

## EL SECTOR DEL GAS NATURAL EN LOS MEDIOS

Noviembre 05 de 2015

- **'El país debe revisar el mercado de energía': Celsia**
  - **El fantasma del racionamiento. Opinión**
  - **Gas Natural Fenosa aumenta un 3,8% su beneficio hasta los 1.094 millones**
  - **Pacific E&P perdió US\$617 millones en el tercer trimestre**
  - **Advierten posible escasez de gas natural en Colombia en 2016**
  - **Estalla una guerra entre estados por el plan energético de Obama**
- 

### Portafolio

## 'El país debe revisar el mercado de energía': CelsiaEl

<http://www.portafolio.co/negocios/energia-revisar-mercado-dice-celsia-entrevista>

La compañía tiene 1.852 megavatios de capacidad instalada, contrató la mayor cantidad de gas disponible y ha importado diésel para despachar sus plantas a plena capacidad.

En medio del difícil proceso que enfrenta Colombia por cuenta del fenómeno de 'El Niño', el presidente de Celsia, Ricardo Sierra, una de las principales generadoras de energía del país, dice que ahora se deben aunar esfuerzos para superar la crisis y una vez superada se debe examinar el mercado de la electricidad. Sierra habló con Portafolio.

Las generadoras térmicas están siendo vistas como las 'malas del paseo' en esta coyuntura del sector eléctrico. ¿Cuál es su opinión al respecto?

Las térmicas están respondiendo. A diferencia de 'El Niño' 91/92, los activos están disponibles para operar y, tal y como lo han hecho en situaciones recientes de escasez, están soportando en gran parte la demanda eléctrica del país y permitiendo que se embalse en las hidroeléctricas. Entre septiembre y octubre de este año, este parque térmico, que representa el 30% de la capacidad instalada, ha suministrado un 39 % de la demanda.

¿Cómo está preparada Celsia para ayudarle al país a enfrentar el fenómeno de 'El Niño'?

En Celsia tenemos 1.852 MW de capacidad instalada, de los cuales 340 MW operan actualmente con líquidos (con posibilidad de funcionar con gas natural) y 437 MW con gas natural.

Además, con el objetivo de que nuestros activos térmicos se encontraran en plena disponibilidad de operar en esta coyuntura, la compañía realizó el mantenimiento mayor de todas sus unidades entre mayo y julio de este año, lo que ha garantizado el trabajo continuo de todo nuestro parque térmico. De igual forma, ha procurado la contratación de la mayor cantidad de gas natural disponible para generación y hemos importado más de 1 millón de barriles de diésel en el 2015.

Mucha gente hace preguntas sobre qué se hizo con los recursos del cargo por confiabilidad. ¿Qué responde?

En Zona Franca Celsia, que es donde tenemos una operación de gas y líquidos, se recibieron en los últimos 8 años ingresos de cargo por confiabilidad por 878 mil millones de pesos y se destinaron a costos fijos e inversiones en capacidad y logística de almacenamiento más de 1,2 billones, es decir, la compañía ha invertido en su infraestructura y en la operación mucho más de lo que ha recibido por cargo por confiabilidad.

¿Cuál es el problema entonces?

Es importante la pregunta para aclarar que el cargo por confiabilidad remunera la inversión de capital realizada para la instalación de las plantas, así como los costos fijos necesarios para garantizar la plena disponibilidad de los activos. Por su parte, el precio de escasez debe remunerar los costos variables de operación durante el periodo crítico, efecto que no está logrando.

La combinación de un precio de escasez con problemas en su formulación asociados al combustible usado como referencia, así como los impuestos a los combustibles líquidos y la ausencia de gas natural, flexible y con precios competitivos para generar, ha ocasionado la situación actual de crisis de todas las plantas térmicas que operan a líquidos del sistema.

¿Por qué se generó esta situación?

En este momento se conjugan la ocurrencia de un fenómeno de 'El Niño' extenso e intenso luego de dos años de sequía, los cambios estructurales en la oferta de gas natural y los problemas en el precio de escasez.

¿A quién le cabe responsabilidad en esta situación?

No es momento de buscar responsables. La labor de todos debe centrarse en que el país tenga el suministro de energía necesario para pasar la sequía. Es importante acompañar las medidas expedidas por el Gobierno y la Creg para solventar la crisis.

¿Qué propone para superar esta situación y qué correctivos se deberían tomar?

Se requiere el apoyo a las medidas tomadas por el Gobierno Nacional que tienden a garantizar el cubrimiento de la demanda eléctrica. Adicionalmente, es importante el compromiso de las compañías generadoras para continuar generando, como lo hemos hecho nosotros, con todas nuestras centrales, tanto térmicas como hidráulicas.

Una vez superada esta situación, se debe abrir un espacio de reflexión para que conjuntamente los generadores, los comercializadores, los usuarios, los gremios, los industriales y el Gobierno revisemos aspectos esenciales del mercado de electricidad, especialmente, lo relacionado con la generación térmica.

¿Qué le responde a quienes aseguran que un racionamiento de energía es inevitable? Esperamos que las medidas tomadas por el Gobierno Nacional sean suficientes para poder contar con la máxima oferta térmica posible. Igualmente, es importante que los aportes hidrológicos se mantengan y que la demanda contribuya con un uso racional del agua y la electricidad. Hemos venido realizando campañas en este sentido.

¿Cómo van ustedes financieramente?

Esta situación ha sido difícil para el parque térmico del país que opera a líquidos y por eso la importancia de las medidas tomadas recientemente. Respecto a Celsia, la situación actual tendrá impacto en los resultados que podremos mitigar en parte, con nuestra diversificación geográfica y la presencia en el negocio de distribución.

¿Qué proyectos adicionales vienen en camino?

