.

**Gráfica 13. Consumo diario del sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El comportamiento diario durante todo el año del sector Residencial está en un rango de 60 a 100 mil KPC, exceptuando a comienzos y finales de año, que son los más bajos, adicionalmente los fines de semana y festivos la caída se hace

un poco mayor, es de resaltar que el comportamiento semanal es muy estable.

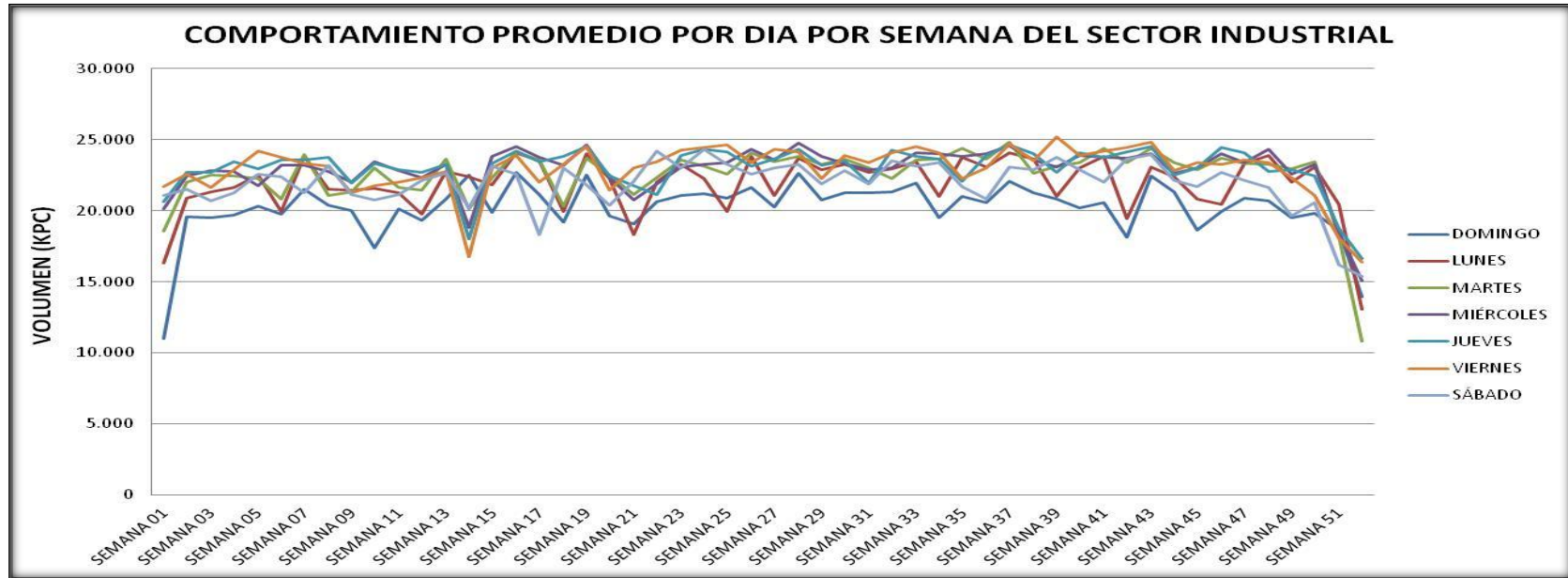
**Gráfica 14 Consumo diario del sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El comportamiento diario durante todo el año del sector GNV está en un rango de 900 a 1,500 KPC, exceptuando a comienzos y finales de primer trimestre del año, que son los más bajos, adicionalmente los fines de semana y festivos la caída se hace un poco mayor.

**Gráfica 15. Comportamiento promedio por día por semana del sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

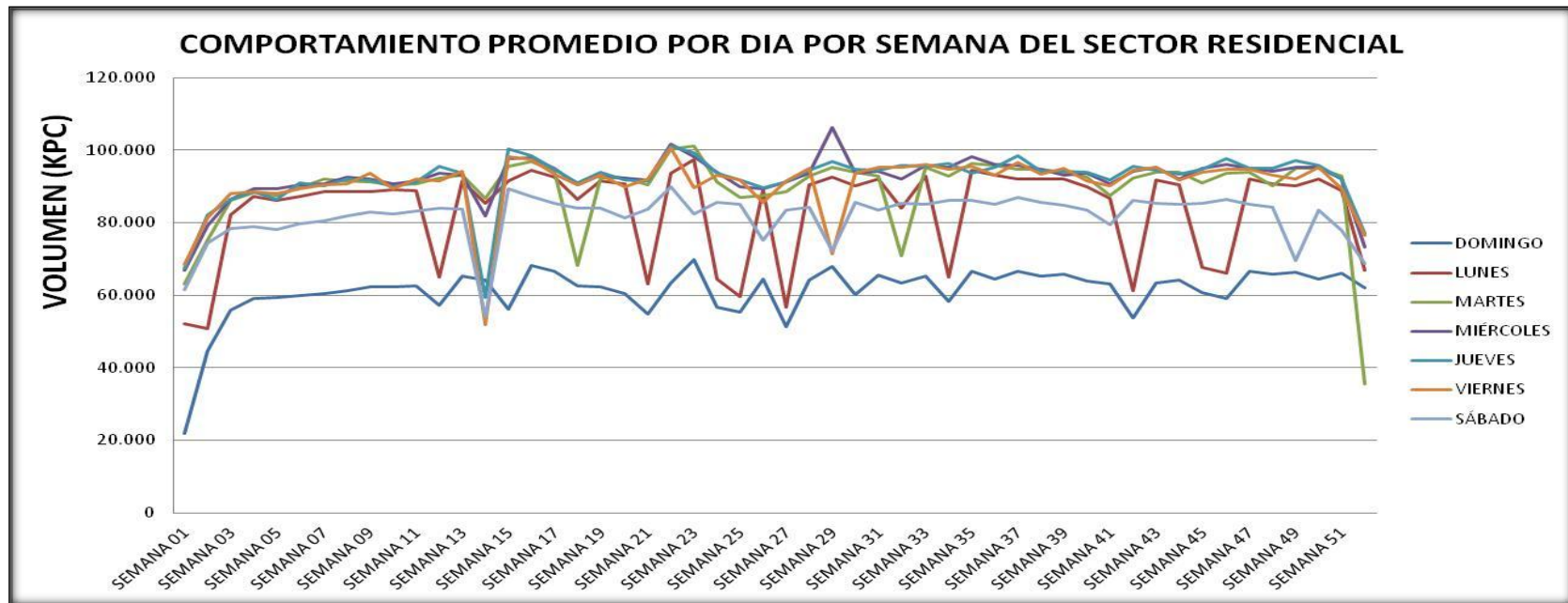
Análisis: Podemos observar que el comportamiento promedio por día por semana del sector Industrial, es caracterizado por.

- Bajo consumo de los días domingos y lunes, teniendo una mayor caída los lunes festivos.
- Los días de mayor consumo son los jueves y viernes siendo el día viernes con el mayor promedio de consumo de 22.5 mil KPC.
- La semana 14, y de la 50 a la 52 se observa que todos los días de la semana tuvo una caída mayor, debido a la

semana santa y a diciembre (Periodo de Navidad y fin de año).

- Existe un pico máximo de 25.1 mil KPC en la semana 39 para el día viernes.

**Gráfica 16. Comportamiento promedio por día por semana del sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

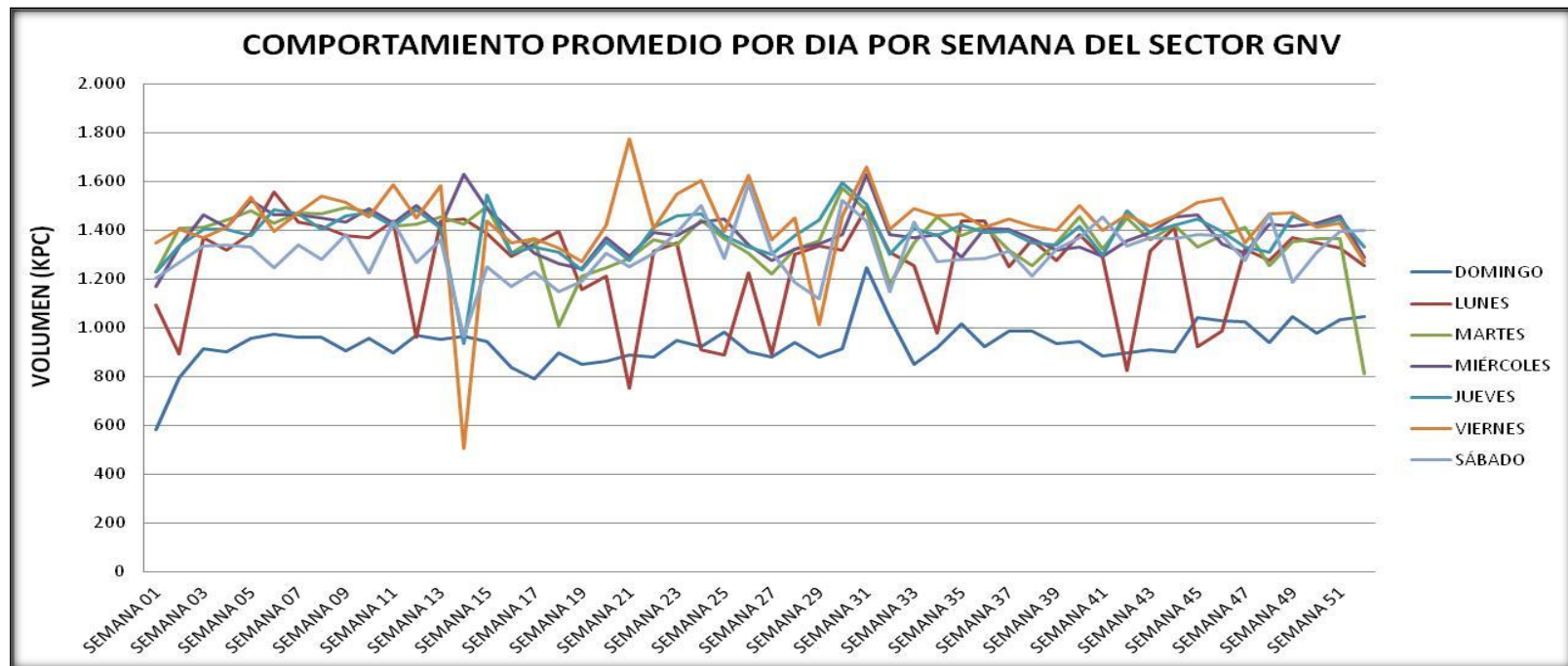
Análisis: Podemos observar que el comportamiento promedio por día por semana del sector Residencial, es caracterizado por;

- Bajo consumo de los fines de semana (días sábados y domingos), exceptuando los lunes festivos, que presentan

bajos consumos.

- Los días de mayor consumo son los miércoles con un promedio de consumo de 90.5 mil KPC.
- La semana 14, y de la 50 a la 52 se observa que todos los días de la semana tuvo una caída mayor, debido a la semana santa y a diciembre (Periodo de Navidad y fin de año).
- Existe un pico máximo de 106.1 mil KPC en la semana 29 para el día miércoles.

**Gráfica 17 .Comportamiento promedio por día por semana del sector GNV**

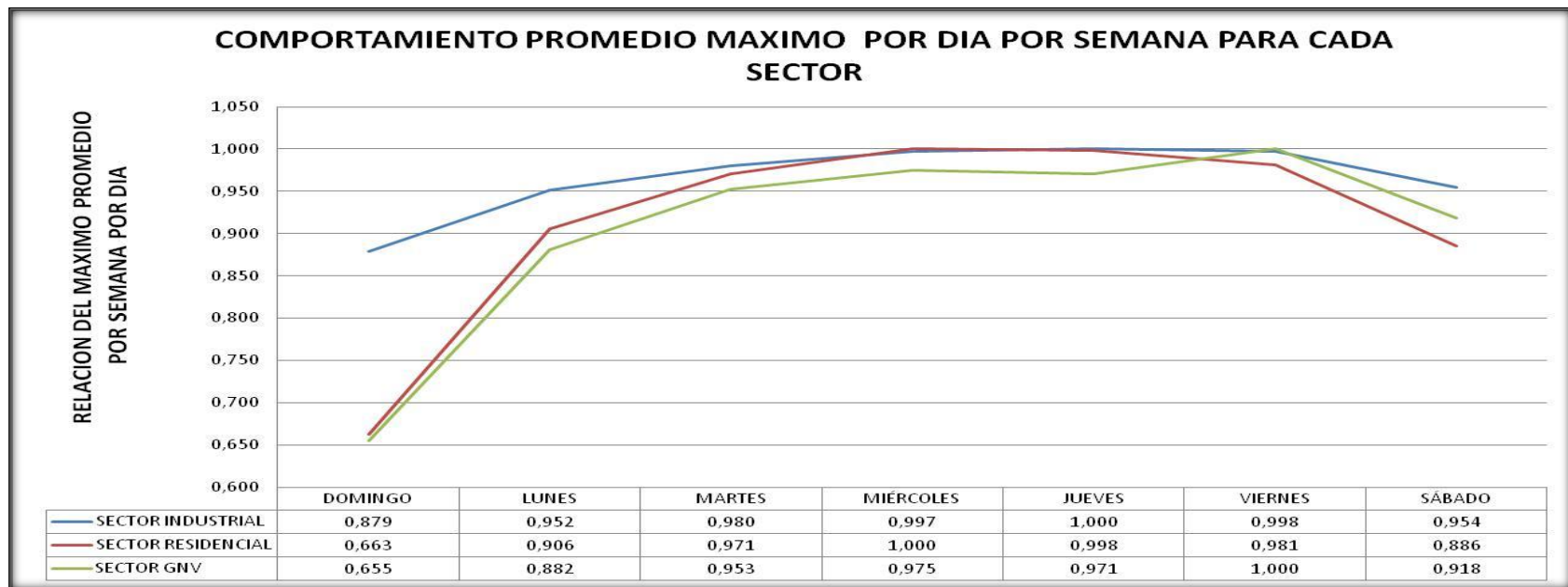


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Podemos observar que el comportamiento promedio por día por semana del sector GNV, es caracterizado por;

- Bajo consumo de los fines de semana (días domingos y lunes), con un promedio de 916 a 1,234 KPC
- Los días de mayor consumo son los viernes con un promedio de consumo de 1,400 KPC.
- Existe un pico mínimo de 506 KPC en la semana 14 para el día viernes.
- Se presenta un pico máximo de 1,774 KPC en la semana 21 para el día viernes

**Gráfica 18. Comportamiento promedio máximo por día por semana para cada sector**

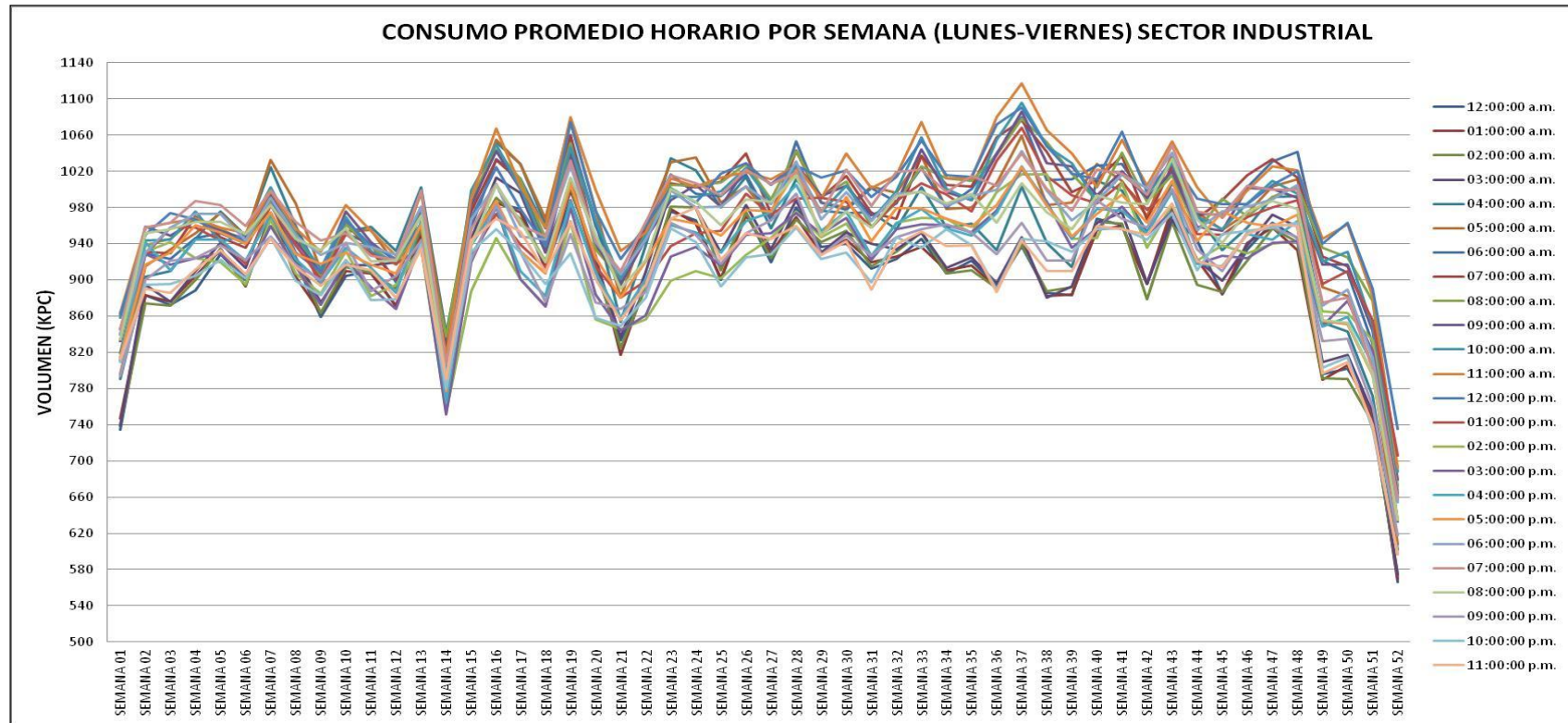


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Para poder comparar y observar el comportamiento promedio por día por semana del Gasoducto de La Sabana de acuerdo a los 3 tipos de mercado en una misma grafica, se realiza una relación entre el máximo promedio por día por semana año y cada día por semana, obteniendo para el día de mayor promedio por día por semana una relación de 1, por lo anterior se puede observar lo siguiente;

- El sector Residencial se comporta como una campana, incrementándose día a día desde el día lunes hasta llegar al máximo día de consumo el día miércoles y luego declinándose el consumo hasta el día domingo.
- El sector GNV tiene un comportamiento creciente desde el día lunes, hasta llegar al día máximo de consumo que es el día viernes, sin embargo se puede observar que el gradiente de aumento del día viernes es más agudo que el día jueves, para luego declinarse hasta el día domingo.
- El sector Industrial al igual que el sector Residencial se comporta como una campana, incrementándose día a día desde el día lunes hasta llegar al máximo día de consumo que es el día jueves y luego declinándose el consumo hasta el día domingo, sin embargo los incrementos son más estables con relación al sector Residencial

**Gráfica 19. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario entre semana (Lunes a Viernes), para el sector Industrial, el cual podemos observar lo siguiente;

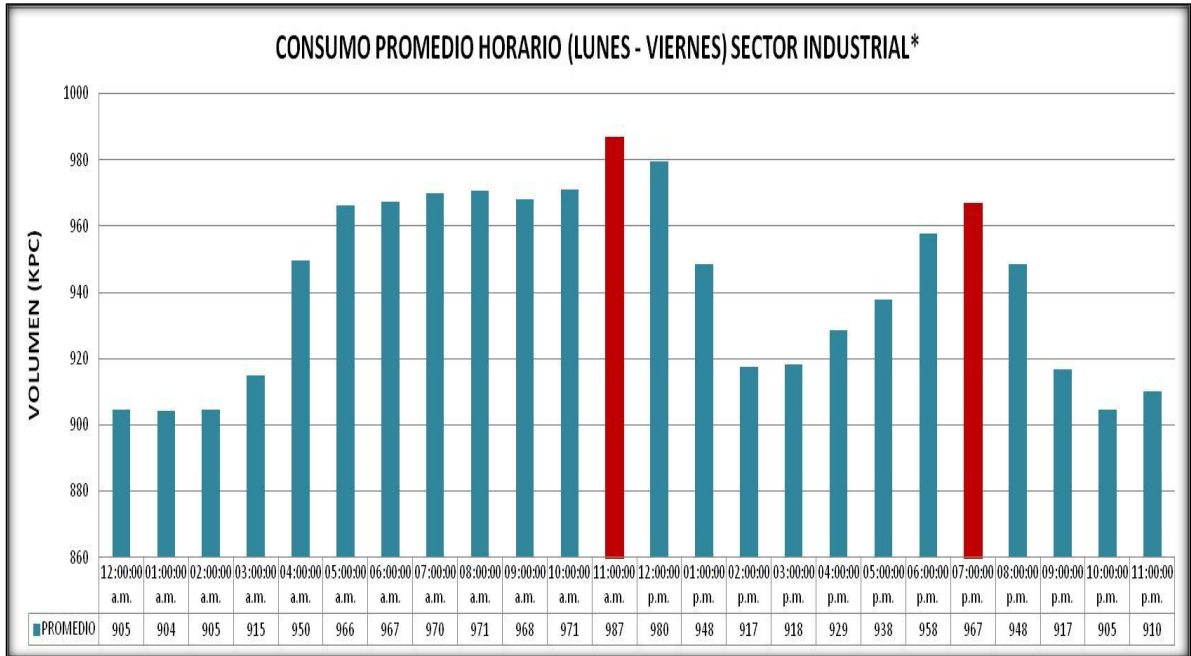
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 751 y 1,117 KPC, exceptuando las dos primeras semanas del año, ya que los consumos son bajos y las últimas tres semana, ya que por ser periodo de navidad y fin de año, los consumos son bajos.
- La hora promedio de mayor consumo es a las 11:00 AM, para un consumo promedio máximo en la semana 37 de 1,117 KPC.
- Las horas de menor consumo está entre las 12:00 y las 02:00 AM, sin embargo en la semana 14 se registra un pico mínimo promedio de consumo de 751 KPC a las 03:00 PM
- En general se observa una caída en el promedio de consumo en las semanas 14, y de la 50 al 52 debido a la semana santa y al periodo de navidad y fin de año.

**Gráfica 20. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 21. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector industrial**

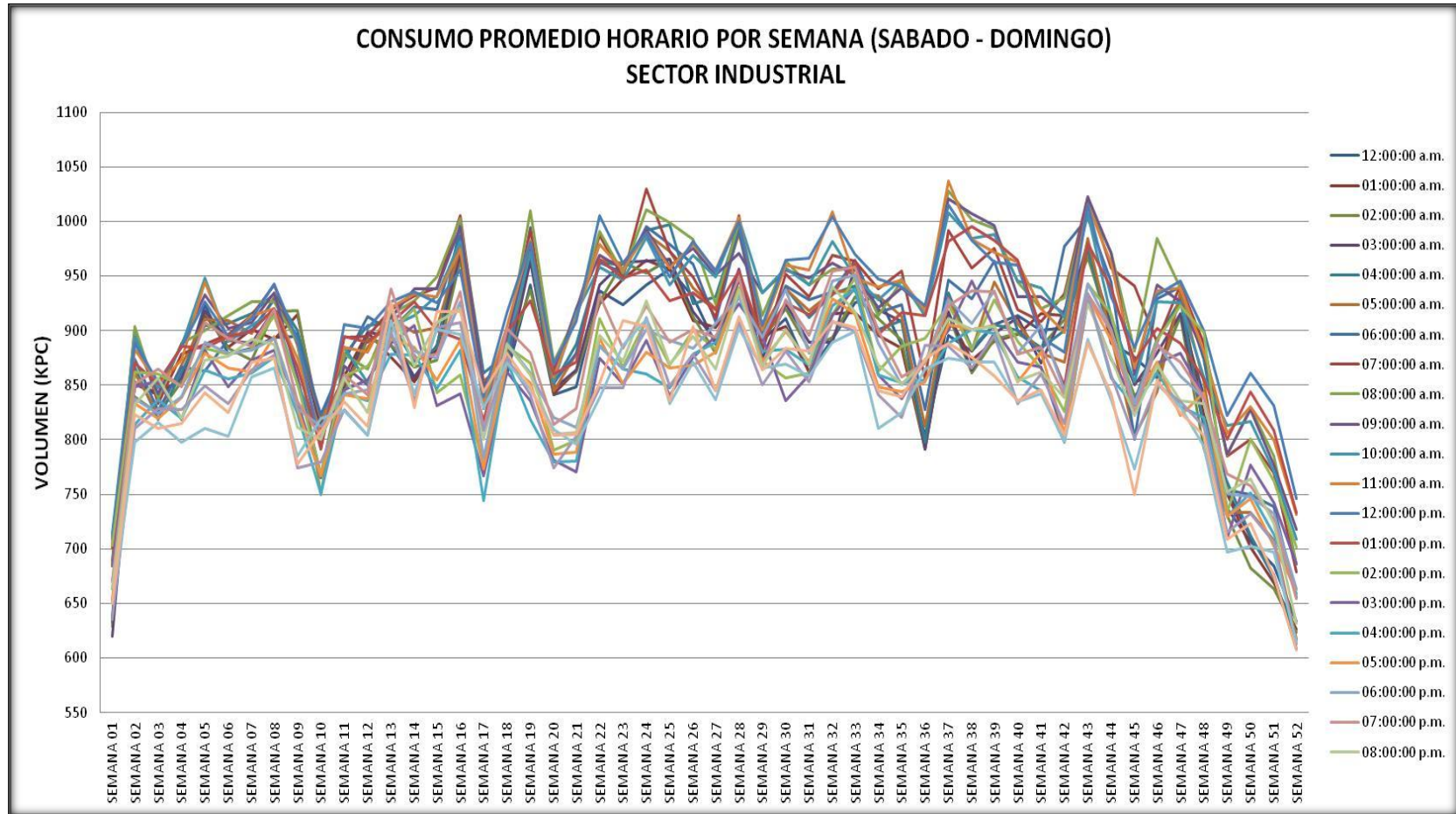


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 20 y 21 muestran el consumo promedio horario (Lunes a Viernes), para el sector Industrial, el cual podemos observar lo siguiente;

- Hay dos horas de consumo pico, a las 11:00 AM y a las 07:00 PM con un consumo promedio de 987 y 967 respectivamente, siendo a las 11:00 AM la mayor hora de consumo del día.
- Las horas de menor consumo está entre las 12:00 y las 02:00 AM y a las 10:00 PM con un promedio de consumo de 904 KPC.
- En general se observa que durante la primera parte del día, el consumo horario es más estable, sin embargo después del medio día, los consumo son variables presentando alteraciones tanto a la alza como a la baja.

**Gráfica 22. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario por fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector Industrial, el cual podemos observar lo siguiente;

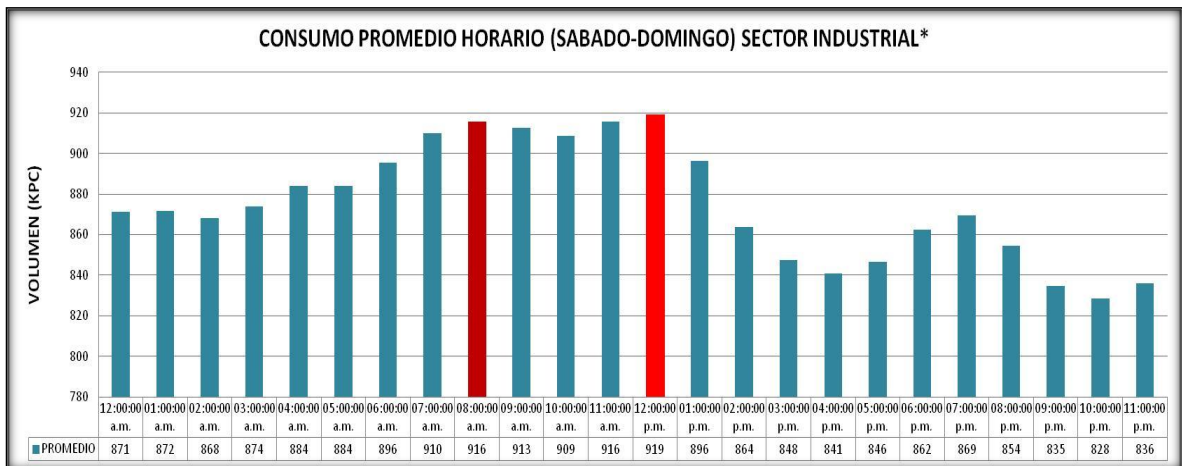
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 697 y 1,037 KPC, exceptuando las dos primeras semanas del año, ya que los consumos son bajos y las últimas tres semana, ya que por ser periodo de navidad y fin de año, los consumos son bajos.
- La hora promedio de mayor consumo es a las 12:00 PM, sin embargo para la semana 37 se registro un pico máximo de consumo promedio de 1.037 KPC a las 11:00 AM
- La hora promedio de menor consumo es a las 10:00 PM, registrando el pico mínimo promedio de consumo en la semana 49 de 697 KPC.
- En general se observa una caída en el promedio de consumo en las semanas 14, y de la 50 al 52 debido a la semana santa y al periodo de navidad y fin de año.

**Gráfica 23 Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 24. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector industrial\***



Fuente: Autor del Proyecto

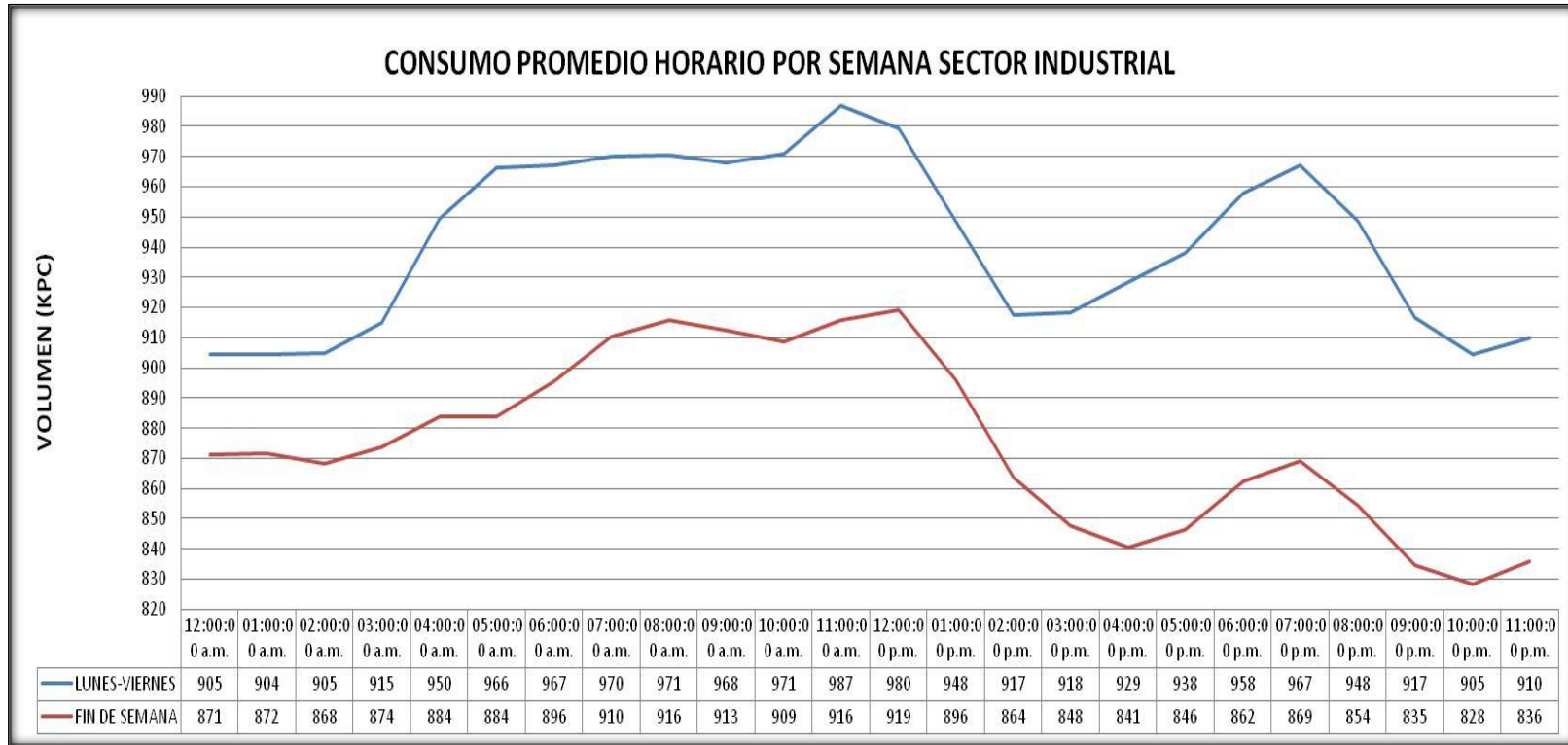
Análisis: Las Gráficas 23 y 24 muestran el consumo promedio horario para el fin de semana (Sábado y Domingo), para el sector Industrial, el cual podemos observar lo siguiente;

- Hay dos horas de consumo pico máximo, a las 08:00 AM y a las 12:00 PM con un consumo promedio de 916 y 919 respectivamente, siendo a las 12:00 PM la

mayor hora de consumo del día.

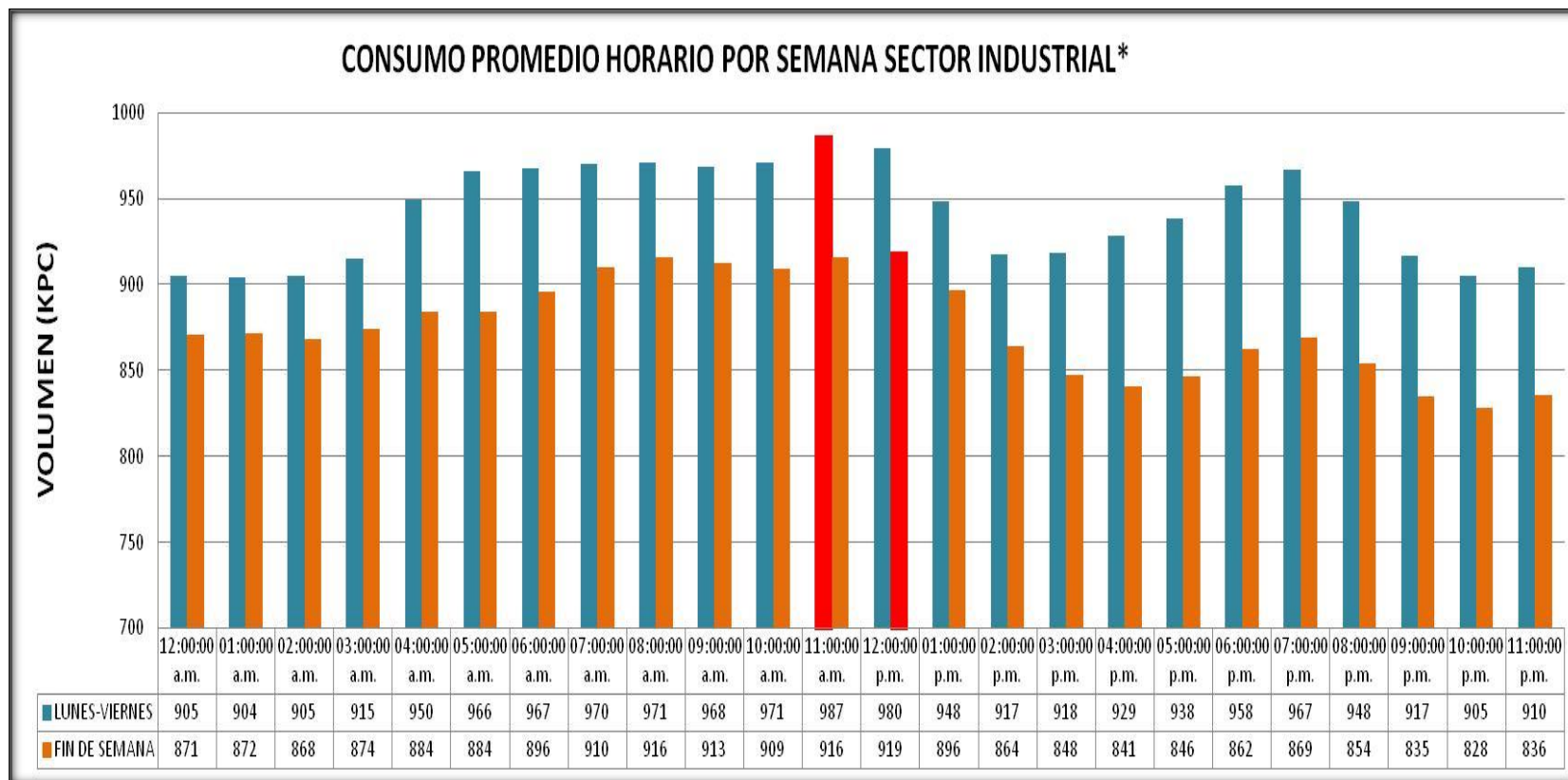
- Hay dos horas de consumo pico mínimo, a las 04:00 PM y a las 10:00 PM con un consumo promedio de 841 y 828 respectivamente, siendo a las 10:00 PM la menor hora de consumo del día.
- En general se observa que durante la primera parte del día, los consumos son los más altos, generando dos picos máximos de consumo promedio, mientras en la segunda parte del día, los consumos son más bajos, generando los dos picos mínimos de consumo promedio del día.

