

Balance Nacional de Gas Natural

(Hay reservas de gas natural para satisfacer el parque térmico...Pero)

Diego J. Gonzalez C.

El presente trabajo explica que el país posee las reservas necesarias de gas natural para abastecer las plantas termoeléctricas en el presente y en el futuro, pero una cosa será producir el gas natural y otro hacerlo disponible para su consumo por las plantas termoeléctricas.

Recursos:

Los recursos de gas natural suman 458,5 billones de pies cúbicos (10^{12} -tcf), de los cuales 198,4 tcf son reservas probadas, 30,5 tcf son reservas probables, 29,6 tcf son reservas posibles, y 200 tcf son otros recursos, de estos últimos 147 tcf están Costa Afuera, y 53 tcf en tierra. Más detalles en el Cuadro No. 1

Cuadro No. 1
RECURSOS TOTALES DE GAS NATURAL DE VENEZUELA

	<u>tcf</u>	Reservas a producirse <u>tcf</u>
Reservas Probadas Desarrolladas	37,7	33,9 (90% del total)
Reservas Probadas no Desarrolladas	160,7	144,6 (90% del total)
RESERVAS PROBADAS TOTALES	198,4	178,5 (90% del total)
Reservas Probables	30,5	15,3 (50% del total)
Reservas Posibles	29,6	3,0 (10% del total)
	60,1	
TOTAL RESERVAS	258,5	
Expectativas Costa Afuera	147,0	44,1 (30% del total)
Expectativas en Tierra	53,0	15,9 (30% del total)
TOTAL EXPECTATIVAS	200,0	60,0 (30% del total)
TOTAL DE RECURSOS DE GAS NATURAL	458,5	

Infografía: Diego González C.

Reservas:

Las reservas probadas oficiales totales de gas natural al 31 de diciembre 2014 alcanzan 198,4 billones de pies cúbicos (tcf), estas mayormente asociadas al petróleo (Ver Cuadro No. 1). Aunque hemos sido cuestionadores de esas cifras por no cumplir con las Normas del Ministerio de Petróleo y Minería ni las internacionales (*SPE, SEC, WPC*), hay suficientes para los cálculos que se harán en este trabajo. Acorde con las reglas de planificación para presentar los volúmenes de reservas probadas a producirse, es decir el 90% del total, se dispondría de 178,5 tcf.

En el Cuadro No. 2 se presentan las reservas probadas por Cuencas Sedimentarias, así como las desarrolladas y no desarrolladas. Se muestran en barriles equivalentes de petróleo (bep), para uso de los eléctricos, y en pie cúbicos, para los petroleros. Se nota que las reservas desarrolladas son apenas el 19% del total, por lo que será necesario desarrollar las no desarrolladas, ya que las Normas de la *US Securities & Exchange Commission*

estipula que las no desarrolladas deben ser máximo 50% del total, y la empresa correspondiente debe tener planes concretos para desarrollar este 50% en 5 años, no más.

Cuadro No. 2

RESERVAS DE GAS NATURAL POR CUENCAS
DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS

CUENCA	Total Reservas Probadas MMbep	Total Reservas Probadas MMMpc	Reservas Probadas Desarrolladas MMbep	Reservas Probadas Desarrolladas MMMpc	Reservas Probadas No Desarrolladas MMbep	Reservas Probadas No Desarrolladas MMMpc	% de Reservas Desarrolladas
Maracaibo-Falcón	7.797	45.223	1.423	8.253	6.374	36.969	18,3
Barinas-Apure	135	783	19	110	116	673	14,1
Oriental (1)	23.790	137.982	5.063	29.365	18.727	108.617	21,3
Carúpano	2.479	14.378	0	0	2.479	14.378	0,0
TOTAL	34.201	198.366	6.505	37.729	27.696	160.637	19,0

(1) Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 11.296 Mmbep (65.515 MMMpc) al 31 de diciembre de 2014. y asociadas a crudos extrapesado son 35.265 MMMpc (6.080 MMbep), y corresponden a las cuencas Oriental y Barinas - Apure

Infografía: Diego González C.

