



# VENEZUELA

DATOS GENERALES:		SECTOR ENERGIA:	2004
Capital:	Caracas	Recursos:	
(*)Presidente:	Hugo Chávez	○ Reservas Petróleo (Mbbl)	77,200.10
(*)Ministro de Energía y Minas	Frías Rafael Ramírez,	○ Reservas de Gas Natural (Gm <sup>3</sup> )	4,245.00
Area(Km <sup>2</sup> ):	912,050	○ Reservas de Carbón Mineral (Mt)	1,461.00
Población(hab):	26,125.00	Oferta Total de Energía (kBep)	514,618.97
Unidad Monetaria:	Bolívar	○ Producción (kBep)	1,629,111.06
Idiomas oficiales:	Español	○ Exportación (kBep)	1,058,266.39
PIB per capita(USD):	4,148	○ Consumo Final (kBep)	269,727.49
		Capacidad de Refinación (kbbl/día)	1,290.00
		Capacidad Instalada Eléctrica (MW)	22,124.00

(\*) Información a Diciembre 2004  
Fuente: Información del SIEE-OLADE

## Política Energética

La política energética de la Republica Bolivariana de Venezuela durante el año 2004 fue orientada hacia la ampliación del sector hidrocarburos (desde la exploración hasta la petroquímica) y el fomento de las iniciativas de la cooperación e integración energética (con la OPEP y con los países de América latina y Caribe).

En el terreno de los hidrocarburos, los principales retos de Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Ministerio de Energía y Minas (MEM) fueron el incremento de la producción de gas, la maximización del valor del recurso, la reafirmación de su condición de proveedor seguro y confiable en América-Latina y USA, la ampliación del dinamismo del mercado interno con la actividad petrolera, y la recuperación económica frente al golpe (paro) que enfrentó la empresa en el mes de Abril 2002.

Bajo estos desafíos, el MEM desarrollo una estrategia de "salto hacia delante" gracias a un "plan de negocios 2004-2009" de US\$ 37 Billones (financiado por PDVSA con US\$ 27 billones y terceros con US\$ 10 billones) cuyo objetivo es alcanzar una capacidad de producción superior a 5 millones barriles al día.

Así, se propuso en 2004 un amplio portafolio de grandes proyectos (34) para inversionistas internacionales, dentro los cuales están:

- El proyecto "Gas Anaco" con una infraestructura que permitirá manejar 2400 millones de pies<sup>3</sup> diarios;
- La Plataforma Deltana de gas costa fuera;
- El proyecto CIGMA (complejo industrial gran Mariscal Sucre) de plantas de licuefacción de gas, de refinación de petróleo y petroquímica;
- El proyecto ICO (interconexión de sistemas de transporte de gas de centro oriente y occidente). Gasoducto que aliviara el déficit de gas en occidente;
- La exploración en el Golfo de Venezuela y la subcuenca de Falcón (Faja de Orinoco) de 34 campos de gas y crudo pesado y extra-pesado;
- La exploración del campo Trevis (estimación 1000 millones de barriles).

En el tema de cooperación y integración energética se pueden destacar varias iniciativas propuestas por parte de Venezuela durante foros internacionales sobre energía: así, el proyecto Petrosur y Enersur que propone crear alianzas estratégicas entre operadores nacionales y instrumentos efectivos de integración entre Argentina, Bolivia, Brasil y Venezuela, con el objetivo la conservación de los recursos energéticos renovables y no- renovables y la solidaridad compartida. Esa iniciativa encontró un paso decisivo con la firma de la declaración de la I reunión de ministros de América del sur sobre energía en octubre entre dichos países.

En el mismo sentido, están las propuestas de integración energética como son PetroAmerica y PetroCaribe, que fomentan la solidaridad y seguridad de abastecimiento con una alta capacidad de negociación frente a otros bloques.

También se profundizó la cooperación bilateral con Argentina (energía y agropecuaria), Paraguay (energía y agroalimentaria), Brasil, Colombia (con la construcción del gasoducto Transguajiro entre ambos países), Panamá (negociación de un oleoducto hacia el Pacífico), entre otros. Venezuela afirmó también su voluntad de ampliar sus plantas de hidrocarburos hacia Caribe con participación de los Estados.

