



**MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO  
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

RESOLUCIÓN NÚMERO **Nº 29368** DE 2016

**20 MAY 2016**

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. 15-230264

**VERSIÓN PÚBLICA**

**EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

En ejercicio de sus facultades legales, y en especial las previstas en la Ley 155 de 1959, la Ley 1340 de 2009 y el numeral 15 del artículo 3 del Decreto 4886 de 2011, y

**CONSIDERANDO**

**PRIMERO:** Que el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009 dispone que:

*“Artículo 9. Control de Integraciones Empresariales. El artículo 4º de la Ley 155 de 1959 quedará así:*

*Las empresas que se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor y que cumplan con las siguientes condiciones, estarán obligadas a informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre las operaciones que proyecten llevar a cabo para efectos de fusionarse, consolidarse, adquirir el control o integrarse cualquiera sea la forma jurídica de la operación proyectada:*

*1. Cuando, en conjunto o individualmente consideradas, hayan tenido durante el año fiscal anterior a la operación proyectada ingresos operacionales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio o;*

*2. Cuando al finalizar el año fiscal anterior a la operación proyectada tuviesen, en conjunto o individualmente consideradas, activos totales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio.*

*En los eventos en que los interesados cumplan con algunas de las dos condiciones anteriores, pero en conjunto cuenten con menos del 20% del mercado relevante, se entenderá autorizada la operación. Para este último caso se deberá únicamente notificar a la Superintendencia de Industria y Comercio de esta operación.*

*(...)”.*

**SEGUNDO:** Que de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, mediante comunicación radicada con el número 15-230264-0 del 29 de septiembre de 2015<sup>1</sup>, complementada con radicado número 15-230264-2 del 1 de octubre de 2015<sup>2</sup>, fue presentada ante esta Superintendencia una operación de concentración proyectada entre **ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.** (en adelante, **ZFC**), **TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.** (en adelante, **TERMOCANDELARIA**) y **TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.** (en adelante, **TEBSA**), consistente en el inicio de operaciones de la sociedad **CALAMARI LNG S.A. E.S.P.** (en adelante, **CALAMARI**), la cual sería controlada conjuntamente por **ZFC**, **TERMOCANDELARIA** y **TEBSA** (en adelante y de manera conjunta, **GT**).

<sup>1</sup> Folio 1 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente. Entiéndase que cuando en el presente acto administrativo se haga referencia al “Expediente”, el mismo corresponde al radicado con el No. 15-230264.

<sup>2</sup> Folios 342 y 343 (CD) del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

**TERCERO:** Que de conformidad con lo dispuesto en el numeral 2.3.1 de la Resolución No. 10930 de 2015, mediante comunicación radicada con el número 15-230264-1 del 1 de octubre de 2015<sup>3</sup>, esta Superintendencia solicitó al **GT** aclarar y complementar la información aportada en el documento inicial, con el fin de dar inicio al trámite de pre-evaluación solicitado.

La información requerida fue aportada por el **GT** mediante escrito radicado con el número 15-230264-3 del 2 de diciembre de 2015<sup>4</sup>.

**CUARTO:** Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 156 del Decreto 19 de 2012 y el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, mediante radicado No. 15-230264-4 del 3 de diciembre de 2015<sup>5</sup>, se ordenó la publicación del inicio del procedimiento de autorización de la operación presentada, en la página web de esta Superintendencia<sup>6</sup>.

**QUINTO:** Que dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la publicación del inicio del procedimiento de autorización de la operación en la página web de esta Superintendencia, no se recibieron observaciones ni comentarios de terceros en relación con la operación proyectada.

**SEXTO:** Que dentro de los treinta (30) días a que se refiere el numeral 3 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, esta Superintendencia consideró procedente continuar con el procedimiento de autorización de la operación presentada, lo cual fue informado al **GT** mediante comunicación radicada con el número 15-230264-5 del 5 de enero de 2016<sup>7</sup>.

**SÉPTIMO:** Que de conformidad con lo previsto en el numeral 4 del artículo 10, de la Ley 1340 de 2009, mediante comunicaciones radicadas con fecha 5 de enero de 2015<sup>8</sup>, esta Superintendencia requirió a la **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS** (en adelante **CREG**), la **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS** (en adelante **SUPERSERVICIOS**), la **UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA** (en adelante, **UPME**)<sup>9</sup> y al **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA** (en adelante, **MINMINAS**), para que, de considerarlo procedente, emitieran concepto técnico en relación con la operación objeto de estudio.

La **CREG** envió concepto técnico, mediante oficio radicado con el No. 15-230264-10 del 22 de enero de 2016<sup>10</sup>.

**OCTAVO:** Con el fin de contar con mayor información para efectuar el estudio de la operación proyectada, esta Entidad, mediante comunicación radicada con el No. 15-230264-14 del 17 de febrero de 2016<sup>11</sup>, envió requerimiento de información a la **BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA** (en adelante, **BMC**).

<sup>3</sup> Folios 354 a 356 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>4</sup> Folios 359 a 391 del Cuaderno Público No. 2 y folios 392 a 394 del Cuaderno Reservado Intervinientes No. 1, del Expediente.

<sup>5</sup> Folio 379 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>6</sup> Disponible en: <http://www.sic.gov.co/drupal/inicio-autorizacion-integracion>. Consulta 7 de diciembre de 2015.

<sup>7</sup> Folios 395 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente

<sup>8</sup> Folios 383 a 386 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>9</sup> Mediante radicado No. 15-230264-13 del 5 de febrero de 2016, la **UPME** señaló que "no tiene dentro de sus funciones la regulación, el control a la vigilancia" de los sectores involucrados en la operación proyectada. Folio 478 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>10</sup> Folios 387 y 388 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>11</sup> Folios 479 y 480 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

La **BMC** dio respuesta al requerimiento formulado, mediante comunicación radicada con el No. 15-256286-17 del 26 de febrero de 2016<sup>12</sup>.

**NOVENO:** Que con el fin de complementar la información allegada al Expediente, mediante comunicación radicada con el No. 15-230264-15 del 17 de febrero de 2016<sup>13</sup>, esta Superintendencia envió requerimiento de información adicional al **GT**.

En comunicación radicada con el No. 15-230264-16 del 22 de febrero de 2016<sup>14</sup>, el **GT** dio respuesta al requerimiento formulado.

**DÉCIMO:** Que una vez realizadas las anteriores consideraciones y dentro del término previsto en el numeral 5 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, este Despacho procede a pronunciarse respecto de la operación de integración informada, en los siguientes términos:

### 10.1. EMPRESAS INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN

#### 10.1.1. CELSIA S.A. E.S.P. (en adelante, CELSIA)

**CELSIA** es una sociedad comercial colombiana, identificada con N.I.T. 811.030.322-7 y domiciliada en Medellín. Fue construida mediante escritura pública No. 2912 del 4 de octubre de 2001, otorgada en la Notaría 20 de Medellín, e inscrita en esta Cámara de Comercio el 8 de octubre de 2001, en folio 1360 del Libro IX.

La actividad principal de **CELSIA** en Colombia consiste en la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía eléctrica. Adicionalmente participa en el mercado de comercialización de gas natural.

El portafolio de generación de energía de **CELSIA** está compuesto por diecinueve (19) plantas, entre hidráulicas, térmicas y eólicas, con una capacidad instalada de generación de 2.390MW<sup>15</sup>. En Colombia, **CELSIA** cuenta únicamente con dos centrales térmicas: **ZFC** y **MERILÉCTRICA**.

**CELSIA** se pertenece al grupo empresarial cuya matriz es **GRUPO ARGOS S.A.** (en adelante, **ARGOS**)<sup>16</sup>, que cuenta con el 52,35% de **CELSIA**, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla No. 1  
Composición accionaria CELSIA

ACCIONISTAS	PARTICIPACIÓN
ARGOS	52,35%
ADMINSITRADORAS DE FONDOS DE PENSIONES	27,00%
EXTRANJEROS	3,20%
OTROS ACCIONSITAS	17,45%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

Fuente: Folio 171 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>12</sup> Folio 704 a706 del Cuaderno Reservado No. 2 del Expediente.

<sup>13</sup> Folio 481 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

<sup>14</sup> Folios 481 a 703 del Cuaderno Reservado No. 2 del Expediente.

<sup>15</sup> Megavatios.

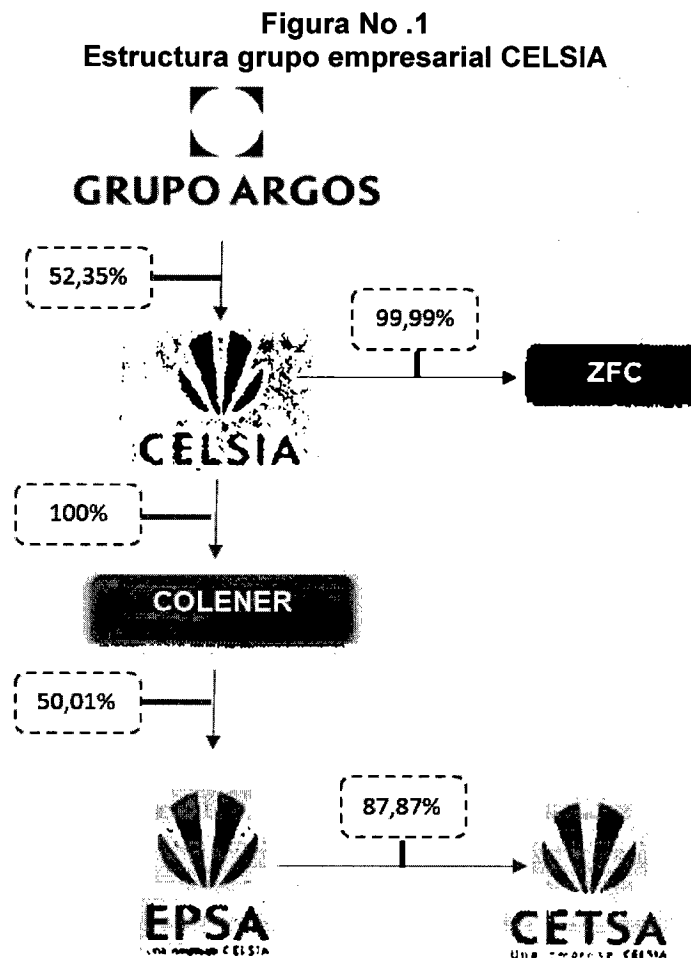
<sup>16</sup> Folio 49 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

**VERSIÓN PÚBLICA**

La estructura del grupo empresarial al cual pertenece **CELSIA**, en cuanto a empresas que participan en la cadena de valor de energía, se resume en la siguiente figura<sup>17</sup>:



Fuente: Elaboración GIE con base en folio 82 del Cuaderno Público No 1 del Expediente.

La información de activos totales e ingresos operacionales de **CELSIA** con corte a 31 de diciembre de 2014 se presentan a continuación.

**Tabla No. 2**  
**Cuentas financieras (COP \$) CELSIA<sup>18</sup>**  
(31 de diciembre de 2014)

CUENTA	VALOR COP
Activos	9.443.350.000.000
Ingresos Operacionales	2.588.782.000.000

Fuente: Elaboración GIE<sup>19</sup> con base en folios 73 y 82 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

#### • ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.

**ZFC** es una empresa de servicios públicos, identificada con N.I.T. 830.113.630 y con domicilio principal en Barranquilla. Fue constituida mediante escritura pública No. 15943 el 27 de diciembre de 2002, como consecuencia de la fusión realizada entre las sociedades **FLORES II S.A.**, **FLORES**

<sup>17</sup> Ver: <http://www.celsia.com/accionistas-inversionistas/Documentos/PDF/Reporte-integrado-2014.pdf>. Consulta 9 de marzo de 2016.

<sup>18</sup> Los activos e ingresos operaciones de **CELSIA** corresponden al total de las actividades de prestación de servicios públicos por parte de **CELSIA** y sus subordinadas, según sus estados financieros consolidados.

<sup>19</sup> Grupo de Integraciones Empresariales de la Superintendencia de Industria y Comercio.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

**III S.A. Y CÍA. S.C.A. E.S.P., FLORES II S.A. & CÍA. S.C.A. E.S.P., FLORES III S.A. y FLORES HOLDING LTDA.**

Con escritura pública No. 1143 del 17 de abril de 2012, otorgada en la Notaría 20 de Medellín e inscrita en la Cámara de Comercio de Medellín el 20 de abril del mismo año, **COLINVERSIONES ZF S.A. E.S.P.** cambió su razón social a la actual, **ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.**

Las actividades principales desarrolladas por **ZFC** abarcan la generación y comercialización de energía eléctrica, de conformidad con los términos de la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 y la Ley 1004 de 2005<sup>20</sup>.

Los activos totales e ingresos operacionales de **ZFC** se encuentran consolidados en los valores de **CELSIA** presentados en la Tabla No. 2 del presente acto administrativo.