Como información, valga recordar que al 31 de diciembre de 1998 (fin de la PDVSA democrática) las reservas de gas natural eran de 146,6 tcf, y estaban desarrolladas en 69,6% (102,1 tcf). PDVSA deberá explicar porque esas reservas se convirtieron en no desarrolladas. En el Cuadro No. 3 se presentan las reservas probadas de 1998 que podían ser producidas en un 90%, acorde con las Normas de Planificación, lo cual resulta que se podían producir 131,94 tcf, cifra más que suficiente para atender los requerimientos del mercado interno por los próximos 25 años y más.

Cuadro No. 3

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL A 1998

	<u>Reservas</u> <u>1998, tcf</u>	<u>Reservas</u> <u>1998 a</u> <u>90% tcf</u>	<u>%</u> <u>Desarrolladas</u> <u>y no</u> <u>desarrolladas</u>
Áreas Tradicionales Desarrolladas	102,1	91,89	69,6
Áreas Tradicionales No Desarrolladas	44,5	40,05	30,4
Total Áreas Tradicionales	146,6	131,94	100,0

Infografía: Diego González C.

Otros Recursos de Gas Natural en Tierra y Costa Afuera:

Con un serio y efectivo programa de Apertura para desarrollar el volumen de los otros recursos (200 tcf) estos podrían convertirse en reservas en un 30% conservador (60 tcf), es decir, que se dispondría de 60 tcf de gas Costa Afuera no asociado al petróleo. Estos volúmenes conservadores de reservas Costa Afuera hacen más que las reservas totales

sumadas de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, y que las de Perú (Informe BP 2014). Más detalles en el Cuadro No. 4.

Cuadro No. 4

OTROS RECURSOS DE GAS NATURAL EN TIERRA Y COSTA AFUERA (tcf)

Reservas Probables	30,5	15,3 (50% del total)
Reservas Posibles	29,6	3,0 (10% del total)
Expectativas Costa Afuera	147,0	44,1 (30% del total)
Expectativas en Tierra	53,0	15,9 (30% del total)
TOTAL EXPECTATIVAS	200,0	60,0 (30% del total)

Infografía: Diego González C.

Producción:

En las áreas tradicionales se dispone de 37,7 tcf de reservas probadas desarrolladas, que en 20 años podrían sostener una capacidad de producción de 5.164 MMpc/d. También en las áreas tradicionales se dispone de 160,7 tcf de reservas probadas no desarrolladas que desarrollándolas podrían aportar durante 20 años 19.808 MMpc/d. Aquí estamos hablando de capacidad de producción, y la producción real a materializarse va a depender de los tiempos en que se concreten los bloques otorgados en el proceso de Apertura, por lo tanto, para cálculos más precisos los ejercicios hay que hacerlos empresa por empresa, Bloque por Bloque y año por año; lo mismo va a ocurrir con la producción esperada de las áreas Costa Afuera. Más detalles en el Cuadro No. 5.

Cuadro No. 5

CAPACIDAD TOTAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN 20 AÑOS

	Reservas tcf	Producción próximos 20 años, MMpc/d	Reservas consumidas en 20 años tcf
Áreas Tradicionales Desarrolladas	37,7	5.164,38	37,7
Áreas Tradicionales No Desarrolladas	160,7	19.808,0	144,6
Total Áreas Tradicionales	198,4	24.972,4	182,3
Áreas Costa Afuera	60	8.219,0	60,0
GRAN TOTAL	258,4	33.191,4	242,3

Fuente: PDVSA, Informe de Gestión 2014 y DJGC cálculos propios

Con respecto a la producción que aportarían las “reservas Costa Afuera” arriba estimadas de 60 tcf, en un tiempo económico de producción de 20 años, representarían 8.219 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d), es decir, 3,0 tcf anuales. Comenzando hoy el proceso de exploración tendríamos las primeras burbujas en los próximos 5 años (*fast-track*). Y lo más importante, sería gas libre, no asociado a la producción de petróleo, que requeriría menos tratamiento. Este es un volumen muy importante para satisfacer los requerimientos termoeléctricos, ya que PDVSA estima un requerimiento de gas natural para 2023 de 3.736 MMpc/d, para una expansión termoeléctrica en 8.400 MW (Ver cuadro No. 6). Estos

estimados la estatal los respalda con los Planes presentados en los Informes de Gestión PDVSA de varios años, de producir de Anaco 2.559 MMpc/d, y así otros volúmenes importantes.