Venezuela el 2004 restableció su papel y su influencia en la OPEP gracias a su iniciativa propositiva (por ejemplo propuso un nuevo sistema marcador para fijar los precios internacionales de los hidrocarburos).

Por otro lado, con relación a la creación de la nueva PDSVA, se estrecharon los enlaces entre política y energía además de fomentar una reestructuración interna. Así, según el presidente de PDVSA, "la nueva PDSVA es una empresa dedicada a enfrentar el reto no solo de

lograr la máxima valorización de nuestros recursos naturales, sino lo más importante, valorar el ser humano como persona integral”.

En cuanto al sector eléctrico, se puede subrayar los avances sobre la generación eléctrica con la nueva planta Termozulia: una instalación termoeléctrica más moderna y grande del país con una inversión de US\$ 500 millones y una capacidad de 150 MW. También los complejos de Valencia (de 300MW en total), el proyecto Uribante-Caparo (central hidroeléctrica) y el programa Guarico (que propondrá 350 MW).

Finalmente, dentro los desafíos para 2005 para la Republica Bolivariana de Venezuela se encuentran: El concretar los planes trazados en el marco de los proyectos de integración que impulsa (Petrocaribe y Petrosur), el de tomar un liderazgo en la estabilización de los precios de petróleo en el marco la OPEP y el de continuar con el fortalecimiento institucional para garantizar un adecuado y eficiente funcionamiento tanto interno como de las filiales de PDVSA en el exterior.

## **Hidrocarburos**

Después de dos años de conflicto político interno, que filtró hasta la industria petrolera del país y produjo una importante huelga de su empresa petrolera estatal, PdVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) Venezuela ha podido mostrar señales de recuperación en gran medida por el aumento mundial de los precios petroleros. El sector del petróleo cumple un rol significativo en la economía del país, ya que contribuye más de las tres cuartas partes de sus ingresos por exportaciones y una mitad del total de los ingresos del gobierno. En 2004, Venezuela se registró como el quinto exportador neto de petróleo en el mundo, con sus reservas petroleras comprobadas en 77,2 mil millones de barriles, que es el mayor volumen del Hemisferio Occidental. Se anotó que este estimado habría sido mucho mayor si hubiera incluido los yacimientos de crudo extra-pesado y betumen, que posiblemente asciendan a 270 mil millones de barriles. La producción petrolera totalizó 1'068.189 bbl/d en 2004, aunque otros informes han dado estimados contradictorios con varias cantidades mayores. No obstante, esta cifra representa un incremento sobre el año anterior del 21,73%, lo cual indica que se ha dado una marcada recuperación luego de su dilema de los años anteriores. Por otro lado, se debe notar que Venezuela, como integrante de la OPEP, todavía está por debajo de su cupo de producción de 3,22 millones de bbl/d.

### **Exportaciones Petroleras**

Venezuela realiza un aporte significativo a la economía estadounidense ya que consistentemente está entre las primeras

fuentes del petróleo importado a ese país, conjuntamente con Canadá, Arabia Saudita y México, en la región. En 2004, Venezuela exportó 1,53 millón de bbl/d de petróleo crudo y productos refinados a los EEUU, lo que representó un 11,8 por ciento de todas las importaciones petroleras de los EEUU. A más de ser un importante proveedor de los EEUU, Venezuela también proporciona cantidades significativas de petróleo a sus vecinos regionales mediante varias iniciativas como los Acuerdos de San José y Caracas, según los cuales Venezuela y México proporcionan a once naciones de América Central y el Caribe (Barbados, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y la República Dominicana) petróleo crudo y productos bajo términos preferenciales. En otro acuerdo, Venezuela también suministra a Cuba 78.000 bbl/d de petróleo bajo términos financieros favorables. Venezuela ha promovido otras iniciativas petroleras regionales como la del Caribe (Petrocaribe), la región andina (Petroandino), Sudamérica (Petrosur), y América Latina (Petroamérica). Las iniciativas incluyen apoyo para el desarrollo petrolero, inversiones en la capacidad de refinación, y precios petroleros preferenciales. En abril del 2004, PdVSA completó la construcción de un nuevo terminal para la exportación del petróleo en el puerto oriental de José, incrementando la capacidad de exportación del petróleo crudo en 230.000 bbl/d.

