

## “Una aproximación ambiental al futuro del modelo energético europeo”

IBÁN CHICO DE LA FELICIDAD  
Subdirector de Medio Ambiente de Gas Natural Fenosa.

En el campo de la energía, los países desarrollados buscan un equilibrio entre la competitividad, la sostenibilidad y la seguridad de suministro.

El modelo eléctrico europeo se ha basado en estos tres principios para la definición de sus políticas, contando para ello con las diferentes tecnologías de generación que le permiten mantener este equilibrio: nuclear, renovable, ciclos combinados y carbón.

Hasta hace poco, la nuclear y las renovables se han posicionado como las tecnologías de referencia en Europa. Sin embargo, incidentes como el de Fukushima, limitaciones técnicas de la energía renovable y la crisis financiera, han obligado a una revisión de esta solución.

En la actualidad, existen importantes incertidumbres sobre el futuro de las centrales nucleares que han llevado a que ciertas naciones mantengan sus planes de desarrollo mientras que otras hayan cambiado radicalmente sus planes con respecto a esta energía.

La energía renovable cuenta con planes ambiciosos de crecimiento en todas las geografías, si bien, su dificultad de integración y los sobrecostos de su producción podría comprometer su crecimiento. Prueba de ello es la publicación del Real Decreto-ley 1/2012 que hace algunos meses se publicó con el objeto de controlar el sobrecoste de estas tecnologías para el sistema.

Frente a la generación baja o nula en carbono, las tecnologías emisoras de CO<sub>2</sub> se desarrollan igualmente en entornos inciertos que debieran despejarse en los próximos años.

Así, y mientras que Europa mantiene sus objetivos de reducción de CO<sub>2</sub> para el 2020 al tiempo que se plantea objetivos muy ambiciosos para 2050, ciertas naciones altamente emisoras siguen sin tener un compromiso claro como quedó evidenciado el otoño pasado en Durban.

En esta línea, el desarrollo tecnológico asociado a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> cuenta igualmente con importantes incertidumbres. Cabe destacar la tecnología en materia de captura y almacenamiento de carbono (CAC) susceptible de ser implantada en centrales de carbón y ciclo combinado. De esta forma, en 2008 asistimos a un anuncio de inversión en este capítulo de más de 9.000 millones de euros que se vio reducida en 2010 a algo más de 1.000 millones de euros.

|                              | 2009 Natural Gas Market <sup>(1)</sup><br>(trillion cubic feet, dry basis) |              |                   | Proved Natural Gas Reserves <sup>(2)</sup><br>(trillion cubic feet) | Technically Recoverable Shale Gas Resources<br>(trillion cubic feet) |
|------------------------------|--|--------------|-------------------|---|--|
|                              | Production   | Consumption  | Imports (Exports) |   |  |
| <b>Europe</b>                |  |              |                   |   |  |
| France                       | 0.03   | 1.73         | 98%               | 0.2   | 180  |
| Germany                      | 0.51   | 3.27         | 84%               | 6.2   | 8  |
| Netherlands                  | 2.79   | 1.72         | (52%)             | 49.0  | 17   |
| Norway                       | 3.65   | 0.16         | (2,156%)          | 72.0  | 83   |
| U.K.                         | 2.09   | 3.11         | 33%               | 9.0   | 20   |
| Denmark                      | 0.30   | 0.16         | (91%)             | 2.1   | 23   |
| Sweden                       | -  | 0.04         | 100%              | -   | 41   |
| Poland                       | 0.21   | 0.58         | 64%               | 5.8   | 187  |
| Turkey                       | 0.03   | 1.24         | 98%               | 0.2   | 15   |
| Ukraine                      | 0.72   | 1.58         | 54%               | 39.0  | 42   |
| Lithuania                    | -  | 0.10         | 100%              | -   | 4  |
| Others <sup>(3)</sup>        | 0.48   | 0.95         | 50%               | 2.71  | 19   |
| <b>North America</b>         |  |              |                   |   |  |
| United States <sup>(4)</sup> | 20.6   | 22.8         | 10%               | 272.5   | 862  |
| Canada                       | 5.63   | 3.01         | (87%)             | 62.0  | 388  |
| Mexico                       | 1.77   | 2.15         | 18%               | 12.0  | 681  |
| <b>Asia</b>                  |  |              |                   |   |  |
| China                        | 2.93   | 3.08         | 5%                | 107.0   | 1,275  |
| India                        | 1.43   | 1.87         | 24%               | 37.9  | 63   |
| Pakistan                     | 1.36   | 1.36         | -                 | 29.7  | 51   |
| <b>Australia</b>             | 1.67   | 1.09         | (52%)             | 110.0   | 396  |
| <b>Africa</b>                |  |              |                   |   |  |
| South Africa                 | 0.07   | 0.19         | 63%               | -   | 485  |
| Libya                        | 0.56   | 0.21         | (165%)            | 54.7  | 290  |
| Tunisia                      | 0.13   | 0.17         | 26%               | 2.3   | 18   |
| Algeria                      | 2.88   | 1.02         | (183%)            | 159.0   | 231  |
| Morocco                      | 0.00   | 0.02         | 90%               | 0.1   | 11   |
| Western Sahara               | -  | -            | -                 | -   | 7  |
| Mauritania                   | -  | -            | -                 | 1.0   | 0  |
| <b>South America</b>         |  |              |                   |   |  |
| Venezuela                    | 0.65   | 0.71         | 9%                | 178.9   | 11   |
| Colombia                     | 0.37   | 0.31         | (21%)             | 4.0   | 19   |
| Argentina                    | 1.46   | 1.52         | 4%                | 13.4  | 774  |
| Brazil                       | 0.36   | 0.66         | 45%               | 12.9  | 226  |
| Chile                        | 0.05   | 0.10         | 52%               | 3.5   | 64   |
| Uruguay                      | -  | 0.00         | 100%              | -   | 21   |
| Paraguay                     | -  | -            | -                 | -   | 62   |
| Bolivia                      | 0.45   | 0.10         | (346%)            | 26.5  | 48   |
| <b>Total of above areas</b>  | <b>53.1</b>  | <b>55.0</b>  | <b>(3%)</b>       | <b>1,091</b>  | <b>6,822</b>   |
| <b>Total world</b>           | <b>106.5</b>   | <b>106.7</b> | <b>0%</b>         | <b>6,609</b>  |  |

Sources:

<sup>(1)</sup> Dry production and consumption: EIA, International Energy Statistics, as of March 8, 2011.

