

*Energía*

## **Energía**

© Comité interacadémico academias nacionales

© Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales  
Venezuela

Caracas, 2014

**ISBN:**

**Depósito Legal:**

Diseño y Montaje: **Antonio Machado-Allison**

Versión Digital

**Academia Nacional de la Ingeniería y el  
Hábitat**

**Propuestas sobre el desarrollo energético de  
Venezuela**

1. Introducción.	
<i>Gonzalo Morales</i> .....	291
2. Rol de la Energía en el Desarrollo Nacional.	
<i>Arnoldo J. Gabaldón</i> .....	299
3. El Escenario Mundial.	
3.1 Recursos Mundiales.	
<i>José I. Moreno León</i> .....	310
3.2 Venezuela en el Contexto Mundial Energético Futuro.	
<i>Nelson Hernández y Juan L. Martínez</i> .....	317
3.3 Inversiones en C y T en energías.	
<i>José Manuel Martínez</i> .....	327
4. Nuestra Riqueza Energética.....	339
4.1 Energía Fósil.	
<i>Consejo Editorial y Nelson Hernández</i> .....	339
4.2 Energía Hidroeléctrica.	
<i>Jesús A. Gómez M. y José M. Pérez G.</i> .....	354
4.3 Energías Alternas en el Futuro.	
<i>Gonzalo J. Morales</i> .....	375
5. Demanda Nacional de Energía.....	395
5.1 Sector Transporte.	
<i>César Quintini</i> .....	395
5.2 Sector Industrial.	
<i>Alfredo Vilorio</i> .....	401
5.3 Sector Urbano.	
<i>Jesús A. Gómez</i> .....	410
6. Oferta Nacional de Energía. ....	416
6.1 Evolución de la Industria Petrolera Venezolana.	
<i>Fernando Sánchez</i> .....	416
6.2 La Industria Eléctrica Venezolana, Historia y Legislación.	
<i>José Manuel Aller C.</i> .....	427

7.	Oportunidades de Exportación.....	451
	7.1 Oportunidades en La Faja del Orinoco. <i>Diego González.....</i>	451
	7.2 Oportunidades en Materia de Gas Natural. <i>Diego González.....</i>	455
	7.3 Oportunidades de Exportación de Derivados del Petróleo y del Gas Natural.....	465
	7.3.1 Oportunidades de Exportación de Produc- tos de Refinación de Petróleo. <i>Elizabeth Cruz.....</i>	466
	7.3.2 Oportunidades para la Industria Petro- química Venezolana. <i>Eduardo Praselj.....</i>	469
	7.3.3 Oportunidades de Exportación de la Industria Química. <i>Alfredo Viloría y Gustavo Carrero.....</i>	477
8.	Recuperación de la Seguridad y la Confiabilidad Operacional de las Refinerías de Venezuela. <i>Juan L. Martínez y Francisco J. Larrañaga.....</i>	482
9.	Desarrollo Energético y Riesgos Ambientales. <i>Anibal Alarcón.....</i>	495
10.	Normativa Legal Necesaria.....	519
	10.1 Aspectos Institucionales y Normativos. <i>Diego González.....</i>	519
	10.2 Leyes del Servicio Eléctrico (1999 y 2010). <i>Víctor Poleo Uzcátegui.....</i>	540
11.	Política para el Desarrollo Energético.....	553
	11.1 Política Energética Integral. <i>César Quintini.....</i>	553
	11.2 Política Petrolera. <i>Rubén Caro y Carlos Raúl Canard.....</i>	563
12.	Conclusiones y Recomendaciones. <i>Consejo Editorial integrado por Eduardo Buroz, Gonzalo Morales, César Quintini y Manuel Torres Parra.....</i>	573

***Academia Nacional de la  
Ingeniería y el Hábitat***

**Propuestas Sobre el Desarrollo  
Energético de Venezuela**

***Gonzalo Morales***  
***Arnoldo José Gabaldón***  
***José Ignacio Moreno León***  
***Nelson Hernández***  
***Juan L. Martínez***  
***José Manuel Martínez***  
***Jesús Augusto Gómez M.***  
***José Miguel Pérez G.***  
***César Quintini***  
***Alfredo Viloría***  
***Fernando Sánchez***  
***José Manuel Aller C.***  
***Diego González***  
***Elizabeth Cruz***  
***Eduardo Praselj***  
***Gustavo Carrero***  
***Juan Luis Martínez***  
***Francisco Javier Larrañaga***  
***Aníbal Alarcón***  
***Víctor Poleo Uzcátegui***  
***Rubén Caro***  
***Carlos Raúl Canard***  
***Eduardo Buroz***  
***Manuel Torres Parra***

## **1. INTRODUCCIÓN**

*Ing. Gonzalo J. Morales*

### **Energía en el futuro**

La energía es vida, es símbolo de actividad, es trabajo. La energía lo es todo en la naturaleza: mueve al hombre y a los demás seres vivos, los mantiene activos durante toda su vida. La energía está en todas partes: las páginas del libro se nutren de la energía cerebral, las leyes que componen la legislación salen de computadoras y máquinas que requieren energía.

Por tal motivo estamos obligados a conocer, profundamente, su esencia, sus transformaciones y lo que pueda afectarla. En el caso de Venezuela esto es más imperativo, ya que un alto porcentaje de la vida venezolana se mueve a través de la producción de energía. Por eso debemos estudiarla, analizarla, comprenderla, y hacernos partícipe de todas sus manifestaciones.

Vivimos e intercambiamos en un mundo bajo transformación constante, ningún país escapa a sus efectos, los cuales se pueden apreciar en todos los campos, en cada uno de sus sectores: no solo es el campo económico, son también el social, el político, el educativo.

Venezuela está muy inmersa en ese cambio, y está inmensamente afectada, ya que gravitamos en el campo occidental, que es el más influyente. Es de esperar que el futuro nos obligue a cambiar más aún, lo cual ocurrirá en el campo económico y, por supuesto en el de nuestras exportaciones. Entre éstas, la energía.

El crecimiento demográfico venezolano, con expectativa de alcanzar más de cuarenta millones de habitantes

para el año 2040 (quizás sea antes de esa fecha) hace más imperativo el tratar de avistar el futuro, dilucidar de cuales rubros dependeremos los venezolanos para sobrevivir y si los bienes que explotamos actualmente serán los mismos para ese entonces, o tendremos que depender de otros más noveles.

Para poder hacerle frente a todos sus compromisos financieros y mantener su crecimiento, Venezuela requiere aumentar su PIB para superar ampliamente los 315.000 millones de dólares que ha estado generando anualmente, de los cuales un alto porcentaje lo proporciona el ingreso de divisas por la producción y venta de hidrocarburos.

Es imprescindible diseñar una política de creación de empleos, que exige un incremento cada año, que depende del PIB y éste, de los ingresos de divisas.

Lo cual induce que además de lograr mayores ingresos en divisas por las actividades petroleras, debemos invertir en el crecimiento diversificado de otras actividades económicas: minería, agricultura y manufactura para disminuir nuestras importaciones y generar también divisas.

A diario pueden encontrarse en las múltiples publicaciones mundiales la angustia y avidez que todos los países muestran por disponer de fuentes confiables de energía para garantizar sus requerimientos diarios. Ejemplos notables los ofrecen los Estados Unidos de América y China. Es común encontrar en las publicaciones la expresión “crisis energética”, o sea el temor de que los recursos conocidos se agoten y surja una gran crisis por falta o escasez de combustibles.

El consumo mundial energético aumenta sin cesar, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones como por el crecimiento de la población global, que se estima superará los 9.000 millones para el año 2050. Las importantes reservas internacionales de combustibles fósiles permiten visualizar que este recurso se utilizará durante muchos años en el futuro previsible.

No obstante, se ha generado un límite que impone la protección y cuidado del ambiente ante la amenaza del calentamiento global, relacionado con las fuentes de energía actualmente utilizadas, causadas por las emanaciones producidas por algunas de las energías tradicionales; por tal motivo se buscan afanosamente las alternas. Se ofrecerá un análisis de los factores relevantes relacionados con el consumo de energía y se analizarán los eventos que condujeron al nuevo paradigma energía-ambiente, conjuntamente con las acciones que se toman en la actualidad para reducir la emisión de partículas, así también de CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub>.

Ya hemos visto que en los Estados Unidos, reiteradamente, su Presidente convoca a sus científicos para que proporcionen soluciones convenientes a su país para independizarse de las importaciones de energía. Parte de este esfuerzo ha resultado en proyectar su conversión en potencia petrolera para el año 2017 y en primera potencia mundial petrolera para el 2020; el programa de explotación de lutitas lo ha reforzado. Brasil, que fue importador notable del petróleo que requería, hasta el año 2000, está en vías de transformarse en productor importante. Ecuador y Colombia se están convirtiendo en productores destacados.

Para el consumo mundial del año 2011, el petróleo y el gas natural aportaron un 56%, el carbón 27%, la nuclear 5%, la hidroeléctrica 6% y las otras renovables el 7%.

La prognosis le asigna un peso importante futuro a los renovables, en aumento, sobre todo a la energía solar y a la eólica. No está determinado todavía el aporte que el hidrógeno podrá tener, sobre todo en los vehículos, pero las pruebas efectuadas hasta el momento son muy poco concluyentes.

Los países mayores invierten considerables recursos para investigar otras fuentes de energía, en especial las alternas, siendo algunas de éstas opciones muy valederas una vez se haya demostrado que pueden competir en

precio y efectividad. Por lógica, cada barril equivalente producido así por esas regiones constituye una competencia desfavorable para Venezuela. Es decir, tendríamos más dificultad para obtener las divisas que necesitamos.

De las informaciones puede observarse que todos los países necesitan y buscan crecimiento, con el implícito concepto de maximizar y obtener internamente el desarrollo y control de sus propios recursos energéticos, cualesquiera sean estos, lo cual ha dado origen a la explotación de otras formas de energía, entre las cuales a las tradicionales, las no-renovables se agregan las de los renovables.

Para este momento, con la tecnología nuclear probada en las grandes centrales quedan algunas interrogantes hasta alcanzar una operación segura, por lo cual es necesario esperar hasta obtener una confirmación. Los accidentes ocurridos en las centrales nucleares de Chernobil y Fukushima lanzan nubes espesas de incertidumbre sobre el futuro de la energía nuclear, ya se ha visto que tanto Alemania como Japón la están disminuyendo, quedando Francia como único país que mantiene un crecimiento notable. En Brasil, México y Argentina la producción por energía nuclear se ha mantenido estable y solo provee un porcentaje pequeño del consumo. Chile indica que lo está estudiando. En cuanto a la bioenergía, hasta ahora recibe un crecimiento muy bajo, pero se espera que también aumente.

La energía hidroeléctrica tiene una utilización importante en Venezuela, pero habría que desarrollarla en otras ubicaciones que exhiban características favorables, tales como el Aro, ocupando Guayana sitio preferencial y las montañas andinas uno alterno.

Durante largo tiempo en el futuro continuarán ocupando un espacio irremplazable las plantas termoeléctricas, las cuales, con mayores capacidades, deberán compartir esa misión fundamental de proveer energía junto con las hidroeléctricas: su incremento será indispensable.

Venezuela es un país bendito por la providencia, al ser altas y variadas sus fuentes de energía, lo cual le permite satisfacer sus necesidades y exportar excedentes para así poder disponer de divisas. Esa base le permitió en el siglo XX crear un valioso estamento industrial, y financiar la construcción de vías de comunicación, escuelas y hospitales, tan necesarias para cumplir necesidades primarias de la población.

Desde la primera década del siglo XX Venezuela comenzó a explotar sus fuentes productoras de petróleo, llegando éstas a alcanzar valores notables para mediados de siglo, bajo la tutela internacional. Posteriormente, se constituyó la empresa venezolana propiamente dicha, cuyo crecimiento adquirió importancia mundial.

Sin embargo, en los últimos años su fuente más fundamental, la generación y venta de hidrocarburos, de acuerdo a publicaciones tanto nacionales como internacionales, ha estado sufriendo disminuciones indeseables, lo cual crea un panorama de desasosiego a la comunidad nacional.

Se hace imprescindible analizar el funcionamiento de Petróleos de Venezuela para identificar sus bondades y sus deficiencias, que permitan rectificar, mejorar y optimizarla, tanto en lo referente a personal como a instalaciones, operaciones y equipamiento. No sólo sería de orgullo para los venezolanos, sino imprescindible, comprobar que su empresa bandera recuperase un elevado status internacional. Esto se hace más agudo en las expectativas que han creado los posibles resultados de los contratos de operación suscritos con varios países extranjeros, los cuales se espera sean beneficiosos para los venezolanos.

También, hay un significativo asunto pendiente, relacionado con el precio de venta de los hidrocarburos y sus productos, de los cuales algunos se venden en Venezuela a precios locales muy bajos y en algunos casos irrisorios, como se muestra al comparar el precio de venta del litro de gasolina, con el de una taza de café.

Este desajuste debe ser corregido para todos los combustibles y demás productos petroleros.

Otros desajustes encontrados en la empresa petrolera, en particular, serán considerados en el texto de las Academias, analizados y dados a conocer junto con nuestra opinión objetiva e imparcial, pero ajustada al deseo de tener nuestra principal corporación operando con criterios permanentes económicos correctos.

La explotación de materias primas y su transformación en productos mercadeables es una operación larga, compleja, riesgosa y costosa, que involucra esfuerzos físicos, intelectuales y, financieros de muchos venezolanos, conectados a un trabajo gerencial multidisciplinario que los dirija por el sendero correcto para buscar el buen éxito en esos sacrificios.

En este texto se realizará un análisis sobre la influencia de las formas del transporte en la demanda de productos petroleros, así también sus emanaciones, considerando particularmente la que ejercen los vehículos automotores; estos, al ser movidos por motores de combustión interna, son grandes consumidores, ineficientes, de productos petroleros.

La búsqueda de energías limpias se hace perentoria, entre éstas la del carbón, que por su abundancia, tiene relieve particular, igualmente se demanda mayor limpieza de los productos petroleros, es decir, disminuir su nocividad. Este tema, indudablemente, requiere también de novedosas legislaciones que regulen su utilización. Hay tecnologías bajo experimentación que denotan esperanza en este sector.

El substancial crecimiento esperado y necesario en la industria petrolera venezolana no ha ocurrido y la producción se ha mantenido casi inalterada durante los últimos diez años. Esa situación de no crecimiento ha perturbado no solo el ingreso de divisas sino, más grave aún, el futuro de tan vital sector de la economía. Relacionado con lo anterior está el consumo interno de los pro-

ductos petroleros para satisfacer el mercado nacional. Esto conlleva a negociar un crecimiento en la producción, con el subsiguiente e imprescindible aumento en el número de pozos explorados, perforados y su entrada en producción.

En el sur venezolano, Guayana, se impone un más riguroso y controlado cuidado de las reservas forestales, madre de las aguas que no solo proveen de caudal al Orinoco y otros ríos, sino que son fuente alimentadora de las represas, tales como Guri, al igual que la desconsiderada, así como también descuidada, contaminación mercurial de todas esas fuentes fluviales.

Venezuela dispone de un complejo hidroeléctrico de muy alto nivel dentro del conjunto mundial, tanto activo como potencial, el cual debe regirse por un criterio gerencial acorde a su status, que sirva de ejemplo, en lo relativo a su mantenimiento y operación, para el manejo de las futuras represas, sean estas para la generación eléctrica o para irrigación. Es conveniente intensificar la conclusión de las represas cuya construcción está detenida.

Se considera indispensable e imperativo abordar el tema del mantenimiento en general, tanto en los diversos componentes de las instalaciones petroleras, tales como las refinerías, así también en las plantas termoeléctricas, factor altamente vinculado a la seguridad energética. Ya hemos experimentado gravemente esa incertidumbre en las plantas hidroeléctricas, y en una refinería, con graves perjuicios para la comunidad venezolana.

Se considera también de urgencia estudiar y analizar el espectro energético nacional en su integridad, en cada uno de sus componentes, para así elaborar un plan total, integral, que utilice para el consumo nacional, en sus áreas específicas, cada una de las fuentes de energía allí existentes, con la mayor eficiencia y esencial beneficio para el país.

Estamos incluyendo en este trabajo un resumen de los principales hitos ocurridos en el desarrollo de la electrificación en todo el país, con personal venezolano, en breve

tiempo, el cual abarcó todo el territorio nacional, generó varias empresas de producción y distribución eléctrica y es un ejemplo palpable de que cuando hay voluntad se pueden alcanzar resultados exitosos.

Se hace imperativo que la comunidad nacional tenga un cuadro claro, confiable, actualizado y completo de la situación real del sector energético y lo que puede esperarse para el futuro, tanto en lo relacionado con lo nacional como en lo internacional. La planificación a largo plazo, la generación de políticas al respecto y las estrategias consiguientes demandan que esa información sea exacta, confiable y esté disponible para todos.

Debemos visualizar el futuro, lo que podemos esperar, lo que resultará de las investigaciones sobre el desarrollo e implantación de nuevas soluciones energéticas, las cuales desplacen al petróleo. ¿Cómo será Venezuela afectada por esos desarrollos, cuando sobrevengan? ¿En qué forma afectarán nuestro ingreso de divisas? ¿Cómo podremos adelantarnos y buscar soluciones o remedios con suficiente anticipación?

En consecuencia, se está abordando un tema de la mayor importancia, al acometer la ingente tarea de estudiar este asunto en todos sus sectores, tanto los técnicos propiamente dichos, como el económico, el histórico y el legal. La comunidad nacional lo agradecerá. Las academias nacionales, entre ellas la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat responden a ese llamado que les formula la comunidad nacional y han preparado este trabajo, que se espera pueda contribuir no solo a aclarar la situación, sino a sentar y despejar caminos para el futuro.

## **2. ROL DE LA ENERGÍA EN EL DESARROLLO NACIONAL**

*Ing. Arnoldo José Gabaldón*

La disponibilidad de servicios energéticos, constituye uno de los prerrequisitos esenciales para el desarrollo de los países. En efecto, la energía es la fuerza primaria que activa todas las actividades económicas y sociales (Shahid Alam, 2006). Si además, los países disponen de recursos naturales energéticos propios, puede anticiparse que existen condiciones favorables para alcanzar tasas de crecimiento económico deseables, siempre que además se conjuguen otros factores de carácter: institucional, social, técnicos y las políticas públicas apropiadas.

Las relaciones entre el desarrollo nacional y el uso de la energía, son múltiples y en algunos casos complejas. A continuación se pasa revista a las principales relaciones que ayudan a entender el rol de la energía en el desarrollo nacional.

1. *Cantidad de energía usada en un país en términos per capita y su nivel de desarrollo.* Con abundancia de estadísticas puede demostrarse que a mayor provisión y uso de energía, más elevado será el grado de desarrollo, expresado éste en términos de ingreso per cápita. Por ejemplo, una correlación grafica para los diferentes países, entre consumo energético e ingreso, ambos en términos per capita, configuran una relación bien definida. En otras palabras, existe una relación de causalidad entre la provisión y uso de la energía y el desarrollo.

Esa relación puede, no obstante, modificarse en situaciones excepcionales, como ha sido el caso de Venezuela.

Mientras Brasil y México aumentaron en 300% el tamaño de sus economías y el consumo energético entre 1971 y el 2000, Venezuela en igual periodo solo pudo incrementar su economía en un 165%, aunque su consumo energético continuo aumentando hasta triplicarse (UNEP-Grid Arendal, 2013).

Por otra parte, la relación anteriormente expuesta, también puede modificarse en la medida que se alcanzan en los países niveles más elevados de progreso humano (Toman y Jemelkova, 2002). En estos resultados juega un papel determinante el nivel de industrialización asociado a la fase de desarrollo: en general, a mayor dimensión del sector industrial, mayor consumo energético per capita.

2. *Consumo energético y la generación de empleo.* Se ha demostrado que los incrementos en el consumo de energía en los países van generalmente acompañados de un aumento en la creación de empleos, aspecto crucial para un desarrollo con equidad. Por eso suele dársele tanta prioridad en los países en vías de desarrollo, a la expansión de los servicios de electricidad, tanto en el medio urbano como el rural, ya que se ha constatado que estos inciden tangiblemente a corto y mediano plazo, en aumentar la oferta de empleo.

3. *Uso de la energía en un país y su Producto Interno Bruto (PIB).* ¿Cuántas unidades de energía se requieren para generar un dólar de PIB? Dicha relación expresa lo que se ha denominado la intensidad energética de la economía. Dado que históricamente se ha visto que la eficiencia energética tiende a aumentar, debido principalmente al mejoramiento de las tecnologías productivas utilizadas, ocurre que la cantidad de energía empleada por una economía para producir la misma cantidad de riqueza disminuye con el tiempo. Tal situación pudo constatarse en algunos países, a raíz de la crisis petrolera de los años setenta del siglo pasado, cuando a pesar de la reducción en el consumo de energéticos que generó la elevación brusca de sus precios, pudieron mantener su

producción de bienes y servicios y aun continuar aumentándola.

Por otra parte, esa reducción de la intensidad energética o incremento de su eficiencia en tal sentido, tiene repercusiones importantes desde la perspectiva ambiental al verse disminuidas las emisiones a la atmósfera por cada unidad del producto generado. En el aumento de la eficiencia energética están puestas una buena parte de las esperanzas de reducir la contribución de los países al fenómeno de cambio climático.

La situación en Venezuela desde la perspectiva de la intensidad energética es contraria a lo que indican históricamente los países más exitosos, donde dicho índice tiende a disminuir con el tiempo; esto es, las economías se hacen más eficientes energéticamente. Para 1980 de acuerdo a estadísticas suministradas por el Ing. Nelson Hernández, el consumo en BTU por año para producir un dólar de PIB fue de 16.229,43. En el año 2010 dicho índice fue de 18.892,0.

4. *Consumo energético y el crecimiento económico.* Hay una tendencia casi intuitiva a pensar que aumentando la producción o el consumo de energía en un país, debe expandirse el crecimiento económico y esto no es necesariamente así, ya que depende de que se den también otras condiciones adicionales. Por ejemplo, puede darse el caso de un aumento en la capacidad de generación de energía, sin que la demanda se incremente y por ende no aumente la tasa de crecimiento de la producción de bienes y servicios la cual va asociada al mayor consumo. Esto puede ocurrir porque las políticas económicas no sean convenientes o porque las tecnologías empleadas no son las más apropiadas, o porque ocurra derroche de energía o los impactos ambientales generados tengan una incidencia negativa en la economía, aunque éstos generalmente no son evaluados en las cuentas nacionales.

5. *Disponibilidad y calidad de los servicios energéticos y el desarrollo humano de la población.* Desde la pers-

pectiva social esta es una relación muy importante. Los servicios de energía son clave para mejorar el confort humano en los hogares y en los sitios de trabajo; tienen incidencia directa en las condiciones de salud entre otras razones por permitir la refrigeración de los alimentos y contribuir a eliminar la contaminación intra-hogareña por sustitución de la leña como combustible para cocinar; el uso de tecnologías médicas avanzadas; el suministro de agua cuando esta no es asequible por gravedad; la iluminación requerida para poder estudiar y educarse mejor cuando la luz del día oscurece y para transportarse y comunicarse, entre otros muchas ventajas. Si se grafica, por ejemplo, la relación entre el índice de desarrollo humano (IDH) de las Naciones Unidas, para cada país y el consumo energético de la población, en términos per cápita, se observa una correlación bien definida.

6. *Consumo energético y la sustentabilidad ambiental del desarrollo.* Dada la matriz de energía existente en el mundo y en particular en Venezuela, en la cual el consumo de combustibles de origen fósil es prevalente, el sistema de suministro energético desempeña un papel importante en la calidad ambiental atmosférica, especialmente en los medios urbanos. La producción de energía y su uso por los vehículos de transporte constituyen una fuente de contaminación atmosférica que incide negativamente sobre la sustentabilidad del desarrollo.

Ahora bien, el acumulado de las emisiones atmosféricas liberadas por la producción y uso de energía de origen fósil, contribuyen al proceso de cambio climático, que constituye la causa individual más importante de deterioro ecológico planetario. De allí el poderoso eslabón existente entre consumo energético y la sustentabilidad ambiental del desarrollo. El reconocimiento de esta relación es en la actualidad un factor estimulante de múltiples políticas públicas que tendrán incidencia en el cambio de los patrones energéticos prevalecientes.

Enunciadas las diversas relaciones entre energía y desarrollo nacional, se pasa revista a lo que podría deno-

minarse a grandes rasgos el itinerario energético de Venezuela, en su marcha hacia el progreso económico y social.

A principios del siglo pasado, cuando Venezuela era todavía un país muy pobre y atrasado, el ciudadano promedio utilizaba diariamente no más de unos 30 a 100 kWh de energía. Esto puede aseverarse a pesar de la carencia de estadísticas.

Debido a que la energía, como se ha dicho, mueve la generación de riqueza, el bajo consumo energético citado era emblemático de una fase de nuestro desarrollo caracterizado por una muy baja producción económica, una escasa productividad humana y niveles de calidad de vida que dejaban mucho que desear. La mayoría de la población era muy pobre.

La historia ha mostrado también que el uso de la energía por una sociedad va estrechamente unido al progreso técnico (Kummel, 2001). Por eso se puede decir, sin temor a equivocación, que el país era para esa época una nación muy atrasada y con mínimo progreso técnico.

La matriz energética era más o menos así. Además de la propia energía humana y obviamente de la animal para transportarse, mover cargas y realizar faenas agrícolas, se quemaba leña proveniente de la tala de los bosques, para encender los fogones hogareños. Venezuela era un país casi desindustrializado, que dependía de un agro muy rudimentario y de talleres artesanales para producir los bienes de primera necesidad requeridos por un pueblo mayoritariamente hambreado y enfermo, y para exportar los principales rubros: café y cacao y otros pocos productos agrícolas. En este medio se utilizaba además, desde el periodo colonial, la energía hidráulica en los trapiches papeleros. Para la navegación se dependía mayormente de la energía eólica, aunque ya desde mediados del siglo XIX se había introducido en algunas rutas de cabotaje e internacionales, la navegación a vapor y se habían construido los primeros ferrocarriles alimentados por leña. En 1888 se estableció la

primera planta de generación de electricidad en Maracaibo para el alumbrado público y después para el servicio doméstico. Para servir a Caracas se inauguró la planta hidroeléctrica de El Encantado, proyectada y construida por el Ingeniero Ricardo Zuloaga, en 1897.

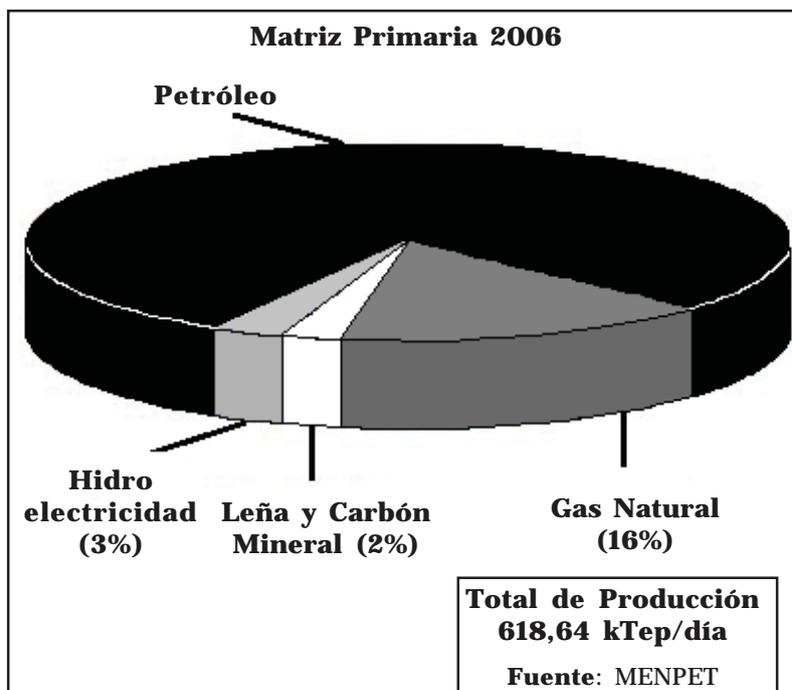
Pero solo es a partir de los años 20 del siglo pasado, conjuntamente con el inicio en gran escala de la producción petrolera, que Venezuela empieza a desarrollar un poderoso sector energético, tanto para atender las necesidades nacionales, como para abastecer los mercados internacionales demandantes de hidrocarburos.

En 1.947 se estimó la capacidad de generación eléctrica instalada en 174.000 KW, de los cuales 95.310 correspondían a las empresas petroleras, unos 40.000 a la zona metropolitana de Caracas y los 36.740 KW restantes para el resto del país, quien contaba para ese entonces con una población de 4.700.000 Habitantes. En ese mismo año se fundó la Corporación Venezolana de Fomento (CVF) (Aller, 2013) organismo que desde su creación le asignó alta prioridad a la electrificación nacional.

En 1958 el Gobierno Nacional creó la empresa: “Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico” (CADAFE), encargada de generar y distribuir electricidad en la mayoría de las ciudades venezolanas y en las zonas rurales. Para este año la capacidad instalada en Venezuela era de 580 MW y sólo treinta (30) años más tarde (1.988) se aumentó esta cifra a 17.828 MW. En ese proceso acelerado de expansión de la industria eléctrica, el proyecto hidroeléctrico más importante acometido por la empresa pública EDELCA, fue la presa y central hidroeléctrica Raúl Leoni, construida en el lugar denominado “Guri”, en la cuenca del río Caroní con capacidad de 10.000.000 KW. Posteriormente se han construido otros desarrollos hidroeléctricos aguas abajo en el mismo río: Macagua II y III, Caruachi y está en ejecución la presa y central de Tocoma.

Abordar el tema del rol de la energía en el desarrollo nacional, requiere considerar las condiciones presentes, pero sobretodo los escenarios futuros en los cuales los factores tecnológicos y ambientales tendrán una gran incidencia.

Según se aprecia en la Figura 1, para el año 2006, en la matriz primaria de energía nacional, prevalecía el petróleo con un 78%, siguiéndolo en orden decreciente el gas natural (16%) y la hidroelectricidad (3,0%).

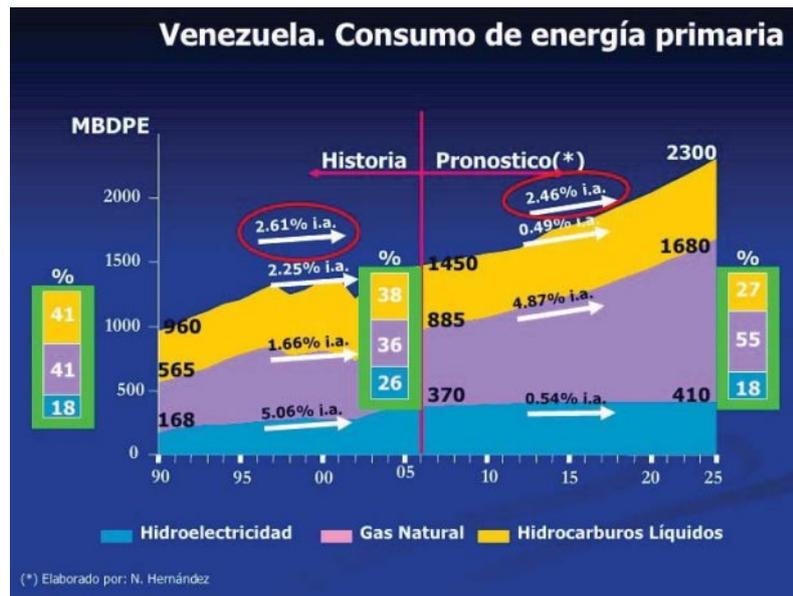


**Figura 1.** Recursos energéticos (%) utilizados en Venezuela.

**Venezuela, el principal consumidor de energía en términos per cápita de la América Latina.**

Una prospección del consumo interno de energía primaria de Venezuela para el año 2025 (Hernández, 2008)

en términos totales y por habitante se muestra en la Figura 2.



**Figura 2.** Consumo de energía primaria en Venezuela.

De dicha figura pueden extraerse algunas consideraciones relevantes.

1. En los próximos 20 años, de acuerdo al estudio prospectivo considerado (Hernández, 2008), se producirá un cambio muy importante en la matriz de consumo de energía primaria en Venezuela. El consumo futuro dependerá mucho más del gas, que de hidrocarburos líquidos o de la hidroelectricidad. Mientras se estima que el consumo de gas se incrementará a una tasa del 4,87% anual, la de hidrocarburos líquidos lo hará a una tasa del 0,49% y la hidroelectricidad a una tasa del 0,54% anual.

2. Para que tal escenario prospectivo pueda concretarse, el país deberá efectuar fuertes inversiones en proyectos de gas y aprovechar mejor las importantes reservas que tiene de este recurso. De no ser esto posible, la pro-

ducción de electricidad continuará dependiendo cada vez más de la quema de hidrocarburos líquidos en desmedro del ingreso en divisas extranjeras.

3. El escenario en consideración parte de la premisa de que habrá una tasa de expansión de la generación hidroeléctrica considerablemente más baja (0,54%) que la que ocurrió en los 15 años pasados, que fue de (5,06%). Desde la perspectiva ambiental este es un aspecto negativo, ya que se trata de una fuente de energía renovable de la cual el país dispone todavía de un considerable potencial no aprovechado.

Un estudio prospectivo reciente (McKinsey Global Institute, 2013), propone lo que denomina tecnologías, que por su poderoso efecto propio y desencadenante, trastocaran probablemente los escenarios socioeconómico globales futuros, en las próximas dos décadas. De las doce áreas identificadas, tres están relacionadas con la energía. Estas son:

- o Equipos o sistemas que permiten el almacenaje de energía para uso posterior, incluyendo las baterías.
- o Tecnologías que hacen económica la exploración y recuperación de yacimientos de petróleo y gas, no convencionales
- o Generación de electricidad a partir de fuentes renovables, que disminuyen los impactos climáticos negativos.

Para un país como Venezuela, cuyo desarrollo futuro continuará estando estrechamente asociado al campo energético, las áreas de innovación tecnológica expuestas, deberían constituir la columna vertebral de su programa de desarrollo de ciencia y tecnología.

## **CONCLUSIONES**

El incremento de consumo energético en Venezuela, no ha estado acompañado de un incremento económico

semejante. La tasa de crecimiento energético supera en proporción de 3:1 a la tasa de crecimiento económico.

La intensidad energética de Venezuela, es decir el consumo de energía por unidad monetaria producida no muestra una tendencia clara a su disminución, lo que se traduce en ineficiencia energética y abre un amplio margen a la investigación a la vez que a la implantación de políticas públicas que procuren el incremento de producción monetaria con consumo de energía estable o disminuyendo.

La seguridad energética entendida como la capacidad de satisfacer la demanda de energía en cantidad, calidad y oportunidad parece estar afectada por un conjunto de razones que se explican en otras secciones del documento, pero que en cualquier caso demandan atención técnica, gerencial e institucional.

La política pública de desaceleración del desarrollo hidroeléctrico y la baja eficiencia energética pueden comprometer los compromisos de Venezuela con el desarrollo sustentable.

Venezuela debería adoptar estrategias de gestión energética que aceleraran el desarrollo de las fuentes gasíferas y revisar la estrategia de inversión en hidroelectricidad como política interna de adecuación a las exigencias del desarrollo sostenible.

Además de las investigaciones, estrategias y actuaciones mencionadas, es necesario atender indagaciones en técnicas de explotación de yacimientos petroleros de crudos extra-pesados y métodos de mejoramiento, en técnicas de almacenamiento de energía, para reducir las ineficiencias de generación, resultado de las condiciones aleatorias de producción de algunas energías renovables y consecuentemente de la posibilidad de generación en momentos de bajo consumo, así como incrementar el conocimiento de los recursos y reservas de energías renovables y fósiles no convencionales.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Aller, J. M. (2013). *Un Vistazo a la Historia del Sistema Eléctrico Venezolano*. [Documento en línea] Disponible en [http://jaimevp.tripod.com/Elect\\_Vzla/Cadafe/historia01.htm](http://jaimevp.tripod.com/Elect_Vzla/Cadafe/historia01.htm) [Consulta julio 2013].

Hernández, N. (2008) *Una aproximación futuroológica a la energía en Venezuela*. Charla en Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Caracas [Documento en línea] Disponible en: <http://www.slideshare.net/energia/una-aproximacion-futuroologica-a-la-energia-en-venezuela-356130> [Consulta julio 2013].

Kummel, R. (2001). *Energy, Creativity and Sustainable Growth*. En: Tolba, M.K. (Editor) *Our Fragile World*. Oxford: EOLSS.

McKinsey Global Institute. (2013). *Disruptive Technologies advances that will transform life, business and the global economy*. McKinsey & Company.

Shahid Alam, M. (2006). *Economic Growth with Energy*. MPRA Paper. Northeastern University, Boston.

Toman, M., y B. Jemelkova. (2002). *Energy and Economic Development: an Assessment of the State of Knowledge*. Working Paper N° 9. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University. Palo Alto.

UNEP. Grid Arendal. (2013). *Consumo de energía, desarrollo económico y emisiones de CO<sub>2</sub> en algunos países de América Latina*. [Información en línea] Disponible en: <http://www.grida.no/publications/vg/lacsp/page/2784.aspx>.

### **3. EL ESCENARIO MUNDIAL**

#### **3.1 Recursos Mundiales**

*Ing. José Ignacio Moreno León*

Las nuevas realidades globales y la revolución tecnológica que caracteriza el Siglo XXI están presionando, en forma creciente y continua, por una demanda de fuentes de energía que seguramente va a generar cambios importantes en los esquemas de suministros, como consecuencia del agotamiento de algunas de las fuentes energéticas actuales, del surgimiento de nuevas fuentes producto de los avances tecnológicos y de políticas que progresivamente se están implantando, en atención a problemas ambientales que se han venido acentuando en los últimos tiempos, especialmente el relativo al preocupante cambio climático.

En todo caso, en la actualidad los recursos energéticos mundiales están integrados por dos grandes grupos de fuentes de energía: las no renovables que incluyen los combustibles fósiles (el petróleo, el gas natural y el carbón) y la energía nuclear, todos los cuales son recursos energéticos limitados y su aplicación genera efectos nocivos al ambiente; y las renovables, cuya oferta es ilimitada y su empleo no tiene consecuencias para el medio ambiente, entre las cuales se cuentan la energía hidráulica, la solar, la geotérmica, la eólica, la biomasa y la generada por el movimiento marino.

Según las estadísticas más recientes (BP, 2013) los combustibles fósiles satisfacen actualmente cerca del 87 por ciento de la demanda energética global, estimada en 12.476,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo,

con el petróleo supliendo alrededor del 33,1% de esos requerimientos, cifra que revela la tendencia hacia la reducción de la participación porcentual del petróleo en el suministro de la demanda energética en los últimos 13 años. Por otra parte, el carbón, que se mantiene como el combustible fósil de más rápido crecimiento en la demanda representa el 30% con el más alto porcentaje del consumo de energía primaria desde 1970, y el gas natural, que también tiene un rápido crecimiento, aporta alrededor del 23,9% del consumo y se visualiza como una alternativa de futuro por ser menos contaminante que el petróleo.

Entre las fuentes energéticas renovables la biomasa, como biocombustible sólido, biocarburantes o biocombustible gaseoso, cubre algo más del 1,9% de la demanda energética; la energía hidráulica alrededor del 6,6% y cerca de la cuarta parte de la producción total de energía eléctrica, con tendencia a incrementarse, siendo la fuente de electricidad más importante en Noruega (99%), Zaire (97%) y Brasil (96%). En cuanto a la energía nuclear y, a pesar del grave accidente ocurrido en Japón (Fukushima, marzo 2011), y los anteriores de Chernobil (Ucrania, abril 1986) y Three Mile Island (USA, marzo 1979), sigue siendo una fuente importante de energía, ya que representa en la actualidad el 4,5% del consumo mundial de energía, el más bajo porcentaje desde 1984 (BP, 2013).

Los desarrollos científicos y tecnológicos están permitiendo, en adición a las fuentes tradicionales de energía, la generación de nuevas fuentes energéticas renovables que incluyen fuentes bioenergéticas, solares, geotérmicas, mini y micro-hidráulica, eólica, oceánica e hidrógeno. Todas estas fuentes de energía seguramente se irán incrementando, como producto de la revolución tecnológica y de las presiones que tienden a acentuarse, en la búsqueda de fuentes no contaminantes del entorno ambiental. En el informe de Deloitte, 2012, se señala la importancia que ya empieza a tener la nanotecnología

en la generación y uso más eficiente de la energía para la iluminación, transporte, generación de energías renovables y almacenamiento de energía.

En relación a las disponibilidades de recursos energéticos mundiales, los combustibles fósiles, según diferentes fuentes especializadas, existen en abundancia en varias regiones del planeta, pero a los efectos de su cuantificación es preciso distinguir entre **recursos**, que son las cantidades conocidas de una fuente energética o supuestas con elevado nivel de certidumbre, y **reservas**, que son los recursos que pueden efectivamente transformarse en fuentes disponibles, en términos económicos y mediante las tecnologías existentes por lo que también se les conocen como reservas de hidrocarburos convencionales. Los hidrocarburos como el petróleo y el gas, que requieren para su disponibilidad de la aplicación de tecnologías sofisticadas y diferentes de las usadas para la obtención de reservas convencionales, son conocidos como reservas no convencionales.

### **Petróleo**

En atención a las precisiones anteriores se estima que las reservas mundiales probadas de petróleo convencional están en el orden de alrededor de 1.668,9 millones de barriles (BP, 2013). La relación de reservas/producción, fundamentada en los niveles actuales de consumo, permite señalar una disponibilidad de estos hidrocarburos de 52.9 años, en el entendido de que si se logra extender la conversión de recursos en reservas, este período de disponibilidad podría ser más largo. Por otra parte las reservas de petróleo no convencional se consideran en cerca de 400 millones de barriles, con posibilidades de recursos adicionales recuperables de 3,2 millones de barriles. A nivel mundial, las mayores reservas de petróleo convencional se encuentran en Venezuela (17,8%), Arabia Saudita (15,9%), Canadá (10,4%), Irán (9,4%), Irak (9,0%), Kuwait (6,1%), Emiratos Árabes Unidos (5,9%), Rusia (5,2%), Libia (2,9%), Nigeria (2,2%) y Kazakstán (1,8%) (BP, 2013).

## **Gas**

En cuanto al gas natural, las reservas probadas, según se estiman en cerca de 187,3 trillones ( $10^{12}$ ) de metros cúbicos (Tcm), con recursos recuperables adicionales de 460 Tcm; y las reservas probadas de gas no convencional, cuya evaluación se dificulta por la heterogeneidad de las formaciones rocosas en donde se encuentra este hidrocarburo, se estiman en 330 tcm (BP, 2013). A los niveles del consumo actual, se ha determinado que las reservas probadas de gas pueden satisfacer el consumo de este hidrocarburo por un período de 56,7 años; encontrándose las mayores reservas en Irán (18%), Rusia (17,6%), Qatar (13,4%), Turkmenistan (9,3%), USA (4,5%), Arabia Saudita (4,4%), Emiratos Árabes Unidos (3,3%) y Venezuela (3,0%) (BP, 2013).

### ***Shale Gas***

En el caso de los Estados Unidos conviene resaltar que este país posee cerca del 50% de las reservas mundiales del *Shale Oil/Shale Gas*, petróleo de esquistos bituminosos o lutitas, considerado como fuente no convencional de gas natural contenido en rocas profundas y extraíbles con tecnología de perforación petrolera y fractura de dichas rocas con presión hidráulica. La extracción plantea aún importantes problemas ambientales y energéticos; sin embargo, preliminarmente se estima que Estados Unidos, con la incorporación de las reservas de este hidrocarburo no convencional puede llegar a convertirse en el mayor productor mundial de petróleo hacia 2020, reduciendo progresivamente sus importaciones hasta lograr ser un exportador neto de petróleo hacia 2030. (IEA, 2012)

## **Carbón**

Las reservas probadas mundiales de carbón se calculan en 730 gigatoneladas equivalentes aproximadamente a 3.600 millardos de barriles de petróleo, con reservas probadas de carbón de lignito cercanas a 280 giga-tone-

ladas ( $10^9$ ) o 700 millardos de barriles equivalentes de petróleo, en base a lo cual, en BP estima que el carbón representa la más alta relación reservas/producción en los combustibles fósiles para satisfacer el consumo por 109 años (BP, 2012) y, mientras que Europa y Eurasia<sup>1</sup> poseen las mayores reservas regionales, América del Norte tiene la más alta relación de producción/reservas; sólo en el caso de los Estados Unidos, según esta relación, las reservas probadas de carbón podrían satisfacer el consumo por más de 250 años. A nivel de países individualmente considerados, las más altas relaciones producción/reservas las tienen la Federación Rusa (443) y Ucrania (384). Igualmente se calcula en recursos carboníferos recuperables (carbón y lignitos) un monto adicional de cerca de 18 Teratoneladas ( $10^{12}$ ) y 4 Teratoneladas respectivamente. Todo lo cual, a los niveles actuales de consumo, permite estimar una disponibilidad de este recurso durante un lapso entre 200 y 250 años, siendo los principales países que disponen del mismo los Estados Unidos (28%), Rusia (17%) y China (16%) y Europa Occidental (14%) (BP, 2012).

### **Energías Renovables**

En cuanto a las fuentes energéticas renovables, no es muy apropiado aplicar el concepto de reservas; sin embargo se estima que de estas fuentes energéticas, la energía hidráulica proporcione en la actualidad 3,4 cuatrillones ( $10^{15}$ ) de BTU; la biomasa, incluyendo sus diferentes fuentes 4,50 y otras energías renovables, incluyendo la solar, hidrógeno líquido, metanol y otros 2,84 (EIA, 2013).

Finder (2011), citando fuentes de Greenpeace, señala que el potencial de las fuentes de energías renovables, en su conjunto proporciona 3.078 veces el total de las necesidades actuales de demanda energética global, siendo la energía solar la fuente de mayor potencia (cada día llega a la Tierra una cantidad de energía 2.850 veces más del total actualmente requerido, dicho de otro modo un día

bastaría para satisfacer la demanda de 8 años). La tierra recibe de esta fuente 1.500 cuatrillones ( $10^{15}$ ) de kilovatios/hora de energía por año. A la energía solar le siguen en orden a la capacidad energética potencial para satisfacer la demanda energética actual, la eólica (200 veces), la biomasa (20 veces), la geotérmica (5 veces), las olas-mareas (2 veces), y la hidráulica (1 vez).

### **CONCLUSIONES**

1. No se vislumbra un colapso del suministro energético mundial tradicional en corto plazo.
2. Las energías renovables cuentan con suficiente potencial para suplir la demanda energética en el futuro cercano.
3. Los Estados Unidos dejarán de ser energéticamente deficitarios e incluso podrían llegar a exportar tan cerca como el año 2030.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

British Petroleum. (2013). *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf). [Consulta julio 2013].

DELOITTE. (2012). *Predicciones sobre energía y recursos, 2012*. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Uruguay/Local%20Assets/Documents/Industrias/UY\\_Predicciones-Energia\\_2012.pdf](http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Uruguay/Local%20Assets/Documents/Industrias/UY_Predicciones-Energia_2012.pdf). [Consulta julio 2013].

EIA U.S. Energy Information Administration (2013). *AEO 2013 Early Release Overview, abril/mayo 2013*. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2013).pdf) [Consulta julio 2013].

International Energy Agency. (2012). *World Energy Outlook, 2012*. [Documento en línea]. Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/English.pdf> [Consulta julio 2013].

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> *Eurasia o Euroasia es un término que define una zona geográfica que comprende Europa y Asia unidas. Puede considerarse un “supercontinente”, pues los continentes tradicionales de Europa y Asia forman en realidad una sola masa continental.* (Wikipedia, 2013)

### ***3.2 Venezuela en el contexto mundial energético futuro***

*Ing. Nelson Hernández y Ing. Juan L. Martínez*

Desde el año 2005, el G8 (Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia) se planteó un conjunto de acciones que dieran origen a un nuevo esquema energético mundial (Hirst, 2007). Dicho esquema contempla, entre otras, la seguridad energética<sup>1</sup> de sus miembros (independencia de la importaciones de hidrocarburos), la eficiencia energética (menor consumo), utilización de fósiles más limpios ambientalmente (léase gas, “eliminación” del motor a combustión interna), captura del CO<sub>2</sub> (efecto invernadero) e involucrar a otros países emergentes en la consecución de estos objetivos (China, India, México, Brasil y Sur África).

Lo que está sucediendo hoy en día en el manejo energético mundial, no es producto del azar, sino de toda una estrategia establecida hace 8 años. Es así como aparecen nuevas fuentes de energía, se exploran otras, países que se transforman en exportadores netos de energía, es decir, hay un cambio (sin retorno) en el esquema energético mundial que va a regir el mundo a partir del primer cuarto del siglo XXI, y cuyo aspecto central es la pérdida de la supremacía del petróleo, la cual será cedida al gas natural, por ser este el fósil más amigable al ambiente.

En la búsqueda de la “autosuficiencia energética”, el gran salto lo ha dado Estados Unidos al desarrollar tecnología para la explotación y desarrollo del petróleo y gas de lutitas (*shale oil* y *shale gas*) lo cual entra dentro de los hidrocarburos no convencionales, al igual que las arenas de Athabasca en Canadá y la Faja Petrolífera del

Orinoco (FPO) en Venezuela. Este salto, le permitirá a Estados Unidos (el primer gran consumidor de hidrocarburos y el segundo en energía total a nivel mundial) poseer las mayores reservas mundiales de hidrocarburos, ser exportador neto de gas en el 2020 y cubrir el 80 % de sus necesidades de petróleo en el 2025.

El Cuadro 1 presenta una comparación entre los primeros 13 países con mayores reservas de hidrocarburos para el año 2000 y el año 2011. Los países que salen de la jerarquización son 4 OPEP: Kuwait, Nigeria, Libia y Argelia. Entran en la jerarquización del 2011 China, Turkmenistán, Brasil y Argentina. La supremacía de Estados Unidos es contundente con 2306 millardos de barriles de reservas, 3,9 veces mayor a las de Rusia que ocupa el segundo lugar.

Venezuela ocupa el cuarto lugar con 331 millardos de barriles de reservas, donde el 90 % es petróleo, y de estos el 87% es petróleo no convencional de la FPO. En Latinoamérica aparecen 2 nuevos actores que son Brasil (petróleo del Pre Sal y gas de lutitas) y Argentina (gas de lutitas).

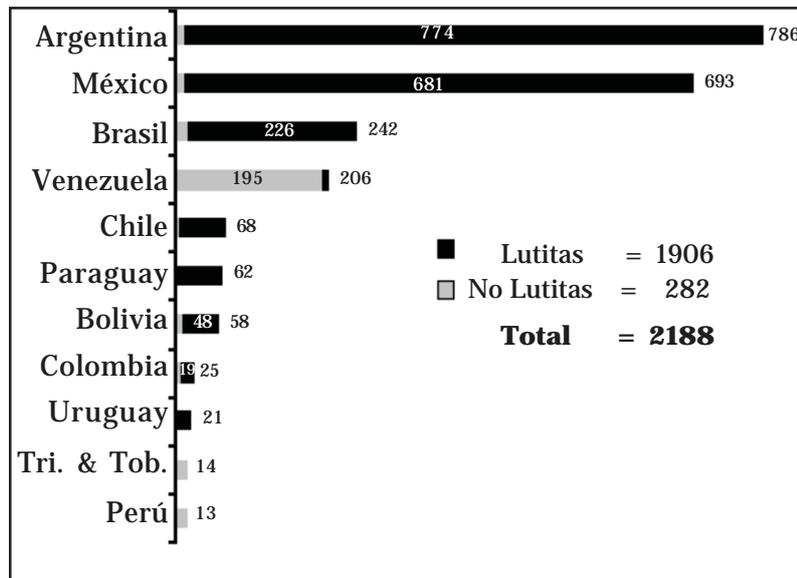
La Figura 1 muestra la pérdida de supremacía de Venezuela en lo concerniente a reservas de gas natural (convencional y no convencional) al pasar a ocupar el cuarto lugar.

Argentina lidera la región con 786 Tera<sup>2</sup> pies cúbicos de gas (TPC), de los cuales el 98 % son gas de lutitas. Le siguen México (693 TPC) y Brasil (242 TPC). Es de destacar que Argentina, México, Brasil y Chile son hoy importadores netos de gas (vía gasoductos de Bolivia y GNL de Trinidad, Perú y otros países) y que a futuro no muy lejano, además de satisfacer sus necesidades se convertirán en exportadores netos de gas. Esta situación cambia completamente el panorama actual ya que las exportaciones (Bolivia, Trinidad y Perú) de gas en la región tendrán que buscar otros mercados fuera de ésta. Esta situación también afecta los proyectos asumidos por Venezuela de exportación de gas vía GNL.

**Cuadro 1.** Los primeros 13 países en reservas de Hidrocarburos <sup>(1)</sup> (Millardos de Barriles)

	2000			2011			
	Petróleo	Gas(*)	Total	Petróleo	Gas(*)	Total	
Rusia	69	245	314	USA	2116	190	2306
Arabia Saud.	263	36	299	Rusia	336	258	594
Irán	100	151	251	Irán	151	192	343
Canadá	182	10	192	Venezuela	297	34	331
Emiratos Árab.	98	34	132	Arabia Saud.	265	47	312
Irak	113	18	131	Canadá	190	75	265
Kwait	97	9	106	China	31	227	258
Venezuela	77	24	101	Qatar	25	145	170
Qatar	17	84	101	Irak	143	21	164
USA	30	29	59	Turkmenistán	1	141	142
Nigeria	29	24	53	Brasil	97	40	137
Libia	36	8	44	Emiratos Arab.	98	35	133
Algeria	11	26	37	Argentina	3	129	132
Otros países	136	195	331	Otros países	726	757	1483
Total Mundo	1258	893	2151	Total Mundo	4479	2291	6770

**(1)** Convencionales y no convencionales (\*) TPC = 6100 pies cúbicos de gas



**Figura 1.** Reservas de Gas (TPC) en América Latina (2011). Fuente: BP 2011/WEC.

Por otro lado, la competencia del gas venezolano se ve cuesta arriba, ya que de los 195 TPC de reservas de gas convencional, el 85 % (166 TPC) está asociado a petróleo (su disposición está atada a la producción de petróleo), y de éstos, 74 TPC están asociados a crudo FPO, de difícil desarrollo. Cabe señalar, que el gas de lutitas es un gas que no contiene petróleo o contiene muy poco, el cual se considera un gas no asociado.

Por otra parte, Japón anunció en mayo de 2013 (Hernández, 2013) su decisión de explotar los yacimientos de Hidratos de Metano que están en su mar territorial. El siguiente paso de los japoneses es realizar una prueba de producción a largo plazo, que podría durar entre seis meses y un año, y luego la producción comercial completa para el 2019. La explotación de los abundantes depósitos de hidratos de metano cerca de su costa per-

mitiría a Japón poner fin a su dependencia energética del exterior, con suficiente gas recuperable para satisfacer sus demandas de energía para 100 años.

Estados Unidos ha venido realizando ajustes y cambios tecnológicos e igualmente cambios de hábitos en su población, donde destacan un aumento en la eficiencia energética y un mayor uso del vehículo eléctrico. Esto, junto al aumento de su producción interna de petróleo no convencional (*shale oil*), ha dado como resultado una disminución de 3,1 MBD<sup>3</sup> en la importación de crudos y productos, al pasar de 13,7 MBD en el año 2005 a 10,6 MBD en el año 2012. La meta de esta tendencia es de alcanzar en el 2020 una importación no más allá de 6,0 MBD y de 3,5 MBD en el 2035. La Unión Europea está siguiendo una estrategia similar a la de los Estados Unidos de América, como es la de reducir su consumo en un 20% para el año 2020.

En el último estudio sobre la oferta y demanda de energía a nivel mundial de la Agencia Internacional de Energía, se establece que la producción de petróleo pasa de 84,5 MBD en el 2011 a 96,7 MBD en el 2035 (IEA, 2012). Es decir, un crecimiento neto de 12,2 MBD, conformado por una disminución de 3,1 MBD en petróleo convencional, un aumento de 6,0 MBD en líquidos y un aumento en petróleo no convencional de 9,3 MBD. Véase Cuadro 2.

De este crecimiento la OPEP proporciona 10,7 MBD. 4,5 MBD en petróleo convencional, 4,1 en líquidos del gas natural y 2,1 MBD en petróleo no convencional.

El Cuadro 3, muestra la proyección de la producción OPEP para cada uno de sus miembros.

Es de destacar lo atinente a la producción asignada a la FPO donde durante el periodo de estudio crece solo 1,5 MBD para alcanzar los 2,1 MBD en el año 2035. Por otra parte, el total de producción de Venezuela se sitúa para ese mismo año en 3,5 MBD, es decir, que la producción de crudo convencional más LGN<sup>4</sup> es de 1,4 MBD.

**Cuadro 2.** Producción de petróleo y derivados.

<b>Producción Combustibles Líquidos (MBD)</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>
<b>OPEP</b>			
Petróleo Convencional	29,3	29,8	33,8
Líquidos gas natural	5,7	7,0	9,8
Petróleo No Convencional	0,7	1,8	2,8
<b>TOTAL</b>	<b>35,7</b>	<b>38,6</b>	<b>46,4</b>
<b>No OPEP</b>			
Petróleo Convencional	39,2	37,1	31,6
Líquidos gas natural	6,4	8,2	8,3
Petróleo No Convencional	3,2	8,0	10,4
<b>TOTAL</b>	<b>48,8</b>	<b>53,3</b>	<b>50,3</b>
<b>MUNDO</b>			
Petróleo Convencional	68,5	66,9	65,4
Líquidos gas natural	12,1	15,2	18,1
Petróleo No Convencional	3,9	9,8	13,2
<b>TOTAL</b>	<b>84,5</b>	<b>91,9</b>	<b>96,7</b>
Variación procesos	2,1	2,5	2,9
Total Hidrocarburos	86,6	94,4	99,6
Biocombustibles	1,3	2,4	4,5
<b>TOTAL LÍQUIDOS</b>	<b>87,9</b>	<b>96,8</b>	<b>104,1</b>

Fuente: IEA 2012

**Cuadro 3.** Proyección de producción.

<b>OPEP. Producción Combustibles Líquidos (MBD)</b>	<b>2011</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>
<b>Medio Oriente</b>			
Irán	4,2	3,3	4,5
Irak	2,7	6,1	8,3
Kuwait	2,7	2,7	3,1
Qatar	1,8	1,8	2,5
Arabia Saudita	11,1	10,6	12,3
Emiratos Árabes	3,3	3,3	3,7
<b>TOTAL</b>	<b>25,8</b>	<b>27,8</b>	<b>34,4</b>
<b>NO Medio Oriente</b>			
Argelia	1,8	1,9	2,0
Angola	1,7	1,7	1,6
Ecuador	0,5	0,4	0,3
Libia	0,5	1,6	2,0
Nigeria	2,4	2,6	2,7
Venezuela	2,7	2,7	3,5
<b>TOTAL</b>	<b>9,6</b>	<b>10,9</b>	<b>12,1</b>
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>35,4</b>	<b>38,7</b>	<b>46,5</b>
Crudo Convencional	29,3	29,8	33,8
Crudo No Convencional (FPO)	0,6	1,4	2,1
Líquidos del Gas Natural	5,7	7,0	9,8
Gas a Líquido	0,0	0,2	0,5
Variación procesos	(0,2)	(0,3)	(0,3)
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>35,4</b>	<b>38,4</b>	<b>46,2</b>

Fuente: IEA 2012

Este número para el 2011 es de 2,1. En otras palabras, se compensa la caída de producción de este tipo de crudo con el “exiguo” crecimiento de la FPO.

En cuanto a precios, el mercado pasará de estar controlado por los oferentes, a ser un mercado mayormente de compradores; mayor cantidad de países con capacidad de exportación, incluyendo gas natural, lo cual es indicativo de una probable reducción de los niveles de precios en términos reales.

En definitiva, Venezuela en el contexto mundial de los hidrocarburos a futuro participa de manera poco significativa. Ello a pesar de ocupar el cuarto lugar mundial en reservas de crudo, por lo que no tendría cabida, desde el punto de vista de mercado, un desarrollo de hasta 4 MBD de la FPO, volumen este que se contempla en los planes del gobierno 2013–2019 para el 2025 (meta que por otra parte se considera muy difícil de lograr por razones de tiempo e inversión). Esta cifra toma carácter de aspiración nacional al evidenciarse una estimación semejante en los programas de gobierno presentados por la oferta electoral alternativa para ese mismo periodo. El contraste entre el escenario mundial planteado por la IAE y la aspiración nacional indica una situación que reclama una permanente atención al desarrollo del mercado petrolero para satisfacer las demandas sociales y económicas del país con base a la producción y renta petrolera.

Más aún, lo anterior obliga, sin dilación, a establecer una base económica nueva para paliar, lo que hoy se evidencia en los escenarios energéticos y que puede conducir a la paradoja de ser un país pobre con una riqueza (petróleo) que no se supo aprovechar para el bienestar colectivo.

Sin embargo, aún queda una ventana de algo menos de 15 años (es cuestión de tiempo), para obtener una participación mayor a nivel mundial, lo cual requiere de

acciones que den lugar, a cambios estructurales en la gestión petrolera, que comprendan modificación del paradigma conservacionista del recurso, la apertura a mercados más amplios y menos restringidos por las regulaciones de la OPEP, la incorporación de inversionistas extranjeros y nacionales como socios de negocio, que faciliten la factibilidad financiera de los proyectos, adecuar leyes y reglamentos, administrar la renta petrolera. Estas acciones serían el marco base para una nueva política energética integral del país, aspecto que no se discute desde los años 70 del siglo XX.

Es importante indicar que al menos transcurren 4 años para que se materialice cualquier acción (de las indicadas) que se tome hoy. Mientras más tarde se tome la acción más se recorta la ventana de los 15 años.

Lo dicho anteriormente para el petróleo venezolano, es trasladable para el gas natural.

### **CONCLUSIONES**

Como corolario se puede indicar:

Venezuela ya no será una referencia energética mundial en los próximos 20 años, por lo que hay que poner los pies sobre la tierra hoy, y romper el paradigma que el petróleo será para siempre....

Hay que comenzar a correr para montarnos en el último vagón del "*Tren del Futuro*"... El mundo energético cambió... y cambió para bien de la humanidad... no hay retorno.

Es tarea de los técnicos educar sobre este particular.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Hernández, N. (2013). Hidratos de Metano. Canadá abandona y Japón continúa. [Artículo en línea] Disponible en: <http://gerenciayenergia.blogspot.com/2013/05/hidratos-de-metano-canada-abandona-y.html>. [Consulta, julio 2013].

Hirst, N. (2007). G8 Plan of Action. IEA reporting on Energy Technology Perspectives. Paris, IEA. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.iea.org/media/workshops/2007/egrd/Hirst.pdf>. [Consulta julio 2015].

International Energy Agency, (IEA). (2013). World Energy Outlook 2012. Paris, autor. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Spanish.pdf>. [Consulta, julio 2013].

### **(NOTAS)**

<sup>1</sup> Por primera vez se incluye este tema en los análisis energéticos producto de la incertidumbre de suministros confiables de hidrocarburos por países no amigables.

<sup>2</sup> Un Tera es igual a  $10^{12}$ .

<sup>3</sup> MBD: Millones de Barriles Diarios.

<sup>4</sup> LNG: *Liquefied Natural Gas*./GNL: Gas Natural Licuado.

### **3.3 Inversiones en ciencia y tecnología en energías**

*Ing. José Manuel Martínez*

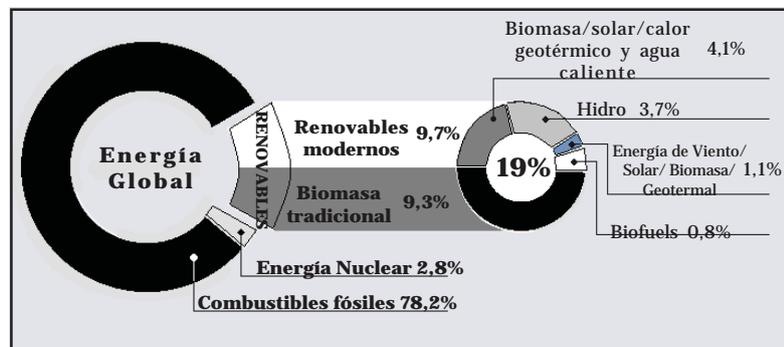
El siglo XX fue el siglo del petróleo para la generación y utilización de la energía, para todas las aplicaciones. El siglo XXI tiende cada vez más al abandono de los combustibles fósiles, a ser el siglo de las energías renovables. La explotación del petróleo requirió grandes esfuerzos e inversiones en la producción de los conocimientos científicos y las tecnologías necesarias para su aprovechamiento generalizado. El siglo XXI va a requerir esfuerzos semejantes para lograr el completo dominio de las energías alternativas.