#### Exploración y explotación

PdVSA ha anunciado que invertirá \$26 mil millones para ampliar sus reservas y producción de hidrocarburos entre 2004 y 2009, con el objetivo de incrementar la producción petrolera nacional hasta 5 millones de bbl/d. La compañía también indicó que tenía un plan de inversión de capital de \$5 mil millones para el 2004, de lo cual el 75 por ciento se gastó para noviembre. Similar a la PEMEX de México, la capacidad de PdVSA de cumplir con sus objetivos de inversión se ve frustrada por las crecientes demandas sobre sus finanzas por parte del Gobierno venezolano. En 2004, el Gobierno de Venezuela estableció un fondo especial de desarrollo para financiar proyectos de infraestructura en todo el país y PdVSA tuvo que aportar \$2 mil millones anuales directamente a este fondo, sin la intermediación del Banco Central de Venezuela. Aparte de los impuestos a la renta, regalías y dividendos pagados al Gobierno, los que suman mil millones de dólares, hay también planes que harían que PdVSA gaste otros \$2-3 mil millones anuales en los programas sociales del país. Además, los compromisos del Gobierno con sus vecinos hacen que cantidades substanciales de petróleo se vendan por debajo de su valor de mercado, lo que afecta seriamente los resultados de la empresa. Los funcionarios de PdVSA han señalado, por lo tanto, su intención de buscar financiamiento internacional para apoyar su programa masivo de mil millones de dólares para el desarrollo.

El sector petrolero "corriente arriba" (exploración y explotación) de Venezuela está abierto para la inversión privada, y hay unas 22 empresas petroleras extranjeras, incluyendo las grandes internacionales como Chevron, BP, Total, y Repsol-YPF, que tienen Acuerdos de Servicios Operativos (ASOs). Sin embargo, la nueva Ley de Hidrocarburos ha hecho que sea menos atractivo para estos operadores y otros futuros, ya que las regalías han subido desde el 1-17 por ciento hasta un 20-30 por ciento. Además, la ley estipula que toda inversión extranjera futura sería en forma de emprendimientos conjuntos (JVs) con PdVSA. Y una campaña por recaudar los impuestos retroactivamente a las operadoras extranjeras ha perjudicado las relaciones con estas empresas y sus planes para inversiones futuras.

PdVSA es responsable directamente de un 50-60 por ciento de la producción petrolera nacional de Venezuela. Venezuela tiene cuatro cuencas sedimentarias importantes: Maracaibo, Falcón, Apure y Oriental. Se estima que la empresa produjo 1,3 millón de bbl/d de petróleo crudo en 2004. Con la producción mediante proyectos de ASOs y asociaciones estratégicas estimada en un total de 1,2 millón de bbl/d, PdVSA es responsable de un 50-60 por ciento de la producción petrolera nacional de Venezuela.

La cuenca del Maracaibo contiene algo menos de la mitad de la producción petrolera de PdVSA. Los campos de esta zona están muy maduros y requieren fuertes inversiones para mantener su capacidad actual. Los centros de producción en esta área incluyen Tomoporo, Lagunillas, y Tiajuana. A fines del 2004, PdVSA completó un proyecto de ampliación del campo Tomoporo que incrementó la producción hasta 116.000 bbl/d desde 100.000 bbl/d. La empresa indicó que Tomoporo contiene más de mil millones de barriles reservas recuperables, y espera que la ampliación futura aumente la producción del campo hasta 250.000 bbl/d en los próximos cuatro años. Adyacente al Tomoporo, PdVSA está realizando también operaciones exploratorias en el campo Franquera, el que se cree que contiene 500 millones de barriles de reservas. Además, espera incrementar la producción del campo de Tiajuana desde sus 312.000 bbl/d actuales hasta 527.000 bbl/d para 2012. En general, los campos de la cuenca Oriental son menos maduros que en el Oeste, y fueron algunos de los primeros campos que entraron en producción luego de la huelga de 2002-2003. PdVSA planeaba lanzar exploración adicional el próximo año en los campos El Tejero y Cotoperi, cerca de los campos existentes de El Carito y El Furrial en el estado de Monagas. En noviembre del 2004, la empresa anunció que había descubierto yacimientos grandes de petróleo crudo mediano en el campo Travis, también en el estado de Monagas.