La compañía obtuvo la licencia ambiental para el desarrollo de Porvenir II (352 MW) y San Andrés (20 MW); igualmente, trabaja en un portafolio de nuevas centrales que incluyen, entre otros, la generación a carbón. De igual forma, estamos activamente apoyando el desarrollo de las energías renovables en Colombia, tanto solar como eólica, y en el negocio de distribución recientemente resultamos adjudicados en tres licitaciones de expansión y fortalecimiento del sistema de transmisión regional en la Costa Caribe colombiana, dentro del Plan5 Caribe.

Sin embargo, los resultados financieros asociados a esta situación seguramente harán revisar la estrategia de crecimiento en el país.

¿Qué lecciones deriva de todo lo ocurrido en estas últimas semanas?

El marco regulatorio desarrollado en los 90 le permitió a Colombia fortalecer un sector determinante para la economía. Las nuevas realidades en los energéticos y el cambio climático invitan a pensar que es el momento de revisar aspectos esenciales del mercado eléctrico, especialmente, lo relacionado con la generación térmica.

Fuente: Portafolio

## El fantasma del racionamiento. Opinión

<http://www.kienyke.com/kien-escribe/crisis-energetica-colombia-2/>

Por: Amylkar Acosta

"Tratemos de escudriñar sus intringulis, alejándonos de los tecnicismos.

El cambio y la variabilidad climática son una realidad incontrastable que no se puede soslayar, que se manifiesta a través de fenómenos extremos de sequía y alta pluviosidad. Ellos se alternan, son cada vez más frecuentes e intensos, caracterizándose por su recurrencia. Colombia, según las Naciones Unidas es el tercer país en el mundo en vulnerabilidad frente a sus embates, razón suficiente para extremar las medidas de prevención, adaptación y gestión de riesgo, en procura de mejorar su nivel de resiliencia.

Desde mediados de 2013 se estaba asomando amenazadoramente el fenómeno de El Niño en Colombia, obligándonos a suspenderle el despacho de gas a Venezuela para que las térmicas pudieran disponer de él y a darle vía libre a la instalación de la planta regasificadora para facilitar su importación. Adicionalmente, se sancionó la Ley 1715 en mayo del año anterior, estimulando las energías alternativas, así como el uso eficiente de la energía, en el entendido que la energía más barata es aquella que no se consume.

El sistema eléctrico colombiano había superado con éxito los tres niños anteriores (92/93, 97/98, 2002/2003 y 2009 – 2010), antes de enfrentar este otro, el más severo, tanto por su intensidad como por su duración, desde 1957. En cuanto a capacidad instalada de generación esta vez Colombia está mejor preparada, pues cuenta con más de 15.500 MW de potencia y de aquí a marzo del año entrante se incorporarán 700 MW más. En condiciones normales, ello es garantía de firmeza y confiabilidad del abastecimiento de energía del país (Amylkar D. Acosta M. El síndrome del apagón. Octubre, 10 de 2015).

No obstante, en la medida que el déficit de lluvias en un mes como octubre llega al 40%, el primer trimestre de 2016 es seco y el nivel de los embalses vienen en franca declinación, pasando de un promedio de 69.1% en septiembre a 62.77% el 29 de octubre, ello obliga a ser precavidos. Y la única manera de serlo es evitando desembalsar, sustituyendo parcialmente la generación hídrica por generación térmica. ¡Y ahí fue Troya!

### SE ENCIENDEN LAS ALARMAS

Según XM, empresa operadora y administradora del Mercado eléctrico colombiano, se requiere contar con no menos de 85 GWH/d de generación térmica, de una capacidad máxima de 105 GWH/d, de los 190 GWH/d que se están demandando. A diferencia de los eventos anteriores, esta vez el fenómeno de El Niño sorprende al país con una estrechez en la oferta de gas que lo complica todo y este ha sido el detonante de la actual crisis del sector energético. Al tener que apelar a los combustibles líquidos para generar el 29% de la energía de origen térmico, las empresas que operan dichas plantas alegan que debido a los altos costos de generación, que superan entre \$400 y \$600 el Precio de escasez,

estaban abocadas a una virtual inviabilidad financiera, la que las llevaría a parar, como ya lo hicieron hace 15 días Termocandelaria y Termovalle. Para tratar de espantar el fantasma del racionamiento el Ministro de Minas y Energía, Tomás González, dispuso, entre otras medidas, subir la tarifa de la energía a los usuarios entre \$6 y \$7 el KWH, elevando el costo de las restricciones. El peor escenario es que se apaguen las térmicas, lo que forzaría a las hídricas a desembalsar, exponiéndonos a un inexorable racionamiento eléctrico, porque la energía más costosa es aquella de la que no se dispone justo en el momento que se requiere.

Dicha medida ha sido muy controvertida, toda vez que todos los usuarios del servicio de energía pagamos cumplidamente un recargo de \$50.65 por KWH consumido con el fin de tener la garantía de contar con la disponibilidad de aquellas plantas que son remuneradas con el Cargo por Confiabilidad cuando la hidrología es crítica. Este “seguro” se activa una vez que el precio en Bolsa de la energía supera el umbral del Precio de escasez, que en este momento se sitúa en los \$302 KWH. En ese momento se hace efectiva la Obligación de Energía en Firme (OEF) por parte de los generadores que reciben dicho cargo, que le cubre a ellos los costos de inversión en equipos, así como los costos fijos y el mantenimiento de sus plantas, para que estas estén en condiciones de operar.

#### CÓMO DESENREDAR LA MADEJA

La situación que se está presentando es compleja, tiene varias aristas y sus causas son múltiples, además de que la convergencia de factores fácticos en esta coyuntura, mediada por un Niño que se agudiza, hacen de esta la tormenta perfecta. Para intentar entenderla tratemos de escudriñar sus intringulis, alejándonos de los tecnicismos para acercarnos a las entendederas tanto de los expertos como de los profanos.