**10.1.2. TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.**

**TERMOCANDELARIA** es una empresa de servicios públicos, identificada con N.I.T 806.005.008-5 y domicilio principal en Cartagena. Fue constituida mediante escritura pública No. 756 del 27 de abril de 1998 de la Notaría 16 de Bogotá D.C., e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 19 de mayo del mismo año, con el No. 24.143 del Libro IX.

Tal y como consta en su Certificado de Existencia y Representación Legal, en el objeto social de **TERMOCANDELARIA** se encuentra el desarrollo de las siguientes actividades:

*"(...) La sociedad tiene como objeto principal las siguientes actividades: a) generación de energía eléctrica, en los términos de la ley 142 y 143 de 1994 y de las normas que las adicionen modifiquen o reemplacen (...)"<sup>21</sup>.*

La composición accionaria de la **TERMOCANDELARIA** es la siguiente:

**Tabla No. 3**  
**Composición accionaria de la TERMOCANDELARIA**

Accionista	Acciones	%
<b>TOTAL</b>		

Fuente: Elaboración GIE. Folio 284 del Cuaderno Reservado **TERMOCANDELARIA** No. 1 del Expediente.

La información de activos totales e ingresos operacionales de **TERMOCANDELARIA** con corte a 31 de diciembre de 2014 se presentan a continuación:

**Tabla No. 4**  
**Cuentas financieras TERMOCANDELARIA (COP \$)**  
(31 de diciembre de 2014)

CUENTA	VALOR
Activos	105.892.159.000
Ingresos Operacionales	124.232.084.000

Fuente: Elaboración GIE. Folio 135 y 136 Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>20</sup> Folio 79 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>21</sup> Folio 61 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

### 10.1.3. TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.

**TEBSA**, es una sociedad identificada con N.I.T 800.245.746-7 y domicilio principal en Soledad, Atlántico. Fue constituida con escritura pública No. 9.994 del 14 de octubre de 1994, otorgada en la Notaria única de Soledad, e inscrita en esta Cámara de Comercio el 28 de octubre del mismo año, con el No. 56196 del Libro IX.

Tal y como consta en su Certificado de Existencia y Representación Legal, en el objeto social de **TEBSA** se encuentra el desarrollo de las siguientes actividades:

*"(...) La sociedad tiene como objeto el desarrollo de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, así como la prestación de servicios conexos relacionados con dichas actividades de acuerdo con el marco regulatorio y legal aplicable (...)"<sup>22</sup>.*

La información de activos totales e ingresos operacionales de **TEBSA** con corte a 31 de diciembre de 2014 se presentan a continuación:

**Tabla No. 5**  
Cuentas financieras **TEBSA**  
(31 de diciembre de 2014)

CUENTA	VALOR COP
Activos	629.938.370.000
Ingresos Operacionales	123.153.252.000

Fuente: Elaboración GIE. Folio 151 y 152 Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Como se muestra a continuación, la composición accionaria de **TEBSA** se distribuye principalmente en dos (2) accionistas. [REDACTED]

**Tabla No. 6**  
Composición accionaria de la **TEBSA**

Accionista	Acciones	%
TOTAL		

Fuente: Elaboración GIE. Folio 281 del Cuaderno Reservado Intervinientes **TEBSA** No. 1 del Expediente.

### 10.1.4. CALAMARI LNG S.A. E.S.P.

**CALAMARI** es una sociedad constituida inicialmente con el nombre de **COLOMBIA LGN S.A. E.S.P.**, mediante escritura pública No. 214 del 27 de enero de 2015, otorgada en la Notaria 20ª de Medellín, e inscrita en Cámara de Comercio el 15 de septiembre del mismo año con el No. 295.626 del Libro IX.

Posteriormente, mediante escritura pública No. 1353 del 16 de julio de 2015 otorgada en la Notaria 11 de Medellín, e inscrita en Cámara de Comercio el 15 de septiembre de 2015, cambió su razón social a **CALAMARI GLN S.A. E.S.P.**

<sup>22</sup> Folio 68 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

Según la información disponible en el Registro Único Empresarial y Social (RUES), **CALAMARI** tiene por objeto social principal el siguiente:

*"La sociedad tiene por objeto social principal: a) La comercialización de gas natural licuado, para lo cual podrá efectuar las operaciones compra de gas natural licuado de los mercados internacionales y destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y que se presten a través del agente de infraestructura, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 062 de 2013 (...)"<sup>23</sup>.*

No obrante, el **GT** señaló que **CALAMARI** no desarrolla actualmente ninguna función administrativa ni funcional en el mercado, simplemente se encuentra creada y registrada para efectos de cumplir con requisitos formulados por la **CREG**.

La composición accionaria de **CALAMARI** se presenta a continuación.

**Tabla No. 7**  
**Composición accionaria de la CALAMARI**

Accionista	Acciones	%
<b>TOTAL</b>		

Fuente: Elaboración **GIE**. Folio 3 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

## 10.2. ANTECEDENTES DE LA OPERACIÓN PROYECTADA

En junio de 2011, el **MINMINAS** expidió el Decreto 2100, "por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones". La norma en mención dispuso que la **CREG** implementaría mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover su abastecimiento.

Según señaló el **GT** en el memorial de presentación de la operación proyectada, en los estudios adelantados por la **CREG**, se evidenció la necesidad de promover el suministro de gas natural importado para el sector termoeléctrico, con el fin de dar seguridad energética en el futuro, ante eventuales fenómenos climáticos críticos<sup>24</sup>.

Así, mediante las resoluciones Nos. 106<sup>25</sup> y 139<sup>26</sup> de 2011 (modificada esta última por la Resolución No. 182 de 2011), la **CREG** creó los incentivos para que los generadores térmicos pudieran respaldar sus "obligaciones de energía en firme" (OEF) con "gas natural importado" (GNI).

En Colombia, para participar en la subasta de asignación de las OEF es necesario que el generador presente su declaración de "energía firme para el cargo por confiabilidad" (ENFICC)<sup>27</sup>, que en los

<sup>23</sup> Ver: [http://www.rues.org.co/RUES Web/consultas/DetalleRM?codigo\\_camara=03&matricula=0000630418](http://www.rues.org.co/RUES/Web/consultas/DetalleRM?codigo_camara=03&matricula=0000630418). Consulta 31 de marzo de 2016.

<sup>24</sup> Folio 2 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>25</sup> "Por la cual se define una opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad y se adoptan otras disposiciones".

<sup>26</sup> "Por la cual se modifica la Resolución CREG 071 de 2006 y se dictan algunas disposiciones sobre la subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad".

<sup>27</sup> <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/enficc/enficc.htm>. Consulta 31 de marzo de 2016.

términos de los artículos 2 y 36 de la Resolución CREG No. 071 de 2006, corresponde a la máxima energía eléctrica capaz de entregar una planta de generación continuamente, considerando las condiciones de abastecimiento de combustibles y el "Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas" (IHF).

Así, en el artículo 2 de la Resolución CREG No. 106 de 2011 se constituyó la "opción para participar en las asignaciones del cargo por confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado" (OPACGNI), para lo cual se establecieron los siguientes requisitos:

**Artículo 3. Requisitos para acogerse a la OPACGNI.** Para acogerse a la OPACGNI el representante de la planta y/o unidad de generación térmica deberá manifestarlo por escrito a la CREG en la oportunidad que se establezca en el cronograma que defina la Comisión en cumplimiento del artículo 18 de la Resolución CREG 071 de 2006, indicando por lo menos la siguiente información y cumpliendo las siguientes reglas:

a) Deberá presentar una declaración de que cumplirá las condiciones establecidas en el artículo 4o de esta resolución en caso de que se requiera nueva infraestructura para importar gas natural;

b) Deberá señalar las cantidades de gas a respaldar con gas importado para lo cual se deberán utilizar los formatos del Anexo 5 de la Resolución CREG 071 de 2006;

c) Deberá indicar el año o años de vigencia de la Obligación de Energía Firme que va a respaldar.

PARÁGRAFO. Quienes se acojan a la OPACGNI para cubrir parcialmente las OEF deberán cumplir con la regulación vigente en lo que respecta a las garantías y entrega de contratos de suministro y transporte para la parte que no se respalde con gas natural importado".

Para la construcción y puesta en marcha de la infraestructura requerida para importar el gas natural que sería utilizado por las plantas térmicas que quisieran acogerse a la OPACGNI, en el artículo 4 de la Resolución No. 106 de 2011 la CREG determinó las siguientes condiciones:

**Artículo 4o. Condiciones para respaldar las OEF con gas natural importado cuando se requiera nueva infraestructura de importación.** Si para la importación del gas natural con el que se respaldará la OEF se requiere nueva infraestructura de importación, el o los generadores deberán cumplir los siguientes requisitos en las fechas que defina la regulación:

i) Organización. Entregar un esquema de organización y el cronograma detallado por actividades del proceso a seguir para obtener gas natural importado;

ii) Esquema de selección. Entregar un documento en el que conste el esquema para seleccionar el constructor y operador de la infraestructura de importación;

iii) Construcción y operación de la infraestructura de importación. Entregar, auditados, como se señala más adelante, los contratos de construcción y operación de la infraestructura, la curva S y el cronograma de construcción.

La auditoría deberá verificar, utilizando las mejores prácticas de ingeniería, que el cronograma de construcción de la infraestructura de importación permita establecer que esta estará en operación antes del inicio del período de vigencia de las OEF. Adicionalmente, el auditor verificará que la capacidad contratada sea suficiente para garantizar las OEF asignadas.

El cronograma de construcción, la curva S y el informe del auditor deberán ser entregados a la CREG en la misma fecha de los contratos de construcción y operación;



Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

iv) *Contratos de suministro y transporte de gas. Entregar, un año antes del inicio de cada año del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme, debidamente auditado, el contrato para el suministro de gas natural importado desde un mercado líquido”.*

Así, la **CREG** facultó a las plantas térmicas que quisieran acogerse a la OPACGNI para que, con mecanismos de selección objetiva, escogieran seleccionar al “constructor y operador de la infraestructura de importación”.

Adicionalmente, en el artículo 13 de la Resolución No. 139 de 2011, la **CREG** estableció los siguientes requisitos adicionales para las plantas térmicas que quisieran acogerse a la OPACGNI:

**“Artículo 13. Participación en la subasta de obligaciones de energía firme para el período diciembre de 2015 a noviembre de 2016 con plantas existentes que van a utilizar gas natural importado. Para participar en la subasta de Obligaciones de Energía Firme para el período diciembre de 2015 a noviembre de 2016 con plantas existentes que van a utilizar Gas Natural Importado, según lo definido en la Resolución 106 de 2011, se deberán cumplir las siguientes reglas:**

i) *Las plantas y/o unidades que deseen hacer uso de la opción de respaldo de las OEF con Gas Natural Importado, deberán declarar los parámetros y la ENFICC [Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad] de la planta en la fecha definida para estas actividades en el cronograma para el reporte de información por parte de quienes deseen ser habilitados para participar en la subasta para la asignación de obligaciones de energía firme para el período de vigencia comprendido entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016, contenido en la Resolución CREG 056 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

ii) *Participan en la subasta en las condiciones definidas por la Resolución CREG 071 de 2006 para plantas existentes con el combustible que se comprometen garantizar, distinto a GNI. La asignación a las plantas y/o unidades que deseen hacer uso de la opción de respaldo de las OEF con Gas Natural Importado se hará con el procedimiento definido para plantas existentes.*

iii) *La declaración de parámetros y la declaración de ENFICC de la planta con el Gas Natural Importado, se deberá hacer en la fecha definida para estas actividades en el cronograma para el reporte de información por parte de quienes deseen ser habilitados para participar en la subasta para la asignación de obligaciones de energía firme para el período de vigencia comprendido entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016, contenido en la Resolución CREG 056 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

iv) *<Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 182 de 2011. El nuevo texto es el siguiente:> Una vez finalizada la subasta y determinado el precio de cierre de la misma, las plantas existentes que deseen cambiar el combustible con el cual respaldan la OEF a Gas Natural Importado, deberán manifestar si se acogen a la opción de respaldo con Gas Natural Importado (OPACGNI) cumpliendo con lo siguiente:*

a) *Entrega de manifestación escrita. <Literal modificado por el artículo 3 de la Resolución 55 de 2012. El nuevo texto es el siguiente:> Se deberá entregar declaración escrita en la cual se comprometen a respaldar las OEF acogiéndose a la opción OPACGNI, en cumplimiento de la Resolución CREG 106 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, firmada por él o los representante(s) legal(s) de la(s) planta(s) de generación térmica y en donde se incluya la Organización, el Esquema de Selección y el Período de Vigencia de la Obligación. Este documento deberá entregarse, a más tardar, el veinte y cinco (25) de enero de 2013.*

b) *Garantías y contratos de construcción y operación de la infraestructura de importación. La garantía o los contratos de suministro se deberán entregar dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la entrega de la manifestación escrita de que trata el literal a) Los contratos de construcción y operación se deberán entregar a más tardar cuatro (4) meses después de la fecha prevista para la entrega de la*

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

*manifestación escrita de que trata el literal a), de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 106 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.*

*A las plantas térmicas que cubran la OEF acogiéndose a la OPACGNI, se les asignará la OEF por la ENFICC verificada por el CND para gas natural importado.*

*Las plantas y/o unidades térmicas que se acojan a la OPACGNI con nueva infraestructura de importación para participar en la subasta de que trata este artículo, podrán seleccionar el Período de Vigencia de la Obligación entre uno (1) y diez (10) años, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación”.*

Posteriormente, la **CREG** expidió la Resolución No. 062 de 2013, en la cual definió la metodología aplicable para establecer el ingreso regulado que permitiría que los generadores térmicos que buscan respaldar sus OEF con GNI, conforme a lo dispuesto por las resoluciones **CREG** Nos. 106, 139 y 182 de 2011.