**Gráfica 25. Consumo promedio horario por semana sector industrial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 26. Consumo promedio horario por semana sector industrial\***

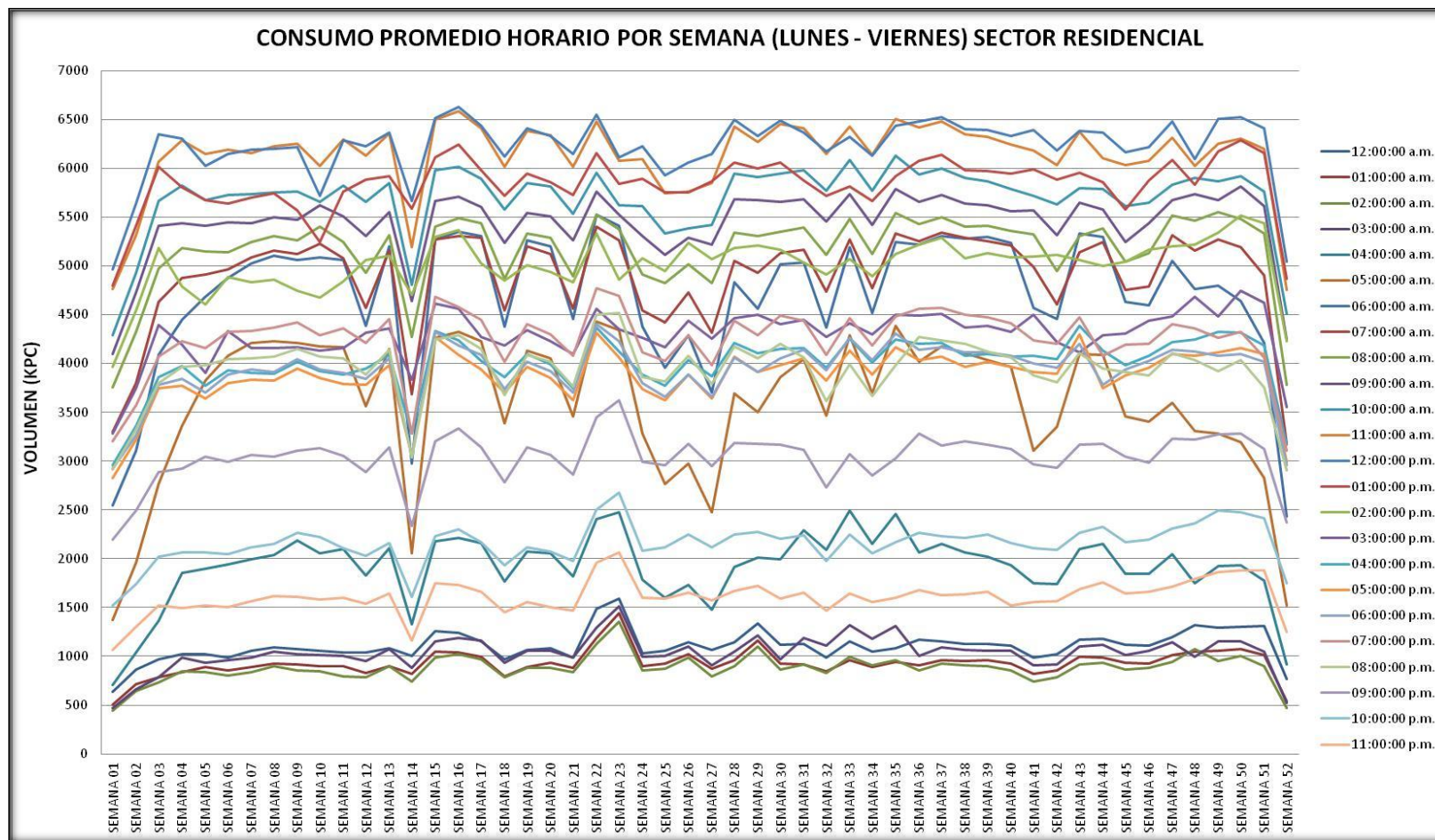


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 25 y 26 muestran en una misma grafica el consumo promedio horario por semana, especificando las semanas correspondientes a los días de Lunes a Viernes y el fin de semana los días Sábados y Domingos, para el sector Industrial, el cual podemos observar lo siguiente;

- La semana correspondiente de Lunes a Viernes comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 905 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 910 KPC, se observa que a las 11:00 AM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 987 KPC y la hora mínima es a las 01:00 AM con un promedio de consumo de 904 KPC.
- La semana correspondiente a Sábado y Domingo comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 871 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 836 KPC, se observa que a las 12:00 PM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 919 KPC y la hora mínima es a las 10:00 PM con un promedio de consumo de 828 KPC.
- En general se observa un mayor consumo promedio la semana correspondiente a los días de Lunes a Viernes, en relación con el fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector Industrial.

**Gráfica 27. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector residencial**



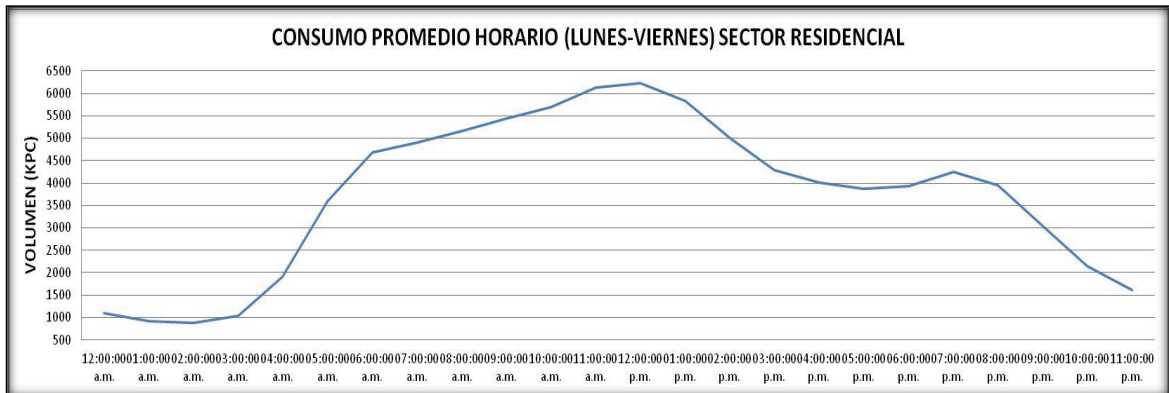
Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario entre semana (Lunes a Viernes), para el sector Residencial, el cual

podemos observar lo siguiente;

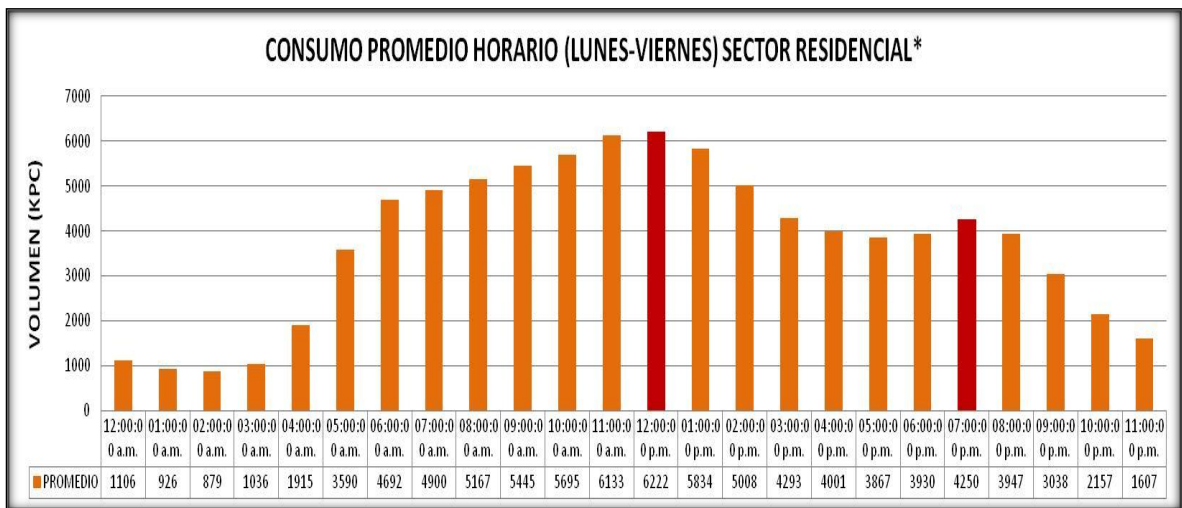
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 728 y 6,632 KPC, exceptuando las dos primeras semanas del año, ya que los consumos son bajos y las últimas tres semana, ya que por ser periodo de navidad y fin de año, los consumos son bajos.
- La hora promedio de mayor consumo es a las 12:00 PM, registrando un consumo promedio máximo en la semana 16 de 6,632 KPC.
- La hora promedio de menor consumo está a las 02:00 AM, registrando un pico mínimo de consumo promedio en la semana 03 de 728 KPC.
- En general se observa una caída en el promedio de consumo en las semanas 14, y de la 50 al 52 debido a la semana santa y al periodo de navidad y fin de año.

**Gráfica 28. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 29. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector residencial\***

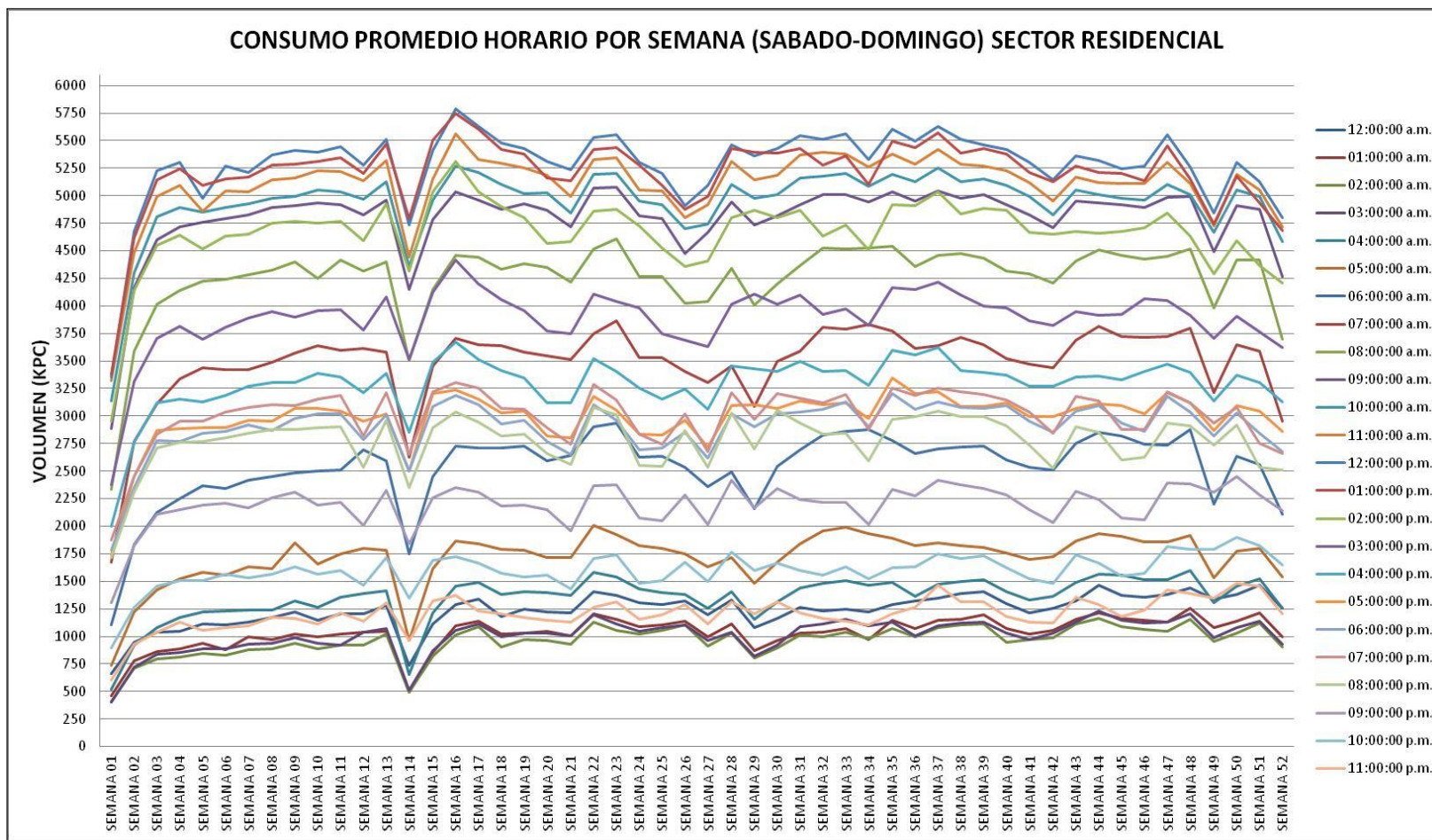


Análisis: Las Gráficas 28 y 29 muestran el consumo promedio horario (Lunes a Viernes), para el sector Residencial, el cual podemos observar lo siguiente;

- Hay dos horas de consumo pico, a las 12:00 PM y a las 07:00 PM con un consumo promedio de 6,222 y 4,250 KPC respectivamente, siendo a las 12:00 PM la mayor hora de consumo del día.
- Las horas de menor consumo está entre las 01:00 y las 03:00 AM con un promedio de consumo de 926 y 1,036 KPC respectivamente, siendo a las 02:00 PM la menor hora de consumo del día con 879 KPC.

- En general se observa que durante la primera parte del día, el consumo horario es más bajo, con respecto a la segunda mitad. debido a las 4 primeras horas del día, y después del medio día, los consumos son más altos registrando un consumo promedio pico a las 12:00 PM y otro a las 07:00 PM.

**Gráfica 30. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector residencial**

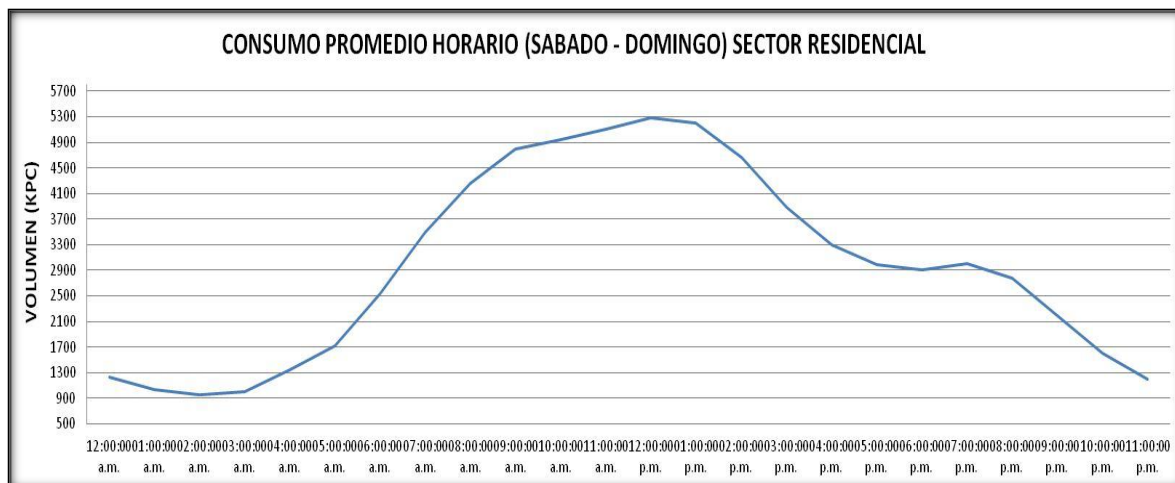


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario por fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector Residencial, el cual podemos observar lo siguiente;

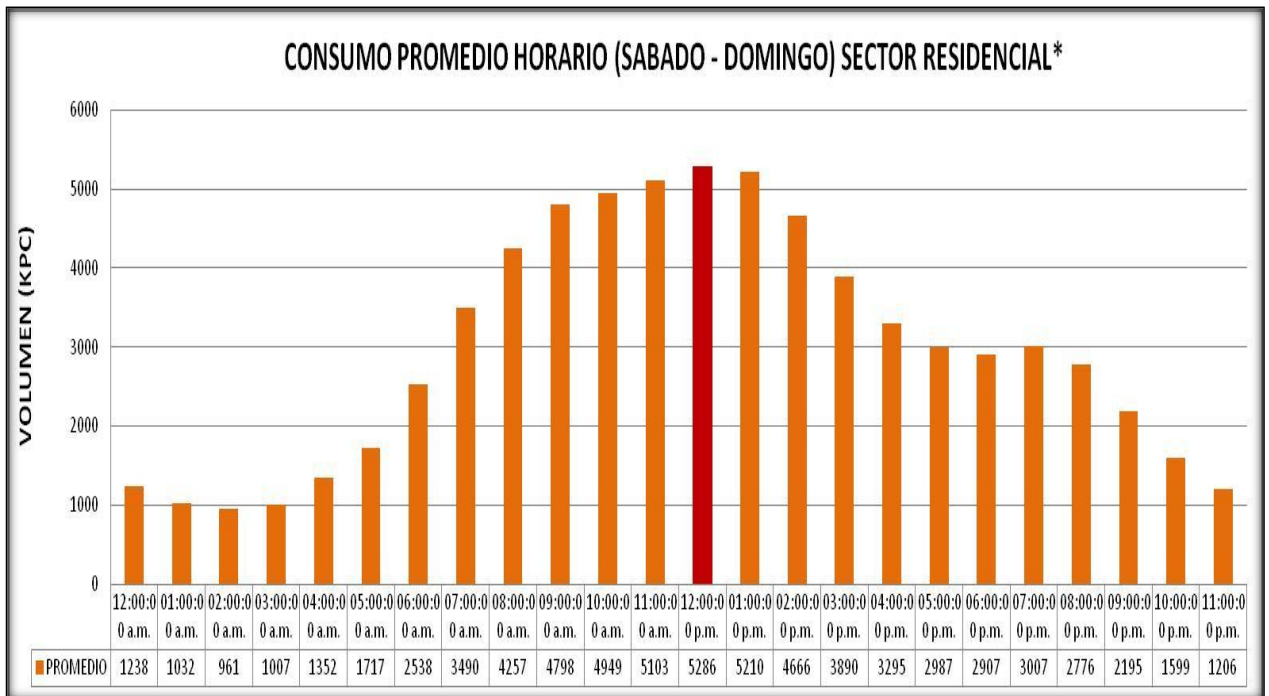
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 493 y 5,787 KPC, exceptuando las dos primeras semanas del año, ya que los consumos son bajos.
- La hora promedio de mayor consumo es a las 12:00 PM, registrando para la semana 16 un pico máximo de consumo promedio de 5.787 KPC.
- La hora promedio de menor consumo es a las 02:00 AM, registrando el pico mínimo promedio de consumo en la semana 14 de 493 KPC.
- En general se observa una caída en el promedio de consumo en las semanas 14, y de la 50 al 52 debido a la semana santa y al periodo de navidad y fin de año.

**Gráfica 31. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 32. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector residencial\***

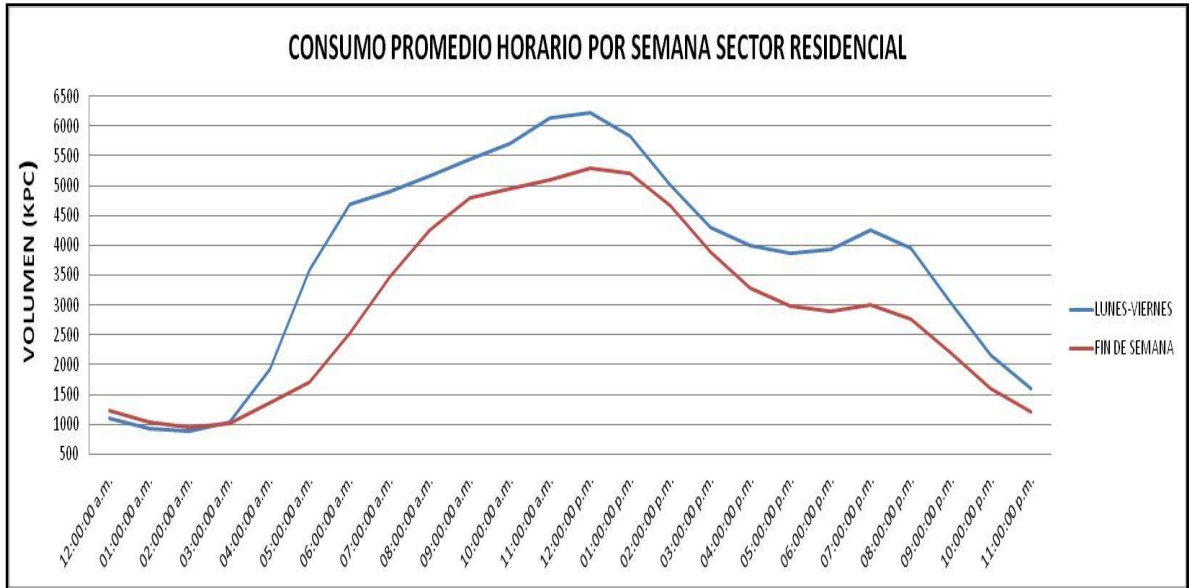


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 31 y 32 muestran el consumo promedio horario para el fin de semana (Sábado y Domingo), para el sector Residencial, el cual podemos observar lo siguiente;

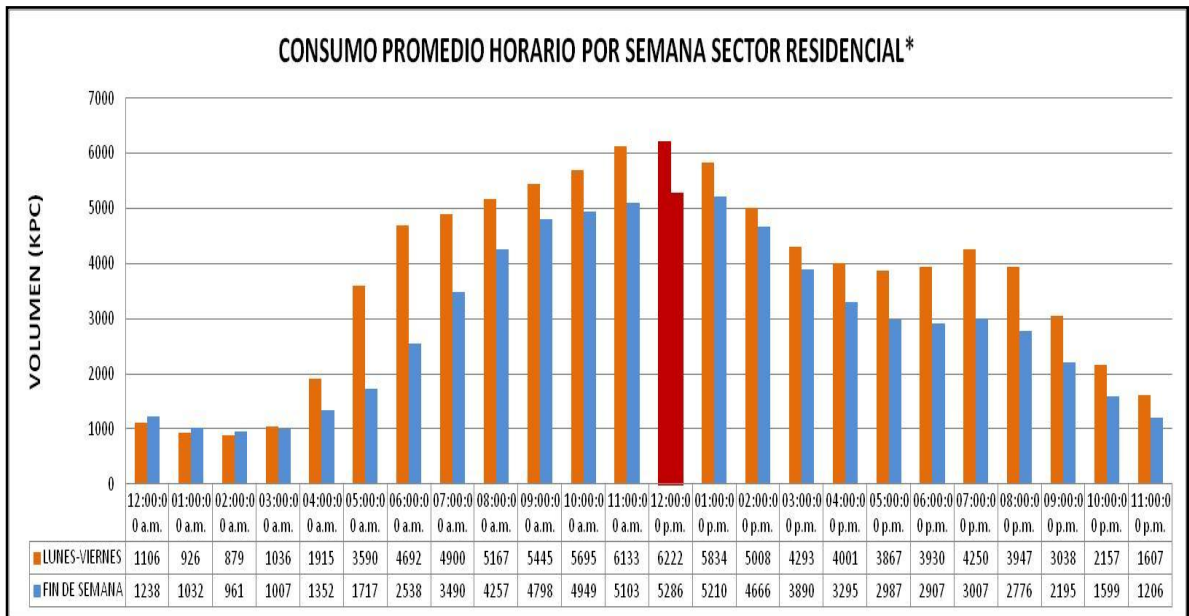
- La hora de consumo pico máximo, es a las 12:00 PM con un consumo promedio de 5,286 KPC.
- Hay tres horas de consumo pico mínimo, comprendido entre las 01:00 y las 03:00 AM, con un consumo promedio de 1,032; 961 y 1,007 KPC respectivamente, siendo a las 02:00 AM la menor hora de consumo del día.
- En general se observa un comportamiento en forma de campana, la cual durante la primera parte del día, los consumos son los bajos, con respecto al promedio de consumo de la segunda mitad del día.
- La hora 07:00 PM, se observa un pequeño incremento con relación a las últimas horas del día, con un promedio de consumo de 3,007 KPC.

**Gráfica 33. Consumo promedio horario por semana sector residencial**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 34. Consumo promedio horario por semana sector residencial\***



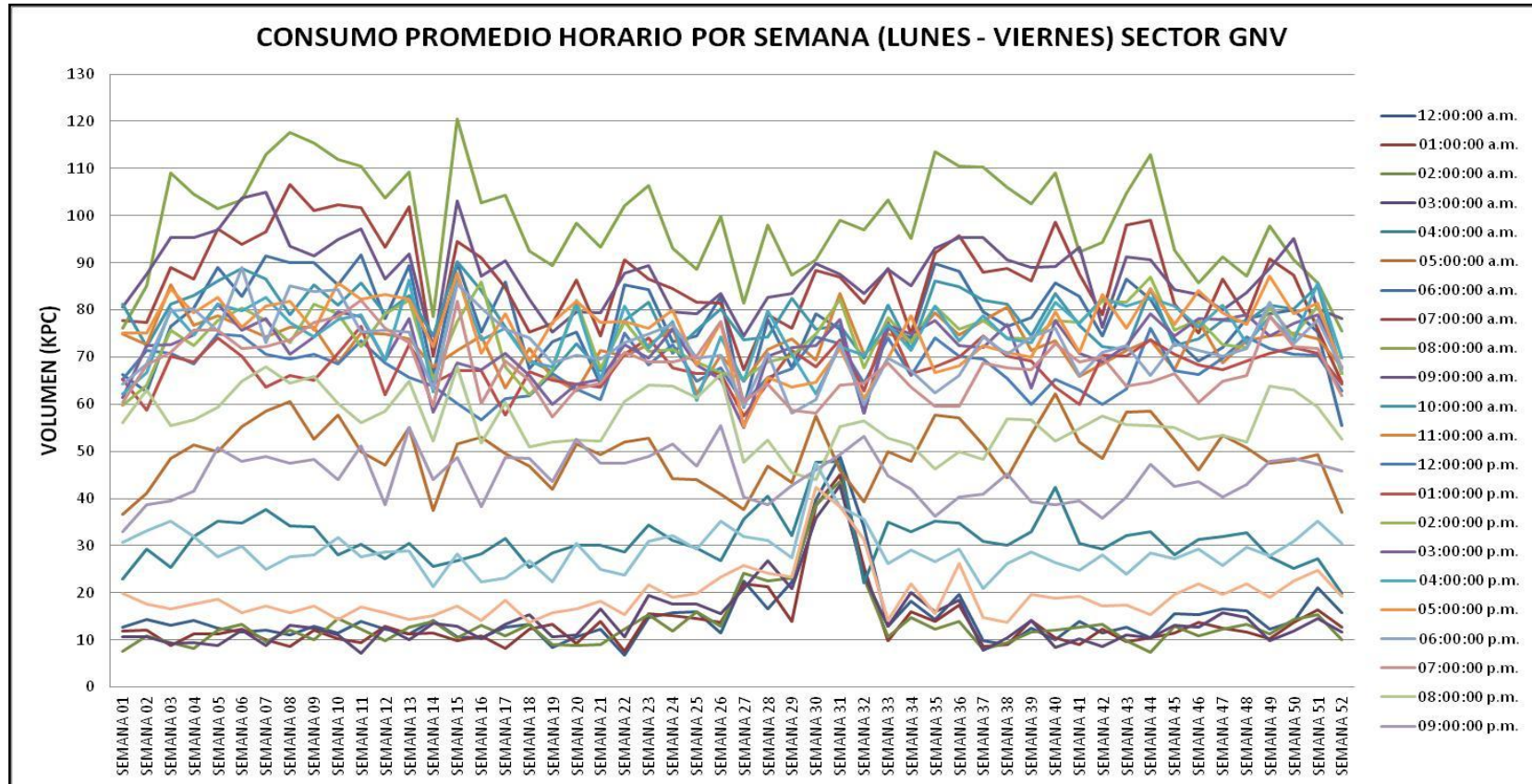
Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 33 y 34 muestran en una misma grafica el consumo promedio horario por semana, especificando las semanas correspondientes a los días de

Lunes a Viernes y el fin de semana los días Sábados y Domingos, para el sector Residencial, el cual podemos observar lo siguiente;

- La semana correspondiente de Lunes a Viernes comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 1,106 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 1,607 KPC, se observa que a las 12:00 PM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 6,222 KPC y la hora mínima es a las 02:00 AM con un promedio de consumo de 926 KPC.
- La semana correspondiente a Sábado y Domingo comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 1,238 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 1,206 KPC, se observa que a las 12:00 PM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 5,286 KPC y la hora mínima es a las 02:00 AM con un promedio de consumo de 961 KPC.
- En general se observa que el consumo promedio de la semana correspondiente a los días de Lunes a Viernes, en relación con el fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector Residencial, es levemente mayor, teniendo el mismo nivel de comportamiento durante las primeras horas del día y tan solo algunos consumos promedios mayores los días de la semana de lunes a viernes a partir de las 04:00 AM hasta las 12:00 PM y desde las 06:00 PM y las 09:00 PM

**Gráfica 35. Consumo promedio horario por semana (lunes - viernes) sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario entre semana (Lunes a Viernes), para el sector GNV, el cual podemos observar lo siguiente;

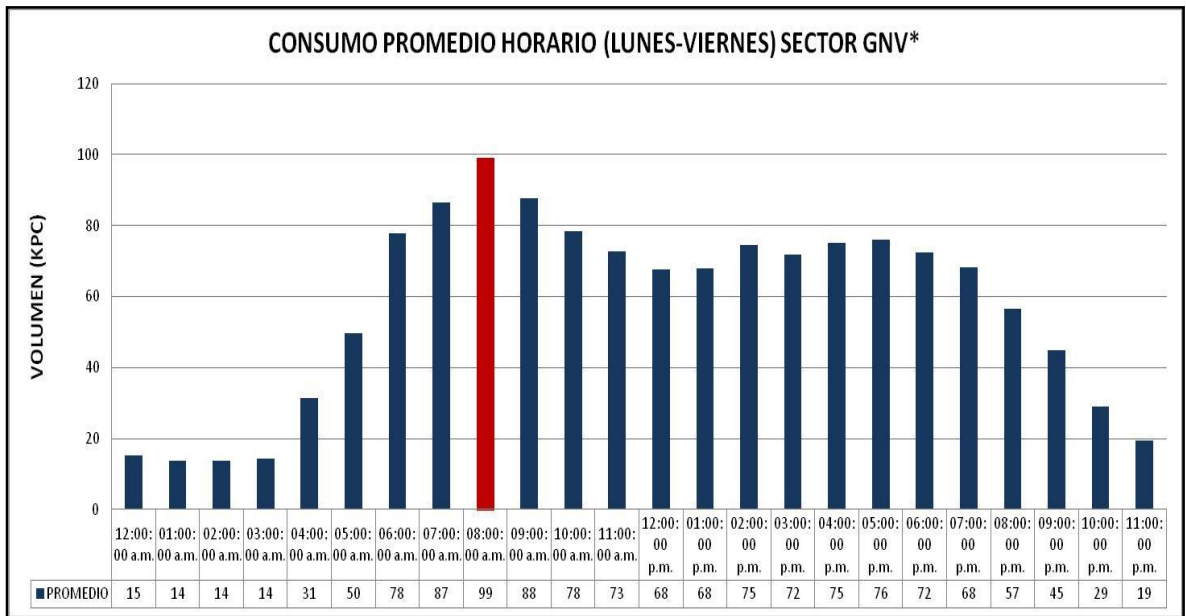
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 7 y 120 KPC.
- Las horas promedio de mayor consumo son a las 08:00 y 09:00 AM, siendo el primero la de mayor consumo promedio del día, adicionalmente se registro un consumo promedio máximo en la semana 15 de 120 KPC para las 08:00 AM.
- Las horas promedio de menor consumo está dado entre las 12: 00 AM hasta las 03:00 AM, registrando un pico mínimo de consumo promedio en la semana 22 de 7 KPC para las 12:00 AM.
- En general se observa que a diferencia de los otros sectores, el GNV es totalmente variable durante el promedio horario en la semana correspondiente de los días de Lunes a Viernes, sin embargo podemos analizar que por ejemplo en la semana 14 que es la de semana santa, en donde los otros sectores se ve bien marcado el bajo consumo, solo se ve la caída para las horas correspondiente entre las 05:00 AM hasta las 09:00 AM y desde las 02:00 PM hasta las 09:00 PM, también se observa que desde la semana 28 a la 32, se ve bien marcado un aumento en las horas promedio de consumo desde las 10:00 PM hasta las 03:00 AM. Por último se observa que en la época de navidad es decir en las semanas del 50 al 52 se sigue comportando al igual que los otros sectores como una época de consumos bajos, sin ser los más bajos del año.

**Gráfica 36. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 37. Consumo promedio horario (lunes-viernes) sector GNV\***

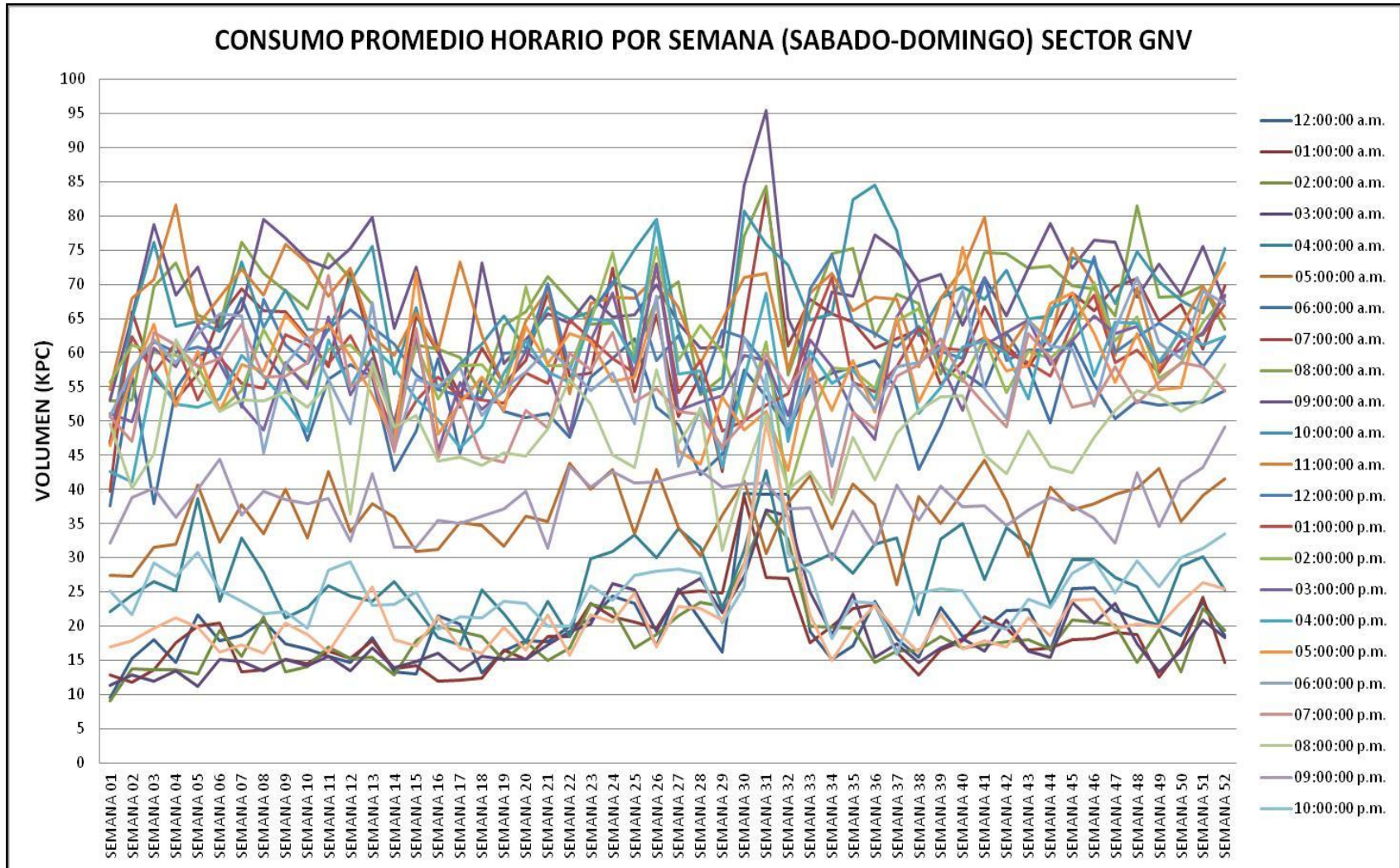


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 36 y 37 muestran el consumo promedio horario (Lunes a Viernes), para el sector GNV, el cual podemos observar lo siguiente;

- Las horas de alto consumo son desde las 07:00 AM hasta las 09:00 AM, con un promedio de consumo de 87, 99 y 88 KPC respectivamente, registrando como la hora máximo pico a las 08:00 AM con 99 KPC promedio.
- Las horas de menor consumo está entre las 11:00 PM y las 03:00 AM con un promedio de consumo de 19, 15, 14, 14 y 14 KPC, respectivamente, siendo las más bajas entre las 01:00 AM y las 03:00 AM
- En general se observa que durante las primeras horas los consumos son muy bajos, sin embargo a partir de las 06:00 AM hasta las 10:00 AM se incrementa de una forma bastante considerable, obteniendo a las 08:00 AM el pico máximo del promedio de consumo, y a partir de las 10:00 AM, va decreciendo gradual y suavemente.