Empecemos por señalar que la escasez de gas obedece, además de la declinación de la principal fuente de suministro que eran los campos de Ballenas, Chuchupa y Riohacha en La Guajira, a los cuellos de botella que impiden conectar los centros de producción con los centros de consumo. En Colombia tenemos un mercado segmentado del gas natural, es como si tuviéramos dos mercados, el de la región Caribe y el del centro del país, cuyos vasos comunicantes que son las redes de gasoductos no tienen la suficiente capacidad de transporte. De allí que si se presenta un déficit en la oferta de gas en uno de ellos, no es posible suplirla con los excedentes del otro y para rematar se presentan también casos de atrapamiento de volúmenes importantes de reservas de gas natural de las que no se puede disponer por falta de facilidades para su transporte hasta las redes troncales.

En este aspecto la preocupación es tanto mayor habida cuenta que según lo pronostica CONCENTRA, firma experta en administración de la información del Gas Natural, para el primer trimestre del año entrante mientras la demanda de gas será de 1.331 GBTU, la oferta a duras penas llegará a los 1.089 GBTU, es decir tendremos un faltante de 245 GBTUD, equivalente al 30% de la demanda, justo en el momento en el que el fenómeno del Niño se prevé que será más severo. Será en la región Caribe en donde se hará sentir con más rigor este faltante, que podría llegar al 30% de la demanda, esto es 175 GBTUD. Y,

que se sepa, para entonces, sólo se podrán adicionar los 65 GBTUD de HOCOL y Canacol Energy provenientes de Sucre, que ya están vendidos, los 39 GBTUD que se espera recibir en reciprocidad desde Venezuela, que los absorberá REFICAR y 25 GBTUD más de Cusiana y pare de contar.

Así las cosas, tendremos un saldo neto negativo de 116 GBTUD. Y no hay que perder de vista que en caso de presentarse un racionamiento programado de gas natural, el orden en que se atiende la demanda es el siguiente: consumo residencial, primero que todo, transporte, comercio e industria, las refinerías y, por último ¡el parque de generación!

En tales circunstancias resulta apremiante que El Cerrejón y Drumond lleguen a un acuerdo que posibilite la recuperación y aprovechamiento de las reservas de gas metano asociado a los mantos de carbón (CBM); se requiere también destrabar el proyecto de Drumond en La Loma, Cesar, para desarrollar las reservas de CBM cuya comercialidad ya fue declarada y está a la espera de la Licencia ambiental. Allí se podrán producir, aproximadamente, 25 GBTUD, que también contribuirían a aliviar la presión sobre la menguada oferta de gas. Se tendrá que mirar, además, cómo acortar los tiempos en la ejecución del proyecto de la planta regasificadora, con una capacidad de 400 GBTU, a cargo del consorcio conformado por el Grupo Térmico a través de la Sociedad Portuaria El Cayao. Según ha trascendido la misma sólo estará operando a partir de diciembre de 2016, o sea que entraría con un año de atraso con respecto al cronograma inicial. Y, como si lo anterior fuera poco, la eventual inviabilidad financiera que alegan algunas de las térmicas que hacen parte de dicho consorcio podría poner en riesgo dicho proyecto, catalogado por el Gobierno Nacional como de interés nacional estratégico (PINE).

Esta escasez de gas natural, aunada a la mayor demanda del mismo por parte del parque térmico de generación, que participa ya del 48% de la oferta de energía total, provocó un alza desproporcionada del precio del gas natural en la región Caribe (Amylkar D. Acosta M. Crispación por precios del gas. Diciembre, 6 de 2014/ Usuarios en ascuas. Diciembre, 8 de 2014), por cuenta de la distorsión a que dio lugar la aplicación de un indexador inapropiado, el cual tuvo que ser revisado para evitarlo. Como se recordará esta situación, que provocó la airada protesta de la dirigencia del Caribe colombiano, estuvo precedida por la liberación del precio del gas proveniente de los campos de La Guajira (Resolución CREG 088 de 2013), que hasta entonces estuvo atado al precio internacional del Fuel Oil.

#### ASIMETRÍAS Y DISTORCIONES

Resulta que el denominado Precio de Escasez, por determinación de la CREG también quedó atado al precio del Fuel Oil, de modo que al liberarse el precio del gas se produjo un desacoplamiento de uno y otro. Precio de escasez que, como ya quedó dicho es el que sirve de “switch” el encendido de las térmicas que a falta de gas se vieron forzadas a operar con diesel, combustible este diferente al que sirve de base para calcular el Precio de escasez. La asimetría del comportamiento de los precios del fuel oil, a la baja a consecuencia de la revolución de los esquistos en los EEUU y el diesel, que se debe importar con un dólar que se cotiza alrededor de los \$3.000 debido a la parálisis de la

Refinería de Cartagena y de contera debe transportarse por carrotanque debido a la pérdida de la navegabilidad del río Magdalena.

Entonces, la baja en el precio del fuel oil empuja hacia la baja el Precio de escasez, que pasó de \$460 el KWH a \$302 el KWH entre tanto el aumento del precio del diesel le encarece los costos de generación de la energía a los térmicos, que están obligados a vender al Precio de escasez. Este descuadre entre el precio de la energía y el costo de generarla, que oscila entre los \$400 y los \$600 por KWH, es el que aducen los generadores que están operando con combustibles líquidos para, según ellos, estar al borde de su inviabilidad financiera.

Como ya quedó dicho, las OEF se hacen exigibles a partir del momento en que el precio en Bolsa de la energía sobrepasa el Precio de escasez y el precio en Bolsa se disparó desde el 13 de septiembre y se trepó hasta el punto de llegar a cotizarse el 5 de octubre a \$2.831 el KWH, más del doble del primer escalón del costo de racionamiento, el cual resulta además de escandaloso inexplicable. Bien dijo la Contraloría General de la República (CGR) que “esto significa que el país está pagando por energía comprada en Bolsa, más que si estuviera en racionamiento eléctrico” (Hoy Diario del Magdalena. Noviembre, 1 de 2015).