Cuadro No. 6
REQUERIMIENTOS DE GAS METANO POR SECTORES AL AÑO 2025

	MMpc/d	Acumulado tcf
Eléctrico, por expansión termoeléctrica en 8.400 MW	3.736,0	15
Por el aumento de la producción en 2,3 MMb/d	2.739,7	11
Petroquímico, por aumento en la producción en 25 MMtma	2.490,7	10
Siderúrgico y aluminio, por incremento producción en 2 MMtma	1.494,4	6
Refinerías, por incremento de capacidad en 500 mb/d	747,2	3
Requerimientos Faja del Orinoco	2.241,6	9
Total nuevos requerimientos principales como combustible	13.449,6	54
Total requerimientos tradicionales combustible, EyP y PQV	6.000,0	24
<u>GRAN TOTAL DE REQUERIMIENTOS</u>	19.449,6	78

DJGC cálculos propios

Resumiendo, acorde con nuestros estimados, se tendría una producción total de 13.383,4 MMpc/d, al sumar la producción de las áreas tradicionales y la de Costa Afuera. Como se observa, en los cálculos anteriores no se ha incluido lo que podrían aportar las reservas no desarrolladas, que suman 160,7 tcf, que siguiendo la regla de producir el 90% de las mismas serían 144, 6 tcf, es decir que en 20 años de su explotación podrían dar la exagerada cifra de 19.808,02 MMpc/d (Ver Cuadro No. 5).

No obstante, PDVSA ha presentado cifras algo más conservadoras para el desarrollo de las reservas Costa Afuera, detalladas por área de producción, que suman 5.160 MMpc/d, que se muestran en el Cuadro No. 7, cifra más que suficiente para junto con la capacidad de producción en tierra satisfacer los requerimientos del mercado interno, incluidas las plantas termoeléctricas.

Cuadro No. 7
PDVSA ESTIMADOS DE PRODUCCIÓN DE GAS COSTA AFUERA A 25 AÑOS

AREA	MMpc/d
<u>Mariscal Sucre:</u>	
Rio Caribe	159
Patao	340
Dragon	356
Mejillones	421
Sub total	1276
<u>Otras Areas Oriente y Occidente:</u>	
Carupano/Norte de Paria	1.227
Plataforma Deltana	767
Blanquilla	690
Golfo de Venezuela	1.200
Sub Total	3.884
GRAN TOTAL	5.160

Infografía: Diego González C.

Ejercicio de capacidad de producción con las Reservas Probadas de 1998:

Se hizo un ejercicio con las reservas probadas de gas desarrolladas y no desarrolladas de las áreas tradicionales para 1998 (sin incluir los recursos Costa Afuera), y con la capacidad de producir el 90% de las mismas, acorde con las Normas. Aquí resulta que se podrían producir 12.587,7 MMpc/d de las reservas desarrolladas, 5.486,3 MMpc/d de las reservas no desarrolladas, para un total de 18.074 MMpc/d (Ver Cuadro No. 8); es decir, que se producirían 6.898,4 MMpc/d menos con respecto al cálculo de la capacidad de producción con las reservas de 2014. El mensaje es que en cualquier caso la capacidad de producción es suficiente para abastecer las plantas termoeléctricas.

Con respecto a las cifras de reservas desarrolladas de 1998 (102,1 tcf), es curioso observar como disminuyó la cifra para 2014 (37,7 tcf), al pasar esas reservas desarrolladas a no desarrolladas, esto tendría que explicarlo PDVSA.