## Acuerdos de Servicios Operativos (ASOs)

Según los estimados de la industria, los proyectos ASO produjeron 600.000 bbl/d en 2004, pero el Gobierno anunció que todos los proyectos ASO deben convertirse en emprendimientos conjuntos (JVs) bajo la nueva Ley de Hidrocarburos, para fines del próximo año. Pese a las mencionadas protestas de las operadoras de ASOs por el cambio a la nueva estructura de JVs, algunas operadoras de ASOs han comentado que el cambio les parece positivo, ya que les hará propietarias de parte del petróleo producido por estos proyectos. En cambio, bajo los acuerdos actuales, están obligadas a vender todo el petróleo a PdVSA por un precio predeterminado. Una de las empresas más grandes que participa en los proyectos ASO es la Petrobrás del Brasil. La empresa opera el campo Oritupano-Leona, y Anadarko tiene un interés accionario del 45 por ciento. Petrobras planeaba perforar 15 pozos de desarrollo y recondicionar 50 pozos existentes en el campo.

## Acuerdos para Riesgos / Utilidades Compartidos (RPSAs)

De los ocho contratos RPSA originalmente adjudicados por PdVSA, tres redundaron en el descubrimiento de volúmenes significativos de reservas petroleras: La Ceiba, Golfo de Paria Este y Golfo de Paria Oeste. ConocoPhillips, operadora del bloque del Golfo of Paria Oeste, planea producir del campo Corocoro de 55.000 bbl/d, conjuntamente con sus socios accionarios PdVSA (35 por ciento) y Eni (26 por ciento).

## Asociaciones Estratégicas

Venezuela tiene mil millones de barriles en yacimientos de petróleo crudo extra pesado y betumen, situados en su mayoría en la Franja del Orinoco en el centro de Venezuela. Los estimados de las reservas recuperables de la Franja del Orinoco oscilan entre 100 y 270 mil millones de barriles. PdVSA ha establecido cuatro asociaciones estratégicas para explotar estos recursos. Las asociaciones estratégicas convierten el crudo extra pesado y betumen de aproximadamente 9° API a un crudo más liviano y menos azufrado conocido como "syncrudo", en el complejo de refinería de José en la costa norte de Venezuela. La Royal Dutch Shell ha entablado negociaciones con PdVSA sobre un nuevo proyecto de syncrudo que podría implicar una inversión de \$4-8 mil millones.

Venezuela planea desarrollar agresivamente los recursos petroleros de la Franja del Orinoco en los próximos años. PdVSA ha dividido el área en 27 bloques, con planes de rematarlos en rondas de licitaciones luego de un levantamiento exhaustivo de la región. Aun

antes de completar este proceso formal, PdVSA ya nota interés potencial por parte de varios operadores extranjeros.

## Ductos

Venezuela tiene un extenso sistema nacional de oleoductos, para transportar desde los centros de producción hasta las refinerías y los terminales de exportación en la costa. Sin embargo, no tiene ductos para la exportación. Un proyecto de construir un oleoducto hasta un puerto en Colombia y por el Océano Pacífico se presenta como una manera de destinar más exportaciones venezolanas de petróleo crudo a Asia, evitando el cuello de botella del Canal de Panamá o los costos altos de dar la vuelta por el Cabo de Hornos. Se ha conversado sobre la posibilidad de que empresas chinas financien semejante oleoducto, aunque nada se ha concretado todavía.