Como se señala en la parte considerativa de la Resolución **CREG** No. 062 de 2013:

*“Para facilitar la importación y comercialización del gas natural licuado - GNL en el mercado nacional, la CREG dentro de sus competencias determinadas por la Ley 143 de 1994 y el artículo 30 del decreto 2100 de 2011, establecerá a través de un mecanismo de procedimiento de competencia a la entrada, el cual garantice dentro del principio de eficiencia del mercado, un ingreso regulado que le garantice a los generadores térmicos contar con los servicios de infraestructura portuaria, para la importación del GNL, su almacenamiento y regasificación para colocarlo en un punto de entrada al SNT a fin de poder proveer las generaciones de seguridad con GNI”.*

Así, el objetivo perseguido con la expedición de la Resolución **CREG** No. 062 de 2013 quedó consagrado en el artículo 2, en los siguientes términos:

*“**Artículo 2. Objetivo.** El objetivo de la presente resolución es definir la metodología para establecer el ingreso regulado a un GT [Grupo de Generadores Térmicos] que utilice el GNI para cubrir generaciones de seguridad conforme los requerimientos del Centro Nacional de Despacho – CND”.*

Asimismo, en el artículo 1 de la Resolución **CREG** No. 062 de 2013 se definió el “Grupo de Generadores Térmicos” que se verían cobijados por las disposiciones allí consagradas, así:

*“**Artículo 1. Definiciones.** Para los efectos de la presente resolución y sus anexos, se deberán tener en cuenta las siguientes definiciones:*

*(...)*

***Grupo de Generadores Térmicos – GT.** <Modificado por el artículo 1 de la Resolución 152 de 2013. El nuevo texto es el siguiente:> Grupo de generadores térmicos, organizados mediante el vehículo jurídico que consideren y que respaldan sus obligaciones de energía firme – OEF, con GNI, conforme a lo dispuesto por las Resoluciones CREG 106, 139 y 182 de 2011 o aquella (s) que la (s) modifique (n), adicione (n) o sustituya (n) y que puedan y acepten proveer las generaciones de seguridad con GNI de acuerdo con lo definido por la UPME. La existencia de este grupo se encuentra condicionada al recibo a satisfacción y puesta en operación la infraestructura de regasificación por parte del AI y a la selección o constitución en debida forma del Agente Comercializador de GNI – AC” (subrayado fuera de texto).*

En relación con el término “generación de seguridad”, debe tenerse presente la definición contenida en el artículo 1 de la Resolución **CREG** No. 038 de 1999:

**“Artículo 1. Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

(...)

*Generación de Seguridad. Generación forzada que se requiere para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN”.*

La invitación de la CREG fue atendida por tres (3) generadores térmicos (GT), cuyas plantas se encuentran ubicadas en la Costa Atlántica, las cuales utilizan gas natural y proveen generaciones de seguridad para dicha zona.

**Tabla No. 8**  
**Plantas de generación GT**

AGENTE	PLANTA	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA
ZFC	Flores I	Barranquilla	610 MW
	Flores IV	Barranquilla	
TEBSA	Tebsa	Soledad	918 MW
	Barranquilla III	Soledad	
	Barranquilla IV	Soledad	
TERMOCANDELARA	Termocandelaria I	Cartagena	314 MW
	Termocandelaria II	Cartagena	

Fuente: Elaboración GIE. Folios 32 a 34 del Cuaderno Público No.1 del Expediente.

De conformidad con lo dispuesto en las resoluciones CREG Nos. 106, 139 y 182 de 2011, en el artículo 1 de la Resolución CREG No. 062 de 2013, también se definieron los agentes que se encargarían de la construcción y operación de la infraestructura necesaria para la importación del gas natural (agente de infraestructura), así como de su comercialización (agente comercializador).

**“Artículo 1. Definiciones.** Para los efectos de la presente resolución y sus anexos, se deberán tener en cuenta las siguientes definiciones:

**Agente de infraestructura – AI.** Persona jurídica contratada, mediante proceso de selección objetivo y competitivo adelantado por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, encargada de la prestación del servicio de infraestructura para importar GNL de los mercados internacionales, almacenarlo y regasificarlo para colocarlo en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte - SNT. Para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, con gas natural colocado en un punto de entrada al SNT este agente deberá dar cumplimiento a la normativa referente al Reglamento Único de Transporte – RUT. Este agente, en todo caso, deberá cumplir con los requerimientos de otras autoridades como la Agencia Nacional de Infraestructura y los reglamentos contemplados en la normativa vigente para los prestadores del servicio portuario.

**Agente comercializador - importador de Gas Natural Importado – AC.** <Modificado por el artículo 1 de la Resolución 152 de 2013. El nuevo texto es el siguiente:> Persona jurídica importadora de gas natural, seleccionada o constituida, en todo caso como una sociedad S.A. E.S.P, por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, y cuyo objeto social principal consistirá en efectuar las operaciones de compra de GNL de los mercados internacionales y destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y que se presten a través del AI, de conformidad con los contratos que celebre con del Grupo de Generadores Térmicos – GT o sus miembros individualmente considerados. Cuando el AC vende el gas natural importado – GNI para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador de gas importado. Este agente deberá cumplir con los mismos requerimientos que se establecen para los comercializadores al momento de su constitución y entrada al mercado.

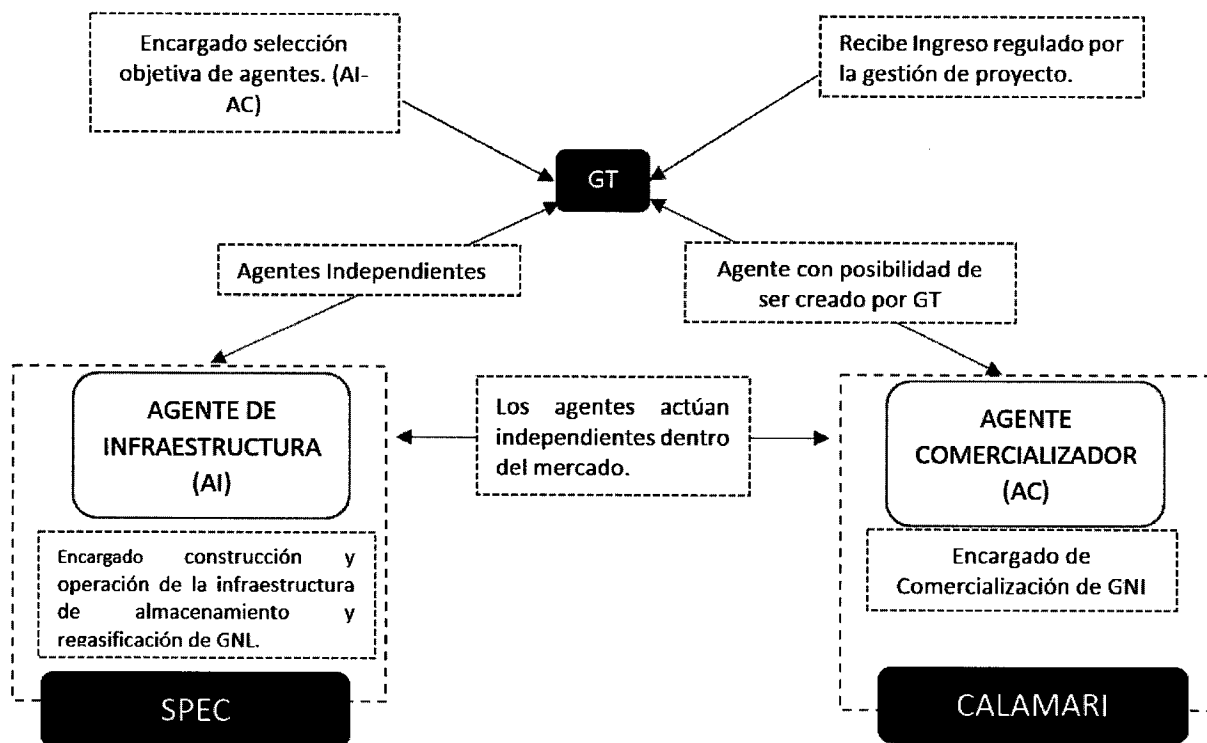
(...)

**Demandas Contingentes.** Para los efectos de la presente resolución, entiéndase por demandas contingentes de gas del sector térmico, todos aquellos requerimientos de suministro de Gas Natural, por cualquiera de las siguientes dos causales: i) Para ofertar en el Mercado de Energía Mayorista (MEM); ii) Por generaciones de seguridad conforme lo establezca el operador del mercado (...)” (subrayado fuera de texto).

Así, en el objeto mismo del agente comercializador (en adelante, **AC** o **CALAMARI**) se ve materializada la prioridad que se busca dar con el esquema planteado por la **CREG**, para el suministro del gas natural que requieren las plantas térmicas, para el cumplimiento de sus OEF.

De conformidad con las definiciones citadas, en la siguiente figura se resume el esquema establecido por la **CREG**, para el proceso de importación de gas natural, así como los roles de cada uno de los agentes que participarían en la cadena.

**Figura No. 2**  
**Agentes y roles importación de gas natural**



Fuente: Elaboración GIE.

De conformidad con las definiciones citadas anteriormente, en la Resolución **CREG** No. 062 de 2013 quedó consagrada la obligación del **GT** de contratar mediante un proceso de selección objetivo y competitivo, a una persona jurídica que se encargaría de prestar el servicio de infraestructura para importar GNL de los mercados internacionales, almacenarlo y regasificarlo, para ser puesto posteriormente en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT). En cumplimiento de tal obligación, el **GT** seleccionó a la **SOCIEDAD PORTUARIA DEL CAYAO** (en adelante, **SPEC**) como agente de infraestructura (**AI**)<sup>28</sup>.

<sup>28</sup> Mediante el contrato No. 001 de 2015 la AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA (ANI) entrego en concesión el puerto ubicado en la jurisdicción de Cartagena de Indias, a **SPEC**, con el siguiente objeto:

“(…) [E]l otorgamiento el **CONCESIONARIO** por parte del **CONCEDENTE**, de una concesión para que ocupe en forma temporal y exclusiva los bienes de uso público descritos en la **CÁUSULA 2 BIENES CONCESIONADOS** para la construcción, operación y mantenimiento de un terminal portuario para realizar la actividad portuaria de regasificación y para la importación, exportación y cabotaje de gas natural licuado (GNL), a cambio de una contraprestación económica a favor del **CONCEDENTE**, en los términos descritos en la **CLAUSULA 14 VALOR DEL CONTRATO Y DE LA CONTRA PRESTACIÓN DE ESTE CONTRATO**”.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

Por otro lado, para efectuar las operaciones de compra de GNL de los mercados internacionales, destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y presten a través del AI, se le dieron dos opciones al GT: (i) seleccionar a una persona jurídica ya constituida como una sociedad anónima y empresa de servicios públicos; o (ii) constituir una nueva persona jurídica con las mismas características.

Al respecto, el GT señaló lo siguiente:

*"(...) Dado que para el plazo establecido por la Creg, el GT no contaba con la información suficiente para llevar a cabo un proceso internacional de selección del AC, Zona Franca Celsia, Termocandelaria y TEBSA, procedieron a la constitución de la sociedad Calamari LNG S.A. E.S.P. [nota al pie No. 3: "Constituida inicialmente bajo el nombre Colombia LNG S.A. E.S.P."] y se reportó a la CREG en el plazo establecido, el pasado 30 de enero de 2015, ya que el no cumplimiento de este requisito causaba la pérdida de los beneficios del respaldo con GNL (...)"*

### 10.3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN PROYECTADA

La operación proyectada consiste en la conformación por parte del GT, de un agente comercializador para la importación de gas natural, con el fin de asegurar el suministro de este insumo para la generación de energía eléctrica en sus plantas térmicas (ver Tabla No. 8).

Como se señaló en los antecedentes de la operación, dadas las condiciones establecidas por la CREG para la implementación del esquema definido en la Resolución No. 062 de 2013, el GT optó por la constitución de CALAMARI, como AC.

Según lo señalado en el memorial de presentación de la operación proyectada, el GT, conformado por ZFC, TERMOCANDELARIA y TEBSA, *"no es un grupo económico, ni tiene personería jurídica, sino que son empresas que inicialmente suscribieron un acuerdo de colaboración teniendo a definir e implementar el proceso de selección y contratación del AI, etapa que ya fue surtida"*<sup>29</sup>.