Cuadro No. 8
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CON
LAS RESERVAS PROBADAS DE 1998

	Reservas 1998 tcf	Reservas 1998 a 90% tcf	Producción próximos 20 años, MMpc/d
Áreas Tradicionales Desarrolladas	102,1	91,89	12.587,7
Áreas Tradicionales No Desarrolladas	44,5	40,05	5.486,3
Total Áreas Tradicionales	146,6	131,94	18.074,0

Infografía: Diego González C.

Conclusión:

Todo lo anterior demuestra que el país cuenta con las reservas para satisfacer los requerimientos de gas metano para las plantas termoeléctricas, pero esto no es suficiente para que el combustible llegue a las plantas.

Proyectos necesarios para que el gas producido llegue a las plantas termoeléctricas

Hay Proyectos colaterales que tienen que desarrollarse, así como revisar la política de precios y subsidios para los sectores gas y eléctrico, y PDVSA tiene listados los más resaltantes desde 1998 y antes:

- Ampliación del sistema nacional de transporte de gas para el mercado interno, que incluye los gasoductos existentes: Anaco–Puerto Ordaz, Anaco–Jose, Anaco–Barquisimeto y Ulé–Amuay.
- Ampliación del sistema nacional de transporte de gas para el mercado interno a los estados no atendidos en la actualidad
- Mantener al máximo de operatividad de la interconexión Oriente – Occidente.

- Ampliar la capacidad de las Plantas de Extracción Profunda, porque el gas metano tiene que ser separado de los líquidos y debe ser tratado y preparado para que cumpla con los requisitos técnicos, de calidad y ambiente para ser utilizado.
- Incremento de capacidad de compresión de gas baja, media y alta presión. El gas debe ser movido de los campos de producción a las plantas de extracción profunda, y finalmente a las plantas eléctricas.
- Recolección de gas venteado y quemado a nivel nacional, para disponerlo en el mercado interno nacional. El gas venteado está a baja presión y debe ser comprimido para su recolección y envío a las plantas de extracción. Para hacer económica esta actividad habrá que revisar los precios en el mercado interno.
- Actualización de la política de precios y tarifas del gas natural y sus líquidos; y revisar la política de subsidios que existen para todos los combustibles.

Mientras se amplía todo el sistema nacional de gasoductos y se construyen los nuevos para llevar también el gas a los estados llaneros y andinos, hay sistemas de transporte de gas comprimido con camiones que podrían utilizarse. Otra opción sería importar gas licuado de Trinidad-Tobago, como propusimos en nuestro Barriles de Papel No. 47 (<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>); una planta de regasificación se construye por una empresa privada en 11 meses (*fast track*). Ello implicaría una revisión radical de los precios del gas metano para el sector eléctrico.

Adicional a los aspectos técnicos arriba señalados, están los aspectos políticos. Para materializar la producción de gas natural que se requiere, así como para construir la infraestructura requerida para que el gas producido llegue a las plantas termoeléctricas, es necesario que toda esa actividad sea realizada por el sector privado. Lo anterior significa que hay que dar fin progresivamente a PDVSA como empresa operadora.

En paralelo, también debe ocurrir una Apertura en el sector eléctrico, dejándole al Estado empresario solo la actividad de generación hidroeléctrica actual. Toda la actividad hidroeléctrica futura (al menos que el sector privado no quiera realizarla), la transmisión, distribución y comercialización presente y futura debe ser transferida al sector privado nacional e internacional. Lo anterior significa que también hay que liquidar progresivamente a Corpoelec en todas sus actividades.

Y para cristalizar todo lo anterior, es mandatorio una Apertura total de los sectores hidrocarburos y eléctrico, y la eventual reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, por lo que nuestra clase política, que es la que deberá tomar las decisiones legales en la Asamblea, y en los ministerios de Petróleo y Energía Eléctrica, debe entender que el recurso hidrocarburos y el eléctrico no tienen nada de “estratégicos”, ni sus empresas son “básicas”, y mucho menos son sinónimo de “soberanía” e “independencia” nacional. Todos estos 4 paradigmas culturales están arraigados en nuestra clase política sin excepción: demócratas y dictadores, así como en la mayoría de nuestra clase empresarial. Si esta situación no cambia será difícil ver avances en las Industrias petrolera y eléctrica.