**Gráfica 38. Consumo promedio horario por semana (sábado-domingo) sector GNV**

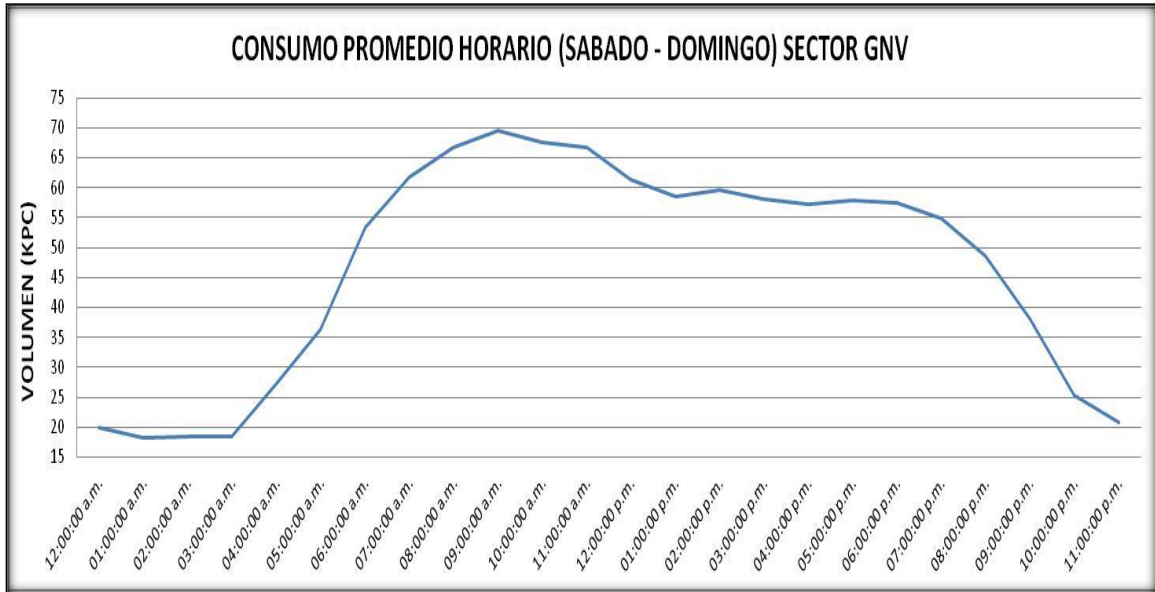


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Se tiene el consumo promedio horario por fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector GNV, el cual podemos observar lo siguiente;

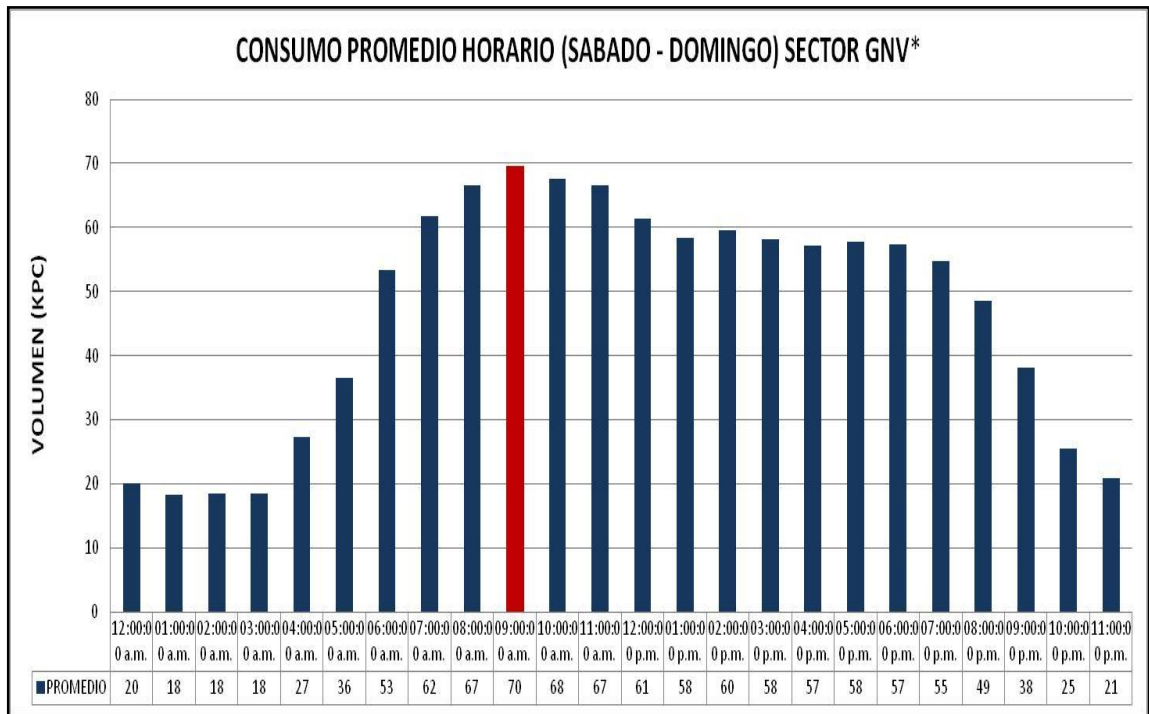
- El promedio de consumo por hora para cada semana oscila entre 9 y 95 KPC.
- Las horas promedio de mayor consumo son a las 08:00 y 10:00 AM, siendo la 09:00 AM como la hora de mayor consumo promedio del día, adicionalmente se registro un consumo promedio máximo en la semana 31 de 95 KPC para las 09:00 AM.
- Las horas promedio de menor consumo está dado entre las 12: 00 AM hasta las 03:00 AM, registrando un pico mínimo de consumo promedio en la semana 01 de 9 KPC para las 02:00 AM.
- En general se observa que a diferencia de los otros sectores, el GNV es totalmente variable durante el promedio horario del fin de semana correspondiente de los días Sábado y Domingo, sin embargo podemos analizar que por ejemplo en la semana 14 que es la de semana santa, en donde los otros sectores se ve bien marcado el bajo consumo, solo se ve la caída para las horas correspondiente entre las 06:00 AM hasta las 10:00 AM y desde las 06:00 PM hasta las 09:00 PM, también se observa que desde la semana 29 a la 32, se ve bien marcado un aumento en las horas promedio de consumo desde las 10:00 PM hasta las 03:00 AM. Por último se observa que en la época de navidad es decir en las semanas del 50 al 52 se comporta diferente que los otros sectores ya que en algunas horas el consumo promedio aumenta y otras disminuyen.

**Gráfica 39. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 40. Consumo promedio horario (sábado - domingo) sector GNV\***

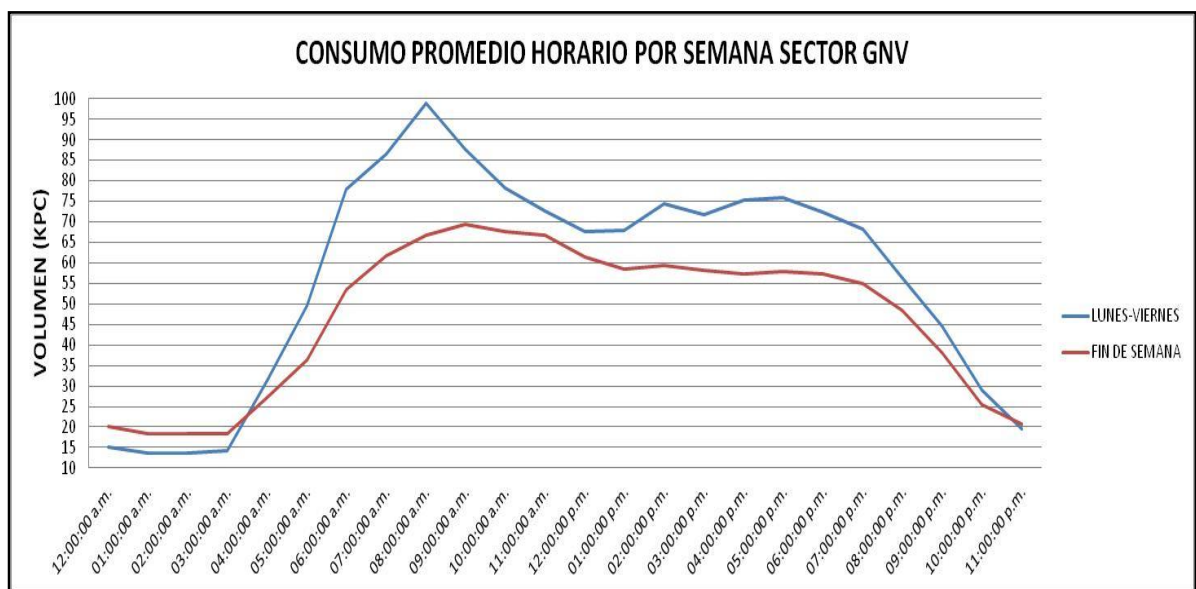


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Las Gráficas 39 y 40 muestran el consumo promedio horario para el fin de semana (Sábado y Domingo), para el sector GNV, el cual podemos observar lo siguiente;

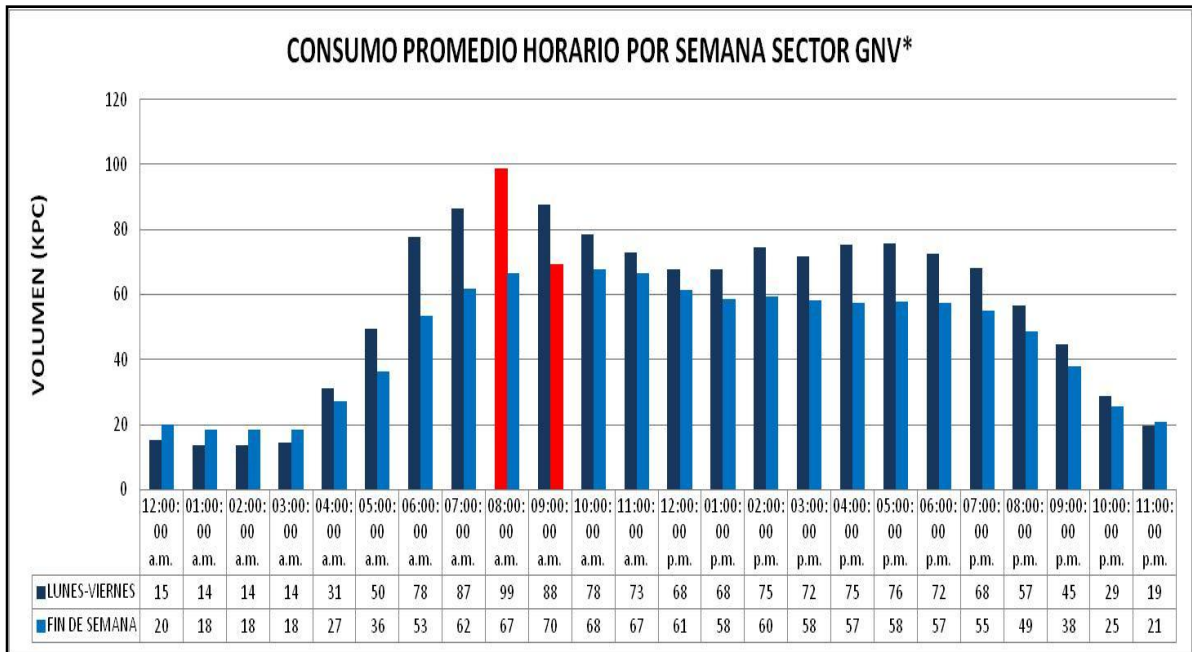
- Las horas de alto consumo son desde las 08:00 AM hasta las 11:00 AM, con un promedio de consumo de 67, 70, 68 y 67 KPC respectivamente, registrando como la hora máximo pico a las 09:00 AM con 70 KPC promedio.
- Las horas de menor consumo está entre las 11:00 PM y las 03:00 AM con un promedio de consumo de 21, 20, 18, 18 y 18 KPC, respectivamente, siendo las más bajas entre las 01:00 AM y las 03:00 AM
- En general se observa que durante las primeras horas los consumos son muy bajos, sin embargo a partir de las 07:00 AM hasta las 02:00 PM se incrementa de una forma bastante considerable, conservándose entre dicho periodo un consumo promedio estable, partiendo de lo anterior se registra a las 09:00 AM el pico máximo del promedio de consumo, y ya al final de la segunda mitad del día, hacia las 08:00 PM el consumo promedio empieza a disminuir en forma gradual y suavemente.

**Gráfica 41. Consumo promedio horario por semana sector GNV**



Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 42. Consumo promedio horario por semana sector GNV\***



Fuente: Autor del Proyecto

**Análisis:** Las Gráficas 41 y 42 muestran en una misma grafica el consumo promedio horario por semana, especificando las semanas correspondientes a los días de Lunes a Viernes y el fin de semana los días Sábados y Domingos, para el sector GNV, el cual podemos observar lo siguiente;

- La semana correspondiente de Lunes a Viernes comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 15 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 19 KPC, se observa que a las 08:00 AM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 99 KPC y la hora mínima está entre las 01:00 AM y las 03:00 AM con un promedio de consumo de 14 KPC.
- La semana correspondiente a Sábado y Domingo comienza a las 12:00 AM con un promedio de consumo de 20 KPC hasta las 11:00 PM con un promedio de consumo de 21 KPC, se observa que a las 09:00 AM se obtiene el consumo máximo el cual es en promedio de 70 KPC y la hora mínima está entre las 01:00 AM y las 03:00 AM con un promedio de consumo de 18 KPC.
- En general se observa que el consumo promedio de la semana correspondiente

a los días de Lunes a Viernes, en relación con el fin de semana (Sábados y Domingos), para el sector GNV, se puede dividir en tres escenarios, el primer escenario en donde desde las 11:00 PM y las 03:00 AM, el consumo del fin de semana (Sábados y Domingos), es mayor que la semana del Lunes a Viernes, el segundo escenario es que desde las 05:00 AM y las 10:00 AM el consumo promedio es mucho más alto la semana de Lunes a Viernes con respecto a los Sábados y Domingo y un tercer escenario en donde el resto de las horas del día, es levemente mayor el consumo promedio de Lunes a Viernes con relación a los Sábados y Domingos.

**Gráfica 43. Comportamiento promedio máximo por hora para cada sector (lunes-viernes)"**

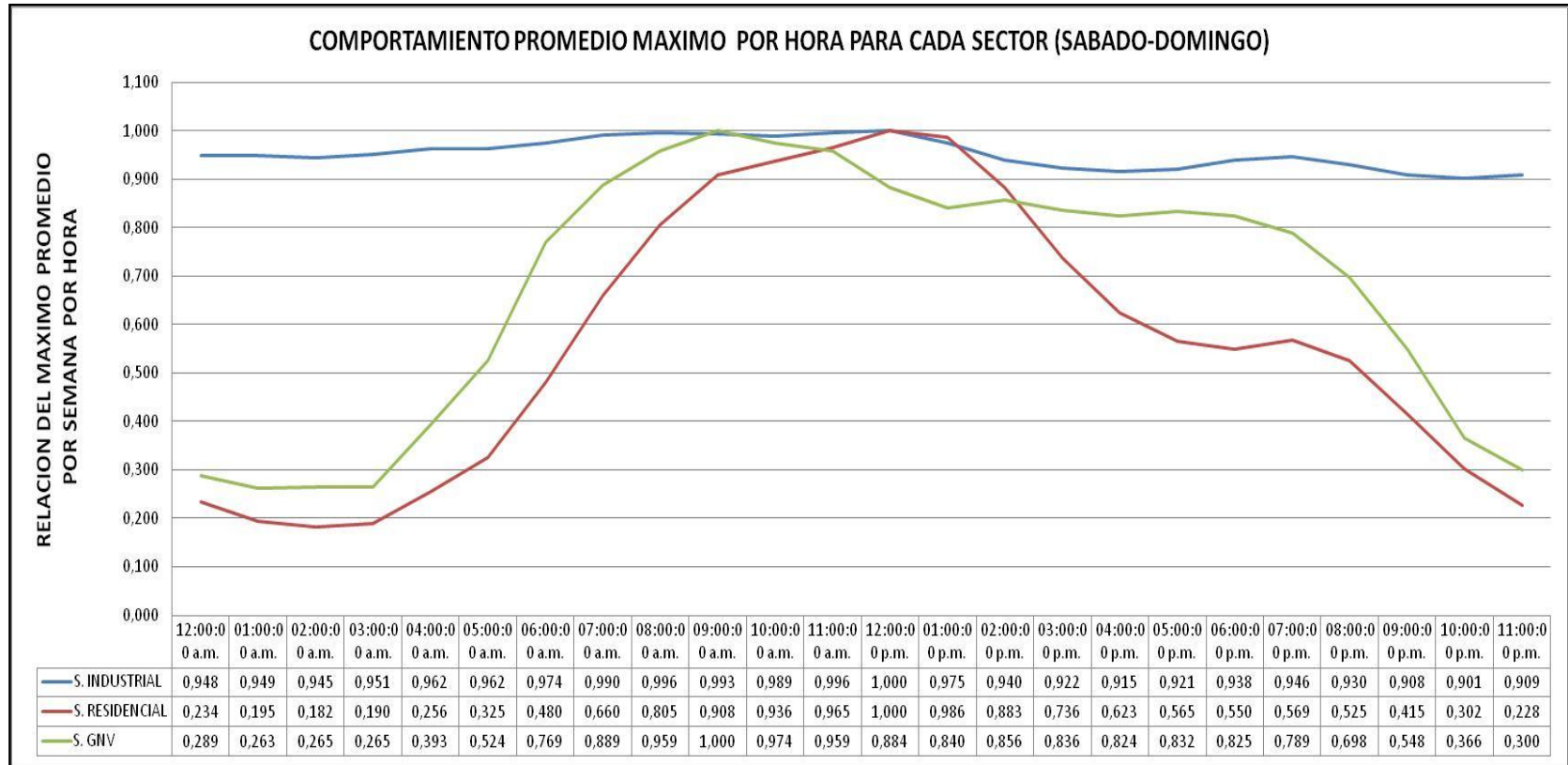


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Para poder comparar y observar el comportamiento promedio máximo por hora para la semana comprendida entre los días Lunes a Viernes, para cada sector, se diseñó en una misma grafica en función de una relación entre el máximo promedio por hora por semana del año y el promedio por hora por semana del año, obteniendo para la hora de mayor promedio por semana una relación de 1, por lo anterior se puede observar lo siguiente;

- El sector Residencial se comporta como una campana, incrementándose hora a hora desde las 01:00 AM hasta llegar al máximo hora de consumo o relación de 1 a las 12:00 PM y luego declinándose el consumo hasta la hora 12:00 AM.
- El sector GNV tiene un comportamiento levemente parecido al sector Residencial, exceptuando por unos periodos de horas en donde se tiene un comportamientos bien definido en los cuales los consumos del Sector GNV son mayores desde las 06:00 AM y las 09:00 AM, teniendo el máximo hora pico o relación de 1 a las 08:00AM, adicionalmente cuando el sector Residencial esta a su máxima demanda es decir entre las 10:00 Am y las 02:00 PM el sector GNV baja considerablemente para luego volver a subir suavemente desde las 03:00 PM hasta las 05:00 PM coincidiendo con un bajo consumo de la demanda del sector Residencial, finalmente el consumo del Sector GNV desciende paralelo a la demanda del sector Residencial desde las 07:00 PM hasta las 11:00 PM.
- El sector Industrial a diferencial del sector GNV y Residencial, tiene un comportamiento más uniforme y más estable, en la gráfica se observa que el sector Industrial intercepta con el máximo pico hora de consumo del sector GNV que es a las 08:00 AM e igualmente intercepta con el máximo pico hora de consumo del sector Residencial que es a las 12:00 PM, por último el sector Industrial alcanza la máxima relación de 1 o máxima hora de consumo a las 11:00 AM.

**Gráfica 44. Comportamiento promedio máximo por hora para cada sector (sábado-domingo)**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Para poder comparar y observar el comportamiento promedio máximo por hora para el fin de semana los días Sábados y Domingos, para cada sector, se diseñó en una misma grafica en función de una relación entre el máximo promedio por hora por semana del año y el promedio por hora por semana del año, obteniendo para la hora de mayor promedio por semana una relación de 1, por lo anterior se puede observar lo siguiente;

- El sector Residencial se comporta como una campana, incrementándose hora a hora desde las 03:00 AM hasta llegar al máximo hora promedio de consumo o relación de 1 a las 12:00 PM y luego declinándose el promedio de consumo hasta la hora 2:00 AM, sin embargo el comportamiento de campana, se ve distorsionado un poco por el comportamiento desde las 01:00 PM hasta las 05:00PM, ya que el consumo promedio hora cae en forme diferente con relación a otras horas de consumo, haciendo que la forma de campana se distorsione.
- El sector GNV tiene un comportamiento levemente parecido al sector Residencial específicamente en un periodo comprendido entre las 10:00 PM y las 09:00 AM, en donde se observa que durante estos periodos el consumo promedio hora es mayor con relación al promedio hora del sector Residencial, teniendo el máximo hora pico a las 09:00AM, adicionalmente cuando el sector Residencial está en la franja de su máxima hora de consumo, es decir entre las 11:00 AM y las 02:00 PM el sector GNV baja considerablemente estando por debajo del consumo horario del sector Residencial.
- El sector Industrial a diferencial del sector GNV y Residencial, tiene un comportamiento más uniforme y más estable, en la gráfica se observa que el sector Industrial intercepta con el máximo pico hora de consumo del sector GNV y Residencial a las 09:00 y 12:00 PM respectivamente, por último el sector Industrial alcanza la máxima hora de consumo a las 12:00 PM.

## 2.5 SISTEMA BOGOTÁ

La ciudad de Bogotá pertenece o están inmersa en el sistema de gasoducto de La Sabana, sin embargo la ciudad es abastecida por 5 puntos de entrada que son los City Gate de Guaymaral, Soacha, Calle 13, Cota y Usme, siendo este último (Usme), un City Gate que pertenece a otro sistema de gasoducto diferente al de La Sabana.

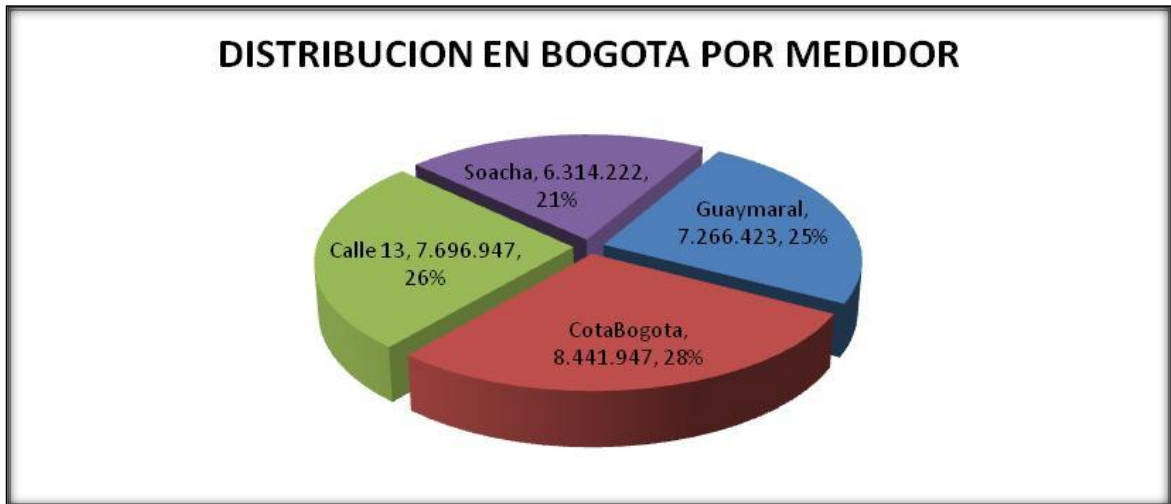
Por lo anterior, el consumo de la ciudad de Bogotá, lo podemos ver registrado de acuerdo a las mediciones que arroja los cuatro computadores de flujo, (Guaymaral, Soacha, Calle 13, Cota), lo cual se realizó un consolidado mensual reflejado en la siguiente tabla y gráfica.

**Tabla 5. Distribución del consumo de Bogotá por medidor**

	CONSUMO BOGOTÁ (KPC)				
	Guaymaral	CotaBogota	Calle 13	Soacha	TOTAL
Enero-12	822,459	398,763	569,107	389,816	2,180,144
Febrero-12	641,414	538,229	681,682	508,252	2,369,577
Marzo-12	681,599	658,974	657,190	567,015	2,564,778
Abril-12	572,366	693,240	599,702	568,654	2,433,962
Mayo-12	580,585	734,271	651,599	601,493	2,567,948
Junio-12	596,478	627,020	658,588	568,087	2,450,173
Julio-12	732,146	646,549	629,794	529,060	2,537,548
Agosto-12	686,144	815,291	607,772	509,662	2,618,869
Septiembre-12	672,176	778,624	588,065	503,927	2,542,792
Octubre-12	418,498	1,002,984	641,389	507,003	2,569,874
Noviembre-12	445,825	790,118	745,543	526,520	2,508,006
Diciembre-12	416,735	757,884	666,517	534,733	2,375,869
	7,266,423	8,441,947	7,696,947	6,314,222	29,719,540

Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 45. Distribución en Bogotá por medidor**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: La distribución o el aporte suministrado por los cuatro medidores que abastecen el consumo o demanda de la ciudad de Bogotá, nos indica que de los 29.719.540 KPC de consumo anual de la ciudad de Bogotá, el 28% lo registra el medidor del City Gate de “Cota Bogotá”, con un consumo de 8.441.947 KPC, le sigue el medidor del City Gate de “Calle 13”, con el 26% equivalente a un consumo anual registrado de 7.696.947 KPC, posteriormente le sigue el medidor del City Gate de “Guaymaral”, con el 25% equivalente a un consumo anual registrado de 7.266.423 KPC y finalmente el medidor del City Gate de “Soacha”, con el 21% equivalente a un consumo anual registrado de 6.314.222 KPC.

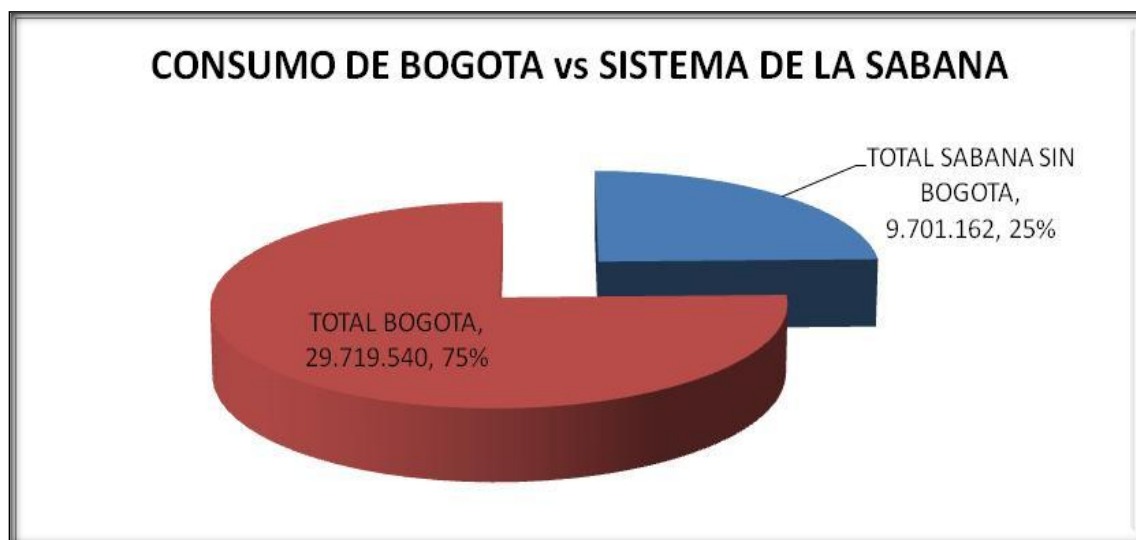
Con la información anterior podemos analizar el aporte de la ciudad de Bogotá, con respecto a los consumos de las otras ciudades o City Gate que pertenecen al Gasoducto de La Sabana, lo cual lo podemos analizar en la siguiente tabla y gráfica.

**Tabla 6. Consumo de Bogotá vs sistema de la Sabana**

	<b>TOTAL CONSUMO SABANA (KPC)</b>	<b>TOTAL CONSUMO DE LA SABANA SIN BOGOTÁ (KPC)</b>	<b>TOTAL CONSUMO DE BOGOTÁ (KPC)</b>
Enero-12	2,954,961	774,817	2,180,144
Febrero-12	3,140,565	770,988	2,369,577
Marzo-12	3,374,619	809,841	2,564,778
Abril-12	3,216,661	782,699	2,433,962
Mayo-12	3,382,059	814,111	2,567,948
Junio-12	3,281,673	831,500	2,450,173
Julio-12	3,385,733	848,185	2,537,548
Agosto-12	3,466,681	847,813	2,618,869
Septiembre-12	3,371,404	828,613	2,542,792
Octubre-12	3,429,698	859,824	2,569,874
Noviembre-12	3,320,209	812,203	2,508,006
Diciembre-12	3,096,438	720,569	2,375,869
	<b>39,420,701</b>	<b>9,701,162</b>	<b>29,719,540</b>

Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 46. Consumo de Bogotá vs sistema de la Sabana**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: El aporte del consumo anual de la ciudad de Bogotá con respecto al consumo de todo el Gasoducto de La Sabana que en año 2012 consumió 39.420.701 KPC, fue del 75%, equivalente a un consumo anual de 29.719.540 KPC.

Del 75% del volumen de consumo anual de Bogotá y registrado por los computadores de flujo respectivos, la empresa distribuidora "Gas Natural SA ESP", nos informa que el 53% es para el sector Residencial, el 28% para el sector Industrial y el 19% para el sector GNV.

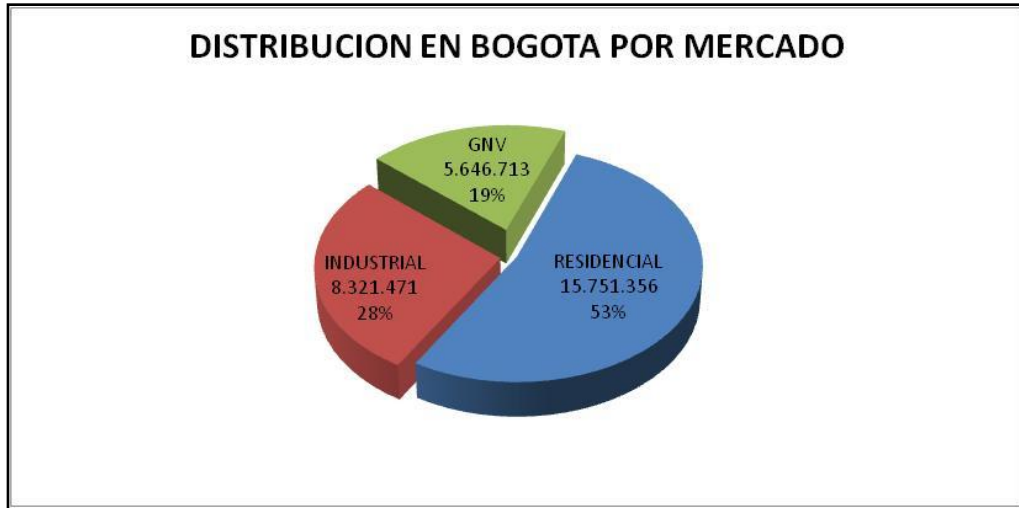
De acuerdo a lo anterior, la distribución por mercados de la ciudad de Bogotá, lo podemos analizar en la siguiente Tabla y Grafica.

**Tabla 7. Distribución en Bogotá por mercado**

	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>INDUSTRIAL</b>	<b>GNV</b>
	<b>53%</b>	<b>28%</b>	<b>19%</b>
Enero-12	1.155.476	610.440	414.227
Febrero-12	1.255.876	663.482	450.220
Marzo-12	1.359.332	718.138	487.308
Abril-12	1.290.000	681.509	462.453
Mayo-12	1.361.012	719.025	487.910
Junio-12	1.298.592	686.048	465.533
Julio-12	1.344.901	710.514	482.134
Agosto-12	1.388.000	733.283	497.585
Septiembre-12	1.347.680	711.982	483.130
Octubre-12	1.362.033	719.565	488.276
Noviembre-12	1.329.243	702.242	476.521
Diciembre-12	1.259.211	665.243	451.415
	<b>15.751.356</b>	<b>8.321.471</b>	<b>5.646.713</b>

Fuente: Autor del Proyecto

**Gráfica 47. Distribución en Bogotá por mercado**



Fuente: Autor del Proyecto

## **2.6 FACTOR DE CARGA Y CURVA DE DURACIÓN DE CARGA**

El Factor de Carga es la relación entre la carga medida en un sistema durante un período específico de tiempo y la carga máxima que se produzca en ese período, para efectos de esta monografía se entenderá como Factor de Carga a la relación del consumo diario, entre el consumo máximo comprendido en un periodo de 1 año o 8.784 horas.

Paralelo a este concepto se tiene la Curva de Duración de Carga la cual es una herramienta de gran utilidad para evaluar diferentes alternativas de expansión de sistema de transporte con diferentes grados de utilización anual y para analizar alternativas regulatorias y comerciales para determinación de los cargos regulados y precios del servicio de transporte.

La curva de duración de carga muestra la frecuencia histórica de requerimientos de capacidad para cada nivel de carga en un período determinado. Es similar a la curva

de carga pero los datos de demanda están ordenados en orden descendente en lugar de ordenarse cronológicamente.

Una curva de duración de carga muestra la variación de una cierta carga en una forma tal que la mayor carga se representa en el lado izquierdo y el más pequeño en la derecha sobre el eje de tiempo, la duración de tiempo para que cada cierta carga continúe durante el día.

Hay algunas características acerca de la LDC (Load Duration Curve) (Curva de Duración de Carga). y se pueden resumir en:

- La LDC es un arreglo de todos los niveles de carga en un orden descendente de magnitud.
- El área bajo la LDC representa la energía demandada por el sistema (consumido).
- Puede ser utilizado en la planificación de envío de sistema económico, y evaluación de la fiabilidad.

Para calcular el Factor de Carga, y determinar la Curva de Duración de Carga, se debe tener en cuenta las siguientes definiciones;

% Carga de la Demanda: Es la relación del volumen de consumo hora - hora, y el máximo volumen horario.

Frecuencia: Es el número de horas que se repite n% de carga.

Relación de Frecuencia: Es la frecuencia multiplicado por % de Carga Máxima.

Factor de Carga: Es la sumatoria de la relación de Frecuencia y el total del número de horas. (Para este caso es de 8784 horas, equivalente a un año).

Por lo anterior se calcula el Factor de Carga, y se determina la Curva de Duración de Carga, para todo El Gasoducto de La Sabana, detallado en Tabla 8 y la Grafica 48.

**Tabla 8. Factor de carga de toda la Sabana**

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA A (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
1%	0	0	99	15	
2%	0	0	98	36	
3%	0	0	97	92	
4%	0	0	96	161	
5%	0	0	95	246	
6%	4	0,24	94	332	
7%	2	0,14	93	417	
8%	4	0,32	92	517	
9%	6	0,54	91	606	
10%	5	0,5	90	684	7,79%
11%	3	0,33	89	783	
12%	5	0,6	88	903	
13%	3	0,39	87	1034	
14%	11	1,54	86	1164	
15%	11	1,65	85	1282	
16%	11	1,76	84	1392	
17%	20	3,4	83	1521	
18%	32	5,76	82	1693	
19%	38	7,22	81	1806	
20%	87	17,4	80	1929	21,96%
21%	72	15,12	79	2051	
22%	132	29,04	78	2149	
23%	141	32,43	77	2245	
24%	181	43,44	76	2330	
25%	195	48,75	75	2394	
26%	205	53,3	74	2486	
27%	205	55,35	73	2557	
28%	165	46,2	72	2661	
29%	129	37,41	71	2792	
30%	114	34,2	70	2954	33,63%
31%	105	32,55	69	3119	
32%	94	30,08	68	3337	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA A (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
33%	83	27,39	67	3555	
34%	86	29,24	66	3803	
35%	79	27,65	65	4027	
36%	87	31,32	64	4201	
37%	79	29,23	63	4349	
38%	93	35,34	62	4456	
39%	84	32,76	61	4546	
40%	102	40,8	60	4617	52,56%
41%	119	48,79	59	4680	
42%	91	38,22	58	4733	
43%	60	25,8	57	4801	
44%	64	28,16	56	4879	
45%	64	28,8	55	4972	
46%	75	34,5	54	5079	
47%	66	31,02	53	5168	
48%	63	30,24	52	5276	
49%	82	40,18	51	5372	
50%	55	27,5	50	5427	61,78%
51%	96	48,96	49	5509	
52%	108	56,16	48	5572	
53%	89	47,17	47	5638	
54%	107	57,78	46	5713	
55%	93	51,15	45	5777	
56%	78	43,68	44	5841	
57%	68	38,76	43	5901	
58%	53	30,74	42	5992	
59%	63	37,17	41	6111	
60%	71	42,6	40	6213	70,73%
61%	90	54,9	39	6297	
62%	107	66,34	38	6390	
63%	148	93,24	37	6469	
64%	174	111,36	36	6556	
65%	224	145,6	35	6635	
66%	248	163,68	34	6721	
67%	218	146,06	33	6804	
68%	218	148,24	32	6898	
69%	165	113,85	31	7003	
70%	162	113,4	30	7117	81,02%
71%	131	93,01	29	7246	

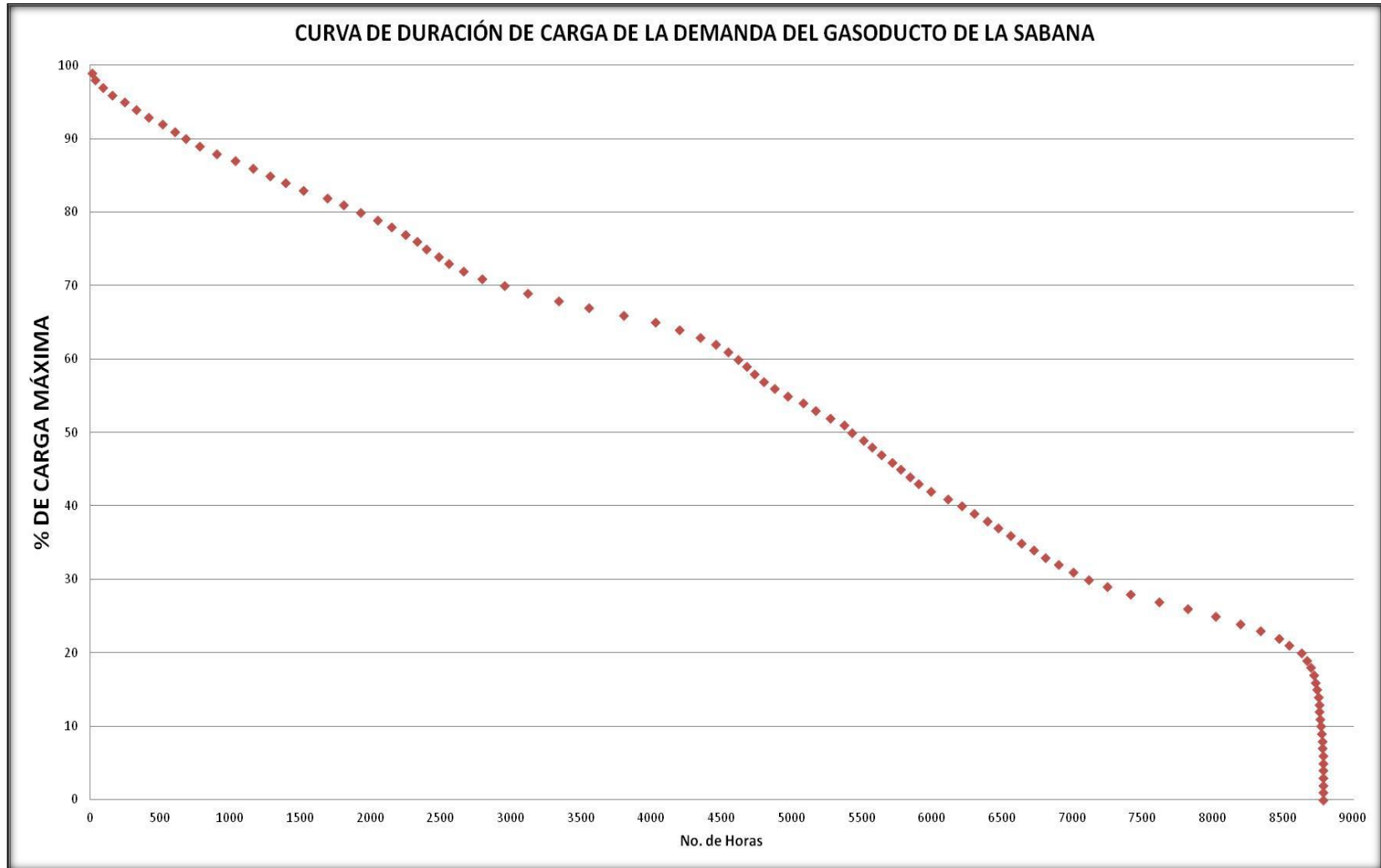
% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA A (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
72%	104	74,88	28	7411	
73%	71	51,83	27	7616	
74%	92	68,08	26	7821	
75%	64	48	25	8016	
76%	85	64,6	24	8197	
77%	96	73,92	23	8338	
78%	98	76,44	22	8470	
79%	122	96,38	21	8542	
80%	123	98,4	20	8629	98,24%
81%	113	91,53	19	8667	
82%	172	141,04	18	8699	
83%	129	107,07	17	8719	
84%	110	92,4	16	8730	
85%	118	100,3	15	8741	
86%	130	111,8	14	8752	
87%	131	113,97	13	8755	
88%	120	105,6	12	8760	
89%	99	88,11	11	8763	
90%	78	70,2	10	8768	99,82%
91%	89	80,99	9	8774	
92%	100	92	8	8778	
93%	85	79,05	7	8780	
94%	86	80,84	6	8784	
95%	85	80,75	5	8784	
96%	69	66,24	4	8784	
97%	56	54,32	3	8784	
98%	21	20,58	2	8784	
99%	9	8,91	1	8784	
100%	6	6	0	8784	100,00%

5034.68

Fuente: Autor del Proyecto

### FACTOR DE CARGA 57.32%

**Gráfica 48. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la Sabana**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis:

- El Factor de Carga de Todo el Gasoducto de La Sabana es del **57.32%**, lo que nos indica que esta sub-utilizado el sistema, ya que esta levemente por encima de la mitad de la capacidad del sistema y no se utiliza el 100% de la capacidad durante todo el año o durante las 8.784 horas.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 90% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 684 Horas transcurridas, lo que equivale al 7.79% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 80% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 1,929 Horas transcurridas, lo que equivale al 21.96% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 70% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 2,954 Horas transcurridas, lo que equivale al 33.63% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 60% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 4,617 Horas transcurridas, lo que equivale al 52.56% del total de las horas del periodo analizado.