En el año 2009 la inversión en proyectos y compañías de energías limpias fue de \$155.000 millones, de los cuales \$117.000 millones fueron en energías renovables. En ese año ya se superaron las inversiones en combustible fósiles; sin embargo, el porcentaje de inversiones en I+D<sup>1</sup> en energías renovables se mantuvo entre 1974 y 2003 en un 7,6% de los gastos totales en I+D en energía.

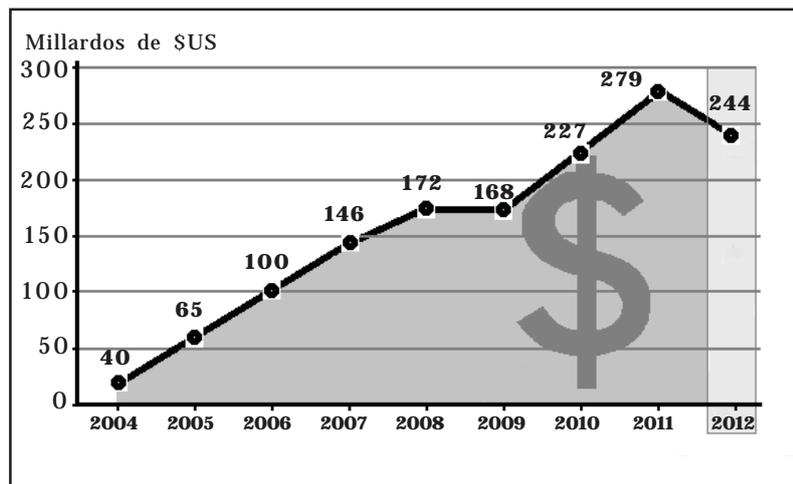
El mundo contemporáneo se encuentra en una importante transición tecnológica -energética- de la mayor importancia. Las necesidades de energía siguen creciendo -tanto en los países industrializados como, más aún, en los países en vías de desarrollo-, siendo satisfechas todavía y por unos cuantos años más, mayormente, cerca de un 80%, por combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural, véase Figura 1. El uso de estos combustibles origina gases de efecto invernadero, responsables en la mayor proporción por el aumento de temperatura en el globo terrestre y el cambio climático, actual amenaza global que con dificultades se intenta disminuir. Una vía principal es reemplazando su uso por otras fuentes de

energía, limpias y renovables: eólica, solar, geotérmica, oceánica, véase crecimiento de la inversión en energías renovables en Figura 2.

El porcentaje de utilización de energías renovables (ER) es ya importante, 19% en 2012, aunque tienen todavía mucho peso las energías tradicionales como bio-



**Figura 1.** Estimado compartido de energía renovable (2011).  
**Fuente:** REN21 GSR2013



**Figura 2.** Nuevas inversiones mundiales en energía renovable (2004-2012). **Fuente:** REN21 GSR2013

masa e hidroeléctrica, cuyo desarrollo tecnológico viene ya desde el siglo XIX. El crecimiento de las inversiones en ER ha sido constante, salvo el descenso en el año 2012, debido a las crisis.

La búsqueda de seguridad energética ha influido e influye también en forma determinante. Los países consumidores, no productores de petróleo, han venido tratando de evitar las restricciones y condicionamientos al suministro de petróleo que los países productores establecieron en los años 70 del siglo XX. En muchos países pequeños, el alto costo actual del petróleo y sus derivados para la producción de energía consume un alto porcentaje de divisas para importaciones y todavía, en muchos países, el acceso a la energía no es accesible a numerosas familias, quienes no pueden aprovechar muchas de las ventajas de la sociedad contemporánea.

La problemática energética es hoy día una parte importante de la agenda internacional y de los planes de desarrollo socioeconómico, científico y tecnológico de casi todos los países del mundo.

Los países industrializados han venido desarrollando conocimientos y tecnologías para aprovechar las energías alternativas. Los organismos internacionales apoyan la búsqueda de nuevas soluciones para ayudar a los países en vías de desarrollo. La mayoría de los países, incluyendo los países en desarrollo, van estableciendo políticas energéticas que toman en cuenta la búsqueda de la eficiencia energética y la progresiva utilización de sus propios recursos en energías renovables, mucho más distribuidas mundialmente que los combustibles fósiles.

Para facilitar el acceso a la energía, muchos países subsidian el uso de los combustibles fósiles, tanto para el transporte como el uso doméstico y el industrial y eso se convierte en una limitación importante para las medidas de eficiencia energética (EE) y la introducción de energías renovables (ER). Los intereses geopolíticos de Venezuela, importante productor mundial de petróleo, la ha

llevado a facilitar y subsidiar el suministro de petróleo a los países del Caribe y Centroamérica, pero estos están adelantando interesantes programas en EE y ER, con apoyo internacional.

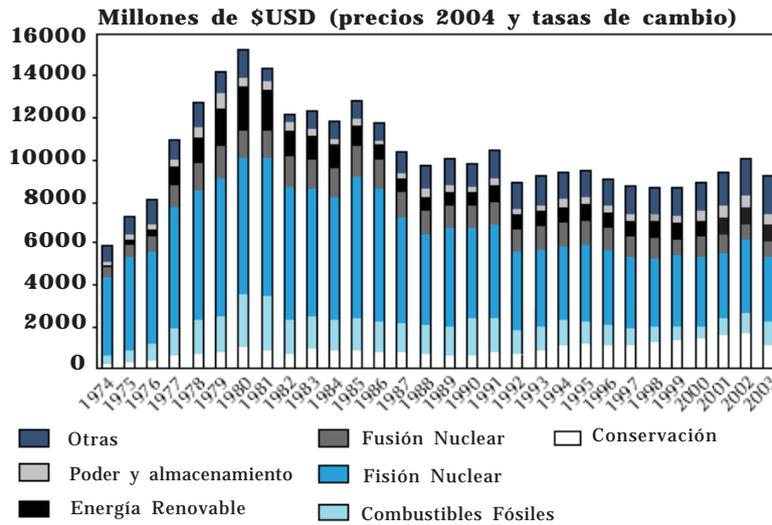
Las principales políticas mundiales y la información sobre el mercado de la energía están mayormente dedicadas a las energías renovables (ER), ésta es la tendencia mundial central. Las inversiones en petróleo siguen siendo muy importantes, así como en I+D en combustibles fósiles y nucleares, pero la tendencia en los últimos 20 años es un rápido crecimiento del uso de ER. Brevemente se tratará de mostrar cifras sobre la importancia relativa de los diferentes tipos de ER y de sus tendencias en la utilización e I+D, a nivel mundial.

Fue a partir de los años 70 del siglo XX cuando los países industrializados empezaron a invertir en actividades de I+D sobre energías renovables, como puede verse en las Figuras 3 y 4 (IEA, 2006). Después de importantes inversiones en los años 1980 y 1981, las crisis económicas y la presión de los grandes intereses sobre el petróleo fueron debilitando estas inversiones; decrecieron pero se han mantenido más o menos constantes desde 1986.

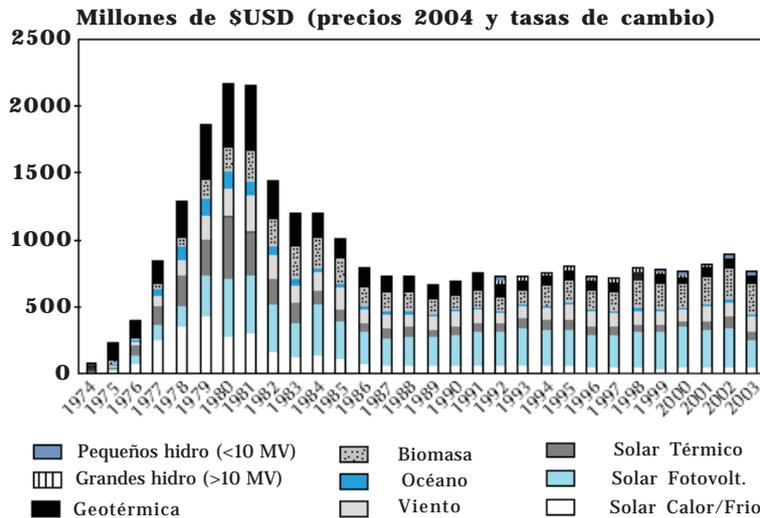
Hoy día algunas de las energías renovables están bastante maduras y su utilización crece exponencialmente, como puede verse en las Figuras No 5, 6, 7, 8, 9 y 10.

Eso no significa que ya no hay necesidad de muchos mayores esfuerzos de I+D+i<sup>2</sup>.

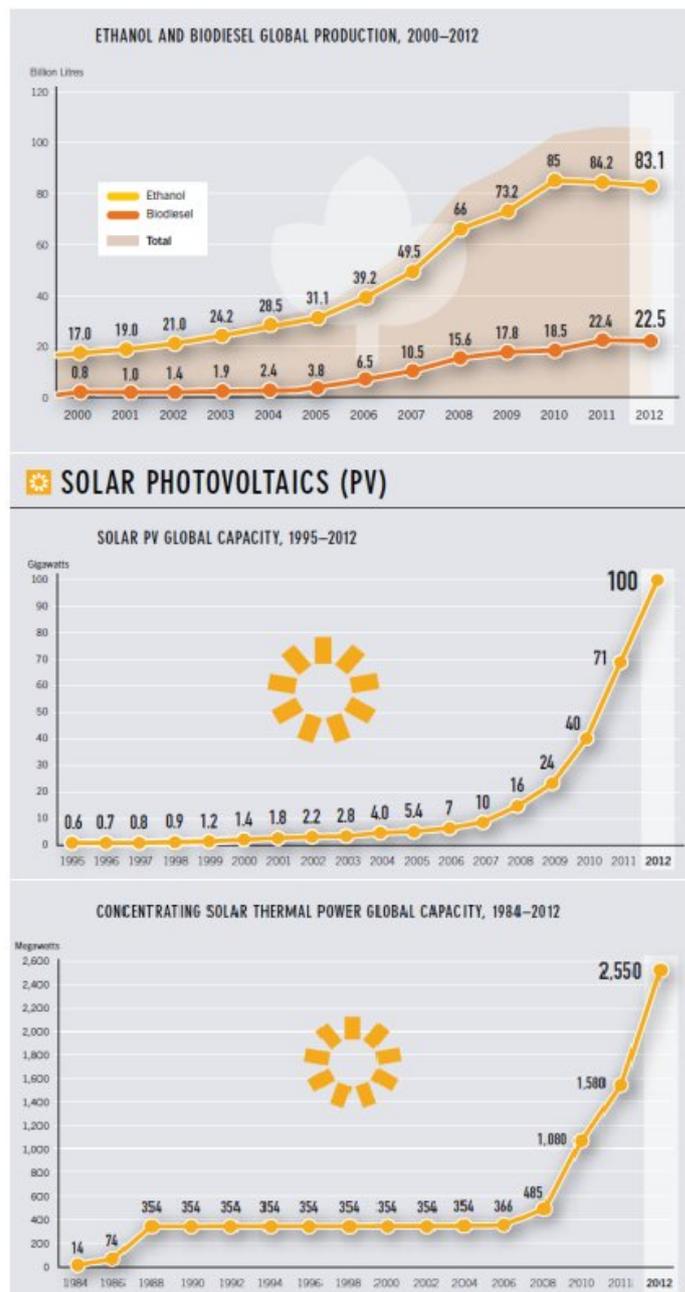
Cada vez más países han establecido metas sobre energías renovables. Para 2012, 118 países; de los cuales más de la mitad son países en desarrollo. De todos ellos 109 habían definido políticas. Se mencionan algunas iniciativas actuales interesantes: Como consecuencia de la tragedia de Fukushima, Alemania se comprometió a salir de la energía nuclear en 2022 y ha reformado completamente su sector energético, planteando lo que ha denominado "*Energiewende*" (Transición Energética), enfo-



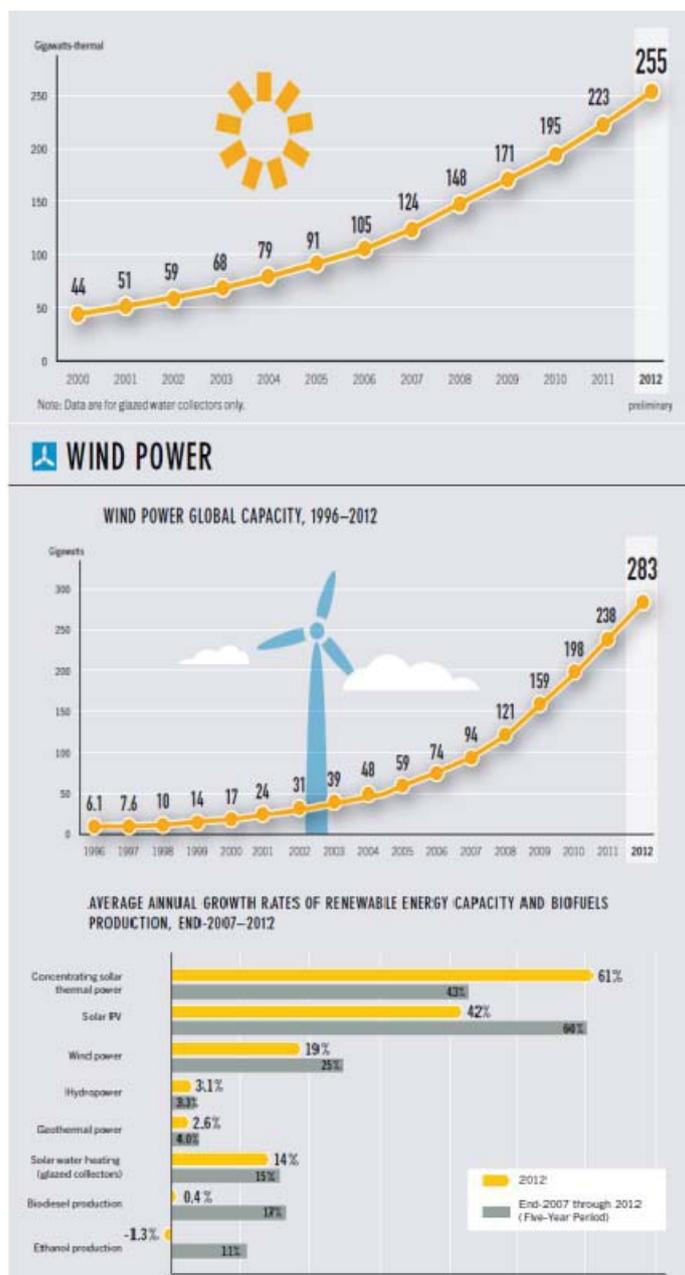
**Figura 3.** Presupuestos oficiales invertidos en (I&D) en energía en los miembros del EIA (1974-2003). **Fuente:** EIA Energía Renovable, prioridades en I&D.



**Figura 4.** Presupuestos oficiales invertidos en (I&D) en energía renovable en los miembros del EIA (1974-2003). **Fuente:** EIA Energía Renovable, prioridades en I&D.



**Figuras (5-7).** Inversión en el desarrollo de diferentes fuentes de Energías Renovables.



**Figuras (8-10).** Inversión en el desarrollo de diferentes fuentes de Energías Renovables.

cándose en inversiones masivas de infraestructura en “eficiencia energética y fuentes de energías renovables”. Es país puntero en el desarrollo y utilización de las nuevas tecnologías y ayuda a los países centroamericanos en estas áreas. En varios campos tiene ya tecnologías maduras y hace grandes esfuerzos en I+D+i sobre ER. Al comienzo de su administración, el Presidente Obama en Estados Unidos, decidió duplicar la capacidad de energías renovables, de 28,8 GW al final de 2008 a 57,6 GW al final de 2011, así como la capacidad de producción de ER, de 6 GW/año a 12 GW/año en 2011. En Canadá existen 12 centros de investigación dedicados a la I+D en energías alternativas.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) en el documento publicado en 2006<sup>3</sup> “*Renewable Energy: RD&D Priorities*” reseña en detalle los esfuerzos de I+D+D (Investigación, Desarrollo y Demostración) de numerosos países de la organización, indicando presupuestos generales y para las distintas tecnologías y fuentes renovables. En el cuadro que sigue se presenta un resumen de los montos generales de I+D+D en energía y el porcentaje correspondiente a ER para ilustrar los montos, las tendencias y variedad de esfuerzos.

Como se ve en el Cuadro 1 junto a los países más industrializados –Estados Unidos, Japón, Alemania, Reino Unido, Francia, Canadá–, otros menores o menos desarrollados tienen un crecimiento de sus inversiones en I+D, como España, Suecia, Suiza, Holanda, Finlandia.

Estados Unidos, Japón y Alemania cubrieron el 67,8% del financiamiento en I+D+D<sup>4</sup> de todos los países de la IEA en el período 1974-2003, siendo los gastos totales en investigación en energía USD 308.000 millones, de los cuales en energías renovables USD 27.400 millones (7,6% del total en energía). En 2003 el total de I+D+D en energía fue USD 9.200 millones, de los cuales USD 841 millones en ER. Los gastos en investigación, desarrollo y demostración en energías renovables han venido

umentando progresivamente en los últimos años, salvo la declinación en 2012. El porcentaje de I+D+D en ER respecto a los gastos de investigación en energía representaron entre 1990 y 2003 el 8,2%.

Es importante presentar la variedad de las energías renovables: eólica, biomasa, pequeños sistemas hidroeléctricos, energía solar fotovoltaica, geotérmica, solar por concentración, marina u oceánica (por oleaje y por mareas), las cuales se diferencian no sólo por la fuente sino también por el tipo de transformación y de tecnología.

**Cuadro 1.** Presupuestos de I+D+D en energía y ER en distintos países

<b>País</b>	<b>Presupuesto<sup>5</sup> para +D+D en energía (USD millones)</b>	<b>Periodo de cálculo</b>	<b>% presupuesto dedicado a ER</b>
Australia	687	1979-1997	12
Austria	785	1977-2002	20
Canadá	8.790	1974-2002	7,4
Dinamarca	890	1975-2002	33
Finlandia	777	1990-2002	10,7
Francia	9.800	1985-2002	<2
Alemania	3.550	1992-2002	25
Italia	14.000	1977-2002	6,4 <sup>6</sup>
Japón	77.000	1974-2001	4,1 <sup>7</sup>
Holanda	4.880	1974-2001	15,4
España	2.700	1974-2002	20 <sup>8</sup>
Suecia	2.730	1974-2001	25
Suiza	3.100	1974-2002	20
R. Unido	14.600	1974-2002	4,7
E.U.A.	106.000	1974-2002	10,4

**Fuente:** IEA. Renewable Energy: RD&D Priorities. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewenergy.pdf>

Es necesario diferenciar tres generaciones en las ER:

1. Las derivadas de la revolución industrial a fines del siglo XIX: hidroelectricidad, combustión de biomasa, electricidad y calor geotérmico, cuyo desarrollo tecnológico está bastante maduro.
2. Calefacción y enfriamiento solar, energía eólica, formas modernas de la bioenergía, solar fotovoltaica (muchas de las cuales tienen ya tecnologías muy desarrolladas, pero también muestran avances revolucionarios en materiales).
3. En desarrollo: energía solar concentrada, energía oceánica, sistemas geotérmicos mejorados, sistemas bioenergéticos integrados.

La utilización de las ER está descrita muy detalladamente en los documentos emitidos por **REN21** (*Renewable Energy Policy Network for the 21st century*), **EUREC** *European Renewable Energy Research Centres Agency*, **IEA** *International Energy Agency, Renewable Energy: RD&D Priorities*. En ellos se proponen numerosos temas de I+D+i, para cada una de las principales ER, los cuales sería importante analizar con detalle para apreciar el amplio campo de investigación y la magnitud de los esfuerzos necesarios, parte del importante cambio tecnológico que se está dando para sustituir los combustibles fósiles y aprovechar las inagotables fuentes naturales limpias.

## **CONCLUSIONES**

Nuevas tecnologías para las diferentes ER están a diferentes niveles de desarrollo y muchos países las están utilizando en forma creciente. Se están creando nuevos empleos y hay que hacer más esfuerzos para la formación de personal a todos los niveles de calificación. Se requiere reducir costos; facilitar su integración de las ER a la red; reducir pérdidas; determinar los recursos regionales para las distintas ER; realizar investigaciones más avanzadas

para la disminución mediante ER, del consumo energético en edificaciones y transporte; se requiere financiamiento para crear nuevas infraestructuras de laboratorios y centros de I+D+i, crear nuevas opciones de almacenamiento de energía y calor; definir nuevas políticas que incluyan aspectos sociales.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

European Communities. (2009). Research Priorities for Renewable Energy Technology by 2020 and Beyond. Luxembourg, Office for Official Publications of the European Communities. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.energy.eu/publications/a06.pdf>. [Consulta, julio 2013].

International Energy Agency (IEA). (2006). Renewable Energy RD + D Priorities. Insights from IEA Technology Programmes. Paris, OECD. [Documento en línea] Disponible en <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewenergy.pdf> [Consulta julio 2013].

Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (REN21). (2013). Renewables 2013 Global Status Report [Documento en línea] Disponible en: [http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf). [Consulta julio 2013].

### **(NOTAS)**

<sup>1</sup> I+D: Investigación y Desarrollo

<sup>2</sup> I + D + i = Investigación, Desarrollo e innovación.

<sup>3</sup> Fuente: IEA. Renewable Energy: RD&D Priorities <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/renewenergy.pdf>

<sup>4</sup> I+D+D = Investigación + Desarrollo Tecnológico + Demostración (puesta a prueba de prototipos).

<sup>5</sup> Cifras a precios y tasas de cambio de 2002

<sup>6</sup> A mediados de los '90 llegó a 15%

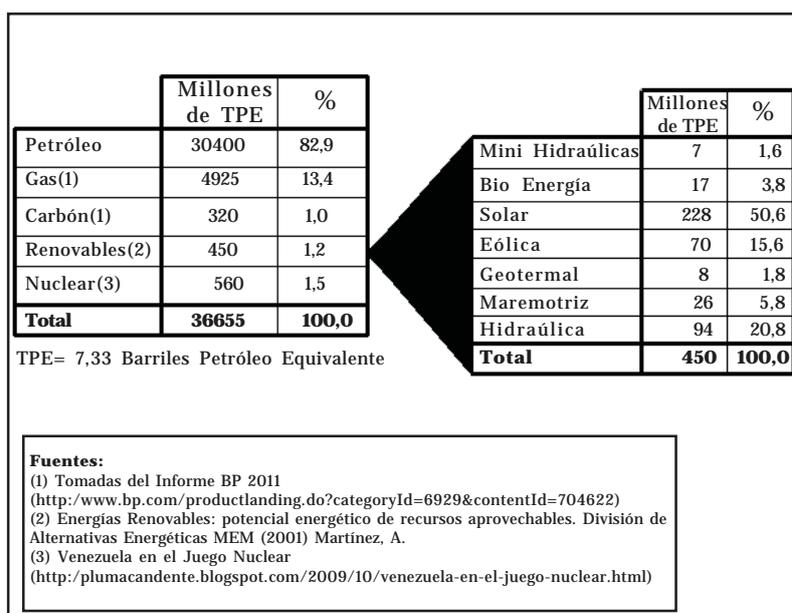
<sup>7</sup> En 2001 fueron USD 3.400 millones, que significaron 40% de la inversión de todos los países de la IEA.

<sup>8</sup> En las últimas dos décadas.

## 4. NUESTRA RIQUEZA ENERGÉTICA

### 4.1 Energía Fósil

Venezuela es un país con abundantes recursos de hidrocarburos, tal como se puede apreciar en la Figura 1, donde se muestra el potencial energético del país. En esta sección se consideran las reservas de Petróleo y Gas.



**Figura 1.** Potencial energético estimado de Venezuela (2010). Modificado de N. Hernández.

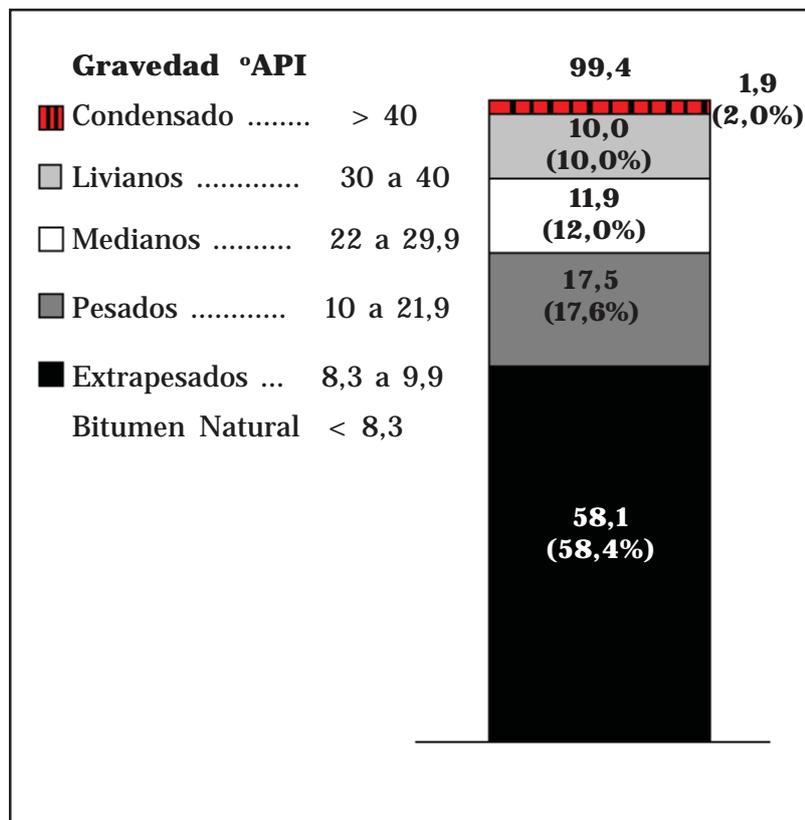
### Petróleo

Para el año 2007, de acuerdo con datos publicados por Petróleos de Venezuela (PDVSA, 2007) se estimaban las reservas de petróleo en 99,4 mil millones (millardos)

de barriles. Este conocimiento ha permitido establecer el paradigma de que Venezuela es una potencia mundial en hidrocarburos.

La mayor proporción, 58,4%, corresponde a reservas de crudos extra pesados, con una gravedad °API entre 8,3–9,9.

La Figura 2 representa la cantidad total y la distribución porcentual de las reservas de hidrocarburos, clasificados según su gravedad.



**Figura 2.** Reservas de Petroleo de Venezuela (Millardos de Barriles). Año 2007. **Fuente:** PDVSA Información Financiera y Operacional (2007). Modificado de N. Hernández.

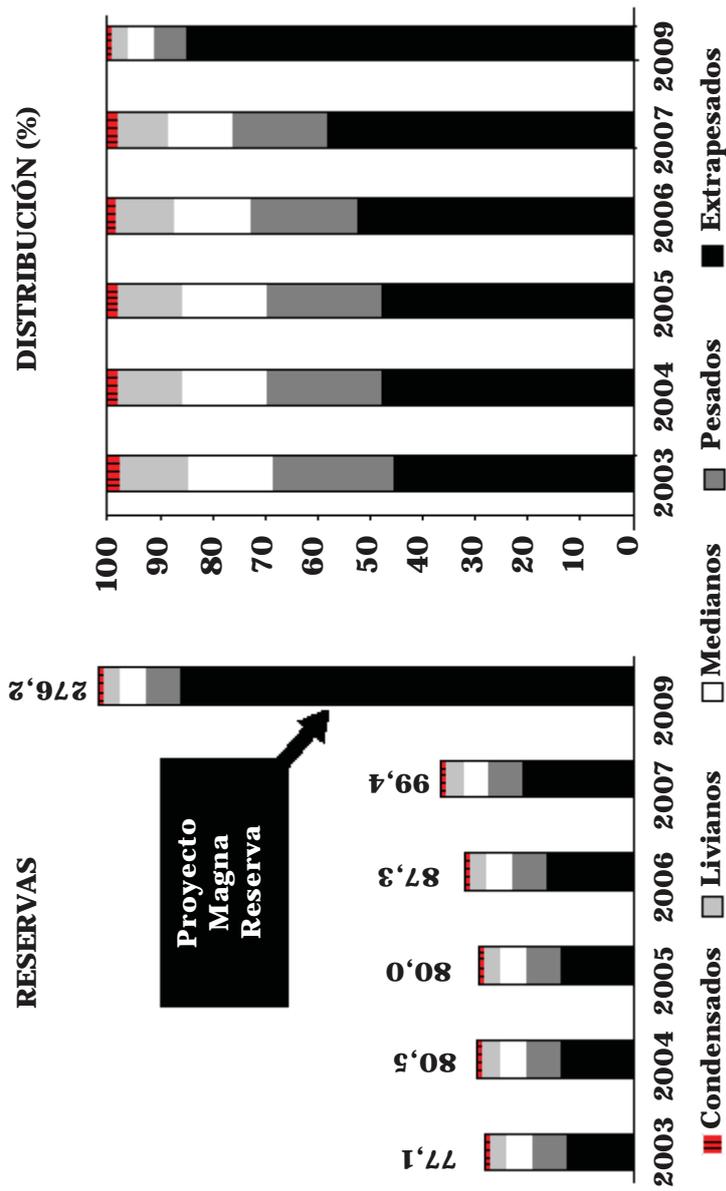
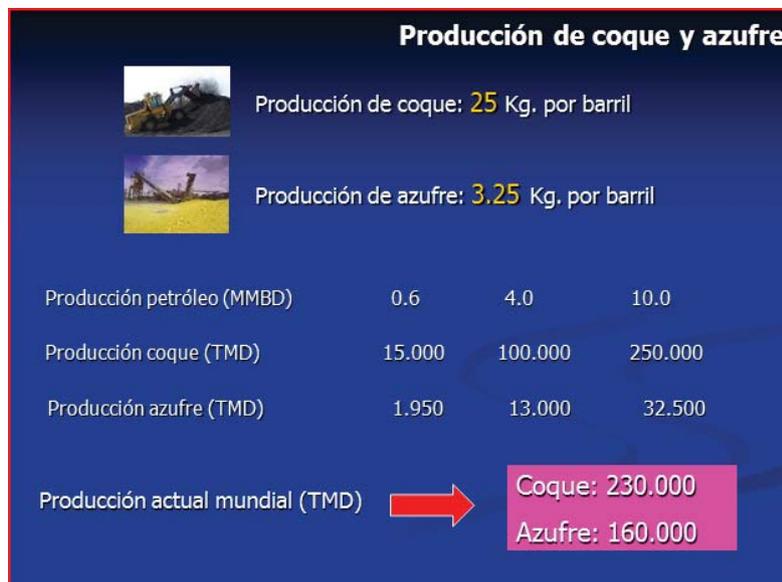


Figura 3. Venezuela, reservas y distribución de petróleo (Millardo de Barriles). Fuente: PDVSA Información Financiera y Operacional (2007)

Las reservas de petróleo de Venezuela se vieron incrementadas por los resultados del Proyecto Magna Reserva, tal como se puede apreciar en la Figura 3.

Las reservas certificadas en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se basan en un factor de recobro de 20%. La explotación de la FPO es técnicamente posible y de hecho en la actualidad se está realizando, aunque el factor de recobro de 20% no se alcanzado hasta el momento.

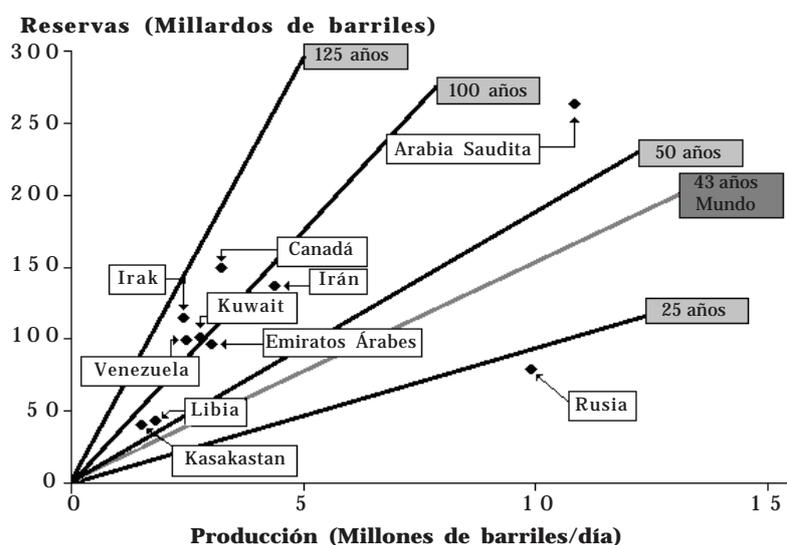
La explotación a gran escala presenta aspectos ambientales complejos que deben ser resueltos, tales son los inherentes a la elevada producción de coque y azufre en el proceso de mejoramiento del crudo. La Figura 4 muestra la estimación de estos subproductos para diferentes niveles de producción de crudo mejorado en la FPO.



**Figura 4.** Estimación de la producción de coque y azufre para diferentes niveles de producción de crudo mejorado.

De lo expuesto se concluye que el Proyecto Magna Reserva convierte a Venezuela en el país con mayores reservas de hidrocarburos. Sin embargo, hay que hacer notar que el 95% de las reservas son de crudos pesados y extra-pesados, que son difíciles de explotar y comercializar.

La Figura 5 muestra el tiempo al agotamiento de las reservas de los 10 países con mayor cantidad disponible a nivel mundial.

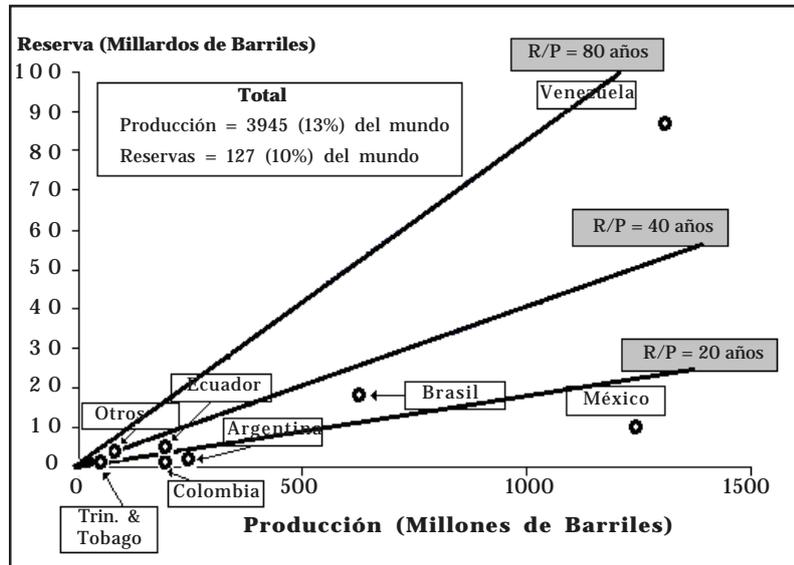


**Figura 5.** Sendero de los 10 primeros en reservas de petróleo (2008). Fuente: BP (2008).

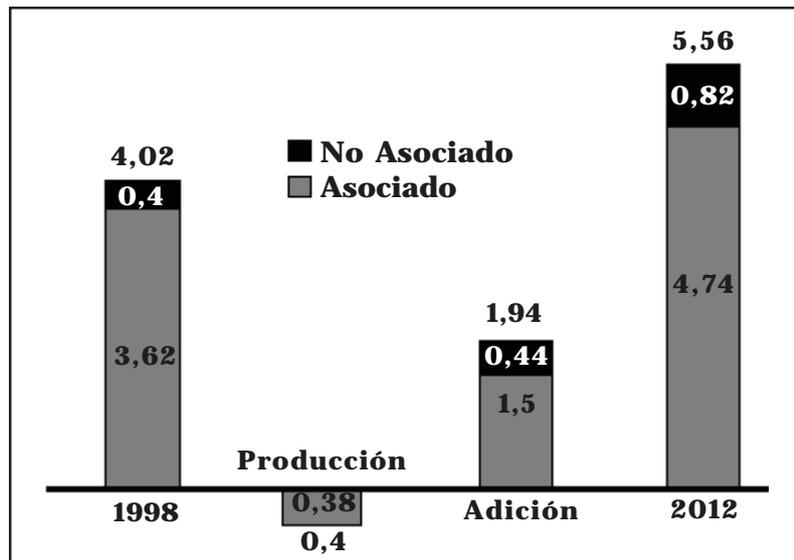
Del mismo modo la Figura 6 muestra el tiempo al agotamiento de los países de América Latina y El Caribe que acumulan mayores reservas de petróleo.

### Gas

Respecto a las reservas de gas natural, Caro y Hernández (2013) indican en la Figura 7 la evolución de las reservas de gas para el periodo 1998–2012.



**Figura 6.** Reservas vs Producción de petróleo en América Latina y El Caribe.



**Figura 7.** Evolución de las reservas de gas para el periodo 1998–2012.

Para 1998, Venezuela contaba con 4,02 TMC de reservas probadas de gas. De estas, 3,62 TMC (90%) corresponden a gas asociado, y 0,40 (10%) a gas no asociado.

En el periodo bajo análisis, se produjeron 0,4 TMC. De estos, 0,38 TMC fueron de gas asociado y 0,02 de gas no asociado.

Los volúmenes de gas adicionados en el periodo totalizaron 1,94 TMC. De estos, el 77% (1,50 TMC) fueron de gas asociados, y el 27% (0,44 TMC) de gas no asociado.

El balance neto sitúa, para el 2012, las reservas totales de gas en 5,56 TMC (196 TPC). De estos, 4,74 TMC (85%) son de gas asociado al petróleo y 0,82 TMC (15%) son de gas no asociado o gas libre.

De acuerdo con las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en: desarrolladas<sup>2</sup> y no desarrolladas<sup>3</sup>.

Para el 2012, la distribución de las reservas probadas de gas natural de Venezuela de acuerdo a la clasificación indicada arriba se muestra en el Cuadro 1 y por cuencas sedimentarias.

**Cuadro 1.** Reservas probadas y desarrolladas de gas natural en Venezuela (TMC). **Fuente:** PDVSA (2012).

Cuenca	Reservas Probadas	Reservas Desarrolladas	Desarrolladas %
Maracaibo-Falcon	1,24	0,219	17,7
Barinas-Apure	0,01	0,0005	50,0
Oriental	3,91	0,890	22,7
Carúpano	0,40	---	---
Total	5,56	1,110	20.0

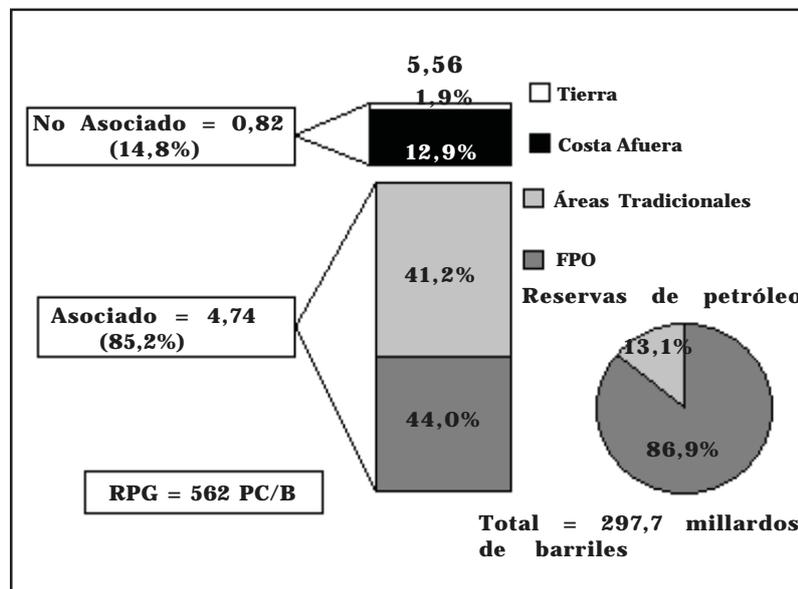
Del total de reservas probadas, solo el 20 % (1.11 TMC) están desarrolladas. En la cuenca Maracaibo-Falcón<sup>4</sup>, este porcentaje es de 17,7%, y 50% y 22,7%, para las cuencas de Barinas-Apure<sup>5</sup> y la cuenca Oriental<sup>6</sup>, respectivamente.

Cabe señalar que se debe realizar un gran esfuerzo financiero y técnico para elevar el volumen de las reservas desarrolladas. Tomando el valor<sup>7</sup>:

$$7,4 \text{ \$/BPE} = 1,32 \text{ \$/kPC} = 46515 \text{ \$/ Mm}^3$$

promedio internacional de 7,4 dólares por barril de petróleo equivalente, para pasar reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas se necesitan invertir 44,2 millardos de dólares para elevar a 2,0 TMC las reservas desarrolladas.

La Figura 8 muestra la distribución de las reservas probadas de gas natural en Venezuela para el año 2012.



**Figura 8.** Distribución de las reservas probadas de gas natural en Venezuela (TMC). 2012. **Fuente:** MEMPET/PDVSA

El 14,8% (0,82 TMC) corresponden a gas no asociado. De estos, 0,1 TMC se encuentran en tierra y 0,72 TMC se ubican en costa afuera.

Por otra parte, el 85,2% del total (4,74 TMC) están asociados a petróleo. 2,29 TMC (41,2% del total) se encuentran en yacimientos de áreas tradicionales y 2,45 TCM (44% del total) están ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), la cual posee 258,7 millardos de barriles de petróleo.

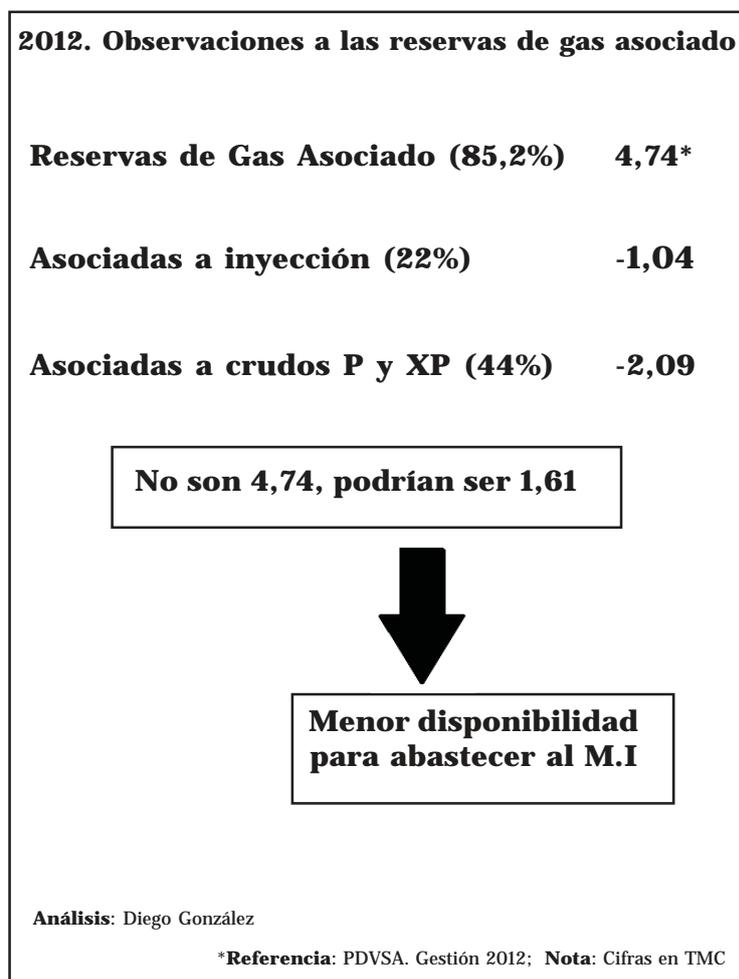
Cabe señalar que el mayor volumen de reservas de gas están ubicadas en el menor volumen de reservas de petróleo, las ubicadas en las áreas tradicionales y que poseen un volumen de 39 millardos de barriles de petróleo.

La relación gas–petróleo (RGP: Relación del volumen de gas por cada barril de petróleo) para las áreas tradicionales es de 1768 pies cúbicos por barril (50,1 MC por barril). Este valor para la FPO es de 8,06 MC por barril (285 PC por barril). A nivel global, la RGP es de 15,9 MC por barril (562 PC por barril).

Lo anterior indica que los crudos FPO poseen poco gas en solución, lo cual implica que para un desarrollo importante de estos, incluyendo su mejoramiento, es necesario que la Faja importe gas.

Estudios indican que por cada barril de crudo Faja producido y mejorado, se necesitan 2000 PC (56,6 MC), es decir, que para un millón de barriles diarios se necesitan 2,0 GPC (56,6 MMC) cada día, equivalente a 0,73 TPC (20,7 GMC).

No se puede negar que las reservas de gas asociado representan un volumen significativo. Sin embargo, es importante indicar el balance que se presenta en la Figura 9.

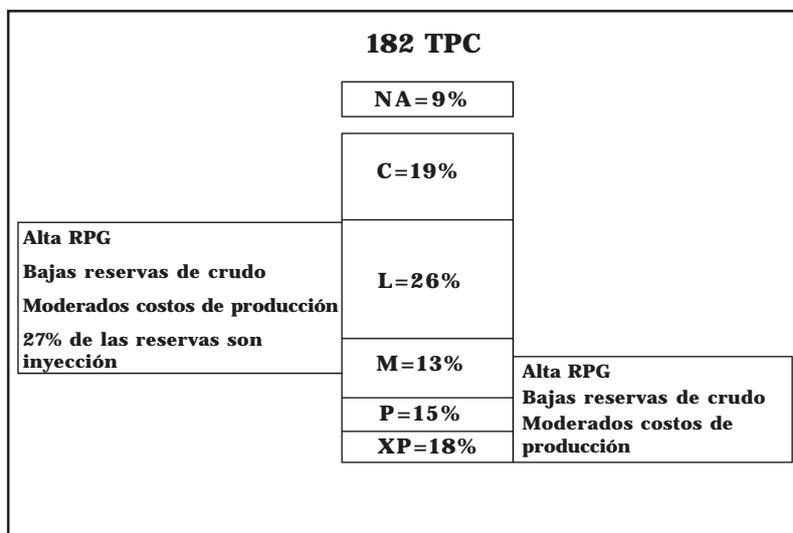


**Figura 9.** Balance de las Reservas de Gas Asociado.

En las reservas de gas asociado, por normativa internacional, se incluyen los volúmenes de gas inyectado a los yacimientos por medidas de conservación o para aumentar el recobro de petróleo (recuperación secundaria), que en Venezuela totalizan a la fecha 1,04 TMC y no hay certeza de poder ser producidos nuevamente. Por otra parte, los volúmenes de gas asociados a crudos pesados y extra pesados, que por razones históricas de precio y de prioridades de producción de crudo para obtener gas, no han sido desarrolladas en su totalidad, corresponden 2,09 TMC.

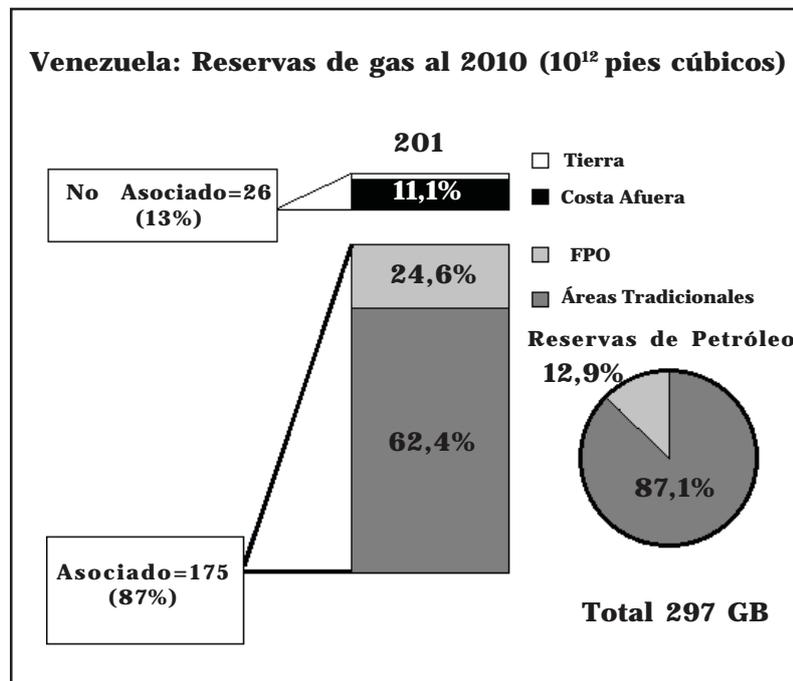
Si al volumen de reservas de gas asociado, se le restan los volúmenes de inyección y los correspondientes al petróleo pesado y extra pesado, resulta un volumen neto de 1,61 TMC (56,7 TPC). Este volumen (34% del total) sería el de mayor certeza de producirlo.

La Figura 10 muestra las Reservas de Gas Natural por tipo de crudo.



**Figura 10.** Reservas de Gas Natural por tipo de crudo. 2007. **Fuente:** BP y estimados propios.

En la Figura 11 puede apreciarse la localización del gas asociado y del gas no asociado. Evidenciándose la importancia de la ubicación Costa Afuera para el gas no asociado y de la localización en las áreas tradicionales para el gas asociado.



**Figura 11.** Localización del gas asociado y del gas no asociado. **Fuente:** MENPET PDVSA

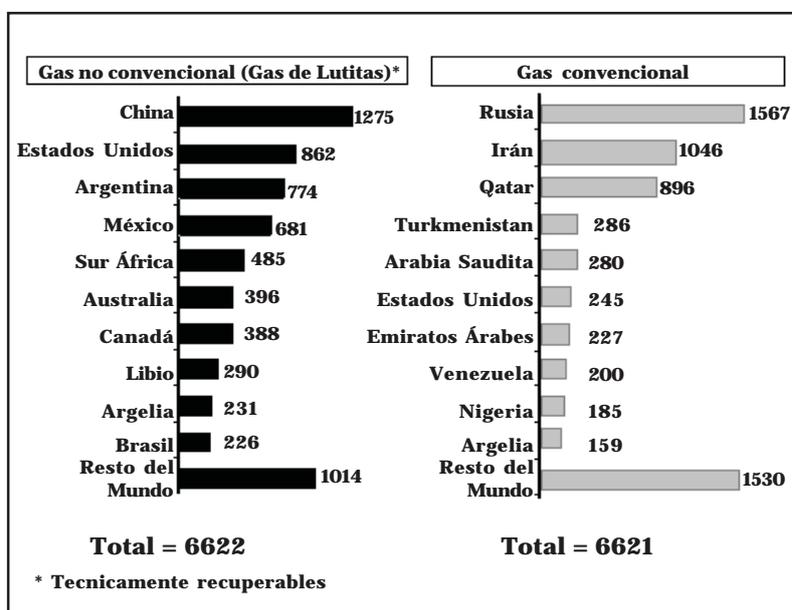
Como corolario se puede indicar:

1. Venezuela cuenta con importantes recursos de gas natural, del orden de los 12,58 TMC, de los cuales 5,56 TMC (44%) son reservas probadas, siendo las asociadas a petróleo el 85% (4,74 TMC);

2. Es impostergable e imprescindible el desarrollo de gas no asociado con el objeto de abrir la oportunidad de incrementar el exiguo negocio que hoy tiene el país de este hidrocarburo;

3. El 91% de las reservas de gas están asociadas a las de crudo, lo cual limita el desarrollo de proyectos de gas a nivel internacional.

Venezuela es un país con importantes recursos de gas natural, pero no es una potencia gasífera, tal como puede apreciarse en la Figura 12, allí se evidencia que Venezuela no es relevante como país con reservas de gas no convencional y que respecto a gas convencional ocupa el octavo lugar a nivel mundial, pero que la distribución por países muestra una significativa concentración en los tres primeros países con las mayores reservas. Para poder constituirse en un país relevante en el mercado del gas es necesario que Venezuela desarrolle y comercialice, sobre todo los recursos de gas no asociado que son los que permiten concretar negocios de gas a mediano y largo plazo.



**Figura 12.** Reservas mundiales (10 primeros países) de gas convencional y no convencional. **Fuente:** BP/EIA.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Hernández, N. (2009). *El futuro del petróleo. Venezuela y América Latina*. Caracas, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. [Conferencia en línea] Disponible en: <http://www.revistamene.com/nuevo/petroleo/venezuelayamericalatinafinal.pdf> (Conferencia dictada a alumnos del Diplomado “Perspectivas y Estrategias” de la Universidad Simón Bolívar, Venezuela).

Hernández, N. (2012). *¿Es Venezuela una potencia gasífera?* Caracas, Universidad Metropolitana. Escuela de Economía Empresarial. Economía Energética. [Presentación en línea] Disponible en: <http://www.slideshare.net/plumacandente/es-venezuela-una-potencia-gasifera>.

Caro, R. A. y N. Hernández. (2013). *Una Mirada a la Industria del Gas Natural en Venezuela (1998-2012)*. Caracas, Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat. [Libro en línea] Disponible en: [http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/libros/pubdocs/UNA\\_MIRADA\\_A\\_LA\\_INDUSTRIA\\_DEL\\_GAS\\_EN\\_VENEZUELA\\_\(1998-2012\).pdf](http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/libros/pubdocs/UNA_MIRADA_A_LA_INDUSTRIA_DEL_GAS_EN_VENEZUELA_(1998-2012).pdf).

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> **Comité Editor** Esta sección del documento *Desarrollo Energético Futuro de Venezuela* referida a las reservas de petróleo y gas de Venezuela ha sido preparada por el Comité Editor integrando información contenida en los siguientes documentos:

· Hernández, Nelson (2012). *¿Es Venezuela una potencia gasífera?* Caracas, Universidad Metropolitana. Escuela de Economía Empresarial. Economía Energética.

· Hernández, Nelson (2009). *El futuro del petróleo. Venezuela y América Latina*. Caracas, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo.

· Caro, Rubén A. y Hernández, Nelson. (2013). *Una Mirada a la Industria del Gas Natural en Venezuela (1998-2012)*. Caracas, Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.

La integración de los documentos indicados se ha realizado respetando la redacción y preparación original de cuadros y gráficos de los autores indicados.

<sup>2</sup> Reservas desarrolladas: Son las reservas que se esperan recuperar de los pozos existentes, incluso las reservas “*behind pipe*” (detrás de la tubería). Las reservas provenientes de recuperación asistida son consideradas desarrolladas sólo después de que el equipo necesario se ha instalado, o cuando los costos para hacerlo sean relativamente menores.

<sup>3</sup> Reservas no desarrolladas: Son aquellas que se esperan recuperar de: (1) los nuevos pozos en áreas no perforadas, (2) de profundizar los pozos existentes a un yacimiento diferente, o (3) donde se requiere una inversión relativamente grande para recompletar un pozo existente o (b) construir instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o asistida.

<sup>4</sup> Maracaibo-Falcón (antes Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón.

<sup>5</sup> Barinas-Apure (antes Meridional Central, Barinas y Apure) que comprende los estados Barinas y Apure.

<sup>6</sup> Oriental que abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre. Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que comprende el norte del estado Sucre y el estado Nueva Esparta.

<sup>7</sup>  $7.4 \text{ \$/BPE} = 1.32 \text{ \$/kPC} = 46515 \text{ \$/ Mm}^3$

## 4.2 Energía Hidroeléctrica

Ing. Jesús Augusto Gómez M. e

Ing. José Miguel Pérez G.

La hidroelectricidad consiste en la transformación de la energía potencial del agua, primero en energía cinética mediante el aprovechamiento del desnivel entre el sitio de toma o derivación y el sitio donde se encuentran las turbinas y luego, la transformación de esa energía cinética en energía eléctrica mediante conversión electromagnética.

Un aprovechamiento hidroeléctrico requiere de una combinación de un desnivel topográfico con un cierto caudal de agua. Así, la potencia de un aprovechamiento viene dada por la siguiente ecuación:

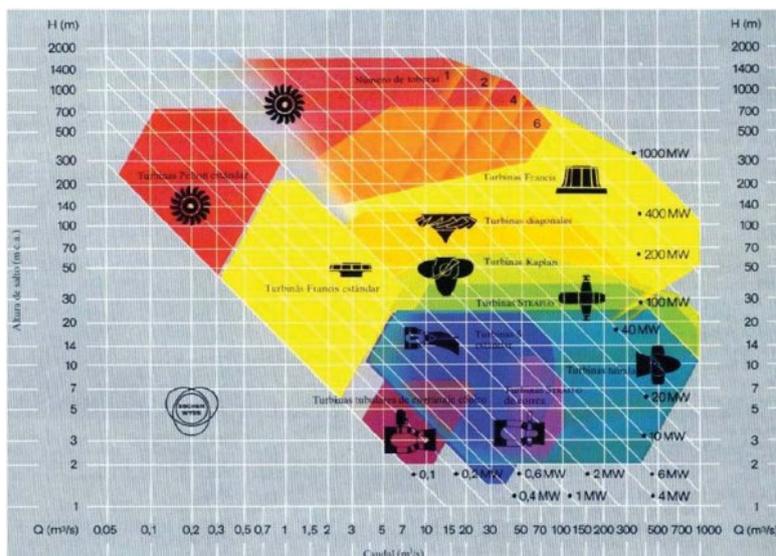
$$P = gQH\varepsilon_t\varepsilon_g$$

donde:

<b>P:</b> Potencia	<b>g:</b> aceleración de la gravedad
<b>Q:</b> Caudal de diseño	<b>H:</b> Carga neta disponible
<b><math>\varepsilon_t</math>:</b> Eficiencia de las turbinas	<b><math>\varepsilon_g</math>:</b> Eficiencia del generador

La energía hidroeléctrica presenta una gran eficiencia comparada con cualquier otro sistema de generación; así, los valores de eficiencia de los generadores  $\varepsilon_g$  están siempre en el orden del 98%, mientras que los valores de la eficiencia de las turbinas  $\varepsilon_t$  alcanzan valores en el entorno del 95%.

Existen diferentes tipos de turbinas hidráulicas que se utilizan para la generación. Cada tipo se selecciona en función de la combinación de caudal y carga disponible en cada caso. La Figura 1 muestra una manera rápida de seleccionar el tipo de turbina y el cálculo preliminar de la potencia esperada en cada caso.



**Figura 1.** Nomograma para selección de turbina y estimación de potencia. **Fuente:** Escher-Wyss Ltd. Zurich, Germany.

**Clasificación de las centrales:**

**Por la carga:**

BAJA	MEDIA	ALTA
H < 20 m	20 < H < 100 m	H > 100 m

**Por la potencia instalada:**

PICO	MICRO	MINI	PEQUEÑA	MEDIA	GRANDE
P < 5KW	P < 100KW	P < 1000KW	1 < P < 100MW	100 < P < 500MW	P > 500 MW

**Por el uso:**

<b>TIPO</b>	<b>FACTOR PLANTA</b>	<b>OPERACIÓN (Horas/año)</b>
Base	> 0,40	>3500
Intermedia	0,20-0,40	1500-3500
Punta	0,10-0,20	<1500

**Por el almacenamiento:**

<b>De Paso o Filo de Agua</b>	<b>Pondaje</b>	<b>De larga Duración</b>
-------------------------------	----------------	--------------------------

**Ventajas e Inconvenientes:**

Los desarrollos hidroeléctricos presentan una serie de ventajas pero también presentan varios tipos de inconvenientes:

**Ventajas:**

- o Energía limpia sin emisión de gases de efecto invernadero.
- o No requiere uso de combustibles para su operación.
- o Bajos costos de generación.
- o Bajos costos de operación y mantenimiento.
- o Prolongada vida útil.
- o Posibilidad de usos múltiples: abastecimiento de agua potable, riego, control de inundaciones.
- o Amplio rango de operación, manteniendo elevados niveles de eficiencia.
- o Adaptación a la curva de demanda eléctrica.
- o Rápida puesta en marcha para alcanzar la capacidad de generación.

- o Reducida tasa de salida forzada (FOR) de los equipos: mejora de la confiabilidad de los sistemas de generación eléctrica.
- o Estabilización de la tensión en las redes de transmisión y distribución.
- o Facilidad de adaptación como reserva rodante.
- o Posibilidad de integración con otras energías renovables.
- o Posibilidad de automatización y operación remota.
- o Posibilidad de operación continua y prolongada sin inconvenientes (energía base).

**Inconvenientes:**

- o Afectación de los ecosistemas acuáticos y terrestres.
- o Afectación de los procesos hidrológicos y fluviomorfológicos aguas abajo.
- o Pérdidas de tierras con vocación agrícola o áreas silvestres.
- o Afectación y desplazamiento de poblaciones dentro de las áreas de inundación.
- o En algunas áreas, incremento de actividad sísmica.
- o Período de construcción prolongado.
- o Uso intensivo de capital durante la construcción.

**Inversiones**

Los costos de construcción para nuevos proyectos de energía hidroeléctrica en los países de la OCDE se muestran en el Cuadro 1. Las necesidades de inversión inicial para proyectos particulares deben ser estudiadas individualmente debido a la naturaleza única de cada proyecto de energía hidroeléctrica. Los parámetros que afectan los costos de inversión y el retorno de inversión incluyen la escala del proyecto, que puede variar desde más de 10000 MW o más, a menos de 0,1 MW; la ubicación del

proyecto; la presencia y tamaño de embalses; el uso de la energía suministrada como base o como pico de carga o ambas; y otros posibles beneficios junto con la producción de energía, tales como control de inundaciones, riego, suministro de agua potable, etc. La forma como se financia el proyecto es también un factor clave. (OECD/IEA).

**Cuadro 1.** Costos de Inversión por tamaño de central. **Fuente:** OECD/IEA, 2010. Renewable Energy Essentials: Hydropower

Tamaño	Potencia/ unidad	Almacenamiento	Uso (carga)	Costos Inversión (USD M/MW)
Pequeña	<10 MW	Filo de Agua	Carga base	2-4
Mediana	10-100 MW	Filo de agua	Carga base	2-3
Mediana	100-300 MW	Presa y almacenamiento	Base y pico	2-3
Grande	>300 MW	Presa y almacenamiento	Base y pico	< 2

### Costos de Generación

Los costos de generación de electricidad a partir de nuevas centrales hidroeléctricas varían ampliamente, aunque a menudo caen en un rango de US\$ 50 a 100/MWh. Cabe señalar que los costos de generación por MWh serán determinados por la cantidad de electricidad producida anualmente y que muchas plantas de energía hidroeléctrica deliberadamente son operados por demandas de carga pico y back-up de la fluctuación de la frecuencia, para aumentar (*push up*) los costos marginales de generación y el valor de la electricidad producida. Como la mayoría de los costos de generación se asocia con la depreciación de activos fijos, la generación costo disminuye si se extiende la vida útil de la planta proyectada. (OECD/IEA, 2010).

### **Algunas Características de la Hidroelectricidad moderna**

Durante un cierto tiempo muchos de los proyectos hidroeléctricos fueron retardados y reevaluados, dado que se pensaba que los embalses asociados tal generación podrían inducir movimientos sísmicos en el entorno de los embalses. Además, se originaron problemas de desplazamiento de poblaciones y efectos ambientales nocivos producto de la pérdida de flora y fauna y de áreas susceptibles de desarrollos agrícolas. (World Bank, 2009) Hoy día la mayor parte de estas objeciones han sido superadas mediante la incorporación de numerosas medidas de mitigación y de la implementación de extensos programas de beneficio social de las poblaciones afectadas, además de recuperación y manejo de cuencas con el fin de mitigar y minimizar tales efectos (Devernay, 2013)<sup>1</sup>.

Desde el punto de vista del desarrollo sustentable, la generación hidroeléctrica presenta una alternativa muy favorable porque, no solo, se produce una energía limpia sin emisiones de gases de efecto invernadero como los que se producen en la combustión de combustibles fósiles, sino porque se inducen usos múltiples como son el abastecimiento de agua potable a poblaciones, lo cual es una de las metas del milenio. Se produce control de inundaciones y se regularizan los ríos para el aprovechamiento de áreas bajo riego para el desarrollo agrícola. Adicionalmente, se pueden mejorar las condiciones de navegación en los corrientes fluviales y sirven como medio de recreación y esparcimiento

Dentro de un análisis de confiabilidad de los sistemas de generación, la hidroelectricidad presenta ventajas sustanciales como es el caso de la tasa de salida forzada (FOR)<sup>2</sup>, así mientras los equipos de generación termoeléctrica presentan valores de FOR que pueden estar por encima del 10 % aunque presentan bastante variación (2011) (en 2006, el FOR ponderado de las plantas de gas

del SIN fue de 22,56% y de 31,04% para las plantas de vapor) los equipos de generación hidroeléctricos presenta valores de FOR inferiores al 5% [1,53% fue el Valor ponderado del SIN en 2006] (OP SIS, 2006).