<sup>(2)</sup> Proved gas reserves: Oil and Gas Journal, Dec. 6, 2010, P. 46-49.

<sup>(3)</sup> Romania, Hungary, Bulgaria.

<sup>(4)</sup> U.S. data are from various EIA sources.

En este entorno el gas no convencional o *shale gas* juega un papel de gran relevancia. En comparación con el carbón, este tipo de combustible se diferencia por un menor impacto tanto en la extracción como en la combustión del mismo. El uso de las elevadas reservas identificadas (véase cuadro adjunto) podría ocasionar en el medio plazo un cambio sustancial en el modelo energético, no sólo europeo sino también mundial. Para ello sería preciso crear infraestructura y condiciones legales que propicien el empleo de este recurso como ya ha ocurrido en países pioneros como Estados Unidos.

Donde hay certeza es en las importantes modificaciones e inversiones que será preciso llevar a cabo en el corto y medio plazo como consecuencia de la entrada en vigor de la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), publicada a finales del año 2010.

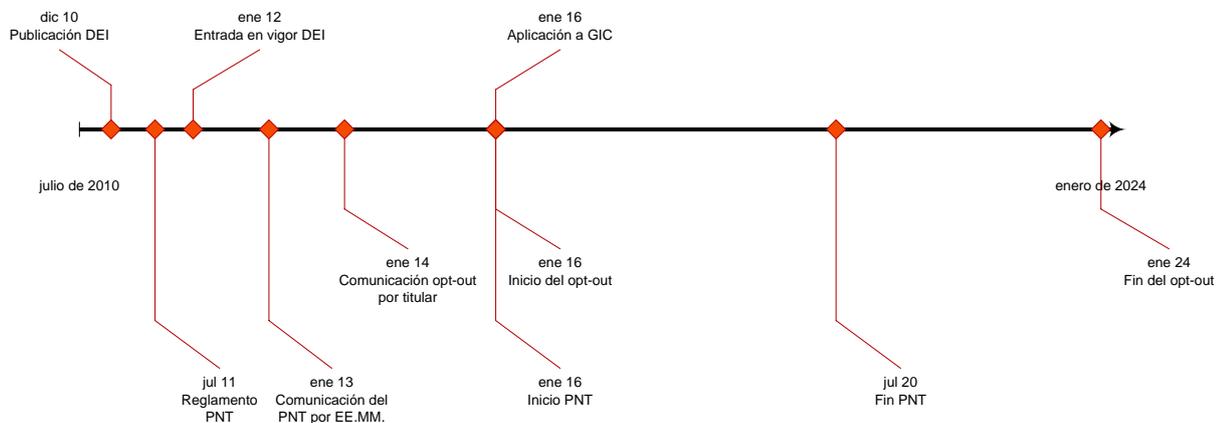
Esta directiva agrupa un total de siete directivas, y aunque mantiene el mismo espíritu que la Directiva de Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC-1996) establece una serie de condicionantes adicionales muy relevantes.

Las grandes instalaciones de combustión (GIC) se verán afectadas de forma directa a partir de 2016 como consecuencia de la continua revisión de las mejores tecnologías disponibles y una reducción drástica de los valores límite de emisión.

La Directiva de Emisiones Industriales obliga al cumplimiento de los valores de emisión, vertido, etc. que permita la mejor tecnología disponible que haya sido reconocida como tal. La Comisión Europea emitirá como mínimo cada ocho años un catálogo de estas tecnologías, en cuya redacción intervendrán un panel de expertos procedentes de diferentes áreas tanto públicas como privadas. Esta exigencia obliga a las instalaciones a una actualización tecnológica continua, precedida por un análisis de su viabilidad en línea con las inversiones que sea preciso llevar a cabo.

Por otro lado, esta directiva obliga a una reducción de más del 50% de los valores límite de emisión de las principales sustancias que son emitidas a la atmósfera por las GIC de carbón. Esta obligación conllevaría la inversión de varias decenas de millones de euros por cada grupo, muchos de los cuales entraron en operación en los años 70 y 80. Consciente de las dificultades en realizar las elevadas inversiones que son precisas, la directiva admite excepciones a ciertas instalaciones donde no sean viables, ya sea por su antigüedad o por su bajo grado de utilización.

Los plazos que establece la directiva son determinantes y permiten aproximar cual será el futuro inmediato a nivel Europa.



Es preciso señalar que como consecuencia de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (Directiva GIC de 2001) se realizaron inversiones muy elevadas para reducir las emisiones en los grupos de carbón. Gas Natural Fenosa invirtió en el periodo 2004-2009 más de 230 millones como consecuencia de la directiva de 2001.

Las empresas de generación de electricidad de Europa deberán revisar en los próximos años la viabilidad de su flota a la luz de las incertidumbres y nuevas exigencias que unidas a nuevas formas de distribución (redes inteligentes, generación distribuida) y consumo (vehículo eléctrico), tendrán un impacto significativo en el futuro modelo energético europeo.