NOTA AL MARGEN

El Ing. Rodolfo Telleria V, miembro honorario de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, en su magistral libro “*Historia del Desarrollo del Servicio Eléctrico en Venezuela*,

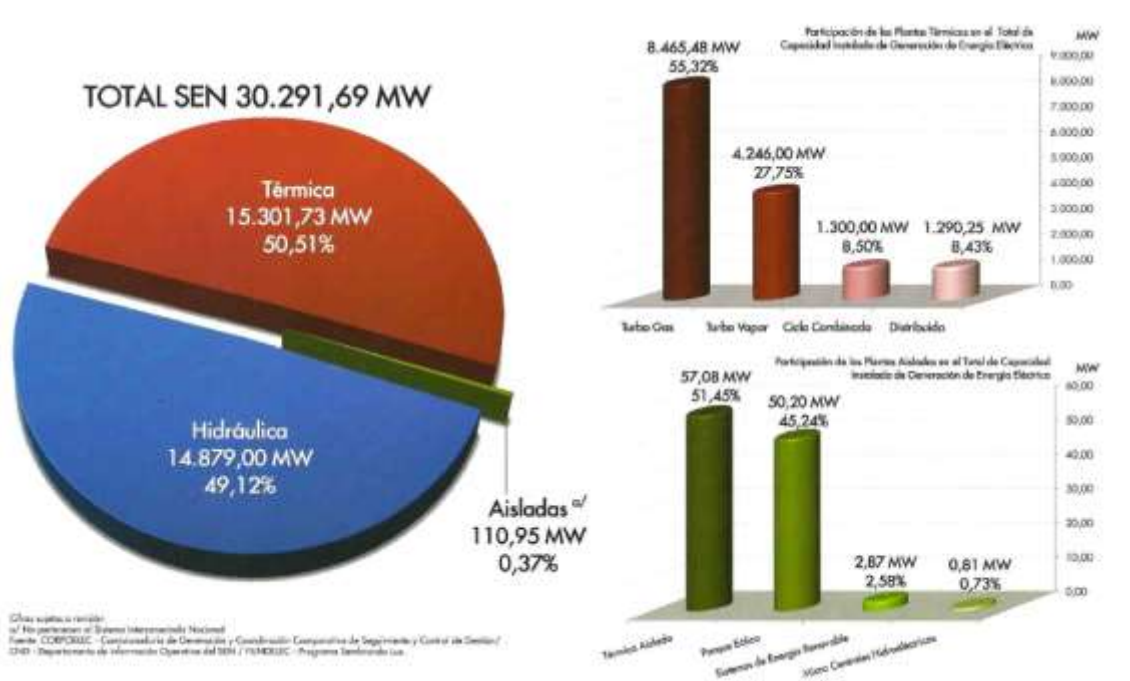
1880-1998¹ informa que para el año 1998 la capacidad de generación de electricidad térmica nominal instalada era de 8.319 MW (38,6% del total nacional), y la producción térmica para el mismo año fue de 28.421 GWh (32,9% del total nacional – 86386 GWh). Estas cifras han sido rebasadas, acorde con el Informe anual 2014 del MPPEE de 2014 (ver gráfico abajo).

En 1998 la generación termoeléctrica con gas metano utilizó 602,25 MMpc/d; en el año 2000 las ventas de gas metano al sector eléctrico promediaron 482,3 MMpc/d, y esta se elevó a 655 MMpc/d en 2012 y a 687 MMpc/d en 2014.

Para 2013 el Anuario Estadístico del SEN 2014 (MPPEE) informa que la capacidad de generación eléctrica es de 15.301,73 MW térmicos (50, 51%), 14.879 MW hidroeléctricos (49,12%) y 110,95 MW aisladas, para un total de 30.291,69 MW. Más detalles en la Figura No. 1. Así mismo, esta capacidad está distribuida en un total de 97 plantas y 4.724 unidades. (No incluye los sistemas para agua potable ni los híbridos). Más detalles en el Cuadro No. 9.