Ello pone de manifiesto fallas protuberantes en el Mercado Mayorista, caracterizado por su opacidad, debido a la asimetría de la información de la cual disponen oferentes y demandantes de la energía. En ello influye también la gran concentración de la oferta de energía y la integración vertical de los principales agentes, lo cual da pie para que puedan ejercer poder de mercado.

Una clara manifestación de este es el hecho de que las empresas distribuidoras de energía buscan infructuosamente contratos de largo plazo que les permita cubrirse frente a las fluctuaciones de los precios en Bolsa, porque no hay oferta y por ello se ven forzadas a comprar gran parte de su energía en Bolsa al Precio de escasez, que es el máximo permitido. En concepto del Presidente de Corona y experto en el tema Carlos Enrique Moreno, “los generadores solo hacen contratos de largo plazo sobre los activos cuyo costo variable es menor que el precio de mercado. Esto es, contratos sobre aprox 123 gwh/día vs 190 demandados, que equivalen a aprox el 65% (energía firme de bajo costo). Al resto de la demanda no le ofrecen contratos de largo plazo y la envían a comprar diariamente en Bolsa”.

Los generadores que se comprometen con las OEF reciben a cambio el tan mentado Cargo por confiabilidad, orientado a garantizar la disponibilidad de energía en firme en los momentos de mayor stress del Sistema eléctrico, como el actual. El valor de la prima de este “seguro” se conoce como Precio de escasez, el máximo que tendrá que pagar la demanda. Las primera subasta de este cargo data desde 2008 y desde entonces los planes de expansión de la base de generación han tenido en el Cargo por confiabilidad su mayor aliciente. El Cargo por confiabilidad cobija por igual a generadores térmicos e hídricos, sin embargo son estos los que le han sacado mejor partido, dado que sus reglas, como lo sostiene Carlos Enrique Moreno, “las reglas del Cargo por confiabilidad incentivan a las

plantas hidroeléctricas a ofrecer en contratos solo la energía firme regulatoria, generando artificialmente un mercado de contratos deficitarios”.

Además, cabe preguntarse con él “quién aprovecha la energía firme que le dan las térmicas a las hidroeléctricas” y por qué “este beneficio no es trasladado al usuario”, sino que más bien esta “es una renta que se queda en las hidros”. Según Moreno, “se está pagando un Cargo de confiabilidad mal diseñado, que genera unas rentas extraordinarias a las hidroeléctricas y quiebra a las generadoras por líquidos”. Y con ello se están propinando un tiro en el pié, pues las hidros se sirven y necesitan de las térmicas que le sirven de respaldo, ya que si estas llegan a fallar, las centrales hidroeléctricas tampoco estarían en capacidad de garantizar sus obligaciones de energía firme en el mediano plazo!

#### SE NECESITAN AJUSTES Y CORRECTIVOS

Esta transferencia de rentas entre los distintos agentes de la cadena debe corregirse, de manera que el mercado opere de manera eficiente y dé las señales de precio adecuadas tanto de escasez como de abundancia, minimizando cualquier impacto sobre la demanda de energía. Además, siendo que el Cargo por confiabilidad lo que remunera es la disponibilidad de la energía firme, por qué se le sigue pagando dicho cargo a plantas que en este momento, por el nivel crítico de sus embalses, no están disponibles?

De allí que, tanto la Superintendencia de Servicios Públicos como la Contraloría General, además de constatar si las sumas recibidas por parte de los generadores por concepto del Cargo por confiabilidad se han invertido para garantizar dicha disponibilidad, deben averiguar, también, si las plantas que están siendo remuneradas con el Cargo por confiabilidad están disponibles.

Se impone, entonces, la necesidad de revisar la regulación en lo que atañe al diseño y la operatividad del Cargo por confiabilidad, además de introducirle ajustes a las reglas que rigen el funcionamiento del Mercado mayorista, de modo que este funcione de manera más transparente y eficiente. Una propuesta que nos atrevemos a hacer es que las empresas receptoras del cargo por confiabilidad constituyan un Fondo o Bolsa de Estabilización de precios que se nutra con un porcentaje de dichos recursos, con miras a dar cobertura a desequilibrios financieros como los que han generado la actual crisis.

También se pueden alimentar con las rentas extraordinarias a las que nos hemos referido anteriormente, en lugar de transferirse entre unos y otros agentes. Ello evitaría tener que decretar alzas en las tarifas que afectan el bolsillo de los usuarios y la competitividad del sector productivo.

Es urgente, además, abrir nuevas convocatorias que amplíen la capacidad de disponer de energía firme de bajo costo, que tanta falta hace y para ello es fundamental abrirle espacio a nuevos proyectos de plantas térmicas a carbón.



Adicionalmente, en lugar de desestimular la participación de las plantas no despachadas centralmente en el Cargo por confiabilidad, como lo hace la Resolución 138 de la CREG, se debe más impulsarla y promoverla, como lo manda la Ley 1715 de 2014. Al castigarlas con un costo de \$35 por KWH si se llegan a equivocar en la predicción de la energía en firme que generarán al día siguiente, no obstante las condiciones de incertidumbre en que opera por ejemplo la energía eólica, se le pone el freno de mano a su avance. En lugar de ponerle talanqueras a la implementación de la Ley 1715, la CREG debería imprimirle celeridad a su reglamentación para que pueda dar los frutos que de ella se esperan.

Fuente: Kien & Ke



La incorporación de la CGE chilena a la empresa suma 464 millones al EBITDA consolidado

## **Gas Natural Fenosa aumenta un 3,8% su beneficio hasta los 1.094 millones**

<https://www.capitalmadrid.com/2015/11/4/40062/gas-natural-fenosa-aumenta-un-3-8-su-beneficio-hasta-los-1094-millones.html>

La eléctrica presidida por Salvador Gabarró incrementa el dividendo a cuenta un 2,72%.