De acuerdo con el esquema presentado en la Figura No. 2 del presente acto administrativo, el proceso de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL que se importe a Colombia, se deberá realizar a través del AI (SPEC). Tras el proceso de regasificación, el AI sería también el encargado de llevar el GNL regasificado en distintas proporciones a cada uno de los integrantes del GT, para así satisfacer la demanda de cada uno de ellos. A su vez, las OEF del GT deberán ser respaldadas con GNI<sup>30</sup>.

Si bien la operación proyectada nace de la necesidad de las plantas termoeléctricas de contar con GNI para la generación de OEF en momentos de fenómenos climáticos críticos que afecten la generación hidráulica, GT señaló que:

*"(...) [D]ado el caso en que no se presente el fenómeno del niño esperado en el año 2017 y que por lo tanto no se requiera inyectar más gas en el mercado colombiano con el fin de hacer funcionar las plantas termoeléctricas, el gas producido a base de GNL podrá ser comercializado de manera corriente en el mercado colombiano. (...) [C]uando el AC vende el gas natural importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador de gas importado y en consecuencia este agente deberá cumplir con los mismos requerimientos que se establecen para los comercializadores al momento de su constitución y entrada al mercado, establecidos en la regulación vigente al respecto expedida por la CREG"*<sup>31</sup>.

<sup>29</sup> Folio 3 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>30</sup> Folio 2 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>31</sup> *Ibíd.*

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

En cuanto al cronograma de la operación proyectada, **GT** informó que la constitución previa de **CALAMARI** obedece al plazo máximo fijado por la **CREG** para tal fin (máximo 30 de enero de 2015). Sin embargo, se proyecta que para noviembre de 2016 el **AI** haya finalizado la construcción de la planta de almacenamiento y regasificación, momento a partir del cual **CALAMARI** debería dar inicio al desarrollo de sus actividades como comercializador, para lo cual deberá haber empezado con anterioridad a suscribir contratos de compra y venta de GNL en mercados internacionales<sup>32</sup>.

El **GT** manifestó que hasta tanto no obtengan la autorización por parte de esta Superintendencia para perfeccionar la operación proyectada, no se procederá a darle plenas funciones (recursos físicos, jurídicos y económicos) para dar inicio al desarrollo de su objeto social<sup>33</sup>.

#### 10.4. DEBER DE INFORMACIÓN PREVIA DE CONCENTRACIONES EMPRESARIALES

El artículo 9 de la Ley 1340 de 2009 establece que las empresas intervinientes en una concentración empresarial estarán obligadas a informar a esta Superintendencia sobre las operaciones que proyecten llevar a cabo para efectos de fusionarse, consolidarse, adquirir el control o integrarse, cualquiera sea la forma jurídica de la operación proyectada, siempre que se cumplan los siguientes supuestos:

- *Supuesto subjetivo*: cuando las empresas intervinientes se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor.
- *Supuesto objetivo*: cuando en conjunto o individualmente consideradas, las empresas intervinientes superen el monto establecido por esta Superintendencia para ingresos operacionales o para activos totales.

##### 10.4.1. Supuesto subjetivo

Para el caso concreto, si bien no desaparece un competidor del mercado, sino que, por el contrario, se consolida uno nuevo (**CALAMARI**), los controlantes de dicha sociedad (**GT**) corresponden a competidores que participan coincidentemente en el mercado de generación de energía eléctrica en Colombia. Además, **CALAMARI** tendría plenas facultades para competir en el mercado de comercialización de gas natural (insumo para la generación de energía en plantas térmicas).

De otra parte, una de las empresas que conforman el **GT** (**CELSIA**), también participa en la actualidad como competidor en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia.

Por lo anterior, se encuentra verificado el supuesto subjetivo contemplado en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

##### 10.4.2. Supuesto objetivo

La Resolución No. 82040 del 26 de diciembre de 2014 fijó en cien mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (100.000 SMLMV), el valor de ingresos operacionales y activos totales que se tendrán en cuenta para efectos de lo previsto en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, en operaciones de concentración informadas durante el año 2015.

Por su parte, el Decreto 2731 de 2014 fijó el salario mínimo legal mensual a partir del 1 de enero de 2015 en seiscientos cuarenta y cuatro mil trescientos cincuenta pesos (\$644.350).

<sup>32</sup> Folio 14 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>33</sup> Ibid.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

Por lo anterior, el valor mínimo de activos o ingresos operacionales para que una operación informada durante el año 2015 cumpla el supuesto objetivo señalado en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, corresponde a sesenta y cuatro mil cuatrocientos treinta y cinco millones de pesos (\$64.435.000.000).

Los anteriores valores serán los aplicables al presente estudio, teniendo en cuenta que la solicitud de pre-evaluación se radicó ante esta Entidad el 29 de septiembre de 2015.

Según la información presentada anteriormente, las empresas que conforman el GT contaban con los siguientes activos e ingresos operacionales a 31 de diciembre de 2014:

Tabla No. 9  
Cuentas financieras GT (COP \$)  
(31 de diciembre de 2014)

INTERVINIENTES	ACTIVOS	INGRESOS OPERACIONALES
CELSIA <sup>34</sup>	9.443.350.000.000	2.588.782.000.000
TERMOCANDELARIA	105.892.159.000	124.232.084.000
TEBSA	629.938.370.000	123.153.252.000
CALAMARI	---	---
<b>TOTAL</b>	<b>10.179.180.529.000</b>	<b>2.836.167.336.000</b>

En razón de lo anterior, este Despacho encuentra que tanto los activos como los ingresos operacionales del GT, conjunta e individualmente considerados, superan el umbral establecido (\$64.435.000.000) para el cumplimiento del supuesto objetivo, señalado en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

#### 10.4.3. Configuración del deber de informar

Así las cosas, con la previa verificación de los supuestos subjetivo y objetivo, se configuran todos los requisitos para que la operación presentada deba ser informada ante esta Superintendencia, de manera previa a su ejecución.

#### 10.5. DEFINICIÓN DE MERCADO RELEVANTE

La definición del mercado relevante para el análisis de una operación de concentración es primordial para identificar el escenario en el que las fuerzas competitivas tienen lugar. Además, permite calcular las cuotas de cada competidor, pues para esto es necesario contar con una aproximación del tamaño total del mercado. Por lo anterior, el mercado relevante es el marco de referencia apropiado para analizar los efectos sobre la competencia de una operación de integración.

La participación de mercado de las empresas intervinientes en la operación de concentración, así como la de sus competidores, resultan una herramienta fundamental para detectar posibles efectos restrictivos de la competencia que pudieran derivarse de la misma, pues dicho indicador guarda una estrecha relación con el poder de mercado que tiene cada oferente.

Al determinar el mercado relevante es necesario hacer la distinción entre el mercado de producto y el mercado geográfico; de tal forma que se puedan establecer los efectos de una integración entre dos o más de los competidores.

En la definición del mercado de producto se debe tener presente la sustituibilidad al nivel de la demanda, pues se deben identificar aquellos productos (si los hay) hacia los cuales los

<sup>34</sup> Los activos e ingresos operaciones de CELSIA corresponden al total de las actividades de prestación de servicios públicos por parte de CELSIA y sus subordinadas (incluyendo ZFC), según sus estados financieros consolidados.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

consumidores pudieran desviar su demanda en caso de un incremento en los precios o una reducción en la calidad de los productos por parte de un determinado oferente.

Si bien algunas autoridades de competencia en otras jurisdicciones tienen en cuenta la sustituibilidad de la oferta al momento de definir el mercado relevante, esta Superintendencia toma en consideración dicho concepto en caso de requerir un análisis de barreras de entrada y competencia potencial.

Con la dimensión geográfica del mercado relevante, se busca reconocer el área de influencia que tienen las empresas intervinientes en la operación de concentración, pues si enfrentaran alguna barrera que impida o dificulte que sus productos lleguen a alguna zona determinada, se deberá entender que en dicha área no son competidores activos. Es decir, el análisis de competencia debe limitarse a las zonas en las cuales las empresas intervinientes ejercen una competencia efectiva, pues sería dicha condición la que podría verse afectada con la operación.

Así las cosas, este Despacho procederá a definir el mercado relevante afectado por la operación proyectada, delimitando primero el mercado de producto y luego el mercado geográfico.

#### 10.5.1. Mercado de producto

De acuerdo con la información allegada por el GT, la operación proyectada considera, por un lado, la generación de energía y, por otro lado, la comercialización de gas natural. Según lo informado por el GT, la operación no tiene efectos horizontales toda vez que los miembros de GT seguirán compitiendo en el mercado individualmente.

Según la información aportada, las actividades involucradas en la operación proyectada son las siguientes:

Tabla No. 10  
Actividades involucradas en la operación proyectada

ACTIVIDAD	CELSIA	ZFC	TÉRMO CANDELARIA	TEBSA	CALAMARI
Generación de energía eléctrica	X	X	X	X	
Comercialización de gas natural mercado primario					X
Comercialización de gas natural mercado secundario	X				

Fuente: GIE con información en folios 15, 16 y 17 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente

Las actividades presentadas en la tabla anterior están estrechamente relacionadas entre sí, pues la generación de energía de GT, tiene como insumo principal el gas natural. A continuación, se describirán las actividades involucradas en la operación proyectada.

##### 10.5.1.1. Generación de energía eléctrica

La cadena de valor de energía eléctrica en Colombia comprende cuatro grandes actividades:

- Generación:** Según la CREG, es la actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. Esta actividad se puede desarrollar bien sea en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, independientemente de cuál sea la actividad principal<sup>35</sup>.

<sup>35</sup> CREG, "¿Cómo funciona?", disponible en:

[http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-55&p\\_options](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options). Consulta 22 de enero de 2014.



Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

- ii. **Transmisión:** La **CREG** la define como la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del Sistema de Transmisión Nacional, el cual se extiende desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entradas a las regiones, ciudades o entregas a grandes consumidores)<sup>36</sup>. La transmisión se realiza por intermedio de un conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV<sup>37</sup>.
- iii. **Distribución:** De acuerdo con la **CREG**, la distribución es la actividad de transportar energía eléctrica desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional la entrega, hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final<sup>38</sup>. La actividad de distribución se realiza por intermedio de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Regional o Local<sup>39</sup>.
- iv. **Comercialización:** La actividad de comercialización de energía ha sido definida por la **CREG** en la Resolución No. 024 de 1995, como la actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

La esencia del proceso de generación de energía eléctrica, independiente del medio que se use, es el movimiento. Para que se pueda generar energía eléctrica se necesita una fuerza que haga girar una turbina que acciona el generador, el cual recibe la energía derivada del movimiento y la transforma en energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica en Colombia se realiza básicamente por plantas hidroeléctricas<sup>40</sup> y termoeléctricas<sup>41</sup>. La oferta restante correspondiente esencialmente a cogeneradores<sup>42</sup> y plantas menores<sup>43</sup>.

La siguiente gráfica representa la composición de la capacidad de generación de energía eléctrica en Colombia, según las fuentes utilizadas para tal fin.

---

<sup>36</sup> Ibid.

<sup>37</sup> Artículo 1, Resolución CREG No. 097 (26 de septiembre de 2008) "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local".

<sup>38</sup> CREG, "¿Cómo funciona?", disponible en: [http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-55&p\\_options=](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options=) Consulta 26 de febrero de 2016.

<sup>39</sup> Artículo 1, Resolución CREG No. 097 (26 de septiembre de 2008) "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local".

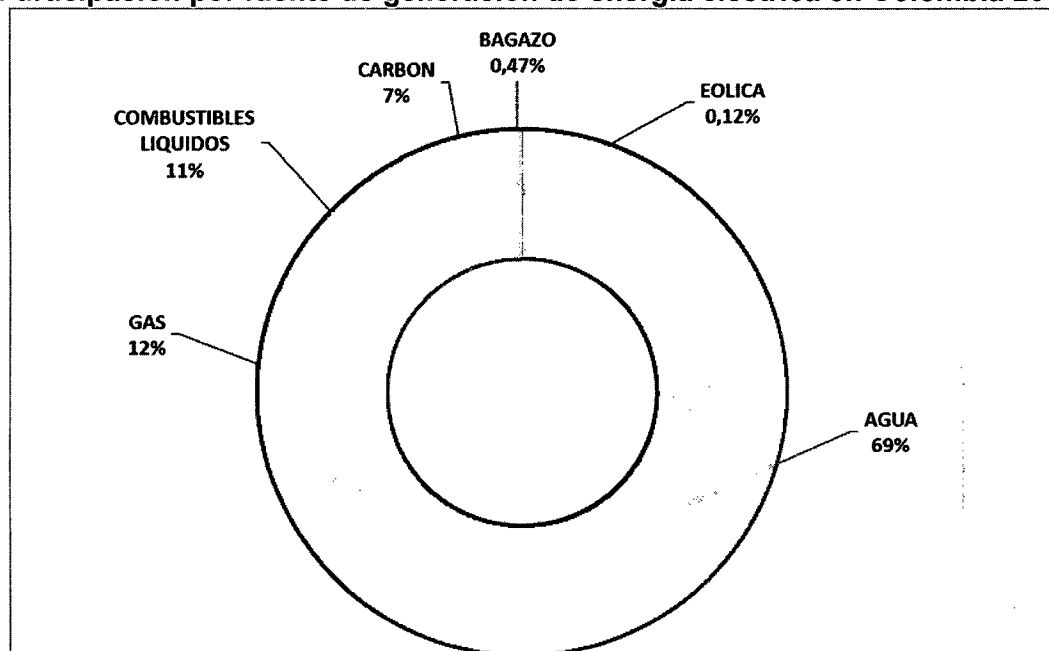
<sup>40</sup> Generan energía eléctrica a partir del aprovechamiento del agua.