Figura No. 1

CAPACIDAD NACIONAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) DE VENEZUELA



Fuente: Anuario Estadístico del SEN 2014 (MPPEE)

¹ Rodolfo Telleria V. (2014) "Historia del Desarrollo del Servicio Eléctrico en Venezuela, 1880-1998", pág. 188

Cuadro No. 9

CAPACIDAD INSTALADA EN MW POR TIPO Y NÚMERO DE PLANTAS

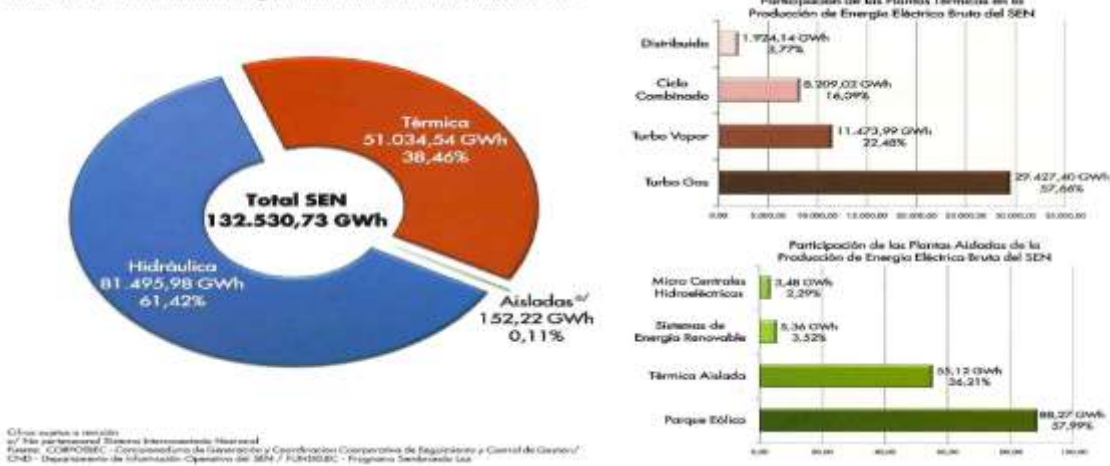
TIPO DE PLANTA	NÚMERO DE PLANTAS	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA MW
Turbo Gas	45	161	8.465,5
Turbo Vapor	4	16	4.246,0
Ciclo combinado	1	9	1.300,0
Distribuida	19	1.054	1.290,3
Térmicas aisladas	8	30	57,1
Hidráulicas	8	63	14.879,0
Micro Centrales Hidroeléctricas	6	12	0,8
Parque Eólico	2	30	50,2
Sistemas Fotovoltaicos	4	3.036	2,3
Sistemas para Agua Potable	Nacional	299	0,4
Sistemas Híbridos	Nacional	14	0,2
TOTAL	97	4.724	30.291,7

Infografía: Diego González C.

Así, para el año 2013 la producción bruta anual de electricidad fue de 132.530,73 GWh, de los cuales 81.495,98 GWh (61,42%) fueron hidráulicos, 51.034, 54 GWh (38,46%) fueron térmicos, y el resto fue generación aislada. Más detalles en la Figura No. 2:

Figura No. 2
PRODUCCION BRUTA ANUAL DE GWh EN VENEZUELA

Gráfico II-D.1. Producción de Energía Eléctrica Bruta del SEN (GWh). Año 2013



Fuente: Anuario Estadístico del SEN 2014 (MPPEE)

Caracas, 05 de abril 2016

Diego J. González Cruz, PE.
Senior Associate E&P and Natural Gas
GBC Global Business Consultants (www.gbc-laa.com)

Coordinador del Centro de Estudios de Energía de Venezuela (CEEV) de CEDICE-Libertad
Fundador y Ex Presidente del Centro de Orientación en Energía (COENER)
Miembro de la Comisión de Energía de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat
<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>
<http://cedice.org.ve/category/politicas-publicas/centro-de-est-energia-venezuela/>

Telf. Celular +58 416 605 8299, Telf. Oficina +58 212 267 1687