El beneficio neto de Gas Natural Fenosa alcanzó los 1.094 millones de euros, el 3,8% más en términos comparables, y el EBITDA consolidado creció un 10,9%, hasta los 3.998 millones de euros, durante los nueve primeros meses de 2015. En un entorno económico y energético complejo, el crecimiento hasta septiembre se sustentó en la solidez de los negocios regulados y en el crecimiento de las operaciones registrado en América Latina. Este favorable resultado permitirá a la empresa presidida por Salvador Gabarró incrementar el dividendo hasta un 2,7% con cargo a 2015.

La incorporación al perímetro de GAS NATURAL FENOSA de la Compañía General de Electricidad (CGE) chilena sumó 464 millones de euros al EBITDA consolidado. Esto permitió compensar, por un lado, el impacto de 56 millones del RDL 8/2014, que afecta a las actividades reguladas del gas en España desde el 5 de julio de 2014, y por el otro, la aportación de 32 millones de euros del negocio de telecomunicaciones, desinvertido en junio de 2014.

La incorporación de CGE elevó el peso de las actividades internacionales en el EBITDA hasta el 50,1%, frente al 42,7% del mismo periodo del año anterior. El EBITDA procedente de las operaciones en España redujo su peso al 49,9%.

El beneficio neto, de 1.094 millones de euros, se redujo el 11,7% en los primeros nueve meses del año debido, fundamentalmente, a que durante 2015 se registraron menores resultados extraordinarios que en 2014, cuando se ejecutó la venta de Gas Natural Telecomunicaciones y sus sociedades participadas. En términos homogéneos, es decir, ajustando las plusvalías generadas en ambos periodos, el beneficio neto aumentó el 3,8%.

Este incremento del resultado recurrente, en un contexto de acentuada incertidumbre global, se debe al equilibrio del perfil de la compañía, a la diversificación de sus negocios y a una estricta disciplina financiera.

La compañía situó su ratio de endeudamiento en el 46,9% a 30 de septiembre, con una deuda financiera neta de 16.031 millones de euros. El 96,2% de la deuda tiene vencimiento igual o posterior al año 2017 y su vida media es ligeramente superior a los cinco años.

GAS NATURAL FENOSA contaba, a cierre del tercer trimestre, con una disponibilidad de liquidez de 9.932 millones de euros, equivalentes a todas las obligaciones financieras durante más de 24 meses.

La multinacional mantiene los compromisos para 2015 recogidos en su Plan Estratégico 2013-2015, que incluyen alcanzar un EBITDA superior a 5.000 millones de euros, un resultado neto cercano a los 1.500 millones y un mantener un pay out (proporción del beneficio neto que se destina a dividendo) próximo al 62%.

#### **Dividendo a cuenta de 0,4078 euros por acción (+2,72%)**

El Consejo de Administración ha acordado destinar 408 millones de euros (0,4078 euros por acción) al pago del dividendo a cuenta en efectivo el próximo 8 de enero de 2016 y que irá a cargo de los resultados de 2015. Este dividendo, que está en línea con lo marcado en el Plan Estratégico, supone un aumento del 2,72% respecto al dividendo a cuenta de 2014.

#### **Inversiones**

La multinacional invirtió un total de 1.208 millones de euros en los nueve primeros meses de 2015, el 14,4% más que en 2014. El principal foco inversor de GAS NATURAL FENOSA se situó en la actividad de distribución de gas, que aumentó un 26,9% y representó el 38,9% del total consolidado.

La actividad de distribución de electricidad aumentó sus inversiones el 14,5%, hasta representar el 21,2% del total, fundamentalmente por el crecimiento en España. Por su parte, CGE representó el 16,8% del total. En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyeron un 7% (aumentarían un 28,3% si se excluye la inversión realizada en el buque metanero en 2014). En el exterior, las inversiones aumentaron un 39,5% por la incorporación CGE.

#### **Distribución de gas en España**

El EBITDA de la actividad de distribución de gas en España alcanzó los 665 millones de euros, el 1,6% menos que en los nueve primeros meses del año anterior.

Las ventas de la actividad regulada de gas en España aumentaron el 5,3% respecto al mismo periodo de 2014, hasta los 128.091 GWh, gracias a una climatología más favorable.

La demanda industrial disminuyó un 1,1%, debido fundamentalmente a los cambios regulatorios en el sector de la cogeneración.

A 30 de septiembre, la compañía tenía 5.231.094 puntos de suministro (+0,4%) y la red de distribución alcanzaba los 50.463 kilómetros, un 3,9% más que a cierre del tercer trimestre del año anterior. El número de municipios con acceso al gas natural ascendió hasta los 1.171.

### **Distribución de gas en Italia**

El EBITDA de la actividad de distribución de gas en Italia fue de 50 millones de euros, en línea con el mismo periodo del año anterior.

La actividad de distribución de gas alcanzó los 2.807 GWh, con un aumento del 10,4% respecto al año 2014 por una climatología más favorable. La red de distribución a 30 de septiembre de 2015 ascendió a 7.143 kilómetros, con un aumento de 105 kilómetros en los últimos doce meses. GAS NATURAL FENOSA en Italia alcanzó la cifra de 456.344 puntos de suministro, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

### **Distribución de gas en Latinoamérica**

El EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica alcanzó los 478 millones, con un aumento del 4,1% respecto a los primeros nueve meses de 2014, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (+9,5%) y México (+2,4%), que compensan, en parte, la devaluación de la moneda en Colombia (-9,1%) y Brasil (-10,6%). Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el EBITDA hubiera crecido el 10,8%.

Por países, destacó el crecimiento en el EBITDA en México, que aporta 124 millones de euros (+39,3%), aunque el de Brasil, de 200 millones, sigue siendo el mayor de la región, pese a la fuerte desaceleración económica del país.

El importe neto de la cifra de negocio de distribución de gas en Latinoamérica ascendió a 2.556 millones de euros y registró un incremento del 2,5%, con un volumen de ventas un 0,6% superior al año pasado.