Se calcula el Factor de Carga, y se determina la Curva de Duración de Carga, para el sector Industrial del Gasoducto de La Sabana, detallado en la Tabla 9 y Gráfica 49.

**Tabla 9. Factor de carga del sector industrial del gasoducto la Sabana**

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
			99	6	
1%	0	0	98	12	
2%	0	0	97	23	
3%	0	0	96	51	
4%	0	0	95	99	
5%	0	0	94	170	
6%	0	0	93	260	
7%	0	0	92	392	
8%	0	0	91	585	
9%	0	0	90	830	9,45%
10%	0	0	89	1128	
11%	0	0	88	1523	
12%	0	0	87	1962	
13%	0	0	86	2444	
14%	0	0	85	2965	
15%	0	0	84	3483	
16%	0	0	83	3978	
17%	0	0	82	4458	
18%	0	0	81	4915	
19%	0	0	80	5369	61,12%
20%	0	0	79	5775	
21%	0	0	78	6124	
22%	0	0	77	6441	
23%	0	0	76	6762	
24%	0	0	75	7006	
25%	0	0	74	7265	
26%	0	0	73	7448	
27%	0	0	72	7633	
28%	0	0	71	7812	
29%	0	0	70	7944	90,44%
30%	0	0	69	8069	
31%	0	0	68	8170	
32%	0	0	67	8259	
33%	0	0	66	8326	

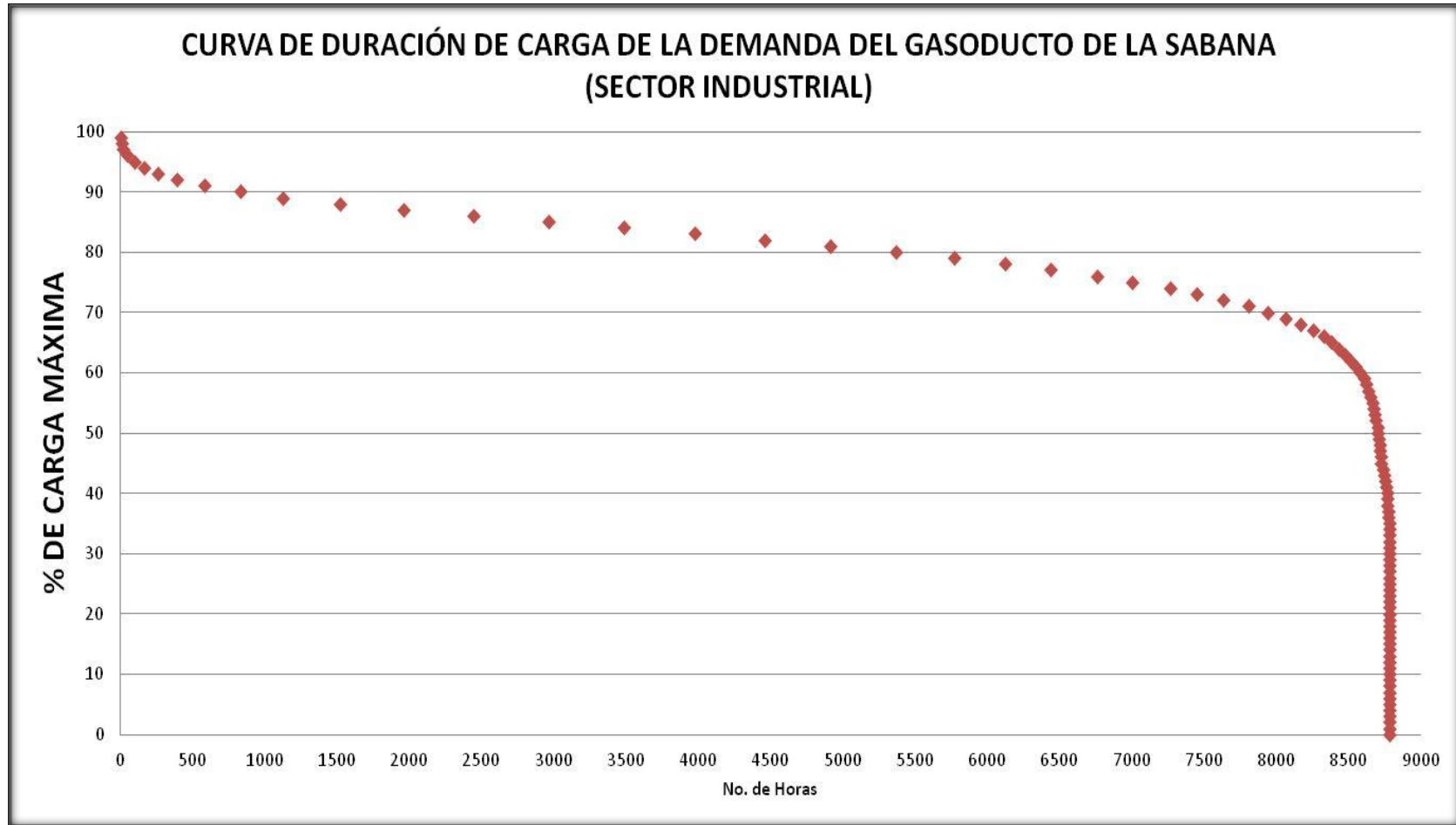
<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
34%	2	0,68	65	8384	
35%	6	2,1	64	8429	
36%	3	1,08	63	8473	
37%	3	1,11	62	8512	
38%	1	0,38	61	8551	
39%	3	1,17	60	8575	97,62%
40%	4	1,6	59	8604	
41%	6	2,46	58	8621	
42%	9	3,78	57	8638	
43%	7	3,01	56	8651	
44%	12	5,28	55	8664	
45%	3	1,35	54	8676	
46%	4	1,84	53	8683	
47%	7	3,29	52	8687	
48%	4	1,92	51	8700	
49%	5	2,45	50	8705	99,10%
50%	5	2,5	49	8710	
51%	13	6,63	48	8714	
52%	4	2,08	47	8721	
53%	7	3,71	46	8725	
54%	12	6,48	45	8728	
55%	13	7,15	44	8740	
56%	13	7,28	43	8747	
57%	17	9,69	42	8756	
58%	17	9,86	41	8762	
59%	29	17,11	40	8766	99,80%
60%	24	14,4	39	8769	
61%	39	23,79	38	8770	
62%	39	24,18	37	8773	
63%	44	27,72	36	8776	
64%	45	28,8	35	8782	
65%	58	37,7	34	8784	
66%	67	44,22	33	8784	
67%	89	59,63	32	8784	
68%	101	68,68	31	8784	
69%	125	86,25	30	8784	100,00%

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
70%	132	92,4	29	8784	
71%	179	127,09	28	8784	
72%	185	133,2	27	8784	
73%	183	133,59	26	8784	
74%	259	191,66	25	8784	
75%	244	183	24	8784	
76%	321	243,96	23	8784	
77%	317	244,09	22	8784	
78%	349	272,22	21	8784	
79%	406	320,74	20	8784	100,00%
80%	454	363,2	19	8784	
81%	457	370,17	18	8784	
82%	480	393,6	17	8784	
83%	495	410,85	16	8784	
84%	518	435,12	15	8784	
85%	521	442,85	14	8784	
86%	482	414,52	13	8784	
87%	439	381,93	12	8784	
88%	395	347,6	11	8784	
89%	298	265,22	10	8784	100,00%
90%	245	220,5	9	8784	
91%	193	175,63	8	8784	
92%	132	121,44	7	8784	
93%	90	83,7	6	8784	
94%	71	66,74	5	8784	
95%	48	45,6	4	8784	
96%	28	26,88	3	8784	
97%	11	10,67	2	8784	
98%	6	5,88	1	8784	
99%	3	2,97	0	8784	100,00%
100%	3	3			
		7051,38			

Fuente: Autor del Proyecto

**FACTOR DE CARGA 80.28%**

Gráfica 49. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector industrial)



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis:

- El Factor de Carga del sector Industrial del Gasoducto de La Sabana es del **80.28%**, lo que nos indica que está bien utilizado y optimizado el sistema, ya que está por encima del 80%.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 90% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 830 Horas transcurridas, lo que equivale al 9.45% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 80% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 5,369 Horas transcurridas, lo que equivale al 61.12% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 70% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 7,944 Horas transcurridas, lo que equivale al 90.44% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 60% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 8,575 Horas transcurridas, lo que equivale al 97.62% del total de las horas del periodo analizado.

Se calcula el Factor de Carga, y se determina la Curva de Duración de Carga, para el sector Residencial del Gasoducto de La Sabana, detallado en la Tabla 10 y Gráfica 50.

**Tabla 10 Factor de carga del sector residencial del gasoducto la Sabana**

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
			99	8	
1%	8	0,08	98	22	
2%	7	0,14	97	34	
3%	1	0,03	96	94	
4%	6	0,24	95	159	
5%	13	0,65	94	248	
6%	7	0,42	93	338	
7%	13	0,91	92	425	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
8%	15	1,2	91	509	
9%	41	3,69	90	574	6,53%
10%	56	5,6	89	644	
11%	86	9,46	88	718	
12%	107	12,84	87	820	
13%	144	18,72	86	923	
14%	194	27,16	85	1023	
15%	182	27,3	84	1140	
16%	213	34,08	83	1236	
17%	169	28,73	82	1333	
18%	165	29,7	81	1436	
19%	131	24,89	80	1541	17,54%
20%	100	20	79	1672	
21%	84	17,64	78	1820	
22%	94	20,68	77	1942	
23%	90	20,7	76	2062	
24%	91	21,84	75	2167	
25%	69	17,25	74	2233	
26%	67	17,42	73	2335	
27%	69	18,63	72	2404	
28%	80	22,4	71	2460	
29%	54	15,66	70	2524	28,73%
30%	92	27,6	69	2609	
31%	110	34,1	68	2697	
32%	86	27,52	67	2818	
33%	88	29,04	66	2965	
34%	68	23,12	65	3104	
35%	67	23,45	64	3268	
36%	66	23,76	63	3456	
37%	45	16,65	62	3665	
38%	58	22,04	61	3887	
39%	44	17,16	60	4074	46,38%
40%	61	24,4	59	4220	
41%	53	21,73	58	4357	
42%	64	26,88	57	4474	
43%	62	26,66	56	4552	
44%	80	35,2	55	4630	
45%	108	48,6	54	4695	
46%	81	37,26	53	4749	

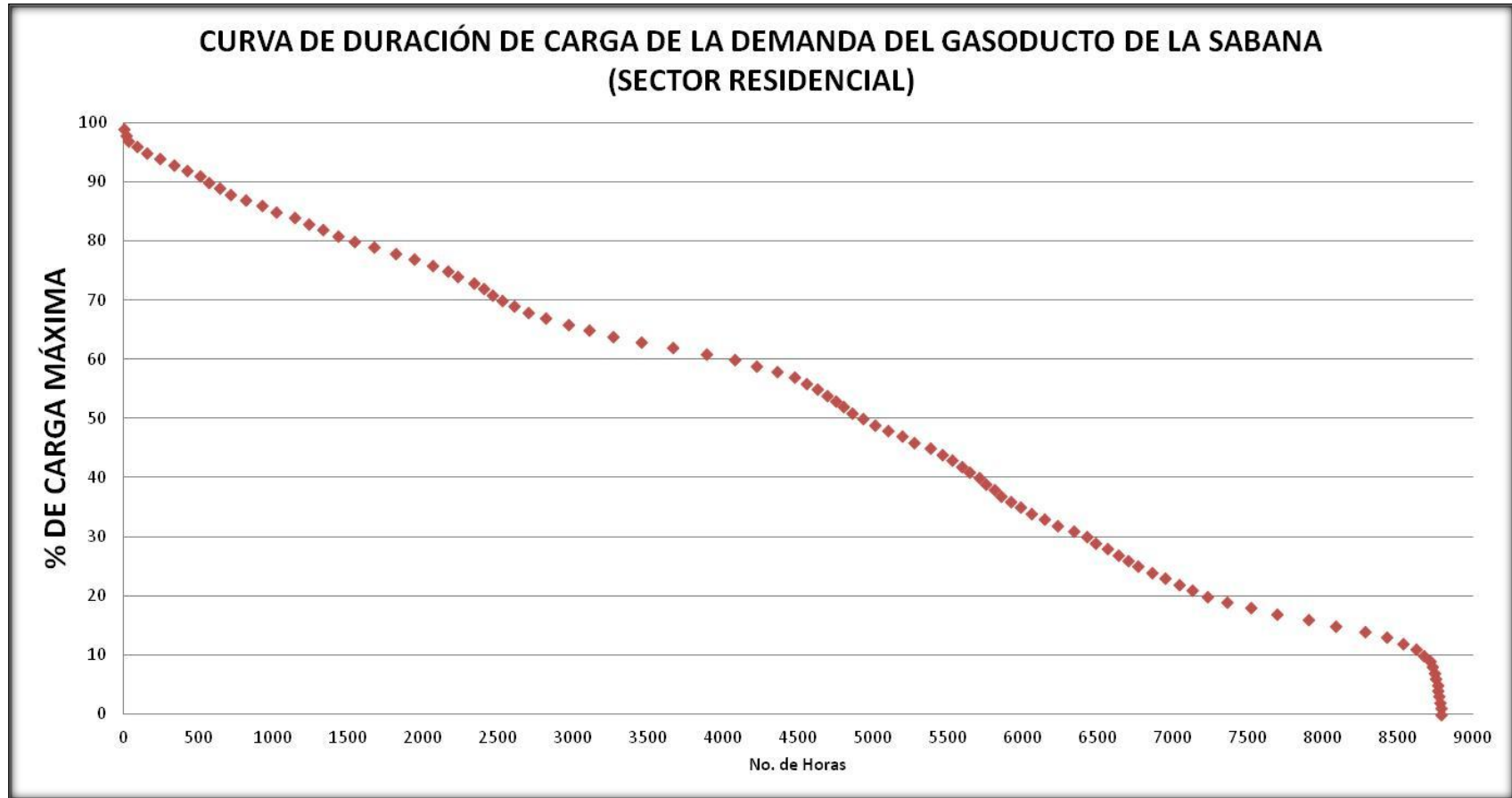
<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
47%	94	44,18	52	4801	
48%	91	43,68	51	4859	
49%	78	38,22	50	4932	56,15%
50%	73	36,5	49	5010	
51%	58	29,58	48	5101	
52%	52	27,04	47	5195	
53%	54	28,62	46	5276	
54%	65	35,1	45	5384	
55%	78	42,9	44	5464	
56%	78	43,68	43	5526	
57%	117	66,69	42	5590	
58%	137	79,46	41	5643	
59%	146	86,14	40	5704	64,94%
60%	187	112,2	39	5748	
61%	222	135,42	38	5806	
62%	209	129,58	37	5851	
63%	188	118,44	36	5917	
64%	164	104,96	35	5984	
65%	139	90,35	34	6052	
66%	147	97,02	33	6140	
67%	121	81,07	32	6226	
68%	88	59,84	31	6336	
69%	85	58,65	30	6428	73,18%
70%	64	44,8	29	6482	
71%	56	39,76	28	6562	
72%	69	49,68	27	6631	
73%	102	74,46	26	6698	
74%	66	48,84	25	6767	
75%	105	78,75	24	6858	
76%	120	91,2	23	6948	
77%	122	93,94	22	7042	
78%	148	115,44	21	7126	
79%	131	103,49	20	7226	82,26%
80%	105	84	19	7357	
81%	103	83,43	18	7522	
82%	97	79,54	17	7691	
83%	96	79,68	16	7904	
84%	117	98,28	15	8086	
85%	100	85	14	8280	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
86%	103	88,58	13	8424	
87%	102	88,74	12	8531	
88%	74	65,12	11	8617	
89%	70	62,3	10	8673	98,74%
90%	65	58,5	9	8714	
91%	84	76,44	8	8729	
92%	87	80,04	7	8742	
93%	90	83,7	6	8749	
94%	89	83,66	5	8762	
95%	65	61,75	4	8768	
96%	60	57,6	3	8769	
97%	12	11,64	2	8776	
98%	14	13,72	1	8784	
99%	5	4,95	0	8784	100,00%
100%	3	3			
		4562,58			

Fuente: Autor del Proyecto

**FACTOR DE CARGA 51.94%**

Gráfica 50 Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector residencial)



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis:

- El Factor de Carga para el sector Residencial del Gasoducto de La Sabana es del **51.94%**, lo que nos indica que esta sub-utilizado el sistema, ya que esta levemente por encima de la mitad de la capacidad del sistema y no se utiliza el 100% de la capacidad durante todo el año o durante las 8.784 horas.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 90% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 574 Horas transcurridas, lo que equivale al 6.53% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 80% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 1,541 Horas transcurridas, lo que equivale al 17.54% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 70% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 2,524 Horas transcurridas, lo que equivale al 28.73% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 60% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 4,074 Horas transcurridas, lo que equivale al 46.38% del total de las horas del periodo analizado.

Se calcula el Factor de Carga, y se determina la Curva de Duración de Carga, para el sector GNV del Gasoducto de La Sabana, detallado en la Tabla 11 y Gráfica 51.

**Tabla 11. Factor de carga del sector GNV del gasoducto la Sabana**

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
			99	1	
1%	1	0,01	98	3	
2%	7	0,14	97	4	
3%	5	0,15	96	4	
4%	14	0,56	95	9	
5%	60	3	94	9	
6%	81	4,86	93	14	
7%	123	8,61	92	17	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
8%	139	11,12	91	23	
9%	172	15,48	90	25	0,28%
10%	178	17,8	89	30	
11%	181	19,91	88	38	
12%	170	20,4	87	41	
13%	170	22,1	86	49	
14%	141	19,74	85	56	
15%	111	16,65	84	66	
16%	125	20	83	75	
17%	134	22,78	82	86	
18%	94	16,92	81	101	
19%	97	18,43	80	114	1,30%
20%	77	15,4	79	138	
21%	99	20,79	78	156	
22%	94	20,68	77	178	
23%	84	19,32	76	210	
24%	81	19,44	75	238	
25%	68	17	74	279	
26%	86	22,36	73	313	
27%	82	22,14	72	359	
28%	92	25,76	71	412	
29%	87	25,23	70	460	5,24%
30%	78	23,4	69	533	
31%	110	34,1	68	628	
32%	109	34,88	67	739	
33%	121	39,93	66	827	
34%	112	38,08	65	907	
35%	118	41,3	64	996	
36%	135	48,6	63	1119	
37%	133	49,21	62	1280	
38%	120	45,6	61	1429	
39%	122	47,58	60	1592	18,12%
40%	142	56,8	59	1764	
41%	126	51,66	58	1931	
42%	128	53,76	57	2103	
43%	158	67,94	56	2281	
44%	131	57,64	55	2462	
45%	143	64,35	54	2651	
46%	141	64,86	53	2840	

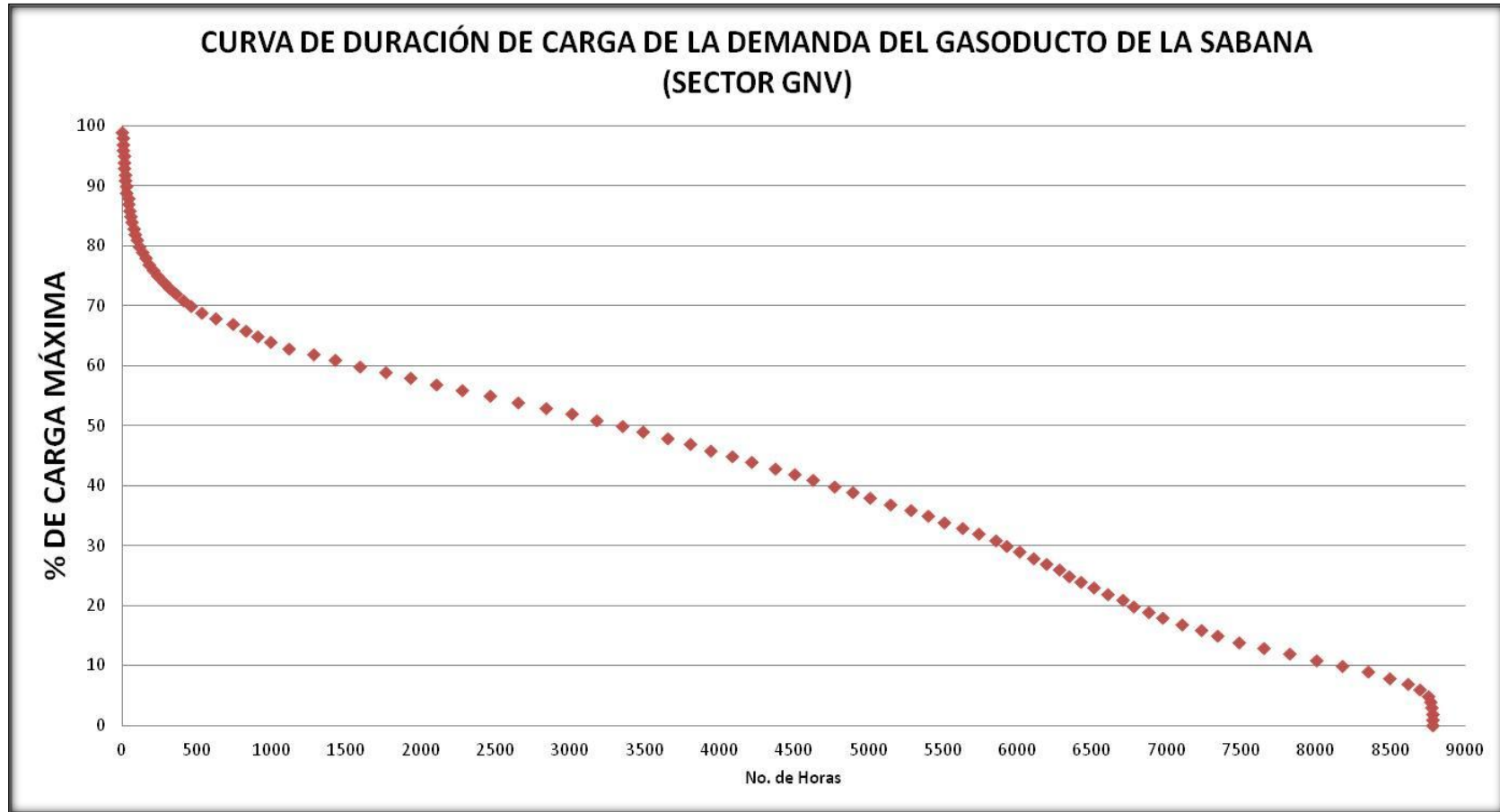
<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
47%	148	69,56	52	3013	
48%	169	81,12	51	3176	
49%	137	67,13	50	3350	38,14%
50%	174	87	49	3487	
51%	163	83,13	48	3656	
52%	173	89,96	47	3804	
53%	189	100,17	46	3945	
54%	189	102,06	45	4088	
55%	181	99,55	44	4219	
56%	178	99,68	43	4377	
57%	172	98,04	42	4505	
58%	167	96,86	41	4631	
59%	172	101,48	40	4773	54,34%
60%	163	97,8	39	4895	
61%	149	90,89	38	5015	
62%	161	99,82	37	5148	
63%	123	77,49	36	5283	
64%	89	56,96	35	5401	
65%	80	52	34	5513	
66%	88	58,08	33	5634	
67%	111	74,37	32	5743	
68%	95	64,6	31	5853	
69%	73	50,37	30	5931	67,52%
70%	48	33,6	29	6018	
71%	53	37,63	28	6110	
72%	46	33,12	27	6192	
73%	34	24,82	26	6278	
74%	41	30,34	25	6346	
75%	28	21	24	6427	
76%	32	24,32	23	6511	
77%	22	16,94	22	6605	
78%	18	14,04	21	6704	
79%	24	18,96	20	6781	77,20%
80%	13	10,4	19	6878	
81%	15	12,15	18	6972	
82%	11	9,02	17	7106	
83%	9	7,47	16	7231	
84%	10	8,4	15	7342	
85%	7	5,95	14	7483	

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
86%	8	6,88	13	7653	
87%	3	2,61	12	7823	
88%	8	7,04	11	8004	
89%	5	4,45	10	8182	93,15%
90%	2	1,8	9	8354	
91%	6	5,46	8	8493	
92%	3	2,76	7	8616	
93%	5	4,65	6	8697	
94%	0	0	5	8757	
95%	5	4,75	4	8771	
96%	0	0	3	8776	
97%	1	0,97	2	8783	
98%	2	1,96	1	8784	
99%	0	0	0	8784	100,00%
100%	1	1			
		3517,08			

Fuente: Autor del Proyecto

**FACTOR DE CARGA 40.04%**

Gráfica 51. Curva de duración de carga de la demanda del gasoducto de la sabana (sector GNV)"



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis:

- El Factor de Carga para el sector GNV del Gasoducto de La Sabana es del **40.04%**, lo que nos indica que esta sub-utilizado el sistema, ya que esta levemente por encima de la mitad de la capacidad del sistema y no se utiliza el 100% de la capacidad durante todo el año o durante las 8.784 horas.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 90% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 25 Horas transcurridas, lo que equivale al 0.28% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 80% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 114 Horas transcurridas, lo que equivale al 1.30% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 70% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 460 Horas transcurridas, lo que equivale al 5.24% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 60% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 1,592 Horas transcurridas, lo que equivale al 18.12% del total de las horas del periodo analizado.

Se calcula el Factor de Carga, y se determina la Curva de Duración de Carga, para la ciudad de Bogotá, detallado en la Tabla 12 y Gráfica 52.

**Tabla 12. Factor de carga de Bogotá**

% DE CARGA MÁXIMA	FRECUENCIA (No. Horas)	RELACIÓN DE FRECUENCIA	% DE CARGA MÁXIMA	HORAS ACUMULADAS	% DE HORAS DEL PERIODO
			99	5	
1%	11	0,11	98	22	
2%	4	0,08	97	34	
3%	6	0,18	96	76	
4%	6	0,24	95	147	
5%	11	0,55	94	231	
6%	10	0,6	93	320	
7%	15	1,05	92	415	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
8%	16	1,28	91	509	
9%	44	3,96	90	583	6,64%
10%	65	6,5	89	644	
11%	84	9,24	88	726	
12%	116	13,92	87	825	
13%	148	19,24	86	940	
14%	194	27,16	85	1035	
15%	195	29,25	84	1159	
16%	200	32	83	1243	
17%	164	27,88	82	1357	
18%	162	29,16	81	1455	
19%	121	22,99	80	1567	17,84%
20%	97	19,4	79	1694	
21%	82	17,22	78	1833	
22%	92	20,24	77	1953	
23%	99	22,77	76	2077	
24%	90	21,6	75	2178	
25%	70	17,5	74	2248	
26%	75	19,5	73	2327	
27%	73	19,71	72	2402	
28%	65	18,2	71	2461	
29%	70	20,3	70	2516	28,64%
30%	101	30,3	69	2595	
31%	92	28,52	68	2690	
32%	82	26,24	67	2807	
33%	72	23,76	66	2953	
34%	75	25,5	65	3089	
35%	70	24,5	64	3256	
36%	64	23,04	63	3435	
37%	53	19,61	62	3659	
38%	51	19,38	61	3873	
39%	49	19,11	60	4047	46,07%
40%	53	21,2	59	4208	
41%	63	25,83	58	4346	
42%	57	23,94	57	4467	
43%	68	29,24	56	4540	
44%	73	32,12	55	4625	
45%	93	41,85	54	4681	
46%	89	40,94	53	4736	

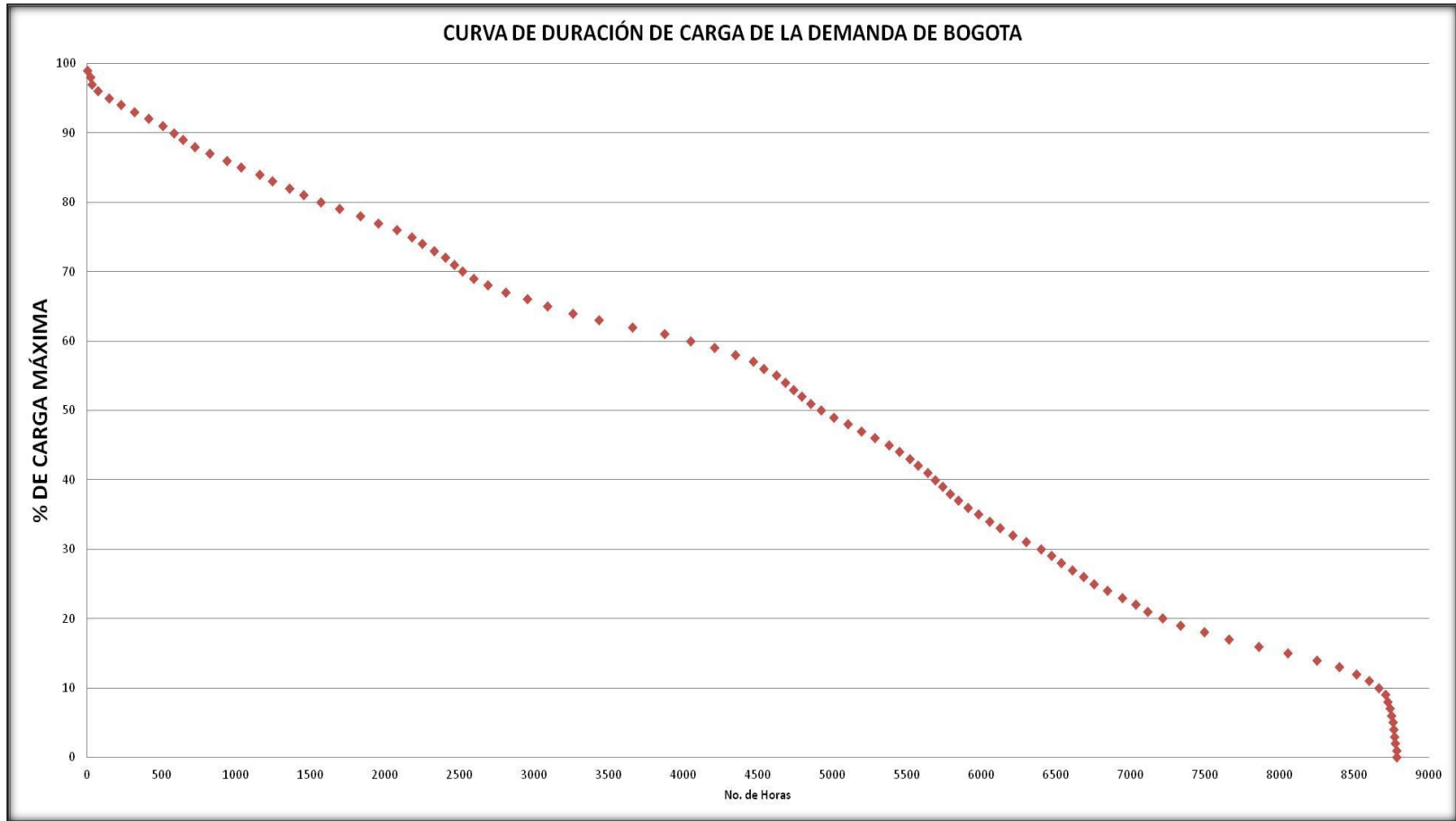
<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
47%	93	43,71	52	4794	
48%	93	44,64	51	4853	
49%	87	42,63	50	4921	56,02%
50%	68	34	49	5008	
51%	59	30,09	48	5101	
52%	58	30,16	47	5194	
53%	55	29,15	46	5283	
54%	56	30,24	45	5376	
55%	85	46,75	44	5449	
56%	73	40,88	43	5517	
57%	121	68,97	42	5574	
58%	138	80,04	41	5637	
59%	161	94,99	40	5690	64,78%
60%	174	104,4	39	5739	
61%	214	130,54	38	5790	
62%	224	138,88	37	5843	
63%	179	112,77	36	5907	
64%	167	106,88	35	5977	
65%	136	88,4	34	6052	
66%	146	96,36	33	6124	
67%	117	78,39	32	6206	
68%	95	64,6	31	6298	
69%	79	54,51	30	6399	72,85%
70%	55	38,5	29	6469	
71%	59	41,89	28	6534	
72%	75	54	27	6607	
73%	79	57,67	26	6682	
74%	70	51,8	25	6752	
75%	101	75,75	24	6842	
76%	124	94,24	23	6941	
77%	120	92,4	22	7033	
78%	139	108,42	21	7115	
79%	127	100,33	20	7212	82,10%
80%	112	89,6	19	7333	
81%	98	79,38	18	7495	
82%	114	93,48	17	7659	
83%	84	69,72	16	7859	
84%	124	104,16	15	8054	
85%	95	80,75	14	8248	

<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>FRECUENCIA (No. Horas)</b>	<b>RELACIÓN DE FRECUENCIA</b>	<b>% DE CARGA MÁXIMA</b>	<b>HORAS ACUMULADAS</b>	<b>% DE HORAS DEL PERIODO</b>
86%	115	98,9	13	8396	
87%	99	86,13	12	8512	
88%	82	72,16	11	8596	
89%	61	54,29	10	8661	98,60%
90%	74	66,6	9	8705	
91%	94	85,54	8	8721	
92%	95	87,4	7	8736	
93%	89	82,77	6	8746	
94%	84	78,96	5	8757	
95%	71	67,45	4	8763	
96%	42	40,32	3	8769	
97%	12	11,64	2	8773	
98%	17	16,66	1	8784	
99%	2	1,98	0	8784	100,00%
100%	3	3			
		4554,78			

Fuente: Autor del Proyecto

### **FACTOR DE CARGA 51.85%**

**Gráfica 52. Curva de duración de carga de la demanda de Bogotá**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis:

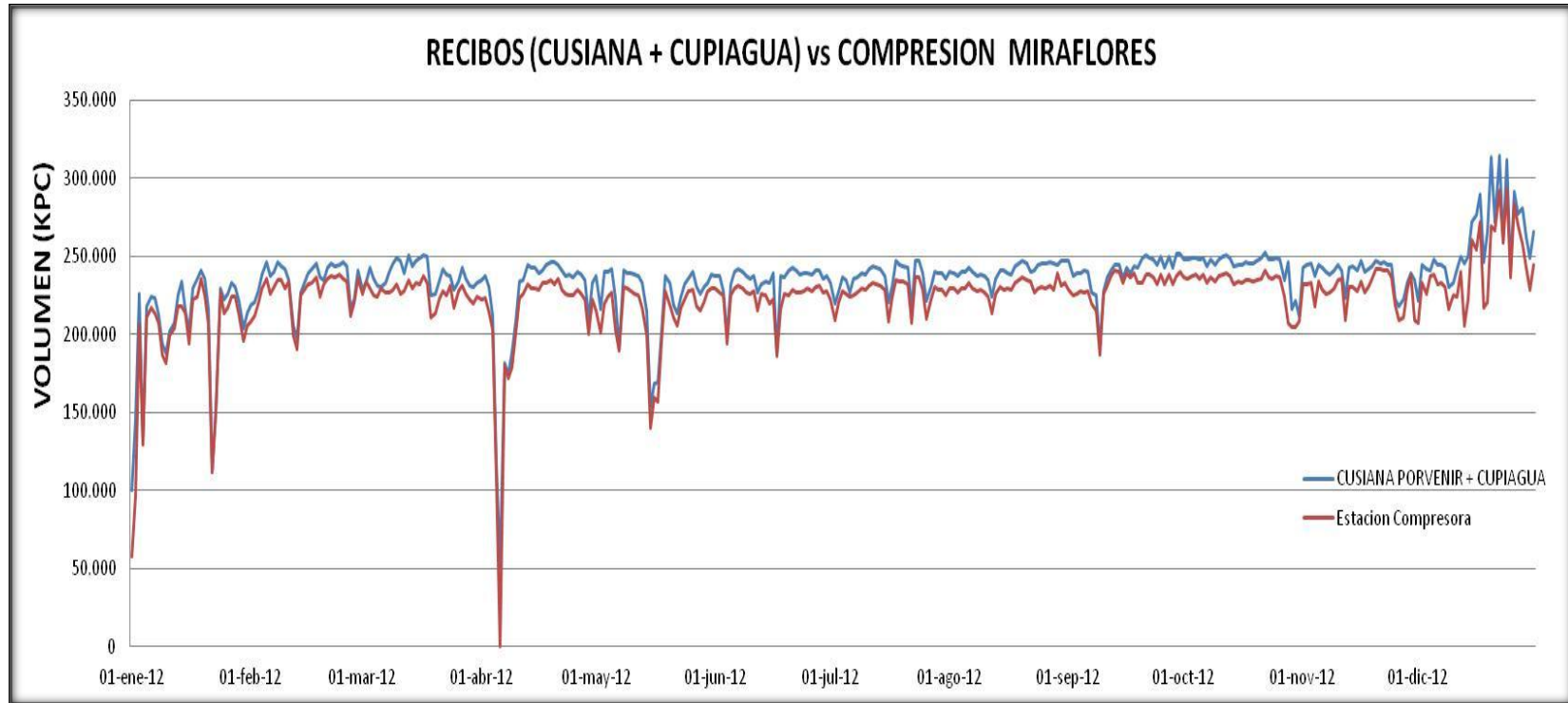
- El Factor de Carga de Bogotá es del **51.85%**, lo que nos indica que esta sub-utilizado el sistema, ya que esta levemente por encima de la mitad de la capacidad del sistema y no se utiliza el 100% de la capacidad durante todo el año o durante las 8.784 horas.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 90% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 583 Horas transcurridas, lo que equivale al 6.64% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 80% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 1,567 Horas transcurridas, lo que equivale al 17.84% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 70% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 2,516 Horas transcurridas, lo que equivale al 28.64% del total de las horas del periodo analizado.
- La Curva de Duración de Carga, nos permite observar que el 60% de la Carga Máxima del sistema, se obtiene a las 4,047 Horas transcurridas, lo que equivale al 46.07% del total de las horas del periodo analizado.

