

# DEL EDITOR

## PLAN DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL. RIESGOS Y ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

JOSÉ HILARIO LÓPEZ A.

*Ingeniero de Geología y de Petróleos. Coordinador de la Comisión de Altos Estudios SAI*

### EL PLAN DE EXPANSIÓN

El Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2005-2019 preparado por la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía (UPME) establece las bases de las estrategias en materia de generación y transmisión de energía eléctrica para todo el territorio colombiano.

Este plan se debe incluir dentro de la propuesta Visión Colombia II Centenario, documento recientemente presentado por la Presidencia de la República y el Departamento Nacional Planeación (DNP) a consideración de la opinión pública, con el fin de crear conciencia sobre la necesidad de empezar a entender que el país requiere líneas de continuidad en las metas del desarrollo, mas allá de los cambiantes planes cuatrienales de los períodos presidenciales.

La capacidad instalada actual del sistema eléctrico nacional es del orden de 13.450 MW (megavatios) con una capacidad de generación de 61.400 GWH (gigavatios-hora), de los cuales cerca del 67% corresponde a plantas hidroeléctricas y el restante 33% a plantas termoeléctricas (a gas y a carbón). Con la entrada de Porce III en el

año 2010 se tendrán instalados en total 14.100 MW y la capacidad de generación llegaría a 64.000 GWH (gigawattios/hora).

El referido plan de expansión está concebido con estimativos de crecimiento del PIB para el período del 4% y de demanda de energía eléctrica del 3,5%.

De acuerdo con el Plan de la UPME, para 2010-2014 se deberán instalar 414 MW térmicos adicionales, de los cuales 264 MW serían a gas natural y el resto a carbón (con las conexiones con Panamá y Venezuela se requerirían 800 MW térmicos adicionales).

Según estimativos de las Empresa Públicas de Medellín y del Banco Interamericano de Desarrollo, en el período 2010-2020, el país requerirá la instalación de 3.400 MW térmicos: 2.100 MW a gas y 1.300 MW a carbón (alternativa de menor costo). En el Cuadro 2 se resume el Plan de Expansión de EPM-BID hasta el 2020 (Documento CONPES 3356 de junio de 2.005).

En el Cuadro 1 se resume el Plan de Expansión de la UPME hasta el 2014.

**Cuadro 1.** Plan de Expansión de la UPME hasta el 2014.

Fuente	Al 2004		Expansión en MW escenario Colombia				Total MW al 2014	Particip.
			2005/9	2010/14	Total Expan.			
	MW	Particip.	MW	MW	MW	Particip.		
Hidráulica	8.935	66,91%	133	660	793	65,70%	9.728	66,81%
Gas	<b>3.683</b>	<b>27,58%</b>	94	170	264	21,87%	3.947	27,11%
Carbón	692	5,18%		150	150	12,43%	842	5,78%
Eólica	19	0,14%			0	0,00%	19	0,13%
Cog. y autog.	25	0,19%			0	0,00%	25	0,17%
<b>Total</b>	<b>13.354</b>	<b>100,00%</b>	227	980	1207	100,00%	14.561	<b>100,00%</b>

**Cuadro 2.** Plan de Expansión según proyecciones EPM-BID

Fuente	Al 2004		Expansión en MW con datos EPM-BID				Total MW al 2020	Particip.
			2005/9	2010/20	Total Expan.			
	MW	Particip.	MW	MW	MW	Particip.		
Hidráulica	8.935	66,91%	133	660	793	18,50%	9.728	55,14%
Gas	<b>3.683</b>	<b>27,58%</b>	94	2100	2194	51,18%	5.877	33,31%
Carbón	692	5,18%		1300	1300	30,32%	1.992	11,29%
Eólica	19	0,14%			0	0,00%	19	0,11%
Cog. y autog.	25	0,19%			0	0,00%	25	0,14%
<b>Total</b>	<b>13.354</b>	<b>100,00%</b>	227	4060	4287	100,00%	17.641	<b>100,00%</b>

De acuerdo con estas proyecciones, en el 2019 las térmicas a gas natural asumirían la mayor participación en la expansión (51%), y pasarían a representar una tercera parte de la capacidad instalada total del país; a su vez el total de la potencia instalada de origen térmico sería de casi 45% del total, un aumento significativo si se compara con el 33% que representa en estos momentos.