La red de distribución en Latinoamérica se incrementó en 2.270 kilómetros (+3,2%) en los últimos 12 meses, hasta alcanzar los 72.555 kilómetros a cierre del tercer trimestre.

GAS NATURAL FENOSA superó los 6,8 millones de puntos de suministro en Latinoamérica, tras incorporar 281.000 nuevos puntos durante el periodo. Cabe destacar los incrementos de México (+106.000 puntos) y de Colombia (+105.000 puntos).

### **Distribución de electricidad en España**

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad aumentó un 2,7%, hasta los 451 millones de euros, con respecto al mismo periodo de 2014, mientras que el importe neto de la cifra de negocio creció un 2%, hasta los 627 millones de euros.

A 30 de septiembre, la energía suministrada alcanzó los 23.809 GWh, el 0,5% menos que en el mismo periodo de 2014. A cierre del tercer trimestre, la compañía contaba con 3.679.000 puntos de suministro, cifra similar a la del mismo periodo del año anterior.

El Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada (TIEPI) fue de 33 minutos, un 10,8% mejor que en 2014.

### **Distribución de electricidad en Moldavia**

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Moldavia alcanzó los 24 millones de euros en los nueve primeros meses del año, lo que supone un descenso del 7,7%. La disminución del EBITDA se debe principalmente a la depreciación de la moneda local frente al euro. Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA sería del 4,3% por los mayores ingresos tarifarios, la mejora en los indicadores de pérdidas de red y también a la aplicación del coste de extensión de vida útil de los activos.

Las ventas de la actividad de electricidad ascendieron a 1.988 GWh (+3,6%) y los puntos de suministro cerraron el periodo en 864.000 (+1,2%).

### **Distribución de electricidad en Latinoamérica**

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica, que incluye Colombia y Panamá, alcanzó los 275 millones de euros a cierre del tercer trimestre, el 10% superior respecto al del año anterior. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio, el EBITDA aumentaría el 12%.

El negocio de distribución de Colombia aportó 187 millones de euros al EBITDA, lo que supone un incremento del 16%, sin considerar el efecto del tipo de cambio. Las distribuidoras de Panamá aportaron 88 millones de euros (+23,9%).

Las ventas de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica crecieron un 5,4%, hasta los 13.485 GWh, debido al crecimiento de la demanda, tanto en Colombia como en Panamá. En conjunto, la cifra de clientes aumentó el 4,2%.

### **Gas: Infraestructuras**

El EBITDA de la actividad de infraestructuras, que incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa, la gestión del transporte marítimo, el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado (GNL) y la exploración, desarrollo, producción y almacenamiento de hidrocarburos, se elevó en los nueve primeros meses del año a 216 millones de euros, el 2,4% más. A pesar de un menor volumen transportado por el gasoducto Magreb-Europa durante 2015, la actividad se vio favorecida por el efecto positivo del tipo de cambio respecto al dólar.

A 30 de septiembre, la actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz, sumó un volumen total de 82.210 GWh, el 10,5% menos que en el mismo periodo de 2014 por un menor volumen de gas vehiculado a

España. De esta cifra, 55.346 GWh (-15,7%) fueron transportados para GAS NATURAL FENOSA a través de la sociedad Sagane, y 26.864 GWh (+2,2%) para Portugal y Marruecos.

### **Gas: Aprovisionamiento y comercialización**

El EBITDA de la actividad mundial de aprovisionamiento y comercialización de gas ascendió a 595 millones de euros, lo que supone una disminución moderada del 12,5% en relación a la magnitud del ajuste de precios energéticos soportado durante el año. La flexibilidad en la gestión de la cartera global de contratos adaptándose al contexto actual de precios debería permitir una progresiva estabilización del estrechamiento de márgenes del negocio.

A 30 de septiembre, la comercialización mayorista de GAS NATURAL FENOSA alcanzó los 210.187 GWh y aumentó un 1,4% respecto a 2014 gracias a la comercialización de gas natural en el exterior y pese a que el gas comercializado en el mercado español sufrió un descenso del 3,6%, por un menor aprovisionamiento a terceros.

Gas Natural Europe, filial de comercialización en Europa, cuenta actualmente en Francia con una cartera contratada de 24,8 TWh anuales con clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial hasta autoridades locales y del sector público. La filial francesa consolida su posición en Bélgica, Luxemburgo, Holanda y Alemania con una cartera contratada de 14,8 TWh/año.

En Italia, Gas Natural Vendita consiguió una cartera contratada en el mercado mayorista de 6,5 TWh/año a cierre del tercer trimestre.

En el mercado de Portugal, GAS NATURAL FENOSA continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país. En el mercado industrial, donde se centra principalmente su actividad, la cuota es superior al 20%. Ello permite mantener su liderazgo en la península ibérica en puertas del próximo lanzamiento del mercado ibérico de gas.

En el mercado exterior, destaca el incremento de la diversificación de mercados, con ventas de gas en América (Caribe y Sur) y Asia (Japón, India y Corea del Sur). La compañía consolida su presencia en los principales mercados internacionales de Gas Natural Licuado (GNL).

En el mercado minorista, la compañía alcanzó 12,4 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento a 30 de septiembre, de los que 542.000 son en Italia. GAS NATURAL FENOSA, pionera en la integración del suministro conjunto de gas y electricidad, superó los 1,5 millones de hogares en España con ambas energías contratadas. Asimismo, gran parte de estos hogares (82%) también cuentan con servicio de mantenimiento.

### **Electricidad España**

El EBITDA de la actividad de electricidad en España (generación, comercialización mayorista y minorista y suministro de electricidad a tarifa de último recurso) fue de 553 mi-

llones de euros, el 2% menos, debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del pool entre los periodos que se comparan.

El precio medio ponderado del mercado diario en el periodo julio-septiembre de este año fue de 57,04 €/MWh, cuatro euros por encima de los 53,02 €/MWh del mismo trimestre de 2014 y un 15% superior al precio del trimestre anterior.