### **3. RECIBOS DEL CAMPO CUSIANA Y CUIAGUA AL SISTEMA DE GASODUCTO CUSIANA - PORVENIR Y LA RELACIÓN CON LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES.**

En este documento también se tiene contemplado el comportamiento diario de los recibos de gas al sistema nacional de transporte, recordemos que el Gasoducto de La Sabana es alimentado con Gas proveniente de los Campos de producción de Cusiana y Cuiagua, por lo anterior es importante conocer su comportamiento y cómo influye en los recibos o en los consumos del Gasoducto de La Sabana, adicionalmente al gas de Recibo se tiene la estación compresora de Miraflores, que prácticamente la función es incrementar o levantar las presiones de acuerdo a la presión y volumen de entrada.

Por lo anterior y de acuerdo a los reportes de los computadores de flujo suministrados por la Empresa Transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, se diseñó los siguientes gráficos, lo cuales podemos ver a continuación;

**Gráfica 53. Recibos (Cusiana + Cupiagua) vs Compresión Miraflores**



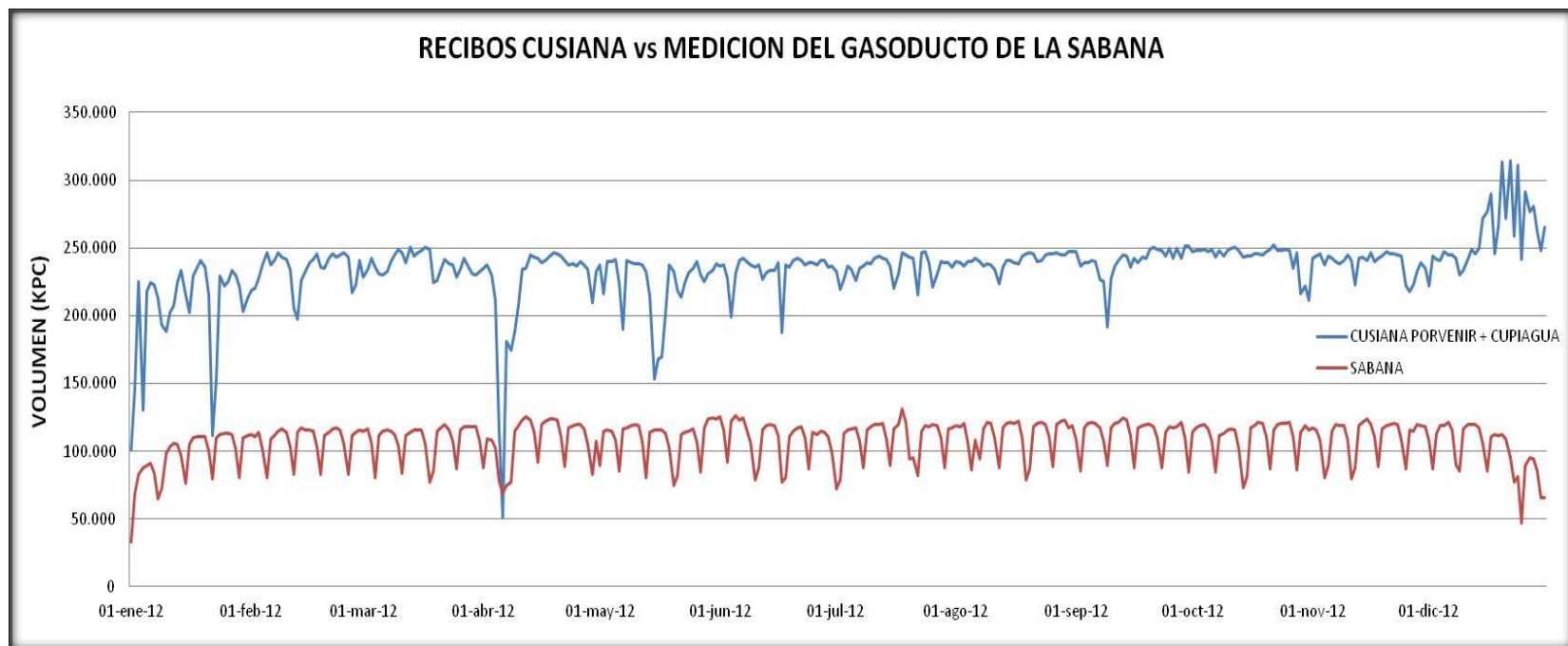
Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Podemos analizar que el comportamiento del Volumen de Gas Recibo (Cusiana + Cupiagua), tienen el mismo comportamiento al volumen de descarga de la estación compresora de Miraflores, aclarando que este último está desfasado por unos cuantos miles de KPC, aproximadamente entre 10,000 y 12,000 KPC y esto es debido a que entre la brida de recibo y la estación compresora existe un City Gate que consume entre 7.000 y 8.000 KPC,

adicionalmente a este volumen se tendría que adicionar el mismo volumen de Combustible, que consume la misma Estación compresora.

También podemos analizar que en los primeros días de Abril, hubo un mantenimiento en las plantas de producción de Cusiana, por lo que se observa la caída en los recibos y en el volumen de descarga de la Estación.

**Gráfica 54 "Recibos Cusiana vs Medición del Gasoducto de la Sabana"**

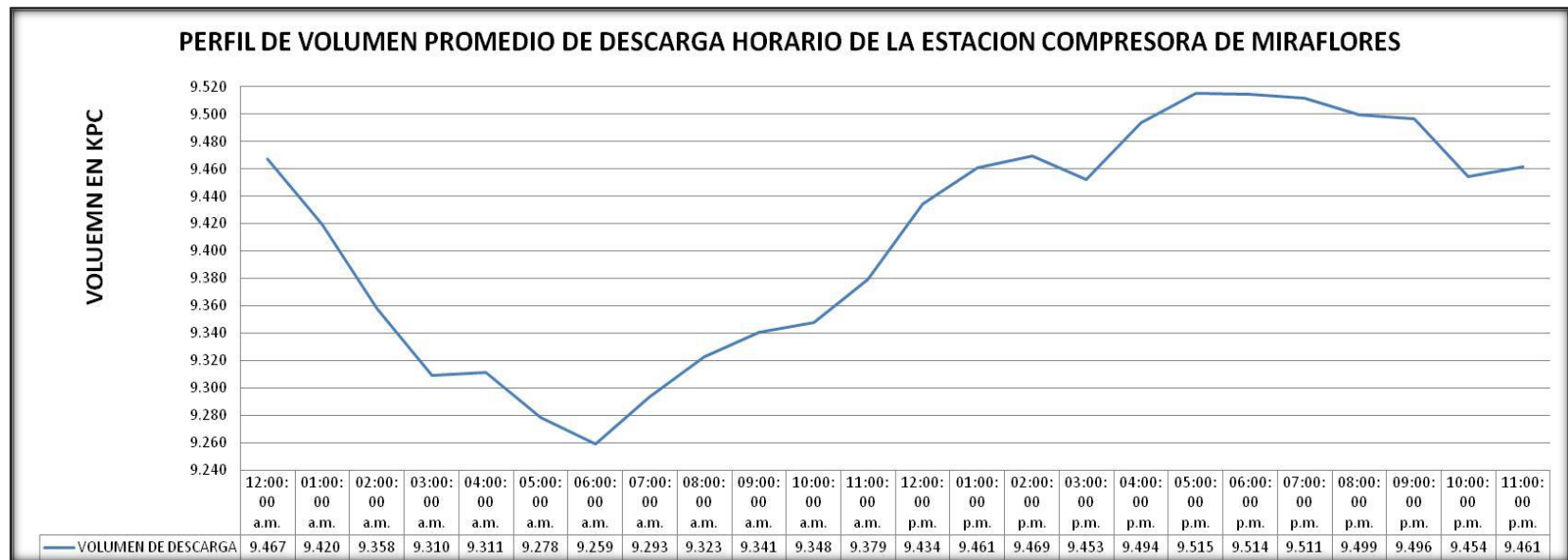


Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: Podemos observar que el comportamiento del Volumen de Recibo es muy inestable y variable, mientras el perfil de consumo del Gasoducto de la Sabana es muy claro y estable, exceptuando algunas semanas como las primeras de Enero, las de Abril y las de Diciembre, las cuales ya fueron analizadas en su momento.

Por otro lado se puede analizar que no hay una relación entre los Recibos y el consumo del Gasoducto de La Sabana, a excepción de los primeros días de abril, cuando salió a mantenimiento las plantas de Cusiana, en donde se observa la caída de ambos perfiles. (Recibos de Cusiana + Cupiagua VS Perfil de Consumo de La Sabana)

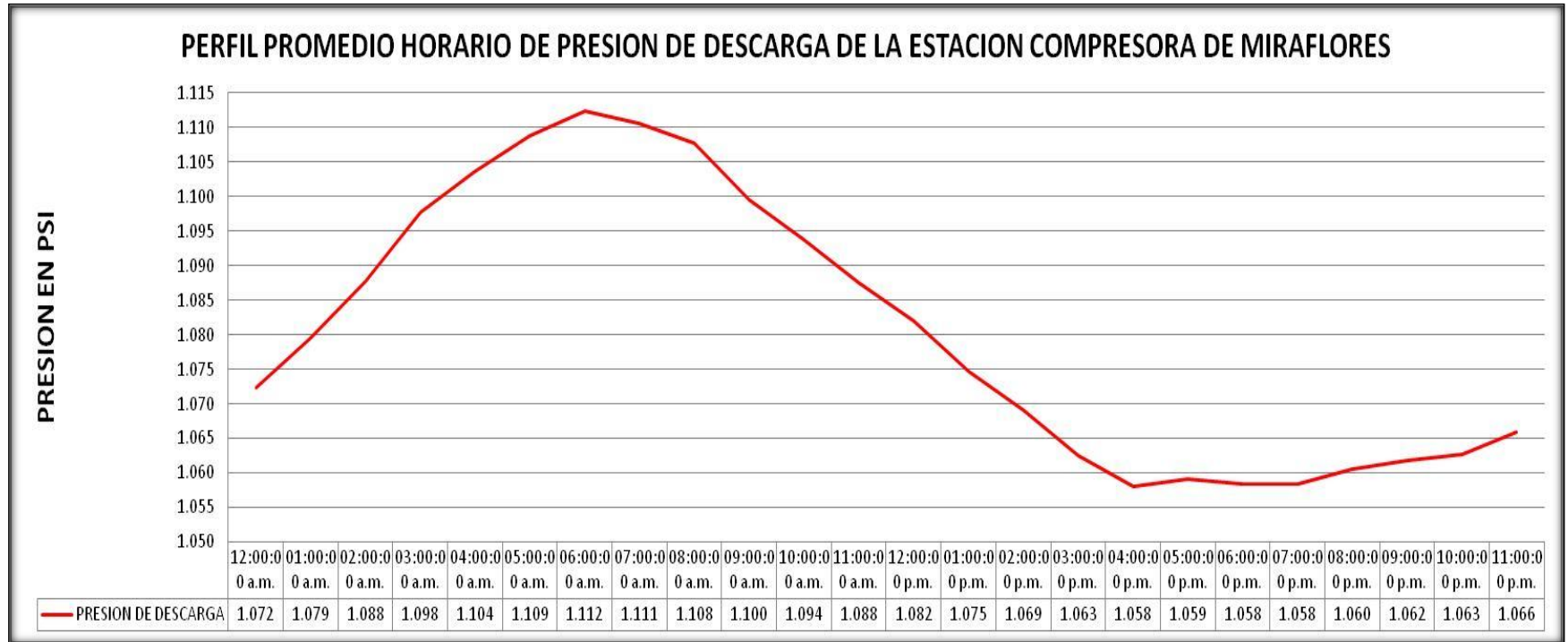
**Gráfica 55. Perfil de volumen promedio de descarga horario de la Estación Compresora de Miraflores"**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: En la Gráfica 55 podemos observar que el comportamiento del Volumen Promedio de Descarga Horario de la estación compresora de Miraflores, la cual va desde las 12:00 AM hasta las 11:00 PM, con un promedio de 9.467 a 9,461 KPC respectivamente, registrando el promedio más alto a las 05:PM con 9,515 KPC y registrando un volumen promedio más bajo a las 06:00AM con 9,259 KPC.

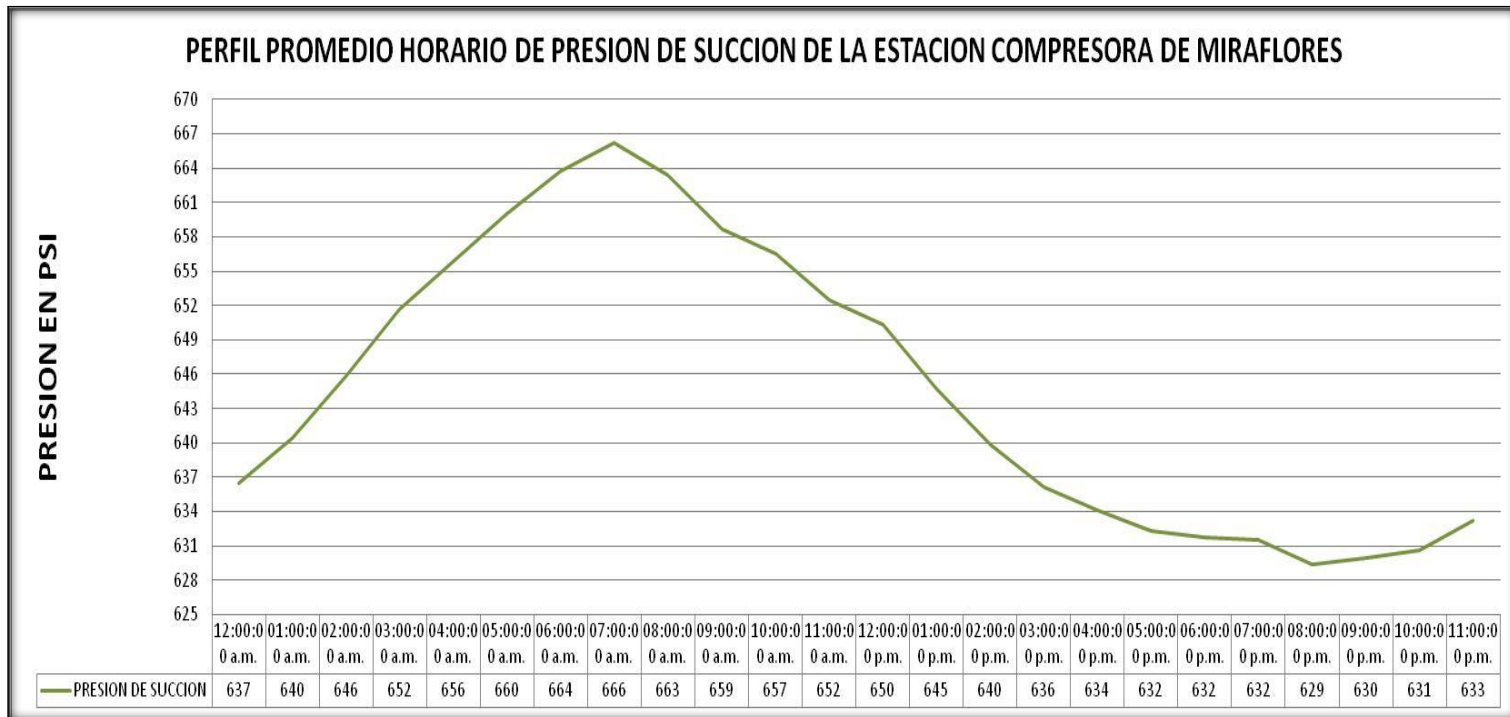
**Gráfica 56. Perfil promedio horario de presión de descarga de la Estación Compresora de Miraflores"**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: En la Gráfica 56 podemos observar que el comportamiento del Promedio Horario de Presión de Descarga de la Estación Compresora de Miraflores, la cual va desde las 12:00 AM hasta las 11:00 PM, con un promedio de 1,072 a 1,066 PSI respectivamente, registrando el promedio más alto a las 06:AM con 1,112 PSI y registrando la presión promedio más bajo a las 04:00 PM con 1,058 PSI.

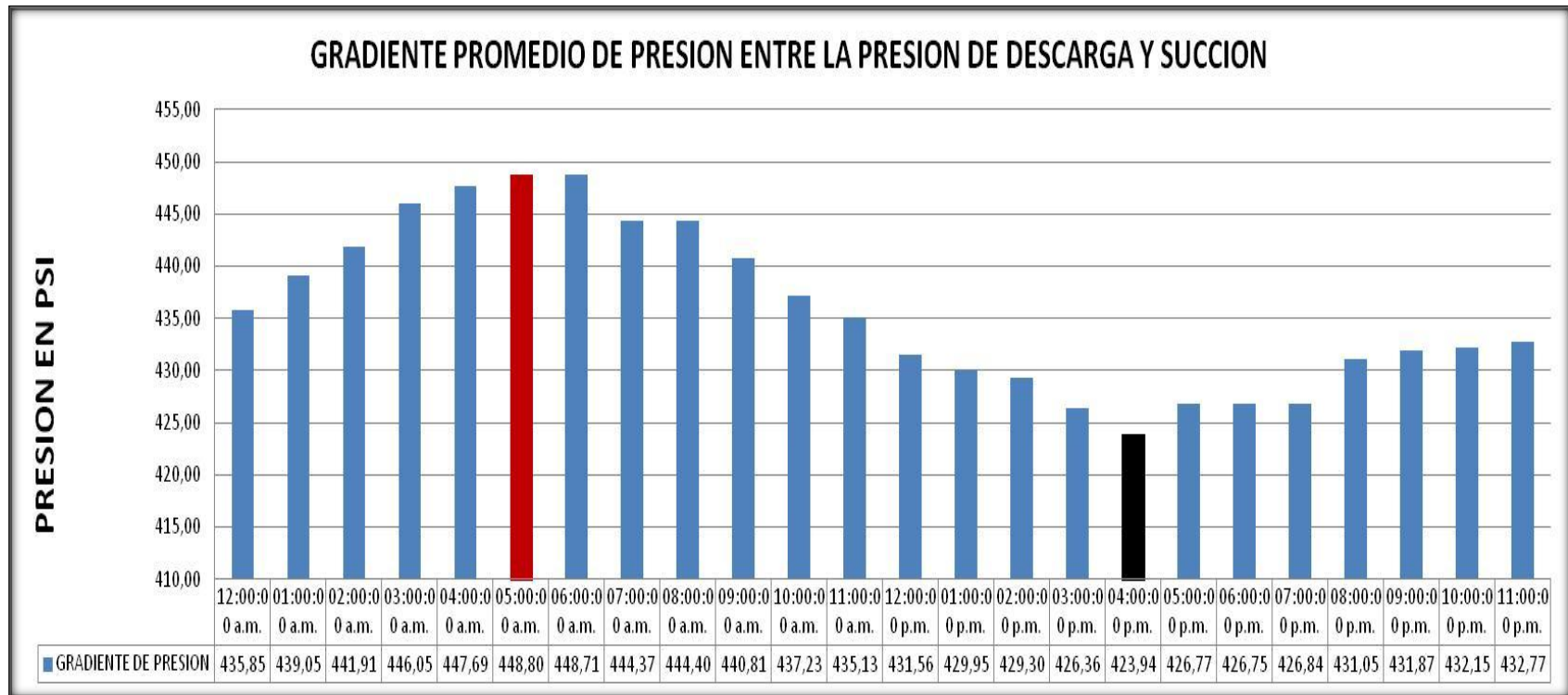
**Gráfica 57. Perfil promedio horario de presión de succión de la Estación Compresora de Miraflores**



Fuente: Autor del Proyecto

Análisis: En la Gráfica 57 podemos observar que el comportamiento del Promedio Horario de Presión de Succión de la Estación Compresora de Miraflores, la cual va desde las 12:00 AM hasta las 11:00 PM, con un promedio de 637 a 633 PSI respectivamente, registrando el promedio más alto a las 07:AM con 666 PSI y registrando la presión promedio más bajo a las 08:00 PM con 629 PSI.

**Gráfica 58 Gradiente promedio de presión entre la presión de descarga y succión**



Fuente: Autor del Proyecto

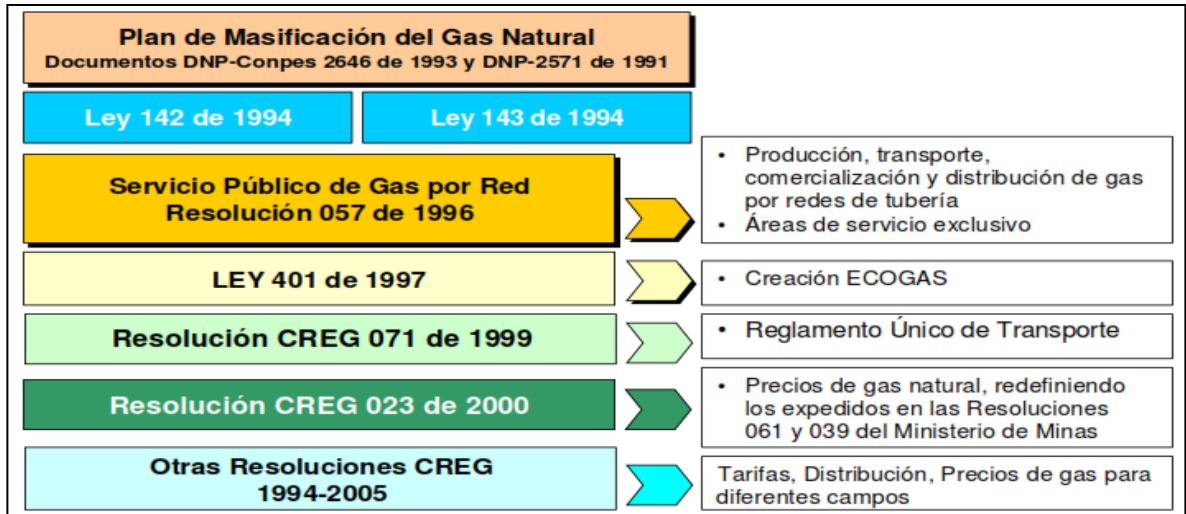
Análisis: En la Gráfica 58 podemos observar el gradiente de Presión a la cual la Estación compresora comprime, es decir el aumento promedio de la presión de descarga con relación a la presión succión, la cual va desde las 12:00 AM hasta las 11:00 PM, con un promedio de 435.85 a 432.77 PSI respectivamente, registrando el promedio más alto a las 05:00 AM con 448.80 PSI y registrando el gradiente promedio más bajo a las 04:00 PM con 423.94 PSI.

#### **4. DESCRIPCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA**

El interés del país por crear un mercado integrado eficiente de gas se ha visto reflejado en el amplio desarrollo normativo que se ha dado en los últimos años. El origen de dicho desarrollo se remonta al siglo pasado con la expedición del Plan Masificación de Gas Natural, Documentos DNP- CONPES 2646 de 1993 y DNP 2571 de 1991, en la que se plasma la hoja de ruta que debe seguir el gobierno nacional en este tema.

Posteriormente en el año de 1994, con la expedición de la Ley 142 o de Servicios Públicos, se sientan las bases del modelo regulatorio Colombiano, dado que se reestructuró la regulación del suministro de gas en sus actividades de transporte y distribución, más no en la actividad de producción, y especificó como una nueva actividad la de comercialización del producto al por mayor. La prioridad de la ley de servicios públicos era el logro de la eficiencia y la calidad en la prestación de tales servicios.

**Figura 4 Esquema regulatorio del sector de gas natural en Colombia**



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co>. Noviembre 2012

#### 4.1 EVOLUCIÓN DEL PLANEAMIENTO Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR DE GAS.

A continuación se muestra la activa participación que ha tenido el Gobierno Nacional en el desarrollo del sector del gas en Colombia.

**Tabla 13 Regulación aplicada al sector gas**

REGULACIÓN APLICADA AL SECTOR GAS.			
AÑO	NOMBRE	ENTIDAD	OBJETIVO
1986	Programa de Gas para el cambio	Gobierno Nacional	Acelerar la extensión del servicio de gas a los centros urbanos de esa región y a otros en las áreas cercanas a los campos de producción en el interior del país.
1991	CONPES N° 2571	Gobierno Nacional	Aprobación del “Programa para la Masificación del Consumo de Gas” para dar continuidad y profundizar el proceso de crecimiento del sector iniciado en el 86.

<b>REGULACIÓN APLICADA AL SECTOR GAS.</b>			
<b>AÑO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>ENTIDAD</b>	<b>OBJETIVO</b>
1993	CONPES N° 2646	Gobierno Nacional	Formulaba acciones concretas para la conformación de un sistema nacional de transporte de gas natural en lo que se denominó “ El Plan de Gas”
1994	Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142)	Gobierno Nacional	Definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas combustible (GN y GLP) como un servicio público. Surgió la CREG y las normas que rigen a los subsectores del gas natural y el GLP en cuanto a los precios del transporte y de la distribución del gas del gas natural y el GLP, así como aspectos técnicos referentes a la calidad.
1996 1998	Resolución CREG -057 y Resolución CREG -071	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Establecieron los límites para la integración tanto horizontal como vertical de las distintas actividades vinculadas al sector respectivamente.
1997	Ley 401 de 1997	Gobierno Nacional	Se crea la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas), empresa encargada de la coordinación del transporte de gas y nueva propietaria de los activos de transporte que hasta el momento hacían parte del patrimonio de ECOPETROL.
1997	Resolución CREG - 083 de 1997	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se establece la fórmula general de costos y las formulas tarifarias de las actividades de los comercializadores mayoristas y distribuidores de GLP.
1999	Resolución CREG - 071 de 1999	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Reglamento Único de Transporte, busca: - Asegurar acceso abierto y sin discriminación al SNT. - Crear las condiciones e

<b>REGULACIÓN APLICADA AL SECTOR GAS.</b>			
<b>AÑO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>ENTIDAD</b>	<b>OBJETIVO</b>
			instrucciones para la operación eficiente, económica y confiable del SNT. - Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas. - Estandarizar prácticas y terminología para la industria del gas. - Fijar normas de calidad del gas transportado.
2000	Resolución CREG - 001 de 2000	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del SNT
2000	Resolución CREG - 023 de 2000	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Libertad para determinar los precios en punto de entrada al sistema Nacional de Transporte.
2001	Ley 681 de 2001	Gobierno Nacional	En el artículo 13, se declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos propiedad de Ecopetrol
2007	Decreto 088 de 2007	Ministerio de Minas y Energía	Por la cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.
2007	Resolución CREG - 085 de 2007	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se modifican, aclaran y adicionan disposiciones de la resolución CREG -071 de 2006 y se dictan otras normas, sobre el cargo por confiabilidad.
2008	Decreto 2687 de 2008	Ministerio de Minas y Energía	Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas

<b>REGULACIÓN APLICADA AL SECTOR GAS.</b>			
<b>AÑO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>ENTIDAD</b>	<b>OBJETIVO</b>
			natural y se dictan otras disposiciones.
2008	Resolución CREG 177 de 2008	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se adicionan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan obligaciones de energía firme.
2008	Resolución CREG 095 de 2008	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de GN de que trata de Decreto 2687/08.
2009	Decreto 4500 de 19 de Noviembre de 2009	Ministerio de Minas y Energía	Señala que el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.
2009	Resolución CREG 137 de 2009	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del mercado mayorista de energía

Fuente: Autor del Proyecto

#### **4.2 CONSOLIDADO DE NORMAS EXPEDIDAS POR EL MINISTERIO SOBRE RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS.**

De acuerdo a la definición citada en el Decreto 880 de 2007, Racionamiento Programado de gas Natural: “Situación de déficit cuya duración sea determinable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos

energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda”<sup>9</sup>.

El Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía ha recurrido en los últimos años en muchas ocasiones a la definición anteriormente citada, a continuación se enumeran las resoluciones que se han sido emitidas por este organismos cuando el productor y/o distribuidor no ha podido suplir las cantidades demandadas.

**Tabla 14. Consolidado resoluciones mantenimiento programado emitidas por el MME.<sup>10</sup>**

FECHA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
29 Septiembre de 2009	Resolución N° 18-1654	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural, a partir de las 00:00 horas del día 30 de septiembre de 2009.
2 de Octubre de 2009	Resolución N° 18 1686	Por la cual se adiciona la Resolución 18 1654 de septiembre 29 de 2009. Que se hace necesario adicionar la Resolución 18 1654 del 28 de Septiembre de 2009 para asegurar la atención de los sectores señalados como prioritarios en dicha disposición, mientras subsistan las condiciones de déficit de gas natural y/o el país se encuentre bajo la ocurrencia del fenómeno climatológico denominado “Fenómeno del Pacifico”.
7 de Octubre de 2009	Resolución N° 18 1739	Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009, y 18 1686 de octubre 2 de 2009.
19 de Octubre de 2009	Resolución N° 18 1846	Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de Octubre 7 de 2009
11 de	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 18 1686 de

<sup>9</sup> Ministerio de Minas y Energía, Decreto Número 880, 21 de Marzo 2007.

<sup>10</sup> MME: Ministerio de Minas y Energía

<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Noviembre de 2009	N° 18 2003	2009 modificada por las resoluciones 18 1739 y 18 1846 de 2009
23 de Noviembre de 2009	Resolución N° 18 2074	Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009
16 de Diciembre de 2009	Resolución 18 2307	Por la cual se modifica la resolución 18 2074 de 2009
11 de Febrero de 2010	Resolución N° 18 0197	Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
12 de Febrero de 2010	Resolución N° 18 0212	Por la cual se modifica el Artículo 4 de la Resolución 18 1686 de 2009
11 de Marzo de 2010	Resolución N° 18 0394	Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
25 de Marzo de 2010	Resolución N° 18 0497	Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
6 de Abril de 2010	Resolución N° 18 0551	Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
12 de Abril de 2010	Resolución N° 18 0591	Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
2 de Junio de 2010	Resolución N° 18 0924	Por la cual se levantan unas medidas adoptadas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 y se dictan otras disposiciones.
18 Mayo de 2010	Resolución N° 18 0820	Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de

FECHA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
		2009
06 de Agosto de 2010	Resolución N° 18 1432	Por la cual se adoptan medidas dentro del Racionamiento Programado de gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009
25 de Octubre de 2010	Resolución N° 18 2025	Por la cual se declara el cese de Racionamiento Programados de gas Natural
07 de Abril de 2011	Resolución N° 18 0484	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de gas Natural.
19 de Abril de 2011	Resolución 18 0552	Por la cual se declara el cierre parcial del Racionamiento Programado De gas Natural declarado mediante Resolución 18 0484 de Abril 7 de 2011
18 de Julio de 2011	Resolución N° 18 1181	Por la cual se declara el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 0484 de 2011.
30 de Agosto de 2012	Resolución N° 18 1482	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y se Adoptan otras medidas
31 de Agosto de 2012	Resolución N° 18 1498	Por la cual se modifica la Resolución 18 1482 de 2012

Fuente: Autor del Proyecto

#### **4.3 DEBILIDADES EN MATERIA REGULATORIA.**

A pesar de los claros avances mencionados anteriormente en pro del establecimiento de una política de suministro confiable, tanto a nivel firme como interrumpible , aún queda mucho camino por recorrer antes de lograr establecer un marco regulatorio acorde con un crecimiento y expansión completo y eficiente con los mercados en crecimiento.

## CONCLUSIONES

Una vez realizado los análisis de las respectivas Gráficas, Figuras y Tablas que hacen parte de este trabajo de Monografía, en donde se logro realizar y determinar la caracterización de la Demanda o Consumo del Gasoducto de La Sabana tanto horaria, diarias y mensuales por cada tipo de sector, (Residencial, Industrial y GNV), adicionalmente se calculo y se determino el Factor de Carga y las Curvas de Duración de Carga para cada sector del Gasoducto de la Sabana, y finalmente se analizo la relación e incidencia de los recibos de producción de los campos de Cupiagua y Cusiana que ingresan al Sistema Nacional en el tramo Cusiana El Porvenir y el comportamiento del volumen de Descarga y Presiones de Succión y Descarga de la Estación Compresora de Miraflores.

Por lo anterior podemos concluir que;

- El consumo del gasoducto de la Sabana se desglosa por sectores, siendo el sector Residencial el más alto con un consumo promedio de 84,265 KPCD, seguido de la Industria con un promedio de consumo de 22,149 KPCD y finalmente el sector GNV en promedio consumo 1,293 KPC.
- El día de mayor consumo promedio para el sector Residencial son los Miércoles (90,567 KPCD) y el día de menor consumo promedio son los Domingos (60,022 KPCD).
- El día de mayor consumo promedio para el sector Industrial son los Jueves (22,553 KPCD) y el día de menor consumo promedio son los Domingos (19,833 KPCD).

- El día de mayor consumo promedio para el sector GNV son los Viernes (1,400 KPCD) y el día de menor consumo promedio son los Domingos (916 KPCD).
- La hora con el mayor consumo promedio para el sector Residencial es a las 12:00 PM (6,222 KPCD) y la hora con el menor de consumo promedio es a las 02:00 AM (879 KPCD).
- La hora con el mayor consumo promedio para el sector Industrial es a las 11:00 AM (987 KPCD) y la hora con el menor de consumo promedio es a las 01:00 AM (904 KPCD).
- La hora con el mayor consumo promedio para el sector GNV es a las 08:00 AM (99 KPCD) y la hora con el menor de consumo promedio es a las 01:00 AM (14 KPCD).
- El factor de carga con mejor porcentaje de utilización del sistema, lo tiene el sector Industrial con el 80.28%, seguido del Sector Residencial con el 51.94% y el GNV está de ultimo con el 40.04%, en general al unirlos en un solo sistema se obtiene el 57.32%, lo que genera una sub-estimación de la capacidad del gasoducto, puesto que no se aprovecha en su totalidad la capacidad de la misma.
- Al tomar como base el 70% de la carga máxima en las curvas de duración de carga para cada sector, solo el sector Industrial obtiene el 90.44% de las horas del periodo (7,944 horas), siendo consistente con el factor de carga, seguido y muy por debajo el sector Residencial con el 28.73% de las horas del periodo (2,524 horas) y por último el sector GNV con el 5.24% de las horas del periodo (460 horas).
- El volumen promedio de recibo de los campo de producción de Cusiana y Cupiagua que entran en el sistema nacional por el tramo Cusiana Porvenir es de

234.656 KPCD, registrando como el día de mayor recibo con 314,056 KPC el día 22 de diciembre/2012 y el día de menor recibo se obtuvo el 06 de abril con 50.750 KPC (Ese día se encontraba en mantenimiento el campo).

- La estación compresora de Miraflores comprime en promedio un volumen de descarga de 224,196 KPCD, registrando como el día de mayor compresión con 292,776 KPC el día 24 de diciembre/2012 y el día de menor compresión se obtuvo el 06 de abril con 50,750 KPC (Ese día se encontraba en mantenimiento el campo Cusiana).
- La hora promedio en la que se registra la máxima presión de descarga a la cual comprime la estación compresora de Miraflores es a las 06:00 AM (1,112 PSI) y la hora promedio en la que se registra la mínima presión de descarga es a las 07:00 PM (1,058 PSI).
- La hora promedio en la que se registra la máxima presión de succión a la cual le llega a la estación compresora de Miraflores es a las 07:00 AM (666 PSI) y la hora promedio en la que se registra la mínima presión de succión es a las 08:00 PM (629 PSI).
- La Estación compresora de Miraflores logra levantar o generar un diferencial de presión en promedio de 436 PSI

## BIBLIOGRAFÍA

- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- CONVERGENCIA DE LOS SECTORES ELECTRICIDAD Y GAS. [http://www.xm.com.co/Articulos%20y%20Reconocimientos/Microsoft%20Word%20-%20Conv\\_Gas\\_Elec\\_IAPGV1.pdf](http://www.xm.com.co/Articulos%20y%20Reconocimientos/Microsoft%20Word%20-%20Conv_Gas_Elec_IAPGV1.pdf). Enero 2006
- DIAGNOSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO. Trabajo para UPME. Contrato 042-410312-2009. Unión Temporal Universidad Nacional y fundación Bariloche Política Energética. <http://www1.upme.gov.co/downloads/enlacedepen.pdf>. 2009
- DIARIO EL ESPECTADOR. Reservas probadas de gas son suficientes para atender demanda por más de 8 años: UPME. <http://www.elespectador.com/economia/articulo-238433-reservas-probadas-de-gas-son-suficientes-atender-demanda-mas-de-8-anos-upme>. Diciembre 2010.
- EL GAS NATURAL EN COLOMBIA. [http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia\\_77.htm](http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-el-gas-natural-en-colombia_77.htm) I . Noviembre 2010
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL. [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)
- ESQUEMA REGULATORIO DEL SECTOR GAS NATURAL EN COLOMBIA. <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42581>

- ESTUDIO ANDESCO PROPUESTA DE SOLUCIONES ESTRUCTURALES A LA PROBLEMÁTICA ACTUAL DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.  
[http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Estudio\\_ANDESCO\\_Propuestas\\_estructurales\\_Gas\\_Natural\\_FINAL.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Estudio_ANDESCO_Propuestas_estructurales_Gas_Natural_FINAL.pdf).  
Noviembre 2008.
- GARCÍA GONZÁLEZ, Martha L. CARVAJAL ESCOBAR, Yesid. JIMÉNEZ, Henry. La gestión integrada de los recursos hídricos como estrategia de adaptación al cambio climático.  
<http://ingenieria.univalle.edu.co:8000/revistaingenieria/index.php/inymce/rt/captureCite/130/131>. Octubre 2011.
- LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y SUS RETOS DE COORDINACIÓN.  
<https://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/25a11.pdf>. Mayo 2007
- MEERHOFF, Erika. Análisis de los impactos causados por el Fenómeno Meteorológico el Niño 1997 - 1998 a escala regional y por países.  
<http://www.unesco.org/uy/phi/biblioteca/handle/123456789/468>. Diciembre 2008.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. REPÚBLICA DE COLOMBIA.  
[www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co)
- NATURGAS, Asociación Colombiana de Gas Natural. [www.naturgas.com.co](http://www.naturgas.com.co)
- PABÓN CAICEDO, José Daniel. El cambio climático y su manifestación en Colombia. Departamento de Geografía Universidad Nacional de Colombia.
- PROMIGAS. [www.promigas.com](http://www.promigas.com)

- PROYECCIÓN DEMANDA GAS NATURAL, [http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Demanda/GN/Gn\\_Sectores.pdf](http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Demanda/GN/Gn_Sectores.pdf)
- SANDOVAL, Ana María. Sector electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. Maestría Tesis, Universidad Nacional de Colombia.
- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS. Estudio sectorial gas natural y gas licuado de petróleo 2002-2006. [http://www.superservicios.gov.co/c/document\\_library/get\\_file?folderId=65121&name=DLFE-5875.pdf](http://www.superservicios.gov.co/c/document_library/get_file?folderId=65121&name=DLFE-5875.pdf). Septiembre 2007
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)
- UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA - UPME, La cadena de gas natural en Colombia. [http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf)
- VILLADA OQUENDO, Juan Gabriel. Análisis de la competencia y congestión en el mercado Colombiano de gas natural por medio de simulación. Maestría Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Septiembre 2012

## ANEXOS

### ANEXO A. GLOSARIO<sup>11</sup>

**CAPACIDAD MÁXIMA DE MEDIANO PLAZO – CMMP:** Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, 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. Esta definición es aplicable exclusivamente para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte de que trata la presente resolución.