Desde el punto de vista operativo de un sistema de abastecimiento interconectado, la energía eléctrica permite suplir la potencia pico que se requiere a las horas de máxima demanda del sistema, pudiendo adaptarse rápidamente a las fluctuaciones de la demanda y creando una gran estabilidad en los sistemas de transmisión.

Una tendencia que se ha puesto de manifiesto en los últimos tiempos y que se espera se incremente en las próximas décadas, es la integración entre la hidroelectricidad y los sistemas alternos de energías renovables. Como es sabido, las energías del tipo solar y especialmente la eólica presentan una gran aleatoriedad con grandes fluctuaciones en tiempos relativamente cortos; además, no siempre existe una correspondencia entre los momentos de generación con este tipo de energías y los momentos de mayor demanda. En tal caso se requiere de un sistema integrado compensatorio que permita almacenar esta energía para luego ser utilizada oportunamente en el momento que el sistema lo demande. Se han ideado sistemas integrados que permiten utilizar la energía para bombear agua hasta un embalse elevado a una cota suficientemente alta de manera de poder descargarla a través de turbinas hidráulicas en el momento oportuno y de esta manera tener una capacidad de generación adaptada a la curva de demanda del sistema, creándose de esta manera un sistema altamente eficiente.

Otra tendencia que se ha puesto de manifiesto recientemente es la posibilidad de los sistemas de rebombeo a través de la utilización de la energía termoeléctricas y de otras fuentes en horas denominadas valle dentro de la curva de carga diaria. Como es conocido, la demanda de un sistema interconectado no es constante a lo largo del día, sino que presenta fluctuaciones variando desde un

mínimo, normalmente en horas de la madrugada hasta un máximo, normalmente entre 6 PM y 10 PM. Se trata entonces de utilizar la potencia disponible en la horas de mínima demanda para bombear el agua desde un embalse bajo y almacenarla en un embalse elevado para luego ser descargada en horas de máxima demanda, logrando así una reducción de las pérdidas por conducción y la reducción de las potencia instaladas en instalaciones remotas, obteniéndose adicionalmente que los equipos de generación trabajen siempre cercanos a su punto máxima eficiencia al estar sujetos a menores variaciones dentro de su rango de generación

### **Hidroelectricidad Mundial**

La generación hidroeléctrica en estos momentos es responsable del 16% de la energía eléctrica que se consume a nivel mundial. Además es la mayor fuente de generación de energías renovables. (IEA, 2013) Para el año 2011, la generación hidroeléctrica alcanzó una energía equivalente a 3498 TWh, lo cual significa que este tipo de generación ha mantenido su ritmo ascendente de crecimiento del 2,4%, similar a lo establecido en los últimos 45 años, tal como se puede observar en las figuras 2 y 3.

De acuerdo con las proyecciones de la IEA en sus diferentes escenarios de generación eléctrica para los próximos años, se estima que este porcentaje se mantenga relativamente estable.

La Figura 2 muestra cómo ha sido evolución de la generación mundial desde el año 2005 y las proyecciones de dicha generación hasta el año 2035<sup>3</sup>.

La figura 4 muestra la evolución de la capacidad de generación instalada a nivel mundial durante los últimos años y la proyección de esa capacidad instalada hasta el año 2035<sup>4</sup>.

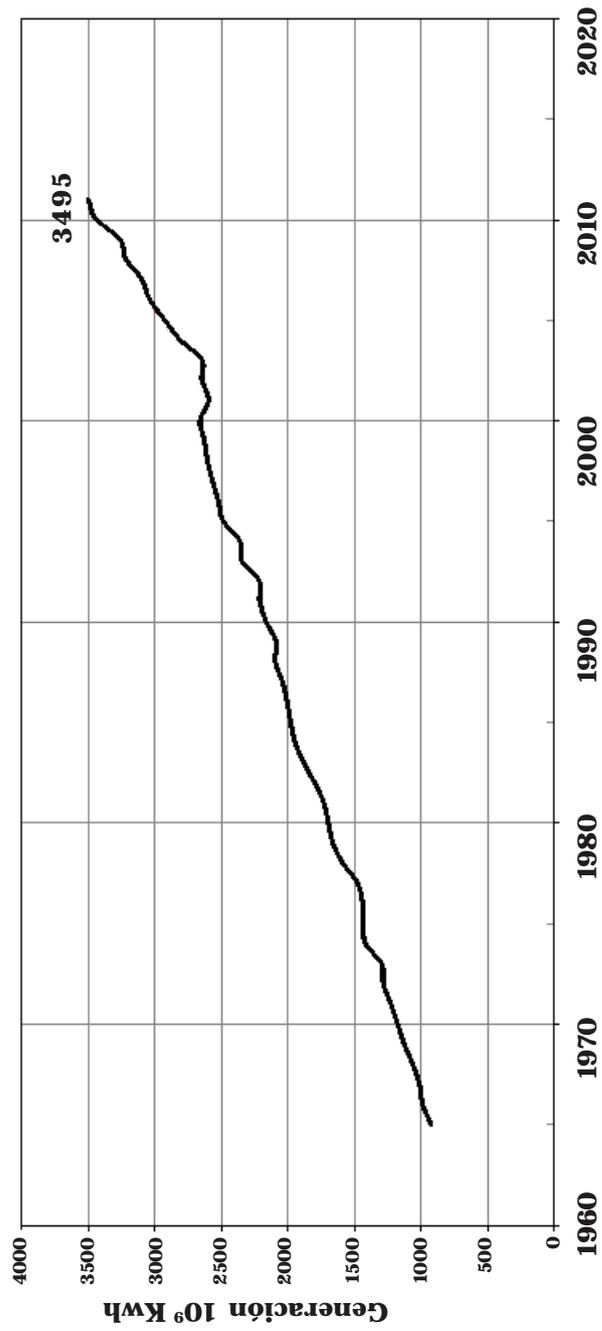
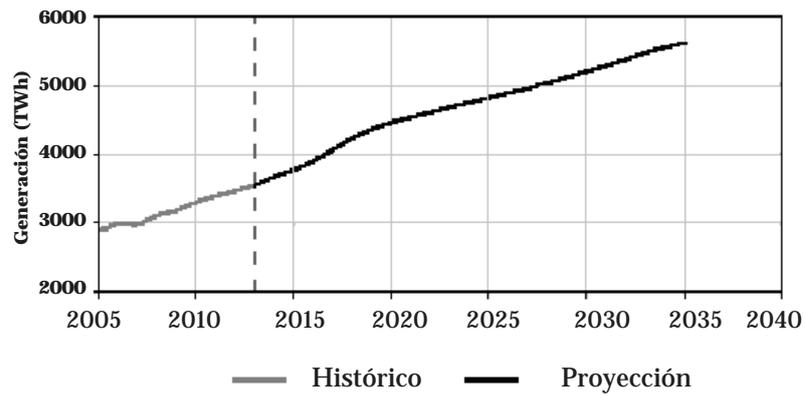
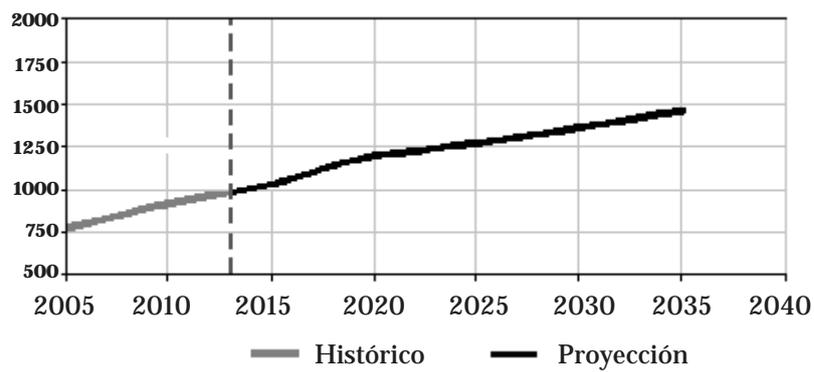


Figura 2. Generación hidroeléctrica mundial (1965-2011)



**Figura 3.** Generación Hidroeléctrica Mundial 2005-2013 y Proyección hasta 2035.



**Figura 4.** Capacidad de generación instalada mundial 2005-2013 y su proyección hasta 2035.

## **Hidroelectricidad en Venezuela**

### **Potencial**

El potencial de hidroelectricidad en Venezuela fue estimado durante el primer lustro de los años ochenta del siglo XX (MARNR, EDELCA, CADAFE, MEM, 1985). Para homologar los resultados con los de otras fuentes energéticas del país se usó la siguiente categorización:

- o *Reservas Potenciales*: evaluación de los recursos hidroenergéticos basándose en metodologías tendientes a determinar el potencial hidroeléctrico bruto;
- o *Reservas Semi probadas*: categoría que agrupa las reservas estimadas para sitios de aprovechamiento identificados, pero descartados en la preselección con base en criterios de topografía, geología y calidad y cantidad de la información disponible.

*Reservas Probadas*: conjunto de sitios identificados, en los cuales la información topográfica, hidrológica y geológica reúne los requisitos técnicos requeridos para realizar la homogeneización de la información energética y la evaluación económica. Estas reservas a su vez comprendieron dos subcategorías;

- o Reservas probadas con restricciones económicas en la actualidad;
- o Reservas explotables.

Las reservas totales y el recurso explotado para la fecha del inventario nacional del potencial hidroeléctrico, por Regiones COPLANARH se indican en el Cuadro No 2.

### **Evolución**

La hidroelectricidad ha sido responsable del 67% de la generación eléctrica en los últimos años, otorgando una gran confiabilidad al sistema de generación y permitiendo el desarrollo de gran escala de industrias básicas de gran magnitud en la región de Guayana, como son la siderúrgica, la industria de la bauxita y el desarrolladas

aguas debajo de las mismas aluminio e industrias similares y afines.

El total de energía neta generada durante el año 2010 en el SEN fue de 115.306 GWh decreciendo 6,6% respecto al valor obtenido el año anterior.<sup>5</sup>

**Cuadro 2.** Reservas totales y potencial hidroeléctrico nacional (Coplanarh).

Región	Energía Media Anual Gwh/año	%
Alto Orinoco/ Casiquiare	46.000	11,3
Amazonas	46.488	11,4
Caura-Aro	25.536	6,2
Caroní	158.553	38,8
Cuyuní	8.000	1,9
Orinoco	85.000	20,8
Noroccidental/ Andina	3.016	0,7
Catatumbo	2.428	0,6
Suroccidental Andina	13.384	3,3
Perijá	1.982	0,5
Centro-occidental Central	2.887	0,7
Nororiental	2.117	0,5
Resto/País	13.406	3,3
<b>Total</b>	<b>408.802</b>	<b>100,0</b>

Del total neto generado el componente hidráulico alcanzó 76.661,6 GWh (66,5%), que equivalen 70,3 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP), mientras que el componente térmico totalizó 38.644,4 GWh (33,5%).

La tasa de salida forzada durante el 2010 fue mayor para las unidades turbo vapor con 32,39%, seguida por las unidades turbo gas con 24,06%; mientras que las unidades hidráulicas registran tasas de salida forzadas de 8,50%.

La generación hidroeléctrica en Venezuela tiene su origen en las primeras pequeñas centrales desarrolladas por la Electricidad de Caracas en el río Guaire y en ríos del litoral central y posteriormente en algunos ríos de las cuencas de Guatire y Guarenas. (Arraiz Lucca, 2006).

El desarrollo en gran escala comienza con la construcción de las primeras centrales en el Bajo Caroní, Macagua I y II y posteriormente con la primera etapa de Guri y muy poco tiempo después la ampliación de la segunda etapa hasta alcanzar 10600 MW de potencia instalada. En el año 2006 se inauguró la central Caruachi, también en el Bajo Caroni con 2100 MW y actualmente esta en construcción la central Tocoma con 2100 MW con lo cual se agotan los sitios del Bajo Caroni.

Otro desarrollo de importancia corresponde al sistema de Uribante-Caparo en la región andina, donde está en operación la central San Agaton con 300 MW; actualmente se encuentra en construcción la central La Vueltoza con 540 MW.

### **Potencia Hidroeléctrica Instalada (2013).**

El Cuadro 3 muestra la potencia hidroeléctrica instalada en Venezuela. En éste se puede observar los diferenciales potenciales existentes en diferentes áreas.

**Cuadro 3.** Potencia hidroeléctrica instalada en Venezuela (MW).

<b>Bajo Caroni</b>			
S. Bolívar Guri	F. de Miranda Caruachi	A. J. Sucre Macagua	M. Piar Tocoma
10270	2160	3154	2160
<b>Total región</b>			<b>17744</b>
<b>Andes</b>			
L. Ruiz P. San Agatón	J. A. Páez Pta. Páez	F. Ojeda La Vueltona	
300	240	540	
<b>Total Región</b>			<b>1080</b>
<b>Barinas</b>			
J. A. Rodríguez Peña Larga	Masparro Masparro		
80	25		
<b>Total Región</b>			<b>105</b>
<b>Total Nacional MW</b>			<b>18929</b>

### **El Futuro de la Hidroelectricidad en Venezuela**

Venezuela posee un amplio potencial de generación hidroeléctrica, no desarrollado aún. La mayor parte de este potencial se encuentra en las cuencas al sur del río Orinoco, especialmente en la cuenca del río Caroní, en el sector sur de la misma cuenca como se muestra en el Cuadro 4.

Se puede decir que el sistema interconectado nacional tiene una configuración del tipo radial abierto ya que existe una gran concentración de la generación en sitios alejados de los centros de consumo, por lo cual se re-

quiere de extensas líneas de transmisión que van desde el Bajo Caroni hasta la región central y que trabajan con un elevado potencial. Como es natural, se producen grandes pérdidas de energía a lo largo de estas líneas; pero, sobre todo se requiere que estén sobredimensionadas para poder absorber las fluctuaciones de la demanda que se presenta a las horas pico. Como se indicó, la mayor parte del potencial se encuentra en la zona sur.

**Cuadro 4.** Potencial de generación en la Cuenca del Río Caroní.

Área	Capacidad Instalada MW	Energía Firme (GWh/a)	Energía Promedio (GWh/a)
<b>Tayucay</b>	2.450	8.700	12.400
<b>Aripichi</b>	1.200	4.400	4.400
<b>Eutobarima</b>	2.450	10.900	12.900
<b>Auraima</b>	1.200	1.700	2.600
<b>Total</b>	<b>7.300</b>	<b>25.700</b>	<b>32.300</b>

El futuro desarrollo de estos sitios incrementaría la *radialidad* del SIN ya que tendrían las centrales del bajo Caroní como paso obligado. Y se incrementaría aún más las pérdidas por transmisión en las líneas. Adicionalmente, se ha detectado que varias de estas centrales presentan limitaciones de carácter ambiental, por lo que en el futuro podría verse restringida su potencial de generación y potencia instalada. Esta situación demanda de estudios específicos de transmisión eléctrica y de factibilidad ambiental, para verificar la posibilidad de uso del potencial hidroeléctrico del país.

En el río Orinoco, uno de los mayores cauces del mundo, existe un número reducido de sitios de aprovechamiento hidroeléctrico, con el agravante de que los sitios se encuentran en tramo de río relativamente corto, por lo cual son excluyentes unos con otros, el desnivel

aprovechable es de unos 12 m tanto en el periodo lluvioso, como en el periodo seco, por lo que para obtener una potencia atractiva se necesitará colocar un número elevado de turbinas. También estos desarrollos presentan limitaciones de carácter ambiental.

En tales condiciones, lo más favorable para el SIN sería el desarrollo de centrales hidroeléctricas que se encuentren más inmediatas a los centros de consumo, que puedan aportar la potencia necesaria en los momentos críticos de la curva de demanda, que le den estabilidad al sistema y que reduzca las pérdidas por transmisión.

Los ríos de las cuencas andinas y de la cuenca del lago de Maracaibo presentan las características ideales para cubrir estos objetivos, por lo que su desarrollo debería tener una prioridad máxima dentro de la planificación de la expansión de la generación del SIN, su explotación tiene la ventaja adicional requerir de cortas vías de acceso y de encontrarse en las proximidades de las líneas de transmisión troncales y de importantes subestaciones. Estos aprovechamientos además, se encuentran dentro las políticas de desarrollo sustentable al poderse integrar como desarrollos de usos múltiples.

Respecto a las pequeñas centrales hidroeléctricas se puede decir que en el país existe una cobertura de la red de transmisión del 98,9% (MPPEE, 2012), lo cual significa que solo comunidades muy aisladas (Amazonas, Apure, Delta Amacuro y Guárico) no disponen del servicio eléctrico. Así que estas comunidades podrían hacer uso de esta alternativa, pero considerando que dadas las variaciones climáticas preponderantes que inducen a que exista una gran variabilidad en los caudales de los ríos, razón por lo cual, la potencia a instalar será bastante reducida correspondiente a un caudal del 20% o menos; en segundo lugar estas centrales no podrían ser integradas al SIN por diversas razones, por lo que su uso estaría limitado a pequeñas comunidades, no siendo por

tanto una solución a los graves problemas de generación existentes en el SEN.

Desde hace mucho tiempo en el país se ha introducido dentro de los entes planificadores del SIN un falso dilema en cuanto a la magnitud de la generación hidroeléctrica y de la generación termoeléctrica.

En tal sentido habría varios aspectos a considerar. La energía hidroeléctrica en una energía limpia no contaminante que no produce emisiones de gases de efecto invernadero. Los costos de generación no están sujetos a las vicisitudes de las variaciones de los precios petroleros. Adicionalmente, en los últimos años el país se ha visto en la necesidad de utilizar combustibles líquidos de origen fósil para la generación en las plantas termoeléctricas dado que no ha sido posible por diferentes causas asegurar un suministro confiable de gas.

También es conveniente recordar que en la actualidad, dado el incremento del consumo local de estos combustibles y ante la ausencia de la construcción de nuevas refinerías, se encuentra casi copada la capacidad de refinación de las plantas, por lo que durante tiempo significativo habrá escasez de tales productos para consumo local. La ausencia de gas y la disponibilidad de los combustibles han sido una de las causas principales de los racionamientos del servicio eléctrico a nivel nacional.

Vistas estas consideraciones, se concluye y recomienda dar máxima prioridad dentro de los programas de expansión de generación a la construcción de plantas de generación hidroeléctrica ubicadas dentro de las cuencas andinas y del lago de Maracaibo, sin establecer restricciones en cuanto al porcentaje que debe tener este tipo de generación dentro del SIN.

La función objetivo del programa de expansión de generación debe ser *“tener tanta hidroelectricidad como sea posible y tanta termoelectricidad como sea necesario”*.

### **Estrategias para el Desarrollo del Potencial Hidroeléctrico.**

1. *Regiones del Sur: Caura–Aro y Amazonas:* Reanalizar las posibilidades de aprovechamiento de la cuenca del Caura. Mantener en reserva los aprovechamientos en la región Amazonas. Realizar estudios específicos de transmisión eléctrica y de factibilidad ambiental, para verificar la posibilidad de uso de su potencial hidroeléctrico. Estudiar las posibilidades específicas del río Cataniapo para abastecimiento de Puerto Ayacucho y poblaciones circunvecinas.

2. *Región Alto Orinoco–Casiquiare:* Realizar estudios de reconocimiento mantener en reserva los aprovechamientos evaluados.

3. *Región Caroní:* Reanalizar las razones de descarte de sitios de aprovechamiento y avanzar con los sitios propuestos. Realizar estudios específicos de transmisión eléctrica y de factibilidad ambiental, para verificar la posibilidad de uso de su potencial hidroeléctrico.

4. *Regiones Andinas:* Reanalizar los sitios de aprovechamiento en la Región Suroccidental Andina e iniciar estudios en la Noroccidental Andina, en razón de que estos sitios se encuentran inmediatos a los centros de consumo, y pueden aportar la potencia necesaria en los momentos críticos de la curva de demanda, que le den estabilidad al sistema y que reduzca las pérdidas por transmisión.

Los ríos de las cuencas andinas y los de de la cuenca del lago de Maracaibo deberían tener una prioridad máxima dentro de la planificación de la expansión de la generación del SIN, Estos aprovechamientos además, se encuentran dentro las políticas de desarrollo sustentable al poderse integrar como desarrollos de usos múltiples.

5. *Región Cuyuní:* Mantener en reserva.

6. *Región Orinoco*: Iniciar un proceso sistemático de recolección y análisis de información. Realizar estudios de estado del arte en desarrollos hidroeléctricos basados en grandes caudales y escasa caída. Considerar la integración de los aprovechamientos hidroeléctricos con el desarrollo de la navegación.

7. *Regiones Centro Occidental, Central, Nororiental y Resto del País*: Ampliar los estudios ya efectuados de posibilidades de aprovechamiento bajo el concepto de generación hidroeléctrica, integrada con otros propósitos de aprovechamiento.

### **Integración Hidrotérmica**

Dar máxima prioridad dentro de los programas de expansión de generación a la construcción de plantas de generación hidroeléctrica ubicadas dentro de las cuencas andinas y del lago de Maracaibo, sin establecer restricciones en cuanto al porcentaje que debe tener este tipo de generación dentro del SIN. La función objetivo del programa de expansión de generación debe ser *“tener tanta hidroelectricidad como sea posible y tanta termoelectricidad como sea necesario”*

### **Valoración de la Energía Secundaria.**

Se debe iniciar estudios de cuantificación y valoración de la energía secundaria es decir de aquella que puede obtenerse con seguridad entre 8-10 meses al año

Estudios especiales de aprovechamiento hidroeléctrico en el caso del río Guaire y del Lago de Valencia.

### **Microcentrales**

Orientar la provisión de este servicio a comunidades muy aisladas en Amazonas, Apure, Delta Amacuro y Guárico que no disponen del servicio eléctrico. endo por tanto una solución a los graves problemas de generación existentes en el SEN.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Arraiz Lucca, Rafael. (2006). *La Electricidad de Caracas: el desarrollo de una empresa de servicios, administrada por cuatro generaciones de (1895) y el paso a otra de capital y gerencia globalizada (2000)*. Caracas, Publicaciones UCAB.

International Energy Agency (IEA). (2013). IEA's Monthly Electricity Statistics. Jan 2013.

Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica (MPPEE). (2011). Anuario Estadístico 2011. Oct 2012 (Tabla 1R3.).

North American Electric Reliability Corporation (NERC). (2011). *Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning*. Princeton (USA), autor. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.nerc.com/files/ivgtfl-2.pdf> [Consulta julio 2013].

Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)/International Energy Agency (IEA). (2010). *Renewable Energy Essentials: Hydropower*. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower\\_Essentials.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf).

Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) (2006). *Informe Anual 2006*.

The World Bank Group. (2009). *Direction in Hydropower*. [Documento en línea] Disponible en: [http://siteresources.worldbank.org/INTWAT/Resources/Directions\\_in\\_Hydropower\\_FINAL.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTWAT/Resources/Directions_in_Hydropower_FINAL.pdf). [Consulta julio 2013].

Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables, Electrificación del Caroní (EDELCA), CA de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE); Ministerio de Energía y Minas. (1985). *Inventario Nacional del Potencial Hidroeléctrico*. Caracas, Junio 1985. Siete Tomos y un Atlas. (Publicaciones Especiales DGSP0A/05).

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> La opinión de Devernay, Jean-Michel quien es Chief Technical Specialist on Hydropower for the World Bank, fue emitida en el International Hydropower Association World Congress, Malaysian Borneo. May 2013.

<sup>2</sup> Es el número de salidas forzadas por hora de servicio y salida forzada: es la desconexión intempestiva de un equipo por falla o defecto del propio equipo o de cualquier otro. [Definición en línea] Disponible en: <http://forum.wordreference.com/showthread.php?t=174532&langid=24> [Consulta octubre 2013].

<sup>3</sup> History: Derived from U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Statistics database (as of march 2011), web site: [www.eia.gov/ies](http://www.eia.gov/ies). Projections: EIA, Annual Energy Outlook 2011, DOE/EIA-

<sup>4</sup> *Idem.*

<sup>5</sup> Centro Nacional de Despacho. Informe Anual del SEN 2010

### ***4.3 Energías Alternas en el Futuro***

*Ing. Gonzalo J. Morales*

Para Venezuela, es fundamental disponer de una prognosis sobre lo que el futuro depara, a nivel internacional, en el mercado de los hidrocarburos, ya que un alto porcentaje de sus ingresos para cubrir sus necesidades y balancear su presupuesto es producto de las exportaciones de petróleo, si esto fallase, entonces su futuro estaría amenazado por falta de entradas suficientes. En adición, los efectos de las emisiones de los combustibles producidos con hidrocarburos y la contaminación ambiental consiguiente inciden como factores adversos a la utilización del petróleo.

Por tal motivo, es imprescindible conocer las características de otras opciones conocidas, entre ellas las energías alternas y los campos que podrían ocupar en el consumo de energía del futuro, así, se podría determinar el porcentaje que éstas tendrían en el reemplazo de petróleo venezolano. Se tratará de visualizar un futuro para el año 2050.

Constantemente, se observa en las publicaciones mundiales el enorme interés y preocupación que genera el futuro energético en los países, especialmente aquellos que dependen de la importación de petróleo, no sólo países pequeños sino también los mayores. Todos depositan en las energías alternas sus esperanzas para aliviarse de esas importaciones.

La utilización de las energías alternas está aumentando anualmente en muchos lugares; la producción de equipos e instalaciones para la energía eólica no se restringe solamente a Dinamarca y España, abarca un espectro mucho mayor y muy pronto ocupará un por-

centaje importante en la producción de energía mundial. El sector militar de los Estados Unidos está dedicando a investigaciones para la utilización de ambas, la energía solar y la eólica<sup>1</sup>.

El *Intergovernmental Panel on Climate Change* pronostica que para el año 2050 el 77% de la producción mundial de energía será de las renovables, un incremento sobre el 13% actual.

La *World Wildlife Foundation* (WWF) ha publicado un informe, muy completo, analizando el problema de la energía en relación con las amenazas climáticas y ofrece soluciones donde propone que para el año 2050 el 100% del consumo energético sea provisto por las ahora denominadas energías alternas. Al respecto propone tomar varias medidas (World Wildlife Foundation, 2011):

1. Ahorros en el consumo eléctrico.
2. Eliminar el despilfarro de energía.
3. Aumentar el consumo de energías alternas en sus varias formas.
4. Aumentar la utilización de la bioenergía.
5. Aumentar la utilización de la hidroenergía, incluyendo la oceánica: olas y mareas.
6. Utilizar las energías limpias.
7. Utilizar los hidrocarburos, si es necesario.

A continuación se presenta un resumen sobre el status de las alternativas conocidas.

### **Energía solar**

Se puede producir de dos maneras: Fotovoltaica (PV) o por medio de paneles solares. El Cuadro 1 muestra un detalle de la situación mundial.

**Cuadro 1.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos del uso de energía solar.

<b>País</b>	<b>Producción Actual</b>	<b>Producción Esperada</b>	<b>Comentarios</b>
Alemania (Grodanic, 2013)	32 Gigawatts (abril de 2013) 3 % de la demanda nacional	35 % de su consumo para el 2020 y 80% para el 2050	En Hamburgo opera un yate turístico movido por paneles solares
Estados Unidos	California: 350 MW Nevada: 2 estaciones una de 64 MW y otra de 48 MW Florida: 25MW De Soto: 25MW		La estación de California es la mayor productora de energía solar del mundo.
China	7 GW en 2012. Para fines de 2013 10 GW	21 GW en 2015	La planta Golmud Park produce 200 MW. China tiene unas 400 compañías productoras de PV y genera el 25% de estos productos. En 2007 produjo 1700 MW de paneles solares, o sea el 50% de la producción mundial.
México	Posee una planta que produce 30 MW con ciclo combinado con una turbina de gas de 400 MW		México es el mayor productor latinoamericano de energía solar. Brasil, Honduras, planifican instalar centrales solares.
Otros países			India, Israel, España, Gran Bretaña incrementan anualmente su producción de energía solar.

### **Energía solar térmica**

Entre las plantas de energía solar, debemos agregar las estaciones de energía solar térmicas, incluyendo la de generación de potencia de 354 megavatios (MW) en los Estados Unidos, la estación generadora de Solana (Estados Unidos, 280 MW) y Solaben Solar Power Station (España, 200 MW). La Instalación Solar de potencia, Ivanpah 392 MW, ubicada en California, desierto de Mojave, es el proyecto de planta termosolar mayor mundial, actualmente en construcción. Hay planes para construir muchas otras grandes plantas termosolares.

La industria de energía solar térmica ha estado creciendo, planificada con unos 1,17 gigavatios (GW) de concentración de plantas de energía solar (CSP) en línea a partir de 2011. 582 megavatios de ellos se encuentran en España y Estados Unidos tiene 507 MW de capacidad. Unos 17 proyectos de GW de CSP se están desarrollando en todo el mundo, y los Estados Unidos lidera con aproximadamente 8 GW. España ocupa el segundo lugar con 4,46 GW en desarrollo, seguido por China con 2,5 GW.

### **Energía eólica**

Con respecto a la utilización del viento como fuente para producir electricidad, el Cuadro 2 presenta un resumen de los principales desarrollos a nivel mundial.

### **Bio-energía, biomasa**

La biomasa procede del aprovechamiento de la materia orgánica e inorgánica, formada en algún proceso mecánico o biológico, para producir energía. El Cuadro 3 nos da una síntesis de los procesos de desarrollo utilizados en varios países.

### **Energía hidroeléctrica**

La capacidad hidroeléctrica a nivel mundial fue, en 2012, alrededor de 890 GigaWatts. Los países con mayor capacidad construida son China, Canadá, Brasil, Estados Unidos y Rusia. El Cuadro 4 muestra un resumen.

**Cuadro 2.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos del uso de energía eólica.

<b>País</b>	<b>Producción Actual</b>	<b>Producción Esperada</b>	<b>Comentarios</b>
Estados Unidos (Energy, 2013), 32 Gigawatts (abril Wind Power, 2013)	10 GW. En 2012 abasteció el 3,5 % de la demanda nacional de electricidad	20% de la demanda nacional en 2030	En 2012 se instalaron 6700 turbinas y se invirtieron US\$ 25 billones (millardos). Han ocurrido muchos adelantos en la altura de torres hasta alcanzar los 100 mts
Brasil (Yapp, 2011) (Dams in the Amazon, 2013)	1 GW	12 GW en 2020 (meta del plan energético a 10 años publicado por la Empresa de Pesquisa Energética) 22 GW estimación de la Brazilian Wind Energy Association	Brasil produce actualmente 78,8 % de su electricidad de fuentes hídricas y 6,6 % de otras fuentes renovables para un total de 85,4 % de fuentes renovables. Concorde con la política de reducir sus emisiones de CO2 a 39% para el año 2020
Alemania (Hermann y Romero – Castillo, 2012)	29.075 MW 10% de la electricidad que circula por la red eléctrica germana	Hasta el año 2020, la cantidad actual deberá duplicarse. A largo plazo, el Estado alemán planea cubrir el 25% del consumo de electricidad con energía eólica.	Produce el 8% del consumo

**Cuadro 2.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos del uso de energía eólica (cont.).

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
Dinamarca	Para 2008 se produjo el 18,9% de la electricidad de las alternas y 24,1% de la capacidad de generación	En 2012 se aprobó un plan para aumentarlo al 50% para el año 2020.	
España (Energía Eólica, 2013)	A 30 de Abril de 2012 la potencia eólica instalada era de 21.288 MW (21 % de la potencia bruta instalada del sistema eléctrico nacional). Durante 2011 cubrió el 16 % de la demanda eléctrica.		Es el cuarto productor mundial de energía eólica

**Cuadro 3.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos del uso de bio-energía.

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
Suecia			El proyecto Pyrogrot que utiliza residuos forestales, producirá 160.000 toneladas de aceite con alto contenido energético (Bayar, 2013).
Estados Unidos			Segundo productor de etanol. Existe un debate sobre si la producción, será mayoritariamente de caña de azúcar o de maíz.
Brasil	Las plantas de etanol producen 600 MW para consumo interno y 100 MW para venta externa.		Ha acopiado gran experiencia en la producción de etanol de la caña de azúcar.
China	2010 producía 5 GW	Se esperaba alcanzar 30 GW para el año 2020. (Bioenergy in China, 2013).	
Reino Unido	La planta Tillbury B tiene 750 MW		Se ha cuestionado severamente esta fuente de energía (Ernsting, 2012).
Finlandia, Canadá e Italia			Están activamente impulsando este sector

### **Energía oceánica**

Se puede utilizar la de las olas, las mareas y la térmica; se generan potencias desde 400 kW hasta producir 240 MWh. Los costos de construcción son muy altos, hasta US \$1600 por kW. (Ref 3 Wikipedia. “*Ocean energy*”). La European Ocean Energy Association publica informes con regularidad. Electric Power Research Institute (EE.UU.) halló un potencial nacional de 6,6 TWh/año para las mareas y de 2100 TWh/año para las olas (Wave). El Cuadro 6 muestra algunos desarrollos.

**Olas:** en EE.UU., hay plantas en Texas, Florida.

### **Energía geotérmica**

Hasta el momento ha recibido muy poca atención, hay 10.700 MW de capacidad instalados en 24 países, para la generación de electricidad. Ver Cuadro 7. (Ref.4).

### **Celda de combustible (*Fuel Cell*):**

**Estados Unidos:** Se proyecta su uso en el transporte vehicular, para lo cual presenta buenas perspectivas, en especial con el hidrógeno. Tiene una eficiencia aceptable

**Alemania:** En este campo es el país más avanzado en Europa, contempla múltiples aplicaciones; utiliza una pila de combustible en el submarino U-212, producida por Siemens y HDW.

### **Hidrógeno**

Se ha avanzado mucho para su utilización en vehículos, especialmente en Alemania. Se utiliza en los motores de combustión interna y en ese país hay estaciones que la suministran a los vehículos.

La Unión Europea patrocina la “*Fuel Cells and Hydrogen (FCH) Joint Technological Initiative (JTI)*” para estimular la investigación en este sector.

Con frecuencia se reciben múltiples publicaciones anuales sobre este tema.

**Cuadro 4.. Resumen-Síntesis de los principales desarrollos hidroeléctricos.**

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
China		Para el año 2014 deben entrar en producción nueve plantas adicionales a Tres Gargantas y hay otras bajo construcción.	La represa las Tres Gargantas, aun bajo construcción, es la mayor mundial, con 22500 MW.
Paraguay	La represa Itaipu tiene 14000 MW. La represa de Tucuruí tiene 8370 MW.	Se está construyendo la represa Belo Monte, con capacidad teórica para generar 11233MW, siendo la tercera mundial.	El crecimiento brasileño obliga a añadir anualmente 6000 MW de energía a su capacidad instalada de 121.000 MW. Aun así proyecta intensificar su potencial de generación de energía solar y eólica y el bagazo se utiliza para las calderas de alta presión. Para el futuro será hidráulica la generación del 50% de su energía, 30% eólica y biomasa y el resto por gas. Tiene 48 represas proyectadas. Sus estudios demuestran que tiene un potencial de 143.000 MW de generación por eólica. Se calcula que el precio del MW generado por eólica es de 90 a 100 reales por MWH. En cambio en Belo Monte es de 77,97 reales por MWH. (Yapp, 2011).

**Cuadro 4.. Resumen-Síntesis de los principales desarrollos hidroeléctricos (cont.).**

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
Estados Unidos	La represa Grand Coulee tiene 6809 MW.		
Venezuela	La represa de Guri tiene 12000 MW, Macagua 3167 MW.		
Rusia	La represa Sayano tiene 6721 MW, Krasnoyarsk tiene 6000 MW.		

**Cuadro 5.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos energéticos nucleares.

<b>País</b>	<b>Producción Actual</b>	<b>Producción Esperada</b>	<b>Comentarios</b>
China	Posee 28 reactores nucleares bajo construcción. La planta Quinshan genera 4038 MW y la de Ling Ao 3876 MW		
Francia	Produce el 80% de su energía de sus reactores, con 16 centrales multi-uso. La planta Cattenom 5200 MW, Blayais tiene 3640MW, Gracelines 5460.		
Canadá	La planta Bruce tiene 6234 MW.		
Alemania	Produce actualmente el 16% de la electricidad de sus centrales nucleares. Gundremmingen tiene 1972 MW	Alemania proyecta cerrar todos sus reactores para el año 2022	
Estados Unidos	Produce el 19% de su consumo de fuentes nucleares; tiene 104 reactores en operación y se están construyendo dos reactores de Tercera Generación en Voigt. La planta Blayais tiene 3640MW, Browns Ferry 3300MW, Palo Verde 4414MW.		

**Cuadro 5.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos energéticos nucleares.

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
Rusia	La capacidad total instalada es de 21.244 MW. La planta de Balakovo tiene 3800 MW. Rusia Tiene planes para incrementar sus reactores en operación de 31 a 59. Para 2010 el total generado fue de 170.1 TWh en los reactores nucleares.		
Japón	Tiene cincuenta reactores en operación, produciendo el 30% de la electricidad y debe importar el 80% de sus necesidades energéticas. La planta Oel tiene 4464 MW, Fukushima II tiene 4268 MW.		El accidente de Fukushima en 2011, la está obligando a reconsiderar la utilización de la energía nuclear.
Otros países: India, Pakistán, Brasil, Argentina y México.	Posen reactores en operación.		Irán tiene uno bajo construcción cuya decisión ha provocado debates mundiales entre las potencias por las posibilidades de uso militar de su combustible y <u>Corea del Norte</u> tiene otro, que también ha sido cuestionado por el mismo motivo

**Cuadro 6.** Resumen-Síntesis de los principales desarrollos energéticos utilizando mareas.

<b>País</b>	<b>Producción Actual</b>	<b>Producción Esperada</b>	<b>Comentarios</b>
Francia	St. Malo (1966), producía 240 MWh, actualmente es de 600 GWh/año.		
Canadá	Tiene una estación de 3,6 MW en Vancouver		
U.K.	Tiene una estación de 300 kW en la costa de Devon; otra estación de 10,5 MW en Gales.		
Irlanda	Tiene una estación de 1.2 MW		
Otros países	Hay proyectos en Rusia, China, Australia		

**Cuadro 7. Resumen-Síntesis de los principales desarrollos geotérmicos.**

País	Producción Actual	Producción Esperada	Comentarios
Estados Unidos	Produce desde 1892, con plantas en Idaho, Oregón y otros sitios.		
Italia	Produce desde 1904, tiene una planta con capacidad 562,5 MW.		
Islandia	La planta de Hengill produce 303 MW de electricidad y 133 de energía térmica.		
Filipinas	Posee siete plantas con capacidades que fluctúan desde 770 MW hasta 442 MW.		
México	Tiene siete plantas, con potencias que fluctúan entre 220 MW y 100 MW.		
Otros países	Indonesia, Nueva Zelandia, y Japón tienen plantas pequeñas.		

### **Carbón**

El carbón mineral es considerado como altamente contaminante por su producción de  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_2$  y hollín, empero su abundancia y costo permiten su uso.

Para el año 2011 se produjeron mundialmente 7.667 Mt<sup>2</sup>; la utilización del carbón continúa con un 30,3%, del consumo total de energía mundial, el cual puede mantenerse, sobre todo en las plantas térmicas de vapor, en adición, están bajo desarrollo varios procesos para producir un “carbón limpio”, con bajo azufre, con la producción de un mínimo de contaminantes. (*Coal*, 2013).

Combustibles tradicionales, tales como el carbón y el gas natural, por su naturaleza, aún cuando son alternativas, no se considerarán aquí como reemplazo de los hidrocarburos entre las energías alternas, al igual que las lutitas.

### **Las Energías Alternas en Venezuela**

Han recibido muy poca atención en Venezuela, se han utilizado en muy pocas ubicaciones.

En la Universidad Central el profesor Melchor Centeno fue pionero en la investigación sobre energía solar (Freites, 2010). En la Universidad Simón Bolívar el profesor Stefan Zarea ha sido pionero en la investigación y construcción de equipos de energía eólica.

En los años 80 el Ministerio de Minas e Hidrocarburos creó la Dirección de Energías Alternas, la cual estuvo relacionada con la instalación de una planta solar en Amazonas y otra de eólica en la península de Paraguaná. En Caracas promovió alguna instalación solar en un colegio. Además, en la Base Naval de La Orchila se instaló una planta solar.

Actualmente hay edificaciones donde toda el agua caliente es derivada de una planta solar y se adelantan planes para extenderla a áreas desasistidas, para ambas la solar y la eólica.

### **El Futuro de los Motores de Combustión Interna**

El transporte es casi íntegramente dependiente del tipo de motor que mueve a los vehículos. Hasta el momento, solo los motores de combustión interna son los únicos que, masivamente, impulsan a todos los vehículos: camiones, autobuses, automóviles, aviones. En el transporte por tren, los motores diésel ocupan un porcentaje importante.

Los motores operados por los ciclos diésel y Otto continúan siendo los más usados, el Wankel y el Atkinson no han obtenido aceptación mayoritaria. Los motores de gas no ofrecen solución real al problema de reducción de la contaminación. (GreenCar Congress, 2011) (Internal Combustion Engine, 2013).

Para este momento, están en operación motores con inyección directa (*direct fuel injection*), o inyección directa-turbo (*direct injection turbo*), o desplazamiento variable (*variable displacement*), o tiempos variables y apertura de válvulas (*variable valve timing and lift*) y otros métodos.

Indudablemente, el motor eléctrico podrá ocupar una fracción en el futuro, al igual que el hidrógeno, pero el mayor porcentaje lo tendrán los motores de combustión interna durante el resto de este siglo. Ambos métodos dependen de estaciones de recarga, ubicados en sitios convenientes para el usuario.

En los próximos cincuenta años los motores de combustión interna continuarán siendo utilizados masivamente en el transporte.

### **Las Plantas Productoras de Energía**

Las plantas eléctricas de mayor capacidad son esencialmente movidas por energía hidroeléctrica o por las nucleares. Esto continuará siendo así durante el resto de este siglo.

Las plantas de capacidad mediana continuarán siendo accionadas, esencialmente, por la turbina de gas, por la turbina de vapor y por los motores diésel. En Taiwán, la planta de vapor Taichung tiene 5780 MW, en China la Toketuo tiene 5200 MW, en Polonia la Belchatow tiene 5053 MW.

Con respecto a fuel-oil, en Japón la planta Kashima tiene 4400 MW, la Hirono tiene 3800 MW, en Rusia la Surgut 1 tiene 3200 MW, en el Reino Unido la planta Peterhead tiene 2177 MW.

Con respecto a gas natural en Rusia la planta Surgut 2 tiene 5597 MW, en Japón la planta Hittsu tiene 5040 MW.

Las plantas para cargas pequeñas serán movidas por motores de combustión interna, Otto y Diesel.

### **CONCLUSIONES**

Se puede concluir que los motores de combustión interna continuarán en uso durante una parte importante de este siglo, con algunas modificaciones, hasta tanto sean reemplazados por otros más eficientes y menos contaminantes. Sin embargo, los medios de transporte personal pueden ver alterado su uso en los próximos cincuenta años, con otros tipos de vehículos.

En cada uno de los países mayores se llevan a cabo investigaciones sobre todas las posibilidades que ofrecen las energías alternas. Ninguna es conclusiva, pero puede inferirse que, para el año 2050, ocuparán un alto porcentaje de la oferta mundial. La utilización de cada una de las energías alternas dependerá exclusivamente de las ventajas que éstas proporcionen en una región determinada. No puede asegurarse que haya alguna que no ofrezca ventajas y desventajas, todas las tienen y esto debe ser evaluado.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Bayar, T. (2013). *Sweden's Bioenergy Success Story*. Renewable Energy World, s.l. [Artículo en línea, publicado el 13 de marzo de 2013] Disponible en: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/print/article/2013/03/swedens-bioenergy-success-story> [Consulta 22 de octubre de 2013].

Bioenergy in China. (2013). Wikipedia [Artículo en línea] Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Bioenergy\\_in\\_China](http://en.wikipedia.org/wiki/Bioenergy_in_China) [Consulta 23 de octubre de 2013].

Coal. (2013). Wikipedia. [Artículo en línea] Disponible en <http://en.wikipedia.org/wiki/Coal> [Consulta 23 de Noviembre de 2013].

Dams in the Amazon. The rights and wrongs of Belo Monte (2013). The Economist (London). May 4th, p. 37

Energía Eólica en España. (2013). Wikipedia [Artículo en línea] Disponible en: [http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_e%C3%B3lica\\_en\\_Espa%C3%B1a](http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica_en_Espa%C3%B1a) [Consulta 18 de octubre de 2013].

Energy. Blown away. Wind power is doing well, but it still relies on irregular and short-term subsidies (2013). The Economist (London), June 8<sup>th</sup>- 14<sup>th</sup>, pag. 36.

Ernsting, A. (2013). *Sustainable Biomass. A Modern Myth* (Smolker, R. & Hanna, E. editors) s.l., Biofuels-watch. (Documento en línea) Disponible en: <http://globalforestcoalition.org/wp-content/uploads/2012/09/Biofuelwatch-Biomass-Myth.pdf> [Consulta 22 de octubre de 2013].

Europe's reluctant hegemon. Special Report Germany. (2013). The Economist (London) [Reportaje en línea, publicado june 15th 2013] Disponible en: <http://www.economist.com/news/special-report/21579140-germany-now-dominant-country-europe-needs-rethink-way-it-sees-itself-and> [Consulta 23 de octubre de 2013].

Freites, Y. (2010). Energía solar en Venezuela: Melchor Centeno Vallenilla Caracas, ASOVAC. [Artículo en línea, publicado el 27 de enero de 2010 ] Disponible en: <http://www.asovac.org/2010/01/27/energia-solar-en-venezuela-melchor-centeno-vallenilla/>. [Consulta 23 de octubre de 2013].

Geothermal Energy. (2013) [Artículo en línea] Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal\\_energy](http://en.wikipedia.org/wiki/Geothermal_energy). [Consulta 23 de octubre de 2013].

Green Car Congress. (2011). *EPA official: the future of the internal combustion engine is bright and clear* [Reportaje en línea, publicado el 5 de octubre de 2011] Disponible en: <http://www.greencarcongress.com/2011/10/deer-20111005.html> [Consulta 23 de octubre de 2013].

Grozdanic, L. (2013). *Germany Sets 23.9 GW Solar Power Generation Record!* [Reportaje en línea] Disponible en: <http://inhabitat.com/germany-sets-another-solar-power-generation-record/> [Consulta 18 de octubre de 2013].

Hermann, G. y E. Romero-Castillo. (2012). *Energía eólica en los bosques alemanes*. Deutsche Welle (DW), Berlin. 28 de junio de 2012. (Técnica) [Artículo en línea] Disponible en: <http://www.dw.de/energ%C3%ADa-e%C3%B3lica-en-los-bosques-alemanes/a-16059182> [Consulta 19 de octubre de 2013].

Internal combustion engine. (2013). Wikipedia. [Artículo en línea] Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Internal\\_combustion\\_engine](http://en.wikipedia.org/wiki/Internal_combustion_engine). [Consulta 23 de octubre de 2013].

Wind Power. (2013). Wikipedia. [Artículo en línea] Disponible en [http://en.wikipedia.org/wiki/Wind\\_power](http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power). [Consulta 18 de octubre de 2013].

Wind power in Spain. (2013). Wikipedia [Artículo en línea] Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Wind\\_power\\_in\\_Spain](http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power_in_Spain) [Consulta 23 de octubre de 2013].

World Wildlife Fundation. (2011). *El informe de la energía renovable. 100% de energía renovable para el año 2050*. Gland (Suiza).

Yapp, R. (2011). *Brazil Soars in Clean Energy Rankings*. Renewable Energy World, s.l. [Artículo en línea, publicado el 28 de septiembre de 2011] Disponible <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/09/brazil-sets-the-pace-in-clean-energy> [Consulta 19 de octubre de 2013].

### **(NOTAS)**

<sup>1</sup> El programa MATOC (*Multiple Award Task Order Contracts*), diseñado para el proyecto de concesión, construcción, operación y mantenimiento y gestión de un programa de parques solares en bases militares americanas tiene un presupuesto de 7.000 millones de dólares e incluye instalar una potencia de 3.000 MW de energías renovables para el año 2025, para las instalaciones del Ejército, la Fuerza Aérea y la Marina. Esta potencia eléctrica sería suficiente para satisfacer 750.000 hogares. Véase Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (REVE) (2013). Energías Renovables: T-Solar podrá suministrar energía solar fotovoltaica al ejército de EE UU. [Reportaje en línea] Disponible en: <http://www.evwind.com/2013/09/05/energias-renovables-grupo-t-solar-precalificada-por-el-departamento-de-defensa-de-ee-uu-como-proveedor-de-energia-solar-fotovoltaica/>.

El Departamento de Defensa, como ente único, es el mayor consumidor de energía del mundo y debe cumplir, por mandato del Congreso estadounidense, el objeto de cubrir con energías renovables al menos el 25 % del consumo energético de sus instalaciones y dependencias. Para ello prevé impulsar la puesta en marcha de 3.000 megavatios (MW) renovables en instalaciones del Ejército, la Fuerza Aérea y la Marina para el año 2025. Véase Inversion y Finanzas.com. (2013) Iberdrola clasificada con Acciona y ACS para plan eólico del Ejército de EEUU. [Reportaje en línea] Disponible en: <http://www.finanzas.com/noticias/empresas/20130911/iberdrola-clasificada-acciona-para-2471149.html>.

<sup>2</sup> Mt: millones de toneladas.

## **5. DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA**

### **5.1. Sector Transporte**

*Ing. César Quintini Rosales*

#### **Consideraciones preliminares**

Son grandes los esfuerzos que a nivel mundial, se realizan para estimar las eventuales condiciones que pudieran presentarse en horizontes cronológicos, que estarían dentro del marco de unos cuantos meses, hasta otros tan lejanos como una centuria o quizás medio siglo, para no excederse. Los resultados que se ofrecen son en general impactantes, condición que dura hasta que la expectativa se convierte en un presente diferente.

Pueden contarse por millones las horas dedicadas a encontrar correlaciones factibles y creíbles, entre variables como los índices demográficos, las variables económicas y las tendencias culturales. Así como el efecto de las políticas públicas y las cuestiones geopolíticas en el comportamiento de las sociedades y su demanda de bienes y servicios.

Dentro del marco de las expectativas a ser visualizadas, están las tendencias del consumo energético en las actividades del transporte, las cuales se caracterizan por el deseo general de los seres humanos de desplazarse ellos o desplazar los bienes que desean, en el menor tiempo y con el menor esfuerzo posible, esfuerzo que en términos físicos es trabajo y que requiere energía para realizarlo.

En general, como se ha comentado en lo ya escrito, se tiende a configurar lo que pueda esperarse en base a

los datos recabados del pasado reciente, ajustándolos en función de los cambios que se espera puedan ocurrir. Así, en el caso de estimar la probable demanda energética del transporte, es razonable partir de la información de la que se dispone, relativa a la demanda en los años recientes.

Es común reconocer como demanda energética del transporte, la sumatoria de toda la energía consumida en una determinada circunscripción geográfica dentro un determinado período, por todos los medios de transporte que han operado en dicha circunscripción. Nótese que si se va actuar con cierta rigidez intelectual, no se debe imputar a tal efecto solamente la energía destinada a la movilización de naves, aeronaves y vehículos, sino también debiera contabilizarse la energía consumida en la manufactura de dichos vehículos y en la construcción de la infraestructura por la que habrán de circular.

Desde luego que la porción de energía dedicada a la fase de manufactura deberá prorratearse a lo largo de la probable vida útil del vehículo y así debiera ser en cuanto a las obras de infraestructura construidas a tal efecto.

Una búsqueda preliminar relativa a la energía consumida en la manufactura, condujo a la versión inglesa de Wikipedia, allí se menciona que según un estudio realizado en Australia, la llamada “*embodied energy*” –referida en español como “energía gris” o “energía cautiva” – requerida para la manufactura de un automóvil estaría en el orden de los 0,27 terajulios. No parece ser esa una ruta adecuada para determinar el impacto energético del transporte, aunque en Venezuela el costo de importación de partes y vehículos ensamblados debe compensarse con la venta de energía en la forma de hidrocarburos. Consideraciones similares son aplicables en la cuantificación del impacto del desarrollo de la infraestructura para transporte, en lo que a demanda energética se refiere. Queda finalmente la vía de cuantificar el impacto directo del consumo de combustible para las actividades de transporte, a partir de la información disponible.

A tal efecto se decidió acudir a las estadísticas publicadas por los entes oficiales con competencia en cuestiones energéticas, fundamentalmente la publicación del PODE (Petróleo y Otros Datos Estadísticos) editada por el ministerio responsable de los asuntos energéticos y complementarlo con los Informes Anuales de OPSIS/CNG para el Sector Eléctrico. (Cuadro 1). Debido a que ha resultado difícil obtener información al día, relativa a la actividad energética, se recabaron datos para el consumo de gasolina en el período 1999-2008 y para el consumo de gasoil de 2004 a 2008, estos últimos datos resultan relevantes debido al importante incremento del consumo de gasoil para la generación de electricidad durante dicho período. Siguen los datos tabulados.

En el caso de la gasolina puede observarse que entre 1999 y 2002 hubo un incremento en el consumo del orden del 20%, para luego experimentar un brusco descenso que devuelve el consumo en 2004 al nivel de 1999. De 2004 a 2005 en un solo año crece la demanda tanto como lo hizo en los cuatro primeros años del período en consideración, luego de 2005 a 2008 se observa un crecimiento interanual del orden del 6%.

Para completar el cuadro energético se deben incluir los consumos de gasoil, turbofuel y fuel oil, este último con muy poco impacto. Al consumo nacional de gasoil se debe restar el consumo de las plantas eléctricas que entre 2004 y 2008 experimentó un incremento del orden del 44%. Realizado el descuento, puede observarse que mientras el consumo de gasolina experimentó un gran incremento entre 2004 y 2005, el consumo de gasoil bajo el 13%, dada la diferencia de tecnologías para usar uno u otro combustible, no se puede explicar que el descenso en el consumo de un combustible pueda ser compensado por el aumento en el consumo del otro. No obstante, al sumar los barriles con el consumo de todos los combustibles, si se observa un crecimiento progresivo con un aumento de 30% de 2004 a 2008. La única conclusión que puede derivarse de las cifras en conside-

**Cuadro 1.** Consumo interno total de productos refinados (mb/d). **Fuente:** PODE (199-2008)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Gasolinas</b>	200,3	209,6	226,2	243,3	216,7	202,1	243,2	258,2	274,4	289,2
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>					
<b>Gasoil</b>	97098	84238	90308	94977	102539					
<b>Gasolina</b>	201590	242750	257750	274010	288880					
<b>Turbofuel</b>	4530	4580	4680	5560	4760					
<b>Total</b>	303218	331568	352738	374547	396179					

ración, es que no constituyen una base de datos confiable para una prognosis cuantitativa.

### **Un deseable enfoque cualitativo**

Más que motivo de incertidumbre, la carencia de una base de datos suficiente para justificar un ejercicio de anticipación cuantitativa, ofrece la oportunidad de identificar tendencias y proponer cursos de acción para minimizar factores negativos y estimular aquellos con perspectivas favorables.

Existe una intensa búsqueda de tecnologías alternativas capaces de reducir el consumo de hidrocarburos en el transporte, tanto por razones económicas, como por consideraciones ambientales. Aumentan las ferrovías electrificadas y el transporte urbano masivo en base a trenes subterráneos eléctricos. Se avanza, aunque a ritmo lento, en la búsqueda de baterías y centros de recarga que aumenten el radio de operación de los autos eléctricos y hay en el mercado modelos híbridos que permiten operar con ambos tipos de energía, sin que se olvide que se puede generar electricidad con las más diversas fuentes de energía primaria. Hay vehículos experimentales rodando en las carreteras de Norteamérica y de la Unión Europea, alimentados con energía solar y en fecha reciente una aeronave con paneles solares y motores eléctricos voló de San Francisco a Nueva York con cinco escalas intermedias. Todos los avances que se logren de aquellas experiencias, sin duda habrán de repercutir en el mercado petrolero y en consecuencia tendrán un impacto significativo en la economía venezolana, circunstancia que a su vez afectará la disponibilidad de recursos aplicables al transporte en Venezuela.

La práctica en los pasados cien años ha sido en Venezuela, la de determinar las necesidades de transporte y a partir de allí dirigir parte de los recursos financieros generados por la venta de hidrocarburos, para expandir la infraestructura de transporte, ampliar la flota vehicular y

surtirla de combustible, a precios inferiores del costo de producirlos y que son una ridícula fracción del precio de oportunidad del mismo. Uno de los grandes retos que tiene el talento técnico nacional, es el de crear soluciones que, con inversiones modestas, sean capaces de aumentar la eficiencia del sistema de transporte existente, para transportar más carga y mayor número de pasajeros.

No es con medidas como la de obligar al uso de gas comprimido en los automóviles, que se podrán lograr los resultados deseables. Cuando se disponga de suficiente gas, mucho más efectivo será llevarlo a las plantas generadoras para liberar y llevar al comercio exterior cincuenta mil barriles de gasoil, que cambiar el patrón de consumo de casi 20% de la flota vehicular que actualmente gasta gasolina. Así como se están gastado sumas del orden de varios cientos de millones de dólares, en la instalación de aerogeneradores de escasa utilidad en Venezuela, se debería estar invirtiendo una suma similar en investigaciones de campo que permitan identificar tecnologías, que conduzcan a una mayor eficiencia en el uso de la infraestructura y las flotas de transporte de que dispone Venezuela. Hay soluciones que permiten mejorar de manera significativa el transporte automotor unipersonal, existe la tecnología para hacerlo, hace falta implantar los necesarios cambios actitudinales para lograrlo.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (2007). *Informe Anual 2007*. Caracas..

Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (2008). *Informe Anual 2008*. Caracas.

Ministerio del Poder Popular del Petróleo y Minería. *Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE) (2007–2008)*. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=179>.

## 5.2. Sector Industrial

*Ing. Alfredo Vilorio*

### Antecedentes

El mercado petrolero durante el año 2012, conllevó a que el crecimiento del PIB global se ubique por encima del 5,4%, los precios del crudo se lograron mantener en niveles promedio por encima de los 100 \$/Bl. No fue sino hasta el 2009, cuando la caída de los precios del gas natural, causada por una sobreproducción de gas natural de esquisto, que llevó los precios desde los 9 \$/MMBTU en 2008 hasta los 4 \$/MMBTU en el 2009.

En el mundo, se presentan distintas maneras para el diseño de los precios del gas, influidas por cuestiones económicas y políticas propias de cada país. En este sentido, pueden enumerarse los siguientes mecanismos existentes en la actualidad:

- o Competencia gas por gas.
- o Escalada del precio del petróleo.
- o Monopolio bilateral.
- o Net back.
- o Regulación basada en el costo del servicio.
- o Regulación basada en cuestiones políticas o sociales.
- o Regulación por debajo del costo.
- o Sin precio.

El PODE 2009–2010, se indica, que las reservas probadas del gas natural son del orden de 5.524.501 MMM<sup>3</sup>, con una producción neta de 41.329 MMM<sup>3</sup>, no incluye el

gas a inyección. En el Cuadro 1 se discrimina la producción de gas, en el 2010.

**Cuadro 1.** Producción de gas natural, PODE (2009-2010)

<b>Actividad</b>	<b>Volumen</b>
Producción	71.720
Utilización	37.580
Inyectado	30.391
Arrojado	7.189
Otros usos	34.140
Transformados en productos y mermas	6.706
Combustible	7.700
Vendido	19.734

En el 2009, Venezuela consumió 3896,85 miles de barriles equivalentes por día (mbepd), donde:

- o El petróleo representa la mayor parte del consumo total de energía en Venezuela. 2915 mbepd;
- o El gas natural contribuyo 792 mbepd;
- o La hidroelectricidad con 146,02 mbep/d; y
- o El carbón representa el resto de la energía utilizada.

Según cifras de la Agencia de Información de Energía EIA, (por sus siglas en ingles), en Venezuela y durante la última década el porcentaje de consumo de derivados del petróleo en la matriz de energía del país ha aumentado de 36 por ciento a 47 por ciento.

La cadena de valor del gas natural, consiste en el gran conjunto de operaciones necesarias, para su exploración, perforación, explotación y suministro gas natural desde la boca del pozo, hasta los usuarios finales. Aque-

llos usuarios que requieran más de 100 MMPCND (26,78 MMm<sup>3</sup>d), sin considerados como grandes usuarios.

### **Valorización del gas. Usuarios finales**

La transmisión de gas natural, requiere de una serie de tecnologías, para la entrega de este recurso a los diferentes centros de consumo. Esta actividad se caracteriza por ser un monopolio natural, ya que son proyectos intensivos en capital debido a los altos costos fijos para la construcción del gasoducto. En Venezuela, el mercado interno es atendido a través de una red de gasoductos de 4.396,6 Km, que transporta 37.032.295 MM<sup>3</sup>/año, y por líquidos provenientes del gas natural, el consumo de estos líquidos fue de 113.662 b/d (2010).

Estudios de net back realizados en el 2000, (Yoli, 2000; Aboud, 2008) arrojaron las siguientes cifras iniciales:

- o En producción del gas a inyección se valoriza en 2,64 US \$/ MMBtu;
- o En el sector petroquímico, el valor del gas natural, en el mercado interno se multiplica por un factor de 30;
- o El valor del gas producido es mayor, (supera al del petróleo a partir de 6.000 PC/B), por la sustitución de líquidos en el mercado interno y liberación de ellos a mercados de exportación;
- o En el sector eléctrico, la valorización es de 1,70 US\$/ MMBtu;
- o Las industrias básicas de Guayana, está asociado a los precios de realización, de cada uno de los productos provenientes de la transformación del hierro y el aluminio.

Por otra parte, estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas, señalan que el sector gas, al igual que el sector eléctrico, es un servicio de utilidad pública en sus segmentos de producción (generación) y comer-

cialización siendo además un servicio público en sus segmentos de transmisión y distribución (T&D), por su condición de monopolio natural. Por lo tanto, los agentes económicos proveedores de estos servicios están legalmente sujetos a restricciones en la fijación unilateral de precios y tarifas, en la manera de organizarse y en la manera de estructurar sus relaciones contractuales

Los países con mercados de gas en desarrollo, a menudo tienen una competencia limitada, ya que los mercados, no son lo suficientemente grandes como para soportar el funcionamiento eficiente de un gran número de productores nacionales o proveedores. En estos países, los reguladores participan en la formulación de políticas públicas en el sector, y ejercen un papel primordial en establecimiento de criterios de calidad de gas de acuerdo a los requerimientos del gas natural y sus productos.

### **Especificaciones del gas natural**

En el caso de Venezuela, las premisas formuladas por el Ejecutivo Nacional, establecen, que el gas natural debe satisfacer del mercado interno, y como segunda prioridad, el envío de sus excedentes a mercados de exportación. El Ente Nacional de Gas (ENAGAS), ha establecido una serie de especificaciones técnicas para la calidad del gas natural para el mercado interno Cuadro 1. También ver Orellana (2000), Juris (2000) y PDVSA gas (2011).

Las especificaciones, requeridas para el gas combustible, denominado como gas metano, en el reglamento para los hidrocarburos gaseosos), donde el poder calorífico del gas es un requerimiento esencial para el correcto funcionamiento de los equipos industriales y doméstico, donde el índice de Wobbe (denominado factor de intercambiabilidad y se define como la relación entre el poder caloríficos y la gravedad específica del gas y su relación con la entrada de energía al quemador) es el parámetro comúnmente utilizado para establecer los criterios de eficiencia energética en este tipo de aplicación.

**Cuadro 1.** Especificaciones del gas para el mercado interno.

Mercado interno	Especificaciones
Petroquímica	Composición molar del gas, especial énfasis en el contenido de etano... Trazas (H <sub>2</sub> S, mercaptanos). Punto de rocío de agua e hidrocarburos.
Gas combustible Norma COVENIN 3568-2:2000	Poder calorífico. Composición molar del gas, componentes mayoritarios. Trazas (H <sub>2</sub> S, mercaptanos). Punto de rocío de agua e hidrocarburos. Densidad. Densidad Relativa. Factor de compresibilidad. Índice de Wobbe.