## Refinación

PdVSA opera una de las redes más grandes de refinación en el Hemisferio Occidental. Venezuela tiene una capacidad de refinación de 1,28 millón de barriles por día (bbl/d) de petróleo crudo, toda operada por PdVSA. Sus principales instalaciones incluyen el Centro Paraguana de refinación (955.000 bbl/d), Puerto de la Cruz (195.000 bbl/d), El Palito (126.900 bbl/d), y San Roque (5.200 bbl/d). PdVSA planea invertir substancialmente para construir refinerías nuevas y modernizar las existentes.

## CITGO

CITGO, subsidiaria propia de PdVSA, controla 734.000 bbl/d de capacidad de refinación de petróleo crudo en los EEUU. La compañía opera tres refinerías de productos (Lake Charles, LA; Corpus Christi, TX; Lemont, IL), dos refinerías de asfalto (Paulsboro, NJ; Savannah, GA), y tiene una participación del 41 por ciento en la refinería de Lyondell en Houston, TX. CITGO también opera una red de 14.000 gasolineras minoristas y numerosos terminales mayoristas de asfalto. CITGO consigue la mayor parte de su petróleo crudo bajo contratos a largo plazo con la PdVSA, la que también tiene acciones en alguna capacidad estadounidense de refinación de petróleo crudo directamente, incluyendo un interés del 50 por ciento en la instalación de Chalmette en Louisiana y ciertas unidades en la refinería de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En marzo del 2004, CITGO anunció que planeaba incrementar la capacidad de procesamiento de petróleo crudo en la refinería de Lake Charles hasta 450.000 bbl/d desde su nivel actual de 308.000 bbl/d, como parte del programa Nivel II. La ampliación incluirá actualizaciones que permitirán que la refinería procese corrientes de crudo más pesado de Venezuela.

## Caribe / Sudamérica

PdVSA tiene un interés accionario del 50 por ciento en la refinería Hovensa ubicada en St. Croix, Islas Vírgenes estadounidenses, con capacidad de 495.000 bbl/d. En las Antillas Neerlandesas, PdVSA alquila la refinería de 320.000 bbl/d en Emmastad, isla de Curacao. La mayor parte de los productos de estas refinerías se exporta a los EEUU.

PdVSA ha dirigido su mirada hacia Sudamérica para ampliar su capacidad regional de refinación, y espera firmar un acuerdo con Petrobras a principios del próximo año para construir una nueva refinería de 150.000-250.000 bbl/d en el nororiente del Brasil a un costo de \$2,5 mil millones. PdVSA también ha buscado inversiones conjuntas en refinerías en Colombia y Argentina.

## Europa

PdVSA participa en dos emprendimientos conjuntos de refinación en Europa, controlando 300.500 bbl/d de capacidad de refinación en la región. PdVSA tiene un 50 por ciento accionario de AB Nynas, empresa sueca que opera cinco refinerías: Nynashamm (Suecia), Gotenburgo (Suecia), Antwerp (Bélgica), Eastham (Inglaterra), y Dundee (Escocia); la participación de PdVSA en esta capacidad es 50.500 bbl/d. PdVSA También tiene una participación del 50 por ciento en Ruhr Oel, en asocio con BP. Ruhr Oel tiene intereses patrimoniales en cinco refinerías alemanas: Gelsenkirchen, Neustad, Karlsruhe y Schwedt, siendo la participación de PdVSA en esta capacidad 250.000 bbl/d.

## Gas natural

Venezuela ocupa el segundo lugar en reservas de gas natural en el Hemisferio Occidental (luego de los Estados Unidos) con 151 trillones de pies cúbicos (Tcf) de reservas comprobadas de gas natural, el noveno volumen mundial. Es muy conocido que la producción venezolana de petróleo crudo limita la producción del gas natural, ya que un estimado 90 por ciento de los recursos de gas están asociados. Según Enagas, el principal organismo gubernamental a cargo de regular el sector del gas natural, la industria petrolera consume más del 70 por ciento de la producción venezolana de gas natural. La mayor parte de dicho consumo es en forma de la reinyección para ayudar la recuperación del petróleo crudo. De hecho, una escasez de gas natural en el oeste de Venezuela es una causa de la declinación de su producción de petróleo crudo allá, y Venezuela está explorando la posibilidad de importarlo desde Colombia para remediar la escasez.