<sup>41</sup> Generan energía eléctrica a través de la utilización del gas.

<sup>42</sup> "**Cogeneración.** Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales". Resolución CREG No.107 de 1998.

<sup>43</sup> "**Generación con Plantas Menores:** Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos es el contenido en la Resolución CREG-084 del 15 de octubre de 1996". Resolución CREG 107 de 1998.

Gráfica No. 1  
Participación por fuente de generación de energía eléctrica en Colombia 2014



Fuente: Elaboración GIE. Con base en información de portal BI de XM

Como se puede observar, el 69% de la capacidad efectiva neta de generación, se concentra en el agua, mientras que la generación térmica suma el 30% (gas 12%, combustibles líquidos 11% y carbón 7%). El 0,47% (por bagazo) se atribuye a las plantas de cogeneración y el 0,12% restante corresponde a generación eólica.

Nótese que con la operación proyectada, en los términos en los que fue presentada, pueden descartarse posibles afectaciones a las plantas de generación que utilizan insumos distintos al gas natural. En este sentido, el análisis de efectos verticales de la concentración, se limitará a las plantas termoeléctricas, como consumidores finales de gas natural.

#### 10.5.1.2. Comercialización de gas natural

La cadena de valor del gas natural está compuesta por cuatro actividades principales: (i) la **producción**, que consiste en la obtención del gas natural extraído de los yacimientos; (ii) el **transporte**, que consiste en la conducción del gas a través de tuberías de acero a alta presión; (iii) la **distribución**, que consiste en la conducción de gas por tuberías de baja presión desde la puerta de la ciudad hasta el usuario final; y (iv) la **comercialización**, que consiste en la actividad de comprar grandes cantidades de gas para venderlo a los usuarios o a otras empresas del sector<sup>44</sup>.

La comercialización es la actividad en la cual se atiende al usuario final, se realiza la medición del consumo, se hace la facturación del servicio y se adelantan todas las demás actividades que se relacionan con el usuario final. En esta actividad también participan los agentes que realizan compras de gas natural a los productores, con la finalidad de atender a los usuarios regulados y no regulados.

A diferencia de lo que sucede en la actividad de distribución, en la comercialización existe posibilidad de libre entrada y salida de competidores en el mercado. Estos oferentes pueden negociar los precios de venta del gas natural a usuarios no regulados y tienen cargos máximos de comercialización, los cuales están definidos en la Resolución CREG No. 011 de 2003.

De acuerdo con la Resolución CREG No. 089 de 2013, el mercado de comercialización de gas se divide en primario y secundario, de conformidad con las siguientes definiciones:

<sup>44</sup> Resolución No. 40598 del 27 de junio de 2014 de la Superintendencia de Industria y Comercio.

**“Artículo 3. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

(...)

**Mercado primario:** es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

**Mercado secundario:** mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución”.

La Resolución CREG No. 089 de 2013 también definió los agentes que pueden participar en los mercados primario y secundario de gas natural, como compradores o vendedores, así:

**“Artículo 17. Vendedores de gas natural.** Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado primario (...).

**Artículo 18. Compradores de gas natural.** Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario (...).

[...]

**Artículo 34. Vendedores de gas natural.** Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado secundario (...).

**Artículo 35. Compradores de gas natural.** Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado secundario” (subrayado fuera de texto).

En la siguiente tabla, se resume lo dispuesto por la CREG en relación con los agentes participantes en los mercados primario y secundario de gas natural.

**Tabla No. 11**  
**Agentes de compra y venta en los mercados primario y secundario de gas natural**

	MERCADO PRIMARIO	MERCADO SECUNDARIO
VENEDORES	Productores-comercializadores	Comercializadores
	Comercializadores de gas importado	Usuarios no regulados
COMPRADORES	Comercializadores	Productores-comercializadores
	Usuarios no regulados	Comercializadores de gas importado
		Comercializadores

Fuente: Elaboración GIE. Con información de la Resolución CREG No. 089 de 2013.

Como lo reconoce la CREG en la parte considerativa de la Resolución No. 062 de 2013, “los generadores térmicos de electricidad son usuarios no regulados del servicio público domiciliario de gas natural”. Así, el GT podría comprar gas natural en el mercado primario y venderlo en el mercado secundario. Por su parte, CALAMARI sería un comercializador de gas importado, por lo cual podría participar como vendedor en el mercado primario y como comprador en el mercado secundario.

### 10.5.1.3. Definición del mercado de producto

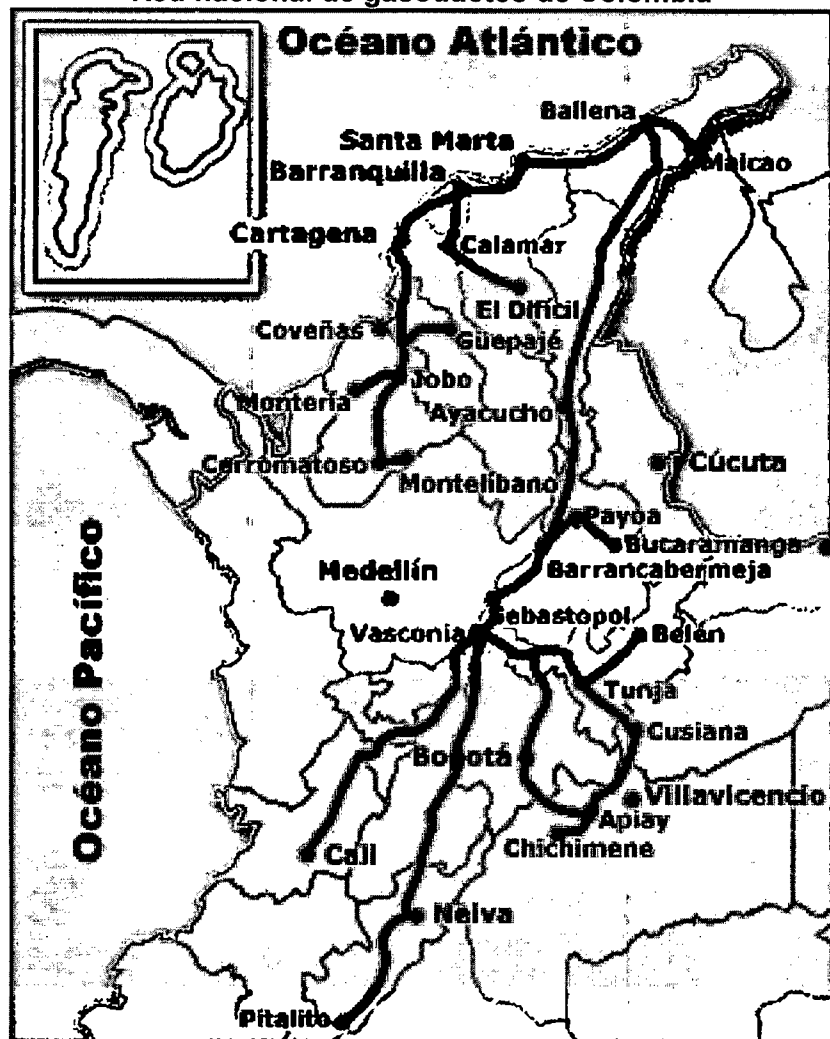
Para efectos del análisis de la operación informada, el mercado de producto está conformado por: (i) **generación térmica de energía eléctrica**; y (ii) **comercialización de gas natural en los mercados primario y secundario**.

### 10.5.2. Mercado geográfico

La práctica generalizada para la definición de los mercados geográficos relevantes, parte de identificar cada una de las zonas en las cuales las **INTERVINIENTES** coinciden y donde las condiciones de competencia son similares.

Para el mercado de comercialización de gas natural, se debe tener presente que en Colombia existen dos campos principales de producción, ubicados en La Guajira (Ballena y Chuchupa) y en Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros), los cuales representan más del 80% de la oferta nacional de gas natural. La oferta restante proviene de campos secundarios (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, etc.) y algunos campos aislados (no conectados a la red nacional de gasoductos) que atienden zonas particulares, como los campos de Yopal y Catatumbo<sup>45</sup>.

Figura No. 4  
Red nacional de gasoductos de Colombia



Fuente: ECOPETROL<sup>46</sup>.

<sup>45</sup> UPME. "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural" (2016). Pág. 77. Versión digital disponible en: [http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos\\_sp/Publicaciones/2016/Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural | Abril 2016.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Plan%20Transitorio%20Abastecimiento%20Gas%20Natural%20Abril%202016.pdf). Consulta 13 de mayo de 2016.

<sup>46</sup> Tomado de: <http://dinagas.com.co/infraestructura.htm>. Consulta 13 de mayo de 2016.

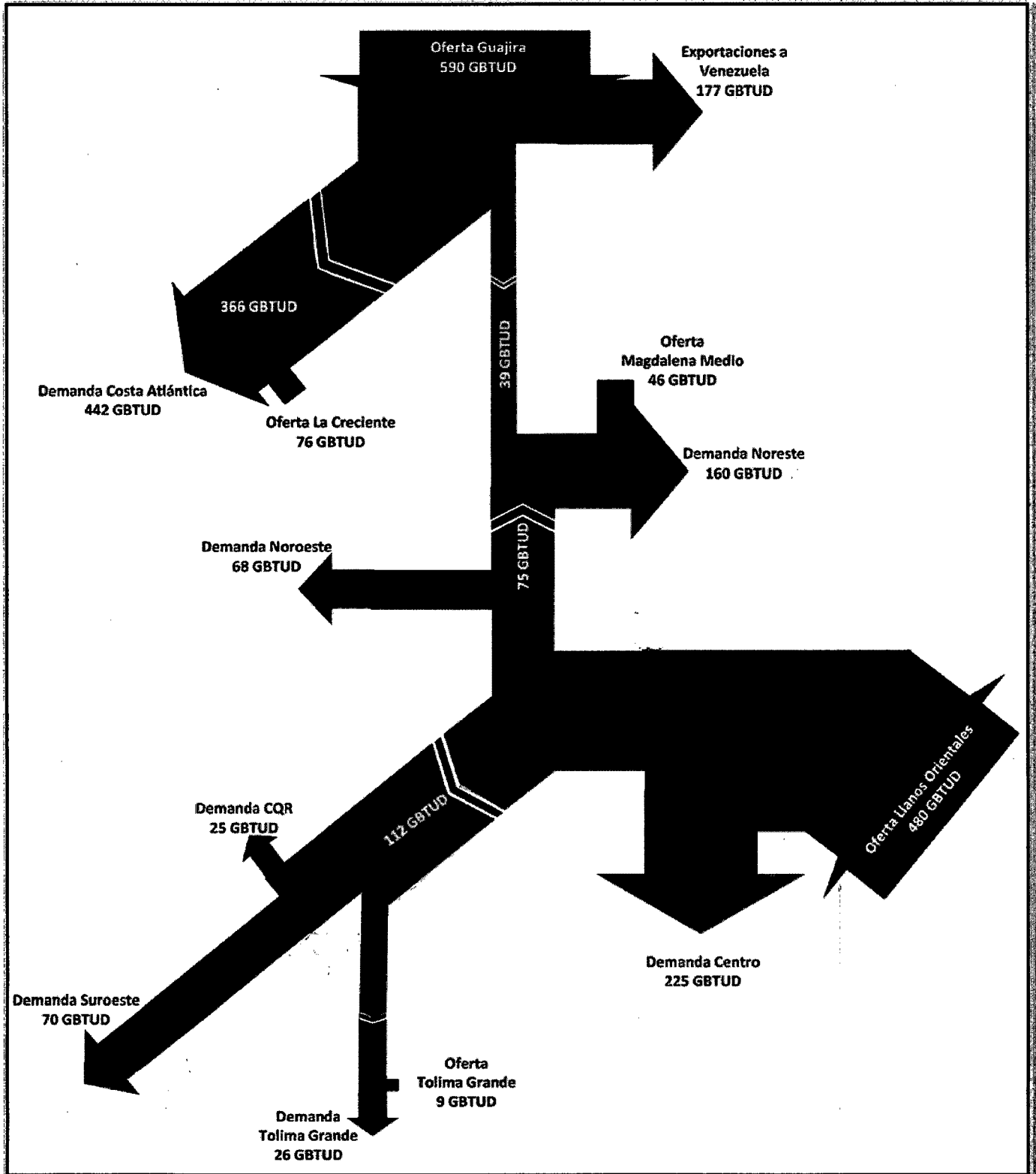
Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

De otra parte, el sentido en el cual el gas natural es transportado a lo largo de la red de distribución nacional, resulta ser de gran relevancia para la configuración misma del mercado. A continuación se presenta de manera simplificada, la dirección en la cual puede ser transportado el gas natural, a través de los distintos gasoductos del país.