Así mismo se establecen los niveles permisibles de gases ácidos y contenido de agua, elementos que comprometen la integridad estructural de las instalaciones e infraestructura para el manejo, acondicionamiento, transmisión y distribución. (Cuadro 2). tomando en consideración los siguientes aspectos:

- o Contenido de agua: esta especificación es necesaria para prevenir la condensación de agua en las tuberías. La presencia de agua libre conduce a la formación de hidratos y corrosión de las líneas de transmisión.
- o Contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>: la presencia de estos compuestos causa corrosión en las instalaciones y emisión de contaminantes a la atmósfera.
- o Poder calorífico: esta especificación es necesaria para que el cliente pueda consumir la cantidad de energía ajustada a sus necesidades.

- o Punto de rocío: es necesaria su determinación para prevenir la condensación de hidrocarburos líquidos en las tuberías durante la transmisión y distribución.
- o Contenido de mercurio: esta especificación es necesaria ya que el mercurio deteriora los intercambiadores de calor criogénicos y produce contaminación ambiental.

**Cuadro 2.** Especificaciones para el gas metano en cuanto al contenido de contaminantes. **Fuente:** Balsa y Peña, 2004.

Fecha de Vigencia	H <sub>2</sub> O (lb/MMPCE)	CO <sub>2</sub> (%molar)	H <sub>2</sub> S (ppmv)
Hasta 2008	7,00	8,5	12,00
A partir del 2009	6,56	6,5	9,22
A partir del 2011	6,06	4,0	6,79
A partir del 2013	5,65	2,0	4,16

Las estrategias para el acondicionamiento y tratamiento del gas en el mercado interno, está asociada a los requerimientos de:

- o Los usuarios finales;
- o Las inversiones iniciales de capital (CAPEX);
- o Vida útil del yacimiento, y volúmenes de gas a ser tratados.

En ese sentido las necesidades del acondicionamiento gas (Viloria, 2013), vienen dadas por:

Contenido de H<sub>2</sub>S

- o En sistemas de producción que manejan 250 MPCND y contenidos de H<sub>2</sub>S entre 20 a 100 ppm, la corriente de gas es tratada con soluciones de alcanolaminas;
- o Para caudales de gas inferiores a 125 MMPCND y presencia de H<sub>2</sub>S hasta 100 ppm, se emplean secuestrantes sólidos basados en óxidos de metales alcali-notérreos.

- o En sistemas que manejan caudales hasta 60 MMPCND y concentraciones de  $H_2S$  menores a 100 ppm, se utilizan secuestrantes líquidos, siendo las triazinas la más comúnmente utilizadas.

#### Contenido de $CO_2$ .

- o En operaciones de inyección de gas a altas presiones, y con fines de recuperación adicional de petróleo, no se requiere la remoción del dióxido de carbono, ya que a las condiciones de inyección el  $CO_2$  promueve el desplazamiento miscible del crudo en la formación, ayudando a mejorar el factor de recobro y la calidad del crudo producido;
- o En operaciones de extracción de líquidos y licuefacción del gas metano, se requiere una remoción profunda del  $CO_2$ , de manera de evitar la formación de hielo seco;
- o El gas a petroquímica, no requiere la remoción del  $CO_2$ , debido a que es un insumo importante para la obtención de la urea;
- o En operaciones de transmisión y distribución con fines del uso del gas metano, es necesario la remoción de este gas (al 2 % molar), valor que garantiza, el poder calorífico del gas combustible.

#### Contenido de $H_2O$

- o En sistemas de inyección de gas a yacimientos la deshidratación se lleva a cabo utilizando trietilen-glicol (TEG), reduciendo el agua a niveles de 5 lbm de  $H_2O$ /MMPCN de gas;
- o En sistemas de transferencia de gas a plantas de extracción de líquidos, la tecnología utilizada es la de tamices moleculares para garantizar la deshidratación profunda del gas;
- o En transmisión y distribución, se utilizan las tecnologías de deshidratación con TEG y tamices moleculares dependiendo de la naturaleza del gas (libre o asociado).

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- o Los hidrocarburos fósiles juegan un papel fundamental en el consumo energético nacional.
- o Las especificaciones del gas a los consumidores finales, dependen del aprovechamiento de este recurso en cada sector industrial.
- o La incorporación de reservas provenientes de proyectos costa afuera, permitirá satisfacer las necesidades del mercado interno y liberar líquidos a los mercados de exportación.
- o El gas natural está llamado a promover el desarrollo industrial del País.
- o Como resultado de este análisis, se recomienda, el profundizar las políticas públicas, tendientes a promover el intensivo y eficiente del gas, en el sector industrial.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Andrej J. (1985). *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*. Washington (DC), World Bank. [ebook] Disponible en: <http://elibrary.worldbank.org/doi/pdf/10.1596/1813-9450-1895>.

Balza, A. y J. Peña. (2004). *Especificaciones del Gas Natural y sus Productos, Enmarcado en Proyectos Costa Afuera*. (Seminario Técnico, PDVSA, INTEVEP).

García, J. A. (2008). *Aspectos sobre los Recursos del Gas Natural en Venezuela*. Caracas, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Marzo. [Presentación en línea]. Disponible en: [http://cmpc-consult.com/documentos\\_web/venezuela-perspectivas-gas-natural.pdf](http://cmpc-consult.com/documentos_web/venezuela-perspectivas-gas-natural.pdf)

Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. (2013). *Memoria 2012*. Caracas, autor. [Documento en línea]. Disponible en: <http://www.petroleumworldve.com/2012%20PDVSA%20Memoria%20MINPET%20%20LA%20ASAMBLEA.pdf>

Orellana, I. (2000). Las Perspectiva del Gas y su Regulación. *Revista Venezolana de Análisis de Coyuntura* (Caracas) VI (2): 341-381. (Ministerio de Energía y Minas).

PDVSA, Gas. (2011). Venezuela Potencia Gasífera. Impacto del Gas en el Desarrollo Nacional. Seminario SARGAS AVPG IDEA. Octubre 2011.

Petrotecnia Mecanismos actuales en la formación del precio del gas-[www.petrotecnia.com.ar/petro\\_10/mecanismos\\_actuales.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/petro_10/mecanismos_actuales.pdf)

PODE (2009-2010). Quincuagésima Edición. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

Yoli, G. (2000). Estudio de Valorización del Gas Natural por Sectores Consumidores. PDVSA GAS.

Viloria, A. (2013). Usos Industriales del Gas Natural y sus Productos. Charla Invitada a los Seminarios de la Especialización de Gas. Universidad Simón Bolívar. Mayo, 2013.

### **5.3. Sector Urbano**

*Ing. Jesús Augusto Gómez*

#### **Composición de la Demanda**

Según los resultados del Censo de 2011, el 88,8 % de la población vive en áreas urbanas (INE, 2011). Esto significa que con excepción de las industrias básicas, la industria petrolera y las demandas para la agricultura, alrededor de los núcleos urbanos se conforma un flujo de energías importante de gran magnitud, especialmente cuando se considera que casi todos los productos que se consumen en estos centros de una manera u otra tienen un componente energético. Esta condición a menudo queda soslayada cuando el análisis de los consumos se establece sobre la base de los sectores o tipo de suscriptores (IIASA, 2012).

Se puede decir que la demanda urbana de energía está integrada por varios componentes como son las demandas residenciales, las pequeñas industrias, la comercial, el alumbrado público y los entes oficiales. Esta demanda de energía es suplida básicamente de dos fuentes como son la electricidad y el gas.

#### **Demandas en Venezuela**

Las demandas de energía urbana en el país, sin considerar las necesidades para el transporte, están suplidas básicamente por dos fuentes como son el gas doméstico y la electricidad

#### **Demanda de Gas**

El servicio eléctrico es suministrado en la actualidad por Corpolec y el gas a través de una filial de PDVSA, denominada PDVSA Gas Comunal (PDVSA, 2012). PDVSA Gas Comunal fue constituida en el año 2007 con el objeto de garantizar el suministro de Gas Licuado de

Petróleo (GLP). Al cierre del año 2012 tiene 60 plantas de las 86 plantas de llenado existentes a nivel nacional que incluye la ocupación de dos empresas (Servigas y Duragas), igualmente suministró un total de 42 MBD a nivel nación, de los cuales 35,45 MBD (86%) corresponden a PDVSA Gas Comunal y 6,25 MBD (14%) al sector privado. En el año 2012 se incrementó en 5% la distribución de GLP con respecto al año 2011 que fue de 40 MBD.

A escala nacional se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas metano de 5.031 km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8" a 36"), a fin de satisfacer los requerimientos de los sectores doméstico, comercial e industrial.

Para el año 2012, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 2245 MMPCD, de los cuales 16 MMPCD (0,7%) corresponden al consumo doméstico.

El volumen de gas metano suministrado al sector doméstico es para cubrir la demanda de usuarios residenciales y comerciales que, al cierre del año 2012, estaba integrado por más de 353.000 usuarios conectados a la red de distribución de gas; 91% de estos usuarios se encuentra ubicado en La Gran Caracas, seguido por Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Cumaná, Barcelona, Barinas, Cagua, Maracaibo, Maturín y La Vela de Coro.

Actualmente PDVSA Gas tiene el proyecto de Gasificar las zonas pobladas a través de la instalación de redes de distribución de Gas Metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios, en los sectores doméstico y comercial, con la visión de liberar GLP para exportación, favorecer el desarrollo comunitario y aumentar el nivel de calidad de vida de la población privilegiando a las comunidades de menores recursos. Este proyecto alcanzó un avance físico de 46% y se han gasificado 102.109 familias en todo el territorio nacional.

Los datos que Pdvsa reporta en su Informe de Gestión 2012 señalan que el año pasado el número de bombonas vendidas se redujo en 47,3%. De 258.264 unidades colo-

cadadas en 2011 se bajó a 135.969 bombonas. Igual ocurrió con el alcance de la cantidad de familias beneficiadas, que disminuyó en 28% porque la venta de bombonas pasó de 153.442 a 110.379 hogares (Rojas, 2013).

La tendencia a la baja también se presentó en la fabricación y reparación de bombonas. Pdvsa en su Informe de Gestión 2011 destacaba como un logro que en ese año la producción y refacción de cilindros fuera “114% mayor que en 2010”, pero el año pasado hubo un descenso de 36,4% al caer de 702.533 a 446.536 unidades.

### **Demanda de Electricidad**

La electricidad es fundamental para estilos de vida modernos. Funciona a nuestras industrias y combustibles nuestros hogares. Con la expansión demográfica y el crecimiento económico la demanda de electricidad ha crecido también. Según estimaciones de la AIE, el consumo de electricidad de anual de promedio mundial per cápita para el año 2007 fue 2.752 kWh, y para 2030 será de 4.128 kWh (UN-HABITAT, 2012). Esto representa un incremento del 50% en el periodo y un promedio anual de 2,17%

Para finales de 2011, el número de usuarios servidos por Corpoelec alcanzaba la cifra de 5.802.010 (Cuadro 1, Figura 1), en el cual se muestra su distribución (MPPEE, 2012).

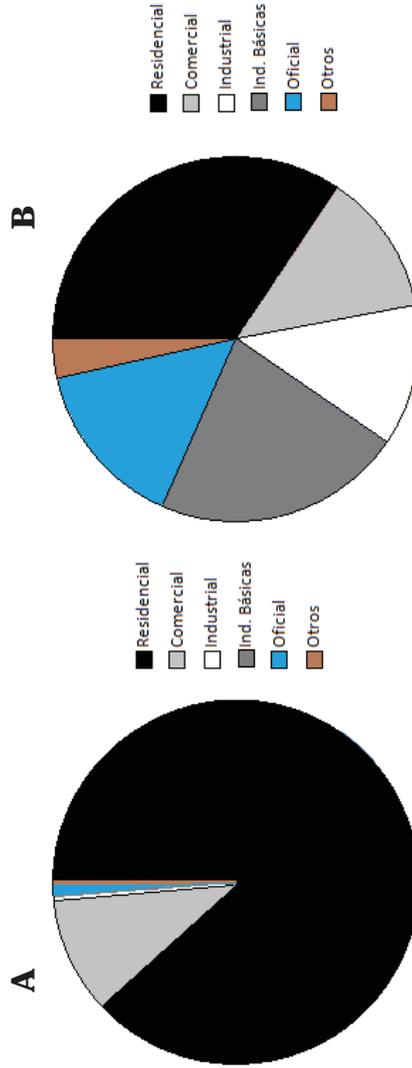
Con excepción de los usuarios correspondientes a las Industrias Básicas, ese número de usuarios corresponde en su totalidad a la demanda urbana que para ese año totalizó un consumo de 64954 GWh. Para el año 2012, el MPPPEE tiene proyectado un número de usuarios de 6.067.055 (MPPEE, 2013) lo cual representa un incremento del 4,57% en el número de usuarios.

Para el año 2011, La capacidad instalada alcanzó 0,89 KW/hab, equivalente a 4,43 KW/usuario, mientras que la energía generada por habitante fue de 4243.83 KWh/hab, lo cual se traduce en una generación de 5579 KWh/usuario residencial.(MPPEE, 2012).

El gobierno nacional a través del MPPPEE y Corpoelec han venido implementando una serie de políticas

**Cuadro 1.** Distribución de usuarios servidos por Corpoelec (2011). Fuente: PDVSA (2012)

	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	IND. BÁSICAS	OFICIAL	OTROS	TOTAL
No. USUARIOS	5,114,760 88.2%	587,565 10.1%	17,714 0.3%	33 0.001%	64,381 1.1%	17,558 0.3%	5,802,011 100%
Consumo	28539.9 34.3%	10609 12.8%	10521 12.7%	18187 21.9%	12375 14.9%	2909 3.5%	83,141 100.0%



**Figura 1.** A. Número de usuarios por tipo; y B. Consumo por tipo de usuarios. Fuente: PDVSA (2012); infografía elaboración propia

tendientes a reducir el consumo en general y el *per capita* en particular. Dentro de esa políticas está la sustitución de bombillos ahorradores que se ha venido desarrollando del el año 2006 y que ya alcanza a un numero de casi 150 millones de unidades y que equivalen a 3811 MW (Figura 1). Además, se han sustituidos electrodomésticos como neveras y aires acondicionados por equipos de mayor eficiencia energética. Actualmente, se ha desplegado una campaña de concienciación de los usuarios para incentivar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica y en algunos lugares de han incorporado programa punitivos a usuarios que exceden un determinado nivel de consumo. Por otro lado, hay una campaña tendiente a hacer conocer los verdaderos costos de la generación eléctrica y el nivel de subsidios que se ha otorgado a los usuarios a través de unas tarifas sumamente reducidas y que se han mantenido inalterables en los últimos ocho años. Se espera que a corto plazo se modifique sustancialmente el pliego tarifario del servicio eléctrico con un incremento sustancial de esas tarifas; sin embargo dado el uso intensivo de la electricidad, la incorporación de nuevos equipos electrodomésticos y las mejoras en la calidad de vida que eso conlleva, es de esperar que a pesar del incremento en las tarifas se induzca muy poca reducción en el consumo *per capita* dada la poca elasticidad de este consumo respecto a los precios y que en cualquier caso, el incremento no sería tan elevado como para afectar este valor.

Finalmente, hay un dato que llama la atención. Según los datos de Censo 2011, existen 8.216.443 hogares de los cuales 41,6% (3.418.040 hogares) poseen aparatos de aire acondicionado (INE, 2011). Un aparato típico de estos tiene una salida de 18000 BTU/h con una potencia aproximada de 1500W. Si consideramos un uso diario de 8 horas y una operación de 365 días por año, esto arroja un consumo de 4380 KWh por año por aparato, un consumo total de 14970 GWh, equivalentes a más del 12% de toda la generación nacional (122.896 GWh).

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Instituto Nacional de Estadística (INE). (2011). *Censo de Población y Vivienda 2011*. Página web: <http://www.redatam.ine.gob.ve/Censo2011/index.html>.

Instituto Nacional de Estadística (INE). *CENSO 2011. Resultados Básicos*. [información en línea] Disponible en: <http://www.ine.gov.ve/documentos/Demografia/CensodePoblacionyVivienda/pdf/ResultadosBasicosCenso2011.pdf>.

International Institute for Applied Systems Analysis. (2012). *The urban energy challenge*. Options Magazine, Summer. [Artículo en línea] Disponible en: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/Urban.en.html>.

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE). (2012). *Anuario Estadístico del Sistema Eléctrico Nacional 2011*. Caracas.

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (MPPEE). (2013). *Memoria y Cuenta 2012. Tomo I Memoria*. Caracas.

PDVSA. (2012). Informe de Gestión Anual 2012 de Petróleos de Venezuela, S.A. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/8010/1625.PDF>.

Rojas Jiménez, A. (2013). *PDVSA Gas Comunal redujo 47% suministro de bombonas*. El Nacional (Caracas). Economía. [Reportaje en línea] Disponible en: [http://www.el-nacional.com/economia/Pdvsa-Gas-Comunal-suministro-bombonas\\_0\\_201579997.html](http://www.el-nacional.com/economia/Pdvsa-Gas-Comunal-suministro-bombonas_0_201579997.html) [Consulta; 03 de agosto de 2013].

United Nations Human Settlements Programme (UN-HABITAT) (2012). *Sustainable Urban Energy: A Sourcebook for Asia*. [Libro en línea] Disponible en: <http://urbegestion.com/images/Documentos/UN-HabitatIUTC2012SustainableUrbanEnergy.pdf>.

## **6. OFERTA NACIONAL DE ENERGÍA**

### **6.1. Evolución de la Industria Petrolera Venezolana**

*Ing. Fernando Sánchez*

La maravillosa aventura del petróleo tendrá su origen en 1859 cuando el Coronel Edwin L. Drake perfora el primer pozo productor en Titusville, en los Estados Unidos de América, sin saber que ha dado inicio a la industria que revolucionará al mundo. En Venezuela, los primeros pasos serán dados por Manuel Antonio Pulido en 1878 con la constitución de la primera empresa petrolera integrada, es decir, que produce, manufactura y comercializa, la Petrólía del Táchira.

El advenimiento del petróleo constituye un hecho de extraordinaria proyección para el desarrollo del país, soportado en el principio de que las minas son propiedad del Estado. Mucho se habrá de debatir si ha sido una bendición o una maldición. Se han creado mitos y leyendas, se han escrito importantes novelas, nacen vibrantes comunidades y pueblos alrededor del petróleo, pero aún está pendiente lograr que este genio poderoso sea la palanca para la construcción de una nueva economía para el país, menos dependiente del petróleo.

En la evolución de la explotación petrolera en Venezuela se pueden distinguir tres períodos: El período en que la actividad de la industria es realizada por compañías transnacionales (1914-1958), el período de la Industria nacionalizada y bajo la responsabilidad de Petróleos de Venezuela que se inicia en 1976 y entre ellos un pe-

riodo de transición de aproximadamente dos décadas (1958~1976).

### **El Régimen Concesionario (1914-1958)**

Desde su comienzo, el petróleo captará la atención de todos. El presidente José María Vargas se interesará en el petróleo y llevará a cabo para el Despacho de Hacienda y Relaciones Exteriores, un detenido examen de un compuesto asfáltico encontrado en la región de Pedernales. Hará pruebas de dilución y pedirá que se determinen las acumulaciones en cantidad y calidad y expresará:

*“Es mi única convicción que el hallazgo de las minas de carbón mineral y asfalto en Venezuela es, según sus circunstancias actuales, más que precioso y digno de felicitación para los venezolanos y su liberal gobierno que el de las de plata u oro.”*

En 1854 es aprobado el primer Código de Minas y la primera concesión petrolera le fue otorgada en 1864 por la Legislatura del Estado de Nueva Andalucía a Manuel Olavarría por 15 años.

Las concesiones más importantes fueron otorgadas en 1907 a los señores Andrés Vigas, Antonio Aranguren, Francisco Giménez Arraiz y Bernabé Planas y en 1909 la más extensa a John Tregalles que abarcaba 12 estados y el territorio Delta Amacuro. Esta concesión caducará y pasará a manos del Dr. Rafael Max Valladares. Así aparece una nueva clase de venezolanos ricos; son los agraciados por el regalo de las concesiones petroleras que a su vez las venden a las compañías extranjeras.

En 1911 el reconocido geólogo norteamericano, Ralph Arnold comienza el trabajo de prospección petrolera y estudio sistemático de las concesiones de la General Asphalt de Venezuela, las cuales ocupaban más de 50 millones de hectáreas. Un año después Arnold presenta a la Caribbean Petroleum su informe geológico preliminar, en el cual recomienda la perforación inmediata de un pozo exploratorio en Mene Grande, Estado Zulia. El Zu-

maque No.1, el cual es perforado por la Caribbean Petroleum Company en 1914, poco después del inicio de la 1ª. Guerra Mundial y será el descubridor de un campo gigante que da inicio a la explotación comercial del petróleo a gran escala en Venezuela. Con el descubrimiento del Zumaque No.1 se dará inicio al Régimen Concesionario.

En 1917 se pone en operación la refinería de San Lorenzo al sur del Lago de Maracaibo, alimentada a través de un oleoducto desde el Campo Mene Grande. En 1920 fue promulgada la 1ª. Ley de Hidrocarburos debido al esfuerzo de un venezolano ejemplar quien habrá de ser el modelo de un verdadero servidor público, el Dr. Gumersindo Torres, Ministro de Fomento del Presidente Juan Vicente Gómez. En 1922 la *Venezuelan Oil Concessions* perfora el pozo Los Barrosos No. 2, el cual reventó y produjo 100000 BPD durante 9 días; lo cual atrajo la atención mundial. Una decisión de gran importancia fue tomada en 1930 por el Dr. Gumersindo Torres, al fundar el Servicio Técnico de Hidrocarburos, organización ésta que será responsable de vigilar y controlar las actividades operacionales de la industria y que será el embrión del futuro Ministerio de Minas e Hidrocarburos (MMH). Otro hecho importante será la publicación del editorial del diario "Ahora" escrito por el Dr. Arturo Uslar Pietri en 1936 a través del cual lanza un alerta al país para recomendar la utilización de la riqueza transitoria del petróleo como una palanca para el desarrollo de otras industrias. También será aprobada la Ley del Trabajo al amparo de la cual se producirá la primera huelga petrolera. Durante este periodo se promulgarán ocho leyes referidas a la explotación petrolera, hasta llegar a la ley de 1943, la de mayor tiempo de vigencia y en la que se establecerán importantes políticas de estado entre las cuales se destacan: Que las concesiones no confieren la propiedad de los yacimientos, consagra además la reversión de las concesiones al término de 40 años, clasifica los diferentes tipos de concesiones, uni-

forma los contratos petroleros que venían rigiéndose por leyes ya derogadas y establece una regalía mínima de 16-2/3%. La ley del 43 es un punto de inflexión entre el periodo de concesiones y el paso hacia una etapa productiva.

En 1945 mediante decreto presidencial se establece la política de “No más Concesiones”. Poco tiempo después se iniciarán las actividades de exploración con su consecuente desarrollo en aguas del Lago de Maracaibo. Esta será la primera actividad costa afuera en el mundo. En 1948 se establece la participación fiscal mínima del 50%.

En 1949 entrará en operación la refinería de Cardón y en 1950 la refinería de Amuay, seguidas por las de Puerto La Cruz, El Palito, El Chaure, Bajo Grande, El Toreño y San Roque. Así queda completado el parque refinador nacional. En resumen, este periodo se inició en una Venezuela rural, latifundista, con el café como principal producto de exportación y con un nivel de analfabetismo muy elevado. El petróleo desplazará al café como primer producto de exportación con precios estables y controlados (por debajo de 2\$ el barril) por las trans-nacionales a todo el largo periodo. El crecimiento económico será sostenido y alcanzará niveles por encima de 10%, la moneda venezolana llegará a ser la más fuerte en el mundo y el país pagará su deuda externa. En 1958 la producción será de 2,77 MM BPD, las reservas serán de 16757 MM Bls. y la producción acumulada alcanzará 11812MM Bls. Sin embargo, a pesar del desarrollo de una moderna infraestructura física, esta bonanza no se traducirá en bienestar social para la población, pues el campo será abandonado por el atractivo mágico del petróleo, se impondrán el criterio rentista del que no nos podremos desprender como nación y la cultura del consumo impulsada por el desarrollo explosivo de los medios de comunicación. Se sembrarán mitos perversos en la cultura del venezolano, tales como: el estado y el gobierno son la misma cosa, somos un país muy rico y el pertenecer a las organizaciones públicas es la plataforma para

el aprovechamiento personal. Al final del periodo se termina el caudillismo, se organiza el estado y se produce un fenómeno político que tendrá como protagonistas a jóvenes estudiantes que serán identificados como la generación del 28, que darán inicio a un movimiento con el firme objetivo de construir las bases de un gobierno democrático y dejar atrás el periodo dictatorial, hecho este que se concretará en 1958. Para llevar a cabo todos estos cambios tan profundos se requerirá un periodo de transición.

#### **El periodo de transición entre el régimen concesionario y la Industria Nacionalizada (1958-1976)**

Durante este periodo se darán los pasos que conducirán al país al proceso de nacionalización, también llamado de estatización de la industria petrolera, debido a que el Estado, tomará también el control de tres pequeñas empresas de capital nacional, Mito Juan, Petrolera Las Mercedes y Talon Petroleum. Por otra parte, otros grupos criticarán el proceso llevado a cabo, argumentando que se trató solo de un cambio de accionistas, las transnacionales por el Estado Venezolano sin afectar ni la gerencia, ni la organización administrativa y que la indemnización no era procedente. Como pasos previos mencionaremos la promulgación de importantes leyes como la Ley de Reversión, la ley de Nacionalización del Gas, la ley del Mercado Interno y la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. Adicionalmente, Venezuela creará la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), participará activamente en la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), ideas maestras del ilustre venezolano Juan Pablo Pérez Alfonzo quien será llamado el Padre de la OPEP y finalmente creará a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). Durante el periodo se impulsarán importantes acciones en materia de Conservación que permitirán implantar grandes proyectos de recuperación secundaria con el consecuente incremento

de reservas. El gas asumirá un papel importante en el país. En paralelo Venezuela iniciará su tránsito para convertirse en una nación moderna que termine con la etapa rentista y de paso a una etapa productiva, que utilice al petróleo como palanca para el desarrollo de otros sectores, como las industrias petroquímica, del hierro, del carbón, del acero y del aluminio, de manera que hagan a la economía del país menos dependiente del petróleo.

Esta etapa de transición traerá consigo un fortalecimiento institucional fundamentalmente soportado por el ejercicio de una visión de largo plazo ya sembrada por los legisladores de 1943, un ejemplo de madurez política y finalmente la unión de todos los venezolanos hacia el cumplimiento de un gran objetivo nacional: el manejo del petróleo.

Sin embargo se generarán temores y dudas ¿Estaremos preparados para asumir la tremenda responsabilidad de conducir a la industria? Como hacerlo cuando existe una profunda relación de lealtad entre los trabajadores y las concesionarias. No dominamos la comercialización. No tenemos abogados preparados en la cuestión petrolera, asimismo, la investigación que respalda a las operaciones se realiza en el exterior.

Además, las concesionarias ante la cercanía de la reversión de las concesiones petroleras, no invirtieron en actividades de exploración y redujeron al mínimo las actividades de mantenimiento. La producción era de 2.35 MM BPD; el nivel de reservas de crudo estaba en 18000 MM Bls., los precios se mantenían deprimidos y el personal de la industria había bajado de un pico de 40000 a 18000 personas. Finalmente debemos señalar que el país mantenía una situación económica holgada lo cual había provocado la atención de muchos países. Era un paraíso para la inmigración. El presupuesto de la nación se dedicaba en un 90% a la inversión y 10 % al gasto corriente. El futuro presentaba un tremendo reto y el país, como un todo, asumió el reto con decisión y coraje.

### **El periodo de la Industria Nacionalizada**

Petróleos de Venezuela (PDVSA) se iniciará con la incorporación de 14 empresas que rápidamente se integrarán en cuatro grandes empresas. Este será un periodo de trabajo intenso con visión de largo plazo, de fortalecimiento corporativo y orientado a ganar la confianza del país y el respeto internacional. El proceso se iniciará con la selección de un grupo de ciudadanos respetables que bajo la presidencia del Gral. Rafael Alfonzo Ravard integrarán el primer directorio de Petróleos de Venezuela (PDVSA). Este equipo hará énfasis en cuatro orientaciones básicas durante su gestión: Planificación Estratégica Participativa, Autosuficiencia Financiera, Concentración en el Negocio y No Politización.

Petróleos de Venezuela fue una empresa exitosa mientras se mantuvo en el cumplimiento de su misión empresarial. Su éxito se debió a la cultura heredada de las transnacionales y a la capacidad de su gente. Pero a pesar de tener el reconocimiento de empresa eficiente no logró ganarse el cariño del pueblo, ni manejarse adecuadamente en el ambiente político, probablemente porque esta debió ser una responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM), pero que debido a las fricciones entre ambas organizaciones nunca fue asumida por el Ministerio. Estos dos aspectos limitaron la capacidad de la empresa. Otro aspecto de controversia externa e interna fue la última reestructuración organizacional a través de la cual las tres filiales operadoras se integraron en una organizada por segmentos funcionales. Algunas personas sostenían que de haberse mantenido la estructura anterior se hubiera podido evitar el asalto político al que será sometida la empresa a partir de 1999.

Podríamos dividir este periodo en cuatro etapas claramente definidas: La reconstrucción operativa, la internacionalización, la apertura y el cambio de rumbo institucional.

**1) La reconstrucción operativa.** La gran empresa nacional comienza con buen pie, realiza importantes des-

cubrimientos como los campos de La Victoria y Guafita, las inmensas acumulaciones del Norte de Monagas, las acumulaciones Costa Afuera y la delimitación de la inmensa Faja del Orinoco, todo esto, aprovechando el agresivo programa exploratorio realizado previamente por la CVP. Por otra parte se dará continuidad al programa de modernización del parque refinador ya iniciado en la refinería de El Palito, con el cambio de patrón de refinación de Amuay, Cardón y Puerto la Cruz y la fundación del Instituto de Investigaciones Petroleras el cual generará la Orimulsión y el proceso de conversión por adición de hidrogeno HDH patentes venezolanas de importancia internacional y el Instituto de Adiestramiento Petrolero INAPET que derivará en la Universidad Corporativa, el CIED. Una etapa preñada de logros que tendrán repercusión positiva en los resultados de PDVSA, lo cual provocará el reconocimiento del país a su primera industria.

**2) La Internacionalización.** La integración corriente abajo en importantes mercados de gran consumo en el mundo industrializado fue visualizada como generadora de rendimientos importantes, además de proporcionar al petróleo venezolano mercados crecientes y a la industria flexibilidad operativa y comercial. La presencia como inversionista en los mercados genera confianza, garantiza la colocación de importantes volúmenes de difícil colocación en momentos en que el parque refinador está copado. Al asegurar mercados foráneos, el país se ha dado una opción importante en el caso de una eventual contracción de la demanda mundial de petróleo. A pesar de que las condiciones del mercado así lo aconsejaban y de estar cumpliendo la estrategia de la OPEP de recuperación de los mercados hubo un enfrentamiento importante de las fuerzas políticas. La sensatez se impuso y PDVSA alcanzó una capacidad de refinación de 3,5 MM BPD la más grande de empresa alguna en el mundo, razón por la cual fue calificada como una de las empresas más importantes a nivel internacional.

**3) La Apertura.** Adoptar como principio que el Estado tiene que asumir la totalidad del negocio petrolero condenaría a la industria a un papel marginal y reducido en el escenario mundial. Abrirlo a todas las posibilidades que hoy se ofrecen de asociación y colaboración, es ponerse al día y obtener todas las ventajas posibles del negocio más grande que Venezuela haya tenido jamás. Este fue el principio que inspiró la Apertura. Esta se ejecutó mediante un proceso transparente, con el diálogo político necesario y dentro del ámbito del artículo V de la Ley de Nacionalización en tres sectores: La operación de campos maduros, la exploración a riesgo y producción por ganancias compartidas y las asociaciones estratégicas de la Faja. El primero fue una aspiración venezolana de muchos años; su ejecución alcanzó una producción de alrededor de 500 MBPD, el segundo, logró descubrimientos en 30% de los prospectos, cifra que sobrepasa la experiencia mundial y el tercero puso el petróleo de la Faja en el mercado internacional en una cantidad nada despreciable de 600.000 BPD. Todo esto se logra en un momento en que el mercado se encuentra deprimido y los precios han llegado a su nivel más bajo en mucho tiempo. El proceso de Apertura fue calificado como impecable a nivel mundial.

**4) Cambio de rumbo institucional.** Es una etapa controversial, caracterizada por fuertes antagonismos en su evaluación, para unos supone un proceso de deterioro institucional profundo y para otros la concepción de una industria insertada en la responsabilidad de apalancar el desarrollo nacional, más allá de la contribución financiera. Esta etapa se iniciará en los primeros años del siglo XXI cuando el ejecutivo nacional designó a miembros del directorio de PDVSA sin atención al principio de meritocracia practicado por muchos años por la empresa, lo que origina un conflicto que terminará con el despido de más de 20000 trabajadores. La empresa perderá sus cuadros gerenciales y técnicos e iniciará su proceso de destrucción institucional, para unos y de reforma

institucional para otros. La modalidad elegida alejada de prácticas como *outsourcing*, contratación de servicios, empresas mixtas y similares y la disposición a asumir competencias sociales, no petroleras, generará un incremento de la burocracia y consecuentemente la nómina de trabajadores crecerá desordenadamente. La gestión financiera insertada dentro del esquema presupuestario nacional dará lugar a elevadas cifras de endeudamiento. La multiplicidad de nuevas funciones y nuevas formas de asociación atentará contra el sistema gerencial tradicional y se perderá el control administrativo, operativo y gerencial. En materia estrictamente petrolera la producción se estancará e incluso se reducirá de cotas logradas en periodos previos, las refinerías registrarán disminuciones de procesamiento, se liquidarán propiedades en el exterior, se introducirá la práctica de ventas a futuro, se otorgarán licencias a empresas de naciones de bajo nivel en tecnología petrolera, se certificarán las reservas de la Faja, con criterios sobre los que numerosos técnicos actualmente fuera de la industria han mostrado reservas.. Cuando esto está ocurriendo, los precios en el mercado mundial se mantendrán muy elevados, lo cual permitirá que a PDVSA se le impongan actividades ajenas a su misión.

El cuadro descrito ha dado lugar expertos petroleros no activos en la industria visualicen escenarios desalentadores sobre el futuro de la industria.

### **El siglo del petróleo y una mirada al futuro**

Para Venezuela la aparición del petróleo ha sido una bendición, pero el uso de los recursos producidos por el petróleo ha sido una maldición. Se ha registrado una producción acumulada de más de 60000 MMBls, se han despilfarrado los inmensos recursos económicos producidos y en el último presupuesto de la nación (año 2013) se dedica 90% al gasto corriente y 10 % a la inversión. Los esfuerzos realizados para desarrollar otras industrias, que permitan al país no ser tan dependiente del petróleo

no han dado los resultados esperados. Ésta aún es una tarea pendiente.

El futuro del petróleo tal como lo hemos conocido está en declinación. Los países desarrollados se orientan a cambiar sus matrices energéticas. Cada día las legislaciones ambientales responden más y más a la necesidad de disminuir la utilización de los recursos fósiles para atenuar el calentamiento global. Venezuela tiene su futuro energético basado en los crudos de la Faja, los cuales necesitan tratamientos profundos, costosos y soportados por tecnologías de avanzada para lograr productos de la calidad exigida por el mercado. Las operadoras petroleras internacionales han venido dedicando grandes esfuerzos a la producción de gas por ser este más amigable con el ambiente. PDVSA en la última etapa (1998-2012) cambió la estrategia de desarrollo que consideraba las áreas tradicionales y consecuentemente al gas. El Plan Siembra Petrolera es cuestionado por expertos petroleros actualmente no activos en la industria, pero la empresa no se ha avenido a discutirlo en un debate abierto que considere tales argumentaciones. Los altos precios del mercado por un periodo largo han incentivado el desarrollo de nuevas fuentes alternas de energía en el mundo, de manera que el futuro será sin lugar a dudas de las fuentes alternas. El sector transporte será el último en ser afectado y el gran cambio se producirá cuando pueda utilizarse hidrogeno a precios razonables. Para finalizar, lo único que tiene vigencia en el mundo actual es el CAMBIO. Venezuela debe prepararse para enfrentar la etapa post petrolera.

## **6.2. La Industria Eléctrica Venezolana: Historia y Legislación**

*Ing. José Manuel Aller Castro*

### **1. Evolución histórica**

La Industria Eléctrica Venezolana se desarrolla desde muy temprano y a la par de muchos otros países. Existen varias etapas que es conveniente señalar para comprender su evolución y las razones que han conducido a la actual situación de crisis que atraviesa el sector eléctrico venezolano.

Existen varios documentos que ilustran con gran precisión los pasos que ha seguido la Industria Eléctrica Nacional pero dos de las reseñas históricas más valiosas son por una parte la presentada por Jaime A. Vázquez en 2001 “*Un vistazo al Sistema Eléctrico Venezolano*”<sup>1</sup> y la otra corresponde al libro de Henri Croing “*Historia de la regulación eléctrica en Venezuela*”<sup>2</sup>. En estas referencias se describen los hitos fundamentales del desarrollo eléctrico venezolano desde 1800 hasta 1989.

En este trabajo se plantea la división en seis etapas más o menos diferenciadas de la Industria Eléctrica en Venezuela y se extiende la revisión hasta nuestros días. Las etapas en que se puede dividir este proceso son:

**Precursores:** Un grupo de científicos, intelectuales y emprendedores que se mantenían al tanto de los desarrollos a nivel mundial, realizaban experimentos con la electricidad y trataban de mostrar sus ventajas a la población. Destacan en esta etapa Carlos del Pozo<sup>3</sup> quien ya en 1800 experimentaba con la electricidad e inventaba algunos aparatos, el Ing. español Manuel de Montú-

far quien introduce el telégrafo Morse en 1856 y el científico Vicente Marcano que ilumina en 1873 la Plaza Bolívar de Caracas, entre otros. En 1885, el gobierno reconociendo la importancia de la tecnología eléctrica, adquiere los equipos que habían sido utilizados para iluminar lugares públicos de Caracas para que en la Universidad se puedan estudiar estos fenómenos en la cátedra de Física.

**Primeras iniciativas:** La primera empresa asociada a la tecnología eléctrica es la telegrafía. En el año 1875 se nacionaliza este servicio y se extiende tan rápidamente por todo el territorio venezolano que ya en 1882 se realiza la interconexión con los telégrafos de Colombia. Carlos Palacios instala una planta eléctrica que ilumina mediante lámparas de arco el teatro Municipal de Caracas y los alrededores del Capitolio durante el primer Centenario del Natalicio del Libertador. Guzmán Blanco en 1883 contrata con una empresa de New Jersey la construcción de la primera red urbana de teléfonos para la ciudad de Caracas y en 1888 se inaugura el primer cable telefónico submarino que interconecta a Venezuela con Europa y los Estados Unidos.

**Primeras empresas:** El presidente provisional General Hermógenes López en 1888 dota de alumbrado público a la ciudad de Valencia. También ese año Jaime Felipe Carrillo entra en contacto con Thomas Alva Edison y se propone dotar a la ciudad de Maracaibo con el servicio de iluminación mediante lámparas de arco. En 1889 nace "*The Maracaibo Electric Light*" que posteriormente cambiaría su nombre a "Energía Eléctrica de Venezuela" (ENELVEN)<sup>4</sup>, la primera industria eléctrica formal instalada en territorio venezolano. Esta empresa adopta las luminarias incandescentes y comienza a prestar servicio a edificios públicos y casas particulares. En este mismo año el empresario norteamericano Michael Dooley inaugura un servicio de alumbrado eléctrico en la ciudad de Valencia utilizando calderas de vapor generado por carbón y leña. En 1893 el empresario Emilio Mauri

hace lo propio en la ciudad de Caracas. En 1895 el Ing. Carlos Alberto Lares ilumina la ciudad de Mérida. El Ing. Ricardo Zuloaga Tovar después de haber presenciado los desarrollos realizados en Valencia y Maracaibo se decide a emprender la construcción de la primera empresa hidroeléctrica de Venezuela utilizando las caídas del Guaire, funda ELECAR (Electricidad de Caracas)<sup>5</sup> y establece el servicio de energía eléctrica para la ciudad de Caracas. Con el desarrollo de las plantas de El Encantado y Los Naranjos es posible reemplazar los tranvías tirados por caballos por tracción eléctrica. En 1912 se crea C.A. de Luz Eléctrica de Venezuela CALEV<sup>6</sup> que sustituye a la compañía de Gas y Electricidad creada en 1881. En 1921 Maracay estrena la telegrafía sin hilos que se extiende rápidamente por todo el territorio. Para 1926 existen plantas de generación en las principales poblaciones del país que utilizan como combustible gas, diesel, carbón o hidroelectricidad.

**Normalización:** Durante todo este proceso la iniciativa privada y la creciente industria del petróleo produjo un crecimiento sin control de la incipiente Industria Eléctrica Venezolana, diversos niveles de tensión y frecuencias impedían la interconexión de las redes para mejorar su utilización. Existían pocas empresas constituidas formalmente y casi todo el servicio eléctrico estaba en manos de pequeñas empresas familiares con muy poca tecnología que suministraban solo por algunas horas. Unas pocas empresas en Caracas, Maracaibo o Barquisimeto mantenían su servicio las 24 horas del día. Todo este panorama hacía necesario la regulación gubernamental para dirigir los esfuerzos y las inversiones. Es así como en 1947 se crea la Corporación Venezolana de Fomento CVF<sup>7</sup> quien contrata con la empresa de consultoría Burns & Roe la determinación de la demanda eléctrica y el establecimiento de pautas para el desarrollo de un sistema interconectado. Para este momento Venezuela ya producía 174 MW de los cuales 95 MW eran consumidos por las trasnacionales petroleras, 40 MW la

ciudad de Caracas y el resto del país 37 MW. En 1949 la recién creada CVF se adscribe al Ministerio de Fomento con la intención de que el gobierno asuma el desarrollo del sistema eléctrico nacional. Las primeras medidas de la CVF es otorgar créditos a pequeñas empresas regionales, las cuales se ven pronto imposibilitadas para pagarlos y de esta forma pasa a ser la principal accionista. CVF desarrolla con la ayuda de Burns & Roe centrales eléctricas y líneas de transmisión que permiten interconectar la región central del país. Es así como para 1958 se crea la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFE con la finalidad de agrupar y consolidar 15 empresas eléctricas propiedad del Estado, que estaban repartidas por todo el territorio nacional. Su misión consistía en fomentar por todo el país el uso de la energía eléctrica. En 1959 Rómulo Betancourt impulsó la electrificación del país desarrollando plantas eléctricas por todo el territorio (Puerto Cabello, Guanta, Zulia, La Fría, Punto Fijo, Guayana, etc.). Se realiza un esfuerzo muy importante de planificación con la colaboración de la Electricidad de Francia en 1960 con un proyecto de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para ejecutarse en los siguientes 25 años<sup>8</sup>. En este plan se establece los lineamientos de lo que sería el sistema eléctrico venezolano hasta finales del siglo XX.

**Interconexión:** En 1959 se produce la interconexión entre las plantas de La Cabrera y La Mariposa con un enlace en 115 kV y la CVF desarrolla la central hidroeléctrica Macagua I con 370 MW. En 1960 se crea la Corporación Venezolana de Guayana CVG<sup>9</sup> para desarrollar los recursos hidroeléctricos del Río Caroní y utilizar esta energía en el desarrollo de la industria minera de la zona. Del plan nacional de electrificación se desprende la necesidad de realizar el cambio de frecuencia en todo el país a 60 Hz y se crea una empresa para realizarlo en Caracas CAFRECA<sup>10</sup>. Se interconecta Macagua I con Santa Teresa mediante una primera línea en 230 kV. Se comienza la construcción de Guri, Tocoa y la

Arriaga por parte de ENELVEN. En 1968 se firma el convenio de interconexión entre CADAFE y ELECAR con lo cual se da nacimiento a la Oficina de Planificación del Sistema Interconectado OPSIS<sup>11</sup>. Al mismo tiempo se culmina la primera fase de GURI que alcanzaría finalmente 10.000 MW. En 1986 se realiza refuerza la interconexión CADAFE-EDELCA quedando de esta forma consolidado un robusto sistema eléctrico interconectado. En 1989 se firma un primer contrato de interconexión con Colombia<sup>12</sup>. Entre los años 80 y finales del siglo XX se planifican y desarrollan expansiones del sistema eléctrico y se estudian alternativas de transmisión en corriente continua y 765 kV. Se siguen desarrollando plantas hidroeléctricas y florece el sistema eléctrico alcanzando a cubrir la demanda del 98% del territorio nacional.

**Crisis:** En los 90 el país se encuentra dotado de un sistema eléctrico confiable, interconectado, con más de un 60% de generación hidroeléctrica, personal bien entrenado. La capacidad disponible excede a la demanda en más de un 30%, los mantenimientos se realizan al día y los patrones de calidad del servicio eléctrico en Venezuela son similares a los de países del primer mundo y muy por encima de los estándares latino americanos.

El final del siglo XX representa para Venezuela una fuerte crisis política y económica multifactorial, agravada por el descenso de los precios del petróleo y el desgaste del modelo político existente. En este escenario aparecen nuevos actores políticos con políticas de subsidio directo a la población de escasos recursos y cuestionando la realización de inversiones productivas y necesarias para el desarrollo del país. Se establecen nuevas hipótesis económicas y se cuestionan los cimientos de los planes desarrollistas que encontraban amplia acogida en la sociedad. Se plantea la inconveniencia del desarrollo hidroeléctrico por los impactos medio ambientales e incluso se discuten las desventajas inherentes del sistema eléctrico interconectado. Todo este cambio profundo viene de la mano de

nuevos asesores (cubanos, iraníes y chinos, principalmente). Todo este movimiento se traduce en retrasos de varios años en las inversiones eléctricas requeridas para el desarrollo industrial y el crecimiento de la población. Al mismo tiempo los profesionales preparados por décadas para la planificación, operación y mantenimiento del sistema interconectado son paulatinamente desplazados por gerentes con visiones políticas cercanas al régimen y con escasa formación. Desaparecen muchas industrias asociadas a la producción de equipos para el sector eléctrico. Paulatinamente comienzan a sentirse los efectos de la nueva situación política en la calidad del servicio eléctrico. Inicialmente el gobierno desplaza capitales nacionales por empresas trasnacionales cuyos intereses con sus inversores coliden con las necesidades de desarrollo eléctrico del país y con las nuevas regulaciones que van apareciendo (controles de cambio, dificultad para repatriar capitales, congelamiento de tarifas).

Es así como las 16 empresas que operaban en el país son nacionalizadas y unificadas en una sola corporación en el año 2007. Esta nueva empresa se denomina CORPOELEC<sup>13</sup>. Se convierte en un organismo centralizado, burocrático, ineficiente y sin capacidad de respuesta. Poco después y con la incipiente crisis eléctrica en pleno desarrollo se crea el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica MPPEE<sup>14</sup> con la idea de intentar resolver políticamente los graves problemas eléctricos que se presentan en un sistema con inversiones inadecuadas, gerentes poco capacitados, mantenimiento deficiente, escasa planificación, centralización total, corrupción creciente y muy intensa politización. Este nuevo ministerio, sin capacidad financiera pronto muestra su incapacidad de acción y se comienza a utilizar a PDVSA como músculo ejecutor y financiero de un buen número de proyectos. Simultáneamente, la demanda excede la capacidad disponible del sistema, aparece el fantasma del racionamiento eléctrico en casi toda Venezuela, los tiempos de reposición del servicio y el número de fallas crece dramáticamente.

Luchas internas dentro del propio gobierno agravan la situación y dificultan la búsqueda de soluciones. Para evitar la reacción de la población se impide y censura el acceso a la información sobre el sistema eléctrico. A la par y desde los centros de poder se justifica los errores y deficiencias con supuestos sabotajes, problemas ambientales, fenómenos naturales o demandas exageradas por parte de la población mientras se observa la reducción apreciable de los principales indicadores de la calidad de servicio eléctrico de los venezolanos.

En el Cuadro 1 se han reproducido los datos principales de la evolución del sector eléctrico desde 1947 hasta nuestros días. Los datos se han obtenido de dos fuentes: La revista Energía e Industria en su edición de Enero-Marzo 1.989<sup>15</sup> y cifras obtenidas de la información estadística proporcionada por la CEPAL<sup>16</sup>.

Antes del decreto que crea CORPOELC en 2007, el mapa de empresas eléctricas públicas y privadas que cubrían las demandas en el país era el siguiente<sup>19</sup>:

- o **CVG Electrificación del Caroní Compañía Anónima (EDELCA):** Propiedad del Estado, constituida en 1963 adscrita a la CVG. Genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica. Se encargaba del sistema troncal de transmisión, producir energía del río Caroní (14.280 MW) y 40 MW de generación térmica. Sus clientes.
- o **Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE):** También propiedad del Estado con cobertura nacional. Fue creada en 1958 con el objetivo de electrificar todo el país. Estaba formada por un holding de empresas a quienes supervisaba y empresas privadas de distribución (**ELEBOL, CALIFE, ELEVEL y CALEY**). Su capacidad instalada era de 3010 MW en máquinas térmicas y 620 MW en hidroeléctricas. Manejaba una demanda aproximada de unos 5000 MW. Sus empresas filiales eran Planta Centro con una capa-

Cuadro 1. Indicadores de la evolución eléctrica de Venezuela entre 1947 y 2011<sup>17, 18</sup>

<b>Año</b>	<b>1947</b>	<b>1954</b>	<b>1957</b>	<b>1967</b>	<b>1977</b>	<b>1981</b>	<b>1987</b>	<b>1997*</b>	<b>2007*</b>	<b>2011*</b>
<b>Capacidad Instalada MW</b>	78,7	395	570	1860	4918	6787	17625	21551	22540	25705
<b>Producción GWh</b>	300	939	2005	7060	20264	35055	50206	72079	103860	111860
<b>Habitantes MM</b>	4.7	5.9	6.5	8.8	12.1	14.2	18.3	23.0	27.5	29.8
<b>W/hab.</b>	17	67	88	211	408	486	963	937	820	863
<b>kWh/(hab-año)</b>	64	159	308	802	1681	2469	2748	3137	3776	3753

\* Cifras estadísticas de la CEPAL

ciudad nominal de 2000 MW, Compañía Anónima Desarrollo del Uribante Caparo (DESURCA), Desarrollo I Uribante-Doradas, Desarrollo II Doradas-Camburito y Desarrollo III Camburito-Caparo. Además tenía cinco empresas filiales que prestaban servicio en todo el territorio nacional: **ELEORIENTE** que servía a los estados Anzoátegui, Sucre y Bolívar, **ELEOCCIDENTE** que daba servicio a Portuguesa, Cojedes, Falcón y parcialmente a Carabobo y Yaracuy, **ELECENRO** que cubría los estados Aragua, Guárico, Apure, Amazonas y parte del estado Miranda, **CADELA** que ofrecía sus servicios en Trujillo, Mérida, Táchira y Barinas, SEMDA fue creada en 1998 con la intención de ser privatizada surtiendo a los estados Monagas y Delta Amacuro.

- o **Compañía Anónima Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN):** Empresa que ofrecía sus servicios en Maracaibo que pertenecía a una empresa canadiense que fue estatizada en 1976. Tenía dos filiales **ENELGEN** y **ENELDIS**, que se encargaba la primera de generar y la segunda en distribuir la energía eléctrica. Su capacidad rondaba los 1500 MW y su demanda era de unos 1900 MW. **ENELDIS** por otra parte tenía dos filiales que surtían la ciudad de Maracaibo (**ENELVEN**) y la Costa Oriental del Lago (**ENELCO**).
- o **Compañía Anónima Energía Eléctrica del Barquisimeto (ENELBAR):** Propiedad del Estado y también nacionalizada en 1976, pertenecía a la misma empresa canadiense propietaria de ENELVEN. Esta empresa atendía el Estado Lara, poseía una capacidad de 151 MW y una demanda de casi 500 MW.
- o **Compañía Anónima La Electricidad de Caracas (EDC):** Empresa privada que pasó de capitales nacionales a ser propiedad en un 80% de la empresa norteamericana AES Corporation. Posteriormente fue nacionalizada. Se encargaba del Este de la zona

Metropolitana de Caracas. Tenía dos empresas filiales: C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (**CALEV**) encargada de abastecer el Oeste de la ciudad y C.A. Electricidad de Guarenas y Guatire (**ELEGGUA**), ubicada en el Estado Miranda y encargada de abastecer las zonas de Guarenas y Guatire.

- o **C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy (CALEY)**: ubicada en el Estado Yaracuy, servía a San Felipe ejerciendo las actividades de distribución y comercialización.
- o **Compañía Anónima La Electricidad de Valencia (ELEVAL)**: Empresa privada creada en 1908 atendía la parte norte de Valencia con actividades de generación, distribución y comercialización.
- o **Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello (CALIFE)**: Empresa privada que atendía la zona de Puerto Cabello en actividades de distribución y comercialización.
- o **Compañía Anónima La Electricidad de Ciudad Bolívar (ELEBOL)**: Empresa privada encargada de atender a Ciudad Bolívar, fue creada en 1910 y atendía la distribución y comercialización.
- o **Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta (SENECA)**: Tenía un contrato de concesión para la atención de las islas de Margarita y Coche. Esta ba interconectada con EDELCA a través de un cable submarino pertenecía a CADAPE-ELEORIENTE y fue privatizada en 1998.

Además existían otras empresas de generación:

- o **Petroleos de Venezuela**: Empresa del estado que dentro de sus instalaciones generaba unos 450 MW.
- o **Turboven**: empresa de propiedad privada subsidiaria de *Public Service Enterprise Group* y atiende aun hoy día clientes industriales en Valencia, Maracay y Cagua. Curiosamente es la única empresa

privada que aún continúa su operación aun cuando hay un decreto de nacionalización.

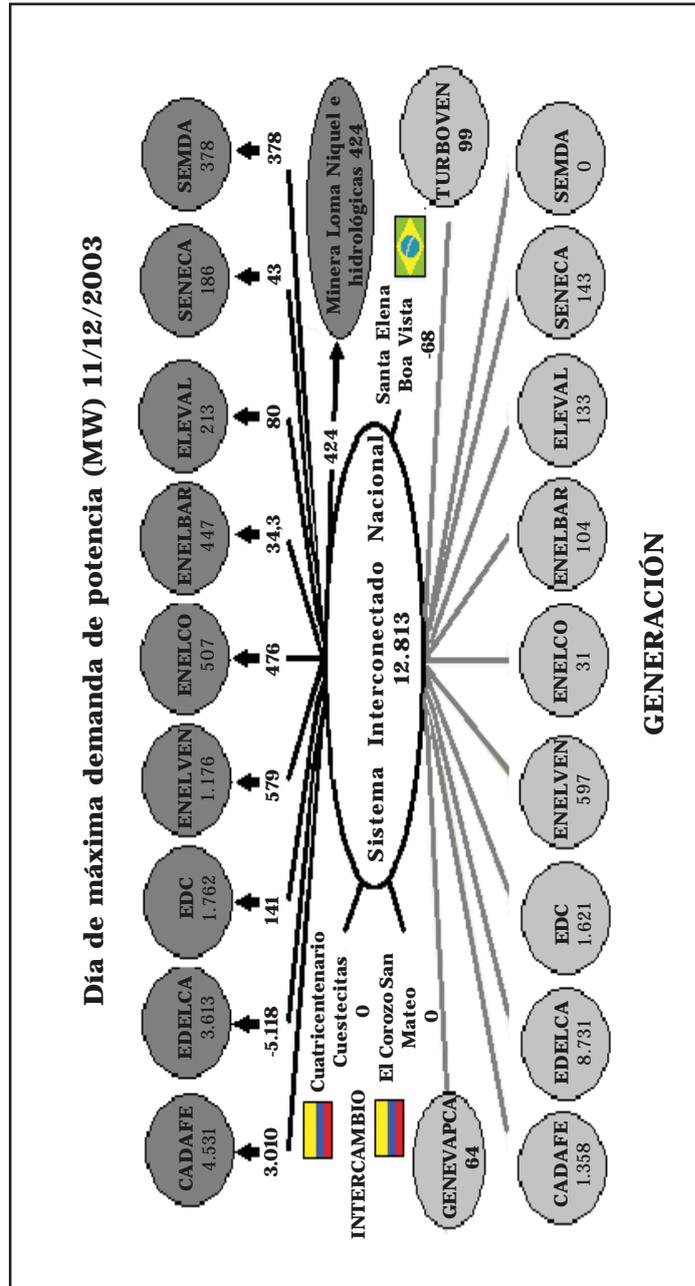
- o **GENEVAPCA:** empresa de cogeneración que vendía vapor a las instalaciones de PDVSA en Paraguaná y servía en parte a la ciudad de Punto Fijo.

Finalmente, se contaba con dos instituciones adicionales: **La Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC)** constituida en forma temporal para proporcionar soporte técnico profesional al Ejecutivo Nacional en la racionalización del sector eléctrico y en las tareas de reguladoras del Estado y la **Oficina de Operaciones de Sistemas Interconectados (OPSIS)** creada en 1988 en base al contrato de interconexión<sup>20</sup> y con la encomienda de realizar un despacho económico de generación.

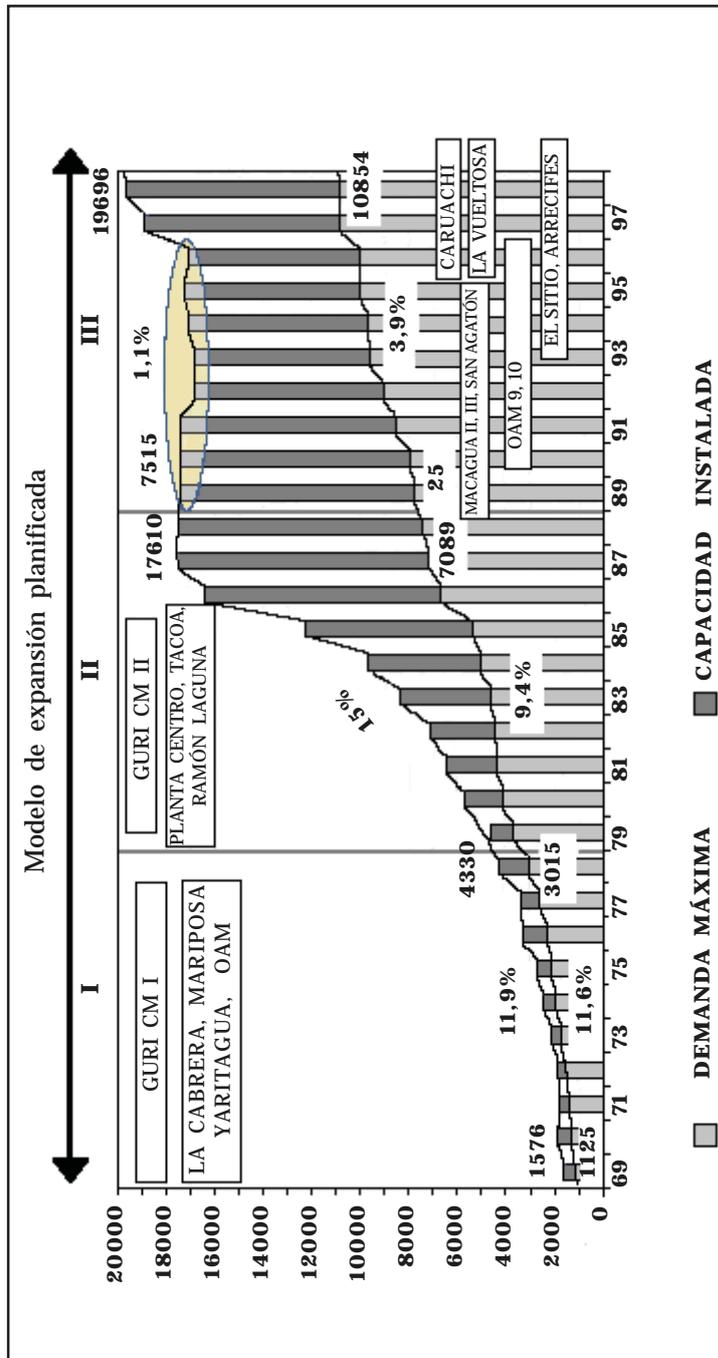
En la Figura 1 se muestra el balance de potencia generada y demanda para las diferentes empresas que operaban en diciembre de 2003. En la Figura 2 se muestra el comportamiento de la evolución eléctrica antes de la crisis (1969-1998) y en la Figura 3 se representa lo que ha ocurrido después de los cambios políticos acaecidos en Venezuela a partir de 1998.

## 2. Legislación

El trabajo doctoral de Julio Montenegro<sup>24</sup> titulado “Propuesta Técnico-Conceptual para un Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Venezuela” hace una revisión extensa de la legislación eléctrica en Venezuela. La legislación venezolana con respecto al tema eléctrico comienza en 1928 durante el gobierno de Juan Vicente Gómez con la *Ley de Servidumbre de Conductores Eléctricos*<sup>25</sup> que no aparece en la Gaceta Oficial hasta 1937. Sin embargo, todo el sistema eléctrico venezolano fue desarrollándose sin un marco regulador específico que permitió a cada emprendedor realizar inversiones y prestar servicios sin controles gubernamentales. Esto como se discutió en la revisión histórica tuvo como resultado



**Figura.1** Funcionamiento del sistema interconectado antes de crear CORPOELEC<sup>21</sup>



**Figura 2.** Demanda máxima, capacidad instalada y generación disponible 1969-1998<sup>22</sup>. Modificada de Ing. Miguel Lara. Fuente: OPSIS.

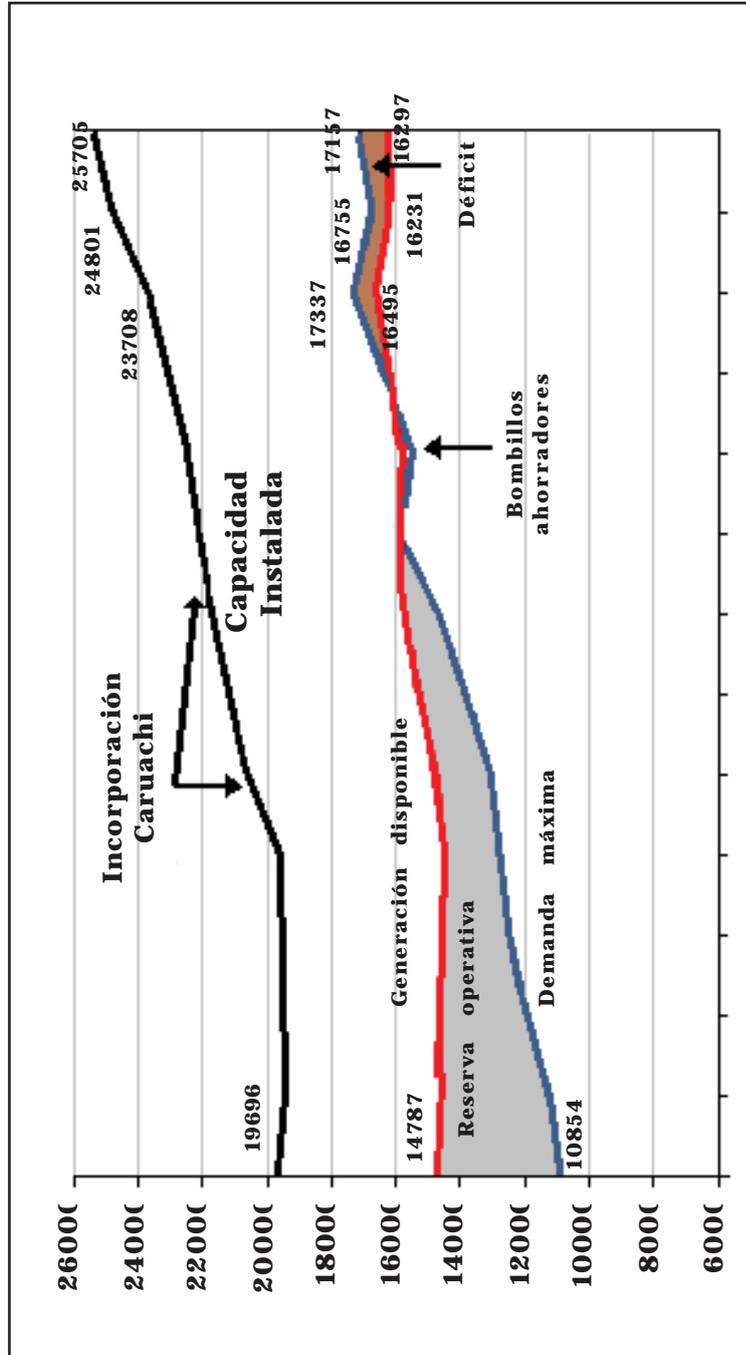


Figura 3. Demanda máxima, capacidad instalada y generación disponible 1998-2011<sup>23</sup>

una gran dispersión que impedía la consolidación de un sistema eléctrico interconectado. Los primeros intentos en este sentido son los estudios de Burns & Roe<sup>26</sup> por una parte y por otra los realizados por La Electricidad de Francia en los 60<sup>27</sup>. Sin embargo, no es hasta 1989 que aparece una legislación para definir tarifas eléctricas<sup>28</sup>.