A su vez, la generación a carbón entraría a jugar un papel muy importante en ese período de expansión (30.3%), y bastante significativo también como participación en la capacidad instalada total del país con un 11.3%.

En este escrito se analizan someramente los que se consideran los principales riesgos y amenazas al plan de expansión propuesto, y se esbozan alternativas y variables que

pueden ayudar a mitigar los serios impactos de un futuro apagón.

## EVALUACIÓN DE RIESGOS

Los riesgos que comprometen el cumplimiento de las metas y estrategias trazadas en el plan de expansión de la UPME radican en primer lugar en la probabilidad de tener que atender demandas futuras de energía superiores a las estimadas, resultantes de un mayor crecimiento económico esperado para el país en el próximo futuro. En segundo lugar, aunque de menor importancia, se está asumiendo un gran riesgo por la insuficiencia que se puede anticipar en los suministros del gas natural para las plantas térmicas, igual que con la incapacidad de la red de gasoductos para el transporte del combustible desde los yacimientos hasta las plantas de generación.

### *Riesgo por subestimación de la demanda de energía eléctrica*

Históricamente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país se ha correlacionado de una manera muy estrecha con el PIB. Los escenarios con base en los cuales la UPME estimó el crecimiento de la demanda eléctrica en los próximos tres quinquenios (3,5%) se basan en el supuesto de un crecimiento del PIB de sólo 4%. Estos indicadores son bien conservadores, y se apartan de las proyecciones del DNP incluidas en Visión Colombia II Centenario.

En efecto, en este último documento partiendo de un supuesto crecimiento de la economía nacional en el pasado año del 4% se espera que a partir del 2010 las tasas de crecimiento del PIB superen el 5% anual, hasta llegar a topes del 6% a partir del 2014. El comportamiento real de las fuerzas económicas durante el 2005 y la continuidad de la política de seguridad democrática, en nuestro concepto, ameritan una revisión hacia arriba de estas cifras.

De darse estos escenarios como es el firme propósito nacional, las proyecciones de demanda de energía eléctrica en el período 2006-2019 superarían significativamente los supuestos de la UPME, por lo menos en un punto porcentual, vale decir serán superiores al 4,5%.

De darse estos supuestos se podría presentar un déficit significativo en la oferta del sistema interconectado nacional después del año 2010. Este riesgo se incrementaría con un eventual atraso en la construcción de las obras de Porce III.

### *Riesgos por insuficiencia en el suministro de gas*

Para cumplir con las metas en generación del Plan de Expansión 2005-2019 se debe garantizar para las centrales térmicas a gas 460 millones de pies cúbicos diarios (MPCD)

de gas. Este compromiso exige revisar cuidadosamente la disponibilidad del gas para las térmicas, así como la capacidad de transporte de los gasoductos desde los campos productores en la Costa Atlántica y los Llanos Orientales hasta las plantas generadoras localizadas en el Magdalena Medio y en el Valle del Cauca.

Para este propósito empecemos por hacer un balance del gas hacia el año 2010, de acuerdo con el documento UPME “Demanda de Gas Natural Escenario BAU”, de marzo de 2002.

- La demanda proyectada de gas natural en los sectores residencial, comercial, industrial, transporte, refinación ECOPETROL, entre otros, será de 608 MPCD
- La demanda proyectada del sector eléctrico, considerando que las centrales térmicas funcionen a los factores de planta de diseño (0,7 para las de ciclo combinado y 0,5 para las de ciclo abierto) será de 460 MPCD
- La demanda proyectada de gas de proyectos especiales (exportaciones a Venezuela) será de 145 MPCD
- La demanda total del país hacia el año 2010 se estima en 1.213 MPCD (con Venezuela)
- La producción de gas hacia el año 2010, de acuerdo con el documento atrás referido, se estima en 1.140 MPCD, de los cuales 640 MPCD corresponden a los campos de la Costa Atlántica (con Catalina) y 500 MPCD a los campos del interior (con Cusiana)
- El déficit en la oferta de gas natural resulta ser del orden de 73 MPCD

A lo anterior se debe agregar la insuficiencia de las reservas de gas natural con que cuenta el país, tal como lo indica una relación reservas/producción (R/P) apenas para 20 años, que garantiza apenas el cubrimiento de las demandas del combustible para los consumos tradicionales, sin los compromisos asignados a la generación en Plan de Expansión de la UPME.