**Figura No. 5**  
**Flujo de gas natural a través de la red nacional de gasoductos**



Fuente: UPME<sup>47</sup>.

<sup>47</sup> Ver: <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=LvhGrMv%2bt3E%3d&tabid=38&language=es-CO>. Consulta realizada el 17 de mayo de 2016.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

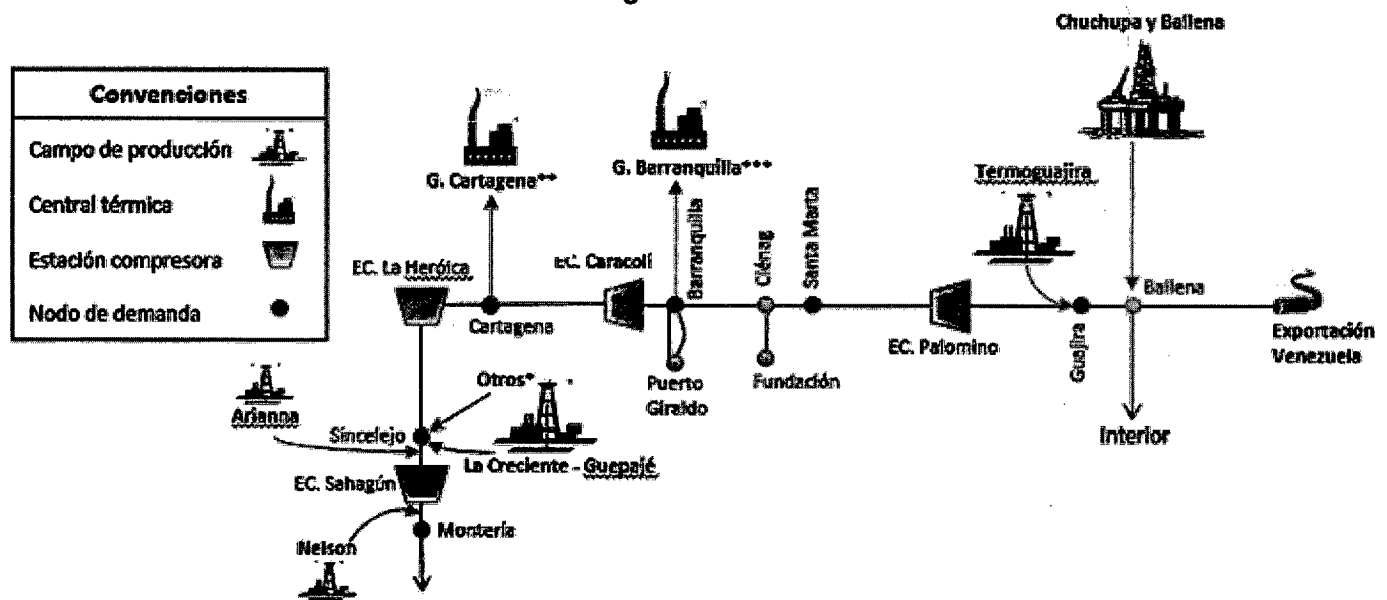
Como se observa en la figura anterior, el gas proveniente de los Llanos Orientales no puede ser transportado hacia la Costa Atlántica, haciendo que la única opción de suministro (de las dos principales del país) sea La Guajira. Asimismo, dada la ubicación de la planta de **SPEC**, el gas comercializado por **CALAMARI**, no podría ser transportado por la red hacia el interior del país.

En este mismo sentido, la **UPME** ha señalado lo siguiente:

*"(...) [E]l gas de La Guajira es competitivo únicamente en la Costa Atlántica, mientras que el de Cusiana es competitivo en el interior del país (...). Esta situación le ha impedido al gas de La Guajira competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja y a su vez no le permitiría al gas de Cusiana llegar en condiciones de competencia para atender el mercado de la Costa Atlántica. Esto hace que el mercado colombiano se comporte como dos submercados segmentados e independientes el uno del otro"*<sup>48</sup>.

A continuación se detallan las redes que conforman los subsistemas de gasoductos de la Costa Atlántica y el interior del país.

**Figura No. 6**  
Red de suministro de gas natural en la Costa Atlántica<sup>49</sup>



Fuente: UPME<sup>50</sup>.

La red de la Costa Atlántica, está conformada el gasoducto troncal denominado Ballena-Cartagena-Jobo, que pertenece y es operado por **PROMIGAS S.A. E.S.P.** (en adelante, **PROMIGAS**)<sup>51</sup>. Particularmente, el tramo de Ballena-Cartagena transporta gas natural proveniente de los campos de La Guajira (Ballena y Chuchupa), hacia las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, atendiendo además a todas las plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica<sup>52</sup>.

<sup>48</sup> **UPME**. "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural" (2016). Pág. 52. Versión digital disponible en: [http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos\\_sp/Publicaciones/2016/Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural I Abril 2016.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Plan%20Transitorio%20Abastecimiento%20Gas%20Natural%20Abril%202016.pdf). Consulta 13 de mayo de 2016.

<sup>49</sup> en el gráfico elaborado por la **UPME** sobre la red, se identifica a Termoguajira con la convención correspondiente a la de un campo de producción, sin embargo, esta es una planta térmica.

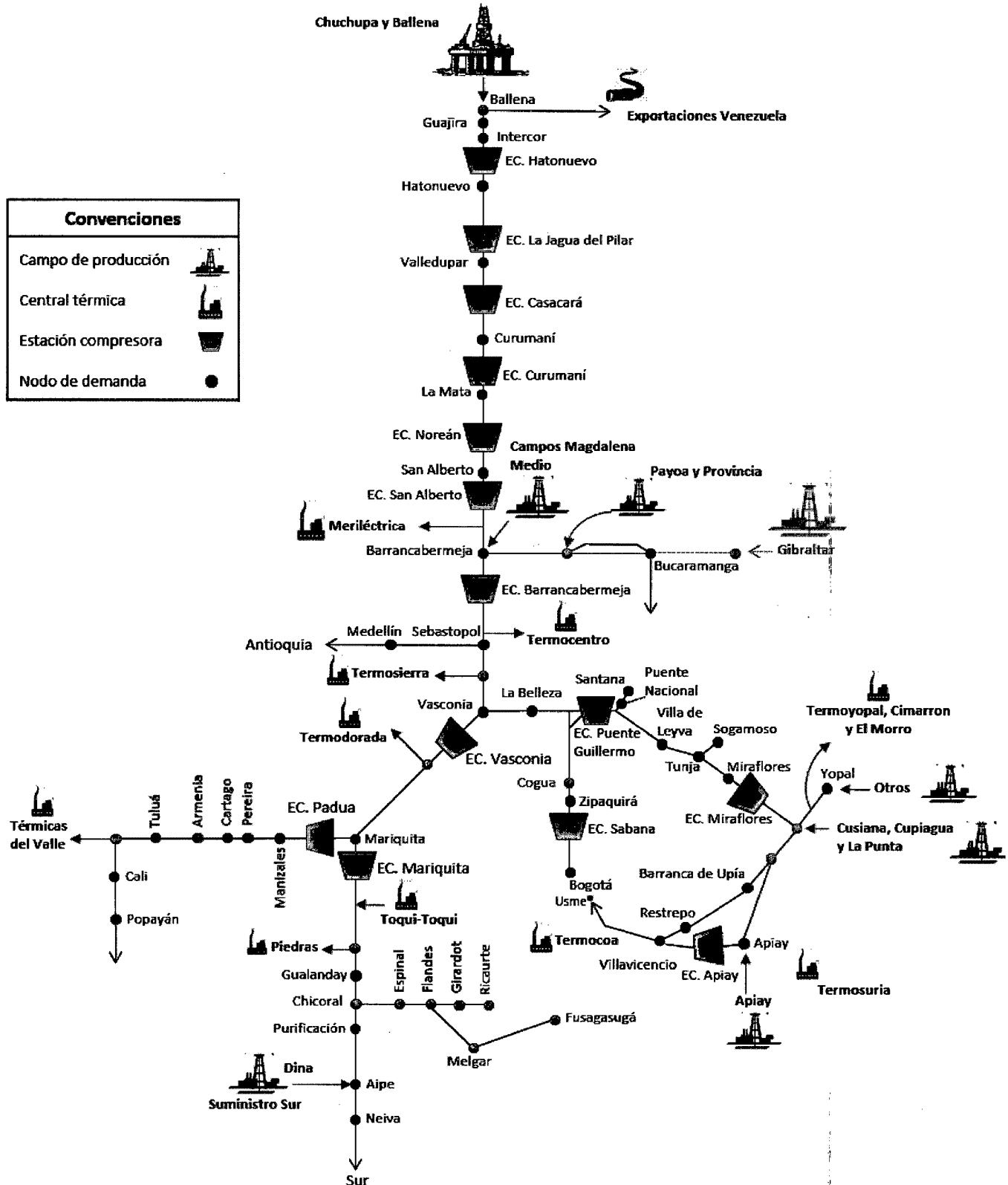
<sup>50</sup> **UPME**. "Plan de Abastecimiento de Gas Natural" (2014). Pág. 47. Versión digital disponible en: [http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos\\_sp/Publicaciones/2016/Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural I Abril 2016.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Plan%20Transitorio%20Abastecimiento%20Gas%20Natural%20Abril%202016.pdf). Consulta 13 de mayo de 2016.

<sup>51</sup> *Ibid.* Pág. 43.

<sup>52</sup> **PROMIGAS**. [http://www.e-promigas.com/beo/info/manual\\_gasoducto.asp?id=](http://www.e-promigas.com/beo/info/manual_gasoducto.asp?id=). Consulta 13 de mayo de 2016.

El tramo restante (Cartagena–Jobo) transporta gas natural del campo secundario Güepajé (San Pedro, Sucre), hacia Cartagena, por un lado, y hacia la planta de Cerromatoso (ubicado en la cola del subsistema), por el otro. No obstante, según las necesidades de consumo, el tramo Cartagena–Jobo también puede ser alimentado desde La Guajira<sup>53</sup>.

Figura No. 7  
Red de suministro de gas natural en el Interior



Fuente: UPME<sup>54</sup>.

<sup>53</sup> Ibid.

<sup>54</sup> Op. Cit. Pág. 46.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

La red que sirve al interior del país, pertenece y es operada por varias empresas. Los siete (7) tramos principales pertenecen a **TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL – TGI S.A. E.S.P.**, y corresponden a los siguientes<sup>55</sup>:

- Ballena – Barrancabermeja
- Barrancabermeja – Neiva
- Sur de Bolívar – Santander
- Mariquita – Cali
- Cusiana – Apiay – Bogotá
- Cusiana – Porvenir – La Belleza
- Morichal – Yopal

Según lo señalado, resulta claro para esta Superintendencia que las condiciones de competencia no son comparables entre la red de gasoductos que abastece a la Costa Atlántica del país, y la red que atiende la demanda del interior. Así, la comercialización de gas natural en Colombia se da en dos mercados geográficos independientes: Costa Atlántica e Interior.

Dicho lo anterior y dado que las plantas térmicas son consumidores finales de gas natural, serán únicamente aquellas que se encuentren ubicadas en la Costa Atlántica las que podrían acceder, por las condiciones técnicas de la red de distribución nacional, al GNI comercializado por **CALAMARI**. Así, el área geográfica donde se debe enmarcar el análisis de competencia para la actividad de generación térmica de energía eléctrica, corresponde a la Costa Atlántica.

Para la delimitación precisa de la zona denominada “Costa Atlántica”, esta Superintendencia se basará en el área señalada por la **UPME**, la cual incluye los siguientes departamentos: Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre<sup>56</sup>.

### 10.5.3. Conclusión del mercado relevante

Dado lo anterior, esta Superintendencia concluye que el mercado relevante para efectos del estudio de la presente operación, está definido por las siguientes actividades en la Costa Atlántica: (i) **generación térmica de energía**; y (ii) **comercialización de gas natural en los mercados primario y secundario**.

## 10.6. ANÁLISIS DEL MERCADO RELEVANTE

En línea con lo anterior, a continuación procederá esta Superintendencia a evaluar la representatividad del **GT** entre las plantas térmicas del país, así como la estructura actual del mercado de comercialización de gas natural en Colombia.

### 10.6.1. Generación térmica de energía eléctrica

Para la estimación de las cuotas de participación de **GT**, esta Superintendencia acogerá lo dispuesto por la **CREG**, en la Resolución No.060 de 2007:

*“Artículo 3. Cálculo de la participación en la actividad de generación eléctrica. La participación de un agente en la actividad de generación eléctrica se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre:*

*a) La suma de la ENFICC de las plantas propias, la de las representadas ante el MEM por el agente, y la de las plantas pertenecientes o representadas por otras empresas con*

<sup>55</sup> Ibid. Pág. 44.