En 1992 aparecen los decretos Nos. 2.383<sup>29</sup> y 2.384<sup>30</sup> para establecer directrices gubernamentales con respecto a la administración, planificación y supervisión del sector eléctrico. Estos decretos crean la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE y la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico FUNDELEC. En 1996 se establece por primera vez un marco normativo<sup>31</sup> para regular las inversiones y operación del SEN por parte de empresas públicas y privadas. En el año 1999 aparece en Gaceta Oficial la Ley del Servicio Eléctrico<sup>32</sup> y en febrero del 2000 se publica su Reglamento General<sup>33</sup>. Desde la aprobación de la Ley de Servicio Eléctrico se desarrolla legislación para cálculo de tarifas<sup>34,35</sup>.

En 2001 se aprueba la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico<sup>36</sup>. La ley eléctrica y su reglamento nacen de un amplio consenso nacional, pero pocos años después será cambiada unilateralmente por el Ejecutivo. En 2003 se publica el Reglamento de Servicio y Normas de Calidad del Servicio de Distribución<sup>37</sup> y en 2004 las Normas de Calidad del Servicio de Distribución<sup>38</sup>.

El gobierno decide unificar la generación del sector eléctrico creando en 2006 la Empresa Nacional de Generación<sup>39</sup>, y mediante la creación del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico<sup>40</sup>. En 2007 se decreta la *Reorganización del Sector Eléctrico y Creación de la Corporación Eléctrica Nacional*<sup>41</sup> la cual termina por nacionalizar todo el sistema eléctrico y centralizarlo en una sola empresa. En el mismo año 2007 se decreta la Reorganización territorial de la Corporación Eléctrica Nacional<sup>42</sup>. En medio de esta reorganización de todas las empresas en una sola y con los problemas ya evidentes

en el SEN el gobierno decide la Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica<sup>43</sup>. Aparecen varios decretos de emergencia con la intención de resolver o amortiguar la crisis eléctrica (Gacetas Oficiales 39.298<sup>44</sup>, 39.332<sup>45</sup>, 39.363<sup>46</sup>, 39.364<sup>47</sup>, 39.366<sup>48</sup>, 39.371<sup>49</sup>, 39.399<sup>50</sup>, 39.440<sup>51</sup>, 39.694<sup>52</sup>). Aparecen otros decretos en este tiempo para regular las funciones y alcances del MPPEE (Gacetas Oficiales 39.372<sup>53</sup>, 39.374<sup>54</sup>, 39.414<sup>55</sup>, 39.421<sup>56</sup>).

En diciembre de 2010 y utilizando una ley habilitante obtenida para resolver problemas de afectados por inundaciones se promulga una nueva Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico<sup>57</sup>, mediante un aval dado sorpresivamente por el TSJ. En esta aprobación se desconoció las atribuciones de la Asamblea Nacional y se utilizó una ley habilitante obtenida en la legislatura anterior para producir una Ley Orgánica.

Tratando de mantener la mayor objetividad posible es necesario contrastar la evolución del Sistema Eléctrico Nacional entre finales del Siglo XIX y 1998 con un mínimo de regulaciones gubernamentales con los últimos 15 años con frecuentes cambios de rumbo, decretos, leyes, reglamentos, reorganizaciones y emergencias eléctricas. En la primera parte es claro que la ausencia de regulaciones y controles se tradujo en una desorganización y falta de normalización que impedía el desarrollo del sistema eléctrico nacional. La necesidad de normalización y reglas claras es una necesidad en un sistema eléctrico interconectado. La abundancia de decretos y leyes no es la garantía de un sistema eléctrico confiable, eficaz y con calidad de servicio. Muchos de los indicadores nos recuerdan la primera mitad del siglo XX y es necesario que con un gran acuerdo nacional se definan las normas básicas de amplio consenso que lleven a la solución de la crisis eléctrica en que se encuentra sumida Venezuela. En este sentido se hace necesario producir, discutir y aprobar un marco regulatorio capaz de permitir el desarrollo del SEN de acuerdo con las necesidades y planes de la Nación y de todos sus habitantes.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Arráiz Lucca, R. (2006). *La Electricidad de Caracas: el desarrollo de una empresa de servicios, administrada por cuatro generaciones de gerentes venezolanos (1895), y el paso a otra de capital y gerencia globalizada (2000)*. Universidad Católica Andrés Bello.

CADAFE. (1960). Plan Nacional de Electrificación: Informe técnico. Corporación Venezolana de Fomento, Electricidad de Francia.

CAF. (2004). Venezuela: Análisis del Sector Eléctrico. Corporación Andina de Fomento.

Coing, H. (2007). *Historia de la regulación eléctrica en Venezuela*. Colección Ciencias Sociales y Humanidades. Universidad de los Andes.

CEPAL. (2013). [http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB\\_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e](http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e) consultado 23/07/2013.

Contrato de Interconexión, CADAFE-EDELCA-EDC-ENELVEN, 1º de diciembre de 1988.

Contrato de Interconexión CADAFE-EDELCA-EDC-ENELVEN. 01/12/1988

Fundación Polar. (1997). Pozo y Sucre, Carlos del (Del Pozo, Carlos) (en español). *Diccionario de Historia de Venezuela*, 2ª Edición, Caracas. Fundación Polar. Consultado el 8 de septiembre de 2008. Enlace del Instituto venezolano de investigaciones científicas, con licencia Copyleft. [Consultado el 8 de septiembre de 2008].

Gaceta Oficial 26.060. *Creación del Consejo nacional de la Energía*. 11/09/1959.

Gaceta Oficial 35.010. *Normas para el desarrollo del Servicio Eléctrico. Creación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica*. Creación de FUNDELEC. 21/07/1992.

Gaceta Oficial Extraordinaria 4478. *Definición de tarifas. Creación de factores FACE y FAVI.* 19/10/1992

Gaceta Oficial 38.736. *Reorganización del sector eléctrico y creación de la Corporación Eléctrica Nacional.* 31/07/ 2007.

Gaceta Oficial 39.294. *Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.* 28/10/ 2009.

Gaceta Oficial 36.085. *Normas para la Regulación del Sector Eléctrico.* 13/11/1996

Gaceta Oficial 36.791. *Ley de Servicio Eléctrico.* 21/09/1999

Gaceta Oficial Extraordinaria 5.510. *Reglamento General del Servicio Eléctrico.* 14/02/2000

Gaceta Oficial Extraordinaria 5.512. *Definición de Nuevas Tarifas.* 29/12/2000

Gaceta Oficial Extraordinaria 5.540. *Modificación de los parámetros de cálculo para las tarifas.* 30/06/2001

Gaceta Oficial Extraordinario 5.568. *Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.* 31/12/2001

Gaceta Oficial 37.825. *Reglamento de Servicio y Normas de Calidad del Servicio de Distribución.* 25/11/2003

Gaceta Oficial 38.006. *Normas de Calidad del Servicio de Distribución.* 23/08/2004

Gaceta Oficial 38.546. *Creación de la Empresa Nacional de Generación.* 19/12/2006

Gaceta Oficial 38.546. *Creación del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico.* 01/12/2006

Gaceta Oficial 38.736. *Reorganización del sector eléctrico y creación de la Corporación Eléctrica Nacional.* 31/07/2007

Gaceta Oficial 38.785. *Reorganización territorial de la Corporación Eléctrica Nacional.* 08/10/2007

Gaceta Oficial 39.294. *Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.* 28/12/2009.

Gaceta Oficial 39.298. *Creación de una Comisión Interministerial Estratégica para el Sector Eléctrico, exoneración del IVA para compras del sector y planes de mejoramiento en la eficiencia.* 03/11/2009.

Gaceta Oficial 39.332. *Prohibiciones varias sobre el consumo eléctrico como medida de emergencia.* 21/12/2009.

Gaceta Oficial 39.363. *Declaración del estado de emergencia sobre la prestación del servicio eléctrico nacional.* 08/02/2010.

Gaceta Oficial 39.364. *Exigencia en planes de ahorro relacionados con vallas publicitarias.* 09/02/2010.

Gaceta Oficial 39.366. *Regulación en la reducción del consumo eléctrico como medida de emergencia.* 11/02/2010.

Gaceta Oficial 39.371. *Creación del Fondo Eléctrico Nacional.* 22/02/2010.

Gaceta Oficial 39.399. *Primera prórroga de la declaratoria del estado de emergencia* 08/04/2010.

Gaceta Oficial 39.440. *Segunda prórroga de la declaratoria del estado de emergencia.* 07/06/2010.

Gaceta Oficial 39.694. *Conjunto de medidas tarifarias para promocionar el uso eficiente de la energía eléctrica.* 13/06/2011.

Gaceta Oficial 39.372. *Designación al Despacho y asignación de funciones como parte de la estructura del MPPEE.* 23/02/2010.

Gaceta Oficial 39.374. *Aprobación de la estructura financiera del presupuesto de gastos del MPPEE.* 24/02/2010.

Gaceta Oficial 39.414. *Reforma del Decreto de creación del MPP para la Energía Eléctrica.* 30/04/2010.

Gaceta Oficial 39.421. *Creación de la Comisión de Contratación del MPP para la Energía Eléctrica*. 11/05/2010.

Gaceta Oficial 39.573. *Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico*. 14/12/2010.

Montenegro, J. (2012). *Propuesta Técnico-Conceptual para un Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Venezuela*. Universidad Central de Venezuela. Tesis Doctoral. Caracas.

Muñoz R., A. (2004). *Fundamentos para la construcción de un mercado común de electricidad*. CEPAL. Serie Recursos Naturales e Infraestructura. Santiago de Chile.

OP SIS. (2003). Boletín Informativo Diciembre 2003

Revista Energía e Industria, Enero-Marzo 1.989.

Vázquez, J. A. (2001). *Un Vistazo Al Sistema Eléctrico Venezolano*. Agosto 2001. Consultado 24/07/2013 <http://www.sapiens.com/sapiens/comunidades/elecarti.nsf/Un%20vistazo%20a%20la%20historia%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20venezolano/9F0C0ECE2475C08F41256AAE003098F3!opendocument>.

### (NOTAS)

<sup>1</sup> Vázquez, Jaime A. *Un Vistazo Al Sistema Eléctrico Venezolano*. Agosto 2001. Consultado 24/07/2013 <http://www.sapiens.com/sapiens/comunidades/elecarti.nsf/Un%20vistazo%20a%20la%20historia%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20venezolano/9F0C0ECE2475C08F41256AAE003098F3!opendocument>.

<sup>2</sup> Coing, Henri. *Historia de la regulación eléctrica en Venezuela*. Colección Ciencias Sociales y Humanidades. Universidad de los Andes. 2007.

<sup>3</sup> Fundación Polar (1997). "Pozo y Sucre, Carlos del (Del Pozo, Carlos)" (en español). *Diccionario de Historia de Venezuela*, 2ª Edición, Caracas. Fundación Polar. Consultado el 8 de septiembre de 2008. "Enlace del Instituto venezolano de investigaciones científicas, con licencia Copyleft."

<sup>4</sup> CAF, Venezuela: Análisis del Sector Eléctrico, Corporación Andina de Fomento, 2004.

<sup>5</sup> Lucca, Rafael Arráiz. *La Electricidad de Caracas: el desarrollo de una empresa de servicios, administrada por cuatro generaciones de gerentes venezolanos (1895), y el paso a otra de capital y gerencia globalizada (2000)*. Universidad Católica Andrés Bello, 2006.

<sup>6</sup> Coing, Henri. Historia de la regulación eléctrica en Venezuela. Colección Ciencias Sociales y Humanidades. Universidad de los Andes. 2007

<sup>7</sup> Coing, Henri. Historia de la regulación eléctrica en Venezuela. Colección Ciencias Sociales y Humanidades. Universidad de los Andes. 2007

<sup>8</sup> CADAFE, "Plan Nacional de Electrificación: Informe técnico" Corporación Venezolana de Fomento, Electricidad de Francia, Mayo de 1960.

<sup>9</sup> Gaceta Oficial 26060. Creación del Consejo nacional de la Energía. 11/09/1959

<sup>10</sup> Vázquez, Jaime A. Un Vistazo Al Sistema Eléctrico Venezolano. Agosto 2001. Consultado 24/07/2013 <http://www.sapiens.com/sapiens/comunidades/electi.nsf/Un%20vistazo%20a%20la%20historia%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20venezolano/9F0C0ECE2475C08F41256AAE003098F3!opendocument>

<sup>11</sup> Contrato de Interconexión CADAFE-EDELCA-EDC-ENELVEN. 01/12/1988

<sup>12</sup> Muñoz R., Alfredo. Fundamentos para la construcción de un mercado común de electricidad. CEPAL. Serie Recursos Naturales e Infraestructura. Santiago de Chile. 2004.

<sup>13</sup> Gaceta Oficial 38.736. Reorganización del sector eléctrico y creación de la Corporación Eléctrica Nacional. 31/07/2007.

<sup>14</sup> Gaceta Oficial 39.294. Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. 28/10/2009.

<sup>15</sup> Revista Energía e Industria, Enero-Marzo 1.989.

<sup>16</sup> CEPAL [http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB\\_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e](http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e).

<sup>17</sup> Revista Energía e Industria, Enero-Marzo 1.989.

<sup>18</sup> CEPAL [http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB\\_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e](http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e) consultado 23/07/2013.

<sup>19</sup> CAF, Venezuela: Análisis del Sector Eléctrico. Corporación Andina de Fomento, 2004.

<sup>20</sup> Contrato de Interconexión, CADAFE - EDELCA - EDC - ENELVEN, 1° de diciembre de 1988.

<sup>21</sup> OPSIS, Boletín Informativo Diciembre 2003.

<sup>22</sup> Fuente: Informes OPSIS.

<sup>23</sup> Fuentes: OPSIS, CORPOELEC.

<sup>24</sup> Montenegro, Julio. Propuesta Técnico-Conceptual para un Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Venezuela. Universidad Central de Venezuela. Tesis Doctoral. Caracas 2012.

<sup>25</sup> Ley de Servidumbre de Conductores Eléctricos. Gaceta Oficial N° 1 9.382 de fecha 4 de octubre de 1937.

<sup>26</sup> Vázquez, Jaime A. Un Vistazo Al Sistema Eléctrico Venezolano. Agosto 2001. Consultado 24/07/2013 <http://www.sappiens.com/sappiens/comunidades/electi.nsf/Un%20vistazo%20a%20la%20historia%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20venezolano/9FOCOECE2475C08F41256AAE003098F3!opendocument>

<sup>27</sup> CADAFE, Plan Nacional de Electrificación: Informe técnico Corporación Venezolana de Fomento, Electricidad de Francia, Mayo de 1960.

<sup>28</sup> Decreto No. 368, el 27 de julio de 1989, donde se establecían las Normas para la Determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico.

<sup>29</sup> Gaceta Oficial 35.010. Normas para el desarrollo del Servicio Eléctrico. Creación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Creación de FUNDELEC. 21/07/1992.

<sup>30</sup> Gaceta Oficial Extraordinaria 4.478. Definición de tarifas. Creación de factores FACE y FAVI. 19/10/1992.

<sup>31</sup> Gaceta Oficial 36.085. Normas para la Regulación del Sector Eléctrico. 13/11/1996.

<sup>32</sup> Gaceta Oficial 36.791. Ley de Servicio Eléctrico. 21/09/1999.

<sup>33</sup> Gaceta Oficial Extraordinaria 5.510. Reglamento General del Servicio Eléctrico. 14/02/2000.

<sup>34</sup> Gaceta Oficial Extraordinaria 5.512. Definición de Nuevas Tarifas. 29/12/2000.

<sup>35</sup> Gaceta Oficial Extraordinaria 5.540. Modificación de los parámetros de cálculo para las tarifas. 30/06/2001.

<sup>36</sup> Gaceta Oficial Extraordinario 5.568 Ley Orgánica del Servicio Eléctrico. 31/12/2001.

<sup>37</sup> Gaceta Oficial 37825. Reglamento de Servicio y Normas de Calidad del Servicio de Distribución. 25/11/2003.

<sup>38</sup> Gaceta Oficial 38.006. Normas de Calidad del Servicio de Distribución. 23/08/2004.

<sup>39</sup> Gaceta Oficial 38.546. Creación de la Empresa Nacional de Generación. 19/12/2006 .

<sup>40</sup> Gaceta Oficial 38.546. Creación del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico. 01/12/2006.

<sup>41</sup> Gaceta Oficial 38.736. Reorganización del sector eléctrico y creación de la Corporación Eléctrica Nacional. 31/07/2007.

<sup>42</sup> Gaceta Oficial 38.785. Reorganización territorial de la Corporación Eléctrica Nacional. 08/10/2007.

<sup>43</sup> Gaceta Oficial 39.294. Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica./28/12/2009.

<sup>44</sup> Gaceta Oficial 39.298. Creación de una Comisión Interministerial Estratégica para el Sector Eléctrico, exoneración del IVA para compras del sector y planes de mejoramiento en la eficiencia .03/11/2009.

<sup>45</sup> Gaceta Oficial 39.332. Prohibiciones varias sobre el consumo eléctrico como medida de emergencia. 21/12/2009.

<sup>46</sup> Gaceta Oficial 39.363. Declaración del estado de emergencia sobre la prestación del servicio eléctrico nacional. 08/02/2010.

<sup>47</sup> Gaceta Oficial 39.364. Exigencia en planes de ahorro relacionados con vallas publicitarias. 09/02/2010.

<sup>48</sup> Gaceta Oficial 39.366. Regulación en la reducción del consumo eléctrico como medida de emergencia. 11/02/2010.

<sup>49</sup> Gaceta Oficial 39.371. Creación del Fondo Eléctrico Nacional. 22/02/2010.

<sup>50</sup> Gaceta Oficial 39.399. Primera prórroga de la declaratoria del estado de emergencia 08/04/2010.

<sup>51</sup> Gaceta Oficial 39.440. Segunda prórroga de la declaratoria del estado de emergencia. 07/06/2010.

<sup>52</sup> Gaceta Oficial 39.694. Conjunto de medidas tarifarias para promocionar el uso eficiente de la energía eléctrica. 13/06/2011.

<sup>53</sup> Gaceta Oficial 39.372. Designación al Despacho y asignación de funciones como parte de la estructura del MPPEE. 23/02/2010.

<sup>54</sup> Gaceta Oficial 39.374. Aprobación de la estructura financiera del presupuesto de gastos del MPPEE. 24/02/2010.

<sup>55</sup> Gaceta Oficial 39.414. Reforma del Decreto de creación del MPP para la Energía Eléctrica. 30/04/2010.

<sup>56</sup> Gaceta Oficial 39.421. Creación de la Comisión de Contratación del MPP para la Energía Eléctrica. 11/05/2010.

<sup>57</sup> Gaceta Oficial 39.573. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico. 14/12/2010.

## **7. OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN**

### **7.1. Oportunidades en la Faja del Orinoco**

*Ing. Diego González*

Con respecto a la *certificación* de las reservas de la Faja, suponiendo que la cifra de Petróleo Original en Sitio (POES) es cierta, y que se van a recuperar 255 mil millones de barriles debidamente *certificados*, el factor de recobro establecido por el gobierno para la FPO resulta en 20% del petróleo que existe en la Faja.

Hemos insistido en que desde el punto de vista técnico en el caso de la FPO es irrelevante *certificar* las reservas de la FPO, aplicando factores de recobro que no son consistentes con los tiempos de explotación, ni con la infraestructura de mejoramiento que debe existir para que esos crudos sean comercialmente explotables. Es decir que esos volúmenes de “reservas” que se declaran no cumplen con las Normas del ministerio de Petróleo en materia de reservas, ni con las Normas internacionales establecidas por la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, ni con el *World Petroleum Congress (WPC)*, entre otras organizaciones.

La *certificación* tendría sentido con fines publicitarios (para atraer inversionistas) y financieros (para respaldar deuda). En cualquier caso para la FPO no son las reservas lo que habría que validar sino el POES, porque el petróleo a recuperar, en el caso de este gigantesco campo, en el tiempo económico, solo va a depender de las

inversiones en producción y mejoramiento que deseen realizarse en los próximos 20, 30 o 40 años.

Los mejoradores de Jose suman unos 650.000 barriles diarios de capacidad, una simple regla de tres nos indicaría que harían falta más de 100 mejoradores como los construidos en Jose. Los expertos en ambiente pueden decir sí existen en Venezuela las facilidades e infraestructura (tierras, aguas, ubicación para muelles profundos, etc.) equivalentes a Jose, para construir tal número de mejoradores. La otra opción, que sería mejorar la mayor parte de la producción en el exterior, implicaría que tales volúmenes deberían ser exportados en la forma de jorimulsión! Esto para no hablar de las inversiones que se requerirían por parte de PDVSA y las empresas mixtas para materializar esos volúmenes.

Otra cifra de interés a considerar es la producción de coque y azufre de los crudos de la FPO. PDVSA en sus informes menciona que las Asociaciones de la FPO producen unas 14.000 toneladas diarias de coque para una producción de crudo de 429.200 barriles diarios. Utilizando esas cifras como referencia, una producción de 17,5 Mb/d de petróleo arrojaría más de medio millón de toneladas diarias de coque; así que nuestros comercializadores tendrán un reto para colocar ese coque, así como el azufre en los mercados internacionales.

Aceptando la premisa de que la única opción que tiene Venezuela para mantener y elevar sustancialmente la producción en los años por venir (en el largo plazo) es el Campo Faja Petrolífera del Orinoco, el país debe plantearse las siguientes cuestiones y hacer las evaluaciones técnico-económicas necesarias para acometer los proyectos que se requerirán:

1. Recursos humanos con el *know how* necesario para trabajar *fast track* en todas las actividades y a la vez servir para el adiestramiento continuo de los miles de trabajadores que se requerirán (operadores, técnicos e ingenieros);

2. Infraestructura para el apoyo logístico. Estamos hablando de producir varios millones de barriles diarios de petróleo;

3. Infraestructura de producción en el campo para producir varios millones de barriles diarios de petróleo extra pesado (plantas de vapor, el gas para la generación de vapor y la electricidad para las miles de bombas electro sumergibles, líneas calientes, patios de almacenamiento en el campo -*tank farms*-, sistema de diluyente para el transporte a las plantas de mejoramiento - evaluar el mejoramiento *in situ*, etc.);

4. Infraestructura para las plantas de mejoramiento (in situ o a distancia);

5. Producción de millones diarios de barriles de agua salobre (nunca potable), que deberán ser re inyectados;

6. Producción de toneladas diarias de coque, a las que debe buscársele mercado, y mientras tanto apropiados lugares de almacenamiento;

7. Producción de toneladas diarias de azufre a los cuales debe buscársele mercado, y mientras tanto lugares seguros de almacenamiento para evitar la formación de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), compuesto altamente tóxico y eventuales lluvias ácidas (referencia).

Lo que está en discusión son asuntos de sumo interés, para la empresas, países y para Venezuela. Entre otros los aspectos financieros, tecnológicos (patentes de cada planta de mejoramiento y diferentes operaciones de producción, la comercialización de esos crudos (contratos con refinerías. Por Ley PDVSA sería la comercializadora) y lo laboral. Adicionalmente, se sabe que PDVSA no tiene el personal gerencial y supervisorio para operar esos campos, como ocurre hoy en las Empresas Mixtas)

Valga unas líneas con respecto a la orimulsión. La orimulsión® es un combustible que se prepara mezclan-

do 70% del bitumen natural, que se produce en el Campo Faja del Orinoco en Venezuela, y 30% de agua y surfactante, lo cual produce una emulsión estable fácilmente transportable y almacenable. La orimulsión® como fuente de energía para producir electricidad tiene una serie de ventajas, entre ellas que tiene un valor calorífico similar al del carbón mineral, pero mucho más limpio. Cuando se quema como combustible en las plantas eléctricas tiene muy bajas emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y dióxido de azufre.

El argumento del gobierno para eliminar la Orimulsión® fue que era mejor negocio mezclar 65% de bitumen natural con 35% de crudo Mesa, de 30° API y 1% de azufre, para producir y vender un crudo tipo Meroy, de 16° API y 2,8% de azufre, que por cierto va al mercado norteamericano.

¿Cómo pueden argumentar los representantes del gobierno que vender el bitumen natural en forma de orimulsión®, para un mercado tan especializado, perjudica a la Nación? Cuando solo va a plantas eléctricas, a competir favorablemente con el carbón y el gas natural. Por otra parte, las mezclas de bitumen natural con otros crudos, para producir un crudo pesado de 16° API como piensa venderlo el gobierno, tienen un mercado muy limitado.

El problema NO debe plantearse en forma de CRUDO MEJORADO vs. ORIMULSIÓN®. La razón es muy simple.

De la decisión de Venezuela de eliminar la Orimulsión® solo se beneficiaron los productores de carbón y los productores de gas natural a nivel mundial. Y los perdedores, además de Venezuela serán los países en desarrollo como Guatemala que tenían cifradas su esperanza en obtener el combustible más barato para generación eléctrica.

## ***7.2. Oportunidades en materia de Gas Natural***

### **Antecedentes**

A casi 14 años de promulgada la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) no se ha cumplido con los mandatos de la misma, hecho que se constata al ver el incumplimiento de los planes de PDVSA en materia de gas.

### **Recursos y reservas**

En el país se han identificado Prospectos Exploratorios de gas natural del orden de los 196 billones de pies cúbicos o tcf ( $10^{12}$ ), de los cuales se ha estimado que el 50% se ubica Costa Afuera; sin embargo, más recientemente (2010) PDVSA ha publicado un mapa de “Expectativas Costa Afuera” de por lo menos 108 tcf de gas libre. En cualquier caso, para convertir estos prospectos en reservas es necesario acelerar la actividad de exploración y desarrollo

### **Un estimado conservador de las reservas de gas natural de Venezuela**

Acorde con el Informe de Gestión de PDVSA 2012, las reservas de gas natural de Venezuela alcanzan los 196,4 tcf, de los cuales se estima 167,2 tcf son de gas asociado al petróleo (85,1%) y 29,2 tcf son de gas libre o no asociado (14,9%).

PDVSA estima que las áreas costa afuera someras contienen recursos por 73 tcf; y las áreas costa afuera profundas contienen recursos por 74 tcf; y acorde con la Base de Recursos de PDVSA, desde hace muchos años, las áreas tradicionales en tierra contienen recursos por 130,7 tcf de gas natural, mayormente asociados a los recursos de petróleo por explorar. Es decir, que en el país hay recursos estimados de 277,7 tcf de gas natural, que deben ser explorados y desarrollados para convertirlos en reservas probadas.

Si le asignamos 30% de éxito a la exploración de esos recursos para convertirlos en reservas, tendríamos 83,3 tcf, que sumadas a las reservas de gas asociado haciéndolas muy conservadoras (deduciéndole las de inyección y las asociadas a los crudos p/xp) que son 88,9 tcf, y las de 29,2 tcf de gas libre; podríamos hablar conservadoramente de unos 201,4 tcf de posibles reservas.

En conclusión, para todos los efectos Venezuela tiene “inmensas” reservas de gas natural para satisfacer los requerimientos del mercado nacional por los próximos años, y eventualmente industrializarlo para su exportación.

### **La política en materia de gas**

Hoy la política del gobierno no permite el desarrollo pleno de la industria de este hidrocarburo. En materia de exploración, producción, industrialización, licuefacción y transporte del gas natural se decidió que la empresa del Estado tenga la mayoría accionaria y las decisiones en todas las actividades. La política establece que no debe participar el sector privado internacional de punta en materia de licuefacción, transporte y distribución, ya que todo debe ser realizado por la estatal y por cooperativas estatales. Es política la asociación con empresas estatales, las cuales en su mayoría no tienen la tecnología, los recursos económicos ni el *know-how* para acometer los proyectos y negocios, a la velocidad y con el éxito económico que se necesitan.

Por otra parte, a pesar de la crítica situación de déficit de gas a nivel nacional, se escucha hablar de proyectos faraónicos como el gasoducto hasta Argentina, o de un gasoducto a América Central y otro a las islas del Caribe. En cualquier caso, antes de decidir la viabilidad de la exportación de gas, sea por tubería o por vía marítima y cuando se desarrollen sustanciales reservas de gas libre, se necesita de unas políticas de Estado en materia energética, que trasciendan los gobiernos de turno.

### **Las oportunidades**

El gas natural (de aquí en adelante “el gas”) en Venezuela tiene supremacía en la matriz energética secundaria. Históricamente su producción ha estado asociada al petróleo, y su uso está dirigido en más de 70% a las operaciones petroleras, en especial a la inyección para recuperación suplementaria de petróleo y gas (y hay déficit de inyección), y el resto va al mercado interno.

### **Estimados de consumo**

En la matriz energética secundaria de Venezuela, para el año 2025 el gas metano presenta un crecimiento del 4,87% interanual, para llegar a 7.400 Mpc/d es decir el 55% del mercado energético de Venezuela. De ese total el mercado interno de occidente podría consumir el 30%, es decir unos 2.200 Mpc/d, que puede ser suplido por el desarrollo de las reservas de Paraguaná, ello sin incluir los consumos de la industria, que serían cubiertos mayormente con la producción de gas asociado en el Lago de Maracaibo y de la Costa Oriental del Lago; el resto del mercado interno, 5.200 Mpc/d, puede ser suplido con el gas Costa Afuera de Oriente y la producción de gas del Área de Anaco. Para hacer la estimación se usaron los porcentajes de utilización de 1998, lo que representa un importante desarrollo de todos los sectores, que hasta la fecha han estado limitados.

Por otra parte, PDVSA recientemente presentó estimados de consumos acumulados hasta el 2023, de los principales sectores consumidores de gas metano como combustible, que sumarían unos 45 tcf. Adicionalmente, se incluyen los requerimientos de gas natural para la Faja (9 tcf), y los tradicionales (EyP, PQV, industrial, comercial y residencial -unos 24 tcf también en 11 años), lo que resultaría en consumos acumulados de 78 tcf, cerca de 19.500 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d). Más detalles en el Cuadro No 1.

**Cuadro 1.** Requerimientos de gas metano por sector

<b>Requerimientos de gas metano por sectores al año 2023</b>	<b>tcf</b>	<b>Mpc/d</b>
Eléctrico, por expansión termoeléctrica en 8.400 MW	15	3.736,0
Por el aumento de la producción en 2,3 Mb/d	11	2.739,7
Petroquímico, por aumento en la producción en 25 Mtma	10	2.490,7
Siderúrgico y aluminio, por incremento producción en 2 Mtma	6	1.494,4
Refinerías, por incremento de capacidad en 500 mb/d	3	747,2
Requerimientos Faja del Orinoco	9	2.241,6
Total nuevos requerimientos principales como combustible	54	13.449,6
Total requerimientos tradicionales combustible, EyP y PQV	24	6.000,0
<b>Gran Total de Requerimientos</b>	<b>78</b>	<b>19.449,6</b>

Los nuevos planes, presentados en el Informe de Gestión PDVSA 2012, expresan producir 11.947 Mpc/d de gas natural para 2019, por lo que habría que producir más para 2023.

### **Demanda**

Los consumos de los mercados convencionales de gas de Venezuela, incluyendo los de PDVSA, se han estimado en 19.449,6 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d) para el mediano/largo plazo (año 2030), es decir se llegaría a consumir 7,1 tcf anuales, que en 17 años sumarían 120,7 tcf, lo que deja oportunidades para industrializar los 131,2 tcf restantes de las reservas antes estimadas, una cifra considerable.

### **Industrialización**

Además de cualquier proyecto de gas natural líquido (LNG), se presentan oportunidades para acometer proyectos de producción de dimetil éter (DME) que es un excelente aditivo para el diesel que se consume tanto en Europa, como en el transporte pesado de todo el mundo; así proyectos para convertir gas natural a líquidos combustibles (GTL), incluida gasolinas y jet fuel (combustible de aviación); y proyectos de metanol a gasolina (MTG)<sup>1,2</sup>.

### **Inversiones**

Hoy se han desarrollado plantas de GTL muy pequeñas, que procesan desde 5 Mpc/d de gas natural para producir 500 b/d de gasolina, con inversión de 40 millones de US\$ y costos de operación anual de 200 MUS\$<sup>3</sup>, es decir, cifras manejables para pequeños productores y procesadores venezolanos o extranjeros que quieran invertir en Venezuela, y estén en libertad de comercializarlos en Venezuela, en sus propias estaciones de servicio y conveniencia si es su decisión, a precios cercanos a los internacionales o exportarlos al país que deseen, sin trabas ni restricciones.

Al final cada productor o procesador hará sus economías para acometer los respectivos proyectos, cuya licencia o permiso solicitará ante un Ente regulador a crearse, o entrar a través de las rondas que éste invite.

Resumiendo, es necesaria una apertura para desarrollar e industrializar los recursos de gas natural de Venezuela, y la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) lo permite. Paralelo a esta apertura normativa, deben producirse cambios legales en materia cambiaria, expatriación de capitales, ley del trabajo, entre otros aspectos; única forma de atraer a los inversionistas nacionales e internacionales, las tecnologías y los recursos humanos necesarios para monetizar esas reservas, sin estos cambios será difícil desarrollar e industrializar los recursos de gas natural.

## CONCLUSIÓN

La industria del gas natural en Venezuela, incluida su industrialización con el desarrollo de la industria petroquímica, no será posible si no hay un ambiente de libre mercado, de respecto a la propiedad privada y a la libertad económica.

Las reservas probadas de petróleo en las áreas tradicionales suman 40.599 millones de barriles (no incluye el crudo de la Faja), que contienen 138 tcf de gas asociado. De estos volúmenes apenas están desarrollados el 21,57% de esas reservas, y de las de gas natural PDVSA informa que solo el 20% están desarrolladas. Datos adicionales en las Tablas anexas.

Estas reservas de gas natural asociado no desarrolladas tienen tres oportunidades para desarrollarse: 1) producir las áreas asociadas a los más de 17.000 pozos que están inactivos, pero que según la clasificación del ministerio de Petróleo son capaces de producir. Esos pozos contienen esas reservas desarrolladas y no desarrolladas y sería cuestión de producirlas reemplazando esos pozos inactivos por pozos nuevos con nuevas tecnologías de perforación y terminación; 2) aumentar el factor de recobro de las áreas tradicionales. PDVSA ha informado que el de factor de recobro actual está en el orden promedio de 15,45% (30,23% crudos C/L/M y 11,05% crudos P/XP), mientras que el promedio mundial alcanza el 40%; y 3) otorgar en licencias las áreas donde hoy PDVSA produce bajo la figura de “esfuerzo propio”; en estas áreas la estatal conservaría su porcentaje accionario mayoritario (51% según la LOH), pero dejaría que sea el sector privado quien las produzca y comercialice, con plena independencia gerencial y financiera. Adicionalmente hay la oportunidad de incrementar sustancialmente la producción de gas en el mediano plazo, procediendo a otorgar en licencias los más de 600 prospectos exploratorios identificados desde hace muchos años con recursos de 44 millardos de barriles de petró-

leo, con 131 tcf de gas natural asociado. Así también proceder a la exploración y eventual desarrollo acelerado de los recursos costa afuera, contentivos de más de 140 tcf de gas natural, mayormente no asociados.

### ***PROPUESTAS CONCRETAS***

En materia de gas natural, como parte de una política pública de Estado en materia de energía, es necesario e indispensable definir asuntos importantes como:

1. Hacer cumplir en toda su extensión la Ley de Gas vigente, en especial en lo referente a la eliminación del monopolio estatal en todas las actividades. También debe permitirse al sector privado nacional e internacional que participe vigorosamente en toda la cadena del negocio del gas y sus componentes, para lo que hay que promover la más amplia participación del sector privado nacional e internacional en toda la cadena del negocio del gas y sus componentes.

2. Es necesario incrementar el otorgamiento de licencias de exploración y explotación en las áreas costa afuera, que es donde están las mayores expectativas para aumentar las reservas de gas.

3. Es necesario reactivar la mayoría de las áreas donde están los cerca de 20.000 pozos de petróleo actualmente cerrados, reemplazándolos con pozos con nuevas tecnologías, que pueden producir suficiente gas asociado, para abastecer el mercado interno, mientras entra la producción costa afuera.

4. Definir los precios y tarifas para los diferentes energéticos. Es sabido que los precios del gas, la gasolina, el fuel, el diesel, la electricidad y el GLP están subsidiados. Ello hace que se le dé mal uso a todos ellos en el país, en especial al gas natural.

5. Sincerar la política de subsidios para productores y consumidores. Es necesario que esas políticas vayan di-

rectamente a los que realmente necesiten el subsidio, y no a toda la población como ocurre hoy.

6. Devolverle al ente de gas (ENAGAS) su autonomía funcional, y en una reforma de la Ley hacerlo verdaderamente autárquico como los entes reguladores de Colombia, México y Brasil.

7. Decidir cuál debe ser la matriz energética deseable para el mercado interno nacional. Aunque hoy el gas metano representa el 42% de los consumos primarios de energía, todavía el consumo de líquidos derivados del petróleo y el gas es alto (26%) y parte podría ser reemplazado por gas natural y por otras fuentes de energía, en especial los biocombustibles y la energía solar. Inclusive por Orimulsión.

## ANEXOS

PROBADAS DESARROLLADAS			
CUENCA	MMbls	MMbls	%
Maracaibo/Falcón	19.986	4714	23,59
Barinas/Apure	1.191	240	20,15
Oriental (sin FPO)*	19.020	3.804	20,00
Carúpano	402	0	0,00
<b>Total</b>	<b>40.599</b>	<b>8.758</b>	<b>21,57</b>

\* Las reservas desarrolladas en Oriente se estimaron en 20%

**Cuadro 2A.** Reservas y Producción de hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela

<b>Cuenca</b>	<b>Probadas<sup>1</sup></b>	<b>Probadas Desarrolladas</b>	<b>Producción<sup>5</sup> 2012</b>	<b>Relación Reservas Probadas/Producción</b>
Maracaibo-Falcón	19.986	4.714	797	69
Barinas-Apure	1.191	240	46	71
Oriental <sup>2</sup>	276.156	8.021	2.062	356
Carúpano	402	---	---	---
<b>Total Crudo</b>	<b>297.735</b>	<b>12.975</b>	<b>2.905</b>	<b>280</b>
<b>Gas Natural en MMBpe<sup>3</sup></b>				
Maracaibo-Falcón	7.543	1.352	132	156
Barinas-Apure	60	22	6	27
Oriental <sup>4</sup>	23.782	5.394	630	103
Carúpano	2.479	---	---	---
<b>Total Gas</b>	<b>33.864</b>	<b>6.768</b>	<b>768</b>	<b>120</b>
<b>Total hidrocarburos</b>	<b>331.599</b>	<b>19.743</b>	<b>3.673</b>	<b>247</b>

1. Desarrolladas y no desarrolladas.
2. Incluye crudo extrapesado; reservas probadas de 257.136 MMBIs, reservas probadas/producción de 818 años.
3. Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural inyectado). Factor de conversión es de 5.8 MPC/BI
4. Incluye las reservas probadas de gas natural en el FPO, estimadas en 10.073 MMBIs al 31/12/2012.
5. No incluye 5 MBD de condensado de planta.

**Cuadro 2A.** Reservas probadas de la República Bolivariana de Venezuela expresadas en millones de barriles (MMBls), a menos que se indique lo contrario

<b>Reservas Probadas Desarrolladas</b>						
Condensado	639	674	400	399	346	
Liviano	1.891	1.932	2.009	2.209	2.221	
Mediano	2.071	2.237	2.474	2.875	3.341	
Pesado	4.321	4.464	4.666	4.822	4.631	
Extrapesado	4.053	4.345	4.608	4.749	5.669	
<b>Total Crudo</b>	<b>12.975</b>	<b>13.652</b>	<b>14.248</b>	<b>15.054</b>	<b>16.298</b>	
Gas Natural (MMMPCN)	39.252	37.217	36.283	36.682	38.682	
Gas Natural MMBpe	6.768	6.417	6.256	6.324	6.669	
Total hidrocarburos en MMBpe	19.759	20.069	20.504	21.378	22.967	
<b>Porcentaje del total de reservas desarrolladas versus total de reservas probadas</b>						
Crudo	4%	5%	5%	7%	9%	
Gas Natural	20%	19%	19%	21%	22%	

<sup>1</sup> Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2012 en 254.874 MMBls, aproximadamente.

### ***7.3. Oportunidades de exportación de derivados del petróleo y del gas natural***

Del petróleo se obtienen diversos productos terminados para el sector transporte (gasolina de aviación, gasolina automotriz y diésel) industrial (gas doméstico, aceite de calefacción y residuales) y algunas especialidades como lubricantes y asfaltos.

Adicionalmente se produce materia prima o productos intermedios para el sector petroquímico: gas de refinería, nafta y gasóleo que sirven para elaborar benceno, tolueno, xileno, etilenos, propileno, butadieno y butileno, que son petroquímicos básicos. Del gas natural se obtiene metano con el cual se elabora metanol y amoníaco (petroquímicos básicos) y líquidos del gas natural: etano, propano, butano y condensados los cuales se utilizan para elaborar etileno, propileno, butadieno y butileno (petroquímicos básicos).

Con los petroquímicos básicos se elaboran más de un veintena de productos petroquímicos intermedios entre ellos: acrilonitrilo, cloruro de vinilo, etanol, etilbenceno, polietileno, polipropileno y urea; y de éstos, otra veintena de grupos de productos petroquímicos finales como: adhesivos, colorantes, explosivos, fármacos, fertilizantes, plaguicidas, refrigerantes y resinas, útiles para otras industrias y diversas actividades económicas.

### **7.3.1. Oportunidades de exportación de productos de refinación de petróleo**

*Ing. Elizabeth Cruz*

Actualmente, la situación de la Industria Petrolera Venezolana no permite desarrollar Planes de Negocio Estratégicos y Comerciales orientados hacia la maximización del valor agregado y captura de oportunidades. El parque refinador de la industria se ha deteriorado significativamente y da muestras continuas de inestabilidad en las operaciones, no permitiendo cubrir la demanda de productos del mercado interno y mucho menos ofrecer productos de calidad y de manera confiable al mercado internacional. Las oportunidades que podrían aprovecharse en estas condiciones son las que ofrece un análisis comparativo de las opciones de colocación para los productos disponibles en un momento dado, una orientación totalmente de corto plazo y que no garantiza la maximización del valor del paquete de exportación de productos.

La evaluación del mercado internacional incluye el análisis de las tendencias y proyecciones a mediano y largo plazo de la oferta y demanda de cada producto: gasolinas, jet de aviación, destilados, lubricantes, residuales y asfalto, considerando las especificaciones de calidad para cada destino y sector potencial a penetrar, el análisis de las ventajas competitivas que ofrecen productos desde Venezuela (geográficas, calidad, seguridad de suministro, entre otros) y la identificación de los mercados potencialmente rentables.

Esta información se utiliza en la elaboración del Plan de Negocios, incorporando las inversiones rentables que se requieren en las refinerías para adecuar los pro-

ductos a las calidades que exige los mercados que previamente se han identificado como atractivos económicamente, se determina la base recurso a comercializar a corto mediano y largo plazo: volumen y calidad de productos (en el caso de Petróleos de Venezuela, volúmenes disponibles luego de cubrir la demanda del mercado interno). Finalmente, se desarrollan las estrategias comerciales que permitan capturar esos mercados de manera rentable.

Las proyecciones de la demanda de agencias especializados muestran un crecimiento en el mediano y largo plazo. Los productos del petróleo continuarán cubriendo gran parte de la demanda de energía, sobretodo en los sectores transporte e industrial.

En los próximos años el crecimiento global de la demanda de hidrocarburos se concentrará principalmente en China e India, siendo el sector transporte (destino para gasolinas, destilados y gasolina de aviación) uno de los sectores que más crece en el mediano y largo plazo. Sin embargo, la posición geográfica de Venezuela limita la colocación de productos a niveles competitivos en forma estructural, aun cuando se puedan aprovechar oportunidades puntuales.

La demanda de productos terminados en Latinoamérica (principalmente México, Chile y Brasil) y Caribe se proyecta en crecimiento a mediano y largo plazo y representa un destino que podría ser atractivo para productos desde Venezuela, compitiendo con productos colocados desde Estados Unidos los cuales se ajustan a las exigencias de calidad y son de suministro confiable.

Las oportunidades para colocar productos en el mercado internacional continuarán existiendo, pero en un mercado cada vez más competido y entonces requieren análisis sólidos, estrategias claras y preparación operacional adecuada para capturarlas de forma rentable.

### **CONCLUSIONES**

Para lograr maximizar el valor de los productos exportados desde Venezuela, se requiere definir las estrategias y políticas comerciales basadas en el análisis de las condiciones del mercado internacional y de competidores a corto y mediano plazo, de la base del recurso disponible para comercializar y niveles de precios entre otras.

### **RECOMENDACIONES**

La Industria Petrolera Nacional debe retomar la orientación de negocio y de maximización de valor. Debe desarrollar planes y estrategias, que entre otras cosas, permitan las inversiones necesarias en el parque refinador para manufacturar los productos que se requieren en el mercado interno, adecuar calidades de productos para los mercados de exportación más rentables y desarrollar ventajas competitivas versus otros actores del mercado.

### ***7.3.2 Oportunidades para la industria petroquímica venezolana***

*Ing. Eduardo Praselj*

Venezuela ha sido percibida tradicionalmente como un país de alto potencial petroquímico, sobre la base de un conjunto de ventajas comparativas y competitivas. Por una parte, materias primas abundantes y a precios competitivos (gas natural y corrientes de refinación) y disponibilidad de infraestructura industrial (complejos petroquímicos y puertos y terminales especializados). Por otra, una ubicación geográfica favorable respecto a los principales mercados y acceso libre o preferente a los mercados de América Latina, en razón de acuerdos comerciales en el marco de ALADI y de la Comunidad Andina. Todo ello aglutinado por un consenso nacional sobre la importancia y prioridad del sector.

La industria petroquímica se inició en el país a mediados de la década de los años 50 del siglo XXI, estimulada por la participación del Estado con el fin de apoyar la agricultura, la industria manufacturera y la salud. En 1956 se creó el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP), responsable de canalizar todas las iniciativas del Estado en el área, y comenzó el desarrollo del complejo petroquímico de Morón, estado Carabobo, cuyas primeras plantas de fertilizantes y químicos industriales iniciaron producción en 1963. A la par de sus propias actividades, el Estado reconoció la importancia y utilidad de la participación del sector privado mediante la promoción desde mediados de los años 60 de empresas mixtas, asociaciones público-privadas para desarrollar proyectos específicos. Aun cuando el marco jurídico existente permitía la participación del sector privado en cualquier eslabón de la cadena productiva, hubo una clara diferenciación de roles: el Estado se encargó de construir la

infraestructura y proveer materias primas, construir y operar las plantas básicas, consideradas como estratégicas para el país.

En los 10 años comprendidos entre 1965 y 1975, el IVP construyó la segunda generación de plantas de Morón, desarrolló el complejo petroquímico de El Tablazo, estado Zulia, y constituyó las primeras ocho empresas mixtas con socios privados nacionales y extranjeros. Mientras que en Morón se utilizaba gas natural como materia prima, en El Tablazo se utilizaban, además, como materias primas los componentes licuables del gas. Al final de ese período la capacidad instalada en el IVP y las empresas mixtas era de 4,1 millones de toneladas métricas anuales (MMTMA) y las inversiones acumuladas sumaban 3.000 millones de dólares (MMS).

El IVP colapsó en 1977. Las pérdidas acumuladas excedían los 1.200 MMS y la utilización de la capacidad instalada era muy baja. Las principales causas fueron la falta de continuidad administrativa, exceso de personal, plantas sin flexibilidad operativa y la obligación de asumir el subsidio a los fertilizantes como parte de los costos.

El Ejecutivo encomendó a Petróleos de Venezuela (PDVSA) la recuperación de la petroquímica. El subsidio a los fertilizantes fue segregado de las actividades y el Ejecutivo asumió el saneamiento financiero. El IVP se transformó en Pequiven, que pasó a ser filial de PDVSA y se acometió la recuperación, que culminó en 1983 cuando Pequiven alcanzó resultados financieros positivos. PDVSA asignó personal a Pequiven, se implantaron sistemas administrativos y financieros y se contrató asistencia técnica para las plantas.

Concluida la recuperación se acometió la expansión de la industria, que abarcó el período 1987 a 2000. Las inversiones sumaron 5.300 MMS (3.900 MMS en plantas y 1.400 MMS en infraestructura) y se amplió la capacidad en 6,4 MMTMA. Se desarrolló la infraestructura del complejo petroquímico de Jose, estado Anzoátegui; se

construyeron 12 plantas nuevas en los distintos complejos; se ampliaron plantas existentes y servicios industriales; se completaron cadenas de producción; se constituyeron nueve empresas mixtas; se desarrollaron empresas comercializadoras y se acometió la producción de petroquímicos (aromáticos) en la refinería de El Palito, estado Carabobo. El resultado global del esfuerzo de 1965 a 2000 es la fabricación de más de 40 productos, con una capacidad instalada de 11 MMTMA.

Las primeras plantas de este proceso de expansión, al igual que las construidas por el IVP, fueron concebidas esencialmente para abastecer el mercado interno y tenían por ende capacidades muy inferiores a las mundiales, altos costos de producción y requerían el apoyo de protecciones arancelarias, en línea con la política económica vigente en aquella época.

En cambio, bajo el impulso de la apertura de la economía del país y la necesidad de generar ingresos en divisas, las plantas diseñadas y construidas a partir de inicios de los años 90 eran de tamaño mundial, con costos competitivos en términos internacionales y orientadas hacia la exportación o que al menos podían exportar una fracción significativa de su producción. La petroquímica venezolana pasó así de ser un exportador marginal y ocasional a ser un exportador importante y permanente. A título de ejemplo, en el período 1997-2001 las exportaciones representaron 47% del valor de las ventas, fracción que ha disminuido desde entonces debido a la combinación de una menor producción y de crecimiento del mercado interno.

Hasta la fecha, la participación del sector privado ha sido esencialmente como socios en las empresas mixtas y hay sólo un número muy limitado de empresas petroquímicas 100% privadas. La naturaleza de la participación de los socios privados en las empresas mixtas ha variado con el tiempo: en la época de la economía cerrada y protegida, los socios privados nacionales aportaban

capacidad gerencial, conocimiento del medio y en algunos casos redes de comercialización y distribución, mientras que los socios extranjeros eran en general los proveedores de tecnología, que habían tomado pequeñas participaciones accionarias mediante la reinversión de los montos percibidos por las licencias y apoyaban la continuidad operacional y la calidad de los productos. Al abrirse la economía y aumentar significativamente el tamaño de las plantas y el monto de las inversiones, los socios extranjeros pasaron a jugar un papel más activo en los negocios, tanto en calidad de inversionistas como de operadores y comercializadores, mientras que el papel de los socios privados nacionales se redujo en muchos casos al de accionistas pasivos.

El modelo de transformar el gas natural y sus componentes licuables en productos petroquímicos en plantas de tamaño mundial y con una fuerte orientación hacia la exportación resultó exitoso y parecía que podía repetirse, incorporando más plantas para aprovechar oportunidades de mercado. Así, en el período 2000 a 2010 se construyeron nuevas plantas en el complejo de Jose, que en esencia correspondían a este esquema.

Sin embargo, en años recientes han ocurrido tres cambios importantes que pueden afectar las oportunidades de desarrollo futuro de la petroquímica en Venezuela y las posibilidades de generar nuevas corrientes de exportaciones.

En primer lugar, la ventaja comparativa que representaba tener una amplia disponibilidad de gas asociado a precios competitivos ha desaparecido o, en todo caso, está muy mermada. Ha habido un cambio drástico en el balance oferta-demanda de gas en el país, derivado de una disminución de la producción bruta de gas asociado y de la necesidad de reinyectar volúmenes crecientes de gas para mantener la presión en los yacimientos de petróleo, unido al crecimiento de la demanda de otros sectores, como el eléctrico. De una situación excedentaria se

pasó a un equilibrio precario y luego a un déficit en el balance, que se traduce en limitaciones no sólo para nuevos proyectos petroquímicos sino también para las plantas existentes. Al no existir un excedente significativo de gas asociado no es posible basar proyectos exclusivamente en gas asociado y sería necesario complementar la oferta con fuentes de gas no-asociado que habría que desarrollar. En todo caso, estas nuevas fuentes de gas serían de mayor costo y la ventaja comparativa sería menor, aun cuando pudiera ser suficiente para estimular inversiones.

En segundo lugar, el desarrollo de tecnologías para explotar fuentes no-convencionales de gas, como el gas de esquistos, ha introducido cambios radicales en los niveles de precios internacionales del gas y en la competitividad relativa de las distintas materias primas petroquímicas. Mientras que los precios, en equivalente energético, del petróleo y el gas natural fueron tradicionalmente de un nivel similar, la incorporación de las nuevas fuentes se ha traducido en la ruptura de la sincronía entre los precios de ambos productos y en países como Estados Unidos el precio del gas, en equivalente energético, es hoy en día la cuarta parte del precio del petróleo. Ello ha cambiado la competitividad relativa de la producción de petroquímicos básicos –en particular las olefinas– y ha ocasionado modificaciones importantes en las estrategias de producción, comerciales y de inversión de muchas empresas petroquímicas. Sobre todo, ha aumentado el atractivo de invertir en petroquímica en Estados Unidos, en detrimento de oportunidades en desarrollo en América Latina, y permitirá a las empresas basadas en ese país atacar los mercados de la región, en detrimento de las empresas locales.

En tercer lugar, en Venezuela ha cambiado el marco normativo de la actividad petroquímica. Tradicionalmente, el sector había estado abierto a la participación del sector privado, tanto nacional como extranjero, en todos los eslabones de la cadena productiva, aun cuando el

Estado, por intermedio del IVP y luego de Pequiven, había asumido inicialmente la construcción de plantas y producción de petroquímicos básicos. Sin embargo, en el proceso de expansión mencionado esta realidad fue cambiando progresivamente, hasta el punto de existir participaciones importantes del sector privado en empresas mixtas fabricantes de productos básicos. En 2009, se promulgó la Ley Orgánica de Desarrollo de las Actividades Petroquímicas (LODAP), que reserva al Estado parte de la actividad y limita o condiciona la participación del sector privado, al obligar que en las nuevas asociaciones el Estado tenga mayoría accionaria y control. Además, la ausencia de definiciones reglamentarias crea incertidumbre sobre la situación de algunas empresas mixtas existentes, donde el Estado no tiene mayoría accionaria.

Esta reserva, inspirada en los términos de la reserva al Estado de la industria de los hidrocarburos, limita el atractivo de las inversiones y, además, es una barrera para apalancar los recursos del Estado con aportes del sector privado y obligaría a éste a participar en actividades que no desea o no tiene los recursos para ello. Los objetivos a que aspira el Estado con la LODAP (protección de la soberanía, seguridad de suministro en sectores críticos y promoción de un desarrollo nacional equilibrado) se pueden lograr sin la reserva pues el Estado tiene el control del suministro de casi todas las materias primas de la petroquímica (gas natural y corrientes de refinación) y la infraestructura de los complejos petroquímicos. Además, puede acometer proyectos propios en sectores específicos si resulta necesario.

## **CONCLUSIONES**

En una perspectiva de mediano y largo plazo, el desarrollo petroquímico tendrá legitimidad económica y social en la medida en que logre agregar valor a los hidrocarburos más allá de su utilización como combustibles; manufacturar productos a precios competitivos que

puedan ser exportados o transformados ulteriormente en el país; generar cadenas de valor en el país propiciando la instalación de industrias aguas abajo; generar empleos e ingresos en divisas que contribuyan a diversificar la economía del país; generar impactos positivos en las comunidades en las cuales realiza sus operaciones y garantizar operaciones seguras y sustentables desde el punto de vista ambiental.

La petroquímica será una oportunidad de desarrollo industrial que sólo podrá materializarse si los proyectos se basan en ventajas comparativas reales, que permitan generar ventajas competitivas, y se logra construir un consenso nacional sobre su importancia y beneficios para el país, que la dote de la legitimidad social necesaria para su crecimiento.

### ***RECOMENDACIONES***

Es necesario reexaminar la situación y validar algunas premisas que orientaron los planes petroquímicos en el pasado para poder formular estrategias y conformar carteras de proyectos. Esto en un contexto que parece más difícil que en el pasado, posiblemente con menores ventajas comparativas y con un acceso más difícil a los mercados de exportación.

Construir un consenso nacional que permita la formulación de políticas de estímulo claras; la evaluación clara y objetiva de los aciertos y errores del pasado; la disposición de asignar recursos para construir la infraestructura necesaria; la decisión de hacer inversiones en el sector petrolero para asegurar la disponibilidad de materias primas; propiciar mecanismos donde participe la población y se beneficie de la actividad; llevar el consenso a los niveles municipales y comunitarios y, finalmente, prever sus impactos ambientales y actuar en consecuencia.

Desarrollar algunas políticas específicas relativas al suministro de materias primas, donde es necesario garanti-

zar la continuidad y calidad del suministro mediante contratos de largo plazo, con fórmulas de precios que reflejen las realidades del mercado internacional y las ventajas de Venezuela como país productor de hidrocarburos. Igualmente, se requiere el desarrollo de infraestructura industrial específica (complejos petroquímicos, terminales portuarios y servicios industriales).

Prestar especial atención al contexto para invertir en el sector. Esto incluye la revisión y eventual modificación del marco legal, en particular en lo relativo a la reserva, la redefinición de los campos de actuación del sector público y privado y la definición de esquemas de asociación y, finalmente, el acceso al financiamiento, que en muchos casos condiciona o determina la viabilidad de los proyectos.

### **7.3.3. Oportunidades de exportación de la industria química**

*Ing. Alfredo Vilorio e Ing. Gustavo Carrero*

La estructura de la industria química nacional es la siguiente: 15 empresas de naturaleza petroquímica dedicadas a olefinas, resinas termoplásticas, petroquímicos e inorgánicos básicos y fertilizantes, el segundo grupo de empresas engloba 26 dedicada a la química intermedia, donde se elaboran, productos orgánicos e inorgánicos diversos, y fibras sintéticas y artificiales y finamente una serie de empresas de química diversa (más de doscientas) dedicadas al producción de resinas auxiliares, plásticos, y especialidades.

Del PODE 2009-2010, se obtienen los siguientes datos (5):

Algunos indicadores de Pequiven al 2010:

- o Producción neta: 2411 mtm;
- o Ventas totales en MMBs: 4.787, de los cuales el 24 % fue a mercados de exportación;
- o Fuerza hombre efectiva: 4.749;
- o Productividad ( tm/hombre): 508.

Para las empresas mixtas fueron:

- o Producción neta: 5996 mtm;
- o Ventas totales en MMBs: 8.340, de los cuales el 38% fue a mercados de exportación;
- o Fuerza hombre efectiva: 2.838;
- o Productividad (tm/hombre): 2.102.

La producción bruta consolidada en miles de toneladas métricas (mtm) fue de: 1195 Complejo Ana María Campos, 1062 Complejo Morón, y 154 Refinería El Palito.

- o Los productos principales en mtm, de cada una de estas empresas fue:
- o El Complejo Ana María Campos, Etileno: 345, Propileno: 139, y Urea: 103.
- o El Complejo Morón, Ácido sulfúrico: 341, Fertilizantes: 243, Amoniaco: 136 y Urea: 114
- o La Refinería El Palito: Nafta refinada: 92, Benceno, Tolueno y Xileno (BTX) = 66.

En Venezuela el sector Químico-Petroquímico está constituido por 300 empresas y éstas durante el año 2012 emplearon 21.000 personas, procesaron 1.800 químicos diferentes, realizaron ventas al mercado interno por 4.883 MMS, exportaciones de 1.726 MMS e importaciones del orden de 5.269 MMS. De estos totales, Pequiven y las empresas mixtas vendieron 3.372 MMS, de los cuales 1.417 MMS por concepto de exportaciones y, el resto de las empresas químicas obtuvieron ingresos por ventas de 1.510 MMS y de estos 309 MMS por concepto de exportaciones, El 15% de las empresas generan el 85% del valor de la producción e impactan con el 11% del PIB manufacturero, con ventas de 4,88 millardos de dólares en 2012.

Las empresas del sector en referencia exportaron 190 productos donde, 15 de estos representan en valor el 98% del ingreso; en orden de importancia son: Metanol, Urea, Solución Amoniaca, Propileno, Etilenglicol, Dodecilbenzeno, Negro Humo, Benceno, Mezclas de Alquilbenzeno, Carburo de Silicio, PVC sin plastificar, Tripolifosfato de Sodio, Caucho con adición de Negro Humo o Sílice, Herbicidas, Peróxido de Hidrogeno.

Por otra parte, importaron 1003 productos y de éstos 21 pesan en valor el 32% del gasto, siendo los de mayor importancia: Mezclas de NPK, Enzimas, Mezclas

Odoríferas, PET, Grasas/Aceites modificados químicamente, Etileno, P-Hidroxibenzoato de Metilo, caucho estireno-butadieno SBR, Detergentes y Dispersantes, otras Enzimas y sus concentrados, Alcoholes Láurico, Cetílico y Estearílico, Cloruro de Potasio, reactivos para diagnósticos o laboratorios, pigmentos y compuestos a base de Dióxido de Titanio y Polipropileno.

La balanza comercial volumétrica fue positiva en 1.549 TM pero, negativa en valor en 3.543 MMS siendo importante resaltar que las exportaciones tuvieron un valor promedio de 444 \$/TM y las importaciones costaron en promedio 2.250 \$/TM. La relación porcentual de las Exportaciones/Importaciones por región fue la siguiente: América Latina 42/37, Norteamérica 37/36, Europa 18/16 y Asia 0.8/10.

Periódicamente ASOQUIM realiza encuestas de coyuntura entre las 156 empresas asociadas en este gremio lo que les permite monitorear las variables que afectan al sector. La última de estas encuestas se realizó en el 2º Trimestre del 2013, participaron 47 asociados y se obtuvieron los siguientes factores como elementos que limitan la producción y/o la comercialización de sus productos, en orden de importancia son: Acceso Materia Prima Nacional, Acceso a Divisas, Logística Portuaria, Certificados de no Producción, Incertidumbre Político-Institucional, Legislación Laboral, Control de Precios, Burocracia, Acceso al Mercado de Exportación Marco Legal Regulatorio del Sector, Transporte e Infraestructura, Impuestos, Limitación de Maquinarias/Equipos, Demanda Nacional, Requerimientos Financieros, Mano de Obra Calificada, Competencia de Productos Importados, Exceso de Oferta, Montos Autorizados en CNPN

Estas limitaciones coyunturales han originado que las empresas del sector no estén utilizando el 100% de sus capacidades nominales instaladas y las importaciones de productos químicos y petroquímicos se hayan disparado de 1.134 MMS en el 2003 a los 5.269 MMS antes indicados en el 2012, un 365%.

### **RECOMENDACIONES**

Analizar las variables que afectan al sector y concretar con el Ejecutivo un plan de desarrollo de la industria química nacional.

Realizar los estudios de factibilidad técnico-económica para manufacturar algunos del millar de productos importados para sustituir importaciones y posibilitar su exportación. Acelerar los proyectos de producción de gas natural y líquidos de éste, lo que permitirá desarrollar proyectos de escala mundial para producir petroquímicos básicos.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Almansor, A. (2008). Planning of Petrochemical Industry under Environmental Risk and Safety Consideration. Thesis Master Degree University de Waterloo. Ontario, Canadá.

ASOQUIM (2013). Cifras del Sector Químico-Petroquímico 2012.

ASOQUIM. (2013). II T. Encuesta de Coyuntura.

Biomorgi, J., y A. Vilorio. (2012). *La Industria Química en Venezuela e Iniciativas para Nuevos Desarrollos en Materia de Energía y Ambiente*. Centro Nacional de Tecnología Química, JIFI. Facultad de Ingeniería. UCV.

Hall, K. (2008). PetroChem Wire. Benchmark.

Hindman, M. (2010). Methanol To Gasoline (MTG) Technology. An Alternative for Liquid Fuel Production. Exxon Mobil Research & Engineering (EMRE). World CTL Conference. [Presentación en línea] Disponible en: [http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference\\_2011.1204.MTG\\_World\\_CTL.pdf](http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference_2011.1204.MTG_World_CTL.pdf).

PDVSA. (2012). Informe de Gestión.

Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. PODE. (2009 2010). Quincuagésima Edición.