**COMERCIALIZADOR DE GNCV:** Persona natural o jurídica que suministra gas natural comprimido para uso vehicular, GNCV, a través de estaciones de servicio. Para los efectos de este decreto el comercializador de GNCV se considerará un agente operacional.

**CONDICIÓN DE CONTRAFLUJO:** Es la condición en la cual hay transacciones comerciales en direcciones opuestas entre sí en un gasoducto del SNT. La condición de contraflujo debe garantizar que el flujo físico de gas contratado es posible en una dirección o en la otra del respectivo tramo de gasoducto sin requerir ampliación de la infraestructura existente. La Condición de contraflujo no debe afectar las especificaciones de calidad del servicio de aquellos remitentes que pactaron y perfeccionaron contratos con anterioridad a la solicitud de transporte que ocasiona el contraflujo.

---

<sup>11</sup> Definiciones Resolución CREG 071 de 1999 (RUT)

**CONDICIONES ESTÁNDAR:** Definen el pie (metro) cúbico estándar como el volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) contenido en un pie (metro) cúbico a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto), y a una temperatura de 60 °F (15.56 °C). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

**CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL -CNO-:** Cuerpo asesor creado por la Ley 401 de 1997, que cumple las funciones de asesoría en la forma como lo establece el presente Reglamento y cuyo principal objetivo es hacer las recomendaciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el RUT.

**CONTRATO FIRME O QUE GARANTIZA FIRMEZA:** Contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

**CONTRATO INTERRUMPIBLE O QUE NO GARANTIZA FIRMEZA:** Contrato escrito en el que un agente no asume compromiso de continuidad del servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato.

**CURVA DE DURACIÓN DE CARGA (LOAD DURATION CURVE):** La curva de duración de carga muestra la frecuencia histórica de requerimientos de capacidad para cada nivel de carga en un período determinado. Es similar a la curva de carga pero los datos de demanda están ordenados en orden descendente en lugar de ordenarse cronológicamente.

**CREG::** Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

**DEMANDA ESPERADA DE CAPACIDAD – DEC:** Es el escenario de demanda máxima de capacidad, proyectado por el transportador para el horizonte de proyección, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

**DEMANDA ESPERADA DE VOLUMEN – DEV:** Es el escenario de volumen anual de gas que se espera transportar, proyectado por el transportador para el Horizonte de Proyección, expresado en miles de pies cúbicos por Año (kpc-año).

**DEMANDA DE GAS NATURAL POR ATENDER:** Es el volumen total de gas natural y/o capacidad total de transporte nominados por los agentes para el día de gas.

**DEMANDA DE GAS NATURAL ELÉCTRICA:** Es el volumen de gas natural y/o capacidad de transporte nominados por los agentes termoeléctricos para atender el despacho económico eléctrico durante el día de gas.

**DEMANDA MÁXIMA DE CAPACIDAD:** Es el volumen máximo de transporte de gas en un día de un Año, expresado en miles de pies cúbicos por día (kpcd).

**DENSIDAD:** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón

**DISTRIBUIDOR:** El titular de un permiso de distribución

**DUCTOS:** Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas

**FACTOR DE CARGA:** Es la relación entre el volumen de gas transportado en un Año y su correspondiente demanda máxima de capacidad multiplicada por un factor de 365 ó 366, según corresponda.

**FACTOR DE UTILIZACIÓN:** Es un indicador de utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima.

**FACTOR DE UTILIZACIÓN NORMATIVO:** Es el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

**FECHA BASE:** Es la fecha de referencia para realizar los cálculos tarifarios con base en la información que el transportador presenta a la CREG en cada período tarifario y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud de aprobación de cargos. Los valores de los cargos serán expresados en cifras de la fecha base.

**FENÓMENO DEL NIÑO:** El ciclo conocido como "el Niño" y su fase opuesta "la Niña" son la causa de la mayor señal de variabilidad climática en la franja tropical del océano Pacífico, en la escala interanual. Son las componentes oceánicas del ENOS (Oscilación del Sur) que corresponde a la aparición, de tiempo en tiempo, de aguas superficiales relativamente más cálidas (El Niño) o más frías (La Niña) que lo normal en el Pacífico tropical central y oriental, frente a las costas del norte de Perú, Ecuador y sur de Colombia.

Estas alteraciones de la estructura térmica superficial y subsuperficial del océano están asociadas con el debilitamiento de los vientos alisios del este y con el desplazamiento del núcleo de convención profunda del oeste al centro del océano Pacífico tropical, en ocasiones "El Niño" o con su permanencia e intensificación, en el caso de "La Niña".

Por su localización geográfica, Colombia recibe la influencia directa de los procesos que se suscitan en el sistema acoplado océano-atmósfera del Pacífico tropical, asociados al ciclo ENOS, y se ha podido establecer claramente, que la intensidad de los fenómenos "El Niño" y "La Niña" están en relación directa con la magnitud de las anomalías registradas en la temperatura superficial y subsuperficial del océano y con el área que cubren esas anomalías.

**GAS DE EMPAQUETAMIENTO:** Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir gas de parqueo.

**GAS DE PARQUEO:** Es el volumen de gas natural que un remitente entrega al transportador para almacenarlo en el sistema de transporte durante un periodo acordado entre las partes.

**GAS NATURAL:** Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en el RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

**GASODUCTO:** Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones.

**GASODUCTO DEDICADO:** Es el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción de gas de manera independiente y exclusiva para un único consumidor desde un campo de

producción, el SNT, un sistema de distribución, un sistema de almacenamiento, o desde una Interconexión Internacional.

**HORIZONTE DE PROYECCIÓN:** Es el período de tiempo con una duración igual a la de la vida útil normativa, utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y de gastos de administración, operación y mantenimiento.

**ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR – IPC:** Es el índice de precios al consumidor, total nacional, reportado por el DANE.

**INGRESOS DE CORTO PLAZO – ICP:** Ingresos del transportador provenientes de servicios de transporte que excedan la capacidad contratada por un remitente, expresados en pesos.

**INSALVABLE RESTRICCIÓN EN LA OFERTA DE GAS NATURAL O SITUACIÓN DE GRAVE EMERGENCIA, TRANSITORIA:** Limitación técnica que es posible solucionar a través de inmediatas gestiones por parte de un agente operacional para continuar con la prestación del servicio de gas natural y que no genera déficit de gas en un punto de entrega.

**INSALVABLE RESTRICCIÓN EN LA OFERTA DE GAS NATURAL O SITUACIÓN DE GRAVE EMERGENCIA, NO TRANSITORIA:** Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un agente operacional para continuar con la prestación normal del servicio.

**INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL:** Es el tramo o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva para la importación o exportación de gas natural.

**LOOP:** Es una línea de gasoducto que se deriva de un gasoducto y se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del respectivo gasoducto.

**MERCADO SECUNDARIO:** Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con derechos de suministro de gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

**PAREJAS DE CARGOS REGULADOS:** Es el conjunto de cargos aplicables al servicio de transporte en contratos firmes, que remuneran los costos de inversión reconocidos por la CREG, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.

**PARQUEO:** Es el servicio que permite a un remitente almacenar gas de parqueo en un tramo o grupo de gasoductos del SNT por un período determinado.

**PC/D, KPC/D, MPC/D:** Unidades de medida de flujo de gas que significan: pies cúbicos por día, miles de pies cúbicos por día y millones de pies cúbicos por día, respectivamente.

**PERÍODO TARIFARIO:** Es el período en el cual los cargos regulados de transporte se encuentran vigentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

**PRECIO DE ESCASEZ:** De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 71 de 2006, es el valor definido por la CREG y actualizado mensualmente, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las obligaciones de energía firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

**PRODUCER PRICE ÍNDEX – PPI:** Es el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la oficina de estadísticas laborales del departamento de trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

**PROGRAMA DE NUEVAS INVERSIONES – PNI:** 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.

**PUNTO (S) DE SALIDA:** Punto en el cual el transportador inyecta el gas a la conexión del respectivo agente. El punto de salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

**RACIONAMIENTO PROGRAMADO DE GAS NATURAL:** Situación de déficit cuya duración sea indeterminable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda.

**RUT:** Reglamento Único de Transporte (Resolución CREG 071 de 1999) Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el servicio de transporte de gas natural y su interrelación con los demás agentes.

**SISTEMA DE TRANSPORTE EXISTENTE:** Son los activos del SNT para los cuales, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, la CREG ha aprobado cargos regulados.

**SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS A CONTRAFLUJO:** Es el servicio de transporte de gas en el cual se involucran tramos de gasoductos del SNT que presentan condición de contraflujo. Este servicio estará sujeto a las reglas definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la complementen o modifiquen.

**SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE – STT:** Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, derivados de puntos de entrada de campos de producción o de puntos de transferencia de otro(s) sistema(s) de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta sistemas regionales de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el Factor de Utilización Normativo.

**SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE – SRT:** Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro(s) sistema(s) regional(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

**TASA PROMEDIO DE COSTO DE CAPITAL REMUNERADO POR SERVICIOS DE CAPACIDAD – TKC:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión y los gastos de

administración, operación y mantenimiento, reconocidos por la CREG, a través de cargos fijos por derechos de capacidad firme.

**TASA PROMEDIO DE COSTO DE CAPITAL REMUNERADO POR SERVICIOS DE VOLUMEN – TKV:** Es la tasa que se utilizará para el cálculo de los cargos de transporte que permiten remunerar los costos de inversión reconocidos por la CREG, a través de cargos variables por volumen transportado.

**TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO – TRM:** Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

**VIDA ÚTIL:** Para efectos de la aplicación de la presente resolución, se entenderá que la vida útil de los activos es de 50 años<sup>12</sup>.

**VIDA ÚTIL NORMATIVA:** Es el período de 20 años, contado a partir de la fecha de entrada en operación de un activo, del cual dispone el transportador, de acuerdo con la regulación, para recuperar el valor eficiente de la inversión. Vencido este período se asumirá para todos los efectos que el valor eficiente de la inversión reconocida fue remunerado en su totalidad. Para el caso de los activos que forman parte del PNI y de las IAC, este período se contará a partir de la entrada en vigencia de los cargos calculados con la presente metodología y que remuneren tales activos. Para aquellos gasoductos construidos bajo esquema contractual de BOMT se mantendrá el período de treinta (30) años para la vida útil normativa, establecido para el Periodo Tarifario t-1, sin perjuicio de que en la aprobación de cargos la comisión decida un periodo distinto.

---

<sup>12</sup> Resolución CREG 071 de 1999. (RUT)

**ANEXO B. PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR EN FIRME Y  
PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA OFERTAR INTERRUMPLIBLE<sup>13</sup>..**

(La siguiente información fue presentada como resultado de la solicitud en el Decreto 2687 de 2008, art. 9° y 10° para años 2008 a 2018).

MBTUD	200	200	201	201	201	201	201	201	201	201	201
<b>GUAJIRA</b>											
PDOF	-	62.	61.	163.	196.	193.	-	-	-	-	-
PDOI	9.2	-	-	-	92.	112.	271.	230.	197.	148.	108.
PDO	(126.	(137.	(102.	(46.	136.	124.	112.	97.	84.	73.	(2.9
<b>CUSIAN</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.0	14.	7.8	14.	174.	184.	184.	187.	184.	181.	181.
PDO	(43.	(16.	(10.	(7.9	50.	50.	50.	46.	46.	45.	45.
<b>PIEDEMÓN</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	3.2	3.2	3.4	3.4	5.2	5.2	5.2	5.2	1.9	1.9	3.7
PDO	(7.3	(7.9	(8.0	(8.0	(3.2	(3.2	(3.2	(3.2	(2.5	(2.3	(1.9
<b>MONTAÑU</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	2.0	1.2	0.7	0.4	0.1	0.0	-	0.1	0.0	0.0	0.0
PDO	0.7	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	(0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>ARIANN</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.1	(0.4	(0.8	(1.3	(1.3	(1.3	(1.3	(1.3	(1.2	(1.2	-
<b>OPÓN</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.6	(0.4	(0.3	(0.2	(0.1	(0.1	(0.0	(0.0	(0.0	(0.0	(0.0
<b>CERRIT</b>											
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>13</sup> [http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Estudio\\_ANDESCO\\_Propuestas\\_estructurales\\_Gas\\_Natural\\_FINAL.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Estudio_ANDESCO_Propuestas_estructurales_Gas_Natural_FINAL.pdf). Octubre 2012

MBTUD	200	200	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
PDOI	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
PDO	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ABANIC												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.4	1.1	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	

MBTUD	200	200	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
PDO	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LISAMA												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(2.2	(2.3	(2.1	(1.8	(1.7	(1.5	(1.4	(1.3	(1.2	(1.1	(1.0	
PROVIN												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.4	(0.6	(1.8	(1.6	(1.3	(1.1	(1.0	(0.8	(0.7	(0.6	(0.5	
YARUGUÍ Y												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.8	(0.7	(0.6	(0.6	(0.5	(0.4	(0.3	(0.3	(0.2	(0.2	(0.2	
GALA Y												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.2	(0.2	(0.2	(0.1	(0.1	(0.1	(0.1	(0.1	(0.1	(0.0	(0.0	
CIRA												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.4	(0.5	(0.7	(0.8	(0.8	(0.8	(0.7	(0.6	(0.6	(0.5	(0.5	
GIBRALT												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	-	(0.5	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6	(6.6
TOQUI - TOQUI												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	0.6	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	
PDO	0.6	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
MANA												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

MBTUD	200	200	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
PDOI	0.1	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	-	-	-
PDO	0.5	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	(0.0)	(0.0)	(0.0)
<b>PAYOA</b>												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(3.9)	(6.7)	(6.4)	(5.7)	(5.2)	(4.6)	(4.3)	(3.9)	(3.4)	(3.0)	(2.7)	(2.7)
<b>DON PEDRO Y</b>												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	1.7	8.3	7.3	6.4	5.0	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5	2.3	2.3
PDO	0.5	0.9	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
<b>GUEPA</b>												
PDOF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDO	(0.6)	(0.5)	(0.5)	(0.4)	(0.4)	(0.3)	(0.3)	(0.2)	(0.2)	-	-	-
<b>LA</b>												
PDOF	5.8	3.2	48.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PDOI	-	-	-	48.	45.	18.	48.	48.	48.	48.	48.	48.
PDO	11.	12.	12.	12.	12.	12.	12.	12.	12.	12.	12.	12.
<b>Total</b>	<b>5.8</b>	<b>65.</b>	<b>109.</b>	<b>163.</b>	<b>196.</b>	<b>193.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total PDOI</b>	<b>19.</b>	<b>30.</b>	<b>22.</b>	<b>75.</b>	<b>325.</b>	<b>326.</b>	<b>514.</b>	<b>476.</b>	<b>435.</b>	<b>383.</b>	<b>345.</b>	<b>345.</b>

**ANEXO C. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18  
-1654 (29 DE SEPTIEMBRE DE 2009)**

República de Colombia



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1654**

( 29 DE SEPTIEMBRE DE 2009)

Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades, especialmente las establecidas en el Artículo 5º del Decreto 880 de 2007; y,

**CONSIDERANDO:**

Que en el Artículo 5º del Decreto 880 de 2007 se establece que, cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural o de Energía Eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía, fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el Artículo 2º de este Decreto, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Que en el Numeral 2 del Artículo 4º de la Resolución CREG-085 del 25 de septiembre de 2007 se establece que para el cálculo de los IHF para todo tipo de plantas y/o unidades de generación, no se incluirán "Los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del Decreto 880 de 2007, o aquel que lo modifique o sustituya, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios".

Que el Parágrafo 1º del Artículo 15º de la Resolución CREG-085 del 25 de septiembre de 2007 establece que cuando por aplicación del Decreto 880 de 2007 una Planta o Unidad de generación seleccionada para la realización de las pruebas de disponibilidad, no pueda ser despachada en ningún período, se procederá por parte del Centro Nacional de Despacho del Sector Eléctrico a cancelar la prueba y se incluirá dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.

Que no se tiene certeza acerca de la fecha en que se normalice el abastecimiento y en aras de preservar la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario de gas natural a los sectores prioritarios, se hace necesario declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural.

**R E S U E L V E:**

**ARTÍCULO 1º.** Además de las definiciones previstas en el Artículo 1º del Decreto 880 de 2007, para efectos de la aplicación de la presente resolución, se utilizarán las siguientes definiciones:

**Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional:** Es la cantidad de gas natural y/o capacidad de transporte nominados por los Agentes Termoeléctricos para atender el despacho económico eléctrico durante el Día de Gas asociado a la demanda eléctrica nacional.

**Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones:** Es la cantidad de gas

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural"

natural y/o capacidad de transporte nominados por los Agentes Termoeléctricos para atender el despacho económico eléctrico con destino a exportaciones de electricidad durante el Día de Gas.

**ARTÍCULO 2º.** Declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural, a partir de las 00:00 horas del día 30 de septiembre de 2009.

**PARÁGRAFO.** Una vez se determine, el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución señalará la fecha de cese del racionamiento declarado en este Artículo.

**ARTÍCULO 3º.** Para efecto de lo previsto en el Artículo 2º del Decreto 880 de 2007 deberán tomarse todos los puntos de entrada, todos los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte, todos los campos de producción de gas natural y los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

**ARTÍCULO 4º.** Según el orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2º del Decreto 880 de 2007, fíjese el siguiente orden de atención entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad:

- 4.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte.
- 4.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de los usuarios residenciales y Pequeños Usuarios Comerciales inmersos en la red de distribución.
- 4.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional. De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural asignarán, entre los Agentes que participan en la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional, la cantidad de gas y/o la capacidad de transporte para las plantas termoeléctricas que estando en el despacho económico eléctrico se requieran, en su orden, por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Para este efecto, y en concordancia con lo establecido en el Artículo 6º del Decreto 880 de 2007, a los Agentes Termoeléctricos se les asignará como máximo el gas natural requerido para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional.
- 4.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los comercializadores de GNCV.
- 4.5 Las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, se asignarán para la atención de la Demanda de Gas Natural Remanente, la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones y la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones así:
  - 4.5.1 Cuando las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, sean suficientes para la atención de estas demandas se asignarán a cada Agente conforme a las cantidades nominadas.
  - 4.5.2 Cuando las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte no sean suficientes para la atención de estas demandas se atenderán, en su orden: i) la Demanda de Gas Natural Remanente a prorrata de las cantidades nominadas por cada Agente; ii) la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones y iii) la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones de conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural"

**ARTÍCULO 5º.** En el evento de que durante la vigencia del Racionamiento Programado de Gas Natural que por esta Resolución se decreta se presenta una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2º del Decreto 880 de 2007, fíjese el siguiente orden de atención entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad:

- 5.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte.
- 5.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.
- 5.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional. De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural asignarán, entre los Agentes que participan en la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional, la cantidad de gas y/o la capacidad de transporte para las plantas termoeléctricas que estando en el despacho económico eléctrico se requieran, en su orden, por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional para atender la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional.
- 5.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional que se requieran para garantizar las Obligaciones de Energía Firme OEF respaldadas con gas natural, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.
- 5.5 En quinto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los usuarios industriales que sean cogeneradores, en la cantidad que se requiera como combustible.
- 5.6 En sexto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los Comercializadores de GNCV.
- 5.7 Las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, se asignarán para la atención de la Demanda de Gas Natural Remanente, la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones y la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones así:
  - 5.7.1 Cuando las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, sean suficientes para la atención de estas demandas se asignarán a cada Agente conforme a las cantidades nominadas.
  - 5.7.2 Cuando las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte no sean suficientes para la atención de estas demandas se atenderán, en su orden: i) la Demanda de Gas Natural Remanente a prorrata de las cantidades nominadas por cada Agente; ii) la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones y iii) la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones de conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND.

**PARÁGRAFO 1º.** Para la aplicación de lo previsto en este Artículo, se entenderá que pudiera presentarse una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad cuando el Precio de Bolsa utilizado para determinar el Precio de Oferta de Exportación en las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- correspondiente al último escalón de oferta es superior al Precio de Escasez.

**PARÁGRAFO 2º.** El Centro Nacional de Despacho, CND, con base en las disposiciones regulatorias vigentes, determinará cuándo se pudiera presentar una Condición Crítica en el Mercado Mayorista de Electricidad e informará inmediatamente de este evento a los Productores-Comercializadores, Transportadores de gas natural y al Ministerio de Minas y Energía.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural"

---

**ARTÍCULO 6°.** Para efectos de lo previsto en el Numeral 2 del Artículo 4° de la Resolución CREG-085 de 2007 se considera prioritaria la atención de la demanda de gas natural requerida para:

- 6.1 La operación de las estaciones compresoras del Sistema de Transporte de Gas Natural, y
- 6.2 La atención de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución del interior del país.

**ARTÍCULO 7°.** Para efectos de la asignación establecida en los Artículos 4° y 5° de la presente Resolución, el CNO\_gas elaborará los formatos correspondientes para la captura, consolidación y publicación de la información declarada por los Agentes Operacionales sobre la demanda de gas natural de los diferentes sectores de consumo.

**Parágrafo 1°.** Todos los Agentes tienen la obligación de reportar semanalmente al CNO\_gas la información requerida para cumplir con lo previsto en este Artículo.

**ARTÍCULO 8°.** Para asegurar las condiciones operativas en los sistemas de transporte de gas natural, a partir del las 00:00 horas del 30 de septiembre de 2009 y hasta que el Ministerio de Minas y Energía así lo determine, el Centro Nacional de Despacho Eléctrico deberá proceder a cancelar las Pruebas de Disponibilidad, de que trata el Artículo 15° de la Resolución CREG-085 de 2007, de las plantas o unidades de generación termoeléctrica a base de gas natural que hayan sido seleccionadas.

**ARTÍCULO 9°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**  
Dada en Bogotá, D.C.,

**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

HDCL./APJ.  
CSRS./JJSG.

**ANEXO D. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1686 (OCTUBRE 2 DE 2009)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 181686**

**( OCTUBRE 2 DE 2009 )**

Por la cual se adiciona la Resolución 18 1654 de septiembre 29 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades, especialmente las establecidas en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007; y,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que se hace necesario adicionar la Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 para asegurar la atención de los sectores señalados como prioritarios en dicha disposición, mientras subsistan las condiciones de déficit de gas natural y/o el país se encuentre bajo la ocurrencia del fenómeno climático denominado "Fenómeno del Pacífico".

**R E S U E L V E:**

**ARTÍCULO 1.** Si como resultado de la asignación prevista en la Resolución 18 1654 de 2009 se comprometen las cantidades mínimas de gas requeridas como combustible en la refinería de Barrancabermeja, se modificará el orden de atención previsto en el Artículo 4° y 5° de dicha Resolución para incluirlas en tercer lugar.

**PARÁGRAFO:** Para efectos de este Artículo, se entenderán como cantidades mínimas de gas requeridas como combustible en la refinería de Barrancabermeja, las declaradas al Ministerio de Minas y Energía y avaladas por la Dirección de Gas.

**ARTÍCULO 2.** Los Productores-Comercializadores de gas natural darán cumplimiento a los Contratos que Garantizan Firmeza de suministro con las plantas termoeléctricas, entregando gas natural, o sustituyendo éste por combustibles líquidos, en los casos en que las plantas sean duales y dicha sustitución sea factible.

**PARÁGRAFO 1.** Las cantidades de gas natural que los Productores-Comercializadores sustituyan serán aquellas que se requieran para atender la Demanda de Gas Natural Remanente.

**PARÁGRAFO 2.** Los Productores – Comercializadores de gas natural aplicarán, como precio de suministro de los combustibles líquidos, el mismo precio por unidad de energía pactado en los contratos de suministro de gas natural.

**PARÁGRAFO 3.** Los Productores – Comercializadores de gas natural pondrán a disposición de los Agentes que participan de la Demanda de Gas Natural Remanente, el gas natural liberado por efecto de la sustitución, en las mismas condiciones de precio pactadas en los contratos suscritos con los Agentes Termoeléctricos con tecnología de generación dual, que hayan sido sujetos de la sustitución.

**PARÁGRAFO 4.** Los Agentes Termoeléctricos con tecnología de generación dual que hayan sido sujetos de la sustitución, pondrán a disposición de los Agentes que adquieran de los Productores – Comercializadores de gas natural el gas natural liberado, la capacidad de transporte asociada con la respectiva nominación, en los mismos términos económicos que les daba derecho sobre la misma.

**ARTÍCULO 3.** El mayor costo en que incurran los Productores – Comercializadores de gas natural por concepto del suministro y transporte de los combustibles líquidos que entrarían a sustituir gas natural, será reconocido a estos productores. Para tal efecto, la CREG definirá el mecanismo de compensación.

**PARÁGRAFO.** El mecanismo de compensación se liquidará una vez entre en vigencia la presente Resolución. La CREG en un plazo no mayor a quince (15) días calendario, establecerá dicho cargo.

**ARTÍCULO 4.** Durante el Racionamiento Programado declarado mediante Resolución No. 18-1654 de 2009, el Centro Nacional de Despacho, CND, incluirá en el despacho eléctrico toda la generación de las plantas térmicas ubicadas en la región Caribe, así como, toda la generación de las plantas térmicas a carbón ubicadas en el interior, como generación de seguridad, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad, en la medida en que las restricciones eléctricas y operativas del Sistema Interconectado Nacional lo permitan.

**PARÁGRAFO.** En la medida en que se requiera hacer uso del gas natural que se está exportando, para cumplir con lo dispuesto en este artículo, el precio del mismo a las plantas térmicas será igual al establecido en los contratos de exportación.

**ARTÍCULO 5.** Durante el Racionamiento Programado declarado mediante Resolución No. 18-1654 de 2009, las exportaciones de energía eléctrica estarán condicionadas a que el país cuente con disponibilidad de recursos de generación suficientes para atender la demanda total eléctrica. El Centro Nacional de Despacho monitoreará la disponibilidad de recursos de generación y decidirá la atención de la demanda eléctrica para exportación, considerando la atención de la demanda total eléctrica doméstica en el corto y mediano plazo.

El Centro Nacional de Despacho reportará al Ministerio de Minas y Energía diariamente la aplicación de estas restricciones de exportaciones:

**ARTÍCULO 6.** Cuando un generador declare para el despacho horario disponibilidad y la unidad y/o planta de generación, una vez requerida por el Centro Nacional de Despacho, se encuentre indisponible, o cuando un generador declare para el

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adiciona la Resolución 18 1654 de septiembre 29 de 2009".

despacho horario indisponibilidad de una unidad y/o planta de generación, estando disponible, el Agente será responsable por los perjuicios causados por este tipo de comportamiento. Lo anterior, sin perjuicio de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pueda tomar posesión de la empresa, de conformidad con el Artículo 59 de la Ley 142 de 1994.

**ARTÍCULO 7.** En caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes para garantizar el despacho térmico que se requiere en el interior del país, se racionará la demanda de gas natural de la industria del interior del país, que este siendo abastecida con gas interrumpible.

**ARTÍCULO 8.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C.,

**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**

Ministro de Minas y Energía

**ANEXO E. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1739 (OCTUBRE 7 DE 2009)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1739**

**( 7 OCT. 2009 )**

Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1686 de octubre 2 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades, especialmente las establecidas en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007; y,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009.

Que se hace necesario adicionar y modificar las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1686 de octubre 2 de 2009 para asegurar la atención de los sectores señalados como prioritarios en dichas disposiciones, mientras subsistan las condiciones de déficit de gas natural y/o el país se encuentre bajo la ocurrencia del fenómeno climático denominado "Fenómeno del Pacífico".

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.** Adiciónese al Artículo 1° de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009 las siguientes definiciones:

**"Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones:** Es la cantidad de gas natural y/o capacidad de transporte nominados para atender una demanda de gas natural ubicada por fuera del territorio nacional durante el Día de Gas".

**ARTÍCULO 2°.** Durante el Racionamiento Programado declarado mediante la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009, se entenderá como demanda de gas natural remanente por atender el volumen de gas natural y/o capacidad de transporte que resulta de restar de la Demanda de Gas Natural por Atender ya priorizada conforme al Artículo 2° del Decreto 880 de 2007 y al Artículo 2° de la presente Resolución, las cantidades y/o capacidades previstas en los numerales 4.1 a 4.4 del Artículo 4°, o los numerales 5.1 a 5.6 del Artículo 5° de la Resolución 18 1654 de 2009, según corresponda."

**ARTÍCULO 3°.** En cumplimiento de lo previsto en el Artículo 3. del Decreto 2687 de 2008, si como resultado de la priorización prevista en el Artículo 2 del Decreto 880 de 2007 se compromete la atención de la demanda de gas natural para consumo interno, los Agentes

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1686 de octubre 2 de 2009"

Exportadores atenderán en primer lugar dicha demanda y, una vez satisfecha ésta, se atenderá la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**ARTÍCULO 4º.** Modifíquese el Numeral 4.3 del Artículo 4º de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009, el cual quedará así:

"4.3.2 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional de aquellas plantas que tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural y que no hayan sido objeto de sustitución de gas natural por combustibles líquidos.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán las cantidades de gas natural y/o la capacidad de transporte entre las plantas en mención que estando en el despacho económico eléctrico se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, asignando primero el gas y la capacidad de transporte a las plantas más eficientes, según el valor del consumo térmico específico declarado por los generadores térmicos para el Cargo por Confiabilidad establecido en la regulación vigente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6º del Decreto 880 de 2007".

**ARTÍCULO 5º.** Modifíquese el Numeral 4.5 del Artículo 4º de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009, el cual quedará así:

"4.5 Las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte, se asignarán para la atención de la Demanda de Gas Natural Remanente por Atender así:

4.5.1 En primer lugar, la Demanda de Gas Natural Remanente por Atender sin incluir la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones, a prorrata de las cantidades y/o capacidades nominadas por cada Agente.

4.5.2 En segundo lugar, la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones asignando primero las cantidades y/o capacidades de transporte a las plantas más eficientes, según el valor del consumo térmico específico declarado por los generadores térmicos para el Cargo por Confiabilidad establecido en la regulación vigente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas."

**ARTÍCULO 6º.** Modifíquense los numerales 5.3 y 5.4 del Artículo 5º de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009, los cuales quedarán así:

"5.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional de aquellas plantas que tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural y que no hayan sido objeto de sustitución de gas natural por combustibles líquidos.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán las cantidades de gas natural y/o la capacidad de transporte entre las plantas en mención que estando en el despacho económico eléctrico se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, asignando primero el gas y la capacidad de transporte a las plantas más eficientes, según el valor del consumo térmico específico declarado por los generadores térmicos para el Cargo por Confiabilidad establecido en la regulación vigente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1686 de octubre 2 de 2009"

Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007.

- 5.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional que se requiera para garantizar las Obligaciones de Energía Firme, OEF, respaldadas con gas natural, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 o aquéllas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y que no hayan sido objeto de sustitución de gas natural por combustibles líquidos".

**ARTÍCULO 7°.** Modifíquese el numeral 5.7 del Artículo 5° de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009, el cual quedará así:

"5.7 Las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte se asignarán para la atención de la Demanda de Gas Natural Remanente por Atender, así:

5.7.1 En primer lugar, la Demanda de Gas Natural Remanente por Atender sin incluir la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones, a prorrata de las cantidades y/o capacidades nominadas por cada Agente.

5.7.2 En segundo lugar, la Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones asignando primero las cantidades y/o capacidad de transporte a las plantas más eficientes, según el valor del consumo térmico específico declarado por los generadores térmicos para el Cargo por Confiabilidad establecido en la regulación vigente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas."

**ARTÍCULO 8°.** A partir de las 00:00 horas de la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, el Centro Nacional de Despacho, CND, reiniciará las pruebas de disponibilidad de que trata el Artículo 8° de la Resolución 18 1654 del 29 de septiembre de 2009.

**ARTÍCULO 9°.** Modifíquese el Parágrafo del Artículo 1 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, el cual quedará así:

"**PARÁGRAFO:** Para efectos de este Artículo, se entenderán como cantidades mínimas de gas requeridas como combustible en la refinería de Barrancabermeja 63 MPCD, de los cuales, hasta 35 MPCD, son con cargo a los campos de Guajira y la diferencia será cubierta con cargo a los campos La Cira Infantas, Lisama, Gala y Llanito, Opón, Payoa, Provincia, Yarigüí y Cantagallo.

**ARTÍCULO 10°.** Adiciónese el siguiente Parágrafo al Artículo 2 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009:

"**PARÁGRAFO 5.** Se entenderá que la sustitución de gas natural por combustibles líquidos es factible, cuando el Productor-Comercializador no enfrente situaciones de fuerza mayor para su suministro. No podrán invocarse condiciones técnicas u operativas de las plantas termoeléctricas duales, para no efectuar la sustitución de gas natural por combustibles líquidos.

**ARTÍCULO 11°** Modifíquese el Parágrafo del Artículo 3 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, el cual quedará así:

"**PARÁGRAFO.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas en un plazo no mayor a quince (15) días calendario establecerá dicho cargo."

**ARTÍCULO 12°.** Adiciónese el siguiente Parágrafo al Artículo 4° de la Resolución 18 1686 de octubre 2 de 2009:

**PARÁGRAFO 2.** Las plantas termoeléctricas que respaldan su Obligación de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad establecido en la Regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas con un combustible diferente al gas natural, deberán cumplir

... Continuación de la Resolución "Por la cual se adicionan y modifican las Resoluciones 18 1654 de septiembre 29 de 2009 y 18 1686 de octubre 2 de 2009"

el despacho definido en el presente Artículo, con el combustible con el cual respaldan su Obligación de Energía Firme.

**ARTÍCULO 13°.** Durante la vigencia del Racionamiento Programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, el Centro Nacional de Despacho, CND, diariamente y una vez culminado el ciclo de nominación de suministro y transporte de gas, elaborará el balance de gas y, antes de las 22:20 horas, determinará el déficit y/o excedente de gas y/o capacidad de transporte para cubrir la Demanda de Gas Natural por Atender e informará a los Productores-Comercializadores con el fin de que éstos den cumplimiento al Artículo 2 de la Resolución 18 1686 de octubre 2 de 2009.

Para el efecto, los Productores-Comercializadores, los Transportadores y los remitentes del Sistema Nacional de Transporte entregarán al Centro Nacional de Despacho, CND, como mínimo y para el siguiente día de gas, antes de las 21:20 horas, la información sobre: i) la Demanda de Gas Natural por Atender; ii) las cantidades contratadas; iii) el tipo de contrato (firme, interrumpible); iv) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural priorizado; v) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural asignado; y, vi) los excedentes o faltantes en todos los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte, en todos los campos de producción de gas natural y en los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

**PARÁGRAFO 1°.** El CND determinará los medios y diseñará los formatos requeridos para el envío de la información de que trata el presente Artículo. Mientras el CND define lo anterior, ésta información se enviará en archivos con formato Excel a través de Internet, en la cuenta que defina el CND.

**PARÁGRAFO 2°.** En el caso de que un Productor-Comercializador o un Transportador de gas natural no envíe al Centro Nacional de Despacho, CND, la información en la oportunidad establecida en el presente Artículo o ésta se presente con inconsistencias o incompleta, el CND informará de este hecho a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás autoridades competentes.

**PARÁGRAFO 3°.** Lo establecido en el presente Artículo se empezará a aplicar el tercer día hábil siguiente a la fecha de entrada en vigencia de esta Resolución.

**ARTÍCULO 14°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, adicionada por la Resolución 18 1686 de 2 de octubre de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., 7 OCT. 2009

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

  
MCMH  
HDCL / LAPJ  
RSRS / JUSG

**ANEXO F. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1846 (OCTUBRE 19 DE 2009)**

República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

18 1846

RESOLUCIÓN NÚMERO

19 OCT. 2009

Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades, especialmente las establecidas en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, y,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1739 de 7 de octubre de 2009 adicionó y modificó las Resoluciones No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 y la Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009.

Que se hace necesario modificar las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009 para asegurar la atención de los sectores señalados como prioritarios en dichas disposiciones, mientras subsistan las condiciones de déficit de gas natural y/o el país se encuentre bajo la ocurrencia del fenómeno climático denominado "Fenómeno del Pacífico".

**RESUELVE:**

ARTÍCULO 1º. Modifíquense los Parágrafos 1 y 3 del Artículo 2 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, los cuales quedarán así:

"PARÁGRAFO 1. Las cantidades de gas natural que los Productores-Comercializadores sustituyan serán aquellas que se requieran para atender los Contratos a que se refiere este Artículo y la Demanda de Gas Natural Remanente".

"PARÁGRAFO 3. Los Productores - Comercializadores de gas natural pondrán a disposición de los Agentes que participan de la Demanda de Gas Natural Remanente, el gas natural liberado por efecto de la sustitución, en las mismas condiciones de precio pactadas en los contratos suscritos con los Agentes Termoeléctricos con tecnología de generación dual, que hayan sido sujetos de la sustitución, adicionado por el cargo que defina la CREG conforme al Artículo 3 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009".