<sup>56</sup> Ibid. Pág. 89.



Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto en la legislación comercial, y

b) La suma de la ENFICC de todas las plantas o unidades de generación del Sistema Interconectado Nacional.

Parágrafo 1. En el cálculo anterior se incluirán las plantas o unidades de generación instaladas en zonas francas.

Parágrafo 2. Para el cálculo de este porcentaje se empleará la última declaración de ENFICC hecha por los generadores para el Cargo por Confiabilidad, o el cálculo de la ENFICC realizado por el Centro Nacional de Despacho en el caso de las plantas no despachadas centralmente o de los agentes que no hayan efectuado la declaración, sin incluir la ENFICC respaldada por plantas o unidades de generación que no hayan entrado en operación”.

Lo anterior, con la salvedad de que quienes resultan relevantes para evaluar los efectos de la operación proyectada, son únicamente las plantas térmicas de la Costa Atlántica, pues quienes utilizan otras tecnologías de generación o se encuentran ubicados en el interior del país, no se verían afectados por la operación.

La siguiente tabla muestra la participación del GT, según la ENFICC agregada de las plantas térmicas con generación a gas, ubicadas en la Costa Atlántica, para el año 2014.

Tabla No. 12  
ENFICC en KWh/día año 2014

PLANTAS	ENFICC (kWh_día)	PARTICIPACIÓN	AGREGADO
TEBSA <sup>57</sup>	19.751.472,00	40,1%	82,4%
ZFC	13.783.350,00	28,0%	
TERMOCANDELARIA	7.042.608,00	14,3%	
GECELCA	5.555.180	11,3%	11,3%
EMGESA	3.178.954,00	6,4%	6,4%
<b>TOTAL</b>	<b>49.311.564,00</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración GEI con base en la XM<sup>58</sup>.

Los resultados presentados muestran que el GT aporta el 82,4%<sup>59</sup> de la generación térmica a gas de la Costa Atlántica, siendo quienes lideran esta actividad en dicha zona<sup>60</sup>.

Cabe aclarar que la proporción presentada en el párrafo anterior, no debe ser interpretada como una participación conjunta para efectos de la presente transacción, pues como informaron las **INTERVINIENTES**, la misma no integrará de manera alguna ni afectará la independencia en la actividad de generación desarrollada por los integrantes del GT.

<sup>57</sup> En relación con **TEBSA** es necesario realizar las siguientes apreciaciones:

- **TEBSA** tiene un contrato de PPA por el cual **GECELCA** representa la energía producida.
- **GECELCA** es propietaria de las plantas térmicas TERMOGUAJIRA 1 y TERMOGUAJIRA 2, las cuales no tienen ninguna relación con **TEBSA**.
- **GECELCA 3** es una planta térmica a carbón.

<sup>58</sup> Ver: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/2-15-Anex-ENFICC-Plantas-despachadas-centralmente.aspx>. Consulta 21 de marzo de 2016.

<sup>59</sup> Para el cálculo de participaciones se tuvieron en cuenta las plantas que conforman el GT: **TEBSA**, **TERMOBARRANQUILLA 3**, **TERMOBARRANQUILLA 4**, **TERMOCANDELARIA I**, **TERMOCANDELARIA II**, **FLORES I** y **FLORES IV**.

<sup>60</sup> En relación con la generación total de energía eléctrica (hidráulica y térmica), equivalente a 200.825.905 Kwh-día, el GT aporta al mercado el 20,76%.

**10.6.2. Comercialización de gas en el mercado primario – Costa Atlántica**

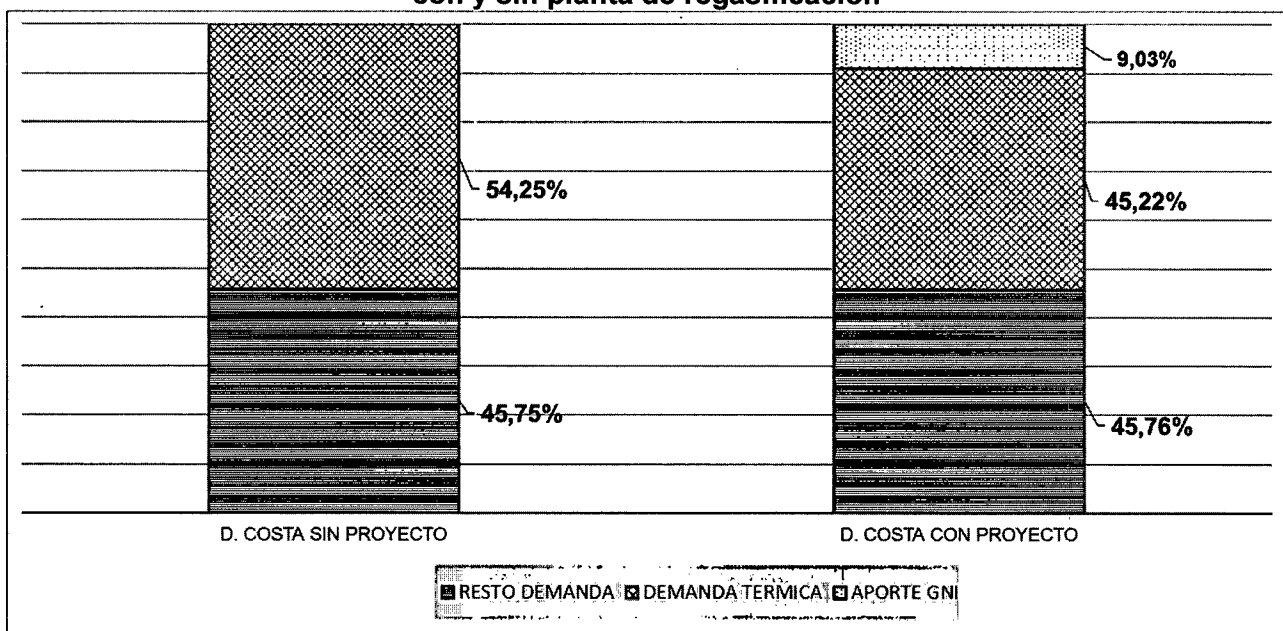
Como se señaló, ninguna de las empresas que conforman el GT, participan a la fecha en el mercado primario de gas natural en Colombia.

De otra parte, pese a que la creación de CALAMARI introduciría un nuevo agente en el mercado de comercialización de gas en el mercado primario, esta empresa no participa actualmente como oferente en dicho mercado. Por tal razón, no se cuentan con cifras con las que se pueda determinar la participación efectiva de CALAMARI.

No obstante lo anterior, resulta pertinente analizar el efecto que tendría la entrada en operación de la planta de regasificación, sobre la oferta y la demanda de gas natural en Colombia.

Según los datos de CONCENTRA, en su informe anual para el año 2014, la demanda de gas en la Costa (donde se encuentran ubicadas las plantas del GT) fue de 403,21 GBTUD<sup>61</sup> promedio año, de los cuales las térmicas consumieron 218.72 GBTUD, es decir el 54% de la oferta.

**Gráfica No. 2**  
**Participación en demanda de gas natural en la Costa Atlántica con y sin planta de regasificación**



Fuente: Elaboración GIE con base en CONCENTRA<sup>62</sup> y CREG<sup>63</sup>

De acuerdo con la información consignada en el Documento CREG No. 008 de marzo de 2012, el máximo volumen de GNL que regasificaría la planta operada por SPEC entre 2015 y 2025, equivale a 364 GBTUD<sup>64</sup>, lo que permitiría descongestionar la demanda de gas natural en la Costa en un 9% anual.

Lo anterior, permite evidenciar que la entrada de un nuevo agente al mercado, permitiría descongestionar la demanda de gas natural en la Costa Atlántica y, por lo tanto, favorecería la competencia en dicho mercado.

<sup>61</sup> Giga BTU-British Thermal Unit- por día.

<sup>62</sup> Op.cit. CONCENTRA

<sup>63</sup> Documento CREG No. 008 de marzo de 2012. Versión digital disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/30699ff28289046305257c97005b9348/\\$FILE/D-008-14%20APROBACION%20INGRESO%20REGULADO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/30699ff28289046305257c97005b9348/$FILE/D-008-14%20APROBACION%20INGRESO%20REGULADO.pdf). Consulta 10 de mayo de 2016.

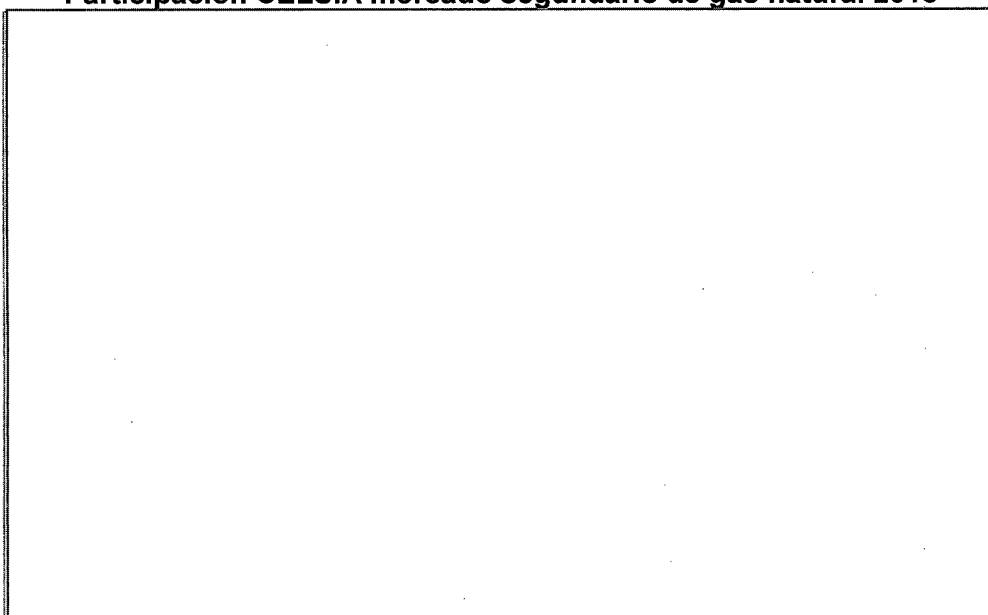
<sup>64</sup> Un pie cúbico de gas natural equivale a 1.000 BTU en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.

**10.6.3. Comercialización de gas en el mercado secundario – Costa Atlántica**

Como se indicó en la Tabla No. 10 del presente acto administrativo, de las **INTERVINIENTES**, **CELSIA**<sup>65</sup> es el único agente que se encuentra activo en el mercado secundario de gas natural.

Para la estimación de la dimensión total de este mercado en la Costa Atlántica, se tuvieron en cuenta los contratos de suministro reportados por la **BMC** en dicha zona, cuyo volumen total a 2015 fue de 4.559 GBTU para el año 2015<sup>66</sup>. Esto debido a que no se cuenta con datos confiables para 2014.

**Gráfica No. 3**  
**Participación CELSIA mercado secundario de gas natural 2015**



**Fuente:** Elaboración **GIE** con base en el folio (CD) 378 del Cuaderno Reservado Intervinientes No. 2 del Expediente.

Como se muestra en la gráfica, la comercialización de gas natural por parte de **CELSIA** en la Costa Atlántica, corresponde [REDACTED] por lo cual no es de esperar que este agente tenga la capacidad de influenciar de manera unilateral las condiciones de competencia en el mercado.

Asimismo, como se señaló en el numeral 10.5.1.2 del presente acto administrativo, en el mercado secundario se comercializan los derechos contractuales por excedentes de gas que tengan los compradores habilitados del mercado primario (i.e. comercializadores puros de gas natural y usuarios no regulados). Asimismo, los compradores del mercado secundario corresponden a productores-comercializadores de gas natural, comercializadores de GNI y comercializadores puros de gas natural.

Así, los clientes potenciales de **CELSIA** en el mercado secundario de gas natural, no son en ningún caso generadores térmicos, pues estos están catalogados como usuarios no regulados y no pueden participar, según la regulación vigente, como compradores del mercado secundario de gas natural. Por tal razón, **CELSIA** podría favorecer a alguno de los integrantes del **GT**, en perjuicio de otros compradores.

<sup>65</sup> [REDACTED]

<sup>66</sup> Ver: <http://www.bmcbec.com.co/mercado-secundario-gas/>. Consulta 31 de marzo de 2016.

## 10.7. EFECTOS DE LA OPERACIÓN PROYECTADA

Como se indicó anteriormente, el objetivo principal del esquema planteado por la **CREG** para la importación de gas natural, consiste en atender la demanda de este insumo por parte de las plantas térmicas del país y así poder respaldar sus OEF con GNI.

Sin embargo, tras la expedición de la Resolución **CREG** No. 106 de 2011, fueron únicamente las empresas que conforman el **GT** las que se acogieron a la "opción para participar en las asignaciones del cargo por confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado" (OPACGNI), para poder respaldar sus "obligaciones de energía en firme" (OEF) con "gas natural importado" (GNI).