**(NOTAS)**

<sup>1</sup>[http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference\\_2011.1204.MTG\\_World\\_CTL.pdf](http://www.exxonmobil.com/apps/refiningtechnologies/files/conference_2011.1204.MTG_World_CTL.pdf)

<sup>2</sup>[http://www.exxonmobil.com/Apps/RefiningTechnologies/files/sellsheet\\_09\\_mtg\\_brochure.pdf](http://www.exxonmobil.com/Apps/RefiningTechnologies/files/sellsheet_09_mtg_brochure.pdf)

<sup>3</sup> <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2012-annual-conf/fleisch.pdf>.

## **8. RECUPERACIÓN DE LA SEGURIDAD Y LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LAS REFINERÍAS DE VENEZUELA**

*Ing. Juan Luis Martínez y  
Dr. Ing. Francisco Javier Larrañaga*

### **Antecedentes**

Durante la última década las refinerías en Venezuela han tenido problemas operativos en sus plantas como consecuencia de una serie de accidentes fatales y daños a las plantas, indicativos de una falta de efectividad gerencial y desconocimiento de las acciones correctivas y preventivas que requieren las plantas de complejidad técnica, a corto y largo plazo. Las pérdidas han sido enormes. Con el solo renglón de la gasolina que se consume en el mercado interno, de la cual se ha importado hasta 120.000 barriles diarios durante largo tiempo, estimándose conservadoramente la pérdida en más de \$5.000.000 diarios.

Obviamente hay urgencia en atender este problema, no solo por razones económicas, pero de más importancia, para evitar la pérdida de vidas humanas, daños a las instalaciones y al ambiente. En tal sentido la asociación civil Centro de Orientación en Energía (COENER) ha propuesto un plan de acción de Corto y Mediano plazo (Cornieles *et al*, 2012), para lograr los siguientes objetivos en el sistema nacional de refinación:

- o **SEGURIDAD:** Que no ocurran daños al personal, instalaciones y/o ambiente.
- o **CONFIABILIDAD:** Continuidad operativa y duración de los activos;

- o **EFICIENCIA:** Aumentar el Valor Económico Agregado (Mayor producción, menor costo).

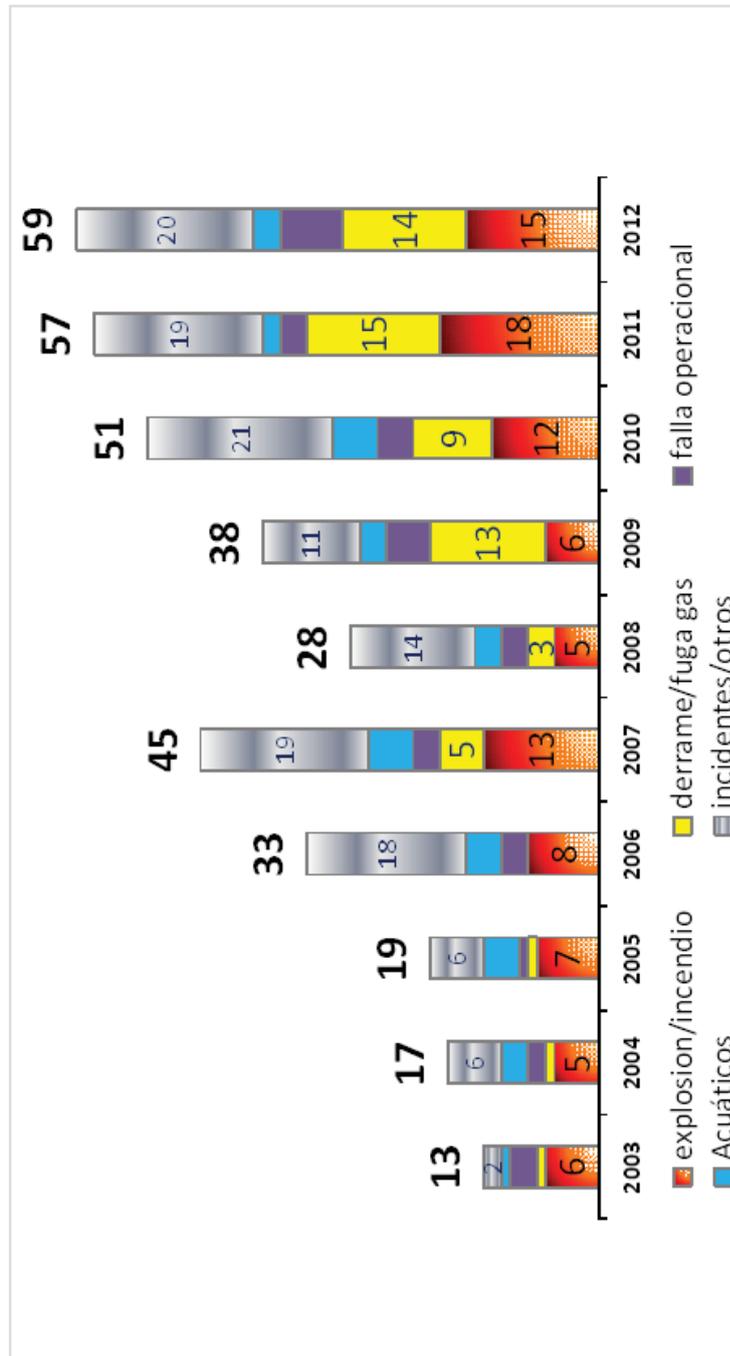
### **Accidentalidad y baja Confiabilidad Operacional del Sistema de Refinación de Venezuela en cifras**

El Comité de Manufactura del Centro de Orientación en Energía, COENER, emitió en Abril del presente año un comunicado (COENER; 2013), en el que documenta la cantidad de eventos clasificables como accidentes industriales (explosiones, incendios, derrames, fugas, fallas operacionales, eventos acuáticos e incidentes varios) en las instalaciones petroleras bajo control de PDVSA, así como las visiblemente desmejoradas condiciones operativas del Circuito Refinador Venezolano, expresando su posición crítica, tanto técnica como gerencial, relacionada con esta situación, por demás preocupante.

Al respecto exponen la información relevante recogida en diferentes medios de información, tales como la Prensa Nacional y Regional, los Sindicatos Petroleros y la Asociación Civil Gente del Petróleo (2012), de la cual confirman que entre los años 2003 y 2012, hubo una mayor ocurrencia de eventos cada año, tal como se muestra en la Figura 1.

Entre los eventos reseñados por estas fuentes, los más relevantes permiten estimar una cifra extraordinariamente elevada, de alrededor de 123 personas fallecidas (incluyendo las 42 oficialmente reportadas por PDVSA en el accidente ocurrido el 25 de agosto de 2012 en la Refinería de Amuay) y una cantidad muy superior de lesionados con diferentes grados de afectación, así como un exagerado número de irregularidades operacionales a todo lo largo de la cadena de valor del negocio petrolero bajo responsabilidad de PDVSA.

COENER (2013) ha insistido en el reporte de datos disponibles en fuentes de acceso público, como los ya



**Figura 1.** Datos recolectados de Accidentes e Incidentes PDVSA (2003-2012). **Fuentes:** Prensa; Sindicatos Petroleros; A. C. Gente de Petróleo

señalados, así como de fuentes internacionales de empresas operadoras petroleras de otros países de la región y de organizaciones técnicas dedicadas a la recolección de este tipo de información para sus análisis comparativos. Los gráficos que siguen a continuación muestran los diferentes indicadores utilizados internacionalmente para reflejar la gestión de empresas en lo referente a la accidentalidad y severidad en sus operaciones, y en los mismos se constata la deplorable e intolerable situación que arrastra PDVSA en materia de seguridad.

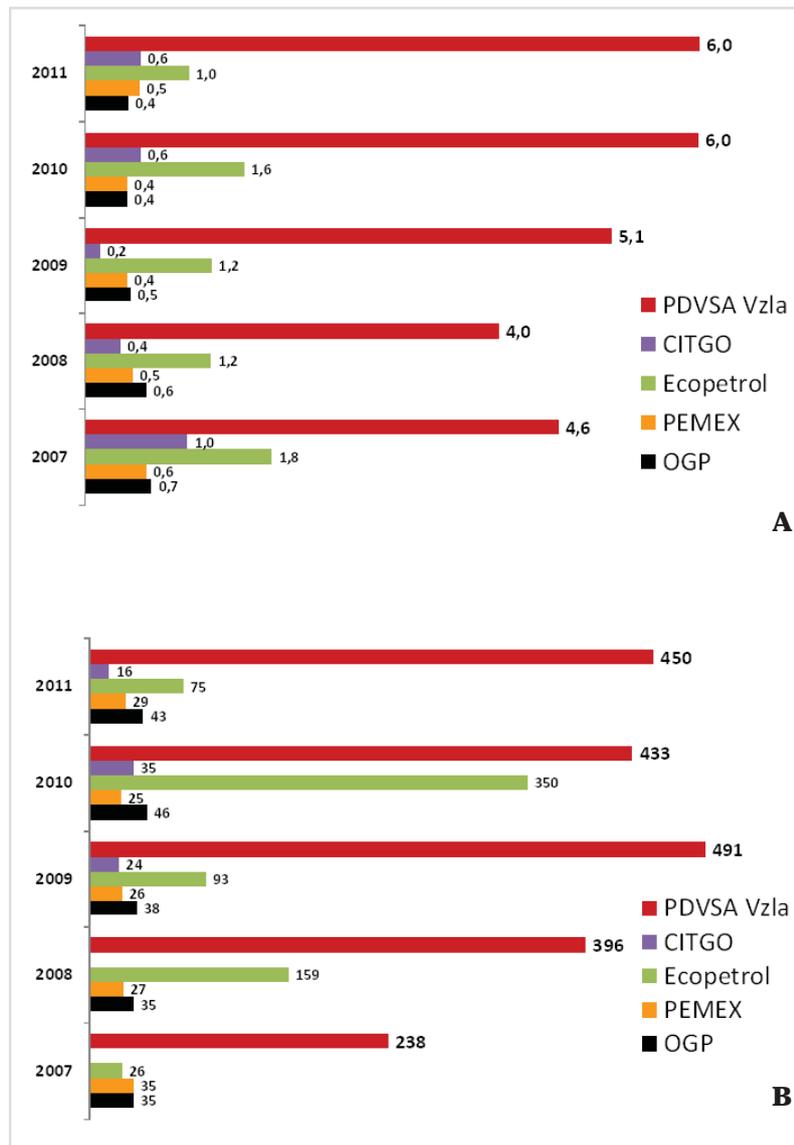
El primero de ellos, nos muestra las variaciones entre los años 2007 y 2011 del **Índice de Frecuencia Neta**<sup>4</sup> con la que se presentan accidentes que ocasionaron pérdida de tiempo de labor.

En la Figura 2 se muestra el indicador que refleja la cantidad de días perdidos debido a la ocurrencia de la accidentalidad reportada.

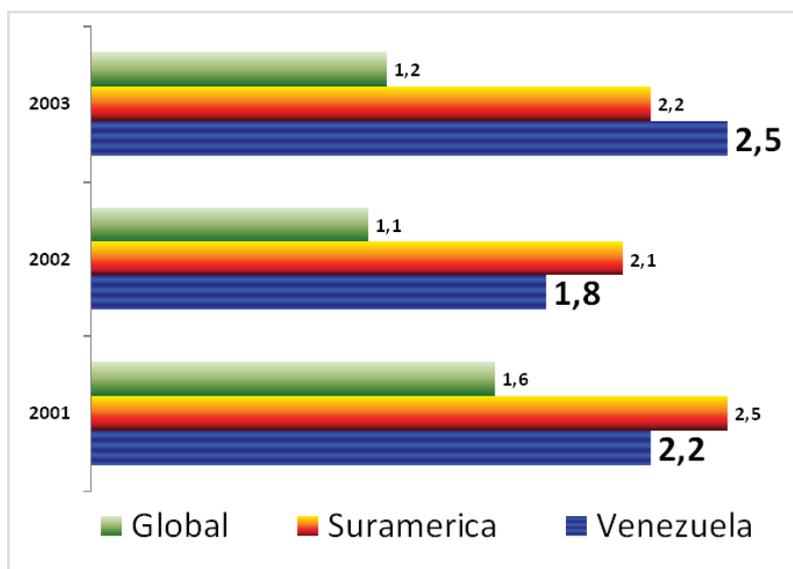
En estas figuras se hace evidente que en PDVSA se supera escandalosamente, no solamente el promedio global publicado por la OGP (*Oil and Gas Producers Association*), sino que se rebasa con creces los niveles de estos indicadores para empresas petroleras de la región e incluso de su filial americana CITGO. Y lo más grave es que sus índices de frecuencia vienen elevándose cada año, cuando la tendencia global es que éstos vayan disminuyendo.

Una tercera figura (Figura 3) nos ilustra acerca del indicador de cantidad de accidentes con pérdida de tiempo para el período 2001-2003.

La interrogante que surge con esta información en mente, es: ¿Qué se hace en CITGO y qué se hacía en PDVSA antes del 2003 que permitía mantener estos indicadores dentro de los rangos internacionales de la región?



**Figura 2.** Índice de Frecuencia Neta (IFN) (A) e Índice de Severidad (IS) (B). Cantidad de accidentes con pérdida de tiempo (días) por cada millón HH. **Fuentes:** OGP Safety Performance Indicators (2011); PDVSA Informe de Gestión Anual 2009/2010/2011; ECOPPETROL Reporte de Gestión "012; PEMEX Memorias de Labores al 2011.



**Figura 3.** Índice de Frecuencia Neta (IFN) (2001-2003). Cantidad de accidentes con pérdida de tiempo por cada millón HH.  
**Fuentes:** OGP Safety Performance Indicators.

Los indicadores de accidentalidad mostrados, unido a la situación operacional de los complejos refinadores durante el mes de marzo 2013, reflejan un bajo desempeño en confiabilidad, con niveles reportados de procesamiento de crudo en unidades de destilación de alrededor de 791 MBPD vs 1303 MBPD de capacidad instalada; resaltando el CRP donde reportó para el 20 de ese mes alrededor de 501 MBPD vs una capacidad instalada de 955 MBPD (sin incluir Bajo Grande), con un número importante de unidades de proceso fuera de servicio fundamentalmente por razones de fallas en equipos y sistemas, o sea, por baja confiabilidad operacional.

El análisis de esta situación conduce a señalar la importancia de reimplantar en la Industria Petrolera Nacional, y en particular en el sistema refinador venezolano, buenas prácticas gerenciales y operacionales, las cuales hoy por hoy están, a nivel internacional (inclu-

yendo a CITGO), centradas en los conceptos de confiabilidad. El apego a esas prácticas es lo que ha permitido al sector industrial de producción y manufactura obtener y mantener indicadores de seguridad, de excelencia operacional y, en consecuencia, de rentabilidad con aportes de valor cada vez mayor a sus accionistas. Accionistas que en el caso de PDVSA somos todos los venezolanos.

Este modelo operacional se basa en la atención dedicada a tres elementos fundamentales de toda actividad productiva, como son: **La Gente** (captar a los mejores y capacitarlos en función de los objetivos), **La Tecnología** (dotar a la gente con las mejores herramientas técnicas y gerenciales) y **Los Procesos de Trabajo** (operar ajustados a sistemas de mejoramiento continuo). Por supuesto, esto supone un manejo de la empresa sin limitaciones de carácter político y menos aún ideológicos. Estamos seguros de que -en todas las tendencias políticas e ideologías existentes en el país- existe gente con capacidades para contribuir al engrandecimiento de la empresa, si el modelo operacional es el correcto.

### **Recuperación de la seguridad y confiabilidad del sistema de refinación de Venezuela**

Para emprender a corto plazo la recuperación del sistema de refinación venezolano se debe elaborar un plan que contemple entre otros los siguientes elementos:

a) Realizar una auditoría técnico operacional de las actividades de las Refinerías, apoyándose para ello en las pericias y competencias en Seguridad y Confiabilidad Operacional de expertos nacionales e internacionales.

b) Rescatar el Sistema de Gestión centrado en un modelo de excelencia operacional basado en el Ciclo de Mejora Continua (CMC), con la continua evaluación y control del desempeño de la gestión, rescatando el uso de la metodología del “Sistema balanceado de Indicadores (SBI) o *Balanced Score Card (BSC)*”, herramienta

adoptada por las más reconocidas corporaciones internacionales.

c) **Reimplantar los programas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente**, buscando la reimplantación de programas clase mundial de Gerencia de Seguridad de los Procesos, Seguridad Basada en Comportamiento y Auditorias de Accidentes/Incidentes, tales como los contemplados en el sistema Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR–PDVSA, 2001) y las mejores practicas internacionales de Gerencia Integral de Riesgos Aplicados a Seguridad, Salud y Ambiente (García, 2006).

Este aspecto fundamental de la recuperación de la correcta gestión basada en modelo de excelencia operacional está establecido en el sistema SIR–PDVSA (2001), normativa que obedece a los principios enunciados en la Política Corporativa de Seguridad Industrial, Higiene y Salud Ocupacional y Ambiente de PDVSA y a lo establecido en toda la normativa vigente en esta materia.

El SIR es una herramienta para la administración integral de los riesgos a la salud y seguridad de los trabajadores, a la integridad de las instalaciones y al ambiente. El mismo está conformado por 14 elementos y opera como un proceso secuencial estructurado y documentado de planificación, implantación, verificación, auditoría y revisión sistemática de sus actividades clave, para el mejoramiento continuo de la gestión de la Corporación en seguridad, higiene y ambiente. El sistema comprende la aplicación de prácticas apropiadas durante el diseño, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de las instalaciones industriales, orientadas a:

- o Prevenir incendios, explosiones o fugas no controladas de sustancias o productos químicos.
- o Prevenir la contaminación ambiental mediante la reducción continua de los vertidos líquidos, emisio-

nes atmosféricas, desechos sólidos, pasivos ambientales y el uso racional de la energía y otros recursos naturales.

- o Prevenir, evaluar y controlar riesgos de lesiones personales y enfermedades profesionales.
- o Disponer de planes de respuesta y control de emergencias y contingencias, operativos y mantener a las comunidades informadas sobre el nivel de riesgo y acciones de prevención y control establecidas por la empresa en sus instalaciones.

Este Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR–PDVSA, 2001; García, 2006) debe contemplar como requerimiento mínimo los elementos siguientes:

1. Liderazgo y Compromiso (LYC).
2. Información de Seguridad, Higiene y Ambiente (ISHA).
3. Análisis de Riesgos (ADR).
4. Manejo del Cambio (MDC).
5. Procedimientos Operacionales (PRO).
6. Prácticas de Trabajo Seguro (PTS).
7. Seguridad, Higiene y Ambiente de Contratistas (SHAC).
8. Integridad Mecánica de los equipos (IME).
9. Cumplimiento de Leyes, Normas y Estándares de Seguridad, Higiene y Ambiente (CLN).
10. Respuesta y Control de Emergencias y Contingencias (RCEC).
11. Adiestramiento (ADI).
12. Revisión Pre–Arranque (RPA).
13. Investigación de Accidentes, Incidentes y Enfermedades Profesionales (IAIE).
14. Evaluación del Sistema (EDS).

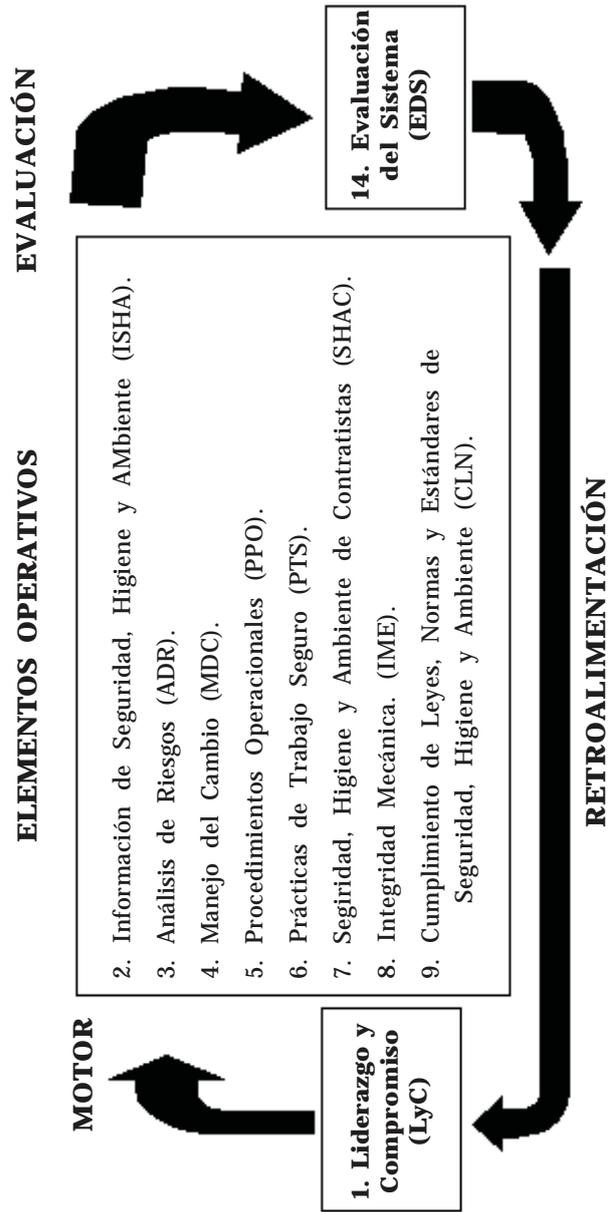
La Figura 4, muestra la conformación del sistema para el mejoramiento continuo de la gestión en Seguridad Industrial (Gerencia de Seguridad de los Procesos GSP, Norma API 750, Higiene y Salud Ocupacional y Ambiente; Norma ISO 14001).

d) **Rescatar las mejores prácticas de la filosofía de Confiabilidad Operacional**, aplicadas a programas cero fallas (mediante búsqueda de causas raíces de problemas recurrentes que afectan el nivel de disponibilidad de la capacidad productiva de las refinерías), mantenimiento centrado en confiabilidad, Programas de Mantenimiento Mayor, Paradas de Plantas, Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Predictivo, Procedimientos Operativos, de Mantenimiento, de Apoyo Técnico y de Seguridad, la operación dentro de las condiciones de diseño y análisis de funcionabilidad/criticidad de equipos instalaciones y sistemas.

La adopción de la filosofía de “Confiabilidad Operacional” mostrado en la Figura 5, persigue garantizar la continuidad operativa y la duración de los activos orientada hacia una operación con cero fallas, mediante búsqueda de causas raíces de problemas recurrentes, mantenimiento centrado en confiabilidad durante el ciclo de operación normal –fundamentado en inspección basada en riesgo, mantenimiento preventivo y programado– y análisis de funcionabilidad/criticidad de equipos instalaciones y sistemas para garantizar que la operación normal de plantas se realice dentro de “la ventana operacional” definida por las condiciones de diseño.

e) Reimplantar los Procedimientos utilizados para el manejo de control de cambios originados por eventuales modificaciones/cambios menores de las Plantas e Instalaciones, así como para su ejecución.

f) Aplicar los Procedimientos para la Visualización, Conceptualización, Definición, Desarrollo y Ejecución de Proyectos Mayores.



**Figura 4.** Enfoque de mejoramiento continuo de SIR-PDVSA. Tomado del Manual de Seguridad Industrial PDVSA-S-06 (2001)

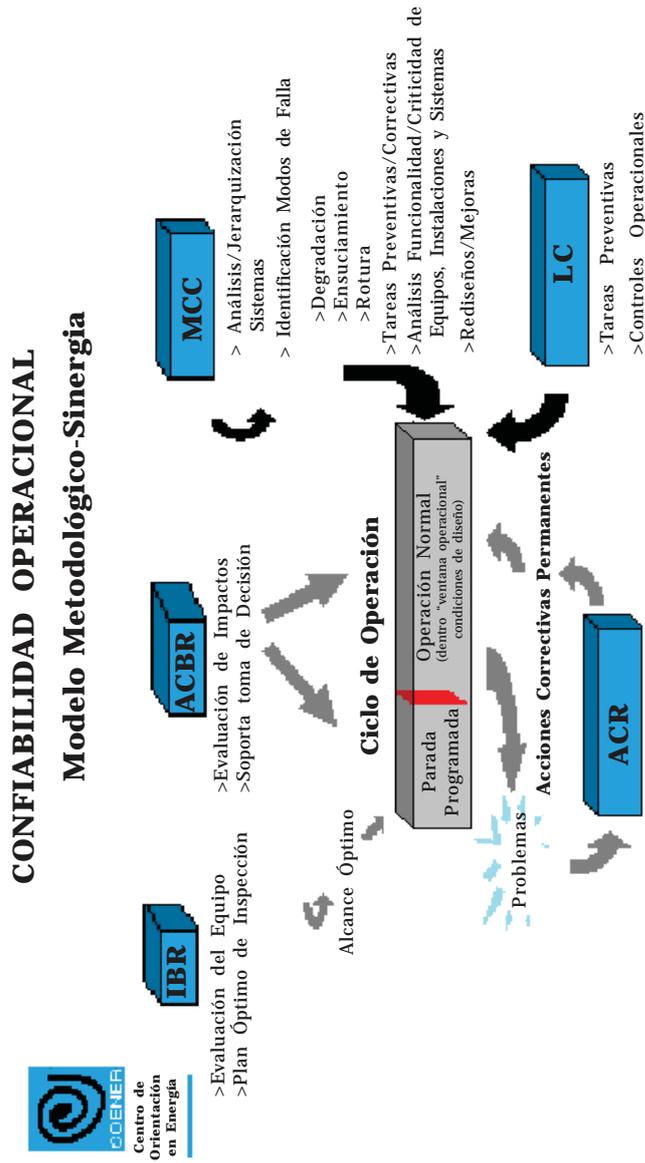


Figura 5. Modelo metodológico de confiabilidad operacional en refinación.

g) Potenciar la capacidad de la gente, fundamentando la gestión de recurso humanos en el Adiestramiento Basado en Competencias/Unidades del Conocimiento y el Liderazgo Supervisorio/Técnico y Gerencial centrado en un modelo de excelencia operacional.

h) Ratificar el Compromiso de dirigir el accionar de la Gerencia de Refinación Venezuela bajo los principios de la Responsabilidad Social Empresarial, enmarcando su mejora continua y crecimiento en la protección y cuidado del medio ambiente, así como en su genuina contribución con el progreso de la sociedad, sin distraer su gestión con actividades que no le competen.

### **REFERENCIAS**

Cornieles, R. E., F. J. Larrañaga y L. G. Romay. (2012). Recomendaciones para recuperar la capacidad de producción de las refinerías de Venezuela. Caracas, COENER. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.scribd.com/doc/122768114/Recomendaciones-Para-Recuperar-Refinerias-de-Vzla-Rev-120312-Pm>

COENER. (2013). Accidentalidad y baja Confiabilidad Operacional del Sistema de Refinación de Venezuela, Comunicado Comité Manufactura, Caracas.

Martínez, J. L. (2013). *Siniestralidad de PDVSA en cifras*. Caracas, COENER [Documento en línea] Disponible en: <http://coener2010.blogspot.com/2013/04/siniestralidad-de-pdvsa-en-cifras.html>

García, M. (2006). Modelo de Sistema Integral de Riesgos Aplicados a Seguridad, Salud y Ambiente. Caracas. Gente del Petróleo, Junio 2012

PDVSA, SIR-PDVSA. (2001). Lineamientos del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (Norma SI-S-06 Agosto 2001).

## **9. DESARROLLO ENERGÉTICO Y RIESGOS AMBIENTALES**

*Ing. Aníbal Alarcón Díaz*

Para definir cuáles son los riesgos o potenciales consecuencias sobre el ambiente que producen el alto consumo energético requerido por la sociedad moderna, se hace necesario definir en primer término qué entendemos por “desarrollo energético” y en este punto quisiéramos hacer una aclaratoria, en realidad estamos hablando de desarrollo humano y de los requerimientos energéticos que están asociados al tipo de sociedad y desarrollo que la especie humana escogió desde casi sus orígenes, cuando dejó de ser una especie más en equilibrio ecológico, para convertirse literalmente en la forjadora de su propio destino.

Semejante decisión cultural y social hasta ahora no ha sido posible armonizarla totalmente con el ambiente; el crecimiento humano sin control ecológico, los altos requerimientos de producción de alimentos, las exigencias de sobrevivir en regiones y climas extremos, y las comodidades que hemos desarrollado para hacer la vida más placentera vienen acompañados de un consumo de energía muy superior al de cualquier otra especie animal del planeta. Para contrarrestar los efectos adversos de este modelo, el ser humano ha venido apostando a su capacidad racional para comprender mejor las relaciones de la sociedad con la naturaleza, utilizando modelos de desarrollo que podríamos englobar en el famoso concepto de “Desarrollo Sostenible” y a la más poderosa herramienta que el ser humano posee para transformar el entorno y los efectos que producimos en él: la tecnología.

Lo anterior nos lleva a entender en primer lugar que el desarrollo humano es básicamente energético, es totalmente dependiente de nuestra capacidad de producir energía, y en segundo lugar a asumir la necesidad de encontrar la fórmula que nos permita seguir generando energía para nuestro desarrollo sin agotar los recursos del planeta o quizás al planeta mismo. Bajo este concepto de desarrollo energético es que intentaremos explicar los riesgos ambientales de esta visión y algunas luces de los intentos que desarrolla la sociedad moderna para minimizar estos riesgos.

La producción de energía ha venido evolucionando vertiginosamente desde que pasamos de una sociedad netamente rural al advenimiento de la Revolución Industrial a mediados del siglo XVIII que cambia en forma radical nuestro desarrollo y el uso de los recursos naturales, el uso masivo de la energía eléctrica que se inicia en el siglo XIX y el impresionante desarrollo tecnológico del siglo XX y lo que va del siglo XXI.

De manera que la producción y consumo de energía eléctrica ha sido el centro de atención desde la aparición de la sociedad moderna tal como la conocemos hoy día, hemos construido todo un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que nos ha permitido disponer de este tipo de energía literalmente en casi cada rincón del planeta.

Ahora bien, a pesar de que la transmisión y distribución de electricidad presentan riesgos ambientales, estos son bastante menores que los impactos y riesgos ambientales que producimos en la fase de generación, y es en esta fase del sistema en la que nos concentraremos en este capítulo.

Las fuentes de energía que actualmente utilizamos se han dividido tradicionalmente en dos grandes segmentos, las energías renovables, que comprenden aquellas de fuentes prácticamente inagotables o cuyo proceso de reversión o reposición es más rápido que la velocidad en

que las consumimos y las energías no renovables que al contrario de las anteriores, son finitas o se revierten a una velocidad menor que la de consumo.

Sin embargo, si nos concentramos en la generación de energía eléctrica y el uso de combustibles fósiles podemos hablar de energías tradicionales y energías alternativas, concepto arbitrario que coloca dentro de las tradicionales la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y al resto de las energías las coloca como alternativas, a pesar de que podríamos considerar la energía hidroeléctrica como una fuente tradicional.

Aceptando el concepto anterior, nos referiremos a los siguientes tipos de energía:

*Tradicionales:* Termoeléctrica a partir de derivados del petróleo, del gas y del carbón, y

*Alternativas:* Hidroeléctrica, Termonuclear, Eólica, Solar y otras alternativas que comprenden el uso de biocombustibles principalmente.

Hasta los momentos el uso de energía eléctrica ha sido dominado por la producción termoeléctrica o primaria que en la última década ha ocupado casi constantemente el 88% de la producción total (ver Cuadro 1), es el sistema de generación que mayor cantidad de impactos ambientales ha producido y que presenta un mayor riesgo ambiental a excepción de la termonuclear.

Si analizamos más a fondo el comportamiento de las tendencias en el uso de energías para la generación de electricidad (ver Cuadro 1), observaremos que el crecimiento de las energías alternativas diferentes a la termonuclear e hidroeléctrica ha sido, con respecto a sus propios valores, impresionante, las energías llamadas renovables y que incluyen la eólica, la solar, biomasa y biocombustibles ha experimentado un crecimiento del 260,74% en términos de toneladas equivalentes de crudo, esto indica que la tendencia a utilizar energías alternativas se ha visto potenciada por políticas gubernamentales,

**Cuadro 1.** Consumo de Energía (Millones de toneladas de crudo equivalentes). **Fuente:** British Petroleum (2012) BP Statistical Review of World Energy 2012. bp.com/statistical review, Págs. 35-41.

Tipo de Energía	Año 2001		Año 2011		Variación (%)
	Consumo	(%)	Consumo	(%)	
Primaria	9.434	88,37	11.977,8	88,31	26,96
Hidro-eléctrica	587,2	5,5	791,5	5,84	34,79
Nuclear	600,8	5,63	599,3	4,42	-0,25
Renovables	54	0,51	194,8	1,4426	2,61
Total	10.676	100	13.563,4	100	27,05

las cuales generalmente se basan en subsidios o en incentivos económicos debido a la poca rentabilidad de la mayoría de las energías alternativas hoy día.

Podríamos entonces pensar que si el desarrollo tecnológico sigue avanzando en el aumento de las eficiencias y la disminución de los costos de las energías alternativas, deberíamos esperar que las energías alternativas ocupen un lugar importante en la generación eléctrica ayudando a disminuir notablemente los impactos y riesgos ambientales de las fuentes tradicionales.

Sin embargo, no estamos hablando del corto plazo, si observamos los mismos números, veremos que a pesar del importante crecimiento de las energías alternativas eólica, solar y biocombustibles, también es cierto que su participación es sumamente pequeña y debido a esto no logran impactar la presencia de otras fuentes.

La energía termoeléctrica o primaria ocupó el 88,37% de toda el consumo eléctrico mundial en el año 2001 y

esa cifra se mantiene prácticamente igual en el año 2011 en un 88,31% de la producción total, por lo tanto sigue siendo entonces esta fuente de energía la más importante por cifras mucho mayores que cualquier otra fuente.

Es importante resaltar que las energías hidroeléctrica y nuclear se mantienen prácticamente igual con una tendencia muy leve hacia la disminución. En el caso de la energía nuclear hemos visto en los últimos tiempos una desaceleración en su crecimiento, muy posiblemente debido a la incertidumbre que todavía presenta esta tecnología con relación a la seguridad de su operación y los devastadores efectos que produce sobre el ambiente y la salud humana cualquier evento o accidente inesperado, entre los que cabe mencionar los eventos de Three Mile Island en Pennsylvania el 28 de marzo de 1979, Chernobyl en la antigua URSS el 26 de abril de 1986 y el accidente de Fukushima en Japón el 11 de marzo de 2011.

Las tendencias de inversión en los diferentes tipos de energía serán discutidas más adelante en este capítulo.

### **9.1 Contaminación**

La generación termoeléctrica tradicional mediante la quema de carbón y combustibles fósiles representa hoy día más del 80% de la electricidad que se genera en el mundo (ver Cuadro 1), y los contaminantes más importantes son generados por este sector de manera que cualitativa y cuantitativamente es el segmento de mayor atención a la hora de considerar riesgos ambientales relacionados con el sector energético.

La generación de energía termoeléctrica presenta como toda industria diversas formas de contaminación ambiental, desde generación de desechos hasta la generación de gases de efecto invernadero responsables del cambio climático global de origen antropogénico, pasando por la generación de efluentes líquidos; sin embargo en este capítulo nos enfocaremos principalmente en las

emisiones atmosféricas especialmente en los gases de invernadero debido a la importancia de sus efectos comparado con otros contaminantes y las restricciones de longitud que se requieren en este capítulo.

Debido a la quema de combustibles fósiles o carbón en las centrales termoeléctricas debemos esperar emisiones de Óxidos de Azufre, Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Carbón, este último principal responsable de los cambios climáticos que experimenta el planeta debido al efecto invernadero<sup>1</sup>.

Los óxidos de azufre son emitidos por la oxidación (en el proceso de combustión) del azufre presente en los combustibles fósiles y el carbón, la mayor parte de estas emisiones están compuestas por  $\text{SO}_2$ , pero entre el 1-5 % del  $\text{SO}_2$  está en forma de Trióxido de Azufre ( $\text{SO}_3$ ). Ambos compuestos forman ácidos en su contacto con el agua, el  $\text{H}_2\text{SO}_3$  proveniente de la disolución del  $\text{SO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{SO}_4$  de la disolución del  $\text{SO}_3$  en agua, ambos compuestos son responsables de la lluvia ácida<sup>2</sup>.

En este caso, los esfuerzos en la industria de los combustibles fósiles por disminuir el contenido de azufre y en la reducción del uso del carbón como fuente ha contribuido notablemente en la reducción de las emisiones de  $\text{SO}_2$  a nivel global, a pesar de que se observa un crecimiento sostenido de los niveles globales de  $\text{SO}_2$  desde prácticamente mediados del siglo XIX hasta la década de los 70 en el siglo XX<sup>3,4</sup>.

Luego de la década de los 70 se observa una reducción importante de estas emisiones, basados en las observaciones de Smith *et al.*<sup>4</sup>, las emisiones de  $\text{SO}_2$  alcanzan un máximo de aproximadamente 150.000 Gg  $\text{SO}_2$  para disminuir hasta niveles menores a 110.000 Gg $\text{SO}_2$  en el año 2000, lo cual nos coloca en cifras parecidas a las emitidas en los años de la década de los 50, un avance significativo pero lejano a los niveles del comienzo del siglo XX que se encontraban alrededor de 20.000 Gg  $\text{SO}_2$ .

Estos mismos autores llaman la atención ya que en el año 2005 los estimados están cercanos a los 115.000 Gg  $\text{SO}_2$ , cifras parecidas a las emisiones de la década de los 70, este incremento se debe principalmente al desarrollo económico de la China, y al uso de combustibles con alto contenido de azufre en ese país<sup>3</sup>.

Los óxidos de nitrógeno se forman debido a la combustión a altas temperaturas de los combustibles fósiles; estas emisiones contribuyen a la formación del smog (concentración de ozono a nivel de suelo). Los efectos más importantes son la generación de problemas respiratorios en los seres humanos y la afectación de sembradíos. Al igual que el  $\text{SO}_2$  los  $\text{NO}_x$  contribuyen en la formación de la lluvia ácida, y son una de las fuentes causantes de la eutrofización de los cuerpos de agua<sup>5</sup>.

Originalmente las fuentes más importantes de generación de óxidos de nitrógeno eran los vehículos automotores y las plantas termoeléctricas. El esfuerzo por reducir los contaminantes atmosféricos y en especial los  $\text{NO}_x$  han impactado positivamente; el avance tecnológico alcanzado en el diseño de sistemas para la reducción de emisiones de  $\text{NO}_x$  en plantas de generación utilizando combustibles fósiles ha permitido obtener resultados en la reducción de las emisiones de hasta un 50%<sup>6,7</sup>.

En la actualidad podemos observar que la tendencia es que la contribución de la generación de  $\text{NO}_x$  por parte de las plantas termoeléctricas alcanza un promedio de aproximadamente un 20% de las emisiones totales<sup>5</sup>.

Especial consideración hay que tener con las emisiones de mercurio elemental provenientes de las plantas operadas por carbón. El mercurio en ese estado químico se deposita muy lentamente y puede transportarse a grandes distancias convirtiéndose en un problema global.

La otra forma de emisión es el mercurio iónico u óxido de mercurio, el cual se disuelve fácilmente en agua y es mucho menos volátil que en su forma ele-

mental, de manera que al recorrer menos distancia entra en la cadena alimenticia más rápidamente.

Luego de que el mercurio se deposita bien sea como oxido o en su forma elemental, los procesos biológicos lo transforman en un componente altamente tóxico llamado metil-mercurio, este aspecto será una de las variables ambientales más importantes conjuntamente con la emisión de gases invernadero con que se estará evaluando el desarrollo de las plantas operadas con carbón en el futuro<sup>5</sup>.

Tal como se menciona anteriormente en este capítulo, el tema de mayor importancia generado por el desarrollo energético es el cambio climático producido por los gases de efecto invernadero entre los cuales están el CO<sub>2</sub>, el CH<sub>4</sub> y el N<sub>2</sub>O, tema que trataremos en detalle en la próxima sección.

## **9.2 Cambio Climático**

Los gases en la atmosfera contribuyen al calentamiento global en forma directa o indirecta, se considera directa cuando el gas emitido absorbe radiación e indirecta cuando el gas que se emite se transforma químicamente en otro gas capaz de emitir radiación. Debido a que el CO<sub>2</sub> es el gas más abundante e importante, toda la familia de los gases de efecto invernadero se expresan como CO<sub>2</sub> eq<sup>8</sup>.

Desde 1750 la concentración de CO<sub>2</sub> a nivel global se ha incrementado en un 39%<sup>8</sup>, experimentando un crecimiento vertiginoso de un 70% en el período comprendido entre 1970 y 2004. Durante el período 1995–2006 se presentaron los once años más cálidos de la superficie del planeta desde el año 1850, se observa que es un aumento distribuido en todo el planeta, aunque se ha acentuado en las regiones septentrionales superiores y en las regiones terrestres se ha calentado a mayor velocidad que en los espacios acuáticos, todo esto de acuerdo a los reportes presentados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)<sup>9</sup>.

La emisión de los gases de efecto invernadero pueden ser de origen natural y origen antropogénico, las investigaciones de la IPCC sugieren fuertemente que el incremento de la temperatura luego de la revolución industrial se debe principalmente a las actividades humanas, especialmente por el uso de motores de combustión en el transporte, la generación de energía eléctrica y la industria en general<sup>9</sup>.

La fuente principal de dichas emisiones es la combustión de combustibles fósiles, los cuales representan cerca del 94% de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq en el 2011, sin embargo es importante mencionar que las emisiones de CO<sub>2</sub> eq debido a la generación de energía eléctrica representaba solo el 36,54% en el año 1990, incrementándose a 38,41% en el año 2011<sup>8</sup>.

El calentamiento global de acuerdo a los diferentes informes del IPCC es inequívoco, los resultados de este fenómeno se observa claramente en el aumento promedio de las temperaturas del aire y del océano, la fusión de nieves y hielos y el aumento promedio del nivel del mar<sup>9</sup>.

Según el IPCC (Panel Internacional de Expertos en el Cambio Climático), el calentamiento global de la Tierra tendrá efectos graves en el clima, la atmósfera y la biodiversidad, uno de los efectos directos principales es la disminución de los niveles del hielo en los Polos lo cual traerá consigo un aumento de los niveles del mar e inundaciones de zonas bajas; de manera que se estarán afectando los ecosistemas, la agricultura y el bienestar de la humanidad en general.

Las consecuencias observadas hasta nuestros días han sido compiladas por la IPCC<sup>9</sup> en una lista que trataremos de resumir a continuación:

- o El nivel del mar ha aumentado en una tasa promedio de 1,8 mm anuales entre 1961 y 2003, incrementándose a 3,1 en el período 1992-2003.

- o Desde 1993 el nivel del mar ha ido incrementando sus niveles, las causas son: la dilatación térmica de los océanos que representa aproximadamente un 57%, la disminución de los glaciares y de los casquetes de hielo que contribuyen en un 28% y las pérdidas de los mantos de hielo polares que representan el resto.
- o La extensión de los hielos marinos árticos ha disminuido en un 2,7 % desde 1978.
- o La extensión máxima de suelo estacionalmente congelado se ha reducido en un 7% en el Hemisferio Norte.
- o Entre 1900 y 2005 se ha observado que las precipitaciones han aumentado considerablemente en algunas regiones orientales de América del Norte y del Sur, en el norte de Europa y en el Asia septentrional y central, mientras que ha disminuido en el Sahel, en el Mediterráneo, en el sur de África y en algunas regiones del sur de Asia.
- o Se han observado cambios importantes en la actividad ciclónica tropical intensa en el Atlántico Norte desde 1970, un fenómeno parecido se ha observado en otras regiones donde la calidad de los datos recolectados es dudosa por lo que no es posible aún tener conclusiones definitivas al respecto.
- o Se han producido cambios negativos en los sistemas de gestión agrícola de las latitudes superiores del Hemisferio Norte.
- o Se observa un aumento de la mortalidad causada por el calor en Europa, cambios en los vectores de enfermedades infecciosas en ciertas partes de Europa y aumentos de la producción de pólenes alérgicos en el Hemisferio Norte.

Los esfuerzos de la humanidad con relación a las medidas para reducir los efectos del cambio climático parecieran ser insuficientes para alcanzar la meta establecida

por la ONU de fijar un aumento de 2 °C sobre los niveles promedio de temperatura global con relación a los niveles pre industriales<sup>10</sup>.

De acuerdo a todos los escenarios evaluados por la IPCC es posible concluir que no veremos una estabilización y posterior disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq antes del año 2040<sup>9</sup>. Las tendencias mundiales muestran que el uso de los combustibles fósiles sigue siendo el esquema más utilizado para la generación de energía eléctrica, de hecho el tema central en todo esto es que el mundo se seguirá desarrollando y por lo tanto demandando mayor producción de energía para poder cubrir este crecimiento.

Últimamente debido a las medidas que se han implantado en los países desarrollados, éstos han mostrado una tendencia sostenida hacia la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq, por lo que deberíamos esperar una disminución de las emisiones globales, sin embargo los resultados muestran una tendencia hacia el aumento de las emisiones globales, y la causa parece concentrarse en la irrupción en la economía mundial de países en vías de desarrollo como China e India<sup>11</sup>.

De hecho se observa claramente que la contribución de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> eq por los países en desarrollo se incrementaron de 36% para el año 2008 a 70% en el año 2011, donde China es responsable por el 41% del aporte, India el 11% y el otro 18% por el resto de los países del mundo en desarrollo.

Garnaut<sup>11</sup> establece que si no hay cambios significativos en las tendencias de desarrollo mundial y las políticas de protección no hay argumentos para pensar que las emisiones de CO<sub>2</sub> eq muestren resultados que estén acordes con las metas establecidas por la ONU, de hecho se espera que en el escenario de seguir las cosas como están [*business as usual* (BAU)] las emisiones de CO<sub>2</sub> eq se duplicarán en el período comprendido entre el 2005 y el 2030.

La IEA<sup>12</sup> plantea que la demanda mundial de energía se incrementará en un tercio hasta el año 2035, donde China y el Oriente Medio representarán el 60% de dicho aumento.

Sin embargo, este organismo tiene una visión más optimista a pesar de que no se ha observado que se estén logrando las metas al nivel planteado en los acuerdos internacionales, esto se debe a hechos como que China ha establecido una reducción del 16% en la intensidad energética<sup>13</sup>, USA está implantando serias medidas de reducción que ya comienzan a aparecer en las mediciones, Europa se ha comprometido con una reducción del 20% y Japón del 10%.

Bajo estas premisas la IEA proyecta que las emisiones de CO<sub>2</sub> eq comenzaran a disminuir a partir del año 2020, pero el efecto persistirá esperando un incremento de la temperatura global a largo plazo de 3 °C, escenario que si bien no cumpliría con la meta de 2 °C aparece como más prometedora.

Estas proyecciones no incluyen las previsiones de asumir que en el mundo hay actualmente 1.300 millones de personas que no tienen acceso a la electricidad y cerca de 2.600 millones que no poseen acceso a instalaciones modernas para cocinar, de manera que cualquier esfuerzo serio por disminuir la pobreza entraría en contradicción con las cifras presentadas por la IEA.

### **9.3 Cambio Climático, Caso Venezolano**

En el caso venezolano, la información oficial está contenida en la “Primera Comunicación Nacional en Cambio Climático de Venezuela”, elaborada por el Ministerio del Ambiente<sup>14</sup>; es importante hacer énfasis que si bien es cierto que este informe o primera comunicación es del año 2005, la data utilizada está basada en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero realizado por la Dirección General de Cuencas Hidro-

gráficas del Ministerio del Ambiente en el año 1999<sup>15</sup>, y será la reflejada más adelante por ser la data oficial.

De acuerdo a este informe, Venezuela representaba en el año 1999 apenas el 0,48% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> eq, las cuales ascendían a una producción per cápita de 1,3 tm de carbón. En el año 1999 las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en Venezuela fueron de 114.147 Gg, cifra que disminuye a una emisión neta de 99.787 Gg si le sustraemos los 14.360 Gg de CO<sub>2</sub> eq absorbidos por el sector uso de la tierra y silvicultura. Es importante resaltar que este nivel de emisiones ubicaba a Venezuela entre los países de pocas emisiones.

Esta característica de ser un país de pocas emisiones, a pesar de ser uno de los principales productores y exportadores de petróleo en el mundo, se debe a la alta utilización de la energía hidroeléctrica que para 1999 representaba el 70% de la producción de energía total nacional<sup>13</sup>.

La situación para el año 2011 podría variar de alguna manera ya que ciertas condiciones han cambiado a través de esta última década, en primer lugar la población venezolana ha aumentado de 23.054.210 habitantes en el 2001 a 28.946.101 habitantes en el 2011 año, esto de acuerdo a los resultados de los dos censos realizados por el Instituto Nacional de Estadística en ambas fechas<sup>16,17</sup>, por otra parte el parque de generación ha eléctrica ha crecido en la última década en 6.461 MW de acuerdo a la información suministrada por CORPOELEC<sup>18</sup>, de los cuales 4.311 MW son nuevas plantas termoeléctricas y 2.150 a plantas hidroeléctricas, aumentando el componente de generación termoeléctrica con relación a la hidroeléctrica, de acuerdo a esta institución la generación hidroeléctrica actual es de 62% del total nacional, mientras que en el año 1999 era de cerca de 70% tal como se comentó anteriormente<sup>13</sup>. A este cambio habría que sumarle que debido a la escasez de gas que ha sufrido Venezuela en los últimos tiempos muchas de estas plan-

tas estarían operando con combustibles líquidos, lo cual podría estar incrementando nuestras emisiones globales de CO<sub>2</sub> eq.

Un aspecto importante a tomar en consideración es que Venezuela no cuenta con una red estable de información de mediciones de calidad del aire que permita determinar los cambios climáticos o de contaminación atmosférica en el país, sin embargo es importante resaltar que a pesar de que el desarrollo energético de la última década ha estado centrado mayormente en generación termoeléctrica (aproximadamente 67%) es también cierto que tenemos combustibles más limpios y sistemas de generación de tecnologías modernas, por lo que no deberíamos esperar un aumento de las emisiones de SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub> que incrementen el efecto de lluvia ácida o el smog fotoquímico debido a generación eléctrica. Sin embargo, aunque no es tema de este trabajo, debido a la existencia de un parque automotor anticuado y de bajo mantenimiento, es de esperar que las emisiones de oxidantes hayan aumentado, incrementando el efecto del smog fotoquímico y las emisiones tóxicas de monóxidos de carbono.

Debido a lo anterior no es posible concluir cuál sería la proyección de la situación actual con relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> en Venezuela, si podríamos afirmar por el tamaño relativamente pequeño de nuestro país que seguimos siendo un aporte no determinante en las emisiones globales del planeta, y que muy posiblemente estemos dentro de o cercanos a los promedios de los países que producen pocas cantidades de CO<sub>2</sub> en el mundo, pero por otra, varios de los reportes analizados anteriormente en este capítulo afirman que cada vez más el mundo en desarrollo va tomando mayor importancia en la ecuación de generación de CO<sub>2</sub> eq con relación a los países desarrollados por lo que es altamente conveniente que las autoridades venezolanas hagan un nuevo inventario que nos permita conocer cuáles son las nuevas tendencias y determinar si los cambios proyectados

2020-2060 por el informe del Ministerio del Ambiente en el capítulo 5 de dicho informe<sup>13</sup> deben ser ajustados y por consiguiente adaptar las recomendaciones de mitigación presentadas en el capítulo 6 del mencionado informe<sup>13</sup>.

#### ***9.4 Energías Limpias***

El uso de energías limpias ha sido hasta ahora, conjuntamente con diversas medidas de optimización y concientización del uso de recursos energéticos, el enfoque principal para lograr la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq y lograr los objetivos del escenario de aumentar solo 2 °C la temperatura del planeta en comparación con la era preindustrial<sup>10</sup>.

Una de las formas de medir los efectos de las políticas o medidas que al respecto se han venido tomando es el índice de intensidad del carbón del sector energía que lo que hace es medir las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas para cada unidad de energía suplida. El impacto de la crisis petrolera de la década de los 70 produjo que se observase una reducción del índice desde 1971 hasta 1990, sin embargo éste ha permanecido prácticamente estable desde los 90, año en el cual se estimó en 57,1 t CO<sub>2</sub>/Tj, pasando a 56,7 t CO<sub>2</sub>/Tj en 2010, lo que prácticamente es una disminución de apenas 1% durante toda la década<sup>19</sup>. La consideración de estos números nos lleva a concluir que todavía hoy día a pesar de los esfuerzos internacionales, la importancia de los combustibles fósiles sigue siendo la variable determinante en el inventario de los sistemas de generación eléctrica en el mundo, conclusión que coincide con mucha de la información presentada en este capítulo.

En estas condiciones y en la búsqueda de lograr el escenario de 2 °C presentado por la ONU<sup>10</sup> será necesario una disminución del índice de un 5,7% para el año 2020 y de un 64% para el año 2050, esto de acuerdo con el IEA<sup>18</sup>.

Pero no todo es negativo en los esfuerzos que se están haciendo actualmente, las inversiones globales en nuevas

plantas de energías limpias fueron del orden de 240 millardos de US\$ en el año 2012, que si bien es cierto que son un 11% menores a los 270 millardos de US \$ invertidos en el 2011, siguen siendo cifras que se mantienen en línea con los objetivos de 2°C de la ONU de acuerdo a las estimaciones de la IEA<sup>18</sup>, a pesar de que se ha observado en algunos países como Alemania, Italia y España una disminución de los incentivos económicos a energías limpias por razones fiscales y por una mejora en la competitividad de dichas tecnologías, también se observa que Japón, China y Corea han incrementado dichos incentivos.

Esto coincide totalmente con las observaciones de Garnaut<sup>11</sup>, quien reporta que entre 2005 y 2006 la inversión en las energías eólica y solar aumentaron significativamente en forma porcentual aunque la base absoluta de comparación son cifras pequeñas y por lo tanto dichos aumento no son todavía significativos para disminuir en forma importante las emisiones de CO<sub>2</sub>; pero si puede afirmarse que dicho aumento en las inversiones ha colaborado con el efecto de que las emisiones de CO<sub>2</sub> no haya sido mayor, y mucho más importante aún que deberán estar jugando un rol importante en la reducción global en las próximas décadas.

El centro de Investigaciones Técnicas VTT de Finlandia en su publicación *Energy Visions 2050*<sup>1</sup> establece que en el alcance los escenarios de reducción de CO<sub>2</sub> eq y de 2 °C para el 2050 las tecnologías de turbinas eólicas, la energía nuclear, la generación con biomasa y las plantas equipadas con tecnología de captura y almacenamiento de carbón jugarán un rol de primera importancia. La energía solar también tiene un potencial importante, sin embargo será necesario que disminuyan sus costos para que pueda alcanzar una participación importante en el mercado para el año 2050.

Basado en lo anterior, la VTT ha hecho proyecciones de las inversiones requeridas en función del escenario de

2 °C y concluyen que las tecnologías de generación eólica deberán pasar de una inversión proyectada cercana a los 50 millardos de Euros en el año 2020 a un promedio de 300 millardos de Euros en el 2050, las plantas con sistemas de captura de carbono deberán pasar de menos de 10 millardos de Euros en el 2020 a aproximadamente 250 millardos de Euros en el 2050, la generación nuclear e hidroeléctrica deberán incrementarse de una inversión proyectada menor a 50 millardos de Euros cada una a cifras que rondan entre 200 y 250 millardos de Euros cada una en el 2050, mientras que las inversiones en generación por combustibles fósiles no deberán pasar el promedio de 150 millardos de Euros anuales.

### ***9.5 Energías Limpias en Venezuela***

En el caso venezolano se han estado promoviendo una serie de medidas que van a tener un impacto positivo en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> eq, estando la mayoría de ellas bajo la coordinación de Petróleos de Venezuela (PDVSA), entre estas iniciativas cabe mencionar a las siguientes como las más importantes:

- o El desarrollo de Parque Eólicos, como es el caso del parque de Paraguaná que está diseñado para producir 100 MW mediante 50 turbinas de 2 MW<sup>20</sup>, y que actualmente está generando alrededor de 26 MW en su primera fase<sup>21</sup>.
- o El proyecto agro energético de etanol combustible, el cual contempla un ambicioso plan de producción de etanol como sustituto de los aditivos oxigenados de la gasolina a partir de caña de azúcar, arroz y yuca<sup>22</sup>, en este plan cabe mencionar que actualmente se está ejecutando la construcción de cuatro complejos agroindustriales en los Estados Barinas, Cojedes, Trujillo y Portuguesa, los cuales procesarán 10.000 tm de caña de azúcar y producir 700.000 l/d de etanol cada uno y que se espera entren en operación hacia finales del año 2014.

### **CONCLUSIONES**

- o A nivel mundial podemos decir que el problema de la contaminación por compuestos de azufre y *smog* fotoquímico ha sido abordado correctamente y tiende a disminuir paulatinamente;
- o La situación del cambio climático global es alarmante y podría producir efectos nocivos en el corto plazo;
- o La humanidad cuenta con directrices claras con las cuales podría, con el uso de tecnologías de generación de energías limpias y con las inversiones adecuadas, lograr revertir la tendencia actual de aumento de emisiones y cambios climáticos;
- o Se están haciendo inversiones importantes en investigación y desarrollo de energía limpias que permitirán disminuir los costos de implantación de estas tecnologías;
- o A pesar de que no esperamos que Venezuela sea un país de alta producción de CO<sub>2</sub> es preocupante que no mantenga un programa de generación de información que permita hacer seguimiento a los cambios y a tomar medidas correctivas a tiempo;
- o No se tiene certeza sobre el efecto global real del parque automotor en Venezuela sobre la calidad del aire, pero es de esperar que estemos en presencia de un deterioro de la contaminación por oxidantes y monóxido de carbono debido a lo anticuado del parque.

### **RECOMENDACIONES**

- o Para encarar el tema del calentamiento global es necesario apuntar hacia la disminución del consumo energético per cápita del mundo mediante el desarrollo de tecnologías más eficientes y programas de modificación de conductas de consumo de energía.

- o El desarrollo de las energías limpias requiere en estas primeras fases del apoyo de los Estados y sus gobiernos.
- o En el caso venezolano se hace necesario en primer lugar establecer una red de mediciones de calidad del aire, tener un programa de estimación de emisiones y actualizar los reportes de cambio climático.
- o Las autoridades venezolanas deberían hacer un esfuerzo mayor por controlar y modernizar el parque automotor.
- o Como última reflexión, debemos ahondar más en la capacidad de la especie humana para generar los cambios tecnológicos y económicos que se requieren para continuar el crecimiento como especie sin necesidad de sacrificar el confort de las generaciones futuras.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

Comission for Environmental Cooperation in North America. (2004). *North America Power Plants Air Emissions*. [www.cec.org](http://www.cec.org)

CORPOELEC. (2013). [www.corpoelec.gob.ve](http://www.corpoelec.gob.ve).

Dignon, J. y S. Hameed. (2012). Global Emissions of Nitrogen and Sulphur Oxides from 1860 to 1980. *JAPCA*, 39:2.

EL UNIVERSAL. (2103). Sección Económica. *Parque eólico de Paraguaná genera entre 20 y 26 megavatios*. Caracas, Venezuela. [www.eluniversal.com/economia/130106/parque-eolico-de-paraguana-genera-entre-20-y-26-megavatios](http://www.eluniversal.com/economia/130106/parque-eolico-de-paraguana-genera-entre-20-y-26-megavatios).

Frost, G. *et al.* (2006). *Analysis of Power Plant NOx Emission Changes and Their Impact n Ozone in the United States*. 15th Annual International Emission Inventory Conference “Reinventing Inventory-New Ideas”. New Orleans.

INE (2001). *XIII Censo Nacional de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística, República Bolivariana de Venezuela. [www.ine.gob.ve](http://www.ine.gob.ve)

INE (2012). *XIV Censo Nacional de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística. República Bolivariana de Venezuela. [www.ine.gob.ve](http://www.ine.gob.ve)

IPCC. (2007). *Cambio Climático: Informe de Síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [Equipo de redacción principal: Pachauri, R.K. y Reisinger, A. (directores de publicación)]*. IPCC, Ginebra, 104 Págs.

MacDonald, J. A. (2003). Power Plants Emissions Control NOx Reduction Technologies and Systems. *Energy Tech Magazine*. [www.energy-tech.com](http://www.energy-tech.com).

MINISTERIO DEL AMBIENTE Y DE LOS RECURSOS NATURALES (1999). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Invernadero*. Dirección General de Cuencas Hidrográficas, Caracas, República Bolivariana de Venezuela.

MINISTERIO DEL AMBIENTE Y DE LOS RECURSOS NATURALES (2005). *Primera Comunicación Nacional en Cambio Climático de Venezuela*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela.

OCDE/IEA (2012). *World Energy Outlook 2012, Resumen Ejecutivo (Spanish Translation)*. Paris, France. [www.worldenergyoutlook.org](http://www.worldenergyoutlook.org).

OECD/IEA (2013). *Tracking Clean Energy Progress 2013, IEA Input to the Clean Energy Ministerial*. Paris, [www.iea.org/etp/tracking](http://www.iea.org/etp/tracking)

PDVSA (2013). *Información de proyectos en el portal de PDVSA*. [www.pdvs.com](http://www.pdvs.com)

PDVSA(2006). *Proyecto Agroenergetico Etanol Combustible*. [www.pdvs.com/siembra\\_refinacion\\_internet/pdf/copia\\_de\\_etanol-pdf](http://www.pdvs.com/siembra_refinacion_internet/pdf/copia_de_etanol-pdf)

Ross, G. (2012). *Garnaut Climate Change Review – Update 2011, Global Emissions Trends*. Págs 6-30. [www.garnautreview.org.au](http://www.garnautreview.org.au).

Smith, S. J. *et al.* (2011). Anthropogenic Sulfur Dioxide Emissions: 1850-2005. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 11: 1101-1106.

Stern, C. (1976). *Air Pollution (3rd Edition) Vol I Air Pollutants, their Transformation and Transport*. Academic Press, New York.

USEPA (2013). *US Environmental Protection Agency “Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions & Sinks 1990-2011”*. USEPA, Washington D.C.

UN (2009). *XV United Nations Framework Convention on Climate Change*. Copenhagen, Denmark. [http://unfccc.int/meetings/copenhagen\\_dec\\_2009/meeting/6295.php](http://unfccc.int/meetings/copenhagen_dec_2009/meeting/6295.php)

VTT Technical Research Center of Finland. (2009). *Energy Visions 2050*. [www.vtt.fi/files/vtt/energyvisions/visions2050\\_summary.pdf](http://www.vtt.fi/files/vtt/energyvisions/visions2050_summary.pdf).

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> VTT Technical Research Center of Finland (2009). *Energy Visions 2050*. [www.vtt.fi/files/vtt/energyvisions/visions2050\\_summary.pdf](http://www.vtt.fi/files/vtt/energyvisions/visions2050_summary.pdf), Pág 4.

<sup>2</sup> Arthur C. Stern (1976). *Air Pollution (3rd Edition) Vol I Air Pollutants, their Transformation and Transport*. Academic Press, New York, Pág. 49-54.

<sup>3</sup> S.J Smith *et al.* (2011). Anthropogenic Sulfur Dioxide Emissions: 1850-2005. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 11: 1101-1106.

<sup>4</sup> Jane Dignon & Sultan Hameed (2012). Global Emissions of Nitrogen and Sulphur Oxides from 1860 to 1980. *JAPCA*, 39(2): 180-186.

<sup>5</sup> Commission for Environmental Cooperation in North America (2004). *North America Power Plants Air Emissions*. [www.cec.org](http://www.cec.org). Pág. 1-9.

<sup>6</sup> Joseph A. Mac Donald (2003). *Power Plants Emissions Control NOx Reduction Technologies and Systems*. Energy Tech Magazine. [www.energy-tech-com](http://www.energy-tech-com).

<sup>7</sup> Gregory Frost *et al.* (2006). *Analysis of Power Plant NOx Emission Changes and Their Impact n Ozone in the United States*. 15th Annual International Emission Inventory Conference “Reinventing Inventory-New Ideas”. New Orleans.

<sup>8</sup> USEPA (2013). *US Environmental Protection Agency “Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions & Sinks 1990-2011”*. USEPA, Washington D.C.

<sup>9</sup> IPCC (2007). *Cambio Climático: Informe de Síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y II al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [Equipo de redacción principal: Pachauri, R.K. y Reisinger, A. (directores de publicación)]*. IPCC, Ginebra, 104 Págs.

<sup>10</sup> UN (2009). *XV United Nations Framework Convention on Climate Change*. Copenhagen, Denmark.