Caracol

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009"

ARTÍCULO 2º. Modifíquese el Artículo 3 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, modificado por el Artículo 11 de la Resolución 18 1739 del 7 de octubre de 2009, el cual quedará así:

ARTÍCULO 3. El mayor costo en que incurran los Productores - Comercializadores de gas natural por concepto de suministro y transporte de los combustibles líquidos que entrarían a sustituir gas natural, será reconocido a estos productores. Para tal efecto, la CREG definirá las modificaciones a que haya lugar en el costo de prestación del servicio, ocasionadas por dicha sustitución.

PARÁGRAFO. La Comisión de Regulación de Energía y Gas en un plazo no mayor a veinticinco (25) días calendario, establecerá dicho cargo.

ARTÍCULO 3º. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, adicionada y modificada por las Resoluciones 18 1686 de 2 de octubre de 2009 y 18 1739 de 7 de octubre de 2009.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE  
Dada en Bogotá, D.C., 19 OCT. 2009



HERNÁN MARTÍNEZ TORRES  
Ministro de Minas y Energía

MDCL/LAPJ  
CRRS/J.ES.

**ANEXO G. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-2003 (NOVIEMBRE 11 DE 2009)**

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO : 18 2003

( 11 NOV. 2009 )

Por la cual se modifica la Resolución 18 1686 de 2009 modificada por las resoluciones 18 1739 y 18 1846 de 2009

**LA VICEMINISTRA DE MINAS Y ENERGÍA ENCARGADA DE LAS  
FUNCIONES DEL DESPACHO DEL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007 y el Decreto 4232 de 2009 y,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1739 de 7 de octubre de 2009 adicionó y modificó las Resoluciones No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 y la Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No 18 1846 del 19 de octubre de 2009 modificó las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009.

Que se hace necesario excluir la generación de las plantas térmicas ubicadas en la región Caribe que hagan sus ofertas con base en combustibles líquidos, como generación de seguridad.

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1º.** Modifícase el Artículo 4 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, el cual quedará así:

**“ARTICULO 4.** Durante el Racionamiento Programado declarado mediante Resolución No. 18 1654 de 2009, el Centro Nacional de Despacho, CND, incluirá en el despacho eléctrico toda la generación de las plantas térmicas ubicadas en la región Caribe que no hagan sus ofertas con base en combustibles líquidos, así como toda la generación de las plantas térmicas a carbón ubicadas en el interior, como generación de seguridad, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad, en la medida en que las restricciones eléctricas y operativas del Sistema Interconectado Nacional lo permitan.



...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 18 1686 de 2009 modificada por las resoluciones 18 1739 y 18 1846 de 2009"

**PARÁGRAFO.** En la medida en que se requiera hacer uso del gas natural que se está exportando, para cumplir con lo dispuesto en este artículo, el precio del mismo a las plantas térmicas será igual al establecido en los contratos de exportación.

**ARTÍCULO 2º.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado, decretado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, modificada por la resoluciones 18 1686, 18 1739, y 18 1846 de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C.,

11 NOV. 2009

**SILVANA GIAIMO CHAVEZ**

Viceministra de Minas y Energía encargada de las funciones del Despacho del Ministro de Minas y Energía

HCC/HGG.  
CSIES/UISG.

CLP

**ANEXO H. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-2074 (NOVIEMBRE 23 DE 2009)**

República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO

( 18 2074 )

23 NOV. 2009

Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 se adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009.

Que mediante Resolución No. 18 1739 de 7 de octubre de 2009 se adicionó y modificó las Resoluciones No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 y la Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009.

Que mediante Resolución No 18 1846 del 19 de octubre de 2009 se modificó las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009.

Que mediante Resolución 18 2003 de 11 de Noviembre de 2009 se modificó la Resolución 18 1686 de 2009 modificada por las resoluciones 18 1739 y 18 1846 de 2009

Que el Gobierno Nacional mediante el Artículo 1° del Decreto 4500 de 19 de noviembre de 2009, modificó el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007 señalando que "el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas".

Que en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio de gas natural a nivel nacional, se hace necesario tomar unas medidas adicionales, dado que con-

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009"

las adoptadas hasta ahora no se ha logrado una adecuada asignación de dicho combustible durante el racionamiento programado actualmente vigente

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1º.** Fijese el siguiente orden de atención durante el racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 29 septiembre de 2009, en todos los puntos de entrada, todos los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte, todos los campos de producción de gas natural y los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

- 1.1 En primer lugar, tendrán prioridad de atención todos los Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, contratos de suministro y/o de transporte de gas natural, para la atención de la demanda de: i) la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte, ii) los usuarios residenciales y Pequeños Usuarios Comerciales inmersos en la red de distribución y, iii) los comercializadores de GNCV
- 1.2 En segundo lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de los sectores distintos a los señalados en el Numeral 1 de este Artículo.
- 1.3 En tercer lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que No Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de los sectores distintos a los señalados en el Numeral 1 de este Artículo
- 1.4 En cuarto lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.
- 1.5 En quinto lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que no Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**PARÁGRAFO.** En el caso de que existan Contratos que Garantizan Firmeza para prestar el servicio de suministro o de transporte de gas natural que involucren simultáneamente compromisos en Firme e interrumpibles de cantidades y/o capacidades de transporte de gas natural, para efectos de determinar el orden de prioridad, se atenderán primero las cantidades de gas natural y/o capacidad de transporte en firme y luego las sujetas a disponibilidad.

**ARTICULO 2º.** Según el orden de prioridad dispuesto en el Artículo 1º de la presente resolución y una vez atendida la demanda de gas natural de los sectores señalados en el Numeral 1.1 del Artículo 1º de la misma Resolución, fijese el siguiente orden de atención entre los agentes que comercializan gas natural en el mercado primario y/o secundario y que tengan el mismo nivel de prioridad.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009"

- 2.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional de aquellas plantas que tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural y que no hayan sido objeto de sustitución de gas natural por combustibles líquidos. Se asignará como máximo 100 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira para la Generación Térmica Nacional del Interior del País.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán las cantidades de gas natural y/o la capacidad de transporte entre las plantas en mención que estando en el despacho económico eléctrico se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. LA asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007.

- 2.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto se asignará como máximo 35 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira.
- 2.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de los demás Agentes distinta de la Demandad de Gas Natural con Destino a Exportaciones a prorrata de las cantidades nominadas por cada Agente.
- 2.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**PARAGRAFO.** Si como resultado del seguimiento del Mercado Mayorista de energía el Centro Nacional de Despacho –CND-, con base en el análisis de que trata la Resolución CREG 137 de 2009, encuentra que la generación por tecnología en el mercado no es acorde a lo que se requiere para el manejo de la situación energética nacional, determinará, en coordinación con ECOPETROL, la distribución más óptima de las cantidades de Gas Natural entre las plantas termoeléctricas de que trata el Numeral 2.1 de este Artículo, así como los requerimientos de generación con combustibles líquidos, de tal manera que no se degrade la confiabilidad del sistema eléctrico nacional por reducción de la generación térmica.

**ARTÍCULO 3°** Modifícase el PARAGRAFO 1 del Artículo 2 de la Resolución 18 1686 de 2009 adicionado por el artículo 10° de la Resolución 18 1739 de 7 octubre de 2009 y modificado por el Artículo 1 de la Resolución 18 1846 de 19 de octubre de 2009 el cual quedará así:

**"PARÁGRAFO 1.** Las cantidades de gas natural que los Productores-Comercializadores sustituyan serán aquellas que se requieran: i) Para atender la Demanda de los Contratos que Garantizan Firmeza de suministro con las plantas termoeléctricas, de tal manera que se dé cumplimiento al Despacho Económico Eléctrico y a lo dispuesto en la Resolución CREG 137 de 2009; y/o ii) Para atender la Demanda de Gas Natural Remanente"

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifican las Resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009"

**ARTICULO 4°** Durante el racionamiento programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 2009, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ajustará las disposiciones regulatorias vigentes para permitir que se pueda comercializar gas natural por fuera de especificaciones hasta donde técnica y económicamente sea factible.

**ARTICULO 5°** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga los artículos 3°, 4°, 5° y 7° de la Resolución 18 1654 de 29 de septiembre 2009, el Artículo 1 de la Resolución 18 1686 de 2 de octubre de 2009, los Artículos 2°, 4°, 5°, 6°, 7° y 9° de la Resolución 18 1739 de 7 de octubre de 2009, y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, modificada por la Resoluciones 18 1686 de 2 de octubre de 2009, 18 1739 de 7 de octubre, 18 1846 del 19 de octubre de 2009, y 18 2003 de 11 de noviembre de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C.,



**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

*Marta*  
HDCL./HGG.  
CSRS./JJSg.

*18/11/09*

**ANEXO I. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO 18-2307  
(DICIEMBRE 16 DEL 2009)**

República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO-<sup>\*</sup> 18 2307

(16 DIC. 2009)

Por la cual se modifica la Resolución 18 2074 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y, conforme al orden de prioridad dispuesto en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007, fijó el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Que mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 se adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009.

Que mediante Resolución No. 18 1739 de 7 de octubre de 2009 se adicionó y modificó las Resoluciones No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 y la Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009.

Que mediante Resolución No 18 1846 del 19 de octubre de 2009 se modificó las Resoluciones 18 1686 de octubre 2 de 2009 y 18 1739 de octubre 7 de 2009.

Que mediante Resolución 18 2003 de 11 de Noviembre de 2009 se modificó la Resolución 18 1686 de 2009 modificada por las resoluciones 18 1739 y 18 1846 de 2009.

Que mediante Resolución 18 2074 de 23 de Noviembre de 2009 se modificaron las resoluciones 18 1654 y 18 1686 de 2009.

Que el Gobierno Nacional mediante el Artículo 1° del Decreto 4500 de 19 de noviembre de 2009, modificó el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007 señalando que "el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas".

Que desde el 21 de diciembre de 2009 y hasta el 14 de enero de 2010 se prevé una reducción de la demanda de gas natural de los diferentes sectores de consumo.

Que la CHEVRON PETROLEUM COMPANY informó de un mantenimiento preventivo del turbocompresor del tren B del campo Guajira a realizarse durante el día 20 de diciembre de 2009, que implicarán un déficit del 40% en esta fuente de suministro.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 18 2074 de 2009"

Que en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio de gas natural a nivel nacional a los sectores prioritarios, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, teniendo en cuenta los mantenimientos y ampliaciones en la infraestructura de gas natural previstos hasta enero de 2010.

#### RESUELVE:

**ARTÍCULO 1º.** Modifícase el Artículo 1º de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009, el cual quedará así:

"**ARTÍCULO 1º.** Fijese el siguiente orden de atención durante el racionamiento programado declarado mediante la Resolución 18 1654 de 29 septiembre de 2009, en todos los puntos de entrada, todos los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte, todos los campos de producción de gas natural y los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

- 1.1 En primer lugar, tendrán prioridad de atención todos los Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados en el mercado primario, contratos de suministro y/o transporte de gas natural, para la atención de la demanda de: i) la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte, ii) los usuarios residenciales y Pequeños Usuarios Comerciales inmersos en la red de distribución y, iii) los comercializadores de GNCV.
- 1.2 En segundo lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de los sectores distintos a los señalados en el Numeral 1.1 de este Artículo.
- 1.3 En tercer lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que No Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de los sectores distintos a los señalados en el Numeral 1.1 de este Artículo.
- 1.4 En cuarto lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.
- 1.5 En quinto lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que no Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural para la atención de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**PARÁGRAFO.** En el caso de que existan Contratos que Garantizan Firmeza para prestar el servicio de suministro o de transporte de gas natural que involucren simultáneamente compromisos en Firme e interrumpibles de cantidades y/o capacidades de transporte de gas natural, para efectos de determinar el orden de prioridad, se atenderán primero las cantidades de gas natural y/o capacidad de transporte en firme y luego las sujetas a disponibilidad".

**ARTÍCULO 2º.** Modifícase el Artículo 2º de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009, el cual quedará así:

"**ARTÍCULO 2º.** Según el orden de prioridad dispuesto en el Artículo 1º de la presente resolución y una vez atendida la demanda de gas natural de los sectores señalados en el Numeral 1.1 del Artículo 1º de la misma Resolución, fijese el siguiente orden de atención entre los Agentes que comercializan gas natural y que tengan el mismo nivel de prioridad.



...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 18 2074 de 2009"

- 2.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional de aquellas plantas que tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural y que no hayan sido objeto de sustitución de gas natural por combustibles líquidos. Se asignará como máximo 100 MPCD para la Generación Térmica Nacional del Interior del País desde los campos de la Guajira.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán las cantidades de gas natural y/o la capacidad de transporte entre las plantas en mención que estando en el despacho económico eléctrico se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007.

- 2.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto se asignará como máximo 35 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira.
- 2.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de los demás Agentes distinta de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones, a prorrata de las cantidades nominadas por cada Agente.
- 2.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**PARAGRAFO 1.** Si como resultado del seguimiento del Mercado Mayorista de Energía el Centro Nacional de Despacho -CND-, con base en el análisis de que trata la Resolución CREG 137 de 2009, encuentra que la generación por tecnología en el mercado no es acorde a lo que se requiere para el manejo de la situación energética nacional, determinará, en coordinación con ECOPETROL, la distribución más óptima de las cantidades de Gas Natural entre las plantas termoeléctricas de que trata el Numeral 2.1 del Artículo 2°, así como los requerimientos de generación con combustibles líquidos, de tal manera que no se degrade la confiabilidad del sistema eléctrico nacional por reducción de la generación térmica.

**PARÁGRAFO 2.** Los productores-comercializadores y transportadores tomarán todas las medidas a su alcance y coordinarán entre sí, para asegurar la asignación prevista de la cantidad mencionada en este Artículo.\*

**ARTÍCULO 3°** Entre las 00:00 horas y las 24:00 horas del 20 de diciembre de 2009, se asignará como máximo, desde los campos de la Guajira, 180 MPCD de gas natural para la Generación Térmica Nacional de la Costa Caribe y 40 MPCD para la Generación Térmica Nacional del interior del país.

**PARÁGRAFO.** Si durante el periodo mencionado en este Artículo se llegaren a presentar excedentes de gas desde los campos de la Guajira, se asignarán a la atención de la Demanda Eléctrica Nacional.

**ARTÍCULO 4°.** Durante el periodo comprendido entre el 21 de diciembre de 2009 y el 14 de enero de 2010 se asignará como máximo, desde los campos de la Guajira 110 MPCD para la Generación Térmica Nacional del Interior del País.

CEL

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 18 2074 de 2009"

**ARTÍCULO 5°.** Si como resultado de la asignación prevista en los Artículos 2° y 3° de la presente Resolución se comprometen las cantidades mínimas de gas requeridas como combustible en la refinería de Barrancabermeja, se modificará el orden de atención previsto para incluirlas, una vez atendida la demanda de gas natural de los sectores señalados en el Numeral 1.1 del Artículo 1° de esta Resolución.

**PARÁGRAFO:** Para efectos de este Artículo, se entenderán como cantidades mínimas de gas requeridas como combustible en la refinería de Barrancabermeja 63 MPCD, de los cuales, hasta 35 MPCD, son con cargo a los campos de Guajira y la diferencia será cubierta con cargo a los campos La Cira Infantas, Lisama, Gala y Llanito, Opón, Payoa, Provincia, Yarigüí y Cantagallo

**ARTÍCULO 6°** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, adicionada por la Resolución 18 1686 de 2 de octubre de 2009, modificada por las Resoluciones 18 1739 de 7 de octubre, 18 1846 del 19 de octubre de 2009, 18 2003 de 11 de noviembre de 2009 y 18 2074 de 23 de noviembre de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**  
Dada en Bogotá, D.C.,

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

HDCL / LAPJ.  
CSRS /

**ANEXO J. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0197 (FEBRERO 11 DEL 2010)**

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0197

( 11 FEB. 2010 )

Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que la CHEVRON PETROLEUM COMPANY mediante comunicación con radicado interno No. 2010003484 de 27 de enero de 2010 informó de un mantenimiento preventivo del tren A del sistema de compresión de la producción del campo Chuchupa en Ballena, a realizarse durante el día 14 de febrero de 2010, que implicará una reducción en la capacidad de producción en las instalaciones de producción de gas en la Guajira a 460 MPCD.

Que, por su parte, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, mediante comunicación con radicado interno No. 2010005903 de 9 de febrero de 2010, informó que TGI S.A. E.S.P. efectuará el mantenimiento de la Estación Compresora de Norean, en virtud del cual el día 14 de febrero de 2010 se presentará una restricción de 45 MPCD.

Que en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio de gas natural a nivel nacional a los sectores prioritarios, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural teniendo en cuenta los mencionados mantenimientos.

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1º.** Entre las 00:00 horas y las 24:00 horas del 14 de febrero de 2010 se asignarán, como máximo, desde los campos de la Guajira: 150 MPCD de gas natural para la generación térmica nacional de la Costa Caribe y 50 MPCD para la generación térmica nacional del interior del país.



...Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

**PARÁGRAFO.** Si durante el período previsto en este Artículo se llegaren a presentar excedentes de gas desde los campos de la Guajira, éstos se asignarán a la atención de la Demanda Eléctrica Nacional.

**ARTICULO 2°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., a 11 FEB. 2010

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

  
HECLJ LAPJ.  
CSRS.IJSG.



ANEXO K. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0212 (FEBRERO 12 DEL 2010)

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0212  
(12 FEB. 2010)

Por la cual se modifica el Artículo 4 de la Resolución 18 1686 de 2009

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución No. 18 1686 de 2 de octubre de 2009 se adicionó la Resolución No. 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 mediante la cual el Ministerio de Minas y Energía declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que el Artículo 4 de la Resolución No. 18 1686 de octubre 2 de 2009 fue modificado en virtud del Artículo 1° de la Resolución 18 2003 de noviembre 11 de 2009.

Que de acuerdo con las nuevas disposiciones regulatorias para el Mercado de Energía Mayorista expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, se hace necesario ajustar las medidas de Racionamiento Programado de Gas Natural declarado por el Ministerio de Minas y Energía.

Que mediante la Resolución CREG 137 del 30 de octubre de 2009 se adoptó un esquema de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista con el fin de asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda y activar mecanismos para mantener el nivel de confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional durante el Racionamiento Programado de Gas Natural declarado por el Ministerio de Minas y Energía y mientras se mantenga presente el Fenómeno de El Niño.

RESUELVE:

**ARTÍCULO 1°.** Derógase el Artículo 4 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, modificado por el Artículo 1° de la Resolución 18 2003 del 11 de noviembre de 2009.

**ARTÍCULO 2°.** Cuando para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 137 de 2009, o aquéllas que la modifiquen o sustituyan, se requieran cantidades de gas natural adicionales a las contratadas por los agentes termoeléctricos y, por ello se haga uso de gas natural con destino a exportaciones, el precio de dichas cantidades adicionales será igual al establecido en el contrato de exportación.

*[Firma]*



Resolución No. 18 0212 DE 12 FEB. 2010

Hoja No. 2 de 2

...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica el Artículo 4 de la Resolución 18 1685 de 2009"

**ARTÍCULO 3°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 2009.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., 12 FEB. 2010

  
HERNÁN MARTÍNEZ TORRÉS  
Ministro de Minas y Energía

  
HOCL / LAPJ.  
CERS / JUSG.

**ANEXO L. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0394 (MARZO 11 DEL 2010)**

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0394

( 11 MAR. 2010 )

Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**LA VICEMINISTRA DE MINAS Y ENERGÍA ENCARGADA DE LAS FUNCIONES  
DEL DESPACHO DEL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y por el Decreto 651 de 2010; y,

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que el Consejo Nacional de Operación de Gas mediante comunicación con radicado interno No. 2010011110 de 5 de marzo de 2010 informó de un mantenimiento preventivo del turbocompresor del tren B de los campos de la Guajira, a realizarse desde el día 28 de marzo de 2010, que implicará una reducción en la capacidad de producción en las instalaciones de producción de gas en la Guajira a 460 MPCD.

Que, por su parte, ECOPETROL S.A. mediante comunicación con radicado interno No. 2010011759 de 9 de marzo de 2010 informó que efectuará la reparación del gasoducto El Centro – Refinería de Barrancabermeja a partir de las 00:00 horas del día 15 de marzo de 2010, lo que exigirá un mayor requerimiento de gas desde los campos de la Guajira para garantizar su mínimo operacional.

Que TGI S.A. E.S.P. mediante comunicación con radicado interno No. 2010012134 de 11 de marzo de 2010 informó que efectuará una parada de las estaciones compresoras de Casacará y Barrancabermeja, a partir de las 04:00 horas del día 30 de marzo de 2010, lo que disminuirá la capacidad de transporte en este gasoducto en máximo 46 MPCD.

Que en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio de gas natural a nivel nacional a los sectores prioritarios, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, teniendo en cuenta los mencionados mantenimientos.

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.** Entre las 00:00 horas del 15 de marzo de 2010 y las 24:00 horas del 31 de marzo de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 43 MPCD de gas natural como combustible para la Refinería de Barrancabermeja.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

**ARTÍCULO 2°.** Entre las 00:00 horas del 15 de marzo de 2010 y las 24:00 horas del 29 de marzo de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 92 MPCD de gas natural para la generación térmica nacional del interior del país.

**PARÁGRAFO.** Entre las 00:00 horas del 30 de marzo de 2010 y las 24:00 horas del 31 de marzo de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 46 MPCD para la generación térmica nacional del interior del país.

**ARTÍCULO 3°.** Entre las 00:00 horas del 28 de marzo de 2010 y las 24:00 horas del 29 de marzo de 2010 y, las 00:00 horas y hasta las 24:00 horas del 1 de abril de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 100 MPCD de gas natural para la generación térmica nacional de la Costa Caribe.

**PARÁGRAFO.** Entre las 00:00 horas del 30 de marzo de 2010 y las 24:00 horas del 31 de marzo de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 146 MPCD de gas natural para la generación térmica nacional de la Costa Caribe.

**ARTÍCULO 4°.** Si durante los periodos previstos en esta Resolución se llegaren a presentar excedentes de gas desde los campos de la Guajira, éstos se asignarán a la atención de la Demanda Eléctrica Nacional.

**ARTÍCULO 5°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**  
Dada en Bogotá, D.C., a

07 MAR. 2010

  
2/2 **SILVANA GAIARDO CHÁVEZ**  
La Viceministra de Minas y Energía encargada de las funciones  
del Despacho del Ministro de Minas y Energía

  
HDQL/LAPJ.  
CSRS/JJSG.

**ANEXO M. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0497 (MARZO 25 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0497**

**( 25 MAR. 2010 )**

Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 380 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que mediante la Resolución 18 0394 de 11 de marzo de 2010 el Ministerio adoptó unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural, con ocasión de mantenimientos preventivos y reparaciones reportadas por los Agentes.

Que CHEVRON PETROLEUM COMPANY mediante comunicación con radicado interno No. 2010014666 de 25 de marzo de 2010 informó que, por eventos operativos imprevistos presentados en el sistema de compresión de la producción del campo Ballera, se reducirá la capacidad de producción en las instalaciones de la Guajira ± 445 MPCD, una vez inicie el mantenimiento preventivo del turbocompresor del tren B de los campos de la Guajira el día 28 de marzo de 2010.

Que, por su parte ECOPETROL S.A. mediante comunicación con radicado interno No. 2010014668 de 25 de marzo de 2010 informó que, es necesario realizar trabajos correctivos de emergencia en una caldera y en un sistema de recuperación de catalizador de una unidad de cracking en la refinería de Barrancabermeja a partir de las 00:00 horas del día 26 de marzo de 2010, lo que exigirá un mayor requerimiento de gas desde los campos de la Guajira para garantizar su mínimo operacional.

Que teniendo en cuenta lo anterior se hace necesario derogar la Resolución 18 0394 de 2010 y ajustar la asignación de gas natural, en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a nivel nacional a los sectores prioritarios

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.-** Asignar el gas natural de los campos de la Guajira requerido como combustible para la Refinería de Barrancabermeja y para la generación térmica nacional del interior del país y de la Costa Caribe, para las fechas que se relacionan a continuación, en la cantidad máxima que en cada caso se indica.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

DESDE		HASTA		MPCD		
hora	día	hora	día	Refinería Barrancabermeja	Térmica Interior	Térmica Costa
00:00	26-Mar-10	24:00	27-Mar-10	50,5	84,5	Ver Nota 1
00:00	28-Mar-10	24:00	29-Mar-10	50,5	84,5	85,0
00:00	30-Mar-10	24:00	31-Mar-10	50,5	38,5	131,0
00:00	01-Abr-10	24:00	01-Abr-10	42,5	92,5	85,0
00:00	02-Abr-10	24:00	04-Abr-10	42,5	92,5	Ver Nota 1

Nota 1: Asignación conforme a la Resolución 18 2074 de 2009, modificada por la Resolución 18 2307 de 2009

**ARTÍCULO 2°.** Si durante los períodos previstos en esta Resolución se llegaren a presentar excedentes de gas desde los campos de la Guajira, éstos se asignarán a la atención de la Demanda Eléctrica Nacional.

**ARTÍCULO 3°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga la Resolución 18 0394 del 11 de marzo de 2010.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., a

25 MAR. 2010



**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

HDCL / LAPJ,  
GSRG/JJSG

**ANEXO N. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0551 (ABRIL 6 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0551**

**( 6 ABR. 2010 )**

Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009,  
y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que en la reunión No. 79 de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País, CACSSE, ECOPETROL informó que es necesario ampliar el término para culminar los trabajos correctivos de emergencia en una unidad de cracking en la refinería de Barrancabermeja a partir de las 00:00 horas del día 7 de abril de 2010, lo que exigirá un mayor requerimiento de gas desde los campos de la Guajira para garantizar su mínimo operacional.

Que teniendo en cuenta lo anterior se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a nivel nacional a los sectores prioritarios.

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.** Entre las 00:00 horas del 7 de abril de 2010 y las 24:00 horas del 12 de abril de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 42 MPCD de gas natural como combustible para la Refinería de Barrancabermeja.

**ARTÍCULO 2°.** Entre las 00:00 horas del 7 de abril de 2010 y las 24:00 horas del 12 de abril de 2010 se asignará, como máximo, desde los campos de la Guajira 93 MPCD de gas natural para la generación térmica nacional del interior del país.

... Continuación de la Resolución "Por la cual se adoptan unas medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

**ARTÍCULO 3°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., a 6 ABR. 2010

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

*Asst*  
RDCL / LAPJ.  
CERS/JJSG

**ANEXO O. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0591 (ABRIL 12 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0591**

**(12 ABR. 2010)**

Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009;  
y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que ECOPETROL S.A., mediante comunicación con radicado interno No. 2010017680 de 12 de abril de 2010, informó que es necesario ampliar el término para culminar los trabajos correctivos de emergencia en una unidad de cracking en la refinería de Barrancabermeja a partir de las 00:00 horas del día 13 de abril de 2010, lo que exigirá un mayor requerimiento de gas desde los campos de la Guajira para garantizar su mínimo operacional hasta el 29 de abril de 2010, en las cantidades indicadas en dicha comunicación.

Que teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a nivel nacional a los sectores prioritarios.

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1°.** Entre las 00:00 horas del 13 de abril de 2010 y las 24 horas del 29 de abril de 2010 se asignará desde los campos de la Guajira, como máximo, el gas natural requerido como combustible para la Refinería de Barrancabermeja y para la generación térmica nacional del interior del país, en las cantidades y fechas presentadas en el siguiente cuadro:

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

DESDE		HASTA		MPCD	
hora	día	hora	día	Refinería Barrancabermeja	Térmica Interior
00:00	13-Abr-10	24:00	20-Abr-10	50,0	85,0
00:00	21-Abr-10	24:00	21-Abr-10	48,0	87,0
00:00	22-Abr-10	24:00	29-Abr-10	39,0	96,0

**ARTÍCULO 2°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., a **12 ABR. 2010**

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
 Ministro de Minas y Energía

  
 MDOL / LAPJ.  
 CSRS. JJSQ.

**ANEXO P. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0924 (JUNIO 2 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0924

2 JUN. 2010

Por la cual se levantan unas medidas adoptadas dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 y se dictan otras disposiciones

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que debido a la evolución de las principales variables energéticas asociadas con el nivel de los embalses del Sistema Interconectado Nacional y al comportamiento del fenómeno climático denominado "Fenómeno del Niño", se hace necesario levantar algunas de las medidas adoptadas durante el Racionamiento Programado de Gas Natural.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Modifíquese el Artículo 2° de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009, modificado por los Artículos 2° de la Resolución 18 2307 de 16 de diciembre de 2009 y 1° de la Resolución 18 0717 de 28 de abril de 2010, el cual quedará así:

"**Artículo 2°.** Según el orden de prioridad dispuesto en el Artículo 1° de la presente Resolución y una vez atendida la demanda de gas natural de los sectores señalados en el Numeral 1.1 del Artículo 1° de la misma Resolución, fijese el siguiente orden de atención entre los Agentes que comercializan gas natural y que tengan el mismo nivel de prioridad.

2.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional. Se asignará como máximo 70 MPCD para la Generación Térmica Nacional del Interior del País desde los campos de la Guajira.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural, asignarán las cantidades de gas natural y/o la capacidad de transporte entre las plantas que estando en el despacho económico eléctrico se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico

...Continuación de la Resolución "Por la cual se levantan unas medidas adoptadas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 y se dictan otras disposiciones"

asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007.

- 2.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto se asignará como máximo 35 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira.
- 2.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de los demás Agentes distinta de la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones, a prorrata de las cantidades nominadas por cada Agente. En este orden de atención no se atenderá Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional, Demanda de Gas Natural Eléctrica con Destino a Exportaciones, ni Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja.
- 2.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural con Destino a Exportaciones.

**Parágrafo 1.** El Centro Nacional de Despacho, CND, en coordinación con ECOPEPETROL, determinará la distribución más óptima de las cantidades de Gas Natural entre las plantas termoeléctricas de que trata el Numeral 2.1 del presente Artículo, de tal manera que no se degrade la confiabilidad del sistema eléctrico nacional por reducción de la generación térmica.

**Parágrafo 2.** Los Productores-Comercializadores y los Transportadores tomarán todas las medidas a su alcance y se coordinarán entre sí, para asegurar la asignación prevista de las cantidades mencionadas en este Artículo.

**Parágrafo 3.** Una vez se cuente con capacidad adicional a los 190 MPCD de transporte en el tramo Ballena – Barrancabermeja, se adicionará la cantidad máxima de gas natural asignada para la Refinería de Barrancabermeja en la misma cantidad adicional, hasta alcanzar un máximo de 65 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira."

**Artículo 2.** Deróguese el Artículo 2° de la Resolución 18 1686 de 2 de octubre de 2009, modificado por los Artículo 1° de la Resolución 18 1846 de 19 de octubre de 2009 y 3° de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009.

**Artículo 3.** Modifíquese el Artículo 13° de la Resolución 18 1739 de 7 de octubre de 2009, el cual quedará así:

**"Artículo 13°.** Durante la vigencia del Racionamiento Programado declarado mediante Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009, el Centro Nacional de Despacho, CND, diariamente y una vez culminado el ciclo de nominación de suministro y transporte de gas, elaborará el balance de gas y, antes de las 22:20 horas, determinará el déficit y/o excedente de gas y/o capacidad de transporte para cubrir la Demanda de Gas Natural por Atender e informará a los Productores-Comercializadores.

Para el efecto, los Productores-Comercializadores, los Transportadores y los remitentes del Sistema Nacional de Transporte entregarán al Centro Nacional de Despacho, CND, como mínimo y para el siguiente día de gas, antes de las 21:20 horas, la información sobre: i) la Demanda de Gas Natural por Atender; ii) las cantidades contratadas; iii) el tipo de contrato (firme, interrumpible); iv) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural priorizado; v) las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural asignado; y, vi) los excedentes o faltantes en todos los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte, en todos los campos de producción de gas natural y en los puntos de entrada de las interconexiones internacionales de gas.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se levantan unas medidas adoptadas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009 y se dictan otras disposiciones"

**PARÁGRAFO 1º.** El CND determinará los medios y diseñará los formatos requeridos para el envío de la información de que trata el presente Artículo. Mientras el CND define lo anterior, ésta información se enviará en archivos con formato Excel a través de Internet, en la cuenta que defina el CND.

**PARÁGRAFO 2º.** En el caso de que un Productor-Comercializador o un Transportador de gas natural no envíe al Centro Nacional de Despacho, CND, la información en la oportunidad establecida en el presente Artículo o ésta se presente con inconsistencias o incompleta, el CND informará de este hecho a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás autoridades competentes."

**Artículo 4º.** Deróguese el Artículo 4º de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009.

**Artículo 5º.** Deróguese, a partir del tercer día calendario siguiente a la fecha de expedición de la presente Resolución, el reconocimiento a los Productores – Comercializadores previsto en el Artículo 3 de la Resolución 18 1686 de 2 de octubre de 2010, modificado por los Artículos 11º de la Resolución 18 1739 de 7 de octubre de 2009 y 2º de la Resolución 18 1846 de 19 de octubre de 2009.

**Artículo 6º.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publiquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a

2 JUN. 2010



**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

*[Handwritten initials]*  
HDCL/LAPJ.  
CSRS/IJSG.

**ANEXO Q. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0820 (MAYO 18 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0820**

**( 18 MAY. 2010 )**

Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que TGI S.A. E.S.P. en reunión número 82 de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País, CACSSE, celebrada el 11 de mayo de 2010, informó que por obras preparatorias a la ampliación de capacidad del tramo Ballena – Barrancabermeja, se restringirá su capacidad de transporte entre el 20 y el 27 de mayo de 2010.

Que con ocasión de la restricción de la capacidad de transporte informada por TGI S.A. ESP, establecida en detalle en reunión sostenida posteriormente con la Dirección de Gas de este Ministerio, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a nivel nacional a los sectores prioritarios.

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.** Entre las 00:00 horas del 23 de mayo de 2010 y las 24 horas del 25 de mayo de 2010 se asignará en el tramo de gasoducto Ballena - Barrancabermeja, como máximo, el gas natural requerido como combustible para la generación térmica nacional del interior del país, en las cantidades y fechas presentadas en el siguiente cuadro:

DESDE		HASTA		MPCD
hora	día	hora	día	Térmica Interior
00:00	23-May-10	24:00	23-May-10	50,0
00:00	24-May-10	24:00	24-May-10	40,0
00:00	25-May-10	24:00	25-May-10	70,0

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

**Artículo 2°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publiquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a

18 MAY. 2010

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

  
MEL/LAPJ.  
CSRS/JJSG.

**ANEXO R. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1432 (AGOSTO 6 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18-1432**

**( 06 AGO. 2010 )**

Por la cual se adoptan medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1654 del 29 de Septiembre de 2009 declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural que se encuentra actualmente vigente.

Que ECOPETROL S.A., mediante comunicación con radicado interno No. 2010035134 de 13 de julio de 2010, informó que las nuevas plantas de hidrotreamiento en la Refinería de Barrancabermeja tendrán un consumo adicional de 22 MPCD a partir del mes de agosto de 2010, razón por la cual la Refinería tendrá un mayor requerimiento de gas como combustible para garantizar su mínimo operativo, el cual será de 85 MPCD, de los cuales, 57 MPCD procederán de los campos de la Guajira, por lo que han solicitado al Ministerio de Minas y Energía modificar las cantidades mínimas requeridas para esta Refinería.

Que CHEVRON PETROLEUM COMPANY, mediante comunicación con radicado interno No. 2010036466 de 21 de julio de 2010, informó que por trabajos en las instalaciones de gas en la Guajira, relacionados con la conexión de la línea de transferencia de gas de la Asociación Guajira a la entrada del sistema de TGI S.A. ESP, se reducirá la capacidad de transporte al interior del país entre el 14 y 16 de agosto de 2010.

Que TGI S.A. ESP, mediante comunicación con radicado interno No. 2010039078 de 3 de agosto de 2010, informó que realizará trabajos en las estaciones compresoras existentes del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y efectuará el mantenimiento de un tren de la planta deshidratadora de Centragas en Ballena, lo que ocasionará una reducción de la capacidad de transporte de gas natural hacia el interior del país, entre el 13 y 16 de agosto de 2010.

Que, teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario ajustar la asignación de gas natural, en orden a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a nivel nacional a los sectores prioritarios.

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.** Modifíquese el Numeral 2.2 del Artículo 2° de la Resolución 18 2074 de 23 de noviembre de 2009, por el Artículo 1. de la Resolución 18 0924 de 2 de junio de 2010, el cual quedará así:

...Continuación de la Resolución "Por la cual se adoptan medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 1654 de 2009"

"2.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto, se asignarán como máximo 55 MPCD de gas natural desde los campos de la Guajira."

Artículo 2º.- Asignar el gas natural de los campos de la Guajira requerido como combustible para la Refinería de Barrancabermeja y para la generación térmica nacional del interior del país, para las fechas que se relacionan a continuación, en la cantidad máxima que en cada caso se indica:

DESDE		HASTA		MPCD	
hora	día	hora	día	Refinería Barrancabermeja	Térmica Interior
00:00	12-Ago-10	24:00	12-Ago-10	55,0	0,0
00:00	13-Ago-10	24:00	13-Ago-10	55,0	0,0
00:00	14-Ago-10	24:00	14-Ago-10	51,5	0,0
00:00	15-Ago-10	24:00	15-Ago-10	51,5	0,0
00:00	16-Ago-10	24:00	16-Ago-10	51,5	0,0

Parágrafo. En caso de que se den cantidades de gas natural excedentes, éstas se asignarán a la Refinería de Barrancabermeja hasta un máximo de 55 MPCD.

Artículo 3º. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y tendrá vigencia hasta que se declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante Resolución 18 1654 de 2009.

**Publíquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a **06 AGO. 2010**

  
**HERNÁN MARTÍNEZ TORRES**  
Ministro de Minas y Energía

  
RDCL/LAPJ.  
CSRS/JJSG.

**ANEXO S. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-2025 (OCTUBRE 25 DEL 2010)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 2025**

**( 25 OCT. 2010 )**

Por la cual se declara el cese de Racionamientos Programados de Gas Natural

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010, declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en todos los Puntos de Entrada y todos los Puntos de Salida del tramo Mariquita-Neiva, y en todos los Puntos de Entrada y Puntos de Salida del Sistema de Transporte del interior del país, respectivamente, que aún se encuentran vigentes.

Que HOCOL S.A., mediante comunicación con radicado interno No. 2010053790 de 14 de octubre de 2010 informó que la duración de la restricción en las facilidades de producción de los campos que dieron origen al racionamiento programado de gas natural declarado con la Resolución 18 1733 de 2010, culminaría el 17 de octubre de 2010.