Lo anterior, puede ser el resultado de un proceso de selección natural de aquellas empresas que enfrentan dificultades para respaldar sus OEF con gas natural. Es decir, las plantas térmicas que en su momento no se acogieron a la opción abierta por la **CREG**, probablemente no enfrenten problemas de abastecimiento de gas natural. Esta hipótesis cobra especial relevancia si se tiene presente que todas las plantas involucradas en el **GT**, se encuentran ubicadas en la Costa Atlántica, lo cual puede obedecer a restricciones particulares de generación en dicha área geográfica, lo cual se evaluará a continuación.

El **PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 – 2028**, elaborado por la **UPME**, tiene en cuenta restricciones energéticas que se presentan en cada una de las "áreas operativas", definidas en el artículo 1 de la Resolución **CREG** No. 63 de 2000 como:

*"Artículo 1. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:*

(...)

***Área Operativa.** Conjunto de Activos de Uso y Activos de Conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una Sub-Área Operativa, presentan alguna Restricción, que exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN (...).*

Para el área operativa del Atlántico, la **UPME** resaltó que:

*"El área Atlántico presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 110 kV y agotamiento de la capacidad de la transformación lo que conlleva a tener generaciones de seguridad en el área, la cual debe ser balanceada entre los recursos ubicados en el área, además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional"<sup>67</sup>.*

De otra parte y como se mencionó, la demanda de gas natural de la Costa Atlántica es atendida únicamente por los campos de producción de La Guajira, en contraste con el interior del país, que puede obtener gas tanto de dichos campos, como de los de los Llanos Orientales.

A continuación, se presenta la composición de la demanda de gas natural en la Costa Atlántica, en contraste con el interior del país.

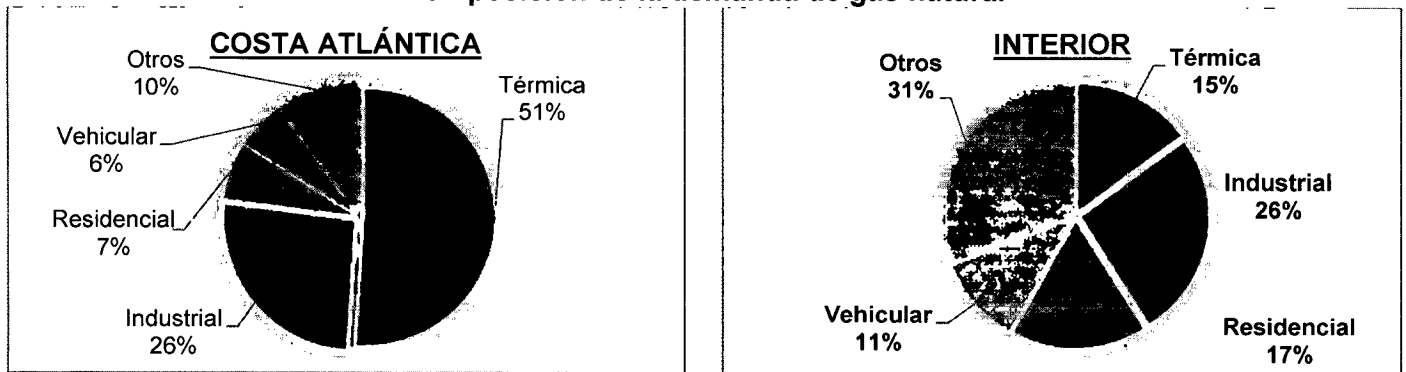
<sup>67</sup> Ver UPME. "Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2014-2028". Pág. 378. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2014/Plan%20GT%202014%20-%202028\\_Vpreliminar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan%20GT%202014%20-%202028_Vpreliminar.pdf). Consulta 30 de abril de 2016.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

**Gráficas Nos. 4 y 5**  
**Composición de la demanda de gas natural**

Fuente: Elaboración GIE con información publicada por la UPME<sup>68</sup>.

Como se observa en las gráficas anteriores, más de la mitad (51%) de la demanda de gas natural de la Costa Atlántica proviene de las plantas térmicas, en contraste con la zona del interior del país, donde la demanda es más balanceada y las plantas térmicas solo representan el 15%.

Así, resulta claro para esta Superintendencia que el sistema de generación de energía en la Costa Atlántica enfrenta distintas problemáticas que obligan a que se requiera con frecuencia el respaldo de las plantas térmicas ubicadas en dicha zona, para evitar contingencias que ocasionen desatención de la demanda.

De otra parte, esta Superintendencia pudo verificar que, de acuerdo con la información de XM, son justamente las plantas que conforman el GT quienes son llamadas con mayor frecuencia a realizar generaciones de seguridad en la Costa Atlántica. Incluso, se observó una tendencia creciente en la proporción de generaciones de seguridad (medidas por volumen), entre los años 2013 y 2015. Lo anterior, se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla No. 13**  
**Participación del GT en generación de seguridad en la Costa Atlántica 2013-2015**  
**(Volumen - KW)**

	2013	2014	2015
GT	89,38%	93,53%	94,78%
Otras plantas Costa Atlántica	10,62%	6,47%	5,22%
<b>TOTAL</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Portal BI XM<sup>69</sup>

Incluso, al evaluar las generaciones de seguridad del GT en relación con las generaciones de seguridad agregadas para todo el país, se conserva la alta proporción que representan, en relación con los volúmenes generados por otras plantas térmicas.

**Tabla No. 14**  
**Participación en generación de seguridad del GT en Colombia 2013-2015**

	AÑO-2013	AÑO-2014	AÑO-2015
GT	62,63%	68,54%	70,52%
Otras plantas país	37,37%	31,46%	29,48%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Portal BI XM<sup>70</sup>

<sup>68</sup> UPME. "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural" (2016). Pág. 30. Versión digital disponible en: [http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos\\_sp/Publicaciones/2016/Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural | Abril 2016.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Plan%20Transitorio%20Abastecimiento%20Gas%20Natural%20Abril%202016.pdf). Consulta 13 de mayo de 2016.

<sup>69</sup> Ver: <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>. Consulta realizada el 18 de mayo de 2016.

<sup>70</sup> Ibid.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

Por todo lo anterior, esta Superintendencia encuentra que existen razones inherentes a la estructura misma del sistema nacional de generación de energía y a la ubicación geográfica de las plantas del **GT**, que llevan a concluir que su conformación fue el resultado de un proceso de selección natural, en el cual las termoeléctricas que son llamadas con mayor frecuencia para respaldar la generación en la Costa Atlántica (y por ende las que tienen más requerimientos puntuales de gas natural), fueron las que demostraron interés en acogerse al proyecto de la **CREG**.

En este sentido, se descartan posibles efectos de exclusión o discriminación por parte de **CALAMARI**, como empresa controlada por el **GT**, frente a otras plantas térmicas del país, pues estas no son demandantes naturales del gas natural comercializado por **CALAMARI**.

De conformidad con la información presentada en los numerales 10.6 y 10.7 del presente acto administrativo, esta Superintendencia encuentra que, si bien el **GT** representa una porción importante (47%) de la generación térmica de la Costa Atlántica, su participación en el proyecto establecido por la **CREG** obedece a condiciones técnicas y geográficas inherentes a los mercados de generación térmica y comercialización de gas natural, en dicha zona.

Asimismo, se observan posibles efectos de descongestión de la oferta de gas natural a nivel nacional y, en particular, en la Costa Atlántica. Esto resulta especialmente relevante si se consideran las estimaciones realizadas por la **UPME**, donde se reconocen problemas de escasez de oferta a futuro, que podrían verse mitigados con **GNI**.

Finalmente, pese a que **CELSIA** tiene una participación importante en el mercado secundario de gas natural en la Costa Atlántica, se descartan posibles efectos restrictivos de la competencia, como efecto de la operación proyectada, toda vez que la regulación vigente (ver Resolución **CREG** No. 089 de 2013) impide que los generadores térmicos, en su calidad de usuarios regulados de gas natural, puedan acceder a dicho mercado como compradores.

De igual manera, se encuentra que la operación proyectada, en los términos en los que fue presentada, conlleva beneficios económicos para el mercado de gas natural en Colombia, pues con la entrada de **CALAMARI** como nuevo competidor, se descongestionaría la demanda proveniente de la Costa Atlántica, promoviendo así la competencia en el mercado.

## 10.8. CONCLUSIÓN

Evaluada la información aportada por las **INTERVINIENTES** en relación con la operación objeto de estudio, esta Superintendencia encontró lo siguiente:

- La operación proyectada corresponde a la constitución de una empresa conjunta (**CALAMARI**), con efectos verticales, que se realizaría entre tres (3) generadores de energía eléctrica a través de plantas térmicas (**GT**), para la compra de **GNI** (insumo requerido para la generación de energía en dichas plantas).
- El mercado relevante para efectos del análisis de la operación proyectada, corresponde a las actividades de generación de energía térmica y comercialización de gas natural, en la Costa Atlántica.
- La operación proyectada se encuentra soportada en una estructura regulatoria dispuesta por el **MINMINAS** y la **CREG**, que tiene por objeto cubrir la demanda de gas natural que tienen las plantas térmicas que se acogieron al proyecto (i.e. el **GT**).
- La conformación del **GT** se dio por un proceso de selección natural, en el cual las plantas térmicas que se acogieron al proyecto, se encuentran ubicadas en la Costa Atlántica, zona donde se presentan distintas dificultades técnicas para la generación de energía eléctrica, que llevan a que las plantas térmicas sean llamadas frecuentemente a realizar generaciones de seguridad.

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

- Dadas las características particulares de las plantas que conforman el GT (ubicación geográfica, tecnología de generación, frecuencia y volumen de generaciones de seguridad), plantas térmicas ajenas al proyecto pueden cubrir su demanda de gas natural con producción proveniente de cualquiera de los dos principales campos de producción (La Guajira y Llanos Orientales), pues no enfrentan barreras técnicas que limiten el acceso a los principales campos de producción.
- La entrada de un nuevo oferente en el mercado de gas natural en la Costa Atlántica, permitiría descongestionar la demanda de agentes distintos a las plantas térmicas, lo cual trae beneficios para los consumidores y para el mercado como un todo.

Según lo expuesto a lo largo del presente acto administrativo, este Despacho concluye que la operación proyectada, en los términos en los que fue presentada, no representa un riesgo para las condiciones actuales de competencia en los mercados involucrados.

Por lo anterior y de conformidad con lo señalado en los artículos 9 y 10 de la Ley 1340 de 2009 y demás normas concordantes, la operación proyectada no amerita ninguna objeción ni condicionamiento.

En mérito de lo expuesto en este documento, este Despacho:

#### RESUELVE:

**ARTÍCULO PRIMERO: NO OBJETAR** ni someter a condicionamientos la operación de integración propuesta entre **ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.**, **TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.** y **TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**

**ARTÍCULO SEGUNDO: NOTIFICAR** personalmente el contenido de la presente resolución a **ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.**, **TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.** y **TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**, entregándoles copia de la misma en su versión reservada e informándole que contra el presente acto procede recurso de reposición, el cual deberá presentarse dentro de los diez (10) días siguientes a su notificación.

**ARTÍCULO TERCERO: COMUNICAR** el contenido de la presente resolución en su versión reservada al **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**, a la **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS** y a la **COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGÍA Y GAS**.

**NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá D.C., a los **20 MAY 2016**

**EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO**



**PABLO FELIPE ROBLEDO DEL CASTILLO**

Elaboró: J. Tolosa  
Revisó: J. Sanchez / L. Cruz / C. Liévano  
Aprobó: F. García

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 15-230264

VERSIÓN PÚBLICA

**NOTIFICAR:**

**CELSIA S.A. E.S.P.**

N.I.T. 811.030.322-7

**TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.**

N.I.T. 806.005.008-5

**TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**

N.I.T. 800.245.746-1

**MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO**

C.C. 80.421.942 de Bogotá

T.P. 74.555 del C.S. de la J.

Apoderado Especial

**ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.**

**TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.**

**TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**

Calle 67 No. 7 – 35, Oficina 1204

Bogotá D.C., Colombia

**COMUNICAR:**

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**N.I.T. 899.999.022-1**

**GERMAN ARCE ZAPATA**

C.C. 14.895.296 de Buga

Ministro de Minas y Energía

Calle 43 No. 57 – 31, Centro Administrativo Nacional (CAN)

Bogotá D.C., Colombia

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**N.I.T. 900.034.993-1**

**JORGE PINTO NOLLA**

C.C. 19.217.055 de Bogotá

Director Ejecutivo

Av. Calle 116 No. 7-15, Edificio Cusezar Int. 2, Oficina 901

Bogotá D.C., Colombia

**SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS**

**N.I.T. 800.250.984-6**

**PATRICIA DUQUE CRUZ**

C.C. 31.402.063 de Cartago

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Carrera 18 No. 84 - 35.

Bogotá D.C., Colombia