La producción de energía eléctrica fue de 23.690 GWh, un 3,8% más que en el mismo periodo del año anterior. De esa cifra, 22.212 GWh corresponden a generación tradicional (+4,6%), mientras que la generación en renovables y cogeneración sumó 1.478 GWh (-6%). La cuota de mercado en generación tradicional acumulada a 30 de septiembre de 2014 de Gas Natural Fenosa es del 18,8%, ligeramente superior al 18,6% de 2014.

A cierre del tercer trimestre, la producción hidráulica fue de 2.141 GWh, muy inferior a los 3.410 GWh de 2014. El año empezó con una característica hidrológica de año medio, pasó a año seco en el segundo trimestre y en este tercer trimestre fue ya muy seco.

Por su parte, y en el acumulado anual, la producción nuclear aumentó un 5% hasta los 3.326 GWh, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción de los ciclos combinados durante los nueve primeros meses de 2015 fue de 10.931 GWh, un 4,2% superior al mismo periodo de 2014. En el tercer trimestre, la producción con esta tecnología fue de 4.264 GWh (-6,3%).

La producción térmica con carbón alcanzó en el tercer trimestre los 2.843 GWh, un 6,2% más que al año pasado. En los primeros nueve meses del año la producción con carbón es un 39,3% superior al año pasado, si bien la cifra del 2014 tiene distintos criterios de funcionamiento al serle de aplicación el Real Decreto de Garantía de Suministro vigente hasta final de año.

Las ventas de electricidad, que incluyen la comercialización en el mercado liberalizado y de último recurso, alcanzaron, a 30 de septiembre, los 26.583 GWh (+3,1%). Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, a la optimización de cuota y al grado de cobertura que GAS NATURAL FENOSA desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

### **Gas Natural Fenosa Renovables**

Gas Natural Fenosa Renovables cerró el tercer trimestre con una potencia total instalada de 919 MW consolidables (878 MW en operación), de los cuales 752 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 57 MW a cogeneración.

La producción fue un 6% inferior a la de 2014 (1.478 GWh vs. 1.572 GWh), debido principalmente a la menor producción eólica y al efecto de la parada de las cogeneradoras asociadas a purines que sí funcionaron hasta febrero de 2014.

Gas Natural Fenosa alcanzó el pasado mes de junio un acuerdo para adquirir el 100% de la firma de energías renovables Gecalsa por un valor de empresa de 260 millones de euros.

Una vez obtenidas las autorizaciones preceptivas, la operación se cerró en el pasado mes de octubre.

### **Global Power Generation**

GAS NATURAL FENOSA creó en octubre de 2014 la sociedad Global Power Generation (GPG) que aglutina sus activos y negocios de generación eléctrica fuera de Europa. El objetivo de la nueva sociedad es impulsar el negocio de generación internacional de GAS NATURAL FENOSA de acuerdo al marco establecido en su actual Plan Estratégico, que contempla el crecimiento en el mercado internacional a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

El pasado mes de marzo GAS NATURAL FENOSA y Kuwait Investment Authority (KIA) firmaron un acuerdo para realizar una ampliación de capital de 550 millones de dólares en Global Power Generation (GPG) a suscribir íntegramente por KIA. Tras la ampliación de capital, KIA tiene una participación del 25% de GPG, manteniendo GAS NATURAL FENOSA el control sobre esta sociedad.

La operación, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, se cerró el pasado mes de octubre y supone la asociación con un socio inversor sólido para acelerar el desarrollo de los planes de expansión en generación internacional, que contemplan, a medio plazo, construir 5 GW adicionales de capacidad de generación en mercados internacionales, principalmente en Latinoamérica y Asia.

El EBITDA de GPG, correspondiente al periodo enero-septiembre de 2015, alcanzó los 199 millones de euros, el 25,2% más que en el mismo periodo del año anterior, debido fundamentalmente al efecto tipo de cambio y a la entrada en operación comercial del parque eólico de Bii Hioxo (México) desde octubre de 2014 y la central hidroeléctrica de Torito (Costa Rica) a partir de mayo de 2015.

### **Compañía General de Electricidad (CGE)**

La chilena CGE se incorporó al perímetro de consolidación de GAS NATURAL FENOSA por el método de integración global desde el 30 de noviembre de 2014. La contribución al EBITDA consolidado hasta septiembre de 2015 fue de 464 millones de euros.

En la actividad de distribución de gas, CGE aumentó sus ventas en el periodo el 11%, hasta alcanzar los 36.715 GWh. Por otra parte, se registró un crecimiento del 3,2% en las ventas de la actividad de distribución de electricidad, debido principalmente al aumento de las ventas a clientes regulados (+4,2%).

El crecimiento experimentado por la energía transportada, correspondiente fundamentalmente a la filial Transnet (Chile), fue del 3% y se explica por la evolución que presentaron las ventas físicas de las distribuidoras eléctricas en Chile, que participan en el Sistema Interconectado Central (SIC).

La venta mayorista de GLP decreció en un 27,1%, debido a una disminución de la actividad, mientras que la venta a cliente final se redujo el 1,4% debido al efecto de la temperatura.

Fuente: Capital Madrid. España

## Dinero

### Pacific E&P perdió US\$617 millones en el tercer trimestre

<http://www.dinero.com/inversionistas/articulo/pacific-ep-perdio-us-617-millones-tercer-trimestre/215615>

La petrolera se vio afectada por las caídas del precio del crudo en el tercer trimestre así como por el tipo de cambio y la depreciación de sus activos.

**Pacific Exploration and Production pasó de ganar US\$3,48 millones a en el tercer trimestre de 2014 a perder US\$ 617 millones** un año después como consecuencia del desplome de los precios internacionales del crudo.

Luego haber reaccionado al alza en el segundo trimestre de este año, los precios del crudo sorprendieron con nuevas caídas a los mercados y de paso a la industria, que continuó enfrentando una abrupta caída.