Que de otra parte, el 20 de octubre de 2010 BP Exploration Company (Colombia) Limited, mediante comunicación con radicado interno No. 2010054589, informó a este Ministerio que los trabajos programados en la planta de gas de Cusiana, relacionados con el mantenimiento de compresores y conexiones de la planta de Amina 2 concluyeron el 18 de octubre de 2010.

Que así mismo, la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado interno No. 2010054708 de 20 de octubre de 2010, recibida vía correo electrónico, informó que la intervención en el gasoducto La Belleza –Vasconia finalizó el 17 de octubre de 2010.

Que a la fecha, se encuentran superadas las condiciones de déficit que dieron origen al Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010, por lo que es necesario declarar el cese del racionamiento programado de gas natural.

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.** Declarar el cese de los Racionamientos Programados de Gas Natural, declarados mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el cese de Racionamientos Programados de Gas Natural"

**Artículo 2°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publíquese y Cúmplase**

Dada en Bogotá, D.C., a 25 OCT. 2010

  
**CARLOS RODADO NORIEGA**  
Ministro de Minas y Energía

de HDCL / LAPJ.  
CSRS/YPC

**ANEXO T. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1482 (AGOSTO 30 DEL 2012)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1482**

**( 30 AGO 2012 )**

Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y se adoptan otras medidas

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que, mediante comunicación con radicado Minminas No. 2012047204 del 30 de agosto de 2012, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO-Gas informó a este Ministerio que el Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga quedó indisponible.

Que, de acuerdo con los análisis realizados por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, las implicaciones de dicha indisponibilidad y las condiciones actuales del mercado de gas y del mercado eléctrico indican que se presentará una restricción en la ciudad de Bucaramanga, comprometiendo la continuidad del servicio para la totalidad de la demanda regulada.

Que, con el fin de asegurar el abastecimiento de la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución de la ciudad de Bucaramanga, el CNO-Gas recomienda al Ministerio considerar la declaratoria de Racionamiento Programado de Gas Natural mientras se normalizan las condiciones de operación del Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga.

Que el Decreto 4500 de 2010 establece que, cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural o de Energía Eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda entre los Agentes teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Que el Ministerio de Minas y Energía encuentra que se presentará una situación de déficit de transporte de gas y considerando que no hay certeza respecto al tiempo de normalización de las condiciones del servicio de transporte de gas natural por dicho gasoducto y, en aras de preservar la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario a los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución de la ciudad de Bucaramanga,

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y se adoptan otras medidas."

considera que se hace necesario declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en el campo de la Guajira para la atención de la demanda de gas natural del interior del país, a partir de las 00:00 horas del 31 de agosto de 2012.

**Parágrafo.** El Ministerio de Minas y Energía determinará mediante resolución la fecha de cese del racionamiento declarado en la presente Resolución.

**Artículo 2.** Conforme con lo previsto en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, fijese el siguiente orden de atención de la demanda de gas natural del interior del país desde el campo de la Guajira, el cual debe ser aplicado por los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural durante el Día de Gas:

- 2.1 En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de:  
(i) los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, y (ii) la operación de las estaciones compresoras del Sistema de Transporte del Interior del país.

La asignación de gas para cada Agente de que trata el presente Numeral deberá reflejar, como máximo, las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural destinado a atender la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución declaradas por los Distribuidores-Comercializadores y por los Comercializadores en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 7° y 8° del Decreto 880 de 2007, respectivamente, para el segundo semestre del año 2012.

En ausencia de esta información se asignará, como máximo, a los Distribuidores – Comercializadores y Comercializadores de Gas Natural la demanda promedio diaria del mes de julio de 2012 registrada por el Transportador para dichos Agentes, calculada en millones de pies cúbicos por día – MPCD - para cada día de la semana. Esta información, en todo caso, debe ser remitida por parte del Transportador a los Productores-Comercializadores y será obligatoria para las asignaciones de suministro y transporte de gas natural.

- 2.2 En segundo lugar tendrá prioridad de atención de la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional para la generación térmica del interior del país que, estando en el despacho económico eléctrico, se requiera por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores, Comercializadores y/o Transportadores de gas natural asignarán las cantidades de gas natural y/o capacidad de transporte entre las plantas que, estando en el despacho económico eléctrico, se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y se adoptan otras medidas."

La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007. En caso de que la cantidad requerida por seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional supere la cantidad prevista en este Numeral, dicha cantidad se asignará a la Planta o Plantas Térmicas con mayor eficiencia térmica.

2.3 En tercer lugar tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural Vehicular.

2.4 En cuarto lugar tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural restante a prorrata de las cantidades nominadas.

**Artículo 3.** Los Productores-Comercializadores, Distribuidores-Comercializadores, Comercializadores y los Transportadores tomarán todas las medidas a su alcance y se coordinarán entre sí para asegurar que la asignación de gas natural y/o capacidad de transporte desde el campo de la Guajira sea la ordenada en esta Resolución.

**Parágrafo.** Los Agentes no podrán realizar nominaciones que superen las necesidades reales de la demanda de gas, para el Día de Gas, en los diferentes sectores de consumo. Las nominaciones de suministro y transporte de gas, además de lo establecido en el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007, deben identificar el mercado destino de consumo de dicho gas.

**Artículo 4.** Para asegurar las condiciones operativas en los Sistemas de Transporte de gas natural, a partir de las 00:00 horas del 31 de agosto de 2012 y hasta que el Ministerio de Minas y Energía así lo determine, el Centro Nacional de Despacho Eléctrico deberá proceder a cancelar las Pruebas de Disponibilidad de que tratan el Artículo 15° de la Resolución CREG-085 de 2007 y la Resolución CREG 177 de 2008 respecto de las plantas o unidades de generación termoeléctrica a base de gas natural ubicadas en el interior del país que hayan sido seleccionadas para el efecto.

**Artículo 5.** Los Distribuidores-Comercializadores, los Comercializadores de gas natural, así como los Usuarios No Regulados y demás Agentes conectados directamente al Sistema de Transporte del Interior del país no podrán tomar mayores cantidades de gas natural a las autorizadas para el Día de Gas. De presentarse esta situación, el Productor-Comercializador correspondiente, previo reporte del Transportador de gas, reducirá proporcionalmente la asignación de gas para el Día de Gas siguiente a los Remitentes que incurrieron en desviaciones en contra del Sistema de Transporte y asignará estas cantidades en el proceso de nominación del siguiente Día de Gas al Transportador para balancear nuevamente su Sistema, con cargo a la nominación del Agente que causó el desbalance. En todo caso, incluido este evento, las cantidades totales asignadas a los Agentes para el Día de Gas no deben superar la demanda promedio diaria correspondiente del mes de julio de 2012 registrada por el Transportador para dichos Agentes.

**Artículo 6.** Durante la vigencia del Racionamiento Programado declarado en la presente Resolución, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO-Gas, diariamente y una vez culminado el ciclo de nominación de suministro y transporte de gas, elaborará el balance de gas y determinará el déficit o excedente para cubrir

**...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural y se adoptan otras medidas."**

la Demanda de Gas Natural por atender y lo enviará al Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos para su seguimiento.

Para tal efecto, los Productores-Comercializadores y los Transportadores correspondientes entregarán diariamente al CNO Gas, antes de las 22:00 horas, como mínimo, la siguiente información: (i) las Demandas de Gas Natural por Atender, (ii) las cantidades contratadas, (iii) las cantidades nominadas; y, (iv) las cantidades asignadas tanto en suministro como en transporte.

**Artículo 7.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publíquese y Cúmplase** 30 AGO 2012  
Dada en Bogotá, D.C., a

  
**MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA**  
Ministro de Minas y Energía

Proyectó: Luis Aílro Pérez, Julia Jeannette Sánchez Gómez  
Revisó: Martha Liliana Amaya Parra, Juan José Parada Holguín  
Aprobó: Mauricio Cárdenas Santamaría

**ANEXO U. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1498 (AGOSTO 31 DEL 2012)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO**

( ) 18 1498  
31 AGO 2012

Por la cual se modifica la Resolución 18 1482 de 2012

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución 18 1482 de 2012 se dio inicio a un Racionamiento Programado de Gas Natural en el campo de la Guajira, para la atención de la demanda del interior del país, a partir de las 00:00 horas del 31 de agosto de 2012.

Que así mismo, las necesidades de gas natural en la Refinería de Barrancabermeja han exigido demandas de gas natural de 65 MPCD para no afectar la producción de combustibles derivados del petróleo.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Modificar los Numerales 2.2, 2.3 y 2.4 del Artículo 2 de la Resolución 18 1482 de 2012; los cuales quedarán así:

**"Artículo 2. (...)**

(...)

- 2.2 En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto se asignarán 65 MPCD de gas natural.
- 2.3 En tercer lugar, tendrá prioridad de atención de la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional para la generación térmica del interior del país que, estando en el despacho económico eléctrico, se requiera por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

De conformidad con la información del Centro Nacional de Despacho, CND, los Productores-Comercializadores, Comercializadores y/o Transportadores de gas natural asignarán las cantidades de gas natural y/o capacidad de transporte entre las plantas que, estando en el despacho económico eléctrico, se requieran por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

La asignación a los Agentes Termoeléctricos de que trata el presente Numeral será, como máximo, la requerida para atender el despacho económico eléctrico asociado a la Demanda de Gas Natural Eléctrica Nacional; asignación



...Continuación de la Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 18 1482 de 2012."

que deberá reflejarse en las nominaciones de que trata el Artículo 6° del Decreto 880 de 2007. En caso de que la cantidad requerida por seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional supere la cantidad prevista en este Numeral, dicha cantidad se asignará a la Planta o Plantas Térmicas con mayor eficiencia térmica.

2.4 En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la Demanda de Gas Natural restante a prorrata de las cantidades nominadas según el orden de prioridad establecido en el Artículo 2° del Decreto 880 de 2007."

**Artículo 2.** Adiciónese el siguiente Parágrafo al Artículo 4 de la Resolución 18 1482 de 2012:

"**Parágrafo.** El Centro Nacional de Despacho procederá a cancelar las pruebas de generación termoeléctrica de las plantas del interior del país que utilicen como combustible gas natural y que estén en ejecución o programadas por los respectivos agentes termoeléctricos."

**Artículo 3.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publíquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a

**MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA**  
Ministro de Minas y Energía

Proyectó: Luis Alirio Pérez, Julia Jeannette Sánchez Gómez  
Revisó: Martha Liliana Amaya Parra  
Aprobó: Mauricio Cárdenas Santamaría

**ANEXO V. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-1733 (OCTUBRE 25 DEL 2010)**

República de Colombia



Unidad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 2025

( 25 OCT. 2010 )

Por la cual se declara el cese de Racionamientos Programados de Gas Natural

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010, declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en todos los Puntos de Entrada y todos los Puntos de Salida del tramo Mariquita-Neiva, y en todos los Puntos de Entrada y Puntos de Salida del Sistema de Transporte del interior del país, respectivamente, que aún se encuentran vigentes.

Que HOCOL S.A., mediante comunicación con radicado interno No. 2010053790 de 14 de octubre de 2010 informó que la duración de la restricción en las facilidades de producción de los campos que dieron origen al racionamiento programado de gas natural declarado con la Resolución 18 1733 de 2010, culminaría el 17 de octubre de 2010.

Que de otra parte, el 20 de octubre de 2010 BP Exploration Company (Colombia) Limited, mediante comunicación con radicado interno No. 2010054589, informó a este Ministerio que los trabajos programados en la planta de gas de Cusiana, relacionados con el mantenimiento de compresores y conexiones de la planta de Amina 2 concluyeron el 18 de octubre de 2010.

Que así mismo, la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado interno No. 2010054708 de 20 de octubre de 2010, recibida vía correo electrónico, informó que la intervención en el gasoducto La Belleza -Vasconia finalizó el 17 de octubre de 2010.

Que a la fecha, se encuentran superadas las condiciones de déficit que dieron origen al Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010, por lo que es necesario declarar el cese del racionamiento programado de gas natural.

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.** Declarar el cese de los Racionamientos Programados de Gas Natural, declarados mediante las Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010.

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el cese de Racionamientos Programados de Gas Natural"

**Artículo 2°.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publíquese y Cúmplase**

Dada en Bogotá, D.C., a 25 OCT. 2010

  
**CARLOS RODADO NORIEGA**  
Ministro de Minas y Energía

HDCL./LAPJ.  
CSRS/YPC

**ANEXO W. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0550 (ABRIL 19 DEL 2011)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18-0552**

**( 19 ABR. 2011 )**

Por la cual se declara el cierre parcial del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011, declaró el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en el nodo Cusiana y en todos los puntos de entrada y todos los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte del Interior del país, a partir de las 0:00 horas del 8 de abril de 2011, exceptuando los Puntos de Entrada y Salida del gasoducto Cusiana-Apiay-Usme.

Que la Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P. informó que la contingencia presentada en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja quedó superada y el servicio de transporte de gas natural por dicho gasoducto fue restablecido.

Que el gasoducto Santa Rita – City Gate Saldaña que conecta los campos de Don Pedro y Monserrate al Sistema Nacional de Transporte aún se encuentra indisponible y no se tiene certeza acerca de la fecha en que se pueda restablecer el suministro de gas natural desde los campos Don Pedro y Monserrate.

Que con el restablecimiento del servicio en el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja se encuentran parcialmente superadas las causas que dieron origen a la declaratoria de Racionamiento Programado de Gas Natural, pero se requiere asegurar la atención de la demanda regulada de los Departamentos de Huila y Tolima afectados por la falta de suministro de gas natural desde los campos Don Pedro y Monserrate, por lo cual se debe mantener el racionamiento respecto de todos los Puntos de Entrada y todos los Puntos de Salida del tramo Mariquita-Neiva.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Declarar el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011, excepto respecto de todos los Puntos de Entrada y todos los Puntos de Salida del tramo Mariquita-Neiva.

**Artículo 2.** Conforme a lo previsto en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, a partir de las 0:00 horas del 20 de abril de 2011 fíjese el siguiente orden de atención de la demanda de gas natural en el tramo Mariquita-Neiva, el cual debe ser aplicado por los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural durante el Día de Gas:

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el cierre parcial del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011"

1. En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.
2. En segundo lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan vigentes y debidamente perfeccionados Contratos que Garantizan Firmeza de suministro y/o de transporte de gas natural, cuyos volúmenes estén destinados por los Agentes para la atención de la demanda diferente a la prevista en el Numeral 1 de este Artículo, a prorrata de sus nominaciones, hasta las cantidades contratadas bajo esta modalidad.
3. En tercer lugar, tendrán prioridad de atención aquellos Agentes que tengan, vigentes y debidamente perfeccionados, Contratos que No Garantizan Firmeza de suministro de gas natural y/o capacidad de transporte, a prorrata de sus nominaciones.

**Artículo 3.** Los Productores - Comercializadores, los Distribuidores - Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores tomarán todas las medidas a su alcance y se coordinarán entre sí para asegurar que la asignación de gas natural y/o capacidad de transporte en el tramo Mariquita -Neiva sea la prevista en el Artículo 2 de esta Resolución.

**Artículo 4.** Deróguese el Artículo 4 de la Resolución 18 0484 de abril 7 de 2011.

**Artículo 5.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publiquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a **19 ABR. 2011**

  
**CARLOS RODADO NORIEGA**  
Ministro de Minas y Energía

  
HDEL/LAPJ.  
MDEL/UISG.  
RCD

**ANEXO X. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA RESOLUCIÓN NÚMERO  
18-0484 (ABRIL 07 DEL 2011)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0484**

**( 7 ABR. 2011 )**

Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009; y

**CONSIDERANDO:**

Que el 6 de abril de 2011 HOCOL S.A. informó a este Ministerio, mediante comunicación con radicado interno No. 2011017347, que una contingencia presentada en el gasoducto Santa Rita – City Gate Saldaña que conecta los campos de Don Pedro y Monserrate al Sistema Nacional de Transporte dejó indisponible dicho gasoducto, por lo cual declara una insalvable restricción en el suministro de gas desde los campos Monserrate y Don Pedro, por tiempo indeterminado, mientras se adelantan todas las acciones necesarias para reestablecer el servicio y señaló que lo anterior implicará restricciones en el campo productor y, por ende, en el suministro de gas proveniente de los mencionados campos, cuya disponibilidad de gas natural será de 0 MBTU.

Que el Consejo Nacional de Operación de Gas, mediante comunicación 2011017562 de 6 de abril de 2011, recomendó declarar un racionamiento programado de gas natural con el objeto de asegurar la atención de la demanda regulada de los Departamentos de Huila y Tolima.

Que el 7 de abril de 2011 TGI S.A. informó a este Ministerio que por contingencia presentada en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja éste quedó indisponible y no hay certeza respecto al tiempo de restablecimiento del servicio de transporte de gas natural por dicho gasoducto.

Que, en atención a la contingencia reportada por TGI S.A. ESP, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en reunión llevada a cabo el 7 de abril de 2011 recomendó declarar un racionamiento programado de gas natural con el objeto de asegurar la atención de la demanda regulada del interior del país.

Que se debe dar prioridad de atención de gas a las estaciones de bombeo para la evacuación de crudo producido en los departamentos del Casanare y Meta, dado que no es posible utilizar un combustible sustituto para su operación.

Que en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por el Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, se establece que cuando se trate de Racionamiento Programado de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de gas natural entre los Agentes, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

HCD

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural"

Que no se tiene certeza acerca de la fecha en que se pueda restablecer tanto el suministro de gas natural de los campos de Don Pedro y Monserrate, como el servicio de transporte de gas natural por el gasoducto Ballena – Barranca por lo que, en aras de preservar la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario a los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución del interior del país, se hace necesario declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Declarar el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en el nodo Cusiana y en todos los puntos de entrada y todos los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte del Interior del país, a partir de las 0:00 horas del 8 de abril de 2011, excepto en los Puntos de Entrada y Salida del gasoducto Cusiana-Apiay-Usme.

**Parágrafo.** Una vez se determine, el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución señalará la fecha de cese del racionamiento declarado en este Artículo.

**Artículo 2.** Conforme a lo previsto en el Artículo 5° del Decreto 880 de 2007, modificado por Artículo 1° del Decreto 4500 de 2009, fíjese el siguiente orden de atención de la demanda de gas natural desde los campos de Cusiana y los demás campos del interior del país conectados al Sistema Nacional de Transporte, el cual debe ser aplicado por los Productores-Comercializadores y/o Transportadores de gas natural durante el Día de Gas:

1. En primer lugar, se atenderá la demanda del interior del país de: i) los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución y ii) la operación de las estaciones compresoras del Sistema de Transporte del Interior del País, hasta un máximo de 4 MPCD de gas natural.

La asignación de gas para cada Agente de que trata el presente Numeral, deberá reflejar, como máximo, las cantidades y/o capacidad de transporte de gas natural destinado a atender la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, declaradas por los Distribuidores-Comercializadores y por los Comercializadores en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 7° y 8° del Decreto 880 de 2007, respectivamente, para el primer semestre del año 2011.

En ausencia de esta información se asignará, como máximo, a los Distribuidores – Comercializadores y Comercializadores de Gas Natural la demanda promedio diaria asignada a estos Agentes durante la vigencia del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 18 2131 de 10 de noviembre de 2010 registrada por el Transportador para dichos Agentes, calculada en millones de pies cúbicos por día – MPCD - para cada día de la semana. Esta información, en todo caso, debe ser remitida por parte del Transportador a los Productores-Comercializadores y será obligatoria para las asignaciones de suministro y transporte de gas natural.

2. En segundo lugar, se atenderá la Demanda de Gas Natural requerida como combustible en la Refinería de Barrancabermeja. Para este efecto se asignarán, como máximo, 49 MPCD de gas natural desde los campos de Cusiana.
3. En tercer lugar, se asignará el gas natural para la operación de las estaciones de bombeo de crudo con destino a la Refinería de Barrancabermeja, hasta un máximo de 2,8 MPCD.
4. En cuarto lugar, se asignará el gas natural necesario para garantizar la operación confiable del Sistema Nacional de Transporte del interior del país, de acuerdo con las capacidades disponibles y las condiciones operativas del mismo.

NW

...Continuación de la Resolución "Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural"

5. En quinto lugar, se atenderá la demanda de gas natural para la generación térmica del interior del país que, estando en el despacho económico eléctrico, llegue a requerirse por razones de seguridad, calidad o confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.
- a) Las cantidades restantes de gas natural y/o capacidad de transporte se asignarán entre la demanda no atendida en los Numerales 1 al 5 del presente Artículo, de acuerdo con la firmeza de los contratos y a prorrata de las nominaciones.

**Artículo 3.** Los Productores-Comercializadores, Distribuidores – Comercializadores, Comercializadores y los Transportadores tomarán todas las medidas a su alcance y se coordinarán entre sí para asegurar que la asignación de gas natural y/o capacidad de transporte desde los campos de Cusiana sea la ordenada en este Artículo.

**Artículo 4.** Para asegurar las condiciones operativas en los Sistemas de Transporte de gas natural, a partir de las 00:00 horas del 8 de abril de 2011 y hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural, el Centro Nacional de Despacho Eléctrico deberá proceder a cancelar las Pruebas de Disponibilidad, de que tratan el Artículo 15º de la Resolución CREG-085 de 2007 y la Resolución CREG 177 de 2008, de las plantas o unidades de generación termoeléctrica a base de gas natural ubicadas en el interior del país que hayan sido seleccionadas.

**Artículo 5.** Durante la vigencia del Racionamiento Programado declarado en la presente Resolución, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO Gas, diariamente y una vez culminado el ciclo de nominación de suministro y transporte de gas, elaborará el balance de gas y lo enviará al Ministerio de Minas y Energía para su seguimiento.

Para tal efecto, los Productores-Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores correspondientes entregarán diariamente al CNO Gas, antes de las 22:00 horas, como mínimo, la siguiente información: i) las Demandas de Gas Natural por Atender, ii) las cantidades contratadas, iii) las cantidades nominadas; y, iv) las cantidades asignadas tanto en suministro como en transporte.

**Artículo 6.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**Publíquese y Cúmplase**  
Dada en Bogotá, D.C., a

7 ABR. 2011



**TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA**  
Viceministro de Minas y Energía Encargado de las Funciones del  
Despacho del Ministro de Minas y Energía

  
MCDL/LAPJ.  
MCDL/JJSG

**ANEXO Y. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DECRETO 2687 (JULIO 22 DEL 2008)**

República de Colombia



Libertad y Orden

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**DECRETO 2687**

**22 JUL 2008**

Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

En ejercicio de las facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por los Artículos 189 Numeral 11 y 370 de la Constitución Política y 8 de la Ley 142 de 1994,

**CONSIDERANDO:**

Que conforme al Artículo 2° de la Constitución Política son fines esenciales del Estado: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

Que el Artículo 365 ibídem establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que el Artículo 7° del Código de Petróleos (Decreto Ley 1056 de 1953), sustituido por el 4° de la Ley 10 de 1961, prevé que las personas que se dediquen a la industria del petróleo en cualquiera de sus ramas, suministrarán al Gobierno los datos de carácter científico, técnico, económico y estadístico.

Que el Artículo 158 del ibídem establece que el Ministerio de Minas y Energía ejercerá de manera constante la vigilancia sobre la forma como se efectúe la explotación de los yacimientos de petróleo de propiedad nacional, con el objeto, entre otros, de impedir una explotación contraria a la técnica o a la economía.

Que el Artículo 212 ibídem señala que el transporte y la distribución de petróleo constituyen un servicio público y las personas y entidades dedicadas a esa actividad deberán ejercerla de conformidad con los reglamentos que dicte el Gobierno en guarda de los intereses generales.

Que conforme a lo previsto en los Artículos 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994 la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que es competencia de la Nación, en forma privativa, la planificación, asignación y gestión del uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

Que la Ley 685 de 2001 por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones, en el Artículo 13 declara de utilidad pública e interés social la industria minera en todas sus ramas y fases.

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

Que se hace necesario disponer de un mecanismo de información confiable sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural, así como de la demanda contratada por los usuarios del servicio, a fin de establecer la situación real de abastecimiento nacional de dicho combustible en orden a disponer de las herramientas necesarias para el cabal cumplimiento de las funciones y competencias asignadas al Ministerio de Minas y Energía en esta materia y, en especial, la de garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de gas natural.

Que con sujeción a lo establecido en el Artículo 4° del Decreto 1760 de 2003, el objetivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Que conforme con lo establecido en el Artículo 59 de la Ley 812 de 2003, cuya vigencia fue prorrogada por el Artículo 160 de la Ley 1151 de 2007, los productores de gas natural podrán disponer libremente de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional y podrán libremente ejecutar la infraestructura de transporte requerida y el Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes.

Que conforme a lo previsto en el Artículo 4° del Decreto 225 de 2004, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene como objetivo planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida, para lo cual, entre otras funciones, debe establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada.

#### DECRETA:

**Artículo 1. Definiciones.** Para efectos de la aplicación del presente Decreto, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la regulación vigente:

**Agente Exportador:** Es una persona jurídica que exporta gas natural.

**Agente Importador:** Es una persona jurídica que importa gas natural.

**Agentes Operacionales y/o Agentes:** Son las personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Agentes los Productores-Comercializadores, los Comercializadores, los Distribuidores, los Transportadores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes de gas natural. Para los efectos de este decreto el Agente Exportador, el Agente Importador y el Comercializador de GNCV son Agentes Operacionales.

**Factor R/P de Referencia:** Es el resultado de dividir las Reservas de Referencia entre la Producción de Referencia. El Factor R/P de referencia será calculado y publicado por el Ministerio de Minas y Energía, por lo menos una (1) vez al año.

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

**Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y de las participaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH:** Es el que recibe el Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

**Producción Comprometida de un Productor-Comercializador de Gas Natural:**

Son: (i) las cantidades comprometidas diariamente de un campo mediante contratos de suministro de gas natural que garanticen firmeza para la atención de la demanda nacional, durante el período que las partes hayan acordado; (ii) las cantidades comprometidas diariamente mediante contratos de suministro en firme de gas natural para la atención de las exportaciones; (iii) las cantidades de gas metano en depósitos de carbón requeridas diariamente, como combustible, para la operación minera del mismo depósito avaladas por la Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía, siempre y cuando, la condición de explotador de ambos recursos naturales esté radicada en cabeza de la misma persona jurídica; (iv) las cantidades mínimas de gas natural requeridas diariamente por ECOPETROL, como combustible, para la operación de la Refinería de Barrancabermeja avaladas por la Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía; y, (v) las cantidades requeridas diariamente para el cierre financiero de los proyectos de LNG avaladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

**Producción Disponible para Ofertar en Firme de un Productor de Gas Natural:**

Son las Cantidades diarias de gas natural de un campo determinado, en exceso de la Producción de Gas Natural Comprometida, a ser ofrecidas, como suministro en firme, para la venta; las cuales deberán ser actualizadas anualmente. En todo caso, la Producción Disponible para Ofertar en Firme de un Productor de Gas Natural será el resultado de restar del Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado, la producción de Gas Natural Comprometida en Firme de un Productor Comercializador y la producción Disponible para Ofertar Interrumpible de un Productor de Gas.

**Producción Disponible para Ofertar Interrumpible de un Productor de Gas Natural:**

Son las Cantidades diarias de gas natural de un campo determinado, en exceso de la Producción de Gas Natural Comprometida, que pueden ser ofrecidas, como suministro interrumpible para la venta; las cuales deberán ser actualizadas anualmente.

**Reservas Probadas de Gas Natural:** Son las cantidades de gas natural que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima, con razonable certeza, que podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en Reservas Probadas Desarrolladas y Reservas probadas no Desarrolladas. En general, las acumulaciones de gas natural en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad.

**Producción de Referencia:** Es, para efectos de calcular el Factor R/P de Referencia, el resultado de sumar: i) las cantidades comprometidas en los contratos de suministro que garanticen firmeza de gas natural para atender la demanda nacional; ii) las cantidades comprometidas en los contratos de exportación de gas natural que garanticen firmeza; y, iii) las cantidades de gas natural demandadas en las solicitudes en firme de suministro, de usuarios que cuenten con capacidad física y financiera de ser atendidos a las tarifas que resultan de las fórmulas aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado:** Es el pronóstico de las cantidades de producción diarias de gas natural a la tasa máxima eficiente de recobro a partir de pozos, las facilidades de producción disponibles y

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

métodos operacionales existentes; descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación del campo, avaladas por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

**Reservas de Referencia:** Son las Reservas Probadas de gas natural más las cantidades comprometidas en los contratos de importación de gas natural que garanticen firmeza.

**Artículo 2. Ámbito de aplicación.** Este Decreto aplica a todos los Agentes Operacionales y/o Agentes.

**Artículo 3. Obligación de atención prioritaria.** Todos los Agentes Operacionales y/o Agentes tienen la obligación de atender de manera prioritaria la demanda de este combustible para consumo interno. Cuando para atender la demanda interna de gas natural se deban suspender los compromisos de exportación en firme, se reconocerá el costo de oportunidad del gas natural al Agente Exportador, conforme a la metodología que para el efecto establezca el Ministerio de Minas y Energía.

**Artículo 4. Destinación del Gas Natural Propiedad del Estado.** El Gas Natural de Propiedad del Estado colombiano se destinará prioritariamente a la atención de la demanda interna de este combustible y principalmente para la atención de la demanda residencial y comercial, bajo esquemas que promuevan la competencia en el mercado.

**Parágrafo 1.** La Agencia Nacional de Hidrocarburos comercializará, a través de un tercero, el Gas Natural de Propiedad del Estado proveniente de Regalías y de las Participaciones de la ANH y adoptará todas las medidas a su alcance para asegurar que la comercialización de este combustible se ajuste a lo dispuesto en este Artículo, de acuerdo con la regulación que para la venta de gas combustible establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

**Parágrafo 2.** Cuando la Agencia Nacional de Hidrocarburos reciba las regalías de gas en dinero, su valor deberá corresponder al precio que resulte de su procedimiento de comercialización menos un margen de comercialización que al efecto acuerde.

**Artículo 5. Certificación de las reservas.** A más tardar, el primero (1°) de abril de 2009, los productores deberán presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH la certificación de sus reservas probadas expedida por un organismo especializado y reconocido en estos servicios, conforme a los criterios y procedimientos que para el efecto ésta determine.

**Parágrafo 1.** Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la expedición de este Decreto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH establecerá mediante acto administrativo los criterios y el procedimiento para la certificación de reservas de hidrocarburos prevista en el Parágrafo 1° del Artículo 4° del Decreto 727 de 2007.

**Parágrafo 2.** Para el año 2009 la Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá modificar el plazo máximo para la entrega de la certificación de que trata este Artículo, mediante acto administrativo debidamente justificado y con autorización de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

**Parágrafo 3.** La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH mediante acto administrativo publicará la información consolidada de Reservas Probadas de Gas Natural y de Petróleo, a más tardar, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma.

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

**Artículo 6. Procedimiento de Comercialización de la Producción Disponible para Ofertar.** Siempre que un productor de gas natural determine que cuenta con Producción Disponible para Ofertar en Firme, previa declaración al Ministerio de Minas y Energía, deberá ofrecerla para la venta hasta agotar la disponibilidad declarada, siguiendo el procedimiento de comercialización que, en un término no superior a treinta (30) días hábiles siguientes contados a partir de la fecha de expedición de este Decreto, establecerá la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Dicho procedimiento será aplicable, además, a los comercializadores puros de gas natural.

**Parágrafo 1.** El procedimiento de comercialización deberá ser diseñado de tal forma que permita la formación de un precio que considere las diferentes variables que inciden en la formación del costo de oportunidad del gas natural.

**Parágrafo 2.** En el procedimiento de Comercialización de que trata este Artículo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá establecer mecanismos que aseguren, prioritariamente el suministro en firme de gas natural con destino al consumo de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, reconociendo en todo caso, el costo de oportunidad del gas natural.

**Parágrafo 3.** Los Agentes que sean adjudicatarios de la Producción Disponible de que trata este Artículo para la atención de la demanda interna de gas natural, no podrán suscribir compromisos de suministro con destino a la exportación.

**Parágrafo 4.** Los Productores - Comercializadores no podrán asumir compromisos de exportación de gas natural hasta tanto la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, adopte el procedimiento de comercialización de que trata este Artículo.

**Artículo 7. Excepciones a la aplicación del Procedimiento de Comercialización de la Producción Disponible para Ofertar.** Quedan exceptuados de la aplicación del procedimiento previsto en el Artículo 6 del presente Decreto los Productores – Comercializadores cuyos campos tengan precios máximos regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

**Artículo 8. Asignación de la Producción Disponible para ofertar de los campos con precios máximos regulados.** Los Productores comercializadores de los campos con precios máximos regulados deberán ofrecer para la venta, hasta agotar la disponibilidad declarada, la Producción Disponible para Ofertar en Firme de dichos campos y asignarse conforme al siguiente procedimiento:

1. En primera instancia, a los Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución y que tengan vigentes contratos de suministro, al precio máximo regulado.
2. En segundo lugar, a los demás Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución, al precio máximo regulado.
3. En tercer lugar, a los Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados y que tengan vigentes contratos de suministro, al precio máximo regulado.
4. En cuarto lugar, a los demás Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados, al precio máximo regulado.

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

5. Las cantidades disponibles restantes deberán ofrecerse a los demás Agentes, conforme a la regulación vigente.

**Parágrafo 1.** Los Productores comercializadores de los campos a que se refiere este Artículo que cuenten con Producción Disponible para Ofertar, no podrán asumir compromisos de suministro para atender a usuarios no regulados, hasta tanto, no se hayan comprometido las cantidades en firme demandadas por los Agentes para la atención directa de usuarios regulados.

**Parágrafo 2.** Las cantidades asignadas a los Agentes mediante el procedimiento previsto en este Artículo no podrán ser transadas en el mercado secundario.

**Artículo 9. Declaración de Producción.** Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al Ministerio de Minas y Energía mediante certificación expedida por su representante legal, con base en toda la información disponible al momento de calcularla y para un período de diez (10) años, discriminada año a año: (i) la Producción Disponible para Ofertar en Firme, (ii) la Producción Disponible para Ofertar Interrumpible, (iii) la Producción Comprometida debidamente discriminada conforme a lo indicado en el Artículo 1 del presente Decreto y, (iv) el Potencial de Producción de gas natural de cada campo. Dicha declaración deberá presentarse, a más tardar, el 30 de enero de cada año o cuando así lo determine el Ministerio de Minas y Energía.

En el caso de que un productor no cuente con Producción Disponible para Ofertar en firme y/o Producción Disponible para Ofertar Interrumpible, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición.

**Parágrafo.** La información de que trata este Artículo será publicada mediante acto administrativo por el Ministerio de Minas y Energía, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y sólo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten.

**Artículo 10. Primera Declaración de Producción.** La primera declaración de los productores y de los productores-comercializadores de gas natural deberá ser presentada dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la fecha de expedición de este Decreto y deberá ser actualizada dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes si resulta modificada:

1. Para campos con precio libre, en virtud de:
  - (i) El perfeccionamiento de prórrogas de contratos con Distribuidores para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución hasta el 31 de diciembre de 2011 ó,
  - (ii) El perfeccionamiento de primeras opciones de compra y/o venta que se hayan pactado en los contratos con Distribuidores que atienden directamente a sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución suscritos con anterioridad a la expedición de este decreto y hasta el 31 de diciembre de 2011.
2. Para campos con precio máximo regulado, en virtud de:
  - (i) El perfeccionamiento de prórrogas de contratos con Distribuidores para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución hasta agotar la disponibilidad declarada o,

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

(ii) El perfeccionamiento de primeras opciones de compra y/o venta que se hayan pactado en los contratos de suministro con Distribuidores que atienden directamente a sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución suscritos con anterioridad a la expedición de este decreto y hasta agotar la disponibilidad declarada ó,

(iii) La suscripción de nuevos contratos con los Agentes en el orden del vencimiento de sus contratos, siempre y cuando no aumenten las cantidades contratadas y dichos Agentes renuncien expresamente a transar gas en el mercado secundario.

**Parágrafo 1.** El término previsto en el presente artículo para actualizar la primera declaración de producción podrá ser prorrogado por el Ministerio de Minas y Energía, hasta por treinta (30) días, previa solicitud debidamente justificada.

**Parágrafo 2.** Cuando para la Primera Declaración de Producción de que trata este Artículo se requiera del aval del Ministerio de Minas y Energía o de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, éste deberá solicitarse a la entidad correspondiente dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la expedición de este Decreto.

**Artículo 11. Actualización de la Declaración de Producción.** Además de lo previsto en el Artículo 10, los Productores y los Productores-Comercializadores de gas natural deberán actualizar la declaración de Producción exponiendo y documentando las razones que la justifican, en los siguientes eventos:

1. El Potencial de Producción de gas natural de cada campo, siempre que sea necesario por variación en la información disponible al momento de la declaración, debidamente avalado por el Ministerio de Minas y Energía.
2. La Producción Disponible para Ofertar en Firme, la Producción Disponible para Ofertar Interrumpible, la Producción Comprometida, inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización conforme a lo previsto en el Artículo 6 de este Decreto.

**Artículo 12. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural.** Con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y del Estado en orden a asegurar la satisfacción de la demanda nacional de gas natural, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME elaborará dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de este Decreto y para aprobación del Ministerio de Minas y Energía y con base en la información de que trata el Artículo 9 de este Decreto, un plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural por un período de diez (10) años, el cual será actualizado cuando el Ministerio de Minas y Energía así lo solicite.

Este plan será elaborado en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional considerando, entre otros, el comportamiento proyectado de la demanda de gas, las reservas probadas y la infraestructura de transporte.

**Artículo 13. Límite a la libre disposición de las reservas de gas natural.** Los productores de gas natural sólo podrán disponer libremente de las Reservas Probadas cuando el Factor R/P de Referencia sea mayor a siete (7) años.

**Parágrafo.** Se entenderá que existen Reservas Probadas insuficientes de gas natural cuando el Factor RIP de Referencia sea inferior o igual a siete (7) años. Bajo esta condición no se podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las

*Continuación del Decreto "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones"*

cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes.

**Artículo 14. Inversiones para Asegurar la Confiabilidad del Servicio.** Los transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, podrán incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

**Parágrafo.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse, para mitigar los efectos sobre los usuarios finales del servicio y establecerá el esquema tarifario que debe remunerar las inversiones eficientes que para el efecto presenten los Agentes a los que se refiere este Artículo.

**Artículo 15. Derogatorias.** El presente Decreto deroga la definición de Agente Exportador contenida en el Artículo 1° y el Artículo 4° del Decreto 3428 de 2003 y las normas que le sean contrarias.

**Artículo 16. Vigencia.** El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE  
Dado en Bogotá D.C.,

22 JUL 2008

W



  
HERNÁN MARTÍNEZ TORRES  
Ministro de Minas y Energía