De lo anterior se concluye que la producción de los campos gasíferos colombianos no está en capacidad de atender la demanda proyectada de las plantas eléctricas, sobre todo si se considera que el sector residencial tiene prioridad sobre cualquier otro sector.

Restaría por agregar la falta de capacidad de los red de gasoductos para transportar el gas desde los campos productores hasta las plantas termoeléctricas. En efecto, se sabe muy bien que la capacidad de transporte del gas hasta las plantas de generación en el interior del país se encuentra ya copada. Es así como, por restricciones en el diámetro de la tubería el gasoducto la Belleza (Llanos Orientales)-Vasconia (en el Magdalena Medio) no podría transportar todo el gas de Cusiana con destino a la generación térmica. Adicionalmente, cuando se pongan a trabajar Termosierra y Termocentro (ambas en el Magdalena Medio) se coparía la capacidad de transporte del gas de La Guajira por el Gasoducto Central.

De lo anterior se tiene que concluir que la producción de los campos gasíferos colombianos y su red de gasoductos no están en capacidad de atender las demandas proyectadas en el Plan de Expansión 2005-2019 considerado por la UPME.

A lo antes dicho, debe agregarse la incertidumbre sobre los futuros precios del gas natural. En efecto, en la actualidad es casi imposible proyectar precios para el gas, pero lo que si se puede anticipar es que los precios, una vez liberados, subirán con el incremento de los precios internacionales del petróleo y del carbón.

#### *Riesgos por factores institucionales*

Los proyectos hidroeléctricos de Pescadero-Ituango (1.800 MWW) y Sogamoso(840 MW) están siendo promocionados de manera muy decidida por la Nación, situación que podría causar inquietud entre los actores del sector eléctrico. La intervención estatal en estos macroproyectos, seguramente con la

mejor intención, puede llegar a desestimular potenciales inversionistas privados en el desarrollo de los medianos proyectos termoeléctricos incluidos en el plan de la UPME (en parte también a los inversionistas interesados en los medianos proyectos hidroeléctricos que se mencionarán mas adelante).

Una alternativa para no distorsionar el mercado y la competencia que se busca con la Ley 142/94 y demás desarrollos normativos, que se ha considerado para el proyecto Pescadero- Ituango pero que también sería válida para Sogamoso y otros comparables, sería integrando la generación eléctrica de estas grandes centrales con proyectos industriales de alto consumo energético, tales como plantas de reducción de aluminio o de chatarra y mineral de hierro dispuestas cerca de los puertos (Desde la SAI, 2005. Colombia y la Crisis Energética Mundial)

### **ALTERNATIVAS PARA MINIMIZACIÓN DE RIESGOS**

En este aparte se discuten de manera muy resumida algunas alternativas para reducir los riesgos asociados al Plan de Expansión de la UPME. Básicamente se trata de maximizar la utilización de los carbones como combustible para la generación termoeléctrica y el impulso a las pequeñas y medianas plantas hidroeléctricas.

#### *El Carbón*

Según las proyecciones de BID-EPM (Documento CONPES 3356 de junio de 2.005), la generación a carbón pasaría a jugar un papel muy importante en Colombia en el período 2010-2020, como componente del plan de expansión (30.3%) con una participación en la capacidad instalada total del país del 11.3%. En nuestro concepto esta participación debería ser mucho mayor.

Es importante resaltar que el carbón es el recurso energético más abundante en Colombia (superiores a 7.000 millones de

toneladas), y que normalmente es varias veces más barato por unidad calórica puesta en el quemador, que la misma unidad de cualquier otro combustible. Y, lo más importante de todo, resaltar que dado ese bajo costo relativo, cuando las plantas a carbón se ponen a trabajar en la base, con factores de utilización de planta elevados, la eficiencia de los equipos y del combustible se maximiza y los costos de KWH resultan más bajos que los de muchas hidroeléctricas.