[http://unfccc.int/meetings/copenhagen\\_dec\\_2009/meeting/6295.php](http://unfccc.int/meetings/copenhagen_dec_2009/meeting/6295.php).

<sup>11</sup> Garnaut, Ross (2012). *Garnaut Climate Change Review – Update 2011, Global Emissions Trends*. Págs. 6-30. [www.garnautreview.org.au](http://www.garnautreview.org.au)

<sup>12</sup> OCDE/IEA (2012). *World Energy Outlook 2012, Resumen Ejecutivo (Spanish Translation)*. Pág. 1-10. Paris, France. [www.worldenergyoutlook.org](http://www.worldenergyoutlook.org).

<sup>13</sup> La intensidad energética es un indicador de la eficiencia energética de una economía. Se calcula como la relación entre el consumo energético (E) y el producto interior bruto (PIB) de un país:  $I = E / PIB$  y se interpreta como “se necesitan x unidades de energía para producir 1 unidad de riqueza”. Así, Intensidad energética elevada: indica un costo alto en la “conversión” de energía en riqueza (se trata de una economía energéticamente voraz). Se consume mucha energía obteniendo un PIB bajo. Intensidad energética baja: indica un costo bajo. Se consume poca energía, obteniendo un PIB alto. (Wikipedia: [http://es.wikipedia.org/wiki/Intensidad \\_ energética](http://es.wikipedia.org/wiki/Intensidad_energética) ).

<sup>14</sup> Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (2005). *Primera Comunicación Nacional en Cambio Climático de Venezuela*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela.

<sup>15</sup> Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (1999). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Invernadero*. Dirección General de Cuencas Hidrográficas, Caracas, República Bolivariana de Venezuela.

<sup>16</sup> INE (2001). *XIII Censo Nacional de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística, República Bolivariana de Venezuela. [www.ine.gob.ve](http://www.ine.gob.ve).

<sup>17</sup> INE (2012). *XIV Censo Nacional de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística, República Bolivariana de Venezuela. [www.ine.gob.ve](http://www.ine.gob.ve).

<sup>18</sup> CORPOELEC (2013). [www.corpoelec.gob.ve](http://www.corpoelec.gob.ve).

<sup>19</sup> OECD/IEA (2013). *Tracking Clean Energy Progress*

2013, *IEA Input to the Clean Energy Ministerial*. Paris, [www.iea.org/etp/tracking](http://www.iea.org/etp/tracking).

<sup>20</sup> PDVSA (2013). *Información de proyectos en el portal de PDVSA*. [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)

<sup>21</sup> El Universal (2103). Sección Económica. *Parque eólico de Paraguaná genera entre 20 y 26 megavatios*. Caracas, Venezuela. [www.eluniversal.com/economia/130106/parque-eolico-de-paraguana-genera-entre-20-y-26-megavatios](http://www.eluniversal.com/economia/130106/parque-eolico-de-paraguana-genera-entre-20-y-26-megavatios).

<sup>22</sup> PDVSA (2006). *Proyecto Agroenergético Etanol Combustible*. [www.pdvsa.com/siembra\\_refinacion\\_internet/pdf/copia\\_de\\_etanol-pdf](http://www.pdvsa.com/siembra_refinacion_internet/pdf/copia_de_etanol-pdf)

## **10. *NORMATIVA LEGAL NECESARIA***

### **10.1. *Aspectos Institucionales y Normativos***

*Ing. Diego González*

#### **Fortalecer la Institucionalidad y Gobernabilidad en el Sector Hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural).**

Es necesario fortalecer la institucionalidad en el sector hidrocarburos (petróleo y gas natural) comenzando por la estatal Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y en general toda la Industria Petrolera Venezolana (IPV). En la actualidad PDVSA es manejada con criterios no empresariales ni de negocios, lo que se refleja en el incumplimiento de sus “Planes de Negocios”, principalmente en el no incremento de la producción de petróleo y gas natural, en el desfase continuo de los proyectos, incremento de los incidentes y accidentes, entre otras materias.

El fortalecimiento de la institucionalidad en el sector hidrocarburos pasa por:

- o Reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006;
- o Crear un Ministerio de Energía moderno;
- o Crear una Comisión Nacional de Energía independiente del gobierno de turno; y
- o Crear el Ente Nacional de los Hidrocarburos.

Estas 4 reformas institucionales contribuirán a:

**1. Generar confianza en Venezuela y su industria de los hidrocarburos,** enviando al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza y se diseñen, dentro de la Ley, estrategias que faciliten la llegada de inversiones para la industria. Para ello, dentro del marco legal vigente y luego de una rigurosa revisión de los compromisos adquiridos, se debe satisfacer a cabalidad los compromisos contractuales con nuestros socios, para evitar demandas y hacer frente a los crecientes arbitrajes, situación que además de afectar el prestigio y la seriedad de Venezuela, impacta la productividad de la industria petrolera.

**2. Atraer inversiones nacionales e internacionales.** La industria de los hidrocarburos venezolana requiere de cuantiosas inversiones nacionales e internacionales, para recuperar el potencial de producción perdido y colocarlo a la altura de sus reservas. así como para mejorar la capacidad y calidad de refinación y procesamiento y recuperar los mercados internacionales.

En esta línea, es necesario promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado: La Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas en áreas tradicionales, las áreas inactivas, las áreas nuevas, el gas costa afuera, así como proyectos de Gas Natural Licuado para exportación cuando las economías lo justifiquen.

De igual manera debe promoverse el desarrollo de empresas intensivas en uso de energía: Empresas conexas; Empresas de refinación; Empresas aguas abajo de la refinación.

**3. Desarrollar el mercado nacional de energía.** En la actualidad, el mercado nacional de energía muestra un alto nivel de ineficiencia en la prestación de los servicios y un esquema de subsidios que además de irracionales son indiscriminados, en el cual se favorece

por igual tanto a la población que lo necesita como a la que no, generando un costo innecesario a la Nación. En este sentido se plantea:

a. Apertura al capital privado nacional y extranjero en las diferentes etapas de la cadena del negocio de hidrocarburos líquidos. Promover el desarrollo, a través del sector privado de los sistemas de transporte y redes de distribución de gas natural.

b. Establecer políticas que permitan suplir las necesidades del sector eléctrico de una manera coordinada. Establecer como prioritarias a la Hidroelectricidad y otras fuentes renovables en beneficio de la economía y el ambiente.

c. Considerar a la ORIMULSIÓN, como opción para la sustitución de otros hidrocarburos líquidos en la generación eléctrica.

d. Sustituir el esquema de subsidios indirectos por subsidios directos. El costo total de los diferentes subsidios debe ser previsto por el ministerio correspondiente en el presupuesto nacional. Esto permitiría adecuar progresivamente los precios de los hidrocarburos en el mercado interno.

e. Se debe hacer más eficiente el sector transporte y revisar el proyecto de gas natural para vehículos dirigido al transporte público, por lo que los subsidios estarán orientados a los sectores más pobres de la población.

f. Las políticas orientadas a racionalizar los subsidios deben ser acompañadas de un proceso educativo tal, que la población las entienda y con las medidas compensatorias apropiadas para evitar daños sociales.

**4. Petroquímica, el negocio petrolero del futuro.** El desarrollo petroquímico es prioritario para el futuro del país, por lo que se deben diseñar planes atractivos para la inversión en esa industria y convertirla en eje del desarrollo agroindustrial, que será, en conjunto con los otros parques industriales que hay que desarrollar en Ve-

nezuela, la base de un país próspero capaz de producir y exportar generando empleos y calidad de vida. Este aspecto debe ser el reflejo de actitudes que nos permitan superar la mentalidad rentista y sustituirla por la utilización de las ganancias petroleras en proyectos que generen una productiva dinámica socioeconómica en la sociedad.

### **5. Superar el petro-estado y acercar la renta a los ciudadanos**

La relación Estado-Sociedad con respecto a la actividad petrolera reclama una separación del poder político del poder económico para lograr un equilibrio de fuerzas, por lo que debe replantearse la propiedad del recurso y el manejo de los ingresos provenientes del petróleo. En este sentido se propone lo siguiente:

a. Distinguir claramente y de acuerdo al marco constitucional vigente, la propiedad de las acciones de PDVSA. La propiedad del recurso en el subsuelo es de todos los venezolanos, representados por la República. Por otro lado corresponde al Estado la conservación de las acciones de PDVSA o de cualquier otra empresa creada para su explotación; y

b. El excedente económico que se origine en la actividad petrolera, que corresponde a la Nación, será destinado totalmente<sup>1</sup> a la creación del FONDO VENEZUELA, que será el fondo de ahorro y patrimonio de los venezolanos. Este fondo promoverá la estabilidad fiscal y el uso reproductivo de los ingresos petroleros.

El Fondo Venezuela debe ser preservado y aumentado en su valor real<sup>2</sup> mediante inversiones eficientes y seguras, y su rendimiento será entregado directamente a cada venezolano a través de cuentas individuales.

El Fondo será administrado en forma autónoma por una representación calificada de la sociedad venezolana, elegida por las 2/3 partes de la Asamblea Nacional.

**6. Innovar en Aspectos Financieros.** Se debe valorar la posibilidad de utilizar figuras de comprobado éxito en otros países, tales como la colocación de proyectos de hidrocarburos en la bolsa de valores, para dinamizar el flujo de capitales y otras innovaciones existentes en el mercado petrolero internacional. La idea es innovar para lograr el desiderátum de transformar la riqueza petrolera en calidad de vida de los venezolanos.

**7. Petróleo y Geopolítica.** En la actualidad se ha utilizado al petróleo como arma geopolítica ocasionando controversias con países que representan mercados naturales para nuestros productos. Adicionalmente, con la excusa de ampliar mercados, se han establecido acuerdos comerciales lesivos a los intereses del país. En este sentido se deberán revisar los acuerdos y convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de nuestra Nación.

Con estas orientaciones se busca hacer uso de las ventajas comparativas que significa para Venezuela los ingentes recursos de hidrocarburos que posee, como pivote para el desarrollo de una economía diversificada que genere niveles de desarrollo y calidad de vida a todos los venezolanos. La medida del éxito en el largo plazo, será observar que en el futuro podamos ver la industria petrolera como una industria más dentro de un contexto de un país desarrollado. Debemos convertir la crisis que actualmente vivimos en una gran oportunidad, haciendo las cosas de manera diferente, para lograr resultados diferentes.

### **I. Propuesta de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006**

Se hace necesaria la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, para incorporar las propuestas anteriores. Esta nueva Ley tendrá como base la siguiente exposición de motivos:

(...) La legislación nacional vigente en Venezuela en materia de hidrocarburos no gaseosos y sus derivados se

caracteriza por el exceso, la dispersión y la contradicción entre sus componentes, al no responder a una Política de Estado definida y responsable, que tenga por objetivo desarrollar con el mayor rendimiento y los mayores beneficios para la Nación las diversas potencialidades del país en esta materia.

Esa legislación, en particular la Ley cuya reforma se propone, la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006, se caracterizan por su fuerte centralismo (concentración de las decisiones en el Poder Ejecutivo) en detrimento de la necesaria autonomía operativa de las empresas estatales y privadas, así como por el exceso de discrecionalidad que atribuye al Ejecutivo Nacional en la toma de decisiones y al momento de ejercer el control sobre los operadores públicos y privados del sector.

Asimismo, tanto esa Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006 como la Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas de 2006, el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas de 2007 y la Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración de Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; muestran, en desprecio de la amplitud que muestra la Constitución de 1999 en este aspecto, mucha precariedad e insuficiencia al fijar los cauces o formas de participación privada en las actividades de hidrocarburos y sus derivados en el país (a nivel de actividades primarias, sólo mediante empresas mixtas estatales), desaprovechando las oportunidades constitucionales para incentivar, promover y aumentar en materia petrolera la inversión privada, nacional y extranjera, y lograr el aumento de empleos, producción de bienes, pago de tributos y compromisos de responsabilidad social a favor de las comunidades.

La discrecionalidad para la operación de las actividades primarias en las empresas mixtas, el otorgamiento de

licencias y permisos, la revocatoria de éstos, la declaratoria de servicios públicos y la fijación de precios de servicios y de bienes en forma unilateral, generan inseguridad jurídica a la inversión privada, desconfianza en las instancias de control y desestímulo a mantener y aumentar las inversiones en las diversas actividades, pues no existe suficiente estabilidad jurídica y garantías con la actual legislación para lograr que hayan más actores interesados en quedarse en Venezuela y en traer nuevas inversiones para desarrollar actividades primarias, de refino, industriales o de comercio interno, entre otras.

Tan o más grave que lo anterior, es la vigencia de leyes como las de Regularización, Migración y de Efectos antes mencionadas, como la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos y la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, cuyas normas, en general, han permitido la comisión por el Ejecutivo Nacional de graves violaciones a los derechos de propiedad de particulares tanto nacionales como extranjeros que realizaban actividades primarias, actividades conexas a dichas actividades primarias y actividades de distribución, almacenamiento y comercialización de bienes derivados de hidrocarburos, como son los combustibles líquidos, con nefastas consecuencias en el ámbito laboral, tributario, de prestación de servicios a la industria petrolera estatal y sobre el patrimonio de la República, que en lugar de servir a la prestación de servicios de seguridad, salud y educación, está siendo y seguirá siendo utilizado para indemnizar esas violaciones.

Para agravar lo expuesto, rige en nuestro país, oculto bajo un falso discurso nacionalista que cada día empeora el atractivo de invertir en materia de hidrocarburos en Venezuela, un obsoleto sistema de regalías y tributación desproporcionado, estructurado en forma desordenada y coyuntural, que no permite obtener los ingresos patrimoniales y tributarios y los beneficios sociales que deberían percibir el Fisco Nacional y la familia venezolana por las

actividades en materia de hidrocarburos, y que genera fuertes desestímulos a la vez la inversión privada nacional y extranjera en Venezuela, haciéndole perder frente a sus competidores opciones de recibir inversiones para la explotación del negocio petrolero a favor de la Nación.

Básicamente, este sistema opera como una barrera más a la inversión, lo cual se ha agravado con la creación en 2011 de los impuestos a los precios extraordinarios y a los precios exorbitantes, no porque no tenga el Estado en nombre de la Nación derecho a tributar y obtener mayor ganancia a través de impuestos las mayores utilidades que generen los operadores estatales y privados en el sector petrolero y sus derivados, sino porque con los restantes impuestos y regalía vigentes, estos impuestos terminan de colocar a Venezuela entre los países menos atractivos para invertir, innovar y generar con ello más empleos, impuestos no petroleros y otros beneficios sociales.

Finalmente, a pesar de existir ejemplos exitosos en otros países petroleros en los cuales apoyarse, así como propuestas planteadas desde diversos sectores en ese sentido, la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006 no contiene normas creadoras de un órgano con autonomía funcional que opere como un Fondo Patrimonial que, al mismo tiempo, asegure el ahorro de la Nación y destine parte de los ingresos por concepto de actividades de hidrocarburos a la inclusión social y al progreso de la Nación mediante pagos individuales a los venezolanos mayores de edad.

Frente a todos los problemas e insuficiencias detallados, se propone esta Ley de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la derogación de una serie de leyes vigentes, nombradas en forma previa, en la materia de hidrocarburos, con el propósito de dar respuesta y resolver las fallas normativas, institucionales, económicas, tributarias y constitucionales descritas, así como de lograr un marco legislativo uniforme, apegado a la

Constitución y eficaz, que garantice los intereses de la Nación venezolana y que contenga suficientes garantías e incentivos para la participación de los privados, nacionales y extranjeros, en las actividades primarias, de refino, industrialización y de comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

En tal sentido, se propone la modificación y la adición de algunas normas a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, y derogar las leyes vigentes inconstitucionales e inconvenientes para el desarrollo óptimo de las actividades de hidrocarburos naturales y derivados en el país, a fin de eliminar el exceso de regulaciones, brindar coherencia a la legislación nacional y facilitar la aplicación y el cumplimiento por el Estado y los particulares de la legislación en la materia.

Se plantea la descentralización de la toma de decisiones mediante la separación de la función política, de la función técnica y de la actividad operativa en materia de hidrocarburos, mediante la limitación de las competencias de la Administración central con competencia en la materia y la creación de un Ente regulador autónomo y autárquico, supervisor y recaudador; y la Comisión Nacional de Energía, siguiendo ejemplos exitosos en la materia como los de Brasil, Noruega, Colombia, EE.UU., entre otros.

Como aspecto central de la reforma, apoyados en la Constitución de 1999 (artículos 302 y 303), se propone, con el propósito de lograr seguridad jurídica, estabilidad, transparencia y búsqueda del mayor beneficio para la Nación, ampliar los cauces de participación privada en todos los tipos de actividades sobre hidrocarburos y sus derivados, en especial en las primarias, con la incorporación de la figura de convenios que podrá celebrar el Ejecutivo Nacional o las empresas estatales con particulares para la realización de actividades primarias, que actualmente sólo pueden ejecutar las empresas estatales y las mixtas (también estatales), superando con ello los prejui-

cios ideológicos contrarios a la Constitución de 1999, que condenan al pueblo venezolano a no disfrutar de todos los beneficios y oportunidades de progreso que puede generar la participación privada en este sector de la economía, para lo cual se ha tenido en cuenta no sólo la propia experiencia venezolana, sino también las de otros países que compiten con Venezuela, que con pragmatismo han asumido la importancia y utilidad de la asociación con los inversionistas locales y extranjeros.

Se trata de ampliar oportunamente los medios de participación privada, en condiciones de respeto a la inversión, garantía de operatividad y de satisfacción directa de los intereses nacionales, pues los grandes desafíos que tiene nuestro país de continuar y profundizar la exploración de sus reservas, de elevar la producción de hidrocarburos naturales a través de Petróleos de Venezuela, S.A, y las demás empresas estatales y privadas que operen, de actualizar su infraestructura para asegurar óptimos niveles de producción, ser competitiva, de ampliar y diversificar el mercado de refino y derivados en general, mejorar la distribución y comercialización, entre otros, no los podrá asumir y superar sin contar con esa participación privada.

Como garantías de respeto a la inversión, de seguridad jurídica, respeto a los derechos de libre empresa, propiedad privada y de los trabajadores, así como para evitar nuevas futuras demandas contra la República derivadas de estas decisiones legislativas inconsultas, ideológicas y contrarias al texto constitucional de 1999, se propone la derogatoria de las leyes violatorias de los derechos antes mencionados, cuyo respeto es indispensable para el incremento de la producción y de los ingresos por concepto de actividades en materia de hidrocarburos, así como dar inicio a un proceso de restablecimiento, en donde haya lugar a ello, de los derechos vulnerados.

En tal sentido, leyes que resultaron contrarias al desarrollo de las actividades sobre hidrocarburos y sus deri-

vados, así como confiscatorias de los derechos de propietarios y trabajadores de empresas que operaban en las actividades primarias, de comercialización de combustibles líquidos o conexas a las primarias, como son las ya nombradas Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas de 2006, el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas de 2007 y la Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración de Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Explotación a Riesgo y Ganancias Compartidas de 2007, Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos y la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, son derogadas por esta reforma parcial.

Atendiendo a la denunciada falta de separación de las funciones políticas, técnicas y de operación económica en el sector hidrocarburos, se proponen un conjunto de normas que crean y definen las funciones, competencias y potestades de la Comisión Nacional de Energía, y del Ente Regulador, promotor y garante de la competencia en este sector esencial de la economía nacional.

En definitiva, se propone en esta reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, siguiendo por lo demás un régimen hoy día contenido en la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (en la que se creó el Ente Nacional del Gas) que este nuevo ente asuma, algunas desde su creación y otras en forma progresiva, las funciones de evaluar técnicamente las reservas naturales de petróleo y gas; otorgar licencias y permisos para realizar todas las actividades (exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, importación y exportación); inspeccionar, auditar y fiscalizar empresas; imponer las penalidades administrativas y mo-

netarias reglamentarias; establecer las metodologías para fijar los precios de los hidrocarburos en el mercado interno; organizar, mantener y publicar bancos de datos relacionados con la industria de los hidrocarburos; y organizar un sistema nacional de investigación y desarrollo en hidrocarburos y cooperar con otros entes regulatorios en el sector energético en asuntos de interés común.

Otro aspecto central de la reforma parcial que se propone con miras a incrementar en forma sostenida y razonable los ingresos tributarios por concepto de actividades sobre hidrocarburos y sus derivados a favor del Fisco Nacional y del “Fondo Patrimonial de los Venezolanos” que se propone crear, es un sistema de ajuste proporcional del ingreso por concepto de regalías, que estará todavía por encima del promedio mundial aún de los países que integran la OPEP, la reordenación del caótico sistema de impuestos a las actividades de hidrocarburos vigente, mediante la supresión de algunos de estos impuestos y el incremento de otros, en especial, del impuesto sobre la renta a las empresas estatales y privadas, con el fin de incentivar la inversión y hacer más competitiva a Venezuela frente a otros países productores de petróleo, atendiendo a las más confiables y beneficiosas regulaciones fiscales y tributarias vigentes en otros países (caso de Noruega) para los propietarios del recurso, en nuestro caso, la Nación.

Lo que se propone, tomando en cuenta los aspectos geográficos, geológicos, climáticos, culturales y de otra índole que hacen siempre atractivo al mercado venezolano en términos de costos para los inversionistas privados, es que se revise el denominado *Government Take*. Así, el fin es lograr pasar de un sistema de regalía y tributos que es una barrera a la inversión a uno que sea un estímulo para ésta, al tiempo que una fuente de crecientes y estables ingresos para el Fisco Nacional y el Fondo de Previsión, al incentivar el aumento de la producción y de los procesos económicos asociados a la manufactura, industrialización y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.

Por último, a fin de superar la inaceptable y contraria a la justicia social falta de normas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos que garantice la financiación con ingresos petroleros de la salud, la educación y otras actividades dirigidas al bien colectivo, se propone la creación de un fondo especial, llamado Fondo Patrimonial de los Venezolanos, independiente del gobierno, para evitar su manejo político, con la finalidad de estabilizar el ingreso fiscal dada su dependencia de los ingresos por actividades de hidrocarburos, operar como instrumento de ahorro externo, diversificar los activos de la Nación y contribuir a la formalización e inclusión social mediante la constitución de fideicomisos para todos los venezolanos mayores de 18 años, al tiempo que se propone la máxima transparencia y limitación de la discrecionalidad administrativa en la identificación y manejo de los aportes de los que se nutrirá el Fondo.

El Fondo propuesto, ofrece ocho ventajas principales para el Estado y la sociedad venezolana: 1) servirá para estabilizar el ingreso fiscal, reducir los ingentes costos asociados a la volatilidad antes aludidos y facilitar la ejecución de una política económica anticíclica; 2) ayudará a eliminar la incertidumbre en cuanto al nivel de ingresos petroleros en la formulación del presupuesto nacional ya que para el momento de conformar el presupuesto se conocerá con bastante exactitud el promedio de ingreso de los últimos tres años; 3) servirá como instrumento de ahorro externo que, aunado a la reducción de la volatilidad, mitigará el efecto de gasto (sobre-absorción) de la “enfermedad holandesa”, que tiende a sobrevalorar la tasa de cambio real con la consecuente pérdida de competitividad en los sectores transables de la economía; 4) diversificará los activos de la Nación transformando parte de las reservas de hidrocarburos en inversiones en activos externos; 5) facilitará la deseable separación de las decisiones de producción petrolera de las decisiones de gasto del ingreso petrolero, contribuyendo desde el punto de vista institucional a disminuir la perniciosa in-

terferencia mutua entre los organismos gubernamentales encargados de cada uno de estos aspectos; 6) establecerá entre los venezolanos una sana relación contribuyente-Estado en la que el Estado es sostenido por los ciudadanos y no al revés como ha sido percibido hasta ahora, lo que de suyo llevará a una mayor exigencia en cuanto a transparencia y eficiencia en el gasto público por parte de los contribuyentes; 7) será un muy útil instrumento de formalización e inclusión social al generar un registro confiable de todos los venezolanos mayores de dieciocho (18) años e incorporar a los sectores más desasistidos al sistema financiero, al tiempo que hará posible que estos sectores tengan cabida en un sistema de fondos de retiro con cobertura universal, fortaleciendo así el ahorro interno y la inversión, que complementará las políticas ordinarias para la superación de la pobreza que apliquen los diferentes Gobiernos; 8) contribuirá a que el ciudadano común, definitivamente, se preocupe de la buena marcha de la industria petrolera y de la solidez del Fondo, pues esto se reflejará directamente en sus ingresos, es decir, creará “dolientes” del buen desempeño de la industria en el mediano plazo y tornará anti-popular el “exprimirla” para obtener beneficios en el corto plazo a expensas del rendimiento futuro (...).

## **II. Creación de un Ministerio de Energía moderno.**

El fortalecimiento de la institucionalidad y la gobernabilidad del sector pasa por:

1. Separar los cargos de Presidente de PDVSA del de Ministro de Petróleo, rescatando el rol del actual Ministerio de Petróleo y Minería (que su nombre debe volver a ser Ministerio de Energía) como rector de la política energética y petrolera del país y responsable de garantizar la seguridad energética del país.

2. Crear un Ministerio de Energía moderno que tenga como misión principal preparar las políticas energéticas, por la que debe regirse el sector, así como promover los

estudios e investigaciones relacionados con el mismo. Las políticas que proponga el ministerio, por su iniciativa o por iniciativas de la Comisión Nacional de Energía (que también debe refundarse), al Poder Legislativo, deberán convertirse en Leyes y Reglamentos. Adicionalmente, estarán adscritas al despacho de Energía las Oficinas, Agencias y Comisiones, para comunicarse con los ciudadanos y garantizar sus derechos, en especial la libertad de empresa, el respeto a las entidades privadas y la transparencia en la información. La esencial característica de estos organismos, aun cuando están adscritos al ministerio, es su independencia funcional y operativa del Ejecutivo, es decir del gobierno de turno.

3. Este Ministro de Energía representará al país en los foros y asociaciones internacionales en materia de energía; impulsará y apoyará la investigación aplicada y el desarrollo en materia de energías renovables y no renovables, así como promoverá con las universidades e instituciones privadas estudios en las áreas de petróleo, geología, cuencas hidráulicas, energías renovables, combustibles, y otros usos. También será el responsable de las publicaciones oficiales contentivas de la información histórica nacional e internacional sobre energía y su relación con la economía venezolana (el actual Petróleo y Otros Datos Estadísticos-PODE, que tiene 50 años publicándose).

### **III. Constituir una verdadera COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA.**

Esta debe ser autárquica e independiente del gobierno de turno, como ente responsable de la elaboración de propuestas de políticas públicas para el Sector Energético (Ministerio de Energía y Asamblea Nacional) y de velar por el cumplimiento de las mismas. Estará constituido por nueve comisionados, designados por la 2/3 partes de la Asamblea Nacional, de un conjunto calificado de venezolanos postulados por entes y asociaciones vinculados con sus actividades, tales como: Academias, universida-

des, empresarios (de las empresas petroleras, empresas de Bienes y Servicios, y Banca, entre otros), trabajadores, asociaciones profesionales, etc. Los comisionados durarán siete años en sus funciones, pudiendo ser reelectos. El proceso de designación deberá asegurar la continuidad dentro de la Comisión.

#### **IV. Crear un ENTE NACIONAL REGULADOR DE LOS HIDROCARBUROS.**

Responsable de la administración, implantación y vigilancia del cumplimiento de las políticas públicas correspondientes y regule las actividades de búsqueda, captación, aprovechamiento, conversión, transporte, distribución y comercialización tanto en el mercado nacional, como en el internacional de todos los tipos de hidrocarburos empleados en el país.

El *Ente Nacional para los Hidrocarburos* (ENAHID), Ente Regulador, propuesto debe crearse en la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, con la siguiente estructura legal:

Exposición de motivos:

Con el objeto de dar cumplimiento a las políticas públicas definidas para el sector, como son:

- 1) Promover el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en todas sus fases;
- 2) Aumentar la explotación y usos del gas natural y sus componentes;
- 3) Promover la libre competencia;
- 4) Atraer el mayor número de inversiones nacionales e internacionales en todas las actividades;
- 5) Las regalías producto de la explotación de los hidrocarburos irán directamente a los ciudadanos y a proyectos específicos de infraestructura;

6) Promover el mercado de capitales permitiendo la canalización del ahorro nacional hacia los distintos aspectos de la actividad petrolera;

7) Coadyuvar en la definición del rol de los diferentes entes públicos y privados que participan en el sector; y

8) Maximizar la inserción nacional en acuerdos energéticos hemisféricos. Igualmente, para avanzar en el desarrollo de la industria de los hidrocarburos como un todo se hace necesario definir el rol del Ejecutivo Nacional, representado por el Ministerio de Energía, en materia de hidrocarburos.

Es necesario cambiarle el carácter controlador, fiscalizador y regulador que históricamente ha tenido. Estas actividades deben ser realizadas por un Ente Regulador para los Hidrocarburos que crea esta Ley, permitiendo así que el Ministerio de Energía se concentre en su razón de ser que no debe ser otra que la de elaborar las políticas públicas, que deben transformarse en leyes, que rijan el sector, contando con los mejores recursos humanos en la materia.

### **Articulado**

**Artículo** - Se crea el Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) para garantizar la aplicación de las políticas públicas que se establezcan para el sector y regular todas las actividades de exploración, explotación, procesamiento, refinación, mejoramiento, transporte, distribución y el comercio interno y exterior de los hidrocarburos, sus componentes y derivados principales.

**Artículo** - El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID), ejercerá la competencia nacional en materia de los hidrocarburos a los cuales se refiere esta Ley y en consecuencia, podrá planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos.

**Artículo** - El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID), dictará medidas que propicien la formación y la participación de capital nacional en las actividades señaladas en esta Ley, así como aquellas necesarias para que los bienes y servicios de origen nacional concurren en condiciones de transparencia y no desventajosas en el desarrollo de proyectos relacionados con las indicadas actividades.

**Artículo** - El Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) tendrá las siguientes atribuciones:

1. Implementar las políticas públicas emanadas del Ministerio de Energía en materia de hidrocarburos.

2. Promover los estudios para la delimitación de las áreas y bloques con el propósito de otorgar las licencias que sean necesarias para la exploración y el desarrollo de los recursos de hidrocarburos

3. Delimitar las áreas geográficas en las cuales se realizarán las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

4. Facilitar el desarrollo y desenvolvimiento del mercado interno y del comercio exterior de las materias sujetas a regulación.

5. Desarrollar el concepto de la taquilla única para atender todas las solicitudes, permisos y otros asuntos.

6. Regular la ejecución de los estudios geológicos y geofísicos para la exploración por recursos de petróleo y gas en todo el territorio nacional.

7. Preparar las bases y organizar las rondas para el otorgamiento de licencias para exploración y explotación de los recursos de petróleo y gas.

8. Elaborar los reglamentos, resoluciones y circulares que sean necesarias para el desarrollo de las actividades señaladas en esta Ley.

9. Otorgar las licencias y los permisos para realizar todas las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, importación y exportación, bajo los términos establecidos en esta Ley y sus reglamentos.

10. Establecer las metodologías para el establecimiento de los precios de los hidrocarburos que se distribuyan en el mercado interno.

11. Establecer las metodologías para el establecimiento de las tarifas de almacenamiento, transporte y distribución de los hidrocarburos.

12. Inspeccionar y fiscalizar las actividades relacionadas con esta Ley e imponer las penalidades administrativas y monetarias que prevean los reglamentos.

13. Dirimir las situaciones de servidumbres y expropiaciones relacionadas con las actividades de esta Ley.

14. Estimular la investigación y la adopción de nuevas tecnologías para la exploración, explotación, refinación, procesamiento, almacenamiento y transporte de los hidrocarburos.

15. Organizar y mantener la información técnica y bancos de datos relacionados con la industria de los hidrocarburos.

16. Consolidar mensual y anualmente la información que proveen las compañías y entes gubernamentales en materia de reservas, producción, manufactura y utilización de los hidrocarburos, teniendo la responsabilidad de hacerlos públicos, con la frecuencia del caso, por los medios más convenientes en cada caso.

17. Cooperar con otros entes regulatorios en el sector energético en asuntos de interés común.

**Artículo** - El Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) es un ente desconcentrado, con patrimonio propio e independiente del Fisco Nacional; gozará de autonomía funcional, administrativa y financiera en el

ejercicio de sus atribuciones y estará adscrito al Ministerio de Energía.

**Artículo** - La sede del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) será la ciudad de Caracas y podrá establecer dependencias en otras ciudades del país, en coordinación con los respectivos Concejos Municipales para el caso de la actividad de transporte y distribución de los hidrocarburos.

**Artículo** - Su directorio estará formado por expertos en las materias a regular. Su organización, descripciones de puestos, forma de selección y atribuciones serán definidas en el reglamento que deberá publicarse a los 90 días de promulgada la presente Ley.

**Artículo** - El Ente Nacional del Gas (ENAGAS) pasa al ENAHID en un periodo de 90 días posteriores a la promulgación de la presente Ley.

**Artículo** - Todas las oficinas regionales del Ministerio de Energía y Minas que atienden las actividades relacionadas con esta Ley pasan al ENAHID en un periodo de 90 días.

**Artículo** - Los ingresos del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) serán los siguientes:

1. El aporte inicial que realice el Ejecutivo Nacional;
2. Las contribuciones especiales anuales de los productores de petróleo y gas, refinadores, procesadores transportistas, distribuidores y comercializadores, las cuales no podrán exceder el xxxxxxxx por ciento (x,x%) de los montos de sus ventas en el mercado interno y en el internacional. Dichas contribuciones deberán ser pagadas por las empresas mensualmente al Ente, según normativa que se elaborará. De no ser canceladas en el plazo estipulado se aplicarán intereses de mora de acuerdo con la tasa-activa del mercado;
3. Las donaciones, aportes, y cualesquiera otros bienes o derechos que reciba de personas naturales o jurídicas;

4. Los ingresos provenientes de las sanciones aplicadas;

5. Cualquier otro aporte que reciba de conformidad con la legislación vigente.

**Artículo** - Los directivos y empleados del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) no serán considerados funcionarios o empleados públicos.

**Artículo** - El personal del Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID), con excepción de los miembros de la Junta Directiva, será designado por su Presidente, previa aprobación de los miembros la Junta Directiva, seleccionado mediante procesos de convocatoria y concurso públicos y con base en principios de capacidad y méritos, y tendrá regímenes especiales de contratación, administración de personal, salarios y prestaciones que garanticen la idoneidad para el cumplimiento de sus funciones. El Ente Nacional para los Hidrocarburos (ENAHID) elaborará y someterá a la aprobación del Presidente de la República, por órgano del Ministerio de Energía y Minas y previa opinión técnica de la Oficina Central de Personal, su estatuto de personal.

## **10.2. Leyes del Servicio Eléctrico 1999 y 2010**

*Ing. Víctor J. Poleo Uzcátegui<sup>1</sup>*

### **Introducción**

Nos ocupa abreviar aquí una suerte de crónica razonada de las circunstancias políticas (propiedad del sistema), económicas (precios de las energías, tarifas e inversiones) y corporativo-institucionales (Arquitectura del Sector) que ambientaron la formulación de las leyes eléctricas de 1999 y 2010. Toda ley eléctrica es de naturaleza política y su razón de ser es el usuario eléctrico. Post hechos del 2002, la ley eléctrica del 99 fue adversada alegándose “neoliberal” y declarada en *vacatio legis*, en consecuencia sus bondades no pudieron ser refutadas o probadas.

En oposición, la ley eléctrica del 2010 emerge progresivamente de una década de políticas “socialistas” y sus bondades devinieron en crisis eléctrica. Dicho de otra forma: los intereses (ideológicos) de gobiernos y (mercantiles) de las empresas eléctricas mal pueden ser privilegiados ante el bienestar del usuario. Legislar la conducción del servicio eléctrico es tanto como cuidar la buena salud de la Economía y de la Sociedad. Legislar la electricidad, sin embargo, reclama un buen conocimiento del Sistema Eléctrico, tal vez el más complejo entre los sistemas e industrias de servicios. Si la piedra angular de la ley del 99 fue la asignación óptima de energías primarias, la ley del 2010 consagró la anti-planificación. No por azar los ministros con mayores competencias en ambas leyes son un mismo tándem: Alí Rodríguez Araque, en Energía (1999-2000) y Electricidad (2010), y Jorge Giordani en Planificación (desde 1999 a la fecha).

## 1 Decreto-Ley del Servicio Eléctrico 1999<sup>2</sup>

En Septiembre 1999 –y ya transcurrido poco más de un siglo de industria eléctrica en Venezuela- los venezolanos todos, usuarios eléctricos que somos, tuvimos nuestra primera ley eléctrica.

### 1.1. Cambio de propiedad

Durante los tres últimos lustros del siglo XX nos ocurría un proceso de privatización de las empresas eléctricas estatales (salvo EDELCA), un proceso anclado en el Fondo de Inversiones de Venezuela, detentador mayoritario de su propiedad. Ya en Octubre 1998 tuvo lugar la privatización del Sistema Eléctrico de Nueva Esparta y en el primer semestre de 1999 habría de consumarse la privatización de SEMDA (Sistema Eléctrico Monagas-Delta Amacuro, ex CADAPE), ENELVEN (Zulia) y ENELBAR (Lara), seguidas luego de la privatización de las restantes cuatro (4) filiales regionalizadas de CADAPE.

El 28 de Diciembre de 1998 le indicamos al Directorio del FIV la conveniencia de detener el programa de privatizaciones a realizarse en el año 1999. Argüíamos entonces que, en aras de un deseable cambio de propiedad de las estatales termoeléctricas, era necesario remover primero ineficiencias corporativas e instituir una inequívoca disciplina en la formación de precios de las energías primarias y de las tarifas eléctricas. Ineficiencias corporativas eran entonces, entre las más preocupantes, las *pérdidas no técnicas* en CADAPE (ca. 30% de la generación bruta nacional), crecientes fallas en Generación-Transmisión (ca. 50 fallas mayores de 100 MW en 1998), el magro desempeño en termoeléctricas como Planta Centro (50% de histórica disponibilidad en sus 5 turbinas de 400 MW cada una) y un accidentado proyecto Uribante-Caparo. En buena medida, las ineficiencias de CADAPE, la estatal con mayor presencia nacional, anidaban en su *verticalizada* estructura corporativa, una barrera al control de sus costos y un nicho para nego-

ciados ilícitos. Sin ley eléctrica, en definitiva, mal podríamos desanudar los nudos del Sector y, menos aún, dibujar un creíble mapa de ruta para los capitales privados, nacionales o no, que potencialmente participarían en el cambio de propiedad de las empresas termo-eléctricas estatales. Tal aserto, por demás, es simétrico con genuinos capitales de inversión. Si de propiedad estatal se trata, el Estado se reserva el dominio de los recursos y desarrollos hidroeléctricos del Caroní-Paragua, Caura y Andes, amén de los combustibles termoeléctricos y de la Empresa Nacional de Transmisión (ver 1.3). El universo restante de máquinas termoeléctricas es privatizable. En un mejor futuro y vía concesiones, la distribución cambiaría su propiedad a manos de trabajadores y usuarios eléctricos. Tal fue el mapa de ruta de la ley eléctrica del 99 en materia de propiedad de los activos eléctricos.

### **1.2. Precios de las energías primarias, tarifas eléctricas e inversiones**

En contravía al paradigma de unicidad de la energía (*la energía es una sola, sus formas físicas son diferentes*), la conceptualización histórica de precios de la hidroelectricidad en el Bajo Caroní descansaba en elusivas categorías como *primaria* y *secundaria* –energías *firme* y *de sustitución*–, dando lugar así a indeseables transferencias de rentas desde el Bajo Caroní a la Electricidad de Caracas y CADAFE, sus re-vendedores. Tan intolerable desequilibrio financiero se había fraguada al calor de la Oficina para la Planificación y Operación del Sistema Interconectado (OPSIS, Diciembre de 1988), un acuerdo cooperativo entre las empresas EDELCA, CADAFE, EDC y ENELVEN. Tal vez por descuido, que no por desconocimiento, OPSIS tuvo en sus manos la solución a este desequilibrio económico y ella es la llamada *solución dual*, implícita en el arbitraje físico del despacho económico de cargas, i.e.: la asignación óptima de la mezcla hidro-termo en un horizonte a 5-10 años. La Teoría de Optimización establece, de facto, *competencia perfecta* entre generadores y su arbitraje virtual es

tarea de un modelo matemático de despacho óptimo de cargas (PLHITER)<sup>3</sup>, modelo que es a su vez herramienta para la planificación a mediano y largo plazo. Uno y sólo un sistema de precios en equilibrio existe en función del precio de la hidroelectricidad FOB Bajo Caroní (de conducta estocástica en el tiempo), *marcador* de los precios de los combustibles termoeléctricos en los nodos espaciales del Sistema Interconectado Nacional y, por ende, de los precios de generación termoeléctrica. En buena teoría, los generadores ineficientes saldrían del sistema. La ley eléctrica de 1999, en esencia, instituyó un Modelo Económico para la formación de precios del kWh en los nodos de la red troncal, indexando al precio hidro-Caroni (energía dominante) un sistema en equilibrio. Así entonces, la planificación en el tiempo habría de estar en correspondencia con una inevitable expansión termo-eléctrica ya avizorada para los inicios del siglo XXI. En el mediano plazo, en efecto, los cuatro desarrollos hidroeléctricos en el Bajo Caroní (Macagua, Guri, Caruachi y Tocoma: 17.000 MW) cederían su dominante posición de un 70% de la oferta eléctrica nacional a un emergente centro de gravedad nutrido de combustibles producidos por la industria petrolera (diesel y residuales, gas y orimulsión). Por extensión, se establecería así un único e inequívoco precio de re-venta de la hidroelectricidad del Bajo Caroní a sus compradores en la geografía nacional. Este modelo matemático, suerte de kit de optimización, fungiría como virtual “mercado mayorista”, un término que equívocamente se asoció a “competencia salvaje” (*open cry*) y, por ende, a neoliberalismo. Válido concluir, en consecuencia, que nuestra primera ley del Servicio Eléctrico sería piedra angular para fundamentar una arquitectura institucional del Sector que privilegiase la minimización de metros cúbicos de agua aliviados en el Bajo Caroní y la quema innecesaria de combustibles termoeléctricos.

A su vez, el atávico tratamiento numérico por el Ministerio de Energía de las tarifas eléctricas más asemeja-

ba una colcha de retazos de “factores de ajustes” (FAVIs, FACEs y CACEs) que a un lógico modelo para la justipreciación de los costos operativos y de las inversiones a futuro. La entente entre el MEM y las empresas eléctricas era la de una recurrente capoeira. Bien conocido es que en economías no saturadas eléctricamente, las inversiones se duplican cada 15-20 años. Pliego tarifario 1998 y pliego tarifario 2000-2002. Congelación de tarifas hasta hoy.

### **1.3. Arquitectura del Sistema Eléctrico Nacional**

No existiendo dos sistemas eléctricos iguales, hay mil y una formas de (re)organizar un sector eléctrico y, en consecuencia, es un problema singularizado para Venezuela la identificación de la mejor arquitectura institucional y corporativa de su Sector Eléctrico, es decir: identificar aquella que mejor sirve al usuario eléctrico. Así las cosas, la ley ordenó la *desverticalización* (separación mercantil) de las actividades de Generación-Transmisión-Distribución para así, con base en ello, instituir primero una Empresa Nacional de Transmisión (ENT), fusión corporativa de las líneas troncales en muy alta tensión de EDELCA, CADAFE y ENELVEN. La ENT, un viejo desiderátum del Sector y neonata en 2001, desvertebraría una CADAFE tan ya irrecuperable como que también satisfizo en los 80s su mandato de electrificar el país (un 95% de poblaciones mayores de 5.000 habitantes).

Casa Matriz; fue una propuesta para que, desmantelando Cadafe, instituir una nueva arquitectura del sector. En sus artículos 6, 10, 108 y 119, veta las casas matrices CORPOELEC.

## **2. Política eléctrica durante 2000-2010**

Conjunto de leyes post 2003: ambientan la ley 2010, en si misma vacía de política eléctrica.

**2.1** Desnacionalización de la EDC En Abril 2000 -a apenas 4 meses de la promulgación de la ley eléctrica-presenciamos y rechazamos la primera gran agresión al

Sector Eléctrico por el Ejecutivo revolucionario: la desnacionalización de la Electricidad de Caracas (EDC), el más antiguo (1895) y emblemático de los capitales nacionales. Con la explícita anuencia presidencial y del entonces ministro del MEM (Alí Rodríguez), la EDC fue tomada en Oferta Pública de Acciones<sup>4</sup> hostil por la *AES Corporation*, empresa norteamericana sin tradición en la industria eléctrica y cuyos capitales de inversión se vinculaban entonces al Departamento de Estado. Es nuestra conjetura, salvo prueba en contrario, que en el imaginario de la revolución se ensayó la desnacionalización de la EDC como un golpe temprano a la *oligarquía* (inocuo propósito: 75% de las acciones de EDC estaban en manos de capitales varios, usuarios y sus trabajadores). Si la compra de la EDC por *AES Corporation* violentaba la Constitución y la Ley Eléctrica de 1999 y por ello fue impugnada su venta ante el TSJ y admitida la demanda en 2006, más grave todavía es que en 2007 la Nación re-comprara de la AES bienes en litigio. Este mismo Gobierno que permitiera la desnacionalización de la EDC en Mayo 2000, invocó en 2007 razones de Estado (sic) para gobernarla (que no estatizarla) pero pretende desconocer que, por idénticas razones, la Sala Constitucional del TSJ considera todavía hoy en litigio sus activos empresariales, cfr.: Expediente TSJ No. 1939. Desde Mayo 2000, en efecto, *AES Corporation* ha sido asumida como propietaria de la empresa C.A. Electricidad de Caracas a raíz del írrito intercambio de acciones fraguado mediante su hostil Oferta Pública de Adquisición (OPA) durante los primeros meses del 2000. En aquel entonces, doce años hace, el actual Gobierno transgredió la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela en su Artículo 150 permitiendo, sin la aprobación de la Asamblea Nacional, la cesión de un 82% de las acciones de la EDC, una empresa de interés público, a una sociedad extranjera no domiciliada en Venezuela.

## 2.2 Tuercas y tornillos para el Estado

La subinversión acumulada por más de ocho años, más \$5 mil millones pre 1999, responde a la dificultad

del Estado para aportar capital y a rezagos tarifarios que limitan la captación de recursos

### 3. Ley Orgánica del Sistema y del Servicio Eléctrico 2010<sup>5</sup>

Inventario de declaraciones generalistas, vacío de contenido en política eléctrica, política contenida en leyes que le preceden.

Galimatías conceptuales, v.g.

- o *La presente Ley es aplicable en todo el Territorio Nacional: ¿y cuál no lo es?*
- o **Contrato de Servicio:** Es el documento que formaliza el suministro de energía eléctrica, en el cual se establecen las condiciones y términos que regirán la relación entre el usuario y el operador y prestador del servicio. *CAMM: debe ser contrato de adhesión, porque no es un consentimiento de voluntades sino una aceptación de condiciones dadas por el suplidor del servicio.*
- o **Obtener, por parte del operador y prestador del servicio, la compensación adecuada por fallas en la calidad del servicio eléctrico y el resarcimiento de los daños causados por fallas en el suministro de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establezcan las normas aplicables en esta materia; CAMM: esto debe ejecutarse a través de un procedimiento administrativo de primer grado.**
- o **El operador y prestador del servicio eléctrico es el encargado de la instalación y operación de las plantas de generación en sistemas independientes, dándose prioridad al empleo de fuentes alternativas de energía y de bajo impacto al ambiente, de conformidad con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional y demás normas vigentes. CAMM: las fuentes alternativas de energía tienen costos en el mercado muy elevados. No puede darse prioridad a una idea o concepto sin prever su inclusión**

*presupuestaria. Estos son contrataciones administrativas comerciales de interés colectivo o público, lleva consigo una serie de formalidades constitucionales y legales de alto impacto.*

### **Disposiciones Generales**

64. Principios del Régimen Económico. La retribución de las actividades del sistema eléctrico nacional para la prestación del servicio está orientada por el principio de uso racional y eficiente de la energía eléctrica, así como por los criterios de sustentabilidad económica y financiera, equidad, estabilidad, simplicidad de cálculo, transparencia, y en particular debe:

#### Tipos de sanciones

101. Las sanciones que pueden imponerse a las infracciones, incumplimientos y delitos tipificados en esta Ley, son:

1. Multa;
2. Revocatoria de la habilitación administrativa;
3. Prisión.

*CAMM: ya es costumbre hacer de todas las leyes un instrumento punitivo que tipifica delitos compartiendo esta función con el Código Penal y estableciendo penas.*

#### Circunstancias agravantes

102. Se considerarán circunstancias agravantes de las infracciones, incumplimientos y delitos previstos en el presente Título, las siguientes:

El daño para la vida y salud de las personas;

1. El daño material causado a los bienes;
2. El daño causado al medio ambiente;
3. El daño causado a otros servicios públicos;
4. La cantidad y tipo de usuarios perjudicados por la falla del servicio eléctrico;

5. La cantidad de energía eléctrica dejada de suministrar;
6. El tiempo de afectación del servicio eléctrico;
7. El lucro obtenido indebidamente;
8. La reincidencia en la misma infracción sancionada, en el lapso de un (1) año;
9. Que el infractor destine la energía eléctrica para uso comercial o industrial.

*CAMM: el daño de acuerdo a la doctrina jurídica nacional e internacional es incalculable porque involucra mucho más que lo material. El daño en sentido último no tiene indemnización equivalente porque no recupera lo perdido ni sustituye el valor de la pérdida. Esto no debería estar como agravantes, salvo que se considere la opinión de un experto con respecto al tema relacionado con el daño o el perjuicio. La muerte de una persona por una explosión de electricidad pública cómo se calcula??? o una lesión...o cuando es muerte se considera el daño mayor??? Y cuando es una lesión el daño es menor??? Y como sería la indemnización??? Cómo sería la pena???*

*Política eléctrica fue ejecutada a partir de leyes que le anteceden: ver cuerpo C de leyes en Cronología.*

*“Ley de 2010 es la negación de la Ley de 1999 (nótese que, al igual que hoy, Alí Rodríguez era entonces el Ministro de Energía y Minas -en cuyo despacho se fijaban las políticas del sistema eléctrico- y hoy es el Ministro de Energía Eléctrica)”. En su opinión “Corpoelec emerge como una Cadafe de Cadafes, inviable casa matriz que contraviene razonamientos jurídicos, institucionales, económicos y políticos”.*

### **3.1 Propiedad**

Artículo 8 – Reserva y Dominio del Estado: ¿seguridad de estado?

Empresas mixtas – chinos, rusos.

### **3.2 Precios de las energías primarias, tarifas eléctricas e inversiones**

Artículo 9 - Modelo de Gestión Socialista

“La eficiencia de lo ejecutado *versus* lo asignado puede apenas ubicarse entre 25% en transmisión y 50% en generación”, expresa Poleo. “No hubo entonces desinversión en el sentido estricto del término, es decir, carencias de dineros entregados al sector eléctrico. En defecto, hubo “apropiación de dineros por la clase política, militarizada y civil, que dice conducir el sector eléctrico”, agrega.

- o Planificación: atada al Plan Socialista, ¿cuál?
- o Penalizaciones – prisión
- o Militarización

### **3.3 Arquitectura del Sistema Eléctrico Nacional**

- o Casa Matriz, ya vetada en la ley del 99 y en anteriores propuestas.
- o Despacho (CNG): inútil
- o Regulación: inexistente-

## **CONCLUSIONES**

Ley eléctrica es política eléctrica. De allí entonces que crisis eléctrica es crisis política.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Coing, H. (2007). *Historia de la regulación eléctrica*. Universidad de los Andes <http://www.serbi.ula.ve/serbiula/librose/pva/Libros%20de%20PVA%20para%20libro%20digital/Historia%20de%20la%20regulacion%20electronica.pdf>. [libro en línea].

González Urdaneta, G., M. Lara Guarenas y V. Poleo Uzcátegui (Octubre 2011) *Reliability and Continuity of Supply of the Venezuelan Electrical System*. IEEE 11<sup>th</sup> International Conference, Lisboa. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6128820&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fexpl%2Fabsall.jsp%3Farnumber%3D6128820> .

González Urdaneta, G y A. Delima. (sf). *Valor Agua*. Documento no publicado, Caracas, Grid IV Consultores e IDESE C.A.

Jiménez Guanipa, H. (2006). *Derecho de la Energía*. Caracas, Editorial Jurídica Venezolana.

Lara, Miguel, Gustavo González, Jorge Pirela, Iñaki Rousse y Víctor Poleo. (2010). *Crisis eléctrica- tragedia que une a los venezolanos*. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.soberania.org/Archivos/Crisis\\_electrica\\_version\\_1\\_abril\\_2010.pdf](http://www.soberania.org/Archivos/Crisis_electrica_version_1_abril_2010.pdf).

Poleo Uzcátegui V. J. (2011). *Crisis eléctrica, Dineros eléctricos y Ley Eléctrica*. [artículo en línea]. [http://www.soberania.org/Articulos/articulo\\_6409.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_6409.htm).

Poleo Uzcátegui V. J. (2012). *¿Era posible conjurar la actual crisis eléctrica?*. [artículo en línea]. [http://www.soberania.org/Articulos/articulo\\_7690.htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_7690.htm).

Poleo Uzcátegui V. J. (2012). *CORPOELEC, institucionalidad fallida e inviable* [Artículo en línea] Disponible en:[http://www.soberania.org/Articulos/articulo7213 .htm](http://www.soberania.org/Articulos/articulo7213.htm)

## **ANEXO I. CRONOLOGÍA no exhaustiva DEL ORDENAMIENTO JURÍDICO**

### **A Referentes históricos**

- 1928 Ley de Servidumbres de conductores eléctricos .....GO 19.382 4 Octubre 1937.
- 1989 6 Octubre Normas para la determinación de tarifas del servicio eléctrico .....GO 34.321.

- 1992 21 Julio Comisión Reguladora de Energía Eléctrica .....GO 35.010.
- 1992 21 Julio Fundación para el desarrollo del servicio eléctrico .....GO 35.010.
- 1996 13 Noviembre Normas para la regulación del servicio eléctrico .....GO 36.085.

### **B Primera Ley Eléctrica y extensiones**

- 1999 26 Abril Ley Habilitante .....GO 36.687
- 1999 21 Septiembre Decreto-Ley del Servicio Eléctrico .....GO 36.791.
- 2000 19 Diciembre Reglamento General .....GOE 5.510.
- 2001 1 Noviembre Ley de armonización y coordinación de los poderes públicos nacional y municipal para la prestación de los servicios de distribución de gas con fines domésticos y de electricidad .....GO 37.319.
- 2001 31 Diciembre Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico .....GOE 5.568.
- 2003 Noviembre Reglamento del Servicio Eléctrico .....GO 37.825.
- 2003 Noviembre Normas de calidad del servicio de distribución eléctrica .....GO 37.825.

### **C Leyes post hechos de Abril y Diciembre 2002**

- 2007 Julio Ley orgánica de reorganización del Sector Eléctrico .....GO 38.736.
- 2007 ¿ Estatización de las empresas eléctricas
- 2009 Octubre Creación del Ministerio para la Energía Eléctrica .....GO 39.294.
- 2010 Febrero Estado de emergencia en el Sector Eléctrico .....GO 39.399.
- 2010 23 Agosto Ley orgánica de reorganización del sector eléctrico .....GO 39.493.

- 2010 13 Diciembre Documento de Constitución-Estatutaria de CORPOELEC S.A. ....GO 39.573.
- 2010 14 Diciembre Ley Orgánica del sistema y servicio eléctrico .....GO 39.573
- 2012 Mayo Normas técnicas para la operación del sistema eléctrico nacional. ....GO 39.919.
- 2013 6 Agosto Reglamento especial de zonas de seguridad del sistema eléctrico GO 40.220.

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> Director General de Electricidad del entonces Ministerio de Energía y Minas, Enero 1999-Junio 2001. Ingeniero Mecánico (UCV, 1969). MSc en Economía (London School of Economics, 1974). Investigación doctoral en formación de precios en los mercados mundiales del petróleo (Queen Mary College, London University, 1979-1984). Profesor de escalafón en el postgrado de Economía Petrolera, Facultad de Economía UCV.

<sup>2</sup> Gaceta Oficial No. 36.791 de fecha 21 de Septiembre 1999. Este decreto-ley se inscribe en el primer mandato habilitante de la administración que inició en Febrero de 1999 y ella fué precedida por ca. 12 ante-proyectos de leyes desde 1951 hasta 1998.

<sup>3</sup> Planificación Hidro-Termo: una familia de modelos matemáticos en Programación Dinámica-Lineal hecho a la medida de la conducta estocástica del río Caroní con base en sus caudales registrados desde 1951.

<sup>4</sup> Oferta Pública de Acciones.

<sup>5</sup> Gaceta oficial No. 39.573 del 14 de Diciembre 2010.

## **11. POLÍTICA PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO**

### **11.1 Política Energética Integral**

*Ing. César Quintini Rosales*

#### **Consideraciones preliminares**

Hace ya cuatro décadas Aníbal Martínez<sup>1</sup> en el capítulo de cierre de su libro sobre el tema que ahora nos ocupa, escribió:

*“Una política energética nacional no puede formularse sino coordinada y amoldada a la política económica directriz integral, aún no diseñada, que impulse la nación hacia un futuro franco de bienestar general y desarrollo sostenido.”*

Desde entonces mucho más se ha dicho y escrito sobre tan importante cuestión y aún no hemos concretado el destino a seguir. En 1930, luego de transcurrido un siglo como nación independiente, el régimen del General Juan Vicente Gómez saldó la deuda que agobiaba la República desde los días de la lucha por nuestra independencia, que había sido incrementada por la deuda generada por los ferrocarriles que se construyeron a finales del Siglo XIX y que pudo pagarse, gracias a los ingresos derivados del inicio de Venezuela como país exportador de petróleo.

Desde entonces, lejos de tener una política económica que impulsara a la nación “*hacia un futuro franco de bienestar general y desarrollo sostenido*”, hemos vivido décadas de prosperidad e incertidumbre, sobre las cuales no hemos tenido control alguno, por la absoluta depen-

dencia en los caprichos de la demanda mundial del petróleo en la que nos hemos desempeñado.

En alguna forma, a medida que han ido creciendo nuestros requerimientos financieros, logramos que los ingresos derivados de la explotación de los hidrocarburos, alcanzara para atender una creciente población y brindarle mejores servicios, mayores oportunidades de educación, un importante incremento en la esperanza de vida y una infraestructura de vialidad, suministro eléctrico y telecomunicaciones, que en un momento nos colocó en los primeros lugares entre las naciones latinoamericanas.

Desde época temprana, fueron muchos los venezolanos que tomaron conciencia de que los recursos financieros que generaba el petróleo, aunque abundantes, no eran producto del esfuerzo creativo de los venezolanos, sino consecuencia del agotamiento progresivo de activos finitos.

Fue Alberto Adriani uno de los más destacados con sus voces de alerta, complementado con el mensaje inolvidable de Arturo Uslar Pietri en su editorial del 14 de julio de 1936, publicado en primera página en el diario AHORA bajo el título de “**Sembrar el petróleo**”. Es oportuno citar ahora, para las generaciones más recientes, el primer párrafo de aquel editorial:

*“Cuando se considera con algún detenimiento el panorama económico y financiero de Venezuela se hace angustiosa la noción de la gran parte de economía destructiva que hay en la producción de nuestra riqueza, es decir, de aquella que consume sin preocuparse de mantener ni de reconstituir las cantidades existentes de materia y energía. En otras palabras la economía destructiva es aquella que sacrifica el futuro al presente, la que llevando las cosas a los términos del fabulista se asemeja a la cigarra y no a la hormiga.”*

Cabe recordar que para entonces, la producción petrolera era del orden de medio millón de barriles diarios y teníamos unos tres habitantes por kilómetro cuadrado.

Desde entonces han corrido mares de tinta, tratando de interpretar los comentarios y escritos de Alberto Adriani y el mensaje de Arturo Uslar Pietri en su memorable editorial.

Veinte años después de aquel editorial, en su discurso de incorporación a la Academia de Ciencias Políticas y Sociales (1955), Uslar habla de una Venezuela distinta:

Durante ese tiempo la industria petrolera de Venezuela se convierte en una de las más grandes del mundo. Poderosas empresas dirigen su desarrollo y crean grandes centros de trabajo y costosas y complicadas instalaciones. En apartados lugares se alzan torres de perforación, se tienden los tubos de los oleoductos, se tejen los hilos de las centrales eléctricas y surgen campamentos de calles asfaltadas y blancas casas.

Para aquel entonces, Venezuela se encontraba entre los primeros productores de petróleo en el mundo y llegó a ocupar el primer puesto como país exportador.

Uslar la veía así: Surgida la industria petrolera en esta forma súbita, sin que el país estuviera preparado para conocerla, aprovecharla y encauzarla, el problema del petróleo pareció reducirse por mucho tiempo para nosotros al de obtener para el fisco los mejores beneficios monetarios.

Y para ofrecer una idea de las dimensiones de la economía decía:

*“El contraste entre importación y exportación se hace mucho más dramático si nos vamos a las cifras relativas, que damos en seguida. En 1952, mientras cada habitante de Venezuela, en promedio, compró productos importados por un valor de 484 bolívares, sus ventas al extranjero, excluidos el petróleo y el hierro, no llegaron sino a 38 bolívares.”*

Entre 1914, cuando entró en producción el primer pozo comercial, “El Zumaque #1” y 1955 cuando Uslar pronunció su discurso de incorporación al que ahora se hace referencia, transcurrieron cuarenta y un años. Y entre 1955 y 2013, el lapso es de cincuenta y ocho años. Al final de aquel primer período (1955) el país estaba produciendo algo más de tres millones de barriles diarios y su población había alcanzado los seis millones de habitantes.

Había tres grandes operadoras petroleras la Creole (Esso/Exxon), la Shell y la Mene Grande (Gulf) con concesiones que debían expirar en 1983. En el Colegio de Ingenieros de Venezuela el número de ingenieros y arquitectos inscritos alcanzaba a dos mil.

No se habían otorgado nuevas concesiones, apenas si se mencionaban los crudos extrapesados o ‘bitúmenes’ de la Cuenca de Maturín, ni se había promulgado la Ley de Ejercicio Profesional de la Ingeniería, la Arquitectura y Profesiones Afines. El precio del petróleo no pasaba de tres dólares americanos por barril. El dólar se mantenía a Bs. 3,33 desde finales de la década de 1930. El país estaba bajo el régimen militar de Marcos Pérez Jiménez.

Para el fin del segundo período que nos trae a la fecha del presente escrito, la población está en el orden de los treinta millones, la producción de petróleo supera los dos millones de barriles, con variaciones según la fuente que la cite. El precio se ha mantenido por encima de los cien dólares, durante cuatro de los cinco años comprendidos entre 2008 y 2013, siendo este el lapso más largo de precios altos que se ha experimentado en la historia petrolera de Venezuela. Nunca antes había tenido Venezuela tantos ingresos, como los que ha experimentado en los recientes años.

No obstante la situación económica es desconcertante y su efecto se siente cada vez más en todos los estratos sociales del país, una evidente muestra de que aún no hemos aprendido a ‘sembrar el petróleo’.

### **Dos enfoques, múltiples visiones**

Los hidrocarburos –el petróleo, sus derivados y el gas natural– son el componente de mayor importancia dentro del marco energético venezolano, pero más que como el principal recurso energético, siempre han sido vistos como la fuente fundamental de divisas y más popularmente como “*la gallina de los huevos de oro*”. Decía el ministro Hugo Pérez La Salvia<sup>2</sup> en el Simposio La Energía en Perspectiva:

*“habría que ver al petróleo en dos aspectos: su participación dentro de la política energética nacional y como producto de exportación en competencia en el mercado internacional.”*

Evidentemente que hay dos puntos de vista, el primero el de cómo administrar un recurso agotable para que maximice los ingresos que genere y el otro, verlo como componente, también fundamental, de las reservas energéticas del país, el cual, junto con los recursos hidráulicos, los otros recursos renovables, el carbón y eventualmente la energía nuclear, son indispensables para garantizar el bienestar de nuestra sociedad y su capacidad de producción. En la ya lejana primera mitad del siglo XX, la magnitud de la energía que exportábamos en la forma de hidrocarburos era de grandes proporciones, cuando se le comparaba con el consumo interno de energía, pero el rápido crecimiento del país, la introducción de nuevos hábitos de consumo energético y la tendencia a estimular industrias en las que la energía es un insumo importante, han contribuido a que el consumo interno en las primeras décadas del nuevo milenio, alcance una magnitud del orden de la tercera parte de la energía captada<sup>3</sup> anualmente en el país.