PdVSA tradicionalmente ha monopolizado la producción venezolana del gas natural. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos Gaseosos ahora permite que los inversionistas extranjeros sean propietarios del 100 por ciento de los proyectos de gas natural no asociado. Los objetivos de la Ley incluyeron el desarrollo de los recursos de gas natural; la ampliación de la red de transporte interno de gas natural y la creación de un sistema general de distribución; la promoción de proyectos para exportar el gas natural; y un mayor consumo del gas natural en las industrias termoeléctrica y petroquímica.

### Exploración y explotación

PdVSA ha adjudicado seis bloques de exploración en una ronda de licitaciones para gas natural no asociado. Un consorcio encabezado por Total se adjudicó los bloques Yucal Placer Norte y Sur, y otros bloques se adjudicaron a Repsol-YPF, Pluspetrol, y Petrobras. En abril del 2004, Total inició su primera producción en los bloques Yucal Placer, con una producción inicial de 100 millones de pies cúbicos por día (MMcf/d). En etapas posteriores del proyecto, Total planea subir la producción hasta 300 MMcf/d. Los bloques Yucal Placer contienen un estimado 1-2 Tcf de reservas de gas natural. Repsol-YPF anunció en diciembre del 2004 que hicieron un descubrimiento de gas en el Bloque Barrancas al sudoeste de Venezuela, que contiene un estimado 2-6 Tcf de reservas de gas natural.

### Plataforma Deltana

PdVSA había adjudicado bloques de exploración a Chevron y Statoil, el año pasado, en la zona de la Plataforma Deltana, ubicada fuera de la costa nordeste de Venezuela y a los dos lados del límite marítimo del país con Trinidad y Tabago. PdVSA estima que la Plataforma Deltana contiene 40 Tcf de reservas de gas natural. Chevron comenzó a explorar el campo Loran (Bloque 2) en 2004, perforando tres pozos. El desarrollo adicional de la Plataforma Deltana probablemente dependerá de la colaboración con Trinidad y Tabago, que está muy activo en la zona. Venezuela y Trinidad y Tabago iniciaron negociaciones en 2004 para delinear las reservas transfronterizas.

### Sistemas de Transmisión y Distribución

#### Conexiones Nacionales

La falta de infraestructura adecuada para transporte y distribución del gas natural a nivel interno ha impedido que Venezuela explote plenamente sus recursos gasíferos. En marzo del 2004, PdVSA adjudicó tres contratos a empresas nacionales para construir el gasoducto de Interconexión Central-Occidental (ICO). El ICO, de 250 millas, conectará los sistemas de transporte de gas natural en las

partes central y occidental de Venezuela, suministrando mayores volúmenes de gas natural al oeste de Venezuela para su reinyección en los campos petroleros. La primera etapa del proyecto conectará los campos de gas natural en el estado de Falcón con el complejo Paraguana de refinación, entregando 40-100 Mmcf/d. La segunda etapa conectará los ductos existentes Ule-Amuay y Anaco-Barquisimeto.

### Conexiones Internacionales

En octubre del 2004, Colombia y Venezuela firmaron un acuerdo formal para iniciar la construcción del gasoducto de 130 millas para gas natural, con un costo estimado de \$130 millones. El gasoducto transportará 150 Mmcf/d desde los campos de gas colombianos en Punta Ballenas hasta Maracaibo en Venezuela, donde PdVSA utilizará el gas natural para re-inyección en sus campos petroleros. Sin embargo, los países han indicado que el caudal del ducto podría revertirse después, una vez que Venezuela haya desarrollado más completamente sus reservas nacionales de gas natural.