Ante la crisis energética mundial que se avecina por el agotamiento del petróleo, se ofrece la posibilidad de la licuación de los carbones colombianos. Al efecto, es muy importante destacar los avances en el proceso de gasificación de carbones mediante un proyecto piloto para producir gas de síntesis a partir del carbón. Este proyecto fue desarrollado el pasado año por la Facultad Nacional de Minas y las universidades de Antioquia y Pontificia Bolivariana. El gasificador diseñado y construido utiliza la tecnología de lecho fluidizado, que permite obtener con los carbones antioqueños, a nivel de planta piloto, un combustible dos veces mas económico que el ACPM proveniente de la refinación de crudos y tres veces mas económico que gas natural.

La licuación del gas de síntesis para obtener ACPM y gasolinas es ya una tecnología disponible internacionalmente.

### **Los carbones antioqueños**

La minería del carbón en el Departamento de Antioquia, concentrada en la cuenca del Sinífaná (municipios de Amagá, Titiribí, Angelópolis, Fredonia y Venecia), en su mayor parte se adelanta mediante explotaciones antitécnicas, con muy baja productividad, destrucción de las reservas minerales y deterioro del medio ambiente. El grado de informalidad en la minería es tan alto como lo indica el que el 72% de las explotaciones son ilegales, con la consecuente carencia de seguridad social de sus trabajadores.

Esta situación hace que a mediano plazo esté seriamente amenazado el suministro del mineral para la industria antioqueña, así como el empleo de una población trabajadora, la cual entre empleos directos e indirectos asociados a la minería se estima en unos 10.000 trabajadores. Por otro aspecto, de no resolverse estas problemáticas hará que se frustren las posibilidades de la Carboeléctrica del Sinifaná y los planes de exportación del carbón mediante la propuesta de extensión del ferrocarril del Pacífico hasta Bolombolo (Comisión de Altos Estudios SA, 2005 y Encuentro de Dirigentes del Suroeste, 2004 y 2005).

Para el ordenamiento de la cuenca carbonífera del Sinifaná y el impulso al tren minero hasta Bolombolo para la exportación de los carbones antioqueños hacia el Valle del Cauca y la cuenca Pacífica, se ha propuesto la creación con cargo al SENA de una gerencia al mas alto nivel profesional que, entre otras, se encargará de las siguientes tareas:

- Organizar empresarialmente a Mineros Unidos, empresa de los antiguos trabajadores de la Industrial Hullera en liquidación, primera productora de carbón y operador de la mayor mina en la zona
- Mejoramiento técnico y ambiental de las explotaciones mineras
- Promoción de una cooperativa de pequeños productores que se encargue de la comercialización del carbón, en su mayor parte en manos de comercializadores intermediarios
- Legalización de minería informal
- Impulso al proyecto del ferrocarril minero

El Plan de Ordenamiento de la Cuenca Carbonífera Antioqueña en principio cuenta con el beneplácito del señor Presidente de la República. Actualmente se está promoviendo ante el Departamento de Antioquia, como delegatario de la Nación en el manejo de todos los asuntos mineros relacionados con el carbón.

*Pequeños y medianos proyectos hidroeléctricos*

Aunque estos proyectos obviamente no resuelven los déficit en generación que puedan surgir, si pueden mitigar en parte los riesgos que se anticipan en el cumplimiento de las metas del Plan de Expansión. Sobre todo porque pueden ser adelantados por inversionistas nacionales para cubrir las demandas regionales, lo que además minimiza las inversiones en redes de transmisión.

Entre estos proyectos en nuestro departamento vale la pena mencionar:

- Encimadas y Cañaveral en el río Arma, en los límites entre Antioquia y Caldas con una capacidad instalada total de 162 MW
- Montañitas en el norte de Antioquia, con una capacidad de 25 MW
- Guaico en el río Buey con una capacidad de 136 MW