En este contexto **los ingresos pasaron de US\$1.330 millones entre julio y septiembre de 2014 a US\$670 millones en el mismo periodo de este año.** Estos ingresos incluyen los US\$125 millones que ganó la petrolera por haber tomado coberturas financieras cuando la cotización internacional estaba mejorando.

En su informe al mercado la firma canadiense destaca sus esfuerzos en reducción de costos para adaptarse al nuevo entorno. Por ejemplo, recortó gastos generales y administrativos en US\$43,9 millones.

Adicionalmente indicó que factores no monetarios afectaron los resultados, por ejemplo existe una pérdida contable por la variación del tipo de cambio, es decir, por pesos que no han sido convertidos a dólares todavía pero que deben contarse a los precios actuales. **Así mismo hay un efecto negativo por deterioro de activos y amortización, sin contar esto último las utilidades netas habrían sido de US\$280 millones.**

“A pesar del movimiento de toda la industria generado durante este trimestre, consistente en reducir el valor de los activos debido al entorno predominante de precios, esto no impacta el potencial a largo plazo de los activos de la compañía y las oportunidades de crecimiento futuro de la producción”, dijo el presidente de la compañía Ronald Pantin a los accionistas en una carta de presentación.

Fuente: Dinero



## NOTICIAS

# Advierten posible escasez de gas natural en Colombia en 2016

<http://www.noticiasrcn.com/nacional-pais/advierten-posible-escasez-gas-natural-colombia-2016>

**Sin embargo, el ministerio de Minas confía en que el gas que necesita el país esté disponible para el otro año.**

Autoridades en el sector advierten la posible escasez de gas natural en Colombia en el 2016, incluso la Contraloría General y expertos coinciden en afirmar que gran parte de la problemática que se vive hoy con la energía es la falta de gas.

"El detonante de esta crisis ha sido la escasez del gas natural. En estos momentos hay un déficit en disponibilidad de gas natural", señaló el exministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta.

Según cifras del Dane, el precio del gas ha aumentado más del 20 por ciento en lo corrido del año, pero lo peor podría estar por llegar pues para 2016 podría faltar el 18 por ciento del gas que necesita el país.

"De manera que la importación de gas de Venezuela resulta insuficiente para suplir ese déficit que vamos a tener el año entrante en materia de gas", añadió Acosta.

El ministerio de Minas confía en que el gas que necesita el país esté disponible para el otro año.

Fuente: Noticias RCN TV.

---

## EL ESPECTADOR

# Estalla una guerra entre estados por el plan energético de Obama

<http://www.elespectador.com/noticias/economia/estalla-una-guerra-entre-estados-el-plan-energetico-de-articulo-597222>

La iniciativa de regulación procura alejar a Estados Unidos de la energía del carbón y llevarlo a adoptar fuentes de energía renovables.

**En la era del cambio climático mundial**, la frase "guerra entre estados" ha adquirido una nueva dimensión.

Una coalición de 18 estados encabezada por Nueva York y California se enfrenta a un bloque de 26 estados entre los que se cuentan **Texas y Florida** en una pelea judicial por el Plan de Energía Limpia del gobierno de Obama. La iniciativa de regulación procura alejar a

Estados Unidos de la energía del carbón y llevarlo a adoptar fuentes de energía renovables.

Los estados que defienden el plan federal, a los que se suman el **Distrito de Columbia** y las ciudades de Nueva York, Chicago y Filadelfia, el miércoles pidieron permiso a un tribunal federal de Washington para participar en una batalla por la legalidad de la iniciativa de energía limpia. Dijeron que su solicitud tiene unanimidad.

“**El cambio climático es real.** Es mortífero. Está poniendo en peligro la salud y la seguridad de los habitantes de todos nuestros estados”, declaró el procurador general de Nueva York Eric Schneiderman en una conferencia de prensa telefónica. Estaban con él el procurador general de Iowa Tom Miller y los procuradores generales de Massachusetts y Virginia, Maura Healey y Mark Herring, todos ellos demócratas.

**El Plan de Energía Limpia**, que contiene las primeras normas nacionales de la historia para abordar la contaminación con carbono de las centrales eléctricas, apunta a reducir en 2030 esas emisiones un 32 por ciento por debajo de los niveles de 2005. Las disposiciones exigen que los estados y las empresas eléctricas utilicen menos carbón y más energía solar y eólica así como gas natural.

**Los litigios** por la iniciativa son el principal motivo de conflicto entre los estados dominados mayoritariamente por demócratas que apoyan la agenda ambiental del presidente y los conducidos por republicanos que se oponen a ella.

**Virginia Occidental** y Kentucky el mes pasado presentaron demandas para impugnar las normas publicadas el 23 de octubre como parte de un grupo de 24 estados. Oklahoma y Dakota del Norte presentaron reclamos separados. Sostienen que el Organismo de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos se excede en sus facultades al obligar a los estados a elaborar por lo menos borradores de planes de acatamiento de las normas para septiembre próximo y planes definitivos dos años después de esa fecha.

### **Toma de poder**

“Si el **EPA** tiene éxito en esta toma de poder sin precedentes e ilegal, se perderán muchos puestos de trabajo, los precios de la electricidad aumentarán, la confiabilidad de la red eléctrica estará en riesgo y no se defenderá el estado de derecho”, dio el miércoles el procurador general de Virginia Occidental Patrick Morrisey, republicano, en una declaración enviada por correo electrónico.

La administradora del EPA **Gina McCarthy** señaló que el plan se basa en “fundamentos científicos y legales sólidos” y está dentro de las facultades legales otorgadas al organismo por el Congreso conforme a la Ley de Aire Limpio.



El nivel del agua en una zona costera de Virginia se elevó dos pies (61 centímetros) en los últimos 75 años y podría subir otros dos a cinco pies para fin del siglo, dijo Herring, el **procurador general del estado.**

Fuente: El Espectador