### Gas natural licuado (GNL)

Hace dos años, PdVSA, Royal Dutch Shell, y Mitsubishi firmaron un acuerdo preliminar para desarrollar el proyecto Mariscal Sucre de GNL, ubicado en la península Paria en el nordeste de Venezuela. El componente productivo de los \$2,7 mil millones para el proyecto de Mariscal Sucre consiste en cuatro campos costafuera: Río Caribe, Mejillones, Patao, y Dragón, con reservas combinadas de 10 Tcf y una producción estimada en mil millones de pies cúbicos por día (Bcf/d). Aproximadamente un 60 por ciento de esta producción se destinó para un terminal de exportación de GNL, y el resto al mercado interno. Sin embargo, PdVSA ha estado revisando el proyecto, especialmente su componente de GNL.

### Electricidad

La capacidad de generación eléctrica instalada, incluyendo la de auto productores, subió a 22,124 MW, de los cuales 13,864 son hidroeléctricos y 8,260 termoeléctricos.

En cuanto a la producción de energía eléctrica, se han generado 94,034 GWh, que representa un incremento de 4.7 % con relación al año anterior.

No se han reportado importaciones ni exportaciones de energía eléctrica, pues las interconexiones existentes con Colombia se utilizan solo para imprevistos y el enlace con Brasil es poco usado.

Los usuarios finales han consumido 68,098 GWh, lo cual representa 9 % de aumento respecto del año previo.

Los precios internos medios de la electricidad, con impuestos, trasladados a dólares, para clientes comerciales, industriales y residenciales, fueron 0.041, 0.032 y 0.045 US\$/kWh, respectivamente.

Sobre la cobertura del servicio eléctrico, se estimaba que 94 % de las viviendas contaba con suministro de electricidad.

Venezuela está trabajando en un plan de US\$ 1,000 millones para mejorar los sistemas de generación y transmisión del país.

El holding estatal venezolano de la industria pesada, CVG, propuso que el banco brasileño de desarrollo BNDES ayude a financiar parte del proyecto hidroeléctrico Tocoma de 2,160 MW en el río Caroní, para el cual la CAF comprometió US\$ 300.

Edelca reinició las operaciones de la turbina 17 en su central hidroeléctrica Guri, lo que representa un avance de 34% del programa de modernización de la planta

En el estado venezolano de Falcón inició operaciones la subestación Tucacas. Edelca incorporó su nueva subestación Macagua I y continuó las obras de expansión de la subestación Macagua II.

La empresa estatal Enelbar firmó contratos con la local Jantesa para la construcción del proyecto termoeléctrico Palavecino de 120 MW.

Cadafé hizo el pago inicial para que la empresa alemana Siemens pueda iniciar la construcción del proyecto termoeléctrico Pedro Camejo de 300 MW.

Colombia entraría a abastecer de electricidad a la zona noroccidental de energía de Venezuela y como contraprestación Venezuela entregaría ese servicio en la zona limítrofe de los llanos orientales colombianos.

## **Renovables y ambiente**

Las energías renovables son muy importantes en la matriz energética de Venezuela, en especial la hidroenergía y la biomasa; en menor medida la energía solar. En energía eólica, hay un potencial considerable y se han identificado varios proyectos que están en gestión. En hidroenergía, en 2004 se generaron 63,002 GWh de electricidad (67%), proveniente de centrales con una capacidad instalada de 13,864 MW.

En biomasa, hay consumos bajos de la leña para consumo en el sector residencial rural, y de bagazo que se utiliza en la industria azucarera para auto producción de energía. En energía solar, existen varios proyectos de utilización de paneles fotovoltaicos para electrificación de zonas rurales aisladas. Uno de estos proyectos benefició a la comunidad indígena Wayúu, en Casuasín, uno de los poblados de esa estepa asentada en la península de la Guajira. Con la electricidad se refrigerarán las medicinas, lo que ayudará a disminuir la mortalidad en el área y se reducirá el uso de la leña como combustible.

En el tema ambiental, a finales del año 2004 Venezuela firmó el Protocolo de Kyoto y durante el 2005 se espera que conforme su Autoridad Nacional Designada para el MDL.