Como se acaba de mencionar, la atención nacional se ha centrado durante ya más de un siglo en la propiedad, formas, reglas y legislación para regular la explotación y en especial, sobre la mejor forma de distribuir entre sus propietarios, los ingresos derivados de la venta en el

mercado internacional. Para ilustrar el contraste se puede señalar que la actividad del suministro eléctrico se ha realizado en Venezuela de manera creciente e ininterrumpida desde 1888 sin legislación alguna. Al centrar la atención en la monetización de los hidrocarburos –más concretamente del petróleo– se descuidó de manera casi total, el tema del uso racional de la energía para atender las necesidades del país. Se partió del postulado de que somos un país rico porque en Venezuela abunda la energía y que siendo la misma un pilar fundamental del desarrollo, debería suministrarse al mínimo precio.

Volviendo al enfoque relativo al aprovechamiento del recurso, se generaron a lo largo de los años una serie de puntos de vista que han ido desde el de aquellos que piensan que quienes poseen la tecnología, los recursos financieros y tienen acceso a los mercados mundiales, deben ser quienes manejen las empresas que encuentren los yacimientos, los desarrollen, los exploten, procesen sus productos y los lleven al mercado, quedando como tarea de las autoridades nacionales, velar por lograr los máximos ingresos derivados de la extracción del recurso energético agotable. Por otra parte hay quienes piensan que los fondos generados de la explotación del recurso energético agotable deben ir directamente a sus verdaderos dueños, los ciudadanos y no como ha venido ocurriendo hasta el presente, en que han sido los gobiernos quienes han captado y han dispuesto de dichos recursos. Otros han sostenido la opinión de que siendo los recursos naturales no renovables propiedad del Estado, corresponde al gobierno como ente gestor que es, quien debe realizar toda la labor integral del manejo de los entes que se ocupen de la búsqueda, desarrollo, explotación y venta del recurso extraído.

### **La indispensable racionalidad energética**

Ya se ha señalado que el consumo interno de energía constituye ya una parte importante de la matriz energética nacional, siendo el suministro eléctrico y el de los

combustibles para el transporte, la producción agropecuaria, la industria, el comercio, los servicios y las necesidades domésticas, los más importantes renglones de dicho consumo. Los combustibles, a excepción de la leña, son fundamentalmente hidrocarburos. El carbón mineral que se produce en Venezuela se destina totalmente a la exportación.

Inicialmente el Ministerio de Fomento tuvo competencia en materia de minería, hidrocarburos y electricidad. Para el manejo de los asuntos petroleros el ministerio creó en 1930 la Oficina Técnica de Hidrocarburos, conduciendo los asuntos petroleros hasta 1951 cuando se creó el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, el cual ha experimentado varios cambios de nombre: Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Energía y Petróleo, Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, siendo siempre los hidrocarburos su actividad medular.

También el Ministerio de Fomento mantuvo competencia sobre el suministro eléctrico, actividad que estuvo totalmente bajo la iniciativa privada hasta 1946 cuando fue creada la Corporación Venezolana de Fomento, la cual desde su Departamento de Electricidad impulsó el desarrollo eléctrico en todo el territorio nacional, actividad que culminó con la creación de CADAPE en 1958. Así mismo el Ministerio de Fomento crea en 1953 la Oficina de Estudios del Caroní, la cual fue posteriormente incorporada a la Corporación Venezolana de Guayana y finalmente se convirtió en la C.V.G. Electrificación del Caroní, EDELCA. Cuando luego se constituyó el F.I.V. (Fondo de Inversiones de Venezuela) éste heredó las funciones de la Corporación Venezolana de Fomento, entre las cuales estaba la condición de accionista único de CADAPE, a las que se sumó la posterior incorporación de ENELVEN (Maracaibo) y BARQUISIMETO. Por otra parte EDELCA continuó bajo la tutela de la Corporación Venezolana de Guayana. En ambos casos el tutelaje se concentró en los aspectos financieros, con escasa atención a los aspectos técnicos y operativos.

Se extinguió el F.I.V. para convertirse en Banco de Desarrollo Económico y Social (BANDES), las empresas eléctricas bajo el tutelaje del primero fueron transferidas al entonces llamado Ministerio de Energía y Minas, por fin energía era, además de hidrocarburos, electricidad. Sin embargo, en lo que a energías primarias se refiere, el manejo de las cuencas, exceptuando la del Caroní, el control siguió en manos del Ministerio del Ambiente.

No era nada indebido que diferentes organizaciones tuviesen el control de los distintos organismos, empresas y corporaciones que manejan los recursos energéticos de Venezuela, lo deplorable ha sido, no solamente que con frecuencia diferentes instituciones han optado por cursos de acción que a veces hasta han sido contradictorios, más serias todavía han sido las inconsistencias producto de los frecuentes cambios de quienes han sido responsables de las decisiones estratégicas relacionadas con el manejo de los recursos energéticos, lo que ha dado motivo a improvisaciones y a una gran discontinuidad en las decisiones.

Como consecuencia en la actualidad los incrementos de la demanda han obligado a la creciente utilización de combustibles con un alto valor de exportación, por no aprovecharse oportunamente recursos disponibles en la forma de gas natural y en sitios con potencial hidroeléctrico en todas las escalas, desde plantas de centenares o miles de megavatios, hasta pequeñas plantas que pudieran operarse a control remoto.

La solución no es precisamente, como se ha intentado, colocando bajo marcos corporativos únicos, por una parte las organizaciones dedicadas a la industria de los hidrocarburos y por la otra las dedicadas al suministro eléctrico. Dejando los vitales asuntos ambientales a otras instancias.

### **La indispensable solución**

No importa cuales sean las relaciones de dependencia administrativa de los entes responsables del manejo de

los recursos energéticos nacionales, es fundamental la existencia de una **Política Energética Integral**, que los conduzca hacia objetivos comunes que procuren óptimos resultados globales, capaces de neutralizar la multiplicidad de intereses puntuales que han prevalecido a lo largo de la era petrolera venezolana.

Ya se ha mencionado que esa **Política Energética Integral** debe enmarcarse dentro de una **Política Económica**, que además defina una Política Industrial y una Política Tecnológica que marquen el porvenir de la Nación.

Durante la centuria ya transcurrida, las instituciones tradicionales de gobierno, no han sido capaces de generar ese marco de orientación deseado, compartido, comprendido, respetado y permanente. Es necesario entonces un esfuerzo nacional sin precedentes para establecerlo y además para crear las instituciones que garanticen su continuidad, por encima de los transitorios vaivenes que se derivan de los eventos electorales, propios de una auténtica democracia y en especial, inmune a los impulsos personalistas de quienes por circunstancias imprevistas llegan a posiciones de poder para las que no están calificados.

Volviendo a la cuestión energética, una vez acordada la Política Energética habrá de disponerse de un cuerpo calificado que vigile su cumplimiento y esté en capacidad realizar progresivamente los ajustes necesarios para adaptarlos a los cambios que vayan ocurriendo a nivel nacional y a nivel mundial.

Dentro del marco legal venezolano, una vez existió una Comisión de Energía de carácter multitudinario, que bajo la conducción del Viceministro de Minas e Hidrocarburos de turno, debía convocar semestralmente a sus integrantes. Exiguos fueron sus resultados.

Diferentes naciones han creado instituciones con el propósito que nos ha ocupado. Ejemplos para estudio y análisis abundan, los que deben ser considerados, siempre tomando en cuenta que el cuadro energético de cada

país tiene sus propias características y evoluciona de diferente forma.

Sobre el tema ya se ha escrito mucho y una bibliografía que lo refleje de forma debida, sin incurrir en serias omisiones, sería tan extensa como esta misma nota. Reunir y estudiar lo que se ha dicho, es una de las grandes tareas a ser acometidas, punto de partida para la acción creativa.

**(NOTAS)**

<sup>1</sup> Geólogo, egresado de la UCV, de un extenso recorrido académico y profesional, autor de numerosos libros y centenares de artículos, ha sido Presidente de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat de enero 2007 a enero 2011.

<sup>2</sup> Pérez La Salvia, Hugo (1991, mayo). *Reflexiones sobre Política Energética y Petrolera*. Intervención en el Simposio La Energía en Perspectiva, Caracas. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.acading.org.ve/info/ingenieria/pubdocs/documentos/reflexionessobrepoliticaenergeticaypetrolera.pdf>

<sup>3</sup> Se introduce el término “energía captada” para agrupar bajo un mismo concepto, tanto la energía extraída de minas y yacimientos no renovables, como a la energía que se deriva de los recursos hidráulicos, eólicos y solares.

## ***11.2 Política Petrolera***

***Ing. Rubén Caro y Geólogo Carlos Raúl Canard***

Las políticas de los diferentes gobiernos que ha tenido nuestro país desde los inicios del siglo veinte hasta el presente, han servido para la calificación y cuantificación de nuestros recursos energéticos, pero sin lograr con su explotación y uso una seguridad energética permanente para el país. Estos recursos importantes se pueden clasificar en dos categorías: los hídricos y los hidrocarburos. Los recursos solar, eólico y los derivados de la leña han sido complementarios.

En esta presentación nos referiremos a las políticas energéticas para hidrocarburos, considerando que estas van fundamentalmente a la exportación y la generación de divisas para el desarrollo del país. Los hídricos se desarrollan para satisfacer los requerimientos del mercado Interno para la Industria Eléctrica; sin embargo, los complementan los hidrocarburos en la generación térmica.

**Etapas 1914-1958 (Siglo XX):** Con el inicio del siglo, el gobierno de J. V. Gómez otorgó concesiones a venezolanos (decreto de Simón Bolívar en 1829, Quito) que luego fueron transferidos a compañías extranjeras, una de las cuales logra descubrir con el pozo Zumaque N° 1 el campo gigante de Mene Grande, estado Zulia, el 15 de abril de 1914, con el cual se inicia la explotación comercial de los hidrocarburos, ratificada con el reventón del pozo Los Barrosos N° 2 con producción de 100.000 barriles diarios el 27 de julio de 1922. Para este momento ya se había promulgado la Primera Ley de Hidrocarburos de 1920, siendo Ministro de Fomento el Doctor Gumersindo Torres, quien, posteriormente, en 1930, crea el Servicio Técnico de Hidrocarburos, base de la primera política energética del país. Es el inicio de la Industria

Petrolera (hidrocarburos) y de un largo período concesionario de 62 años de duración.

Con esta política energética y luego con la Ley de Hidrocarburos de 1943, aprobada en el gobierno democrático de Isaías Medina Angarita, se consolida el período concesionario y nace una nueva política energética de Estado con las siguientes características: reversión de las concesiones al término de 40 años, la uniformidad de los términos de las concesiones con una regalía mínima de 16 2/3% y la muy importante condición de que las concesiones no confieren la propiedad de los yacimientos.

A partir de entonces, se incrementa el desarrollo de la naciente Industria Petrolera de los Hidrocarburos en tierra y costa afuera, se logra una participación fiscal del 50% y se inicia en pleno la refinación en el país en los años 1949 y 1950. No obstante la principal actividad es la exportación de los hidrocarburos con precios inferiores o iguales a USD 2,00 por barril, controlados por las empresas concesionarias.

En 1947, el Ministerio de Fomento en la introducción de su Memoria y Cuenta establece cinco principios de una política general (petrolera) determinante para el beneficio del país (el ministro es Juan Pablo Pérez Alfonso): 1. Mantener la ley de 1943; 2. No otorgar más concesiones; 3. Cuidar de la conservación de los yacimientos y mejorar el aprovechamiento del gas producido; 4. Vigilar la participación de la Nación en las ganancias de la Industria y 5. Procurar la mejor utilización de los petróleos venezolanos. Estos principios, con la excepción de referido "No más concesiones", fueron aplicados entre 1948 y 1958. En 1948 se establece la participación fiscal mínima del 50%; en 1949 entra en operación la refinería de Cardón y en 1950 la de Amuay. En 1950, se establece por decreto el Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Santiago Vera Izquierdo es nombrado su primer ministro. Algo muy importante sucede también en el año 1952: en el mes de septiembre se presenta

la política general venezolana sobre la conservación de los hidrocarburos en la reunión de la Comisión Interestatal Petrolera (*Inter State Oil Company Commission*), en Canadá y en 1953, Venezuela se hace miembro de esta Comisión.

Otro hecho importante es la creación del Instituto Venezolano de Petroquímica adscrito al Ministerio de Minas e Hidrocarburos el 29 de junio de 1956. En este mismo año se inicia el ciclo de otorgamiento de concesiones en el Lago de Maracaibo con una superficie tope de 20 mil hectáreas. El Ministro es Edmundo Luongo Cabello.

En 1957, dentro de la Política de Conservación del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Creole inaugura la planta de inyección de gas TJ-2 en el área de Tía Juana, estado Zulia.

Finalmente, el 24 de febrero de 1958, Carlos Pérez de la Cova es nombrado Ministro de Minas e Hidrocarburos. Con anterioridad, la Junta Provisional de Gobierno había nombrado como Ministro de Minas e Hidrocarburos a José Lorenzo Prado.

Con el advenimiento de la democracia, se inicia un período de políticas energéticas que cubren el período 1958-1976, fin del período de concesiones y el comienzo del período de estatización, así como el inicio del desarrollo de los recursos hídricos y de una industria eléctrica.

Entre el 23 de enero de 1958 y el 31 de diciembre de 1975 se dictan una serie de leyes y se crean instituciones que abren el camino para la nacionalización (estatización) de la Industria Petrolera del País; el Ejecutivo Nacional establece el Consejo Nacional de la Energía mediante el Decreto N° 135 para asesorarlo en todas las cuestiones relativas a la producción, distribución y consumo de las distintas clases de energía (11 de septiembre de 1959); se crea, mediante el Decreto N° 260 del Presidente Rómulo Betancourt la compañía petrolera estatal Corporación Venezolana del Petróleo, CVP (14 de abril

de 1960); el Colegio de Ingenieros de Venezuela establece una Oficina de Autorización para los profesionales extranjeros, OCA, que inicia la venezolanización de la Industria Petrolera (1960); se crea en Bagdad, Irak, la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, el 14 de diciembre de 1960, con la presencia de la delegación venezolana presidida por el ministro Juan Pablo Pérez Alfonso. El Ministerio de Minas e Hidrocarburos traspassa a la CVP la red nacional de gasoductos, que dependía del Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) (19 de julio de 1961). La Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP), publica “Aspectos de la Industria Petrolera Venezolana”, durante la conmemoración del 2º Congreso Venezolano del Petróleo. Se promulgan la Ley de Reversión (el 30 de julio de 1971), la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural (26 de agosto de 1971); se promulga la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (29 de agosto de 1975); se constituye, mediante el Decreto Presidencial N° 1123, a Petróleos de Venezuela encargada de la planificación, coordinación y la supervisión de la Industria Petrolera Nacional, Rafael Alfonso Ravard es designado como Presidente del Directorio (30 de agosto de 1975).

El 5 de marzo de 1979, el Ministro de Energía y Minas publicó el Primer Documento Rector de la Política Energética Integral. (Ver en la página de la Academia en la red mundial en la sección de Documentos: [www.acading.org.ve](http://www.acading.org.ve)).

**A partir de 1976 y hasta 1999**, con la estatización de la Industria Petrolera, basada en los conceptos y medidas legales establecidas en los años previos, Petróleos de Venezuela comienza una política petrolera consistente que incluye la unificación de las normas gerenciales aplicables a todas sus filiales mediante el proceso de racionalización de las empresas nacionalizadas, reduciéndolas a solo tres empresas operadoras: Corpoven, Lagoven y Maraven, eliminando de esta forma la duplicidad de cargos ejecutivos y reduciendo el número de personal re-

dundante, que llevó a PDVSA a colocarse dentro de las tres mejores empresas en el ámbito internacional. De igual forma, se concentra en la preparación técnica y gerencial de su personal que la lleva a la ejecución de sus operaciones con un número de empleados apenas superior a las 40.000 personas y lograr metas de producción de unos 3 millones de b/d con una reducción continua de sus costos de operación. La continuidad de estas políticas estatales se vio sustentada por la estabilidad de los presidentes conductores de la Empresa.

Al final de este período, el 12 de julio de 1997, durante el Primer Congreso Ejecutivo de Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales, celebrado en Barquisimeto, estado Lara, se aprueba eliminar las operadoras Corpoven, Lagoven y Maraven y crear, para funcionar en 1998, la Casa Matriz integrada por tres empresas funcionales de exploración y producción, manufactura y comercialización y una de servicios. El 15 del mismo mes, el Ministerio de Energía y Minas ordena se ejecute lo acordado, para el 1 de enero de 1998.

En virtud del mejor desempeño en sus operaciones de refinación, emprendió la estrategia de compra de refinerías extranjeras que pudieran procesar sus crudos y que tuvieran una gran red de distribución de productos refinados, ampliando así sus ganancias corporativas. Con este concepto compró las refinerías de la empresa Ruhr Oel de Alemania Federal, Nynas Petroleun de Suecia, Citgo Internacional Champlin y Amerada Hess, en Saint Croix, Islas Vírgenes, en los Estados Unidos de América, que colocó a PDVSA en niveles de refinación superiores a los dos millones de barriles por día.

Debido a sus limitaciones financieras para la inversión en el tan necesario reemplazo de sus reservas probadas, el incremento de producción y el desarrollo de las reservas de la faja petrolífera, se inició el proceso de Apertura mediante los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, los Convenios de Operaciones para

activar campos “marginales” y profundizar los procesos de producción en áreas convencionales y los Convenios de Asociación Estratégica para el desarrollo de las reservas de petróleos no convencionales de la faja petrolífera y el mejoramiento de los crudos producidos en instalaciones diseñadas a tal propósito. En esta etapa se reactiva la Corporación Venezolana del Petróleo para administrar en nombre de PDVSA el programa de desarrollo en áreas a licitar para la Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas con ocho grupos de compañías.

Incorpora a empresas con objetivos conexos como Pequiven y Carbozulia e incentiva y lanza al campo internacional la Orimulsión, producto que reemplaza la utilización del carbón para la generación de electricidad y libera la producción de crudos no convencionales de la faja petrolífera de la cuota de la OPEP.

Detalles cronológicos de los hitos más importantes que consagran la continuidad de una política energética-petrolera se muestran en el documento original.

**En resumen**, todas las acciones descritas mediante la aplicación de una cónsona política de estado hasta el año 1999, llevaron a un desarrollo efectivo de la Industria Petrolera y por ende al desarrollo e independencia energética del país. Posteriormente a ese período, la Industria ha caído en una política de recesión que la ha colocado en una posición internacional muy débil financieramente y de baja garantía judicial para atraer inversiones extranjeras en todos los ámbitos.

Al comienzo del período **1999-Presente**, se establece una “nueva” política de diversificación de actividades no cónsonas con el propósito básico de una Industria Petrolera, que la conduce a una declinación de las inversiones de capital, del potencial de producción, de mantenimiento tanto de los pozos activos como del mantenimiento necesario de todas las instalaciones operacionales, lo cual lleva a la empresa a un estado cercano al colapso.

En este mismo período, Petróleos de Venezuela anuncia su nueva estructura organizativa. Se caracteriza por la reducción de los niveles de inversión, la declinación de la producción de hidrocarburos y el alza continua de los precios internacionales del petróleo. Se le asignan actividades diferentes a las petroleras.

### **Organización**

El 8 de diciembre de 1998, Hugo Chávez Frías es electo presidente de Venezuela. Cientos de empleados de las Nóminas Mayor y Ejecutiva se acogen al Plan de Jubilación de Petróleos de Venezuela a partir del 1 de enero de 1999. El 27 de enero de 1999 Alí Rodríguez Araque es nombrado ministro de Energía y Minas. El 1º de febrero de 1999 Roberto Mandini es nombrado presidente de la directiva de Petróleos de Venezuela. El 30 de agosto de 1999 Roberto Mandini renuncia a la residencia de Petróleos de Venezuela. El 31 de agosto de 1999 se designa a Héctor Ciavaldini como presidente de Petróleos de Venezuela.

### **Marco Legal**

El 4 de marzo de 1999, Petróleos de Venezuela anuncia nueva estructura organizativa. El Directorio lo conformaron seis miembros con responsabilidades directas sobre el negocio, al tiempo que se crean Centros de Excelencia para darle a la empresa mayor viabilidad y solidez.

El 29 de marzo de 1999, se celebra por primera vez, la Asamblea de Accionistas de Petróleos de Venezuela, en el Palacio de Miraflores. Se presentan los resultados financieros del año 1998 y la nueva orientación del negocio. El presupuesto de inversiones se rebaja en un 12% y el de gastos en 22%.

El 18 de agosto de 1999, por decreto presidencial, se establece, de acuerdo a la Ley de Adscripción de Institutos Autónomos y Fundaciones del Estado, la adscripción y tutela de Petróleos de Venezuela, Palmaven, Pequiven, Carbozulia y Bitor al Ministerio de Energía y Minas y la de INTEVEP al Ministerio de Ciencia y Tecnología.

El 28 de septiembre de 1999, mediante el Decreto N° 325, el presidente Hugo Chávez Frías designa el directorio de Petróleos de Venezuela, que preside Héctor Ciavaldini y nombra la directiva de las empresas PDVSA PETRÓLEO Y GAS, en la que se constituye la nueva división de PDVSA GAS.

El 7 de octubre de 1999, el nuevo Reglamento de Orgánico del Ministerio de Energía y Minas, crea tres direcciones generales, de Hidrocarburos, de Energía y Minas.

El 20 de diciembre de 1999, la Asamblea Nacional Constituyente proclama la nueva constitución. El Artículo 12 determina que los yacimientos de hidrocarburos son bienes del dominio público, inalienables e imprescriptibles. El Artículo 129 estipula la obligación de conservar el equilibrio ecológico y permitir la transferencia tecnológica como parte integral de los contratos que involucran recursos naturales. El Artículo 302 dispone que la Nación conserve la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela.

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

En virtud del deterioro que presenta actualmente la Industria Petrolera Venezolana, se requiere de un esfuerzo extraordinario para su recuperación. Tal esfuerzo debe ser orientado al establecimiento de una nueva organización concentrada en el negocio petrolero y adaptada a los objetivos originales de la organización, tal como fueron establecidos en el Decreto Presidencial N° 1123 del 30 de agosto de 1975, donde se constituye Petróleos de Venezuela, como empresa encargada de la planificación, la coordinación y supervisión de la Industria Petrolera Nacional.

Por tal motivo nuestra propuesta es la de revisar y adaptar el modelo de política energética de Estado puesta en práctica en el año 1979 que dio los resultados positi-

vos operacionales y financieros, tal como hemos señalado en esta presentación.

A continuación se resumen de las premisas y de la Política Energética señaladas:

### **Premisas Principales**

- o Mantener el sistema democrático, como expresión política en la conducción del Estado.
- o Reformar la estructura administrativa del Poder Ejecutivo permitiendo una mayor eficiencia en la elaboración e instrumentación de políticas económicas.
- o La planificación energética forma parte de la planificación del desarrollo nacional.
- o Mantener la contratación de asistencia tecnológica.
- o La OPEP continuará jugando un papel importante en el campo económico y energético.
- o Diversificar los mercados de exportación de petróleo y derivados manteniendo a los Estados Unidos como nuestro principal mercado de exportación de petróleo.

### **Políticas**

- o El Estado se reserva la administración de todos sus recursos energéticos primarios en el territorio nacional.
- o El Estado garantiza la explotación y aprovechamiento de los recursos energéticos bajo el criterio básico de conservación.
- o Los programas de desarrollo de fuentes energéticas no deben involucrar compromisos que pudieran afectar en forma alguna la soberanía del país sobre esas fuentes.
- o Los programas de desarrollo energético deben estar orientados a la incorporación del mayor valor agregado posible.

- o El desarrollo energético nacional se hará utilizando recursos energéticos autóctonos preferentemente.
- o El sistema de precios internos de la energía deben fundamentarse en la calidad, escasez, disponibilidad, sustituibilidad y costos relativos de las fuentes energéticas nacionales, tomando en cuenta los precios internacionales de la energía.
- o Mantener niveles de producción de petróleo cónsonos con las necesidades del país y de las exportaciones generadoras de divisas.
- o Mantener una relación reservas/producción de petróleo no menor de 15 años por cada tipo de crudo.
- o Mantener la transferencia de tecnología requerida por el sector energético y desarrollar tecnología propia a fin de fortalecer nuestro poder de decisión.
- o Proteger el valor adquisitivo de las exportaciones de petróleo en función de su valor intrínseco, de las tasas internacionales de inflación, de las variaciones monetarias internacionales y del costo involucrado en el desarrollo de las fuentes energéticas, tradicionales y alternas.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Mezger Ildis, D. (Comp.). (1981). *Petróleo y Ecode-sarrollo en Venezuela* Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.acading.org.ve/info/ingenieria/pubdocs/documentos/capitulo\\_iv\\_politica\\_energetica.pdf](http://www.acading.org.ve/info/ingenieria/pubdocs/documentos/capitulo_iv_politica_energetica.pdf).

Vázquez, N. (1986). *Importancia de la Energía en el Desarrollo Nacional*. Presentada en el XI Congr. Venez. de Ing., Arquít. y Prof. Afines 5-10 de octubre de 1986 (a diez años de la nacionalización). [http://acading.org.ve/info/ingenieria/pubdocs/documentos/Energy\\_Nelson\\_Vasquez.pdf](http://acading.org.ve/info/ingenieria/pubdocs/documentos/Energy_Nelson_Vasquez.pdf)

Martínez R., A. (2005). *Cronología del Petróleo*. (s.l.) PetroleumWorld.

## **12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

*Consejo Editorial: Eduardo Buroz, Gonzalo Morales,  
César Quintini y Manuel Torres Parra*

La Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat ha considerado los aportes de sus miembros correspondientes y de número, de sus asesores técnicos y de invitados especiales que conforman la nómina de autores de los subcapítulos precedentes. Ha tomado en cuenta la pertinencia de las fuentes utilizadas. Ha cumplido las disposiciones para emitir opiniones por el cuerpo corporativo. En virtud de lo cual concluye y recomienda.

### **ROL DE LA ENERGÍA EN EL DESARROLLO NACIONAL**

#### **CONCLUSIONES**

La matriz de consumo de energía primaria de Venezuela sufrirá cambios importantes en los próximos 20 años. Los factores que determinaran el cambio serán el requerimiento de uso de combustibles más limpios y de energías alternativas no contaminantes.

El incremento de consumo energético en Venezuela, no ha estado acompañado de un incremento económico semejante. Se impone el desarrollo de una política de racionalización del consumo energético basada en eficiencia y ahorro energético.

La política pública de desaceleración del desarrollo hidroeléctrico y la baja eficiencia energética pueden comprometer los compromisos de Venezuela con el desarrollo sustentable.

#### **RECOMENDACIONES**

Para Venezuela, cuyo desarrollo futuro continuará estando estrechamente asociado al campo energético, las

áreas de innovación tecnológica en materia energética, deben constituir la columna vertebral de su programa de desarrollo de ciencia y tecnología.

Un campo de atención fundamental es la reducción de la intensidad energética de Venezuela, es decir el consumo de energía por unidad monetaria producida y abre un amplio margen a la investigación a la vez que a la implantación de políticas públicas que procuren el incremento de producción monetaria con consumo de energía estable o disminuyendo.

La seguridad energética, entendida como la capacidad de satisfacer la demanda de energía de la población y sus actividades económicas en cantidad, calidad y oportunidad, está afectada por un conjunto de razones que demandan atención técnica, gerencial e institucional.

Venezuela debe adoptar estrategias de gestión energética que aceleren el desarrollo de las fuentes gasíferas y revisar la estrategia de inversión en hidroelectricidad como política interna de adecuación a las exigencias del desarrollo sostenible.

Además de las investigaciones, estrategias y actuaciones mencionadas, es necesario atender indagaciones en técnicas de explotación de yacimientos petroleros de crudos extra-pesados y métodos de mejoramiento, en técnicas de almacenamiento de energía, de captación de CO<sub>2</sub> e incrementar el conocimiento de los recursos y reservas de energías renovables y fósiles no convencionales.

## ***EL ESCENARIO MUNDIAL***

### ***1 Recursos Mundiales***

#### ***CONCLUSIONES***

No se vislumbra un colapso del suministro energético mundial tradicional en el corto plazo.

### **Petróleo**

Se estima que las reservas mundiales probadas de petróleo convencional están en capacidad de satisfacer la demanda por unas cinco a seis décadas más. Si se logra extender la conversión de recursos en reservas, este período de disponibilidad podría ser más largo.

### **Gas**

A los niveles del consumo actual, se considera que las reservas probadas de gas convencional pueden satisfacer el consumo de este hidrocarburo por unas seis décadas más.

### ***Shale Gas***

Los Estados Unidos con la incorporación de las reservas de este hidrocarburo no convencional, puede llegar a convertirse en el mayor productor mundial de petróleo hacia 2020, reduciendo progresivamente sus importaciones hasta lograr ser un exportador neto de petróleo hacia 2030.

La extracción plantea aún importantes problemas ambientales, sin embargo algunos países han aprobado su explotación, otros están a la espera y pocos la han descartado y prohibido.

### **Carbón**

Las reservas probadas mundiales de carbón y a los niveles actuales de consumo, se estima una disponibilidad de este recurso durante un lapso entre 200 y 250 años. El 75% de las reservas las disponen los Estados Unidos (28%), Rusia (17%) y China (16%) y Europa Occidental (14%).

### **Energías Renovables.**

El potencial de las fuentes de energías renovables, en su conjunto puede proporcionar cerca de 3.000 veces el total de las necesidades actuales de demanda energética global. Indiscutiblemente las energías renovables cuentan con suficiente potencial para suplir la demanda energética en el futuro cercano.

## **2. Venezuela en el Contexto Mundial Energético Futuro**

### **CONCLUSIONES**

Venezuela ocupa el cuarto lugar en reservas mundiales de hidrocarburos con 331 millardos de barriles, donde el 90% es petróleo, y de estos el 87% es petróleo no convencional de la FPO. En Latinoamérica aparecen 2 nuevos actores que son Brasil (petróleo del Pre Sal y gas de lutitas) y Argentina (gas de lutitas).

En lo concerniente a reservas de gas natural (convencional y no convencional) ocupa el cuarto lugar en Latinoamérica. La existencia de gas en Argentina, México y Brasil cambia completamente el panorama actual, ya que las exportaciones (Bolivia, Trinidad y Perú) de gas en la región tendrán que buscar otros mercados fuera de Latinoamérica. Esta situación también afecta los proyectos asumidos por Venezuela de exportación de gas vía GNL.

La participación de Venezuela en el contexto mundial de los hidrocarburos puede ser poco significativa a futuro a pesar de su posición en cuanto a reservas de crudo. Esto también es previsible para el gas natural.

### **RECOMENDACIONES**

Realizar las acciones necesarias para obtener una participación mayor a nivel mundial, lo cual requiere de cambios estructurales en la gestión petrolera, que podrán comprender modificación del paradigma conservacionista del recurso, la apertura a mercados más amplios y menos restringidos por las regulaciones de la OPEP, la incorporación de inversionistas extranjeros y nacionales como socios de negocio, que faciliten la factibilidad financiera de los proyectos, adecuar leyes y reglamentos y administrar la renta petrolera.

Formular una política energética integral para Venezuela, con base a las estrategias de consumo nacional y producción exportable.

### **3. *Inversiones en Ciencia y Tecnología en Energías***

#### **CONCLUSIONES**

Las tecnologías para concretar el uso de las energías renovables (ER) están a diferentes niveles de desarrollo. En muchos países las están utilizando en forma creciente. En la medida que se expanda su uso se necesitará personal entrenado por lo que es necesario hacer esfuerzos para la formación de personal a todos los niveles de calificación.

#### **RECOMENDACIONES**

La utilización masiva de ER requiere reducir costos; facilitar la integración de las ER a la red de transmisión y distribución de electricidad; reducir las pérdidas; determinar los recursos regionales para las distintas ER; realizar investigaciones más avanzadas para reducir el consumo energético en edificaciones y transporte; financiamiento para crear nuevas infraestructuras de laboratorios y centros de I+D+i, crear nuevas opciones de almacenamiento de energía y calor; y definir nuevas políticas que incluyan aspectos sociales.

### **NUESTRA RIQUEZA ENERGÉTICA**

#### **1. *Energía Fósil***

#### **CONCLUSIONES**

##### **Petróleo**

La cuantía de las reservas de petróleo ha permitido establecer el paradigma de que Venezuela es una potencia mundial en hidrocarburos.

##### **Gas**

Venezuela cuenta con importantes recursos de gas natural, de los el 44% son reservas probadas, siendo las

asociadas a petróleo el 85% lo cual limita el desarrollo de proyectos de gas a nivel internacional.

### **RECOMENDACIÓN**

Desarrollar el gas no asociado con carácter impostergable e imprescindible con el objeto de abrir la oportunidad de incrementar el exiguo negocio que hoy tiene el país de este hidrocarburo.

### **2. Energía Hidroeléctrica**

### **CONCLUSIONES**

La hidroelectricidad otorga una gran confiabilidad al sistema de generación y permitió el desarrollo a gran escala de industrias básicas en la región de Guayana.

Venezuela posee un amplio potencial de generación hidroeléctrica, no desarrollado aún. La mayor parte de este potencial se encuentra en las cuencas al sur del río Orinoco, especialmente en el sector sur de la cuenca del río Caroní.

La consideración de pequeñas centrales hidroeléctricas requiere el planteamiento de una política de integración a la red, sustitución total o parcial o complementación de termo eléctricas, ya que su propósito no puede ser el abastecimiento individual de pequeñas comunidades porque en el país existe una cobertura de la red de transmisión del 98,9%.

### **RECOMENDACIONES**

Dar máxima prioridad dentro de los programas de expansión de generación a la construcción de plantas de generación hidroeléctrica ubicadas dentro de las cuencas andinas y de la cuenca del lago de Maracaibo, sin establecer restricciones en cuanto al porcentaje que debe tener este tipo de generación dentro del SIN.

La función objetivo del programa de expansión de generación debe ser:

***“tener tanta hidroelectricidad como sea posible y tanta termoelectricidad como sea necesario”***

Desarrollar centrales hidroeléctricas que se encuentren más inmediatas a los centros de consumo, que puedan aportar la potencia necesaria en los momentos críticos de la curva de demanda, que le den estabilidad al sistema y que reduzcan las pérdidas por transmisión.

### ***3. Energías Alternativas en el Futuro***

#### ***CONCLUSIONES***

Los motores de combustión interna continuarán en uso durante una parte importante de este siglo, hasta tanto sean reemplazados por otros más eficientes y menos contaminantes. Sin embargo, los medios de transporte personal pueden ver alterado su uso en los próximos cincuenta años, con otros tipos de vehículos.

En países desarrollados y emergentes se llevan a cabo investigaciones sobre todas las posibilidades que ofrecen las energías alternativas. Ninguna es conclusiva, pero puede inferirse que, para el año 2050, ocuparán un alto porcentaje de la oferta mundial.

La utilización de cada una de las energías alternativas dependerá exclusivamente de las ventajas que éstas proporcionen en una región determinada. No puede asegurarse que haya alguna que no ofrezca ventajas y desventajas, todas las tienen y esto debe ser evaluado.

#### ***RECOMENDACIONES***

Adoptar medidas como:

1. Ahorros en el consumo eléctrico.
2. Eliminar el despilfarro de energía.

3. Aumentar el consumo de energías alternas en sus varias formas.
4. Aumentar la utilización de la bioenergía.
5. Aumentar la utilización de la hidroenergía, incluyendo la oceánica: olas y mareas.
6. Utilizar las energías limpias.
7. Utilizar los hidrocarburos, si es necesario.

## **DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA**

### **1. Sector Transporte**

#### **CONCLUSIONES**

Evaluada la base de datos del consumo de combustibles se concluye que no ofrece la confiabilidad requerida para una prognosis cuantitativa.

El sector transporte consume parte de la renta petrolera en satisfacer la expansión de su infraestructura, ampliación de la flota vehicular y abastecimiento de combustible, a precios inferiores del costo de producirlos y que han sido una ridícula fracción del precio de oportunidad del mismo.

Hay soluciones que permiten mejorar de manera significativa el transporte automotor unipersonal, existe la tecnología para hacerlo, hace falta implantar los necesarios cambios actitudinales para lograrlo.

#### **RECOMENDACIONES**

Convocar al talento técnico nacional, a crear soluciones que, con inversiones modestas, sean capaces de aumentar la eficiencia del sistema de transporte existente, para transportar más carga y mayor número de pasajeros.

## ***2. Sector Industrial***

Según cifras de la Agencia de Información de Energía EIA, en Venezuela y durante la última década el porcentaje de consumo de derivados del petróleo en la matriz de energía del país ha aumentado de 36% a 47%.

En Venezuela., el mercado interno es atendido a través de una red de transporte y suministro de gas. Las especificaciones del gas a los consumidores finales, dependen del aprovechamiento de este recurso en cada sector industrial.

### ***RECOMENDACIONES***

- o La incorporación de reservas provenientes de proyectos costa afuera, podrá satisfacer las necesidades del mercado interno y liberar líquidos a los mercados de exportación.
- o El gas natural está llamado a promover el desarrollo industrial del país.
- o Se recomienda una profundización de políticas públicas, tendientes a promover el uso intensivo y eficiente del gas, en el sector industrial

## ***3. Sector Urbano***

### ***CONCLUSIONES***

Según los resultados del Censo de 2011, el 88,8% de la población vive en áreas urbanas. Esto significa que alrededor de los núcleos urbanos se conforma un flujo de energías de gran magnitud. Las demandas de energía urbana en el país, sin considerar las necesidades para el transporte, están suplidas básicamente por dos fuentes: el gas doméstico y la electricidad

#### **Demanda de Gas**

A escala nacional se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas. Para el año 2012, la producción de gas natural alcanzó un volumen de

63,53 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/d, de los cuales 0,45 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/d (0,7%) correspondieron al consumo doméstico.

El volumen de gas metano suministrado al sector doméstico cubrió la demanda de usuarios residenciales y comerciales que, al cierre del año 2012, estaba integrado por más de 353.000 usuarios conectados a la red de distribución de gas; 91% de estos usuarios se encuentra ubicado en La Gran Caracas, seguido por Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Cumaná, Barcelona, Barinas, Cagua, Maracaibo, Maturín y La Vela de Coro.

Los datos que PDVSA reporta en su Informe de Gestión 2012 señalan que el número de bombonas vendidas se redujo de 258.264 unidades colocadas en 2011 a 135.969 bombonas (-47,3%). Igual ocurrió con el alcance de la cantidad de familias beneficiadas, que disminuyó porque la venta de bombonas pasó de 153.442 a 110.379 hogares (-28 %).

### **Demanda de Electricidad**

Se ha venido implementando una serie de políticas tendentes a reducir el consumo en general y el *per cápita* en particular. Dentro de esas políticas está la sustitución de bombillos incandescentes por ahorradores e igualmente se han sustituido electrodomésticos como neveras y aires acondicionados por equipos de mayor eficiencia energética. El consumo de energía para climatizar hogares corresponde a más del 12% de toda la generación nacional de 122.896 GWh (0,7x10<sup>6</sup> bep/d).

### **RECOMENDACIONES**

- o Continuar con la política de ahorro y eficiencia energética
- o Mejorar el sistema de comercialización del gas para consumo doméstico, incrementando la eficacia en el servicio.
- o Desarrollar una política orientada al diseño de viviendas con climatización pasiva.

## **OFERTA NACIONAL DE ENERGÍA**

### **1. Evolución de la Industria Petrolera Venezolana.**

#### **CONCLUSIONES**

Se reconocen cuatro grandes periodos:

1. El Régimen Concesionario (1914-1958).
2. El periodo de transición entre el régimen concesionario y la Industria Nacionalizada (1958~1976).
3. El periodo de la Industria Nacionalizada (1976-2002).
4. Período 2002-2013.

Con el descubrimiento del Zumaque No. 1, en 1914, se dio inicio al Régimen Concesionario. El régimen de explotación petrolera desde sus inicios sembró mitos perversos en la cultura del venezolano, tales como: el estado y el gobierno son la misma cosa, somos un país muy rico y el pertenecer a las organizaciones públicas es la plataforma para el aprovechamiento personal.

Venezuela procuró el tránsito hacia la superación de la etapa rentista hacia una etapa productiva, que utilice al petróleo como palanca para el desarrollo de otros sectores, como las industrias petroquímica, del hierro, del carbón, del acero y del aluminio, de manera que hagan a la economía del país menos dependiente del petróleo. Lamentablemente esos esfuerzos no fueron suficientes para superar la economía rentista.

Petróleos de Venezuela fue una empresa exitosa mientras se mantuvo en el cumplimiento de su misión empresarial. Se desarrolló un programa de modernización del parque refinador ya iniciado en la refinería de El Palito, con el cambio de patrón de refinación de Amuay, Cardón y Puerto la Cruz y la fundación del Instituto de Investigaciones Petroleras el cual generará la Orimulsión

y el proceso de conversión por adición de hidrógeno HDH patentes venezolanas de importancia internacional y el Instituto de Adiestramiento Petrolero INAPET que derivará en la Universidad Corporativa, el CIED. PDVSA alcanzó una capacidad de refinación de 3,5 MM BPD la más grande de empresa alguna en el mundo, razón por la cual fue calificada como una de las empresas más importantes a nivel internacional. La apertura petrolera se ejecutó mediante un proceso transparente, con el diálogo político necesario y dentro del ámbito del artículo V de la Ley de Nacionalización en tres sectores: La operación de campos maduros, la exploración a riesgo y producción por ganancias compartidas y las asociaciones estratégicas de la Faja.

La nómina de trabajadores de PDVSA ha crecido desordenadamente, el endeudamiento alcanza cifras muy elevadas, se ha perdido el control administrativo, operativo y gerencial. La producción se ha reducido. Las refineras registran el nivel más bajo de procesamiento en su historia. Se han liquidado muchas de las propiedades en el exterior. Se vende petróleo a futuro para obtener dinero fresco. Se han otorgado otorgarán licencias a empresas sin ningún conocimiento de las operaciones petroleras y se han incrementado las reservas de la Faja arbitrariamente sin el soporte técnico requerido.

## ***RECOMENDACIONES***

### **Una mirada al futuro**

Realizar los esfuerzos necesarios para desarrollar otras industrias, que permitan al país no ser tan dependiente del petróleo. Esta aun es una tarea pendiente.

El futuro del petróleo está en declinación. Los países desarrollados se orientan a cambiar sus matrices energéticas. Cada día las legislaciones ambientales responden más y más a la necesidad de disminuir la utilización de los recursos fósiles para atenuar el calentamiento global.

## ***2. La Industria Eléctrica Venezolana Historia y Legislación.***

### ***CONCLUSIONES***

En los 90 el país se encuentra dotado de un sistema eléctrico confiable, interconectado, con más de un 60% de generación hidroeléctrica, personal bien entrenado. La capacidad disponible excede a la demanda en más de un 30%, los mantenimientos se realizan al día y los patrones de calidad del servicio eléctrico en Venezuela son similares a los de países del primer mundo y muy por encima de los estándares latino americanos.

En la primera década del 2000 y en lo que va de la segunda década comienzan a sentirse los efectos de la nueva situación política en la calidad del servicio eléctrico. Inicialmente el gobierno desplaza capitales nacionales por empresas trasnacionales cuyos intereses con sus inversores coliden con las necesidades de desarrollo eléctrico del país y con las nuevas regulaciones que van apareciendo (controles de cambio, dificultad para repatriar capitales, congelamiento de tarifas). Es así como las 16 empresas que operaban en el país son nacionalizadas y unificadas en una sola corporación en el año 2007. Esta nueva empresa CORPOELEC se convierte en un organismo centralizado, burocrático, ineficiente y sin capacidad de respuesta oportuna.

### ***OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN***

#### ***1. Oportunidades en la Faja del Orinoco***

### ***CONCLUSIONES***

Parece aceptarse la premisa de que la única opción que tiene Venezuela para mantener y elevar sustancialmente la producción en los años por venir (en el largo plazo) es el Campo Faja Petrolífera del Orinoco, el

país debe plantearse las siguientes cuestiones y hacer las evaluaciones técnico-económicas necesarias para acometer los proyectos que se requerirán:

1. Recursos humanos con la pericia necesaria para trabajar a marcha forzada en todas las actividades y a la vez servir para el adiestramiento continuo de los miles de trabajadores que se requerirán (operadores, técnicos e ingenieros).

2. Infraestructura para el apoyo logístico. Estamos hablando de producir varios millones de barriles diarios de petróleo.

3. Infraestructura de producción en el campo para producir varios millones de barriles diarios de petróleo extra pesado (plantas de vapor, el gas para la generación de vapor y la electricidad para las miles de bombas electro sumergibles, líneas calientes, patios de almacenamiento en el campo *-tank farms-*, sistema de diluyente para el transporte a las plantas de mejoramiento, evaluar el mejoramiento *in situ*, etc.).

4. Infraestructura para las plantas de mejoramiento (in situ o a distancia).

5. Producción de millones diarios de barriles de agua salobre (nunca potable), que deberán ser re inyectados.

6. Producción de toneladas diarias de coque, a las que debe buscársele mercado, y mientras tanto apropiados lugares de almacenamiento.

7. Producción de toneladas diarias de azufre a los cuales debe buscársele mercado, y mientras tanto lugares seguros de almacenamiento para evitar la formación de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), compuesto altamente tóxico y eventuales lluvias ácidas.

## ***2. Oportunidades en Materia de Gas Natural***

### ***CONCLUSIONES***

La industria del gas natural en Venezuela, incluida su industrialización con el desarrollo de la industria petroquímica, no será posible si no hay un ambiente de libre mercado, de respecto a la propiedad privada y a la libertad económica.

### ***RECOMENDACIONES***

1. Hacer cumplir en toda su extensión la Ley de Gas vigente, en especial en lo referente a la eliminación del monopolio estatal en todas las actividades. También debe permitirse al sector privado nacional e internacional que participe vigorosamente en toda la cadena del negocio del gas y sus componentes.

2. Incrementar el otorgamiento de licencias de exploración y explotación en las áreas costa afuera, que es donde están las mayores expectativas para aumentar las reservas de gas.

3. Reactivar la mayoría de las áreas donde están los cerca de 20.000 pozos de petróleo actualmente cerrados, reemplazándolos con pozos con nuevas tecnologías, que pueden producir suficiente gas asociado, para abastecer el mercado interno, mientras entra la producción costa afuera.

4. Definir los precios y tarifas para los diferentes energéticos. Es sabido que los precios del gas, la gasolina, el fuel, el diesel, la electricidad y el GLP están subsidiados. 5. Sincerar la política de subsidios para productores y consumidores. Es necesario que esas políticas vayan directamente a los que realmente necesiten el subsidio, y no a toda la población como ocurre hoy.

6. Devolverle al ente de gas (ENAGAS) su autonomía funcional, y en una reforma de la Ley hacerlo verdaderamente autárquico como los entes reguladores de Colombia, México y Brasil.

7. Decidir cuál debe ser la matriz energética deseable para el mercado interno nacional. Aunque hoy el gas metano representa el 42% de los consumos primarios de energía, todavía el consumo de líquidos derivados del petróleo y el gas es alto (26%) y parte podría ser reemplazado por gas natural y por otras fuentes de energía, en especial los biocombustibles y la energía solar. Inclusive por Orimulsión.

### ***3. Oportunidades de Exportación de Derivados del Petróleo.***

#### **Oportunidades de exportación de productos de refinación de petróleo**

### ***CONCLUSIONES***

Para maximizar el valor de los productos exportados desde Venezuela, se requiere definir las estrategias y políticas comerciales basadas en el análisis de las condiciones del mercado internacional y de competidores a corto y mediano plazo, de la base del recurso disponible para comercializar y niveles de precios entre otras.

### ***RECOMENDACIONES***

Retomar por parte de la industria petrolera nacional la orientación de negocio y de maximización de valor.

Desarrollar planes y estrategias, que entre otras cosas, permitan las inversiones necesarias en el parque refinador para manufacturar los productos que se requieren en el mercado interno, adecuar calidades de productos para los mercados de exportación más rentables y desarrollar ventajas competitivas *versus* otros actores del mercado.

## **Oportunidades para la industria petroquímica venezolana**

### ***CONCLUSIONES***

En una perspectiva de mediano y largo plazo, el desarrollo petroquímico tendrá legitimidad económica y social en la medida en que logre agregar valor a los hidrocarburos más allá de su utilización como combustibles; manufacturar productos a precios competitivos que puedan ser exportados o transformados ulteriormente en el país; generar cadenas de valor en el país propiciando la instalación de industrias aguas abajo; generar empleos e ingresos en divisas que contribuyan a diversificar la economía del país; generar impactos positivos en las comunidades en las cuales realiza sus operaciones y garantizar operaciones seguras y sustentables desde el punto de vista ambiental.

La petroquímica será una oportunidad de desarrollo industrial que sólo podrá materializarse si los proyectos se basan en ventajas comparativas reales, que permitan generar ventajas competitivas, y se logra construir un consenso nacional sobre su importancia y beneficios para el país, que la dote de la legitimidad social necesaria para su crecimiento.

### ***RECOMENDACIONES***

Reexaminar la situación y validar algunas premisas que orientaron los planes petroquímicos en el pasado para formular estrategias y conformar carteras de proyectos. Esto en un contexto que parece más difícil que en el pasado, posiblemente con menores ventajas comparativas y con un acceso más difícil a los mercados de exportación

Construir un consenso nacional que permita la formulación de políticas de estímulo claras; la evaluación objetiva de los aciertos y errores del pasado; la disposición de asignar recursos para construir la infraestructura neces-

ria; la decisión de hacer inversiones en el sector petrolero para asegurar la disponibilidad de materias primas; propiciar mecanismos donde participe la población y se beneficie de la actividad; llevar el consenso a los niveles municipales y comunitarios y, finalmente, prever sus impactos ambientales y actuar en consecuencia.

Desarrollar políticas específicas relativas al suministro de materias primas, garantizando la continuidad y calidad del suministro mediante contratos de largo plazo, con fórmulas de precios que reflejen las realidades del mercado internacional y las ventajas de Venezuela como país productor de hidrocarburos.

Desarrollar infraestructura industrial específica (complejos petroquímicos, terminales portuarios y servicios industriales).

Prestar especial atención al contexto para invertir en el sector. Esto incluye la revisión y eventual modificación del marco legal, en particular en lo relativo a la reserva, la redefinición de los campos de actuación del sector público y privado y la definición de esquemas de asociación y, finalmente, el acceso al financiamiento, que en muchos casos condiciona o determina la viabilidad de los proyectos.

### **Oportunidades de exportación de la industria química**

#### ***RECOMENDACIONES***

Analizar las variables que afectan al sector y concretar un plan de desarrollo de la industria química nacional.

Realizar los estudios de factibilidad técnico-económica para manufacturar algunos de los productos importados para sustituir importaciones y posibilitar su exportación. Acelerar los proyectos de producción de gas natural y líquidos de éste, lo que permitirá desarrollar proyectos de escala mundial para producir petroquímicos básicos.

## **RECUPERACIÓN DE LA SEGURIDAD Y LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LAS REFINERÍAS DE VENEZUELA.**

### **CONCLUSIONES**

Entre 2003 y 2012 hubo una ocurrencia de accidentes industriales que rebasa los niveles en empresas petroleras de la región y éstos siguen aumentando.

### **RECOMENDACIONES**

Para emprender a corto plazo la recuperación del sistema de refinación venezolano se debe elaborar un plan que contemple entre otros los siguientes elementos:

a) Realizar una auditoría técnico operacional de las actividades de las Refinerías, apoyándose para ello en las pericias y competencias en Seguridad y Confiabilidad Operacional de expertos nacionales e internacionales.

b) Rescatar el Sistema de Gestión centrado en un modelo de excelencia operacional basado en el Ciclo de Mejora Continua (CMC), con la continua evaluación y control del desempeño de la gestión, rescatando el uso de la metodología del “Sistema Balanceado de Indicadores (SBI) o *Balanced Score Card (BSC)*”, herramienta adoptada por las más reconocidas corporaciones internacionales.

c) Reimplantar los programas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente, buscando la reimplantación de programas clase mundial de Gerencia de Seguridad de los Procesos, Seguridad Basada en Comportamiento y Auditorías de Accidentes/ Incidentes, tales como los contemplados en el sistema Ssistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR–PDVSA) y las mejores practicas internacionales de Gerencia Integral de Riesgos Aplicados a Seguridad, Salud y Ambiente.

d) Rescatar las mejores prácticas de la filosofía de Confiabilidad Operacional, aplicadas a programas cero fallas.

e) Reimplantar los procedimientos utilizados para el manejo de control de cambios originados por eventuales modificaciones/cambios menores de las plantas e instalaciones, así como para su ejecución.

f) Aplicar los Procedimientos para la Visualización, Conceptualización, Definición, Desarrollo y Ejecución de Proyectos Mayores.

g) Potenciar la capacidad de la gente, fundamentando la gestión de recursos humanos en el Adiestramiento Basado en Competencias/Unidades del Conocimiento y el Liderazgo Supervisorio/Técnico y Gerencial centrado en un modelo de excelencia operacional.

h) Ratificar el compromiso de dirigir el accionar de la Gerencia de Refinación Venezuela bajo los principios de la Responsabilidad Social Empresarial, enmarcando su mejora continua y crecimiento en la protección y cuidado del medio ambiente, así como en su genuina contribución con el progreso de la sociedad, sin distraer su gestión con actividades que no le competen.

## ***DESARROLLO ENERGÉTICO Y RIESGOS AMBIENTALES***

### ***CONCLUSIONES***

- o La situación del cambio climático global es alarmante y podría producir efectos nocivos en el corto plazo
- o La humanidad cuenta con directrices claras con las cuales podría, con el uso de tecnologías de generación de energías limpias y con las inversiones adecuadas, lograr revertir la tendencia actual de aumento de emisiones.

- o Se están haciendo inversiones importantes en investigación y desarrollo de energía limpias que permitirán disminuir los costos de implantación de estas tecnologías.
- o A pesar de que no se espera que Venezuela sea un país de alta producción de CO<sub>2</sub> eq es preocupante que no mantenga un programa de generación de información que permita hacer seguimiento a los cambios y a tomar medidas correctivas a tiempo.
- o No se tiene certeza sobre el efecto global real del parque automotor en Venezuela sobre la calidad del aire, pero es de esperar que se esté en presencia de un deterioro de la contaminación por oxidantes y monóxido de carbono debido a lo anticuado del parque.

### ***RECOMENDACIONES***

- o El desarrollo de las energías limpias requiere en estas primeras fases del apoyo del Estado.
- o En el caso venezolano se hace necesario establecer una red de mediciones de calidad del aire, tener un programa de estimación de emisiones y actualizar los reportes de cambio climático.
- o Las autoridades venezolanas deben hacer un esfuerzo mayor por controlar y modernizar el parque automotor.
- o Se debe ahondar más en la capacidad humana para generar los cambios tecnológicos y económicos que se requieren para continuar el crecimiento como especie sin necesidad de sacrificar el confort de las generaciones futuras. Esta premisa abre una importante línea de investigación a las universidades nacionales.

## **NORMATIVA LEGAL NECESARIA**

### **1. Aspectos Institucionales y Normativos**

#### **CONCLUSIONES**

En la actualidad PDVSA es manejada con criterios no empresariales ni de negocios, lo que se refleja en el incumplimiento de sus “Planes de Negocios”, principalmente en el no incremento de la producción de petróleo y gas natural, en el desfase continuo de los proyectos, incremento de los incidentes y accidentes, entre otras materias.

#### **RECOMENDACIONES**

Es necesario fortalecer la institucionalidad en el sector hidrocarburos (petróleo y gas natural) comenzando por la estatal Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y en general toda la Industria Petrolera Venezolana (IPV).

Para el fortalecimiento de la institucionalidad en el sector hidrocarburos se requiere:

- o Reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2006;
- o Crear un Ministerio de Energía moderno;
- o Crear una Comisión Nacional de Energía independiente del gobierno de turno; y
- o Crear el Ente Nacional de los Hidrocarburos.

Se debe promover el desarrollo de empresas intensivas en uso de energía: empresas conexas, empresas de refinación y empresas aguas abajo de la refinación.

El excedente económico que se origine en la actividad petrolera, que corresponde a la Nación, debe ser destinado totalmente a la creación del Fondo Venezuela, que será el fondo de ahorro y patrimonio de los venezolanos. El mismo promoverá la estabilidad fiscal y el uso reproductivo de los ingresos petroleros.

Se debe valorar la posibilidad de utilizar figuras de comprobado éxito en otros países, tales como la colocación de Proyectos de Hidrocarburos en la Bolsa de Valores, para dinamizar el flujo de capitales y otras innovaciones existentes en el mercado petrolero internacional. La idea es innovar para lograr el desiderátum de transformar la riqueza petrolera en calidad de vida de los venezolanos.

Se deben revisar los acuerdos y convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de la Nación.

## ***2. Leyes del Servicio Eléctrico 1999 y 2010***

### ***RECOMENDACIONES***

Revisar la Ley Eléctrica del 2010 para permitir adecuarla de modo de garantizar la seguridad energética.

## ***POLÍTICA PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO***

### ***1. Política Energética Integral***

#### ***CONCLUSIONES***

El precio del petróleo se ha mantenido por encima de los cien dólares, durante cuatro de los cinco años comprendidos entre 2008 y 2013, siendo el lapso más largo de precios altos que se ha experimentado en la historia petrolera de Venezuela. Nunca antes había tenido Venezuela tantos ingresos, como los que ha experimentado en los recientes años.

#### ***Dos enfoques, múltiples visiones***

Los hidrocarburos —el petróleo, sus derivados y el gas natural— son el componente de mayor importancia dentro del marco energético venezolano, pero más que como el principal recurso energético, siempre han sido visto como la fuente fundamental de divisas.

Para desarrollar la gestión petrolera hay dos puntos de vista, el primero, el de cómo administrar un recurso agotable para que maximice los ingresos que genere y el otro, verlo como componente, de las reservas energéticas del país, el cual, junto con los recursos hidráulicos, los otros recursos renovables, el carbón y eventualmente la energía nuclear, son indispensables para garantizar el bienestar de nuestra sociedad y su capacidad de producción.

La atención nacional se ha centrado durante ya más de un siglo en la propiedad, formas, reglas y legislación para regular la explotación y en especial, sobre la mejor forma de distribuir entre sus propietarios, los ingresos derivados de la venta en el mercado internacional.

Al centrar la atención en la monetización de los hidrocarburos –más concretamente del petróleo– se descuidó de manera casi total, el tema del uso racional de la energía para atender las necesidades del país. Se partió del postulado de que somos un país rico porque en Venezuela abunda la energía y que siendo la misma un pilar fundamental del desarrollo, debería suministrarse al mínimo precio.

Como consecuencia en la actualidad los incrementos de la demanda de energía han obligado a la creciente utilización de combustibles con un alto valor de exportación, por no aprovecharse oportunamente recursos disponibles en la forma de gas natural y en sitios con potencial hidroeléctrico en todas las escalas, desde plantas de centenares o miles de megavatios, hasta pequeñas plantas que pudieran operarse a control remoto.

## ***RECOMENDACIONES***

### **La indispensable solución**

Establecer una Política Energética Integral, que los conduzca hacia objetivos comunes que procuren óptimos resultados globales. La Política Energética Integral debe enmarcarse dentro de una Política Económica, que ade-

más defina una Política Industrial y una Política Tecnológica que marquen el porvenir de la Nación. Acordada la Política Energética habrá de disponerse de un cuerpo calificado que vigile su cumplimiento y esté en capacidad realizar progresivamente los ajustes necesarios para adaptarlos a los cambios que vayan ocurriendo a nivel nacional y a nivel mundial.

Crear las instituciones que garanticen la continuidad de la Política Energética Integral, por encima de los transitorios vaivenes que se derivan de los eventos electorales.

## ***2. Política Petrolera***

### ***CONCLUSIONES***

La recuperación de Industria Petrolera Venezolana debe estar orientada al establecimiento de una nueva organización concentrada en el negocio petrolero y adaptada a los objetivos originales de la organización, tal como fueron establecidos en el Decreto Presidencial N° 1123 del 30 de agosto de 1975, donde se constituyó Petróleos de Venezuela, como empresa encargada de la planificación, la coordinación y supervisión de la Industria Petrolera Nacional.

### ***RECOMENDACIONES***

Se recomienda revisar y adaptar un modelo de política energética de Estado como la puesta en práctica en el año 1979 que dio los resultados positivos operacionales y financieros, por supuesto adoptándolo a las realidades actuales.

A continuación se resumen las premisas y principios de esa Política:

#### **Premisas Principales**

- o Mantener el sistema democrático, como expresión política en la conducción del Estado.

- o Reformar la estructura administrativa del Poder Ejecutivo permitiendo una mayor eficiencia en la elaboración e instrumentación de políticas económicas.
- o La planificación energética forma parte de la planificación del desarrollo nacional.
- o Realizar la contratación de asistencia tecnológica con efectividad.
- o La OPEP continuará jugando un papel importante en el campo económico y energético.
- o Diversificar los mercados de exportación de petróleo y derivados manteniendo a los Estados Unidos como nuestro principal mercado de exportación de petróleo.

### **Políticas**

- o El Estado se reserva la administración de todos sus recursos energéticos primarios en el territorio nacional.
- o El Estado garantiza la explotación y aprovechamiento de los recursos energéticos bajo el criterio básico de conservación.
- o Los programas de desarrollo de fuentes energéticas no deben involucrar compromisos que pudieran afectar en forma alguna la soberanía del país sobre esas fuentes.
- o Los programas de desarrollo energético deben estar orientados a la incorporación del mayor valor agregado posible.
- o El desarrollo energético nacional se hará utilizando recursos energéticos autóctonos preferentemente.
- o El sistema de precios internos de la energía deben fundamentarse en la calidad, escasez, disponibilidad, sustituibilidad y costos relativos de las fuentes energéticas nacionales, tomando en cuenta los precios internacionales de la energía.

- o Mantener niveles de producción de petróleo cónsonos con las necesidades del país y de las exportaciones generadoras de divisas.
- o Mantener una relación reservas/producción de petróleo no menor de 15 años por cada tipo de crudo.
- o Mantener la transferencia de tecnología requerida por el sector energético y desarrollar tecnología propia a fin de fortalecer nuestro poder de decisión.
- o Proteger el valor adquisitivo de las exportaciones de petróleo en función de su valor intrínseco, de las tasas internacionales de inflación, de las variaciones monetarias internacionales y del costo involucrado en el desarrollo de las fuentes energéticas, tradicionales y alternas.

**Cuadro 1A.** Tabla de Conversión energética. Fuente: Balances Energéticos de Venezuela. Ministerio de Energía y Minas (1980).

	MIL MC GAS	MIL PC GAS	MIL LIT. GLP	BARRIL DIESEL	BARRIL FUELOIL	BARRIL Petr.EO.	MILLÓN KCAL	GWH (1)
MIL MC GAS	1,0000	35,3150	1,4747	6,4488	5,9808	6,0790	9,3442	29,10 x 10 <sup>-4</sup>
MIL PC GAS	0,0283	1,0000	0,0417	0,1826	0,1694	0,1721	0,26,46	0,823 x 10 <sup>-4</sup>
MIL LIT. GLP	0,6780	23,9471	1,0000	4,3729	4,0553	4,1224	6,3313	19,69 x 10 <sup>-4</sup>
BAR. Diesel	0,1551	5,4762	0,2286	1,0000	0,9274	0,9426	1,4480	4,510 x 10 <sup>-4</sup>
BAR. Fueloil	0,1672	5,9048	0,2466	1,0783	1,0000	1,0164	1,5613	4,860 x 10 <sup>-4</sup>
BARRIL Petro. EO.	0,1645	5,8095	0,2426	1,0690	0,9839	1,0000	1,5361	4,780 x 10 <sup>-4</sup>
MILLÓN KCAL	0,1070	3,7793	0,1579	0,6906	0,6405	0,6510	1,0000	3,114 x 10 <sup>-4</sup>
GWH14 (1)	0,3438 x 10 <sup>3</sup>	12,1418 x 10 <sup>3</sup>	0,5070 x 10 <sup>3</sup>	2,2170 x 10 <sup>3</sup>	2,0563 x 10 <sup>3</sup>	2,0899 x 10 <sup>3</sup>	3,2111 x 10 <sup>3</sup>	1,0000

Ejemplo: 1 Barril de Diesel = 0,1551 Mil MC de Gas o 228,6 Litros de GLP

Base: Gas de 1050 BTU/PC 1 Barril = 158.988 Litros

MC Gas: metros cúbicos de gas - PC Gas: pies cúbicos de gas - GLP: Gas licuado de petróleo  
GWH(1): Gigawatios/hora primarios

**ANEXOS**